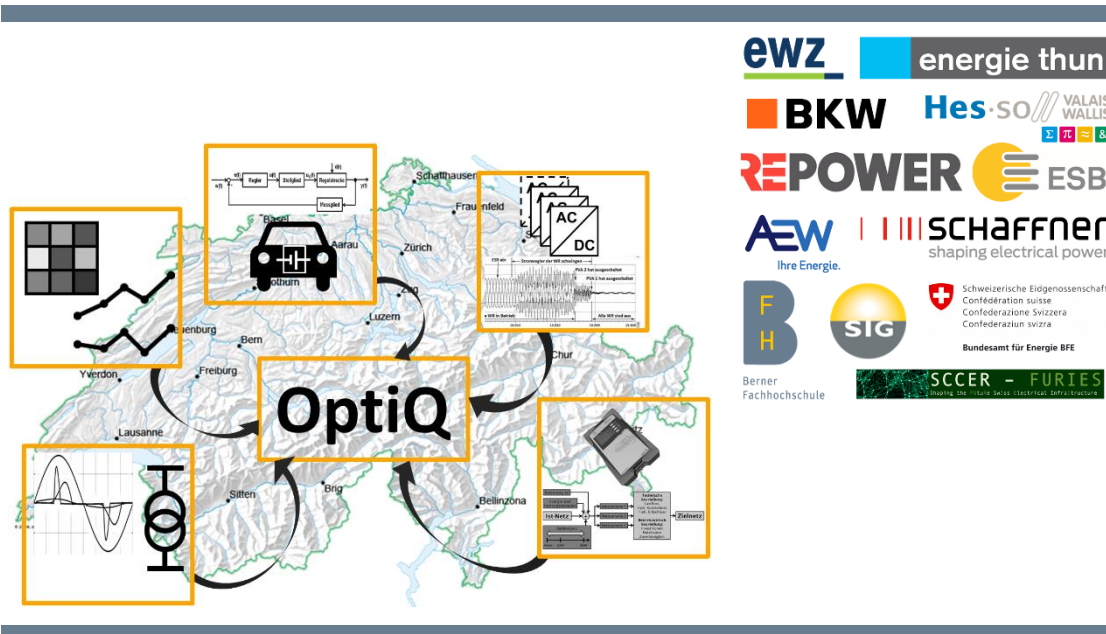




Berner
Fachhochschule



OptiQ – Bericht WP 5

Zielnetzimpedanz

Autoren: Stefan Schori, Lukas Heiniger, Thiago Novais, Ron Buntschu
Co-Autor: Michael Höckel

Auftraggeber: Bundesamt für Energie BFE
Projektpartner: AEW, BKW, Energie Service Biel/Bienne, Energie Thun, ewz, Repower, Schaffner, Service Industriels de Genève, HES-SO Valais-Wallis
Unterstützt durch: SCCER FURIES (Innosuisse)

Version: 1.1
Ort: Nidau
Datum: 23.8.2022

Berner Fachhochschule
BFH-Zentrum Energiespeicherung
Labor für Elektrizitätsnetze
Aarbergstrasse 5
CH-2560 Nidau

1 Abstract

Deutsche Version

Im Arbeitspaket WP 5 wurde an einem Mittel- und Niederspannungsnetz je eine Methodik für die Netzplanung aufgezeigt. Zur Erstellung von Leistungsprofilen für die technische Bewertung der Stromnetze wurde das «LastprofilTool ES 2050» entwickelt.

Das technische Potential und die Wirtschaftlichkeit von P(U)-Regelung, Q(U)-Regelung und regelbaren Ortsnetztransformatoren (RONT) für die Spannungsregelung wurden analysiert. Zusätzlich wurde der Einsatz eines Batteriespeichers im Zusammenhang mit dem Bau einer Schnellladestation betrachtet.

Die Entwicklung der Spannungsqualitäts-Parameter (PQ-Parameter) gemäss Langzeitdatenanalyse aus dem Arbeitspaket WP 2 wurde berücksichtigt. Auch die Veränderungen der PQ-Parameter durch Netzbauten (Arbeitspaket WP 1) wurden in die Schlussfolgerungen miteinbezogen. Wie sich eine schlechte Spannungsqualität und verzerrte Ströme auf die Alterung von Betriebselementen auswirken könnten, wurde mittels Literaturstudie dokumentiert.

Der PQ-Index zur Bewertung der Spannungsqualität mittels einer einzelnen Kennzahl wurde entwickelt und in das Tool «ZNP light» integriert.

Basierend auf den Ergebnissen der Arbeitspakete (WP) 1 bis 4 wurden Empfehlungen für die Netzplanung und den Netzbetrieb ausgearbeitet und im Schlussbericht des Projekts dokumentiert

English version

In work package WP 5, a methodology for grid planning was demonstrated for one medium and one low voltage grid. The «LastprofilTool ES 2050» was developed to create power profiles for the technical assessment of the power grids.

The technical potential and economic efficiency of P(U) control, Q(U) control and controllable transformers for voltage control were analyzed. In addition, the use of a battery storage unit was considered in connection with the construction of a fast charging station.

The evolution of the power quality (PQ) parameters according to the long-term analysis from work package WP 2 was considered. Also, the changes of the PQ parameters due to grid modifications (work package WP 1) were included in the conclusions. How a poor power quality and distorted currents could affect the aging of grid elements was documented by a literature study.

The PQ index for the evaluation of power quality using a single key parameter was developed and integrated into the tool «ZNP light».

Based on the results of the work packages (WP) 1 to 4, recommendations for the grid planning and grid operation were developed and documented in the final report of the project.

2 Management summary

Die Netzbetreiber stehen vor der Herausforderung, unter komplexen Voraussetzungen eine effiziente Zielnetzplanung durchzuführen. Heutzutage mangelt es insbesondere den kleinen und mittelgrossen Netzbetreibern an einfach zu bedienenden Werkzeugen und Methoden. Die verfügbare Dokumentation ist oft zu umfangreich und schwer verständlich. Die im Projekt entwickelten Werkzeuge, Methoden und Dokumentationen können den Einstieg und die Durchführung der Zielnetzplanung vereinfachen. Dabei berücksichtigen die im Projekt erarbeiteten Lösungen nicht nur den Leistungsfluss und die Wirtschaftlichkeit, sondern auch die Ausprägung der PQ-Parameter nach EN 50160.

Die im Projekt entwickelten Zielnetzplanungsstrategien für das Mittel- und Niederspannungsnetz unterstützen die Verteilnetzbetreiber (VNB) bei der Weiterentwicklung der Verteilnetze (Kapitel 4.1 und 4.2). Das neue «LastprofilTool ES 2050» kann Leistungsprofile für beliebige Anschlusspunkte erstellen, um möglichst realitätsnahe Leistungsflussberechnungen mit den gängigen Netzberechnungstools durchzuführen. Diese einfachen Werkzeuge und Konzepte für die Zielnetzplanung unterstützen einige Netzbetreiber schon heute bei der Planung des Verteilnetzes.

Die Ergebnisse des Projekts werden den Verteilnetzbetreibern bei der Wahl der optimalen Netzstruktur und bei der Vermeidung von unnötigen Netzinvestitionen helfen. Optimierungspotenziale, die durch regelbare Geräte wie steuerbare Transformatoren und regelbare PV-Wechselrichter gegeben sind, wurden quantifiziert und können von den Verteilnetzbetreibern genutzt werden. In einer technischen und wirtschaftlichen Untersuchung verschiedener Regelstrategien wurden die Lösungen bewertet und Empfehlungen für den zukünftigen Planungsprozess abgeleitet (Kapitel 4.3). Weiter wurde der Einsatz eines Batteriespeichers im Zusammenhang mit dem Bau einer Schnellladestation betrachtet (Kapitel 4.4). Die Hauptergebnisse sind öffentlich zugänglich, so dass weitere VNB davon profitieren können.

Die Auswertung von Langzeitdaten zeigte auf, dass sich die PQ-Parameter in den analysierten Mittel- und Niederspannungsnetzen über die letzten Jahre im Normalfall nicht verschlechtert haben. Auch die betrachteten Topologieveränderungen wirkten sich nicht negativ auf die Spannungsqualität aus. Um den Einfluss von Oberschwingungen auf die Lebensdauer von Geräten zu studieren, wurden diverse wissenschaftliche Studien zusammengetragen. Aufgrund dieser Studien wurde für drei Betriebsmittel (Motoren, Transformatoren und Leitungen) beschrieben, unter welchen Bedingungen Oberschwingungen eine vorzeitige Alterung bzw. Schaden verursachen können (Kapitel 4.5).

Der entwickelte PQ-Index ermöglicht die Bewertung der PQ-Phänomene anhand einer einzelnen Kennzahl. Das von der BFH programmierte Tool «ZNP light» zur Leistungsflussberechnung und zur einfachen wirtschaftlichen Bewertung von Netzvarianten wurde mit dem PQ-Index erweitert, so dass auch qualitative Aussagen zur Spannungsqualität von heutigen und zukünftigen Netzvarianten vorgenommen werden können (Kapitel 4.6). Diese Funktionalität hebt das Tool von anderen Netzberechnungstools ab. Das Tool «ZNP light» und das oben genannte Tool «LastprofilTool ES 2050» sind kostenlos bei der BFH erhältlich (Mail an stefan.schori@bfh.ch oder michael.hoeckel@bfh.ch).

Inhaltsverzeichnis

1	Abstract.....	I
2	Management summary	II
3	Ausgangslage und Forschungsfragen.....	1
3.1	Ausgangslage	1
3.2	Forschungsfragen	1
4	Ergebnisse	2
4.1	ZNP-Strategien im MS-Netz.....	2
4.1.1	Standardlastprofile	3
4.1.2	Wärmepumpen	3
4.1.3	Photovoltaik	6
4.1.4	Elektromobilität.....	8
4.1.5	Szenarien 2050	11
4.1.6	Entwicklungsflächen.....	12
4.2	ZNP-Strategien im NS-Netz	13
4.2.1	Leistungsprofile für Standardverbrauch	14
4.2.2	Elektrizitätsnachfrage.....	15
4.2.3	Photovoltaik	15
4.2.4	Elektromobilität.....	16
4.2.5	Speichersysteme.....	17
4.2.6	Wärme und Kälte	18
4.2.7	Szenario-Manager des Lastprofil-Tools	20
4.3	NS-Spannungsregler.....	21
4.3.1	Massnahmen gegen Spannungsüberhöhung	21
4.3.2	Szenarien	22
4.3.3	Technische Untersuchung	22
4.3.4	Wirtschaftliche Untersuchung	24
4.3.5	Fazit.....	26
4.4	Batteriespeicher im NS-Netz	27
4.4.1	Technische Untersuchung	27
4.4.2	Wirtschaftliche Untersuchung	28
4.4.3	Worst Case	30
4.4.4	Fazit.....	31
4.5	PQ in der Zielnetzplanung.....	32
4.5.1	Entwicklung der PQ auf der MS-Ebene.....	32
4.5.2	Entwicklung der PQ auf der NS-Ebene	33
4.5.3	Alterung von Betriebsmitteln	35
4.5.4	Alterung von Motoren	35

4.5.5	Alterung von Transformatoren	36
4.5.6	Alterung von Leitungen	37
4.5.7	Wirbelstromverluste	37
4.6	PQ-Index im Tool ZNP light	39
5	Empfehlungen	41
6	Zielerreichung	41
7	Ausblick	41
8	Danksagung	41
9	Glossar	42
10	Abbildungsverzeichnis	43
11	Referenzen.....	46
12	Versionskontrolle	48

3 Ausgangslage und Forschungsfragen

3.1 Ausgangslage

Im Arbeitspaket WP 5 mit dem Titel «Zielnetzimpedanz» lag der Fokus darauf, Methodiken und Tools zur Entwicklung des Zielnetzes zu entwickeln und zu testen. Die Ergebnisse aus den Arbeitspaketen WP 1 bis 4 dienten als Basis. Ein optimal dimensioniertes Zielnetz sollte auch bezüglich der Netzimpedanz ein vorteilhaftes Verhalten aufweisen – daher der Titel «Zielnetzimpedanz». Das Zielnetz wird also weder unnötig überdimensioniert noch kritisch unterdimensioniert. Zudem werden Anlagen so angeschlossen, dass die PQ-Parameter sich nicht signifikant verändern und die Netzimpedanz sowie Kommunikationssysteme nicht ungünstig beeinflusst werden. Daher wurden Strategien für die Planung und den Betrieb von Mittel- und Niederspannungsnetzen ausgearbeitet und angewandt. Technische und wirtschaftliche Aspekte von Niederspannungs-Spannungsreglern (NS-Spannungsreglern) wurden in einem Niederspannungsnetz untersucht. Zudem wurde aufgezeigt, ob sich die PQ-Parameter in den gemessenen Mittel- und Niederspannungsnetzen über die letzten Jahre verschlechtert haben und ab wann ein negativer Einfluss (Alterung) auf gewisse Betriebsmittel zu erwarten ist. Die folgende Liste gibt eine Übersicht der gemeinsam mit den Projektpartnern durchgeführten Aktivitäten:

- AEW: Das neu entwickelte «LastprofilTool ES 2050» zur Erstellung von synthetischen Leistungsprofilen wurde an einem Netz im Wohngebiet getestet. Eine Validierung der erstellten synthetischen Profile erfolgte anhand von Messdaten, die während einer zweiwöchigen Messkampagne erfasst wurden. Das Lastprofil-Tool kann heutige und zukünftige Leistungsprofile abbilden.
- Energie Service Biel/Bienne: Basierend auf dem Mittelspannungsnetz des ESB wurden zukunftsorientierte Zielnetzplanungsstrategien entwickelt und analysiert. Die Auswirkungen auf das Netznutzungsentgelt wurden exemplarisch beurteilt.
- Energie Thun: Anhand des Niederspannungsnetzes in einem Industrie- und Gewerbequartier, das bereits im Arbeitspaket WP 3 für Analysen zur Verfügung stand, wurden der Sinn (technisch) und die Wirtschaftlichkeit von NS-Spannungsreglern untersucht.
- Mittels Literaturstudie wurde untersucht, welchen Einfluss eine Verschlechterung der Spannungsqualität auf die Lebensdauer von bestimmten Netzelementen hätte. Basierend auf den Langzeitdaten, die im Arbeitspaket WP 2 gesammelt und analysiert wurden, wurde bewertet, wie die aktuelle Entwicklung der Spannungsqualität in der Zielnetzplanung zu berücksichtigen ist.
- Integration/Erweiterung des Zielnetzplanungstools «ZNP light»: Um das Planungstool «ZNP light» zu erweitern, wurden folgende Aktivitäten umgesetzt:
 - 1. Aktivität: Erweiterung, um die Bedienung und Analyse zu vereinfachen
 - 2. Aktivität: PQ-Index zur Bewertung von PQ-Parametern entwickeln (siehe WP 2)
 - 3. Aktivität: Integration des unter Aktivität 2 entwickelten PQ-Index in das Tool
- Basierend auf den Ergebnissen der WP 1 bis 4 wurden Empfehlungen für die Netzplanung und den Netzbetrieb ausgearbeitet und im Schlussbericht des Projekts dokumentiert.

3.2 Forschungsfragen

Im Arbeitspaket WP 5 wurden die nachfolgenden Themen näher erforscht:

- Sinn (technisch) und Wirtschaftlichkeit von NS-Spannungsreglern. Die technischen Möglichkeiten sollten aufgezeigt sowie wirtschaftlich bewertet werden.
- Zukunftsorientierte Zielnetzplanungsstrategien (Ladeverhalten Elektromobilität, Steuerung, Elektrowärme, Photovoltaik etc.). Das Ziel war das Aufstellen und Anwenden von Methodiken für die Planung der MS- und NS-Netze. Tools zur Unterstützung sollten entwickelt werden.
- Berücksichtigung der Entwicklung der Spannungsqualität in der Zielnetzplanung (Auswirkungen auf die Ausbaustrategien und auf die Lebensdauer der Elemente etc.). Dabei galt es zu analysieren, ob die Entwicklung der PQ der letzten Jahre spezielle Massnahmen im Netz erfordert und wie sich eine Verschlechterung der PQ negativ auf gewisse Betriebselemente auswirken könnte.

Die Ergebnisse der Untersuchungen sind im Kapitel 4 beschrieben. Die Zielerreichung wird in Kapitel 6 diskutiert.

4 Ergebnisse

4.1 ZNP-Strategien im MS-Netz

Die Einflüsse mehrerer Arten von Verbrauch auf den Gesamtenergieverbrauch, die Spannung an den Netzknoten und die Auslastung der Betriebsmittel in einem städtischen Mittelspannungsnetz (MS-Netz) wurden bei einem Netzbetreiber untersucht [1]. Für die Untersuchung wurde das gesamte MS-Netz des Netzbetreibers berücksichtigt, wobei der Fokus auf einem Gebiet lag, das von zwei Unterwerken (UW) versorgt wurde. Dieses Gebiet war unterteilt in ein städtisches Mischgebiet, ein Industriegebiet und ein Wohngebiet.

Basierend auf dem Energieverbrauch der Zähler im Jahr 2018 und dem Netztarif, welcher den einzelnen Zählern zugeordnet war, wurde die aktuelle Netzsituation validiert. Der Energieverbrauch und die Leistungsprofile wurden basierend auf der Energiestrategie 2050 bearbeitet, um Prognosen für das Jahr 2050 zu erstellen. Darüber hinaus wurde angenommen, dass Neubauten auf den vom Netzbetreiber definierten Entwicklungsflächen gebaut werden. Für diese Entwicklungsflächen wurden neue Trafostationen (NE 6) zugeteilt. Die MS-Netztopologie wurde angepasst, so dass die neuen Trafostationen versorgt werden können.

In einem ersten Schritt wurden quasi-dynamische Leistungsflusssimulationen mit den prognostizierten Leistungsprofilen von 2050 durchgeführt. Aufgrund der zunehmenden Lasten müssten die heute noch unbenutzten, redundanten Transformatoren in den Unterwerken in Betrieb genommen werden. Es wurde erkannt, dass das aktuelle Netz unter normalen Bedingungen im Jahr 2050 genügend leistungsfähig wäre. Fig. 1 zeigt die Situation mit farblicher Markierung der berücksichtigten Laststruktur. Im Falle einer Störung, z. B. bei einem Ausfall eines Transformators in einem UW, hätte das Netz jedoch ungenügend Flexibilität/Reserve (Transformatorleistung NE 4) um die Kundinnen und Kunden weiter mit Energie zu versorgen.

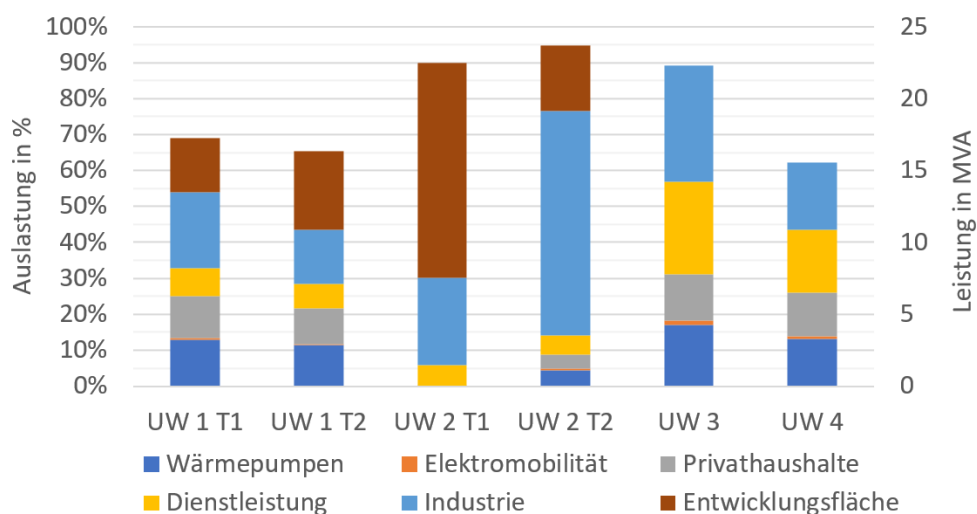


Fig. 1: Laststruktur bei höchster Auslastung des Trafos 2 in UW 2

In einem zweiten Schritt wurde darum der Bau eines neuen UW angenommen und die damit verbundenen Topologieveränderungen im Industriegebiet berücksichtigt. Mit dieser Topologie könnte das Netz im Falle eines Betriebsmittelausfalls (z. B. Transformator) weiter betrieben werden.

Für die Elektromobilität wurde betrachtet, welchen Einfluss die Anzahl Elektrofahrzeuge und die Ladestationsleistung (3.7/11/22/43.5 kW) auf die Gesamtleistung haben. Die gesamte Ladeleistung steigt mit zunehmender Ladestationsleistung zwar an, aber nicht proportional. Fig. 23 in Kapitel 4.1.4.3 gibt einen Eindruck der notwendigen Leistungsfähigkeit des Netzes, z. B. der Trafo-Leistung auf der Netzebene 4 und Netzebene 6.

Folgendes konnte in der Studie gezeigt werden:

- Wärmepumpen haben in Wohngebieten eine zunehmende Bedeutung und können zu hohen Auslastungen der Trafos in den UW führen (bis zu 5 MVA in der Studie).
- Wärmepumpen-Sperrtarife sowie eine sinnvolle Wärmepumpen-Sperrstrategie könnten die höchsten Auslastungen der Trafos reduzieren.
- Die Elektromobilität steigert die Auslastung der Leitungen im Netz. Die Leitungen verfügen aber über genügend Reserve im betrachteten MS-Netz.
- Der Einfluss der Anzahl Elektroautos und der Ladeleistung auf die Gesamtleistung in einem Trafo (NE 4/6) wurde quantifiziert (Fig. 23, Kapitel 4.1.4.3).
- Der für die drei Szenarien im Jahr 2050 angenommene, fünf- bis zehnfache Anstieg der installierten PV-Leistung im Netz entlastet die Leitungen im MS-Netz, da die angenommene PV-Leistung entweder niedriger als der Verbrauch oder ähnlich wie die Leistung der Verbraucher ist. Dies führt zu einer lokalen Entlastung der Leitungen und damit zu geringeren Verlusten im MS-Netz.
- Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, wird der Bau eines neuen UW im Industriegebiet empfohlen.

Das verwendete Verfahren zur Erstellung von synthetischen Leistungsprofilen mit 15-Minuten-Durchschnittswerten erwies sich in der Studie als geeignet für die Beurteilung von zukünftigen Leistungsszenarien gemäss der Energiestrategie 2050. Diese Methodik kann auch bei der Beurteilung anderer Mittelspannungsnetze (NE 5) und Unterwerke (NE 4) angewandt werden.

Für die Leistungsflussberechnungen wurden Standardlastprofile, Wärmepumpen, Photovoltaik, Elektromobilität, Prognosen der Energiestrategie und relevante Entwicklungsflächen im Versorgungsgebiet berücksichtigt. In den Kapiteln 4.1.1 bis 4.1.6 wird das Vorgehen bei der Erstellung der synthetischen Leistungsprofile beschrieben.

4.1.1 Standardlastprofile

Für die Ist-Situation wurden die Netztopologie und die Daten von 2018 als Referenz genommen. Die Lastprofile wurden basierend auf dem Energieverbrauch und Tariftyp für jeden Zähler generiert. Diese Profile wurden gruppiert und für die entsprechenden Trafostationen (NE 6) aufsummiert. Drei Tariftypen wurden unterschieden: Privathaushalte, Dienstleistung und Industrie/Gewerbe. Für jede Kategorie wurden Standardlastprofile [2] verwendet (Fig. 2).

Tariftyp	VDEW-Lastprofil [2]
Privathaushalte	H0 – Haushalt
Dienstleistung	G4 – Laden/Friseur
Industrie/Gewerbe	G0 – Gewerbe allgemein
	G1 – Gewerbe werktags 8-18 Uhr
	G3 – Gewerbe durchlaufend

Fig. 2: Tariftyp – VDEW-Standard-Lastprofil

4.1.2 Wärmepumpen

Bei Zählern, die als Privathaushalte kategorisiert waren, war die Anzahl der Zähler in einer Liegenschaft bekannt. Im Falle eines einzelnen Zählers in einer Liegenschaft wurde ein Einfamilienhaus (EFH) angenommen, im Falle mehrerer Zähler ein Mehrfamilienhaus (MFH).

Es wurde angenommen, dass EFH mit einem jährlichen Energieverbrauch von mehr als 6'000 kWh über eine Wärmepumpe verfügen. Dieser Energieverbrauch wurde auf ein Standardlastprofil und ein Wärmepumpenprofil aufgeteilt. Es wurden sechs verschiedene Wärmepumpenprofile gemäss der Abstufung in Fig. 3 für EFH erzeugt. Sie entsprechen jeweils einem unterschiedlichen Heizwärmebedarf bzw. einer anderen zu beheizenden Fläche.

EFH: Energieverbrauch in kWh	Anteil Standardlastprofil Privathaushalt in kWh	Anteil Wärmepumpe (elektrisch) in kWh	Angenommene beheizte Fläche in m ²	Spezifischer Heizenergiebedarf (thermisch) in kWh/m ²
27'400	9'000	18'400	481	150
21'100	9'000	12'100	481	30
18'100	6'000	12'100	300	150
14'050	6'000	8'050	300	30
8'800	3'000	5'800	150	150
6'450	2'700	3'750	150	30

Fig. 3: EFH – Anteil Energieverbrauch für Privathaushalt und Wärme-/Warmwasser-Erzeugung

Um zu schätzen, welches Wärmepumpenprofil jedem Haushalt zugeordnet werden soll, wurde der gesamte Stromverbrauch des Hauses berücksichtigt. Bei einem Gesamtverbrauch von mehr als 27'400 kWh/a wurde für das Wärmepumpenprofil ein Verbrauch von 18'400 kWh/a angenommen und die restliche Energie wurde dem Standardlastprofil zugeteilt. Die benötigte Wärmeenergie beträgt 72'150 kWh (thermisch), der von der Software *PolySun* berechnete Energieverbrauch war 18'400 kWh (elektrisch), was einer Leistungszahl (COP) der Wärmepumpe von 3.92 entspricht.

Ein ähnliches Verfahren wie bei den Einfamilienhäusern wurde bei den Mehrfamilienhäusern angewandt, wobei hier ein einzelner Zähler im Gebäude den gesamten Energieverbrauch für die Wärmepumpe misst. Das Wärmepumpenprofil eines MFH wird entsprechend dem Energieverbrauch skaliert. Für diese Skalierung wurden fünf verschiedene Leistungsprofile, welche unterschiedliche Verbrauchssituationen abbilden, erstellt (Fig. 4).

MFH: Energieverbrauch, Heizen, elektrisch in kWh	Beheizte Fläche in m ²	Spezifischer Heizenergiebedarf (thermisch) in kWh/m ²
43'660	1'300	150
28'781	800	150
19'600	481	150
12'750	481	30
8'100	481	15

Fig. 4: MFH – Energieverbrauch für Wärme- und Warmwasser-Erzeugung

Für die Erzeugung von Wärmepumpenprofilen wurde die Software *PolySun* verwendet. In dieser Software wurde der Gebäudetyp (EFH oder MFH), die beheizte Fläche, der Energiestandard (Bsp. Minergie), die Wärmepumpenleistung und der Warmwasserverbrauch vorgegeben. Unter Berücksichtigung dieser Angaben berechnete die Software den Elektrizitätsverbrauch und das Lastprofil der Wärmepumpe. Es wurde festgestellt, dass die angenommene Wärmepumpenleistung einen hohen Einfluss auf das Wärmepumpenprofil hat. Aus diesem Grund wurden mehrere Profile generiert.

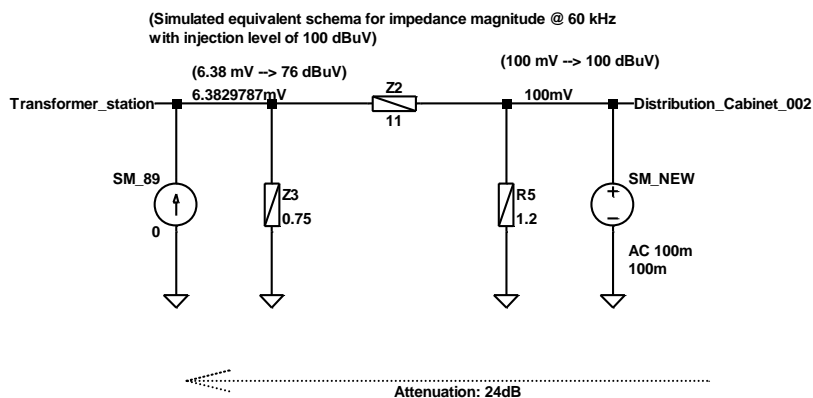


Fig. 5: Vereinfachtes Modell der Situation mit zusätzlichem Zähler in der Verteilkabine 002

4.1.2.1 Entwicklungsszenarien

In der Energiestrategie 2050 wird berücksichtigt, dass der Anteil an Wärmepumpen in der Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes von 18 % auf 34.9 % bis 51.13 % steigt [3] und dass der Anteil an elektrischen Heizungen auf 1.5 % bis 0.5 % sinkt. Die Ergebnisse für die Nachfrageszenarien WWB (Weiter wie bisher), POM (Politische Massnahmen) und NEP (Neue Energiepolitik) sind in Fig. 6 dargestellt.

		2020			2050		
		WWB	POM	NEP	WWB	POM	NEP
Elektrische Heizung (Ohne Wärmepumpe)	Mio. m ²	24.4	23.1	22.9	10.1	3.3	3.4
	% des Gesamtbestandes	4.3	4.1	4.1	1.5	0.5	0.5
Wärmepumpen	Mio. m ²	105.4	108.1	116.1	232.1	272	341
	% des Gesamtbestandes	18.8	19.3	20.7	34.9	40.8	51.13

Fig. 6: Anteil Wärmepumpen an der Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes

Andererseits wurde in [3] angenommen, dass durch Sanierungen der Heizwärmebedarf und die Wärmeleistung sinken (Fig. 7).

		Parameter	2020			2050		
			WWB	POM	NEP	WWB	POM	NEP
Neubau	EFH	Wärmeleistungsbedarf (thermisch) in W/m²	28.4	23.0	17.1	19.1	8.3	8.1
	MFH		18.6	14.4	9.5	12.5	6.0	6.3
Sanierung	EFH		42.5	32.8	27.3	28.7	16.8	12.1
	MFH		27.8	19.8	15.3	18.8	10.9	9.4
		Heizwärmebedarf (thermisch) in kWh/m²	76.6	74.9	73.5	42.9	32.9	21.1

Fig. 7: Wärmeleistungsbedarf und Heizwärmebedarf von EFH und MFH (Neubau und saniert)

Der höhere Anteil an Wärmepumpen in der Beheizungsstruktur und der sinkende Heizwärmebedarf führen zu einer leichten Erhöhung des Elektrizitätsverbrauchs in den Szenarien WWB 2050 und POM 2050 (Fig. 8). Im Szenario NEP 2050 sinkt der Elektrizitätsverbrauch gegenüber dem Szenario WWB 2020.

	2020	2050		
	WWB	WWB	POM	NEP
Elektrizitätsverbrauch in TWh	1.78	2.15	1.95	1.34

Fig. 8: Elektrizitätsverbrauch von Wärmepumpen – Energiestrategie 2050 (Tabelle 5-31 aus [3])

Für die Profile des Jahres 2050 wurde die Anzahl Wärmepumpen gemäss Fig. 6 erhöht und der Wärmeleistungsbedarf und Heizwärmebedarf angepasst. Für Objekte, die bereits heute über eine Wärmepumpe verfügen, wurde der Gebäude-Wärmeleistungsbedarf und Heizwärmebedarf angepasst. Bei Wohnungen ohne Wärmepumpe wurden aufgrund der Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes in Fig. 6 neue Wärmepumpen zugeordnet.

4.1.3 Photovoltaik

Das Bundesamt für Energie bietet über eine interaktive Karte (www.sonnendach.ch) einen Überblick des Solarpotentials für Städte. Für die Analyse des Potenzials des betrachteten Gebiets sind die Szenarien aus Fig. 9 berücksichtigt worden. Dabei wurden die Fälle unterschieden, in denen nur Photovoltaikanlagen (PVA) oder Photovoltaikanlagen kombiniert mit Solarkollektoren (Solarwärme) installiert sind.



	Photovoltaik	Photovoltaik + Solarwärme	
		Photovoltaik	Solarwärme
Nur Dachfläche 	192.35 GWh/a	128.94 GWh/a	75.52 GWh/a
Dachfläche + Fassade 	253.33 GWh/a	189.92 GWh/a	75.52 GWh/a

Fig. 9: Potenzial von Dachflächen und Fassaden im betrachteten Gebiet (Photovoltaik und Solarwärme)

Die Annahmen für die Szenarien sind in [4] beschrieben. Die aktuell (2018) installierte PV-Leistung und PV-Energieerzeugung in der untersuchten Ortschaft sind gemäss [5] in Fig. 10 beschrieben.

Parameter	2017	2018
Installierte PV-Leistung in kW _p	5'293	5'943
Jährliche Energieerzeugung in kWh/a	5'187'140	5'824'140

Fig. 10: Installierte PV-Leistung und -Energieerzeugung

Mit den Werten aus Fig. 10 kann eine durchschnittliche Energieerzeugung pro installierter Leistung berechnet werden. Dieser Wert entspricht 980 kWh/kW_p für die betrachtete Ortschaft (2018). Die maximale Leistung kann daraus geschätzt werden, indem die Werte aus Fig. 9 durch diesen Kennwert dividiert werden (Fig. 11).



	Photovoltaik	Photovoltaik + Solarwärme	
		Photovoltaik	Solarwärme
Nur Dachfläche 	196 MW _p	132 MW _p	-
Dachfläche + Fassade 	259 MW _p	194 MW _p	-

Fig. 11: Maximale PV-Kapazität in installierter Leistung von Dachflächen und Fassaden im betrachteten Gebiet

4.1.3.1 Entwicklungsszenarien

In der aktuellen Situation nutzt die Schweiz rund drei Prozent des vorhandenen Solarpotenzials. Ebenso die untersuchte Ortschaft, bezogen auf das Dachflächenpotenzial mit nur Photovoltaik. Eine konservative Annahme für die zukünftigen Szenarien wäre, dass diese Ortschaft und die Schweiz im Jahr 2050 die gleiche Ausnutzungsrate des Solarpotenzials haben werden. Fig. 12 zeigt die gemäss Energiestrategie 2050 geschätzten Werte in MW_p und in Prozent für die Schweiz und das Untersuchungsgebiet.

		2018	2050		
			WWB (Variante C)	POM (Variante C&E)	NEP (Variante E)
Schweiz	MW _p	1'900	4'900	12'400	12'400
	% des Potenzials	2.9	6.5	16.5	16.5
Untersuchungsgebiet	MW _p	5.95	12.61	32	32
	% des Potenzials	3	6.5	16.5	16.5

Fig. 12: PV-Leistung – 2018 und für das Jahr 2050 für die Schweiz und das Untersuchungsgebiet

Die in der Studie schliesslich für das Untersuchungsgebiet angenommenen Szenarien wiesen gegenüber den Werten in Fig. 12 wesentlich höhere Werte auf (Fig. 13).

		WWB (Variante C)	POM (Variante C&E)	NEP (Variante E)
Untersuchungsgebiet	MW _p	29.1	43.7	58.2
	% des Potenzials	15	22.5	30

Fig. 13: Angenommenes, ausgenutztes PV-Potenzial und entsprechende Leistung für das Jahr 2050

Zur Abschätzung der aktuellen Situation und des Potenzials des Untersuchungsgebiets wurden folgende Aspekte berücksichtigt:

1. Gesamtfläche des Untersuchungsgebiets: 21.21 km²
 - Grünflächen (Wälder) = 9.73 km²
2. Für PV nutzbare Fläche: 11.48 km²
3. PV-Potenzial in MW_p unter Berücksichtigung des Fassaden- und Dachflächenpotenzials (Fig. 11)
4. Verhältnis PV-Potenzial zu nutzbarer Fläche (für PV) des Untersuchungsgebiets (MW_p/km²)
5. Bereits installierte PV-Leistung (Fig. 10)
6. Multiplikation der zu betrachtenden Fläche (km²) mit dem unter Punkt 4 berechneten Verhältnis:
 - Wohngebiet, Mischgebiet, Industriegebiet

Mit diesem Verfahren ist es möglich, die PV-Leistung in einem Gebiet abzuschätzen. Fig. 14 stellt die abgeschätzten Werte dar.

	Wohngebiet	Mischgebiet	Industriegebiet
Fläche in km ²	1.28	1.86	1.91
Geschätztes PV-Leistungspotenzial in MW _p	21	31	32
Geschätzte installierte PV-Leistung 2018 (3 % des max. PV-Potenzials) in MW	0.650	0.94	0.97 + 2.1 ¹

Fig. 14: Geschätzte installierte PV-Leistung in den verschiedenen Gebieten

¹ Diese PV-Anlage befindet sich im Industriegebiet und enthält eine installierte Kapazität von 2.1 MW_p.

Die gesamte installierte Leistung pro Gebiet in den zukünftigen Szenarien ist in Fig. 15 dargestellt.

	WWB (15 %)	POM (22.5 %)	NEP (30 %)
Wohngebiet, in MW_p	3.15	4.725	6.3
Mischgebiet, in MW_p	4.65	6.975	9.3
Industriegebiet, in MW_p	4.8 + 2.1	7.2 + 2.1	9.6 + 2.1

Fig. 15: Geschätzte installierte PV-Leistung im Jahr 2050

Die geschätzte Leistung wurde gleichmässig auf die Trafostationen (TS) der NE 6 in jedem Gebiet aufgeteilt. Eine Ausnahme bildete die bereits bestehende 2.1-MW_p-Anlage, bei der die bereits heute installierte Leistung von 2.1 MW_p berücksichtigt wurde. Die Anzahl der TS und die in jeder TS berücksichtigte PV-Leistung sind in Fig. 16 dargestellt.

	TS	2050		
		WWB (15 %)	POM (22.5 %)	NEP (30 %)
		Leistung pro TS in kW _p		
Wohngebiet	12	263	394	525
Mischgebiet	31	150	225	300
Industriegebiet	58	83	124	166
	1 ¹	2.1 MW _p	2.1 MW _p	2.1 MW _p

Fig. 16: Anzahl Trafostationen und PV-Leistung pro Trafostation

Die angenommene PV-Leistung pro Trafostation ist, verglichen mit der Lastleistung pro Trafostation, eher klein. Dies führt zu einer lokalen Entlastung der Verteilleitungen im MS-Netz, da weniger Leistung über das MS-Netz transportiert werden muss. Darüber hinaus ist unter der Annahme, dass höchstens sieben Trafostationen an einem MS-Strang angeschlossen sind, von einer maximalen PV-Leistung im Wohngebiet (NEP-Szenario) von 3.7 MVA auszugehen. Eine Leitung XKDT 3x 150 mm² kann bis zu 275 A übertragen, was einer Übertragungskapazität von 7.5 MVA entspricht.

4.1.4 Elektromobilität

Die Betrachtungen zur Elektromobilität basierten auf der Energiestrategie 2050 [3]. Das Dokument enthält eine erwartete Anzahl an Elektroautos in Prozentwerten bezogen auf den gesamten Fahrzeugbestand in der Schweiz unter Berücksichtigung der drei Szenarien WWB, POM und NEP (Fig. 17).

	2020			2050		
	WWB	POM	NEP	WWB	POM	NEP
Personenwagen (PW) in %	1	1.5	2	30	35.5	41
Leichte Nutzfahrzeuge (LNF) in %	0	1	2	10	19.5	29

Fig. 17: Anteil Elektroautos an der Fahrzeugflotte

Die Anzahl Elektroautos wurde nach einem Top-Down-Ansatz berechnet. Die folgenden Aspekte wurden berücksichtigt:

- Einwohnerzahl des Untersuchungsgebiets: 54'640
- Anzahl der Zähler im Wohngebiet²: 32'830
- Motorisierungsgrad des Kantons [6]: 519 Personenwagen pro 1'000 Einwohner

Unter Berücksichtigung, dass der Kanton zu einem guten Teil aus Kleinstädten und ländlichen Gemeinden besteht, ist davon auszugehen, dass der Motorisierungsgrad des Kantons für das Untersuchungsgebiet ein *Worst-Case-Szenario* abbildet und dass die Anzahl Fahrzeuge für das Untersuchungsgebiet höchstwahrscheinlich niedriger ist. Eine Studie über die Schweizer Städte [7] unterstützt dieses Argument und zeigt,

² Die Anzahl Zähler im Wohngebiet basiert auf der Anzahl Zähler, die als Privathaushalt kategorisiert wurden

dass die betrachtete Ortschaft einen Motorisierungsgrad von weniger als 400 Fahrzeugen pro 1'000 Einwohner hat.

Die erste Annahme ist, dass das Fahrzeug einer Einwohnerin oder einem Einwohner des Untersuchungsgebiets gehört und dass diese Elektroautos im Wohngebiet aufgeladen werden. Um schliesslich die Anzahl Elektroautos in im Wohngebiet zu bestimmen, sind folgende Annahmen zu berücksichtigen:

1. Einwohner pro Zähler im Wohngebiet.
2. Motorisierungsgrad mit dem Verhältnis aus Schritt 1 multiplizieren. Dies ergibt die Anzahl Autos pro Zähler.
3. Anteil der Elektroautos in Prozent an der Fahrzeugflotte mit dem Verhältnis aus Schritt 2 multiplizieren. Dies ergibt die Anzahl Elektroautos pro Zähler.

Daraus ergibt sich mit der Anzahl Zähler die folgende Anzahl an Elektroautos für die Wohngebiete (Fig. 18).

	2050		
	WWB	POM	NEP
Elektrofahrzeuge (PW)	8'500	10'000	11'600

Fig. 18: Wohngebiet – Anzahl Elektroautos

Die Anzahl Elektrofahrzeuge pro Zähler für die Kategorien Dienstleistung und Industrie sind in Fig. 19 dargestellt. Die Kennzahl für die unter die Kategorie Dienstleistung fallenden Zähler ergibt sich aus dem Prozentsatz der Energiestrategie für leichte Nutzfahrzeuge (Fig. 17). Für die Kategorie Industrie wurde angenommen, dass es sich entweder um leichte Nutzfahrzeuge oder Pendler handelt, die mit dem Elektroauto zur Arbeit pendeln und dort die Möglichkeit haben, zu laden.

	2050		
	WWB	POM	NEP
Dienstleistung, LNF/Zähler, in %	10	19.5	29
Industrie, (LNF + Pendler)/Zähler, in %	25	50	75

Fig. 19: Dienstleistung und Industrie – Elektrofahrzeuge pro Zähler

Folgende Anzahl an Elektroautos wurde in der Studie betrachtet (Fig. 20):

	2050		
	WWB	POM	NEP
Privathaushalte	8'900	10'120	11'600
Dienstleistung	450	680	1'030
Industrie	400	690	1'040
TOTAL	9'750	11'490	13'670

Fig. 20: Anzahl Elektroautos im Untersuchungsgebiet

4.1.4.1 Ladeleistung

Die Aufteilung der Ladeinfrastruktur in Leistungsklassen orientierte sich an [8] (Fig. 21):

	3,7 kW	11 kW	22,1 kW	43,5 kW
2020	73,7%	21,5%	3,5%	1,3%
2030	71,3%	19%	6%	3,7%

Fig. 21: Aufteilung der Ladeinfrastruktur in Leistungsklassen

Der Tariftyp des Kunden bestimmte die Ladeleistung. In dieser Studie wurde Folgendes angenommen:

- Privathaushalte: 80 % der Ladestationen haben eine Ladeleistung von 3.7 kW, die restlichen 20 % haben eine Ladeleistung von 11 kW.
- Gewerbe/Dienstleistung: Alle Ladestationen haben eine Ladeleistung von 22 kW.

4.1.4.2 Lastprofil

Zur Synthese der Lastprofile wurde ein stochastisches Verfahren nach [9] verwendet. Dieses Verfahren basiert darauf, dass die Elektroautos jeden Tag eine bestimmte Strecke zurücklegen und einen Ladevorgang durchführen. Anhand einer Wahrscheinlichkeitsverteilung wurde die zurückgelegte Strecke und der Beginn des Ladevorgangs bestimmt. Für die Bestimmung des Beginns des Ladevorgangs wurden zwei verschiedene Wahrscheinlichkeitsdichten angenommen, eine für Privathaushalte und eine für Industrie/Dienstleistung. In Fig. 22 ist beispielhaft das Lastprofil von 1'000 Elektroautos für Privathaushalte auf der linken Seite und von 1'000 Elektroautos für Gewerbe/Dienstleistung auf der rechten Seite mit unterschiedlichen Ladeleistungen dargestellt.

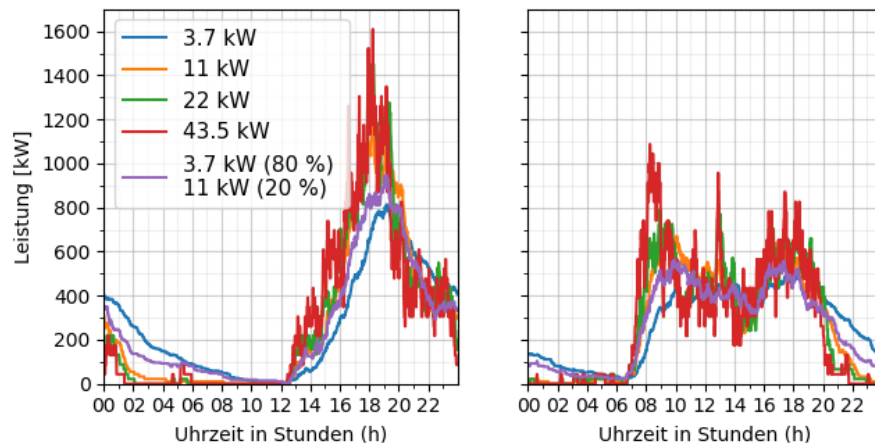


Fig. 22: 1'000 Elektrofahrzeuge – Gesamtlastprofil (Privathaushalte (links) / Gewerbe/Dienstleistung (rechts))

Je höher die Ladeleistung der einzelnen Fahrzeuge ist, desto höher ist die Höchstleistung der Summe aller Fahrzeuge. Andererseits steigt der Gleichzeitigkeitsfaktor umso mehr, je niedriger die Ladeleistung ist, da mehrere Elektroautos gleichzeitig mit einer geringeren Leistung laden.

4.1.4.3 Einfluss auf das MS-Netz

Fig. 23 stellt die Gesamtleistung in Bezug auf die Menge der Elektrofahrzeuge und die Ladestationsleistung (3.7/11/22/43.5 kW) dar.

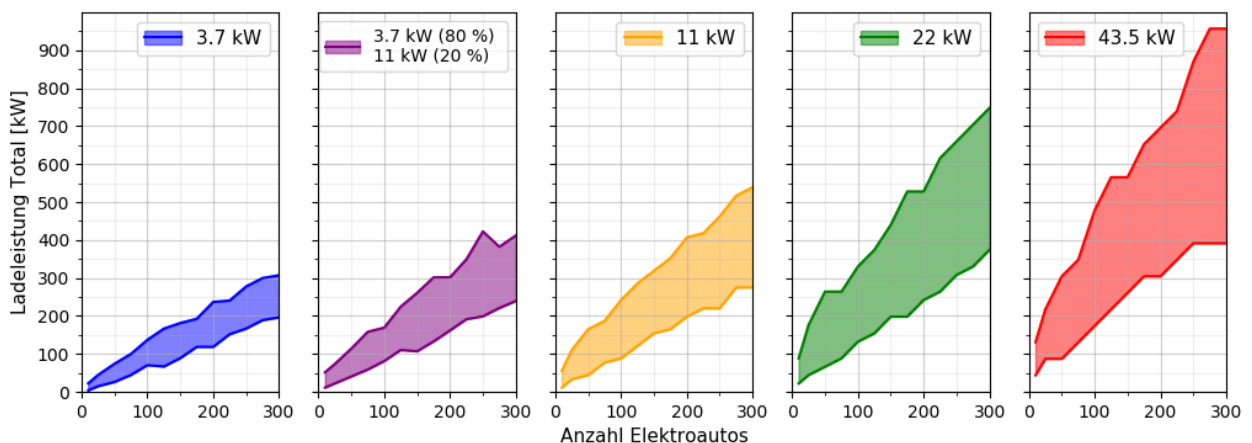


Fig. 23: Gesamte Ladeleistung in Abhängigkeit der Ladestationsleistung und der Anzahl Elektroautos

Die gesamte Ladeleistung steigt mit zunehmender Ladestationsleistung zwar an, aber nicht proportional. Fig. 23 gibt einen Eindruck über den Einfluss der Anzahl Fahrzeuge und der Ladestationsleistung auf die notwendige Leistungsfähigkeit des Netzes, z. B. der Trafo-Leistung auf der Netzebene 4 und Netzebene 6. Wenn die Anzahl Parkplätze, beispielsweise in einem Mehrfamilienhaus, bekannt ist, ist es möglich, den Leistungsbedarf mit Fig. 23 abzuschätzen.

4.1.5 Szenarien 2050

Die Energiestrategie 2050 unterteilt die Verbraucher in vier grosse Gruppen: Privathaushalte, Dienstleistung, Industrie und Verkehr. Basierend auf den drei Szenarien der Energiestrategie wird die Entwicklung des Verbrauchs dieser vier Gruppen geschätzt. In diesem Kapitel werden nur die Bereiche Privathaushalte, Dienstleistung und Industrie analysiert. Die Annahmen zum Verkehr (Elektromobilität) wurden bereits in Kapitel 4.1.4 dargestellt.

4.1.5.1 Privathaushalte

In [3] wurde prognostiziert, dass der Elektrizitätsverbrauch der privaten Haushalte in den kommenden Jahren sinken wird. Die angenommene, prozentuale Reduzierung des Stromverbrauchs gegenüber dem Jahr 2020 ist in Fig. 24 dargestellt.

		Zunahme/Reduktion verglichen mit 2020			
		2030	2035	2040	2050
Privathaushalte	WWB	-0.9 %	-1.2 %	-1.4 %	-0.8 %
	POM	-7.7 %	-11.0 %	-12.7 %	-14.6 %
	NEP	-8.1 %	-12.5 %	-16.6 %	-24.3 %

Fig. 24: Privathaushalte – Reduktion des Elektrizitätsverbrauchs gegenüber dem Jahr 2020

Im POM- und NEP-Szenario wird eine signifikante Reduzierung des Stromverbrauchs aufgrund der höheren Effizienz von Raumwärme- und Warmwassererzeugern (vor allem Wärmepumpen) erwartet.

4.1.5.2 Dienstleistung

Im Dienstleistungssektor wird im WWB- und POM-Szenario ein deutlicher Anstieg des Elektrizitätsverbrauchs erwartet. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass die Stromkosten keinen grossen Teil der Kosten in diesem Sektor ausmachen und daher das Interesse gering ist, den Stromverbrauch zu senken [3]. Die angenommene, prozentuale Zunahme/Reduktion des Stromverbrauchs gegenüber dem Jahr 2020 wurde in Fig. 25 dargestellt.

		Zunahme/Reduktion verglichen mit 2020			
		2030	2035	2040	2050
Dienstleistung	WWB	7.4 %	11.9 %	16.8 %	29.0 %
	POM	2.2 %	4.9 %	8.5 %	18.0 %
	NEP	-5.4 %	-7.6 %	-9.3 %	-11.8 %

Fig. 25: Dienstleistungssektor – Zunahme/Reduktion des Elektrizitätsverbrauchs gegenüber dem Jahr 2020

Um die dargestellten Zunahmen und Reduktionen zu berücksichtigen, wurden die Kunden mit Dienstleistungstarifen in den entsprechenden Szenarien mit den Prozentwerten für das entsprechende Jahr (2050) skaliert.

4.1.5.3 Industrie

Für die Industrie wird ein Rückgang des Elektrizitätsverbrauchs erwartet. Vor allem bei kleinen und mittleren Betrieben der Branchen mit mittlerer Energieintensität, die den grössten Anteil am Energieverbrauch der schweizerischen Industrie ausmachen. Dort sind einerseits in zahlreichen Anlagekonfigurationen Effizienzpotenziale vorhanden, andererseits machen die Stromkosten einen deutlichen Anteil an den Produktionskosten aus, so dass Investitionen zur Reduktion des Verbrauchs realisiert werden [3].

Die angenommene, prozentuale Reduzierung des Stromverbrauchs gegenüber dem Jahr 2020 ist in Fig. 26 dargestellt.

		Zunahme/Reduktion verglichen mit 2020			
		2030	2035	2040	2050
Industrie	WWB	-2.1 %	-3.1 %	-3.4 %	-4.1 %
	POM	-9.6 %	-12.7 %	-14.6 %	-18.1 %
	NEP	-14.1 %	-19.7 %	-24.0 %	-31.7 %

Fig. 26: Industriesektor – Reduktion des Elektrizitätsverbrauchs gegenüber dem Jahr 2020

Um die dargestellten Reduktionen zu berücksichtigen, wurden die Kunden mit Industrietarif in den entsprechenden Szenarien mit den Prozentwerten für das entsprechende Jahr (2050) skaliert.

4.1.6 Entwicklungsflächen

Die Entwicklungsflächen (Flächen, die heute noch nicht bebaut sind, aber auf denen Bauten vorgesehen sind) im Netzgebiet wurden berücksichtigt. Zur Abschätzung des Leistungsbedarfs für die einzelnen Bereiche wurden Richtwerte [10] verwendet, um die maximale Leistung pro Quadratmeter zu schätzen.

Berechnung der maximalen Leistung und des Energieverbrauchs pro m²:

Das folgende Verfahren wurde zur Berechnung der maximalen Leistung verwendet:

- Flächenmessung auf Google Maps
- Nutzfläche berechnen:
 - Es wurde angenommen, dass 70 % der Fläche mit einem Neubau abgedeckt wird
- Richtwerte (Leistung pro Quadratmeter in Abhängigkeit von der Entwicklungsfläche):
 - Industrie: 200 W/m²
 - Haushalt/Dienstleistung: 30 W/m²
- Gleichzeitigkeitsfaktor:
 - Industrie: 0.6
 - Haushalt/Dienstleistung: 0.4
- Wert in kW auf den nächsten ganzzahligen Wert aufrunden

Um den Energieverbrauch abzuschätzen, wurde angenommen, dass die Last ein Profil gemäss dem Standardlastprofil für ihren spezifischen Lasttyp aufweist. Für das Standardlastprofil selbst lässt sich eine maximale Leistung des Profils in kW/(kWh/a), parametrisiert auf 1'000 kWh pro Jahr, berechnen.

Mittels Division der geschätzten maximalen Leistung des Objekts durch die maximale Leistung des Standardlastprofils in kW/(kWh/a) kann der äquivalente Energieverbrauch berechnet werden. Nachfolgend ein Beispiel für einen Neubau im Industriegebiet (Fig. 27):

Eingaben	
Fläche	20'000 m ²
Richtwert für die Leistung	200 W/m ²
Gleichzeitigkeitsfaktor	0.6
Standardlastprofil – G1 – Höchster Leistungswert des Profils in kW/(kWh/a)	0.4 kW/(1'000 kWh/a)
Berechnungen	
Nutzfläche (Fläche x 0.7)	14'000 m ²
Berechnete, höchste Leistung (Nutzfläche x Gleichzeitigkeitsfaktor x Richtwert)	1'680 kW
Geschätzter Energieverbrauch im Jahr	4'200'000 kWh/a

Fig. 27: Beispiel – Berechnung der maximalen Leistung und des Energieverbrauchs pro Jahr

4.2 ZNP-Strategien im NS-Netz

Im Projekt wurde die Software «LastprofilTool ES 2050» (ES = Energiestrategie) programmiert, welche die Erstellung von Profilen für Einspeisung, Verbrauch und Speicherung ermöglicht [11]. Dies erlaubt die Quantifizierung von Lastentwicklungsszenarien in Verteilnetzen auf Einzelverbraucherebene. Das Tool erstellt elektrische Leistungsprofile basierend auf statistischen Daten der Energieperspektiven 2050 und des Bundesamts für Statistik [12].

Zur Erzeugung von Lastprofilen für Privathaushalte wurde ein Lastprofilgenerator (loadprofilegenerator.de) für Privathaushalte verwendet. Die Software basiert auf einem Bedürfnismodell aus der Psychologie [13]. Für das Gewerbe standen die VDEW-Standard-Lastprofile G2, G3, G4, G5 und G6 zur Verfügung [14]. Für Industriekunden wurden die VDEW-Standardlastprofile G0, G1, G2, G3, L0, L1 und L2 berücksichtigt. Der jährliche Energieverbrauch in kWh kann im Tool als Faktor verwendet werden, um diese Profile entsprechend zu skalieren.

Die Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage für Privathaushalte, Dienstleistung und Industrie ist in den Energieperspektiven 2050 [15] beschrieben. Im Software-Tool ist der Verbrauch des WWB-2020 Szenarios als Referenz gesetzt worden. Auf der Basis dieses Szenarios wurde die prozentuale Veränderung der Elektrizitätsnachfrage für 2035 und 2050 für die Szenarien WWB, POM und NEP berechnet. Um die Nachfrageentwicklung im Lastprofiltool zu berücksichtigen, können die jährlichen Energieverbräuche der Kunden entsprechend der Szenarien WWB, POM und NEP berechnet werden.

Auch PV-Szenarien, die Entwicklung der Elektromobilität, Speichersysteme (Batterien), sowie Wärme- und Kälteanlagen werden vom Tool bei der Erstellung der Leistungsszenarien miteinbezogen. Die Entwicklungsszenarien für Einspeisung, Last und Speicherung ermöglichen, Entscheidungen für den Planungshorizont auf einer fundierten Grundlage zu treffen. Aufgrund der ständigen Veränderungen in der Energieversorgung besteht ein Bedarf an Flexibilität bei der Erstellung von Entwicklungsszenarien, insbesondere in Bezug auf die Einführung von Technologien. Zudem sind regionale Besonderheiten zu berücksichtigen. Diese Flexibilität ist in der Software vorhanden und erlaubt die Erstellung von angepassten Szenarien, bei welchen der Einfluss jeder Technologie oder eine Kombination dieser Technologien quantifiziert werden kann.

Die Simulation von Batterien ist in der Software enthalten und ermöglicht die Analyse von zwei Betriebsmodi: Eigenverbrauch und Peak-Shaving. Auch der Einfluss eines zentralen Quartierspeichers und von dezentralen Hausbatterien kann mit dieser Software untersucht werden.

Fig. 28 zeigt das Sommerprofil einer Trafostation für die Szenarien Ist-2020, WWB-2035, POM-2035 und NEP-2035. Daneben ist in Fig. 29 dargestellt, aus welchen Erzeugern, Verbrauchern und Speichern sich das Profil NEP-2035 Sommer zusammenstellt.

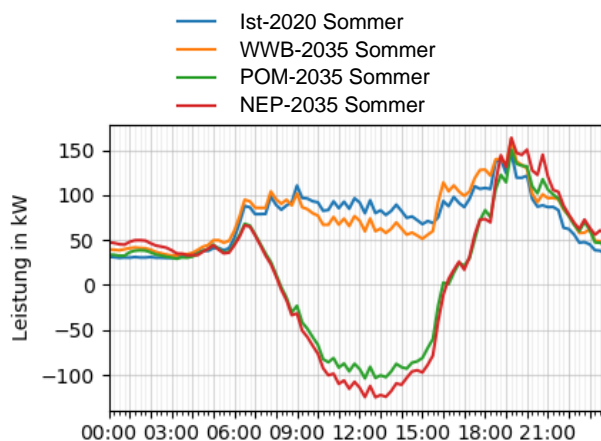


Fig. 28: Sommer – Entwicklung des Lastprofils (Simulation)

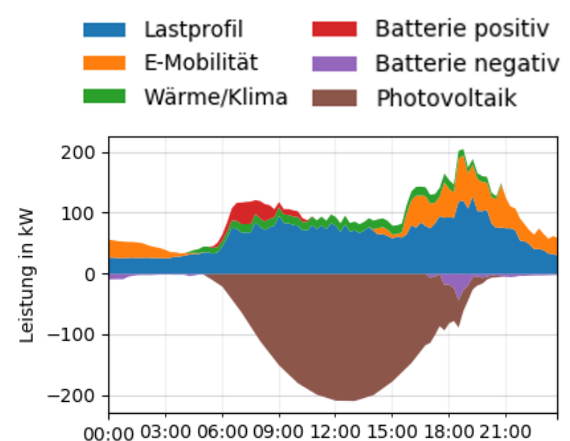


Fig. 29: NEP-2035 Sommer – Gestapelte Leistungskurven (Simulation)

Weiter ermöglicht das Tool eine Optimierung der Lastprofile. Diese Optimierung hängt von den Eingaben des Benutzers ab. Das Tool kann den Betrieb von Wärmepumpen über einen bestimmten Zeitraum sperren, die Aktivierung von Elektroboilern durch ein Steuersignal steuern, sowie die Ladeleistung von Elektrofahrzeugen auf bis zu 3.7 kW begrenzen. Das Ziel dieser Optimierungen ist die Ausnutzung der Flexibilität der Anlagen zur Reduzierung der Lastspitze.

In Verbindung mit einem Lastflussberechnungs-Tool (NEPLAN, PowerFactory, «ZNP light», Pandapower) ermöglicht dieses Tool die Analyse der Auslastung von Netzelementen und des Spannungsniveaus verschiedener Netzvarianten. Damit unterstützt es die Bewertung von Netzoptimierungen, die Planung von Netzverstärkungen und die Erkennung von Hotspots. Durch den hohen Detailgrad der Profile eignet es sich speziell für die Beurteilung des Niederspannungsnetzes, jedoch kann es auch für die Bewertung von Netzvarianten auf höheren Spannungsebenen verwendet werden. Das «LastprofilTool ES 2050» ist in seiner Anwendung vielseitig und wurde bereits in Projekten umfangreich benutzt. Es ist kostenlos verfügbar und kann bei den Autoren Stefan Schori (stefan.schori@bfh.ch) und Michael Höckel (michael.hoeckel@bfh.ch) per Mail angefragt werden. In den Kapiteln 4.2.1 bis 4.2.7 wird die Methodik für die Erstellung der synthetischen Leistungsprofile beschrieben.

4.2.1 Leistungsprofile für Standardverbrauch

4.2.1.1 Privathaushalte

Zur Erzeugung von Lastprofilen für Privathaushalte wurde ein Lastprofilgenerator (loadprofilegenerator.de) für Privathaushalte verwendet. Das Modell basiert auf einem Bedürfnismodell aus der Psychologie [13]. Die Referenzdokumentation [13] vergleicht abgeschätzte Lastprofile mit dem VDEW-Privathaushaltsprofil (H0) (Kapitel 7.3.2 aus [13]). Fig. 30 zeigt als Beispiel ein Profil für einen Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 3'145 kWh. Im Tool ist es möglich, diese Lastprofile entsprechend dem gewünschten Jahresverbrauch zu skalieren.

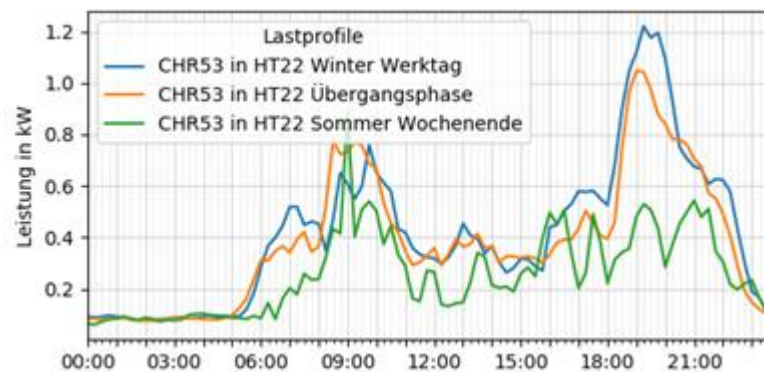


Fig. 30: Privathaushalte – Lastprofil für drei Szenarien

4.2.1.2 Gewerbe

Für das Gewerbe stehen die VDEW-Standard-Lastprofile G2, G3, G4, G5 und G6 zur Verfügung [14]. Der jährliche Energieverbrauch in kWh wird als Faktor verwendet, um diese Profile entsprechend zu skalieren.

4.2.1.3 Industrie

Für Industriekunden werden die VDEW-Standard Lastprofile G0, G1, G2, G3, L0, L1 und L2 berücksichtigt. Der jährliche Energieverbrauch in kWh wird als Faktor zur Skalierung der Profile verwendet.

4.2.2 Elektrizitätsnachfrage

Die Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage für Privathaushalte, Dienstleistung und Industrie ist in den Energieperspektiven 2050 [16] beschrieben. Im Software-Tool ist der Verbrauch des WWB-2020 Szenarios als Referenz gesetzt worden. Auf der Basis dieses Szenarios wurde die prozentuale Veränderung der Elektrizitätsnachfrage berechnet, was zu den Werten in Fig. 31 führte.

	WWB		POM		NEP	
	2035	2050	2035	2050	2035	2050
Privathaushalte	-1.2 %	-0.8 %	-12.2 %	-15.8 %	-13.5 %	-25.1 %
Dienstleistung	+11.9 %	+29 %	-1.1 %	+11.2 %	-17.8 %	-21.6 %
Industrie	-3.1 %	-4.1 %	-19.9 %	-24.9 %	-25.2 %	-36.4 %

Fig. 31: Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage basierend auf dem WWB-2020-Szenario

Um die jeweilige Entwicklung im Lastprofiltool zu berücksichtigen, werden die jährlichen Energieverbräuche der Kunden entsprechend der Werte in Fig. 31 für das jeweilige Szenario berechnet.

4.2.3 Photovoltaik

Gemäss Swissolar [17] verfügte die Schweiz im April 2020 insgesamt über eine installierte PV-Leistung von 2'517 MW_p, was einer jährlichen Energieerzeugung von 2'400 GWh entspricht. Das nutzbare Solarpotenzial auf den Dächern aller Schweizer Gebäude beträgt 50 TWh im Jahr. Zusätzlich besteht ein Potenzial auf Fassaden von 17 TWh im Jahr, was einem Gesamtpotenzial von 67 TWh/Jahr³ entspricht [18]. In der Schweiz werden derzeit 3.6 % des Gesamtpotenzials ausgenutzt.

4.2.3.1 Energieperspektiven 2050

Die Energieperspektiven 2050 umfassen drei Varianten, in denen umsetzbare Potenziale für die PV-Energieerzeugung dargestellt sind [16]. Fig. 32 zeigt die dort angegebenen Potenziale für PV-Anlagen.

Variante	Photovoltaik (GWh/Jahr) (% des Solarpotenzials)		
	2020	2035	2050
Variante C (WWB)	256 (0.38)	2'440 (3.64)	5'839 (8.7)
Variante C & E (POM)	434 (0.65)	4'355 (6.5)	11'036 (16.5)
Variante E (NEP)	434 (0.65)	4'355 (6.5)	11'036 (16.5)

Fig. 32: Energieperspektiven – PV-Anlagen – Varianten C, C & E und E

Die aktuelle, reale Situation bezüglich PV-Ausbau in der Schweiz ist bereits mit dem Szenario der Variante C (WWB) im Jahr 2035 vergleichbar. Dies zeigt, dass dieses Szenario der Energieperspektiven hinsichtlich der Entwicklung der Solarstromerzeugung eher konservativ ist. Es gibt allerdings weitere Literatur [19] mit anderen Prognosen (Fig. 33).

Eckdaten	2020	2025	2035	2050
Institutionen				
swisscleantech	2'600	6'278	14'715	22'718
Bund E-Strat. 2050	520	-	4'440	11'120
ETH Zürich	1'400	-	6'000	14'000
VSE	-	-	800-2'000	3'500-14'000
Umweltallianz	3'119	12'000	16'221	-
Swissolar	6'000	12'000	-	25'000

Fig. 33: Übersicht aus der Literatur (Tabelle 1 der Referenz [19])

³ Für die Berechnung des Potenzials wurden folgende Kriterien berücksichtigt: 1.) Nur Flächen grösser als 20 m². 2.) Einstrahlung von mehr als 600 kWh/m² pro Jahr (nur Klassen «gut», «sehr gut» und «hervorragend» gemäss Kategorisierung auf www.sonnendach.ch)

4.2.3.2 Photovoltaikprofile

Im Tool ist es möglich, die Ausrichtung und den Anstellwinkel der PV-Anlagen auszuwählen. Die parametrisierten Profile für eine eingestellte Leistung von 1 kW_p für verschiedene Ausrichtungen sind in Fig. 34 dargestellt. Wie zu erkennen ist, geht das Tool davon aus, dass nur etwa 75 % der theoretisch maximal möglichen Leistung erreicht wird. Wünscht der Benutzer, dass ein höherer Prozentsatz der maximal möglichen Leistung in das Leistungsprofil einfließt, so muss die vorgegebene Anlagenleistung erhöht oder das Profil nachträglich skaliert werden.

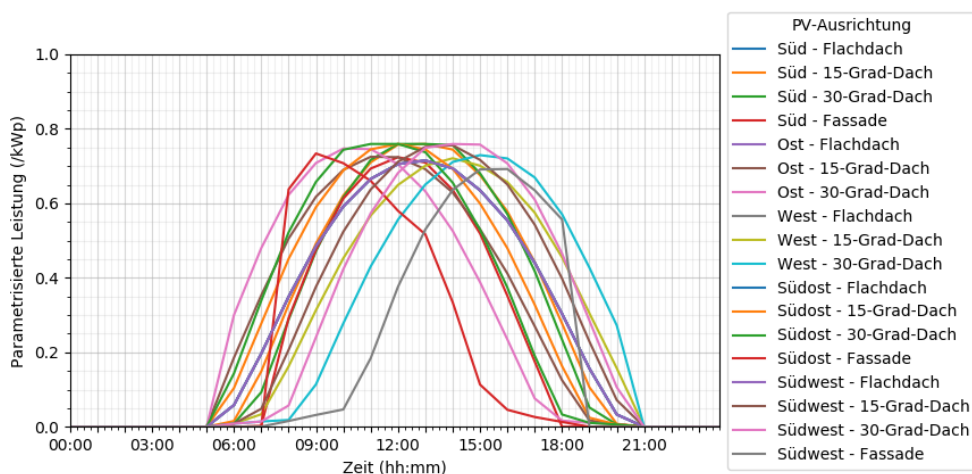


Fig. 34: PV-Profile

4.2.4 Elektromobilität

Die Energieperspektiven 2050 enthalten Szenarien, in denen der Anteil von Elektrofahrzeugen an der gesamten Fahrzeugflotte in Prozentwerten angegeben wird. Diese Werte sind in Fig. 35 zusammengefasst.

Szenario	Anteil der Elektrofahrzeuge am Personenwagenbestand in %		
	2020	2035	2050
WWB – Weiter wie bisher	1	13	30
POM – Politische Massnahmen ⁴	1.5	19.5	42.5
NEP – Neue Energiepolitik	2	26	55

Fig. 35: Anteil der Elektrofahrzeuge (Personenwagen) an der Fahrzeugflotte (von [16], Tabelle 7-38 und Tabelle 8-30)

Die aktuelle Situation entspricht schweizweit ungefähr derjenigen des Jahres 2020 gemäss Szenarien der Energieperspektiven 2050 [20]. Die Situation ist aber je nach Kanton unterschiedlich.

4.2.4.1 Elektromobilitätsprofile

Zur Erstellung der Profile für die Elektromobilität wurde der Ansatz aus [9] verwendet. Dieser Ansatz berücksichtigt das Mobilitätsverhalten von Fahrzeughaltern unter der Annahme einer bestimmten täglich zurückgelegten Strecke und einer Ankunftszeit des Autos an der Ladestation. Die Ankunftszeit eines Autos am Zielort bestimmt den Beginn des Ladezyklus für das Elektrofahrzeug. Die täglich zurückgelegte Fahrstrecke bestimmt die zum Aufladen benötigte Energie unter Berücksichtigung eines Verbrauchs von 20 kWh pro 100 km.

⁴ Werte für das Szenario «Politische Massnahmen» sind in der Studie nicht angegeben. Diese wurden aus den Szenarien WWB und NEP durch Interpolation berechnet.

4.2.4.2 Ladeleistung

Die Ladeleistung wird aufgrund des Kundentyps definiert. Für diese Studie wurden zwei Kundentypen angenommen: Privathaushalte sowie Gewerbe/Industrie. Nach [8] wird die folgende prozentuale Verteilung der Ladestationen im Jahr 2030 erwartet (Fig. 36).

	3,7 kW	11 kW	22,1 kW	43,5 kW
2020	73,7%	21,5%	3,5%	1,3%
2030	71,3%	19%	6%	3,7%

Fig. 36: Verteilung der Ladestationen auf Basis der Ladeleistung [8]

Die Mehrzahl der Ladestationen hat eine eher geringe Ladeleistung, da angenommen wurde, dass Autobesitzer höchstwahrscheinlich Ladestationen mit geringer Leistungskapazität zu Hause haben werden [21].

Im Tool wird bei der Erstellung der zukünftigen Profile standardmässig Folgendes berücksichtigt:

- Privathaushalte: 80 % der Ladestationen liefern bis zu 3.7 kW und 20 % der Ladestationen liefern bis zu 11 kW
- Gewerbe/Industrie: 100 % der Ladestationen können bis zu 22 kW bereitstellen.

Der Benutzer kann im Tool die Verteilung der gewünschten Ladeleistung bei Bedarf selbst definieren (Fig. 37).

E-mobilität

E-Autos in der Fahrzeugflotte

Verteilung der Leistung der Ladestationen

Ladeleistung	3.7 kW	11 kW	22 kW	43.5 kW
Verteilung in %				
Privathaushalt	80.0	20.0	0.0	0.0
Gewerbe/Industrie	0.0	0.0	100.0	0.0

Fig. 37: Einstellung der Verteilung der Ladeleistungen im Tool

4.2.5 Speichersysteme

Speichersysteme (z. B. Batteriespeicher) lassen sich sehr vielseitig nutzen und betreiben. Beim Betrieb eines Speichersystems gibt es mindestens drei verschiedene Betriebsmöglichkeiten [22]: Maximierung Eigenverbrauch, Netzentlastung und Optimierung Eigenverbrauch und Netz. Im Tool ist es möglich, einen der beiden Betriebsmodi Eigenverbrauch oder Peak-Shaving (Netzentlastung) zu wählen. Als Beispiel sind die implementierten Betriebsmodi in Fig. 38 und Fig. 39 dargestellt.

Der Eigenverbrauchsanteil ohne Speichersystem entspricht 33 %, mit Speichersystem wurde ein Eigenverbrauchsanteil von 41 % erreicht (Fig. 38).

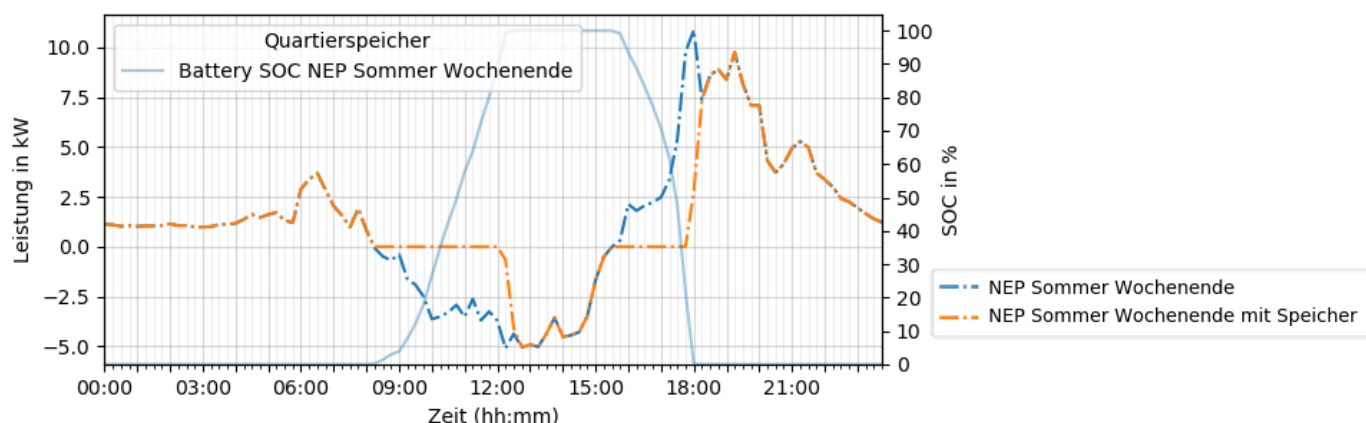


Fig. 38: Speicher – Optimierungsfunktion Eigenverbrauch

Das erreichte Peak-Shaving beim Entladen am Abend entspricht einer Reduktion der Lastspitze von 4 kW. Bei PV-Einspeisung wird eine Reduktion von 2.5 kW erzielt (Fig. 39).

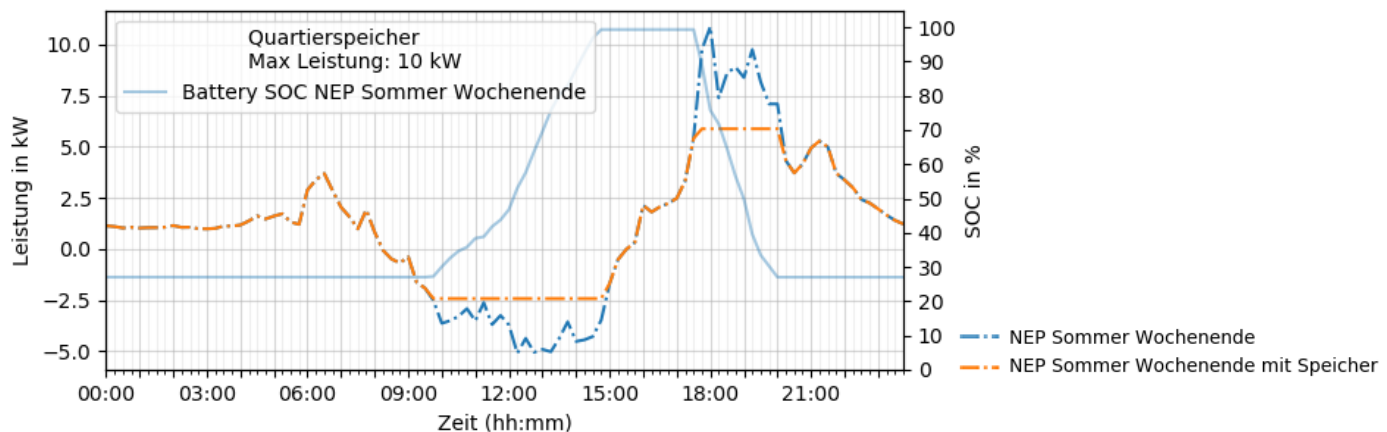


Fig. 39: Speicher – Optimierungsfunktion Peak-Shaving

Im Tool ist es möglich, eine Batterie lokal für einen Haushalt zu installieren oder einen Quartierspeicher zu definieren, der auf die Summe aller Lasten reagiert. Auf diese Weise können die Vorteile beider Strategien quantifiziert werden (Fig. 40).

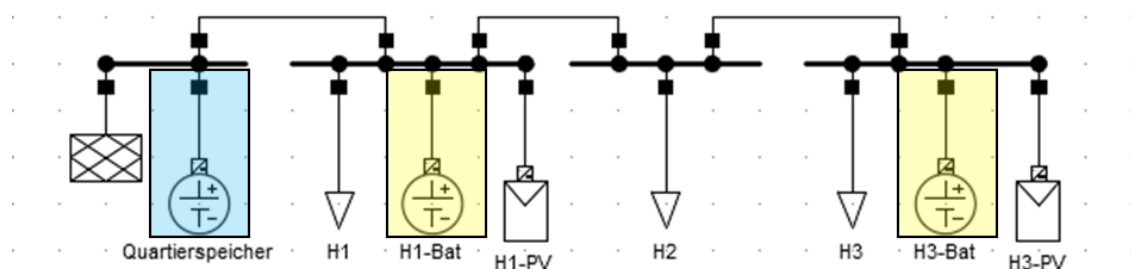


Fig. 40: Quartierspeicher (blau) und Heimspeicher (gelb), Symbolbild

4.2.6 Wärme und Kälte

Die Isolationsqualität der Gebäudehüllen beeinflusst den Wärmeenergiebedarf am stärksten. In Fig. 41 sind die Bauperiode und die Isolationsqualität als Überblick dargestellt.

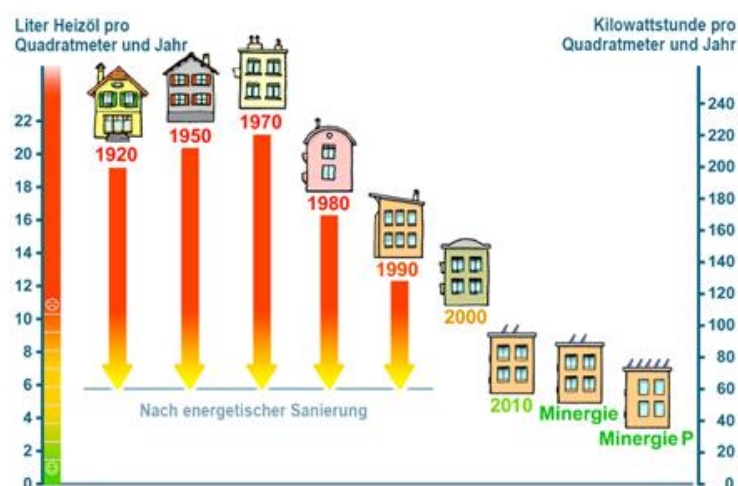


Fig. 41: Wärmebedarf vs. Baujahr/Isolationsqualität

Das Tool empfiehlt die Bauperiode basierend auf statistischen Werten des Bundesamtes für Statistik (BFS) [12], so dass die Verteilung der Gebäude den Statistiken des BFS entspricht. Der Wärmebedarf hängt von der Isolationsqualität und der Gebäudegröße ab. Das Tool empfiehlt auch Hausgrößen, die auf statistischen Daten des BFS basieren. Dies ermöglicht einen vereinfachten Lösungsweg zur Quantifizierung des Energiebedarfs für Wärme im zu analysierenden Gebiet.

4.2.6.1 Raumwärme/Wärmepumpen

Die Energieperspektiven 2050 berücksichtigen, dass der Anteil an Wärmepumpen in der Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes von 18 % auf 34.9 % bis 51.13 % steigt [16] und dass der Anteil an elektrischen Heizungen auf 1.5 % bis 0.5 % sinkt. Andererseits nimmt der Heizwärmebedarf (kWh/m²) und die Wärmeleistung (kW/m²) durch Sanierung der Gebäude ab. Dadurch sinkt insgesamt der Elektrizitätsverbrauch für Raumwärme und Warmwasser (Fig. 42).

		2020	2050		
		WWB	WWB	POM	NEP
Raumwärme	Elektrizitätsverbrauch in TWh	4.17	3	2.36	1.72
davon elektrische Wärmepumpen		1.78	2.15	1.95	1.34
Warmwasser		2.39	1.92	0.97	0.81
davon elektrische Wärmepumpen		0.28	0.53	0.89	0.72

Fig. 42: Elektrizitätsverbrauch für Raumwärme und Warmwasser – Energieperspektiven 2050 (Tabelle 5-31 [16])

4.2.6.1.1 Anwendungsbeispiel

Im Tool besteht die Möglichkeit, das Lastprofil von Wärmepumpen über ein Steuersignal zu beeinflussen. Dieses Steuersignal blockiert den Betrieb einer Wärmepumpe während eines Zeitraums von 15 bis 90 Minuten innerhalb der vom Benutzer festgelegten Zeitspanne. Dadurch ist es möglich, Lastspitzen im System zu beeinflussen bzw. zu verringern. Fig. 43 stellt den Einfluss des Steuersignals für ein Netz mit sechs Wärmepumpen dar. Die gesperrte Energie wird durch eine Erhöhung der Grundlast kompensiert.

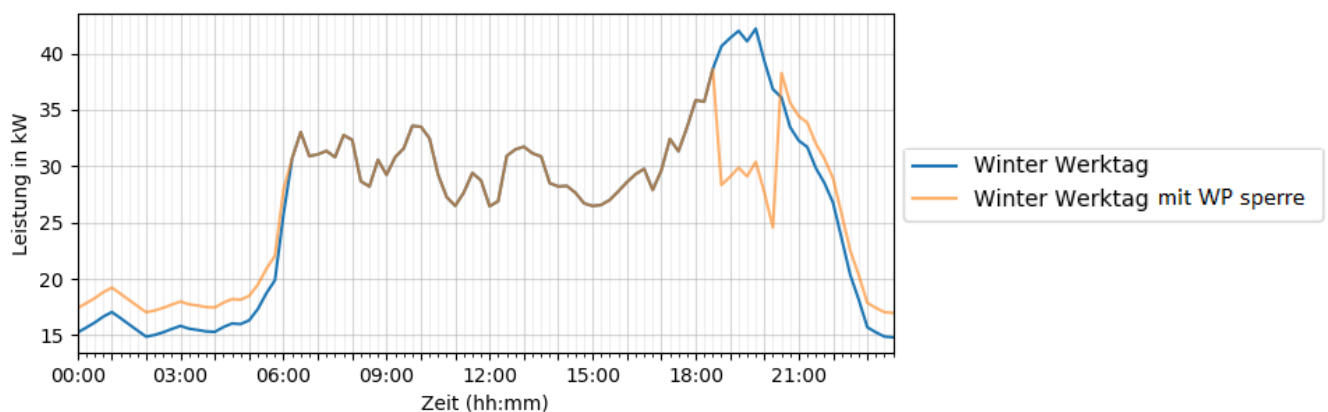


Fig. 43: Profil mit (orange) und ohne (blau) Wärmepumpensperre

4.2.6.2 Warmwasser

Die Energieperspektiven 2050 beinhalten Szenarien, welche die «Struktur der Warmwasserversorgung der Bevölkerung» in tausend Personen für WWB (Tabelle 7-12 [5]), POM (Tabelle 9-8 [5]) und NEP (Tabelle 8-9 [5]) definieren. Daraus wurde die prozentuale Verteilung der Warmwassersysteme bestimmt (Fig. 44). Für den Fall, dass ein Objekt einen Elektroboiler und einen Wärmepumpenboiler enthält, wird ein kombiniertes Raumwärme-Warmwassersystem berücksichtigt.

		IST	WWB		POM		NEP	
		2020	2035	2050	2035	2050	2035	2050
Elektroboiler	Prozent	25.1	19.9	16.6	6.6	1.2	16.9	1
Wärmepumpenboiler		11.5	19.2	24.3	32.9	41.2	26.2	36.4
Andere		63.4	60.9	59.1	60.4	57.6	61.6	56.9

Fig. 44: Entwicklung der Warmwassersysteme – Prozentuale Verteilung der Technologien

4.2.6.3 Kälte

Die Wohnfläche, die über ein Kältesystem verfügt, wird in den Energieperspektiven in Mio. m² für das Szenario WWB (Tabelle 7-19 [5]), POM (Tabelle 9-14 [5]) und NEP (Tabelle 8-15 [5]) quantifiziert. Durch Berechnung des prozentualen Anteils an der gesamten Wohnfläche wird eine Abschätzung der Gebäude, die ein Kältesystem enthalten, berechnet (Fig. 45).

		WWB		POM		NEP	
		2035	2050	2035	2050	2035	2050
Klimatisierte Wohnfläche	Mio m ²	84.6	226.2	84.6	226.2	84.6	226.2
Gesamtwohnfläche	Mio m ²	631.4	665.8	631.4	665.8	631.4	665.8
Klimatisierte Wohnfläche	Prozent der Gesamtwohnfläche	13.3	33.95	13.3	33.95	13.3	33.95

Fig. 45: Kälte – Entwicklung

4.2.7 Szenario-Manager des Lastprofil-Tools

Das LastprofilTool ES2050 berücksichtigt die in den vorangehenden Kapiteln dargestellten Entwicklungsszenarien. Das BFE hat bereits auf eine überarbeitete Version der Energieperspektiven (Energieperspektiven 2050+) hingewiesen, die in der zweiten Hälfte des Jahres 2020 vorliegen werden [23]. Aus diesem Grund enthält dieses Tool einen Szenario-Manager, in dem der Benutzer die Szenarien auf Basis der neuen Studie eingeben kann. Fig. 46 stellt die editierbaren Felder dar.

Elektrizitätsnachfrage

	IST	WWB		POM		NEP	
		2035	2050	2035	2050	2035	2050
Privatehaushalt	100.0	98.8	99.2	87.8	84.2	86.5	74.9
Dienstleistungen	100.0	111.9	129.0	98.9	111.2	82.2	78.4
Industrie	100.0	96.9	95.9	80.1	75.1	74.8	63.6

Photovoltaik

Anteil Objekte mit PV in % Ausnutzung von Dachpotenzial

	IST	WWB		POM		NEP	
		2035	2050	2035	2050	2035	2050
Anteil Objekte mit PV in %	0.0	3.64	8.7	6.5	16.5	6.5	16.5

Wärme/Kälte

Raumwärme Warmwasser Kälte

Anteil Wohnungen mit Wärmepumpe in %

	IST	WWB		POM		NEP	
		2035	2050	2035	2050	2035	2050
Gesamt Wohnbestand	18.8	28.9	34.9	32.5	40.8	38.3	51.3
Neubauten	58.7	61.6	61.3	70.8	65.8	63.2	63.2

Fig. 46: Darstellung des Szenario-Managers im Lastprofil-Tool

Die Software wurde in Python programmiert und ist mit dem Excel-Tool «ZNPlight» [24] der Berner Fachhochschule kompatibel. Dieses Tool kann Leistungsflussberechnungen von Verteilnetzen durchführen. Die Kompatibilität ermöglicht den Import der Kundenstruktur eines Netzmodells aus «ZNPlight» und den Export von Leistungsprofilen in das Tool «ZNPlight». Die Leistungsprofile sind für die Berechnung des Leistungsflusses im Tool «ZNPlight» aufbereitet, womit die Netzauslastung und die Spannungen im Verteilnetz berechnet und beurteilt werden können.

4.3 NS-Spannungsregler

Bereits im Arbeitspaket WP 3 wurden die technischen Möglichkeiten für die Spannungsregelung im Niederspannungsnetz anhand eines Netzes eines Projektpartners untersucht (Bericht WP 3). In diesem Arbeitspaket (WP 5) wurde im selben Niederspannungsnetz (Fig. 47) eine weitere technische Untersuchung durchgeführt. Zudem wurden die verschiedenen technischen Varianten betriebswirtschaftlich beurteilt. In diesem Netz ist ein Gewerbebetrieb geplant, welcher neben einer PV-Anlage (PVA 2) auch eine Ladestation mit Supercharger für Elektrofahrzeuge bieten soll. Der Anschlusspunkt dieses Gewerbebetriebs eignete sich deshalb für die Analyse verschiedener Szenarien hinsichtlich der Spannungsregelung und des Einsatzes eines Batteriespeichers in Kombination mit der Ladestation.

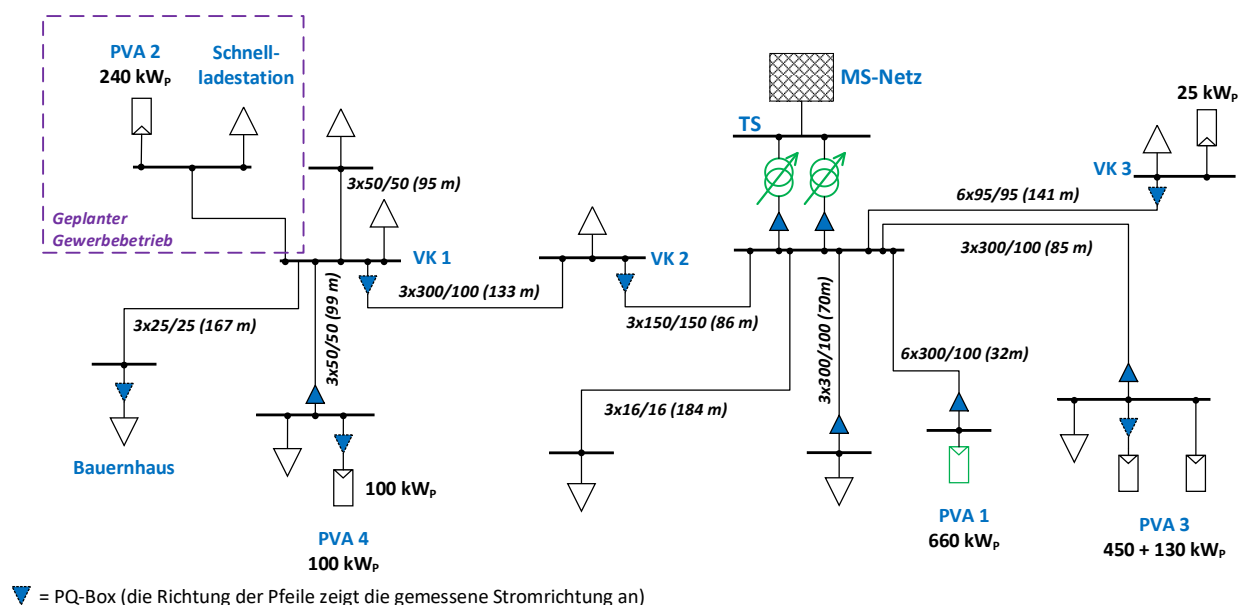


Fig. 47: Analysiertes Niederspannungsnetz

4.3.1 Massnahmen gegen Spannungsüberhöhung

Um den durch die PV-Einspeisung verursachten Spannungsanstieg zu reduzieren, bieten sich diverse mögliche Massnahmen wie aktive Spannungsregler oder passive Massnahmen wie die kleinere Dimensionierung der Wechselrichter (Fig. 48). Zur aktiven Spannungsregelung bieten die Wechselrichter (WR) zwei Optionen. Einerseits kann die einzuspeisende Wirkleistung der PV-Anlage durch den WR in Abhängigkeit des Spannungsanstiegs mittels P(U)-Regelung limitiert werden. Andererseits kann ein Wechselrichter abhängig vom Spannungsanstieg eine bestimmte Blindleistung durch Q(U)-Regelung einspeisen. Der damit verbundene Blindleistungsfluss bewirkt in Abhängigkeit der Leitungs- und Trafoimpedanz eine Reduktion der Spannung am Anschlusspunkt der PV-Anlage. Eine weitere Form der aktiven Spannungsregelung ist der Einsatz eines regelbaren Ortsnetztransformators. Ein RONT beeinflusst durch ein variables Übersetzungsverhältnis die Spannung auf der Sekundärseite.

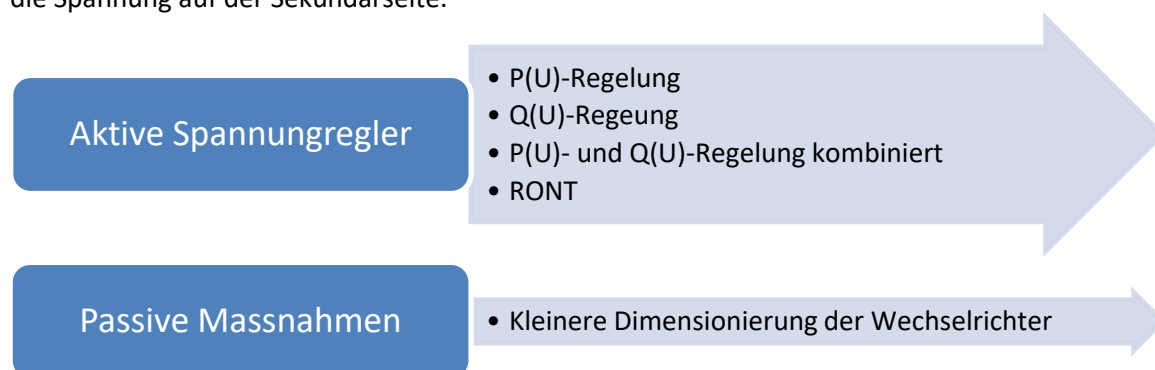


Fig. 48: Massnahmen gegen Spannungsüberhöhung durch PV-Anlagen

4.3.2 Szenarien

In Fig. 49 sind die zehn betrachteten Szenarien aufgelistet. Die Anzahl der benötigten Wechselrichter war nicht für alle Szenarien identisch. Die Spezifikationen des WR des Typs Sunny Tripower 6.0 von SMA (6 kVA, $\cos \varphi = 0.8$ kap. bis ind.) dienten dabei als Grundlage.

Szenario:	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Ohne PV	Ohne U-Regelung	WR 20 % kleiner	WR 40 % kleiner	WR 60 % kleiner	WR 80 % kleiner	Q(U)-Regelung	P(U)-Regelung	Q(U)+P(U)-Regelung	RONT
PV-Leistung der PVA 2 in kW _p	-	240	240	240	240	240	240	240	240	240
Anzahl WR	-	40	32	24	16	8	50	40	50	40
P _{tot} in kW _p	-	240	192	144	96	48	240	240	240	-
Q _{tot} in kvar	-	-	-	-	-	-	180	-	180	-
S _{tot} in kVA	-	240	192	144	96	48	300	240	300	-

Fig. 49: Beschreibung der Szenarien 1 bis 10

4.3.3 Technische Untersuchung

Fig. 50 fasst alle simulierten Spannungswerte, die während der Simulationsdauer von einem Jahr am Anschlusspunkt der PV-Anlage (PVA 2) aufgetreten sind, in einem Boxplot zusammen. Der Grenzwert von +10 % in Bezug auf die Nennspannung wurde im Falle einer PV-Anlage (PVA 2) ohne spannungsreduzierende Massnahmen sowie bei den Szenarien mit einer um 20 bis 60 % reduzierten WR-Leistung verletzt. Bei diesen Szenarien müsste daher die Leitung zur PV-Anlage verstärkt werden. Die WR-Leistung müsste in der aktuellen Netzsituation um 80 % reduziert werden, damit Grenzwertverletzungen vermieden werden könnten. Mit der Q(U)- sowie P(U)-Reglung und dem RONT kann die Spannung soweit reduziert werden, dass die Spannungsgrenze nicht verletzt wird. Die schwarze Linie repräsentiert den Spannungslevel von 1.08 p.u., ab welchem Q(U)- sowie P(U)-Reglung in der Simulation aktiv wurden. Es ist erkennbar, dass bei der Q(U)-Regelung die maximale Spannung etwas oberhalb dieses Levels liegt. Das liegt daran, dass diese teilweise voll ausgelastet war, das heisst mit maximaler Blindleistung betrieben wurde, und den Spannungsanstieg der PV-Anlage trotzdem nicht ganz kompensieren konnte. Der RONT senkt zudem die gesamte Verteilung aller simulierter Spannungen.

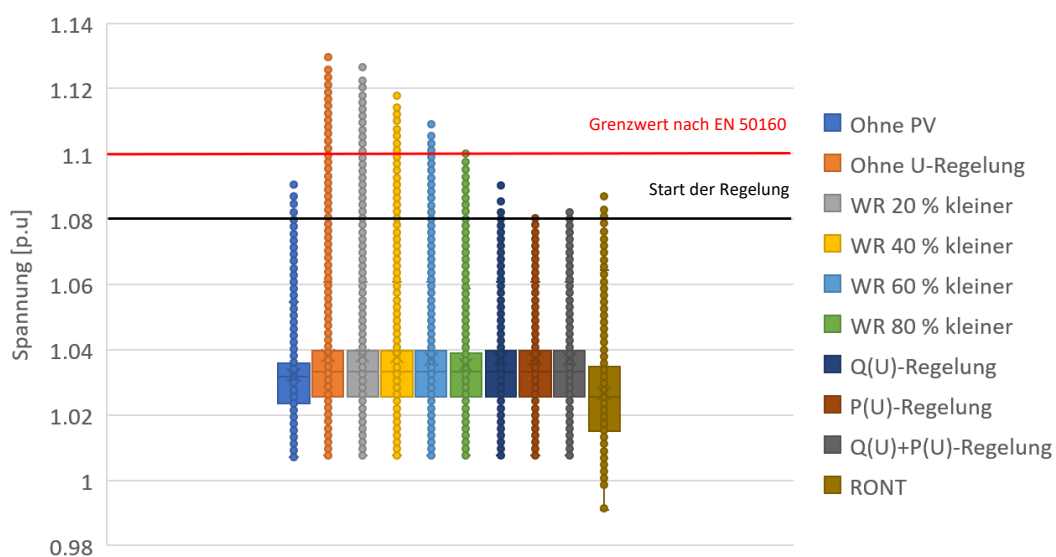


Fig. 50: Boxplots aller simulierten Spannungswerte eines Jahres

Fig. 51 zeigt die Energieproduktion der PVA 2 bei den verschiedenen Szenarien. Eine Reduktion der WR-Leistung um 20 oder 40 % würde den Produktionsverlust nur wenig reduzieren. Bei den Szenarien mit Q(U)-Regelung oder RONT gäbe es keine Produktionsverluste. Die Q(U)+P(U)-Regelung würde auch kaum Produktionsverluste verursachen, da die meiste Zeit nur die Q(U)-Regelung aktiv wäre.

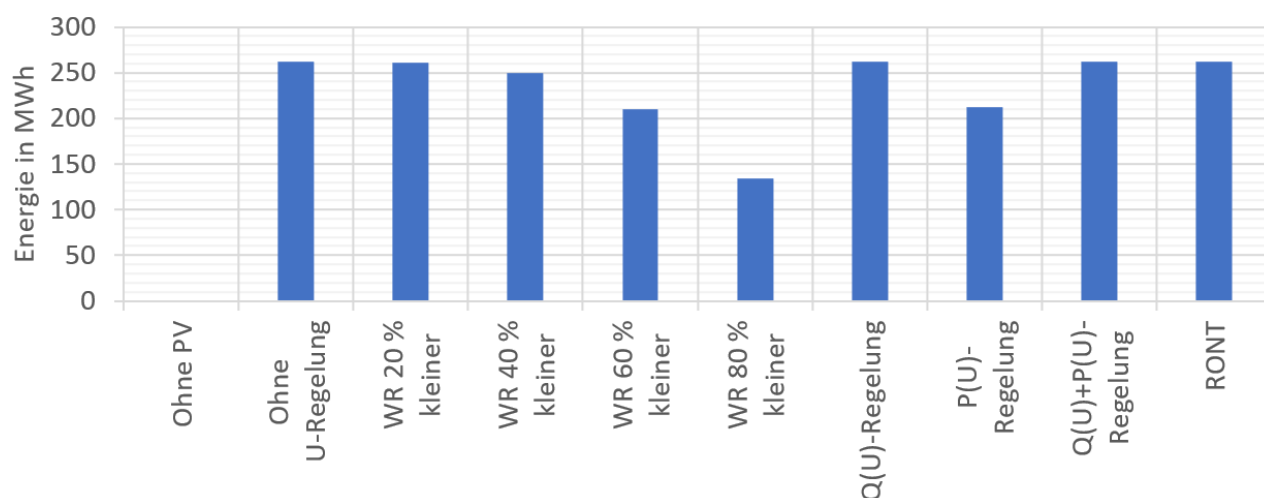


Fig. 51: Energieproduktion der PV-Anlage bei unterschiedlichen Szenarien

In Fig. 52 sind die kumulierten Netzverluste eines Jahres der Leitungen von der TS zur PVA 2 ersichtlich. Der Wert entspricht jeweils der Differenz zur heutigen Netzsituation ohne PVA 2. Bei der Q(U)-Regelung und der Q(U)+P(U)-Regelung träten aufgrund des Blindleistungsflusses höhere Netzverluste auf.

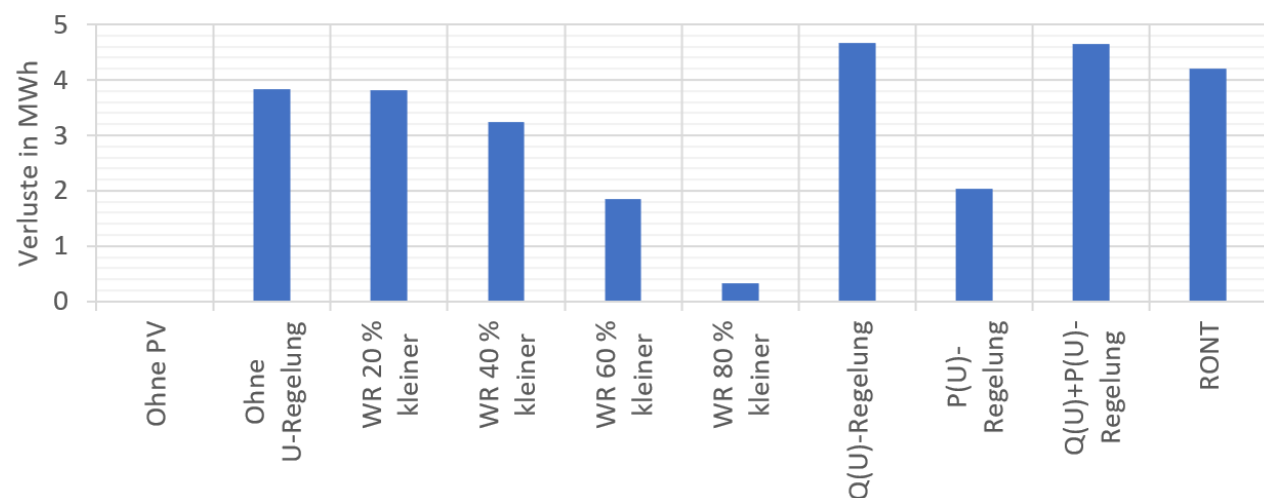


Fig. 52: Kumulierte Netzverluste eines Jahres der Leitungen von der TS zur PVA 2

Fig. 53 fasst die technischen Simulationsergebnisse zusammen. Dazu zählen die maximale Spannung, die während eines Jahres aufgetreten ist, die totale eingespeiste Wirk- und Blindenergie sowie die Netzverluste.

Szenario:	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Ohne PV	Ohne U-Regelung	WR 20 % kleiner	WR 40 % kleiner	WR 60 % kleiner	WR 80 % kleiner	Q(U)-Regelung	P(U)-Regelung	Q(U)+P(U)-Regelung	RONT
U_{\max} in p.u.	1.091	1.130	1.126	1.118	1.109	1.100	1.090	1.081	1.084	1.087
Q_{tot} in kvarh/a	0	0	0	0	0	0	-39'892	0	-39'892	0
Produktion in kWh/a	0	261'615	261'165	249'458	210'143	133'882	261'615	211'792	261'400	261'615
Wirkenergieverluste in kWh/a	0	0	449	12'157	51'471	127'732	0	49'822	215	0
zusätzliche Netzverluste in kWh/a	0	3'841	3'815	3'246	1'854	333	4'671	2'043	4'658	4'198

Fig. 53: Technische Zusammenfassung der Szenarien 1 bis 10

4.3.4 Wirtschaftliche Untersuchung

Für den wirtschaftlichen Vergleich der Szenarien wurden die Annahmen gemäss Fig. 54 getroffen. Es wurde davon ausgegangen, dass die Netzbetreiber für die Q(U)-Regelung als Systemdienstleistung mit 5 Rp./kvarh entschädigt werden. Ob die Annahme einer solchen Entschädigung mit der künftigen Praxis übereinstimmt und wie hoch diese Entschädigung wäre, müsste bei künftigen Betrachtungen berücksichtigt werden.

Kosten der PV-Anlage	2 CHF/W _p
Kosten pro Wechselrichter	2'100 CHF
Kosten pro RONT	20'000 CHF
Preis für eingespeiste Wirkenergie	4 Rp./kWh
Vergütung Blindenergie	5 Rp./kvarh

Fig. 54: Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsberechnung

In Fig. 55 werden die Investitionskosten der verschiedenen Szenarien verglichen. Die blauen Balken repräsentieren die Kosten für die PV-Anlage. Diese sind überall gleich. Die orangenen Balken zeigen die Kosten für die WR. Bei den Szenarien mit reduzierter Dimensionierung der WR könnte an dieser Stelle gespart werden. In allen Szenarien, in denen Spannungsverletzungen aufgetreten sind, wurden zusätzlich die Kosten für einen Netzausbau addiert (227'250 CHF für neue Leitungen inkl. Tiefbau). Dies traf auch auf die beiden Szenarien mit 20 oder 40 % kleinerer Dimensionierung der WR zu.

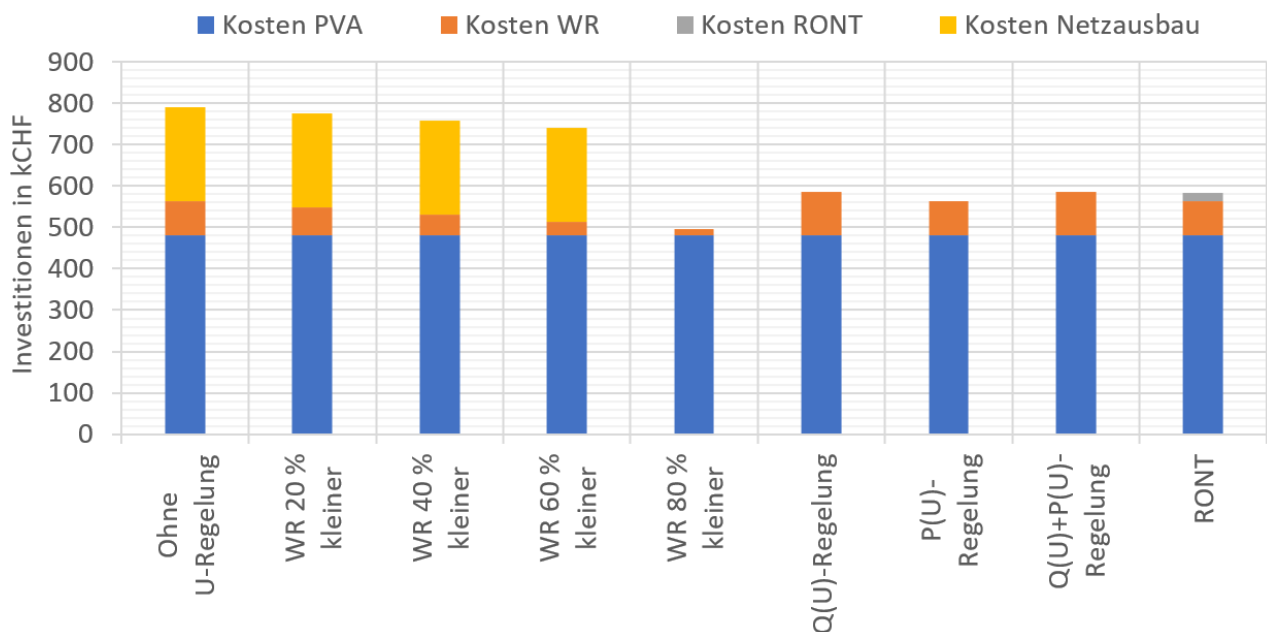


Fig. 55: Einmalige Investitionskosten bei den unterschiedlichen Szenarien

Aus der jährlich erzielten PV-Produktion, Blindenergievergütung und den Netzverlusten resultierte die jährliche Bilanz gemäss Fig. 56. Die Einnahmen durch die verkaufte Wirkenergie würden sich beim Szenario ohne Spannungsregelung auf ca. 10'000 CHF belaufen. Aufgrund der Vergütung der Blindenergie schnitt das Szenario mit der Q(U)-Regelung in der jährlichen Bilanz am besten ab. Durch die Vergütung der Blindenergie würden sich zusätzliche Einnahmen von ca. 2000 CHF ergeben. Die Kosten, die durch die Netzverluste entstünden, wären mit 100 bis 200 CHF pro Jahr vernachlässigbar gering.

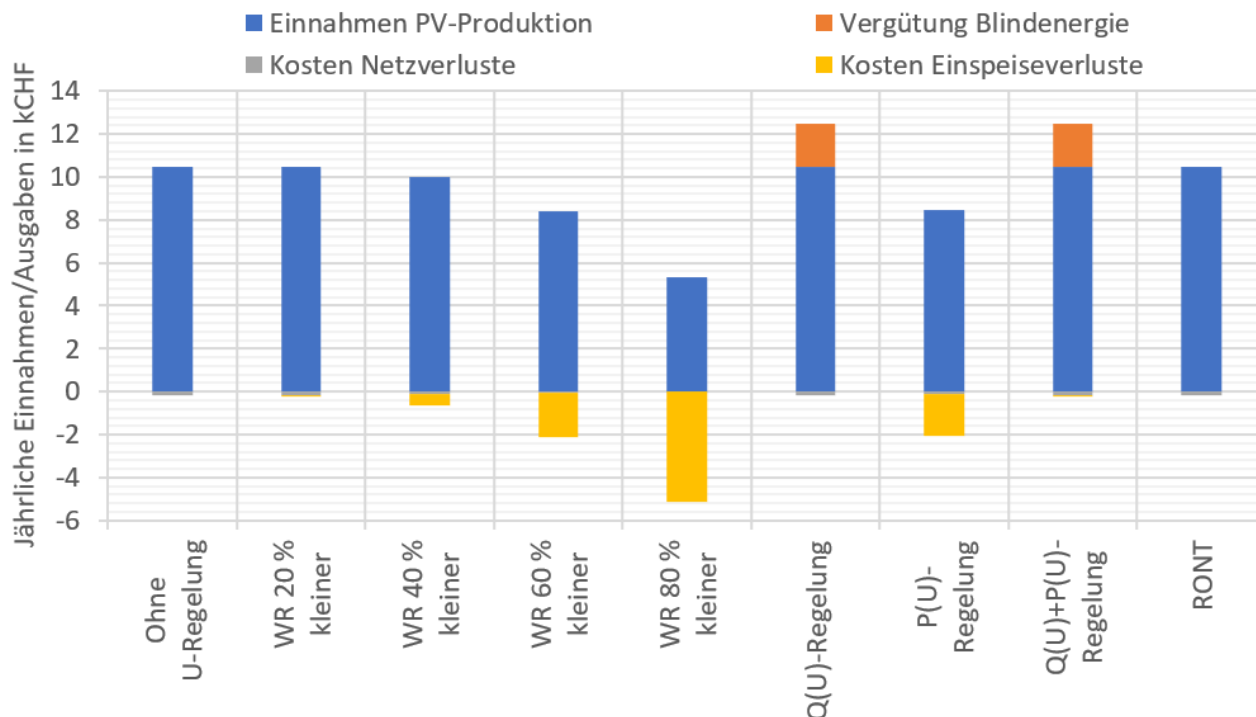


Fig. 56: Jährliche Einnahmen und Ausgaben bei den unterschiedlichen Szenarien

In Fig. 57 werden die Szenarien anhand deren Barwerte verglichen. Der Barwert ist jener Wert, den zukünftige Ausgaben und Einnahmen zum heutigen Zeitpunkt haben. Er wird durch Diskontierung der zukünftigen Geldflüsse und anschliessendes Summieren ermittelt. Für die nachfolgende Betrachtung wurde der Barwert der verschiedenen Szenarien für eine Laufzeit von 40 Jahren unter Berücksichtigung eines Ersatzes der Anlagen (PV-Anlage, WR und RONT) nach 20 Jahren ermittelt. Die jährlichen Einnahmen und Ausgaben gemäss Fig. 56 wurden dabei mitberücksichtigt. Es wurde von einem Zinssatz von 3.8 bis 4.4 % ausgegangen. Die Barwerte wurden für Einspeisetarife der PV-Energie von 1, 4 und 8 Rp. pro kWh berechnet, um die Sensitivität der Barwerte bezüglich der PV-Einspeisetarife darzustellen.

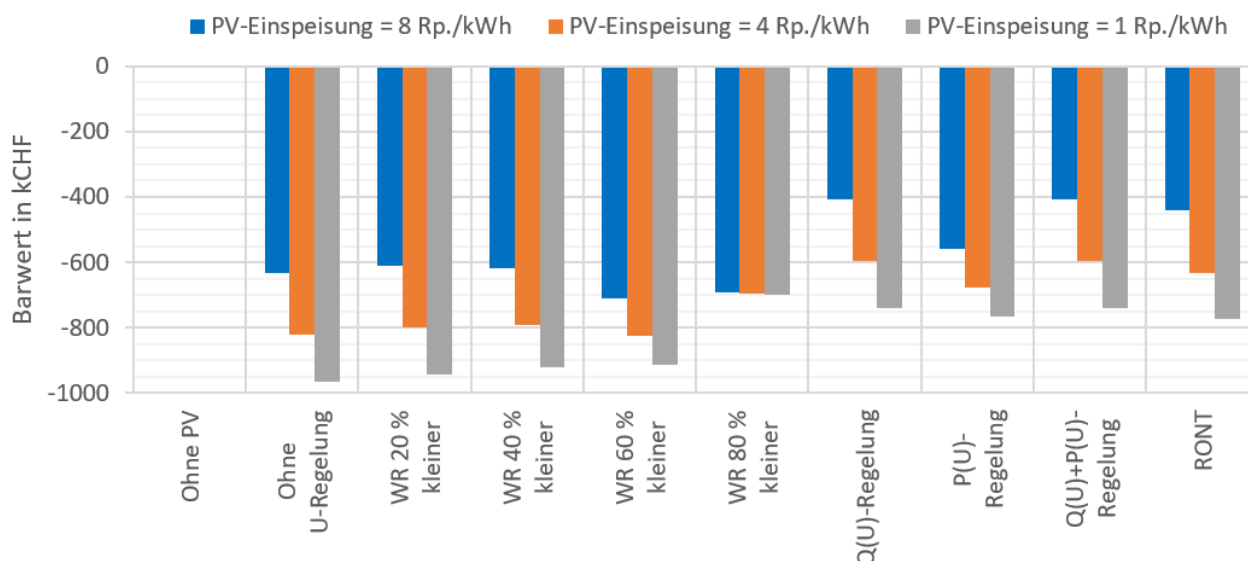


Fig. 57: Barwerte der Szenarien 1 bis 10

Fig. 58 fasst die wirtschaftlichen Berechnungen zusammen. Dies umfasst die Investitionskosten, die jährlichen Einnahmen und Ausgaben sowie die daraus berechneten Barwerte.

Szenario:	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Ohne PV	Ohne U-Regelung	WR 20 % kleiner	WR 40 % kleiner	WR 60 % kleiner	WR 80 % kleiner	Q(U)-Regelung	P(U)-Regelung	Q(U)+P(U)-Regelung	RONT
Investitionskosten										
Kosten PVA in CHF	-	480'000	480'000	480'000	480'000	480'000	480'000	480'000	480'000	480'000
Kosten WR in CHF	-	84'000	67'200	50'400	33'600	16'800	105'000	84'000	105'000	84'000
Kosten RONT in CHF	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20'000
Kosten Netzausbau in CHF	-	227'250	227'250	227'250	227'250	-	-	-	-	-
Jährliche Einnahmen und Ausgaben										
Einnahmen PV-Produktion in CHF/a	-	10'465	10'447	9'978	8'406	5'355	10'465	8'472	10'456	10'465
Einnahmen durch Vergütung Blindenergie in CHF/a	-	-	-	-	-	-	1'995	-	1'995	-
Kosten Netzverluste in CHF/a	-	154	153	130	74	13	187	82	186	168
Kosten Einspeiseverluste in CHF/a	-	-	18	486	2'059	5'109	-	1'993	9	-
Jährliche Bilanz in CHF/a	-	10'311	10'276	9'362	6'273	233	12'272	6'397	12'256	10'297
Barwert bei 4 Rp/kWh	-	-822'405	-799'389	-792'641	-826'160	-695'423	-596'812	-675'978	-597'121	-631'971
Barwert bei 8 Rp/kWh	-	-631'563	-609'193	-619'359	-710'060	-691'117	-406'585	-557'576	-407'202	-441'393
Barwert bei 1 Rp/kWh	-	-965'536	-942'035	-922'602	-913'235	-698'653	-739'483	-764'779	-739'560	-774'904

Fig. 58: Wirtschaftliche Berechnungen der Szenarien 1 bis 10

4.3.5 Fazit

Die Szenarien 2-5, bei denen ein Netzausbau notwendig wäre, wiesen bei einem PV-Tarif von 1 und 4 Rp./kWh die niedrigsten Barwerte (die höchsten negativen Werte) auf. Bei einem PV-Tarif von 8 Rp./kWh zeigten die Szenarien 5 und 6 die kleinsten Barwerte an. Je kleiner ein Barwert ist, das heisst, je höher der negative Wert ist, desto ungünstiger ist das Szenario. Bei einem PV-Tarif von 4 und 8 Rp./kWh wies das Szenario 7 (Q(U)-Regelung) den grössten Barwert (den niedrigsten negativen Wert) auf. Wurde ein PV-Tarif von 1 Rp./kWh angenommen, war der Barwert des Szenarios 6 (WP 80 % kleiner) etwas günstiger als jener von Szenario 7. Bei Szenario 6 muss jedoch berücksichtigt werden, dass durch die massive Reduktion der Wechselrichterleistung insgesamt viel weniger PV-Energie eingespeist würde als im Szenario 7, was kontraproduktiv wäre, wenn insgesamt der Ausbau der PV-Erzeugung vorangetrieben werden soll. Szenario 9 (Q(U)+P(U)-Regelung) ergab fast gleiche Barwerte wie Szenario 7, weil praktisch ausschliesslich die Q(U)-Regelung und kaum die P(U)-Regelung aktiviert wurde. Szenario 8 (P(U)-Regelung) ergab schlechtere Barwerte als Szenario 7 (Q(U)-Regelung), da Einspeiseverluste durch die Abregelung entstünden. Bei der Q(U)-Regelung wären zwar die Investitionskosten höher als bei der P(U)-Regelung, aber es entstünden keine Einspeiseverluste und die Blindenergie würde vergütet (Annahme), was zu besseren Barwerten führte. Die zusätzlichen Netzverluste durch die Q(U)-Regelung waren im betrachteten Netz vernachlässigbar gering. Die technisch und wirtschaftlich sinnvollste Option sollte für jede Anlage spezifisch anhand der gegebenen Netzdimensionierung und Leistungssituation beurteilt werden. Die Randbedingungen des Netzbetreibers sowie des Anlagebetreibers sind zu berücksichtigen. Aus Energiesicht sollte die Q(U)-Regelung bevorzugt werden, da dabei das volle PV-Potential ausgeschöpft werden kann, indem Einspeiseverluste vermieden werden. Dazu kommt, dass die Bereitstellung oder Aufnahme von Blindleistung durch PV-Anlagen künftig gegebenenfalls als Systemdienstleistung vergütet werden könnte und dies dem Anlagebetreiber daher zusätzliche Einnahmen brächte. Als Alternative wäre auch der Einsatz eines RONT (Szenario 10) zu prüfen. Szenario 10 wies ähnliche Barwerte auf wie das günstigste Szenario 7. Dabei würden für RONT zwar einmalige Investitionskosten anfallen, aber dafür könnte eine Abregelung der Wirkleistung wegen zu hoher Spannungen reduziert oder, wie im untersuchten Niederspannungsnetz, ganz vermieden werden.

4.4 Batteriespeicher im NS-Netz

Im untersuchten Netz aus Kapitel 4.3 ist in naher Zukunft ein Gewerbebetrieb mit einer Ladestation (E-Tankstelle) für Elektrofahrzeuge geplant. Nachfolgend wurden drei mögliche Massnahmen verglichen, damit die hohen Lastspitzen der Ladestation nicht zu Überlastungen führen:

- Batteriespeicher
- Neue Trafostation
- Ausbau der Leitung im bestehenden Netz

Dabei wurden verschiedene Auslegungen des Batteriespeichers berücksichtigt. Insgesamt wurden die in Fig. 59 aufgelisteten Szenarien betrachtet.

	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4	Szenario 5	Szenario 6	Szenario 7	Szenario 8	Szenario 4B (Worst Case)	Szenario 8B (Worst Case)
	ohne E-Tankstelle	ohne Massnahme	Speicher 730 kWh / 180 kW	Speicher 730 kWh / 90 kW	Speicher 730 kWh / 45 kW	Speicher 375 kWh / 90 kW	neue TS	Ausbau Zul. VK 2	Speicher 730 kWh / 90 kW	Leitungsausbau komplett
Speicherkapazität	-	-	730 kWh	730 kWh	730 kWh	375 kWh	-	-	730 kWh	-
Ladeleistung	-	-	180 kW	90 kW	45 kW	90 kW	-	-	90 kW	-
Entladeleistung	-	-	180 kW	180 kW	180 kW	180 kW	-	-	180 kW	-

Fig. 59: Beschreibung der Szenarien 1 bis 8, 4B und 8B

Für die Simulation der Ladestation wurden gemessene Ladeprofile einer Ladestation verwendet. Diese gemessene Ladestation umfasste neun Ladesäulen. Die totale Anlageleistung betrug 550 kW. Diese Ladestation war jedoch nie voll ausgelastet. Um den Extremfall einer maximalen Auslastung der Ladestation beim Gewerbebetrieb zu simulieren, wurde das Profil für Szenario 4B und 8B (Worst Case) so angepasst, dass einmal pro Woche die volle Ladeleistung ausgenutzt wird.

4.4.1 Technische Untersuchung

Die Zuleitung von der TS zur Verteilkabine (VK) 2 stellt derzeit das schwächste Glied in diesem Netz dar. Bei den verschiedenen simulierten Szenarien wurden Überlastungen, sofern vorhanden, nur in der Zuleitung zur VK 2 registriert. Ohne Massnahme wäre in dieser Leitung eine klare Überlastung zu verzeichnen. Bei richtiger Dimensionierung des Speichers könnte die Auslastung auf 80 % reduziert werden. Dies wäre bei einem Speicher mit einer Kapazität von 730 kWh und Ladeleistung von 90 kW der Fall (Szenario 4). Ein Leitungsausbau wäre jedoch technisch am effektivsten. Dabei würde die Auslastung auf knapp 60 % reduziert (Fig. 60).

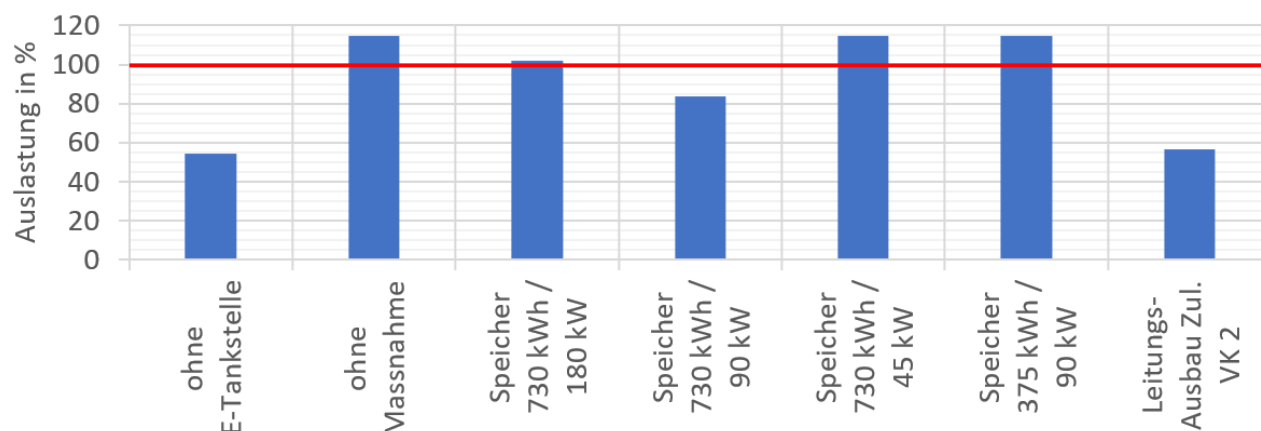


Fig. 60: Maximale Auslastung der Leitung zwischen der TS und der VK 2

Die korrekte Auslegung des Speichers ist eine wichtige Voraussetzung für dessen zuverlässigen Einsatz hinsichtlich der Netzentlastung. Fig. 61 zeigt den simulierten Ladezustand (SOC) verschiedener Speicherkonfigurationen über ein Jahr in einem Boxplot (Szenario 3 bis 6). Die einzige mögliche Konfiguration von allen

getesteten Szenarien wäre ein Speicher mit 730 kWh und mit einer Ladeleistung von 90 kW (Szenario 4). In diesem Fall betrug der Median des SOC 70 %. Im Szenario 3 wäre die Ladeleistung zu hoch, wodurch der Ladevorgang des Speichers das Netz überlasten würde. Zudem wäre der Speicher die gesamte Zeit nahezu vollgeladen. Der Median des SOC betrug in der Simulation 95 %. Bei Szenario 5 und 6 wäre die Kapazität oder die Ladeleistung (Pcharge) zu klein, was teilweise zu einem komplett entladenen Speicher führen würde, wodurch die Lastspitzen der Ladestation nicht mehr aufgefangen werden könnten. Fig. 61 zeigt zudem den SOC für Szenario 4B (Worst-Case). Diese Situation wird im Kapitel 4.4.3 näher erläutert.

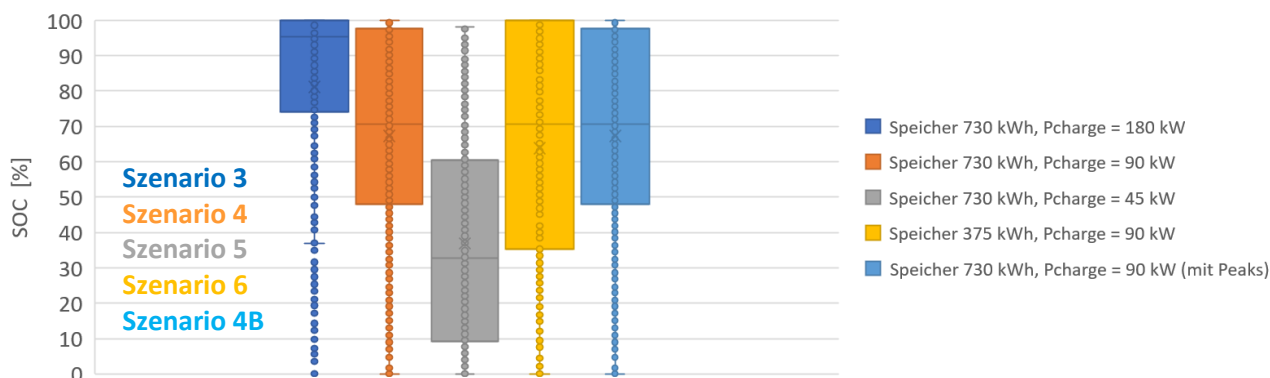


Fig. 61: Simulierter SOC verschiedener Speicherkonfigurationen über ein Jahr

In Fig. 62 sind die kumulierten Netzverluste eines Jahres in den Leitungen von der TS zum Gewerbebetrieb ersichtlich. Der Wert entspricht jeweils der Differenz zur heutigen Netzsituation ohne Ladestation beim Gewerbebetrieb. Mit einem Ausbau der Leitung zwischen der TS und der VK 2 liessen sich die Netzverluste auf ca. 6 MWh minimieren. Die maximalen Verluste (ca. 15 MWh) würden bei einer Speicherkonfiguration mit einer Ladeleistung von 180 kW verursacht.

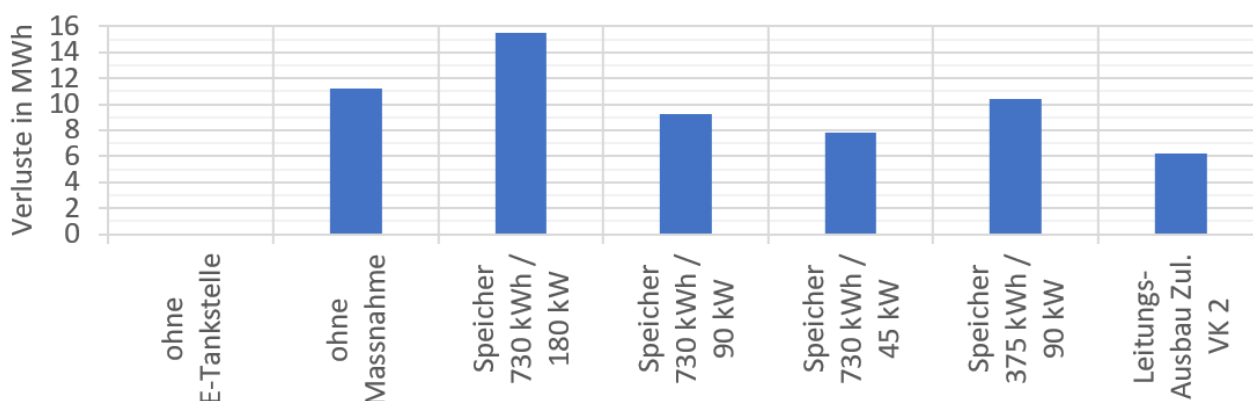


Fig. 62: Netzverluste eines Jahres in den Leitungen von der TS zum Gewerbebetrieb

4.4.2 Wirtschaftliche Untersuchung

Für den wirtschaftlichen Vergleich der Szenarien dienen die in Fig. 63 aufgelisteten Kennzahlen.

Kosten Batteriespeicher 375 kWh	370'000 CHF
Kosten Batteriespeicher 730 kWh	700'000 CHF
Kosten Trafostation mit zwei Trafos	50'000 CHF
Kosten NS-Leitung	500 CHF/m
Kosten MS-Leitung	450 CHF/m
Preis Wirkenergie	4 Rp./kWh

Fig. 63: Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsberechnung

In Fig. 64 werden die Investitionskosten der verschiedenen Szenarien verglichen. Wie der Vergleich der Leitungsauslastung der verschiedenen Szenarien in Fig. 60 gezeigt hat, käme nur eine der vier

Speicherkonfigurationen in Frage: Jene mit einer Kapazität von 730 kWh und einer Ladeleistung von 90 kW. Bei den übrigen Konfigurationen würde eine Überlastung der Leitung auftreten. Die Investitionskosten für einen Batteriespeicher von 730 kWh beliefen sich gemäss Annahme auf ca. 700'000 CHF und wären im Vergleich mit einer neuen TS oder einer Netzverstärkung deutlich höher. Die zu verstärkende Zuleitung zur VK 2 hat eine Länge von ca. 86 m und für die Erschliessung einer neuen TS beim Gewerbebetrieb über das MS-Netz wurde mit einer Leitungslänge von ca. 400 m gerechnet.

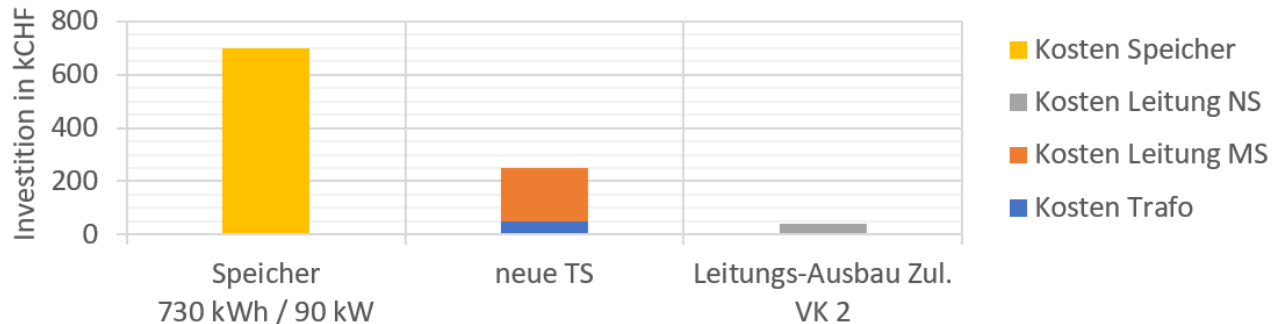


Fig. 64: Investitionskosten bei den unterschiedlichen Szenarien

Unter der Annahme eines Energiepreises von 4 Rp./kWh beliefen sich die jährlichen Einnahmen durch die produzierte PV-Energie auf ca. 14'000 CHF. Die Kosten durch die Netzverluste würden dabei mit knapp 400 CHF gering ausfallen (Fig. 65).

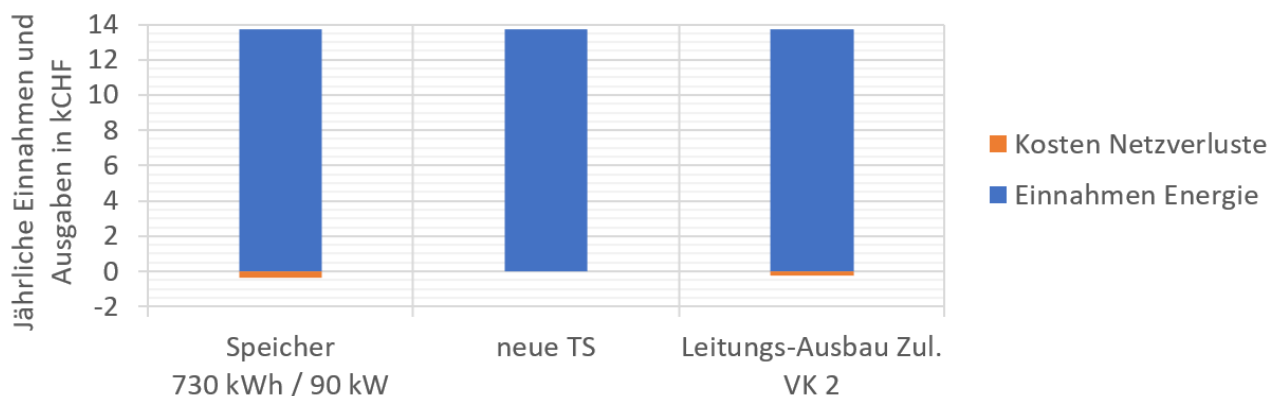


Fig. 65: Jährliche Einnahmen und Ausgaben bei den unterschiedlichen Szenarien

In Fig. 66 wurden die Szenarien anhand der Barwerte verglichen. Wie beim Vergleich der Spannungsregler in Kapitel 4.3.4 wurde der Barwert der verschiedenen Szenarien für eine Laufzeit von 40 Jahren ermittelt. Die Speicher würden nach 20 Jahren ersetzt. Die jährlichen Einnahmen und Ausgaben gemäss Fig. 65 wurden dabei mitberücksichtigt. Es wurde von einem Zinssatz von 3.8 bis 4.4 % ausgegangen. Die Barwerte wurden für Einspeisetarife der PV-Energie von 1, 4 und 8 Rp. pro kWh berechnet, um die Sensitivität der Barwerte bezüglich der PV-Einspeisetarife darzustellen.

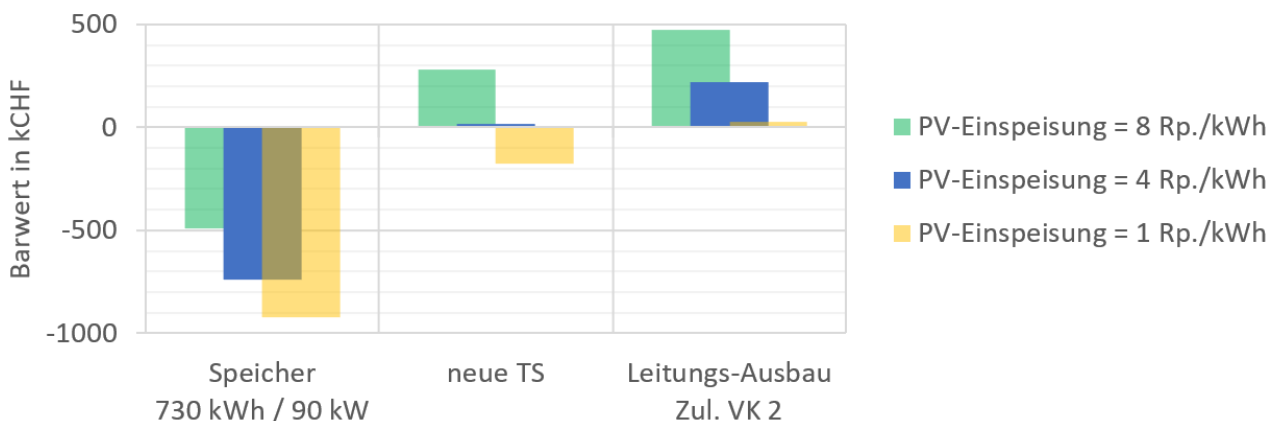


Fig. 66: Barwerte der Szenarien

Fig. 67 fasst die wirtschaftlichen Berechnungen zusammen. Dies umfasst die Investitionskosten, die jährlichen Einnahmen und Ausgaben sowie die daraus berechneten Barwerte.

Szenario:	1	2	3	4	5	6	7	8	4B (Worst Case)	8B (Worst Case)
	ohne E-Tank- stelle	ohne Mas- snahme	Speicher 730 kWh / 180 kW	Speicher 730 kWh / 90 kW	Speicher 730 kWh / 45 kW	Speicher 375 kWh / 90 kW	neue TS	Ausbau Zul. VK 2	Speicher 730 kWh / 90 kW	Leitungsaus- bau komplett
Investitionskosten										
Anzahl Trafos	-	-	-	-	-	-	2	-	-	-
Leitungslänge MS in m	-	-	-	-	-	-	400	-	-	-
Leitungslänge NS in m	-	-	-	-	-	-	-	86	-	505
Kosten TS in CHF	-	-	-	-	-	-	50'000	-	-	-
Kosten Leitungen MS in CHF	-	-	-	-	-	-	200'000	-	-	-
Kosten Leitungen NS in CHF	-	-	-	-	-	-	-	38'700	-	227'250
Kosten Speicher in CHF	-	-	700'000	700'000	700'000	370'000	-	-	700'000	-
Jährliche Einnahmen und Ausgaben										
Einnahmen PV- Produktion in CHF/a	-	13'707	13'707	13'707	13'707	13'707	13'707	13'707	14'483	14'483
Kosten Netzver- luste in CHF/a	-	448	621	369	311	415	0	249	445	98
Jährliche Bilanz in CHF/a	-	13'259	13'086	13'338	13'395	13'291	13'707	13'458	14'038	14'384
Barwert bei 4 Rp./kWh	-	-	-	-739'066	-	-	19'020	217'814	-726'109	53'773
Barwert bei 8 Rp./kWh	-	-	-	-492'200	-	-	278'818	472'900	-466'285	326'413
Barwert bei 1 Rp./kWh	-	-	-	-924'215	-	-	-175'829	26'499	-920'976	-150'707

Fig. 67: Wirtschaftliche Berechnungen der Szenarien 1 bis 8, 4B und 8B

4.4.3 Worst Case

Als Grundlage für die beschriebene Untersuchung diente das gemessene Profil einer Ladestation mit neun Ladesäulen. Diese gemessene Ladestation war jedoch nie voll ausgelastet. Um den Extremfall einer maximalen Auslastung der Ladestation beim Gewerbebetrieb zu simulieren, wurde das Profil für die Untersuchung so angepasst, dass einmal pro Woche die volle Ladeleistung ausgenutzt wurde.

Fig. 68 zeigt die resultierenden Auslastungen der Leitungen zwischen TS und Ladestation (Gewerbebetrieb) im Falle eines installierten Speichers mit einer Ladeleistung von 90 kW (Szenario 4B) oder eines Ausbaus der kompletten Zuleitung zwischen TS und Gewerbebetrieb (Szenario 8B). Da die maximale Entladeleistung des Speichers 180 kW beträgt, muss bei voller Auslastung der Ladestation ein grosser Teil der Leistung direkt aus dem Netz bezogen werden. Dadurch ist der Batteriespeicher nicht in der Lage, das Netz genügend zu entlasten. Ein Speicher in dieser Ausführung reicht somit nicht aus. Die Entladeleistung müsste höher sein, was in höheren Investitionskosten und einer schlechteren Wirtschaftlichkeit resultieren würde.

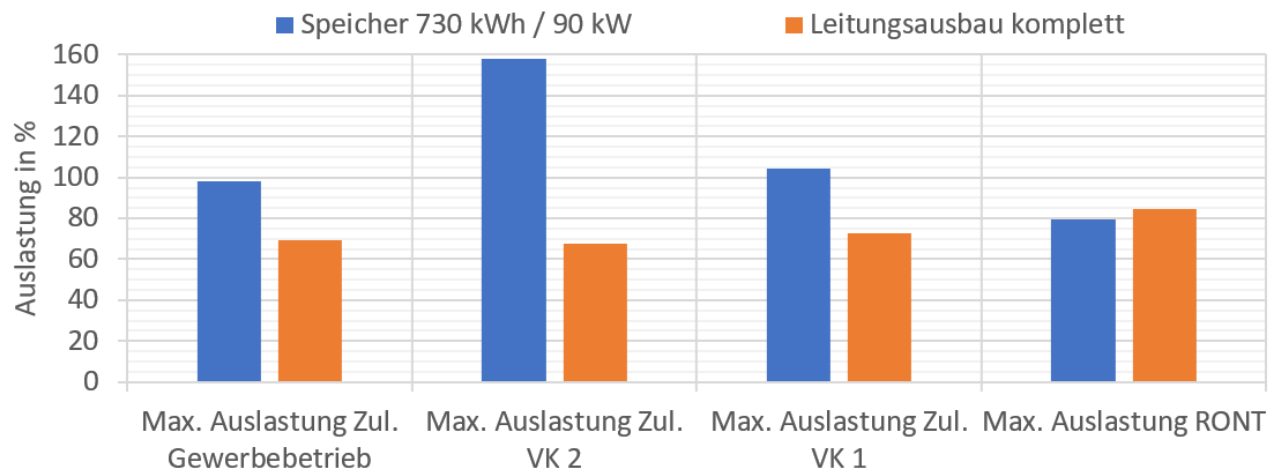


Fig. 68: Auslastungen der Leitungen zwischen TS und Ladestation (Gewerbebetrieb)

Aus diesem Grund wäre für die betrachtete Netzsituation der Bau einer neuen Trafostation oder der Ausbau der kompletten Zuleitung von der TS zur Ladestation die wirtschaftlichere Option. Fig. 69 zeigt die Barwerte der drei Massnahmen für verschiedene PV-Einspeisetarife. Es wurde von einem Zinssatz von 3.8 bis 4.4 % ausgegangen. Die Barwerte wurden für Einspeisetarife der PV-Energie von 1, 4 und 8 Rp. pro kWh berechnet, um die Sensitivität der Barwerte bezüglich der PV-Einspeisetarife darzustellen.

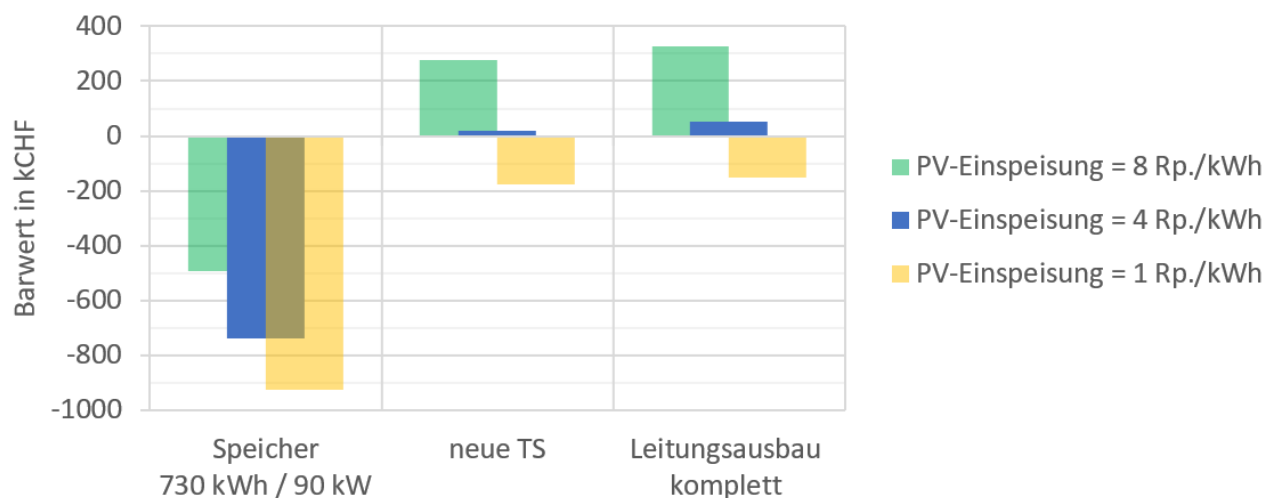


Fig. 69: Barwerte der Szenarien

4.4.4 Fazit

Unter der Annahme einer maximalen Anlagenleistung der Ladestation (E-Tankstelle) von 550 kW beim Gewerbebetrieb würden mit der heutigen Netzsituation Überlastungen der Leitungen auftreten. Als Gegenmassnahme würden sich der Bau einer neuen Trafostation beim Gewerbebetrieb oder eine Verstärkung bzw. ein Ausbau der Zuleitungen zwischen der TS und dem Gewerbebetrieb als technisch und wirtschaftlich sinnvolle Optionen anbieten. Die betrachteten Batteriespeicher wären aufgrund der begrenzten Entladeleistung nicht in der Lage, eine Überlastung der Leitungen zu verhindern. Der Vergleich der Barwerte der Speicherszenarien mit den Szenarien 7 (neue TS) und 8B (Leitungsausbau komplett) zeigte, dass die betrachteten Speicherszenarien eine wesentlich schlechtere Wirtschaftlichkeit aufweisen als die Szenarien 7 und 8B. Daher wäre auch die Betrachtung eines Speichers mit grösserer Leistung aus wirtschaftlicher Sicht nicht sinnvoll, da die Kosten dafür noch höher ausfallen würden.

4.5 PQ in der Zielnetzplanung

Das Stromnetz befindet sich in einem ständigen Wandel. Durch Veränderung der Technologie und durch Massnahmen, wie die Energiestrategie 2050, spielt beispielsweise die Photovoltaik eine tragende Rolle im Stromnetz. Die zentrale Energieeinspeisung wird zunehmend durch dezentrale Einspeisung ergänzt. Lasten umfassen vermehrt Leistungselektronik und zeigen daher ein nicht-lineares Verhalten des Stromes. Die Netztopologie wird teilweise verändert: Im Niederspannungsnetz werden Stammkabel mit Abgängen zu den einzelnen Bezüglern (über Muffen) durch zusätzliche Verteilkabinen ersetzt und die Bezüglern werden über Zuleitungen versorgt, welche direkt zur VK führen (Stern-Struktur). All diese Änderungen im Netz können die Spannungsqualität beeinflussen. Durch Messungen und durch die Auswertung von Langzeitdaten wurde untersucht, in welchem Masse eine Beeinflussung der PQ-Parameter stattfindet oder möglich wäre.

4.5.1 Entwicklung der PQ auf der MS-Ebene

In einem Mittelspannungsnetz konnten mittels Umschaltung von sechs Abgängen unterschiedliche Topologiezustände eingestellt werden. Dabei wurden Messungen an verschiedenen Abgängen und Trafostationen durchgeführt und vier Schaltzustände verglichen. In Fig. 70 ist das Mittelspannungsnetz dargestellt. Die Schaltzustände sind in Fig. 71 beschrieben.

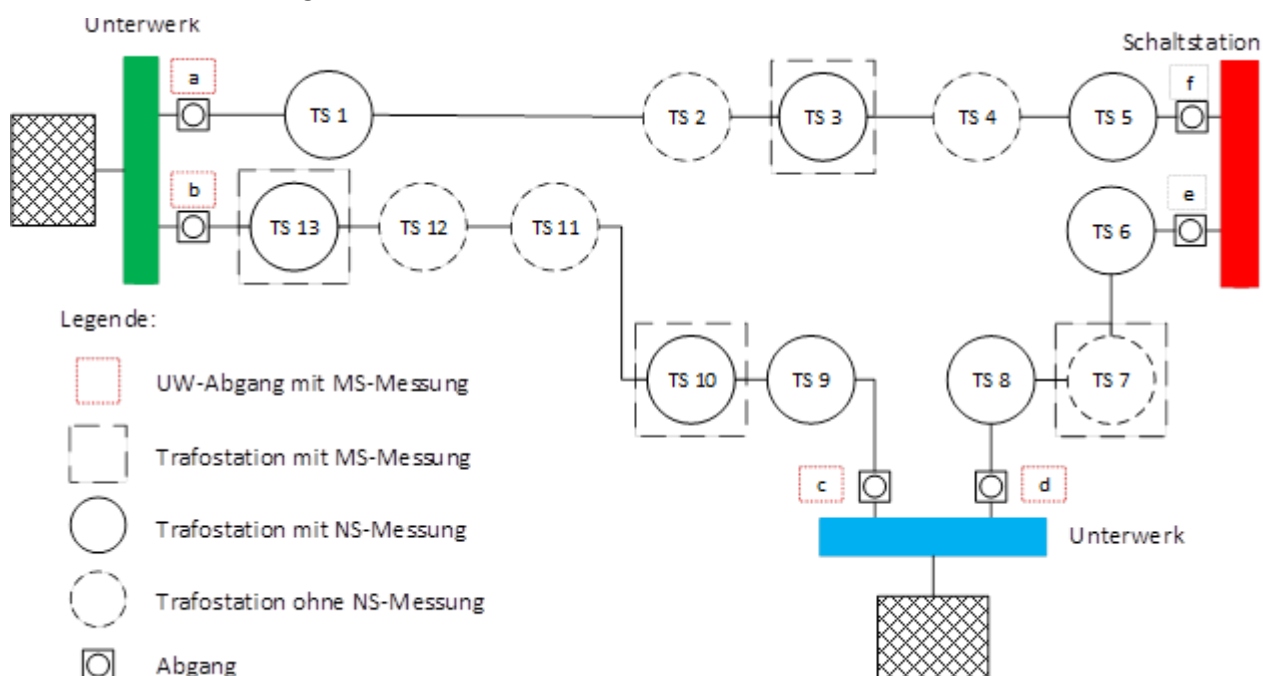


Fig. 70: Gemessenes Mittelspannungsnetz

Abgang	a	b	c	d	e	f
Schaltzustand 1	Ein	Ein	Aus	Ein	Aus	Ein
Schaltzustand 2	Ein	Ein	Ein	Ein	Aus	Ein
Schaltzustand 3	Ein	Ein	Ein	Aus	Ein	Ein
Schaltzustand 4	Ein	Ein	Ein	Ein	Ein	Ein

Fig. 71: Vergleichene Schaltzustände

Durch die Variation des Schaltzustandes und somit des Topologiezustandes konnte zwar an einzelnen Messstellen eine Veränderung der PQ-Parameter festgestellt werden, jedoch war der Einfluss des Schaltzustandes (Topologie) auf die Ausprägung der einzelnen PQ-Parameter im MS-Netz und in den NS-Netzen gering. Die Veränderungen des Gesamtoberschwingungsgehalts der Spannung (THD_U) lag bei maximal 0.3 %. Die Spannungsunsymmetrie veränderte sich maximal um 0.15 %.

Bei der Betrachtung der zeitlichen Veränderungen von Spannungsqualitätsparameter anhand von Langzeitdaten konnte weder eine generelle Verbesserung noch eine Verschlechterung erkannt werden. In Fig. 72

ist die Entwicklung des THD_U in zwei MS-Netzen zu erkennen. Die Werte bewegten sich stets in einem ähnlichen Bereich. Dasselbe konnte bei den anderen Spannungsqualitätsparametern beobachtet werden.

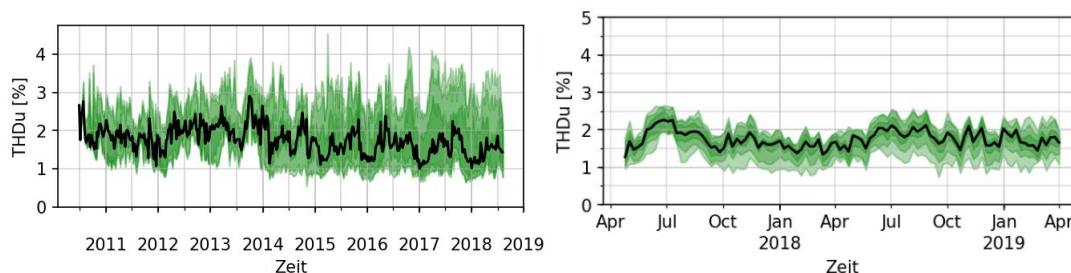


Fig. 72: THD_U an mehreren Messpunkten in zwei Schweizer MS-Netzen

4.5.2 Entwicklung der PQ auf der NS-Ebene

In einem Niederspannungsnetz wurden vor und nach dem Umbau von zwei Niederspannungsnetzen Spannungsqualitätsmessungen durchgeführt und verglichen. Das Prinzip des Umbaus ist in Fig. 73 dargestellt.

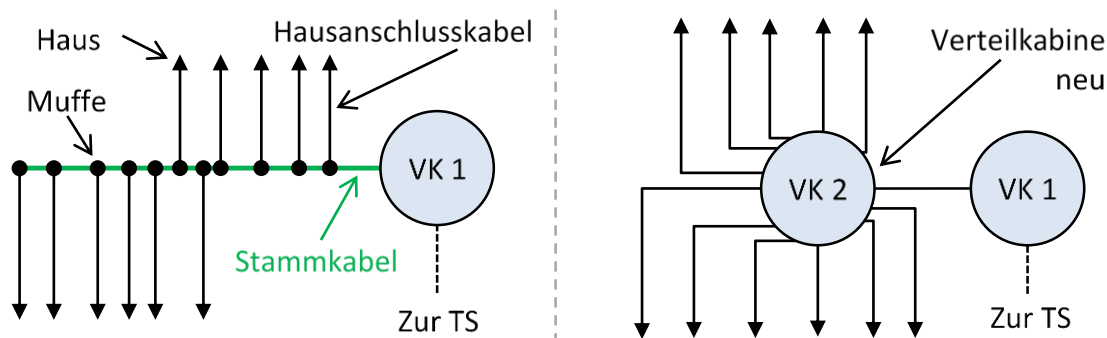


Fig. 73: NS-Netztopologie vor (links) und nach (rechts) dem Umbau

Durch den Umbau änderten sich hauptsächlich die Längen der Leitungen zwischen VK und Bezüger. Die Leitungen, die zum HAK führen, wurden meist länger. Der Querschnitt des Leitungstück zum HAK wurde jedoch erhöht, weshalb sich die Kurzschlussleistung nur geringfügig veränderte. Die Veränderung ist in Fig. 74 dargestellt. Für die Häuser, welche nahe am neuen VK liegen wurde die Kurzschlussleistung erhöht. Am bestehenden VK blieb die Kurzschlussleistung unverändert. Die PQ-Messungen im alten und neuen Zustand zeigten an den meisten Messstellen ähnliche Ergebnisse. Kritische Veränderungen der Netzurückwirkungen wurden anhand der analysierten Daten nicht erkannt.

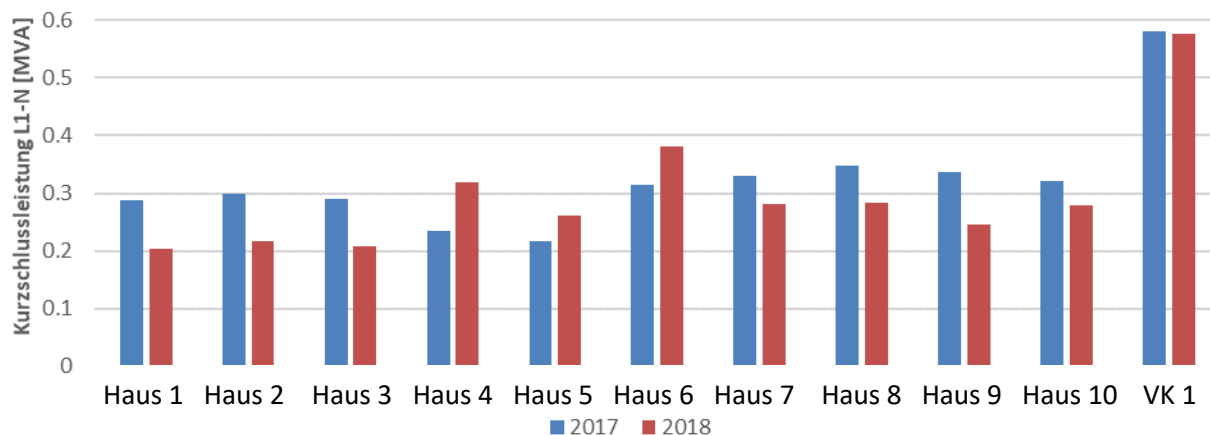


Fig. 74: Änderung der Kurzschlussleistung durch die Topologieveränderung

Die Auswertung der Langzeitdaten zeigte keinen negativen Trend, wenn die Spannungsqualität der letzten Jahre betrachtet wird. In Fig. 75 ist die Entwicklung des THD_U in zwei NS-Netzen zu sehen. Die Werte verliefen über die letzten Jahre in einem konstanten Bereich.

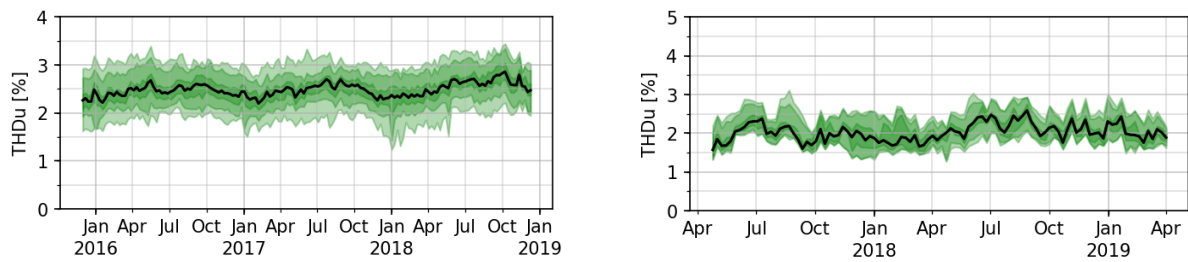


Fig. 75: THD_U an mehreren Messpunkten in zwei Schweizer NS-Netzen

Da die vorgenommenen Topologieveränderungen keine signifikanten Veränderungen der Spannungsqualität zur Folge hatten und weil auch die Langzeitdaten keine Verschlechterung der PQ-Parameter anzeigten, kann davon ausgegangen werden, dass die heutigen Planungsgrundsätze und Anschlussregeln die Veränderungen im Stromnetz in der Regel genügend berücksichtigen und im Normalfall nicht von einer signifikanten Verschlechterung der Spannungsqualität ausgegangen werden muss. Ausnahmen können selbstverständlich in Einzelfällen auftreten, beispielsweise bei sehr leistungsstarken Bezüglern oder auch bei Wechselwirkungen zwischen Anlagen.

4.5.3 Alterung von Betriebsmitteln

Um den Einfluss von Oberschwingungen auf die Lebensdauer von Geräten zu verstehen, wurden diverse wissenschaftliche Arbeiten zusammengetragen und aufgrund dieser Ergebnisse wurden die Auswirkungen von Oberschwingungen beschrieben. In der Folge werden drei Betriebsmittel (Motoren, Transformatoren und Leitungen) beschrieben, bei denen laut den betrachteten Studien Oberschwingungen im Netz Schaden verursachen und die Lebensdauer reduzieren können.

4.5.4 Alterung von Motoren

Bei dreiphasigen Drehstrommotoren ist die Zeitfunktion der Gesamtleistung konstant, falls die Spannung nicht verzerrt ist. Treten Oberschwingungen in der Spannung auf, kommt es zu einem Rippel in der Zeitfunktion der Summenleistung. Nicht jede Oberschwingung führt zur gleichen Amplitude und Frequenz dieses Rippels. Die Triplen-Harmonischen (Vielfache von 3) führen beispielsweise zu einem Rippel mit sehr kleiner Amplitude. Ein Rippel in der Summenleistung macht sich als Vibration im Lager bemerkbar, was zu stärkerer Abnutzung führt. Fig. 76 zeigt die Zeitfunktion der Leistung in den einzelnen Phasen und die Summe der Leistungen, wenn ein 10-kW-Motor am Stromnetz betrieben wird. Die Spannungsverzerrung wurde so gewählt, wie sie in einem Haushalt in einem städtischen Netz gemessen wurde.

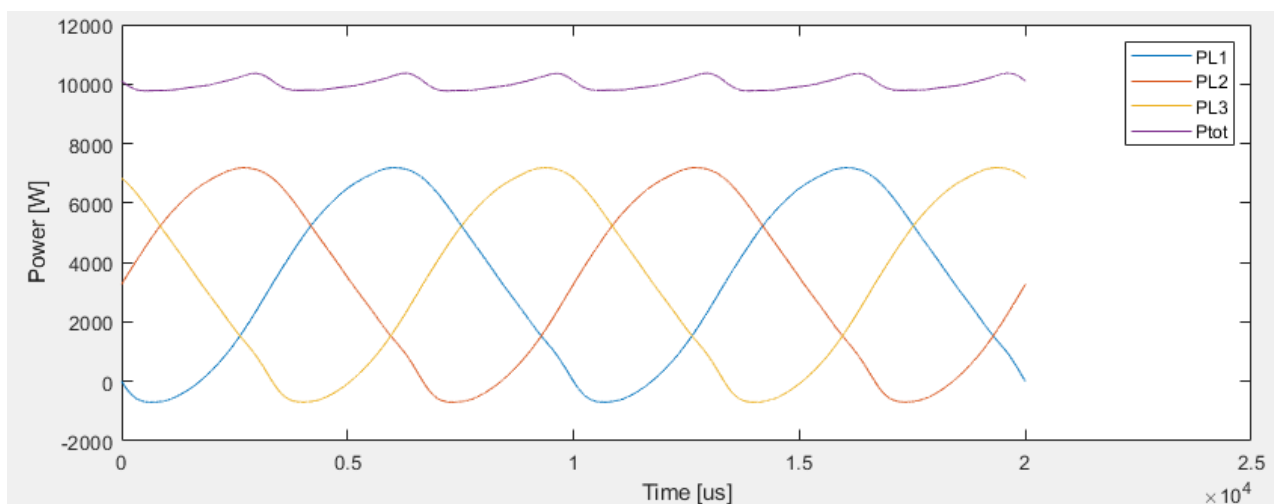


Fig. 76: Rippel der Summenleistung (P_{tot}), verursacht durch reale Spannungsverzerrung

Zusätzlich zu den Vibrationen wird die Temperatur in den Wicklungen erhöht, wenn die Spannung Oberschwingungen enthält. In [25] wurde die Einbusse der Lebensdauer von Motoren aufgrund von Spannungsüberschwingungen untersucht. Als weiterer Faktor wurde die Spannungsunsymmetrie betrachtet. Fig. 77 zeigt die Lebenserwartung von verschiedenen Motoren mit unterschiedlicher Nennleistung. Die Lebensdauer wurde mittels thermischer Modellierung bestimmt. Die Spannung wies eine Unsymmetrie von 1 % auf. Die Grafik zeigt deutlich die sinkende Lebenserwartung mit steigendem THD_U. Die enthaltenen Harmonischen bestanden aus zwei Subsynchronen (5 Hz und 25 Hz) und aus den Spannungsüberschwingungen der Ordnung 3, 5, 7, 11 und 13. Da grössere Motoren sehr selten direkt am Netz angeschlossen werden, ist besonders der 1.5-kW-Motor interessant. Bei einer auch in der Praxis üblichen Spannungsverzerrung von 3 % verliert der Motor 5 % seiner Lebenszeit. Bei unverzerrter Spannung wurde die Lebensdauer durch die Unsymmetrie von 1 % bereits um 2.5 % reduziert. Bei Messkampagnen der BFH konnte festgestellt werden, dass die Unsymmetrie im Netz meist weit unter einem Prozent liegt. Bei kleinen Motoren ist also der Einfluss auf die Lebensdauer durch Spannungsverzerrungen eher gering. Grössere Motoren sollten jedoch zwingend über Leistungselektronik betrieben werden.

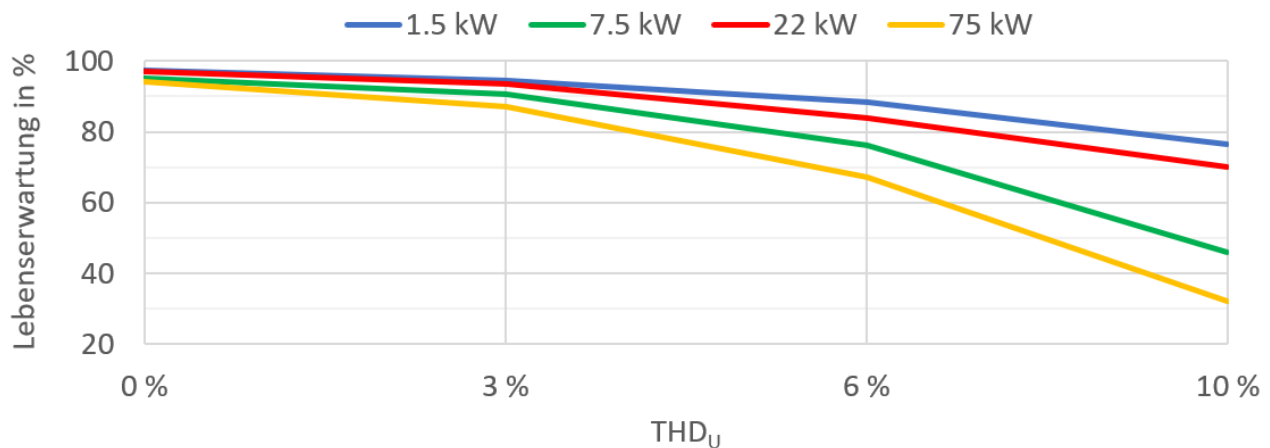


Fig. 77: Lebenserwartung in Prozent von Motoren abhängig vom THD_U

4.5.5 Alterung von Transformatoren

Transformatoren altern nicht wie Motoren aufgrund der Vibration, sondern aufgrund der erhöhten Temperatur. Ströme bei höheren Frequenzen führen zu stärkerer Erhitzung und zu mehr Verlusten. Zu hohe Betriebstemperaturen beschädigen die Isolation. Durch den Schaden der Isolation wird die Lebensdauer von Transformatoren zusätzlich reduziert. [26] beschreibt die Reduktion der Lebenserwartung von Transformatoren, insbesondere wurde auch der Einfluss der Spannungsverzerrung geprüft. Vorangehende Arbeiten untersuchten meist nur den Einfluss der Stromverzerrung. Die Schlussfolgerung war jedoch, dass die Spannungsverzerrung im Verhältnis zur Stromverzerrung keinen signifikanten Einfluss hat. Durch Modellierung und Simulation wurde der Einfluss von Verzerrungen auf einen 75-kVA-Transformator bestimmt. Fig. 78 zeigt die Abnahme der Lebenserwartung mit zunehmendem THD_I. Dabei wurde für die Grundschiung der Nennstrom angenommen. Es ist zu erkennen, dass bei stark verzerrtem Strom die Lebensdauer merklich reduziert wird. Verzerrungen im Bereich von 25 % sind in der Praxis durchaus möglich, jedoch ist der Trafo dann in der Regel nicht so hoch ausgelastet wie in der erwähnten Studie. Im Normalfall sollten Transformatoren nicht stärker als 50 % ausgelastet sein, da die Netzbetreiber für den Fehlerfall eine Redundanz vorsehen. Dies relativiert den Einfluss von THD_I auf die Lebensdauer, da bei mittlerer Auslastung keine zu hohen Temperaturen auftreten sollten. Bei unverzerrtem Strom liegt die Lebenserwartung nur bei 94 %. Dies kommt daher, dass bereits unvorteilhafte «No-load-Losses» berücksichtigt wurden.

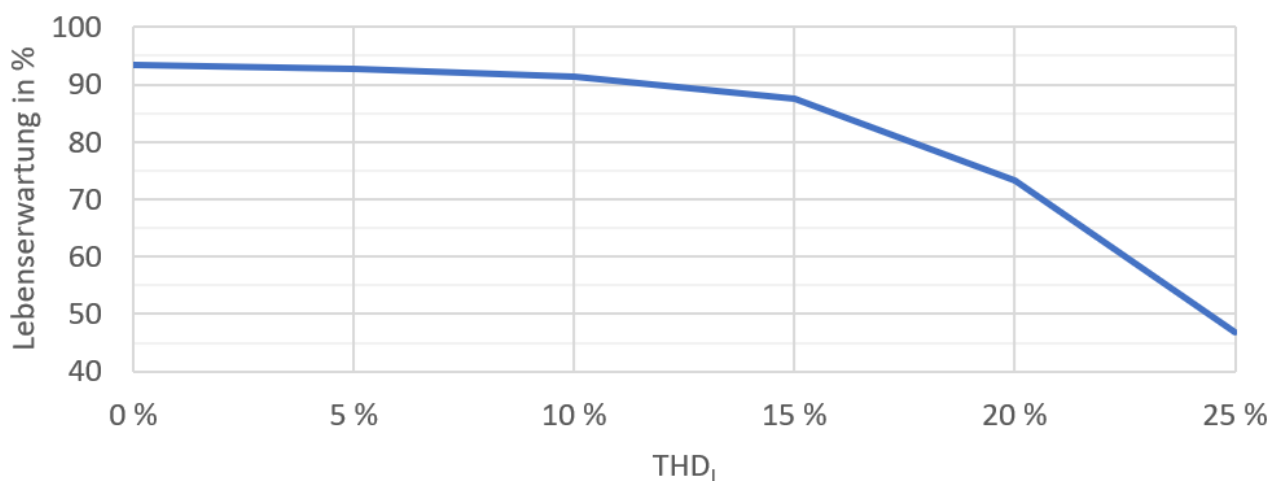


Fig. 78: Lebenserwartung in Prozent von Transformatoren abhängig vom THD_I

Der Grund für eine stärkere Wärmeentwicklung in Transformatoren ist der «Proximity-Effekt». Dieser tritt immer auf, wenn stromführende Leiter nahe beieinander liegen. Dies ist in den Wicklungen des Trafos der Fall. Durch Wirbelstromeffekte wird der Strom im Leiter verdrängt und fließt überwiegend im Rand des Leiters. Da der Effekt frequenzabhängig ist, verstärkt er sich mit zunehmender Ordnungszahl der Stromharmonischen. Ausführlich wird der «Proximity-Effekt» im Kapitel 4.5.7 erklärt.

4.5.6 Alterung von Leitungen

In Leitungen kann Water Treeing (deutsch Wasserbäumchenbildung) zu Alterung führen. Water Treeing ist ein Prozess, welcher beim Vorhandensein von Wassermolekülen und elektrischem Feld Kunststoffisolationen zerstören kann. Die Zerstörung kommt zustande, weil in der Isolation leitende Water Trees gebildet werden, bis es zum Durchschlag kommt [27]. Da ein gewisser Schwellwert des elektrischen Felds überschritten werden muss, tritt das Water Treeing ausschliesslich bei Mittel- und Hochspannungsleitungen auf. Niederspannungskabel sind nicht betroffen. In Fig. 79 ist ersichtlich, dass harmonische Spannungen zur Steigerung der Spannungsspitze führen können. Die höhere Spannung beschleunigt das Water Treeing und kann zu einer frühzeitigen Zerstörung führen. Zur Vermeidung von Water Treeing wird in Kabeln durch geeignete Kabelkonstruktionen die Diffusion von Wasser behindert.

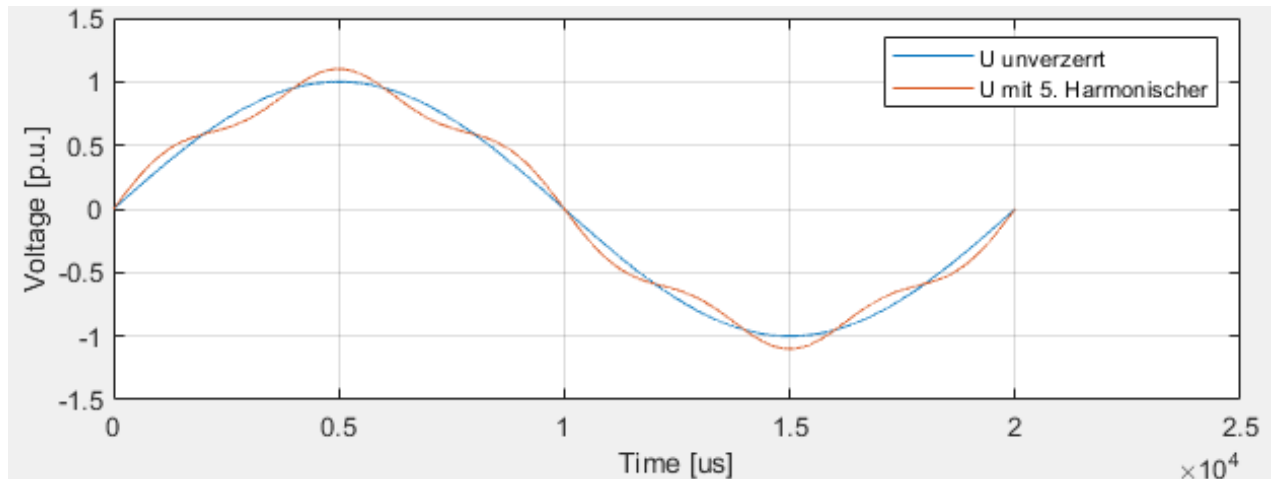


Fig. 79: Spannungskurve unverzerrt und mit 5. Harmonischen (Amplitude = 5 %) überlagert

Alle Komponenten im Netz haben eine Lebenserwartung, welche bei erhöhter Betriebstemperatur sinkt. Dies gilt auch für Leitungen. Durch den Skin-Effekt tendieren Ströme dazu im Rand des Leiters zu fließen. Dadurch ist der nutzbare Querschnitt geringer und der ohmsche Widerstand höher. Ein grösserer Widerstand führt zu zusätzlichen Verlusten in Form von Wärme. Wie beim Proximity-Effekt ist auch der «Skin-Effekt» frequenzabhängig. Mit steigender Ordnungszahl der Stromharmonischen verstärkt sich der Effekt. Eine Erklärung dazu ist im Kapitel 4.5.7 aufgeführt.

4.5.7 Wirbelstromverluste

In diesem Kapitel werden der Skin-Effekt sowie der Proximity-Effekt erklärt. Diese beiden Effekte führen in vielen Netzelementen zu zusätzlichen Verlusten. Die Erklärung dient zum Verständnis, dabei wird nicht jedes Detail hergeleitet.

Der Grund beider Effekte liegt in den Wirbelströmen. Wirbelströme werden durch sich ändernde Magnetfelder induziert und nehmen bei steigender Frequenz zu. Weiter erzeugen Wirbelströme ein Magnetfeld, welches nach der lenzschen Regel dem äusseren Magnetfeld (dem Magnetfeld, welches die Wirbelströme verursacht) entgegenwirkt. Mit diesem Grundwissen können die Feldeffekte erklärt werden. Teile der Erklärung beziehen sich auf ein Skript der ETH Zürich [28].

4.5.7.1 Skin-Effekt

In Fig. 80 ist ein stromführender Leiter dargestellt. Die Darstellung entspricht dem Längsquerschnitt des Leiters. Die schwarze, gestrichelte Linie beschreibt die Symmetrieachse. Links ist die Stromrichtung eingezeichnet. Aufgrund dieses Stromflusses werden im Leiter magnetische Feldlinien erzeugt. Diese Feldlinien verlaufen kreisförmig um das Zentrum des Leiters. In Fig. 80 treten die Linien im oberen Teil aus und im unteren Teil ein (Rechte-Hand-Regel). Durch diese Feldlinien werden im Leiter Wirbelströme induziert. Wie in der Einleitung des Kapitels 4.5.7 erwähnt, verursachen diese Wirbelströme wiederum ein Magnetfeld, welches dem verursachenden Magnetfeld entgegenwirkt (lenzsche Regel). Dies bedeutet, dass sich bei einer verursachenden Magnetfeldlinie ein Wirbelstrom nicht nach der Rechten-Hand-Regel verhält.

Vereinfacht erklärt, fließt ein Wirbelstrom im Gegenuhrzeigersinn um eine eintretende, verursachende Feldlinie. Die daraus resultierenden Wirbelströme sind in der Grafik zu erkennen. Resultierend kann man erkennen, dass in der Mitte des Leiters die Wirbelströme vom Hauptstrom subtrahiert und am Rand des Leiters zum Hauptstrom addiert werden. Dies bedeutet, dass der Strom mehrheitlich am Rand (Skin) des Leiters fließt. Der Bereich, in dem der Strom hauptsächlich fließt, ist grün dargestellt. Durch den Skin-Effekt wird der effektiv genutzte Querschnitt des Leiters reduziert und dadurch der Widerstand erhöht. Dies führt zu höheren Verlusten und daraus entsteht zusätzliche Wärme.

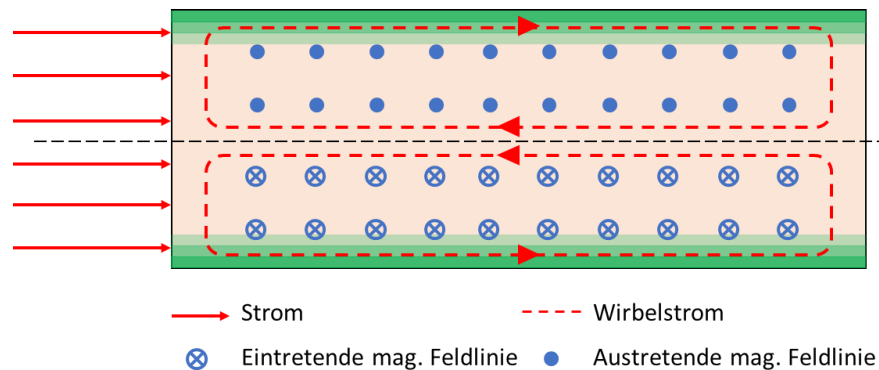


Fig. 80: Grafische Erklärung des Skin-Effekts

4.5.7.2 Proximity-Effekt

Anders als beim Skin-Effekt werden beim Proximity-Effekt die Wirbelströme im Leiter durch das magnetische Feld eines anderen Leiters verursacht. In Fig. 81 wird der Einfluss von Leiter A auf Leiter B dargestellt. Die eingezeichneten magnetischen Feldlinien sind diejenigen, welche vom Stromfluss durch den Leiter A erzeugt werden. Im Leiter B ist der durch dieses Feld erzeugte Wirbelstrom eingezeichnet. Abhängig von der Stromrichtung im Leiter B neigt der Strom dazu, eher im linken oder im rechten Rand des Leiters zu fließen. Dies liegt an der Addition bzw. der Auslöschung des Stromes durch den induzierten Wirbelstrom. Dieser Effekt tritt umso stärker auf, je näher die Leiter beieinander liegen. Die Wirbelströme können auch in nicht stromdurchflossenen Leitern fließen und dort zu Wärmeentwicklung führen.

Es treten dieselben Folgen wie beim Skin-Effekt auf. Der nutzbare Querschnitt wird geringer und der Widerstand höher. Somit steigen die Verluste (Wärmeentwicklung) an.

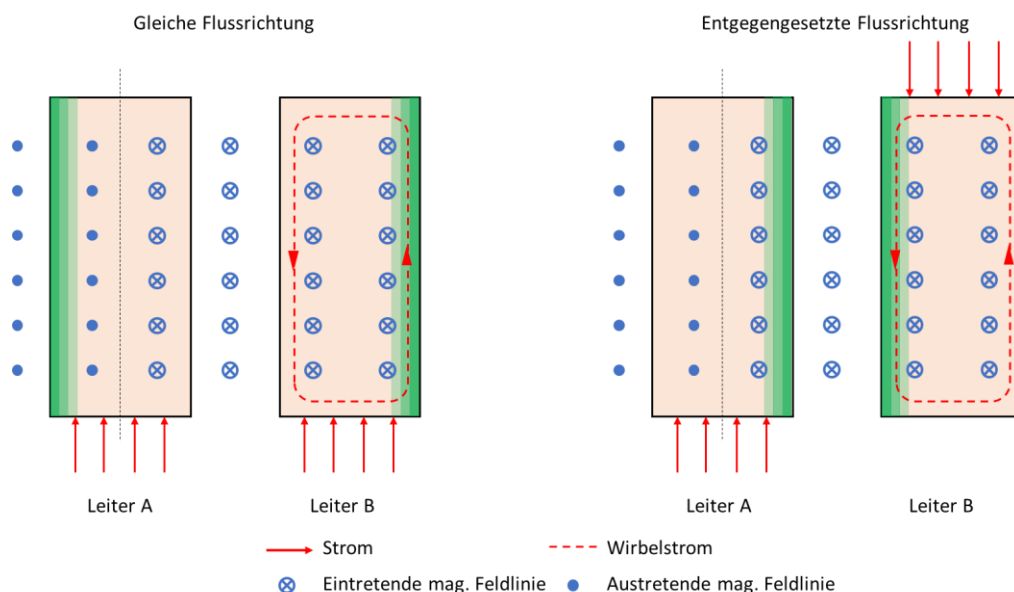


Fig. 81: Grafische Erklärung des Proximity-Effekts

4.6 PQ-Index im Tool ZNP light

Das von der BFH entwickelte Excel-basierte Netzberechnungstool «ZNP light» [24] wurde mit mehreren Funktionen zur Berechnung des neu entwickelten PQ-Index (Arbeitspaket WP 2) ausgestattet. Dazu wurde dem Tool «ZNP light» ein Arbeitsblatt hinzugefügt, welches basierend auf einem Regressionsmodell anhand der simulierten Kurzschlussleistungen und Belastungen für jeden Netzknoten eine Abschätzung des PQ-Index, einen Vorschlagsindex, ausgibt. Wie der Vergleich mit Messdaten sowie mit verschiedenen Simulationen gezeigt hat, stimmen diese Vorschlagsindizes bis zu einer Abweichung von ca. 20 bis 30 % mit der Realität überein. Dabei muss hervorgehoben werden, dass diese Vorschlagsindizes lediglich der Abschätzung der Spannungsqualität dienen, und keineswegs als Grundlage für normrelevante Fragen verwendet werden dürfen.

Die Berechnung des PQ-Index erlaubt zum Beispiel einen Vergleich verschiedener Ausbauvarianten. Folgendes Beispiel soll die Anwendung des PQ-Index im Tool «ZNP light» veranschaulichen. Als Ausgangslage dient das in Fig. 82 dargestellte Netz. Man nehme an, dass der Gewerbebetrieb entweder an die VK 380 (Ausbauvariante 1) oder an die VK 122 (Ausbauvariante 2) angeschlossen werden kann. Die Ausbauvariante 3 wird hier nicht betrachtet.

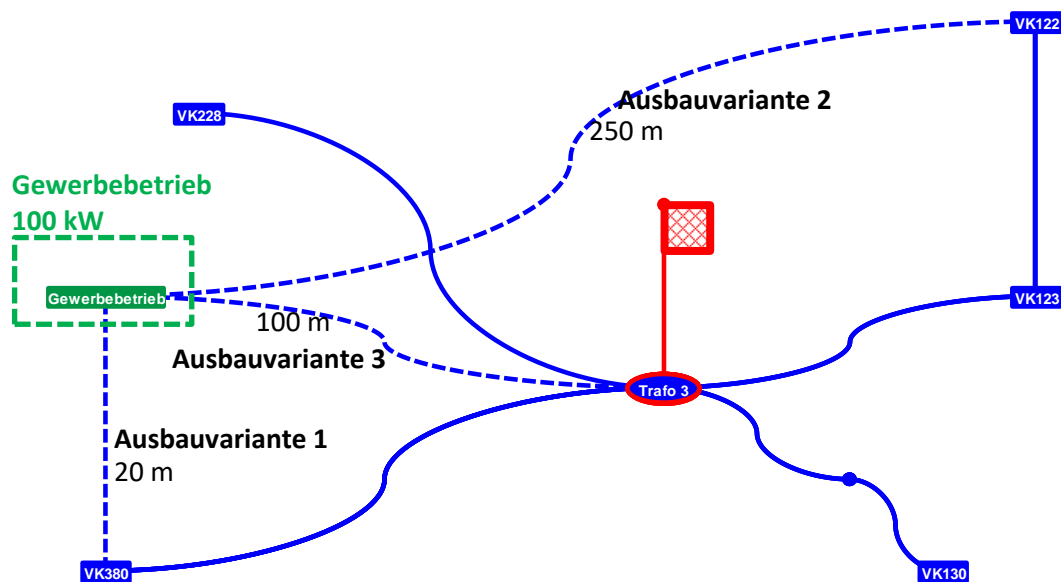


Fig. 82: Netz S56 mit eingezeichneten Ausbauvarianten

Um die Ergebnisse der Varianten visuell zu analysieren, kann der Benutzer die berechneten PQ-Indizes an den Netzknoten entweder in Form einer Heatmap oder grafisch in einem Blasen- und Streudiagramm darstellen lassen. In Fig. 83 sind die Teilindizes PQ_{Max} aller Netzkpunkte zweier Ausbauvarianten in einem Streudiagramm abgebildet. Der Wert PQ_{Max} eines Gewerbebetriebs ist für beide Varianten rot markiert. In Variante 1 (links) wird der Gewerbebetrieb über eine kurze Leitung von einer Verteilkabine versorgt. In Variante 2 wird der Gewerbebetrieb über eine deutlich längere Leitung von einer anderen Verteilkabine versorgt. Variante 2 zeigt gegenüber der Variante 1 eine klare Verschlechterung des Parameters PQ_{Max} von 1.16 auf 1.52 am Anschlusspunkt des Gewerbebetriebs. Der Grund ist die niedrigere Kurzschlussleistung in Variante 2, verursacht durch die längeren Leitungen.

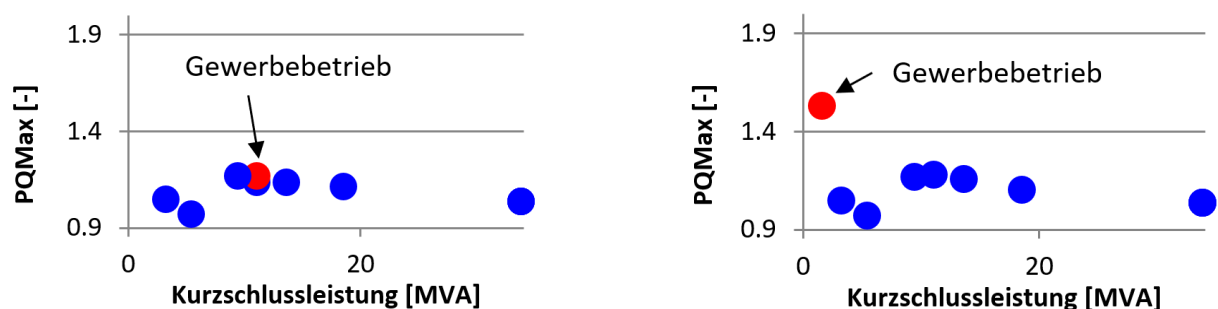


Fig. 83: PQ_{Max} aller Netzkpunkte der Ausbauvariante 1 (links) und 2 (rechts)

Verfügt der Netzbetreiber über PQ-Messdaten des zu untersuchenden Netzes, so kann er mittels der entwickelten Software DISQ die PQ-Indizes berechnen und diese manuell in «ZNP light» hinterlegen. «ZNP light» berechnet und beurteilt daraus ein eigenes Regressionsmodell, welches für die Extrapolation des PQ-Index auf verschiedene Ausbauszenarien des untersuchten Netzes verwendet werden kann. «ZNP light» ist ein Tool, das den Netzbetreiber bei der Planung des Netzes unterstützen kann, indem es durch die neu integrierten Funktionalitäten zusätzlich zu den Leistungsflussberechnungen auch eine einfache Bewertung der Spannungsqualität verschiedener Zielnetzvarianten erlaubt. Die Tools sind kostenlos verfügbar und können bei den Autoren Stefan Schori (stefan.schori@bfh.ch) und Michael Höckel (michael.hoeckel@bfh.ch) per Mail angefragt werden.

5 Empfehlungen

Im Arbeitspaket WP 5 wurden aus den Ergebnissen der Arbeitspakete WP 1 bis WP 4 Empfehlungen für die Netzplanung und den Netzbetrieb abgeleitet. Die Empfehlungen zu den einzelnen Arbeitspaketen wurden in den WP-Berichten eingefügt. Alle Empfehlungen zusammen sind im Projektschlussbericht dokumentiert.

6 Zielerreichung

Die Ergebnisse des Arbeitspakets WP 5 wurden in den Kapiteln 4.1 bis 4.6 zusammengefasst. Die Zielstellung des Arbeitspakets, also die Erforschung der in Kapitel 3.2 definierten Themen sowie das Aufstellen von Methodiken und die Entwicklung von Tools, wurde folgendermassen erreicht:

- Sinn (technisch) und Wirtschaftlichkeit von NS-Spannungsreglern. Die technischen Möglichkeiten wurden aufgezeigt und beispielhaft wirtschaftlich bewertet. Die verschiedenen Varianten wurden diskutiert. Zusätzlich wurde der Einsatz eines Batteriespeichers im Zusammenhang mit dem Bau einer Schnellladestation betrachtet.
- Zukunftsorientierte Zielnetzplanungsstrategien (Ladeverhalten Elektromobilität, Steuerung, Elektrowärme, Photovoltaik etc.). Es wurde an je einem Mittel- und Niederspannungsnetz eine Methodik für die Netzplanung aufgezeigt. Zur Erstellung von Leistungsprofilen für die technische Bewertung der Stromnetze wurde das «LastprofilTool ES 2050» entwickelt.
- Berücksichtigung der Entwicklung der Spannungsqualität in der Zielnetzplanung (Auswirkungen auf die Ausbaustrategien und auf die Lebensdauer der Elemente etc.). Die Entwicklung der PQ-Parameter gemäss Langzeitdatenanalyse aus dem Arbeitspaket WP 2 wurde berücksichtigt. Auch die Veränderungen der PQ-Parameter durch Netzbauten (Arbeitspaket WP 1) wurden in die Schlussfolgerungen miteinbezogen. Wie sich eine schlechte Spannungsqualität und verzerrte Ströme auf die Alterung von Betriebselementen auswirken könnten, wurde mittels Literaturstudie dokumentiert.

Somit konnten die Forschungsthemen wie geplant untersucht werden.

7 Ausblick

Die neu programmierten oder weiterentwickelten Tools «ZNP light», «LastprofilTool ES 2050» und «DISQ» werden in Forschungsprojekten der BFH mit der Industrie verwendet. Alle Tools können bei den Autoren Stefan Schori (stefan.schori@bfh.ch) und Michael Höckel (michael.hoeckel@bfh.ch) kostenlos bezogen werden. Insbesondere das Tool «ZNP light» aber auch das «LastprofilTool ES 2050» wurde von Netzbetreibern und Dienstleistern bezogen und verwendet.

Das entwickelte Know-how wird den Netzbetreibern bei künftigen Veränderungen des Stromnetzes und der Anlagenstruktur helfen, unerwünschte Auswirkungen möglichst zu vermeiden. Weiter werden die Ergebnisse einen sicheren Netzbetrieb unterstützen. Die BFH und die HES-SO arbeiten mit verschiedenen Netzbetreibern langfristig zusammen. Dies ermöglicht einen Transfer der Projektergebnisse in die Praxis, auch über das Projektende hinaus. Gewisse Fragestellungen werden in gemeinsamen studentischen Arbeiten weiter vertieft und dienen den Netzbetreibern bei der Entscheidungsfindung für den Netzbau und Netzbetrieb. Die aufgestellten Methodiken und Tools sollen in künftigen Arbeiten kritisch geprüft und verbessert werden.

8 Danksagung

Wir danken den Partnern, dem Bundesamt für Energie BFE und Innosuisse für die Unterstützung. Die Arbeiten wurden im Rahmen des Schweizer Kompetenzzentrums für Energieforschung zur zukünftigen Schweizerischen elektrischen Infrastruktur (SCCER FURIES) mit finanzieller Unterstützung der Schweizerischen Agentur für Innovationsförderung (Innosuisse – SCCER Programm) durchgeführt.

9 Glossar

BFE	Bundesamt für Energie
BFH / BFH-TI	Berner Fachhochschule / für Technik und Informatik
COP	Coefficient of performance (Deutsch: Leistungszahl)
EFH	Einfamilienhaus
EN	Europäische Norm
ES	Energiestrategie
LNF	Leichte Nutzfahrzeuge
MFH	Mehrfamilienhaus
MS	Mittelspannung
NE	Netzebene
NS	Niederspannung
PV	Photovoltaik
PVA	Photovoltaikanlage
PQ	Power Quality (Deutsch: Spannungsqualität)
p.u.	per unit
PW	Personenwagen
P(U)-Regelung	Spannungsregelung durch Verändern der Wirkleistungseinspeisung
Q(U)-Regelung	Spannungsregelung durch Verändern der Blindleistungseinspeisung
RONT	Regelbarer Ortsnetztransformator
SCCER FURIES	Swiss Competence Center for Energy Research, Future Swiss Electrical Infrastructure
SOC	State of charge (Deutsch: Ladezustand)
TS	Trafostation
UW	Unterwerk
VK	Verteilkabine
VNB	Verteilnetzbetreiber
WP	Work package (Deutsch: Arbeitspaket)
WR	Wechselrichter

10 Abbildungsverzeichnis

Fig. 1: Laststruktur bei höchster Auslastung des Trafos 2 in UW 2	2
Fig. 2: Tariftyp – VDEW-Standard-Lastprofil.....	3
Fig. 3: EFH – Anteil Energieverbrauch für Privathaushalt und Wärme-/Warmwasser-Erzeugung	4
Fig. 4: MFH – Energieverbrauch für Wärme- und Warmwasser-Erzeugung	4
Fig. 5: Vereinfachtes Modell der Situation mit zusätzlichem Zähler in der Verteilkabine 002	4
Fig. 6: Anteil Wärmepumpen an der Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes	5
Fig. 7: Wärmeleistungsbedarf und Heizwärmebedarf von EFH und MFH (Neubau und saniert)	5
Fig. 8: Elektrizitätsverbrauch von Wärmepumpen – Energiestrategie 2050 (Tabelle 5-31 aus [3])	5
Fig. 9: Potenzial von Dachflächen und Fassaden im betrachteten Gebiet (Photovoltaik und Solarwärme).....	6
Fig. 10: Installierte PV-Leistung und -Energieerzeugung.....	6
Fig. 11: Maximale PV-Kapazität in installierter Leistung von Dachflächen und Fassaden im betrachteten Gebiet	6
Fig. 12: PV-Leistung – 2018 und für das Jahr 2050 für die Schweiz und das Untersuchungsgebiet	7
Fig. 13: Angenommenes, ausgenutztes PV-Potenzial und entsprechende Leistung für das Jahr 2050.....	7
Fig. 14: Geschätzte installierte PV-Leistung in den verschiedenen Gebieten.....	7
Fig. 15: Geschätzte installierte PV-Leistung im Jahr 2050.....	8
Fig. 16: Anzahl Trafostationen und PV-Leistung pro Trafostation	8
Fig. 17: Anteil Elektroautos an der Fahrzeugflotte.....	8
Fig. 18: Wohngebiet – Anzahl Elektroautos	9
Fig. 19: Dienstleistung und Industrie – Elektrofahrzeuge pro Zähler.....	9
Fig. 20: Anzahl Elektroautos im Untersuchungsgebiet.....	9
Fig. 21: Aufteilung der Ladeinfrastruktur in Leistungsklassen	9
Fig. 22: 1'000 Elektrofahrzeuge – Gesamtlastprofil (Privathaushalte (links) / Gewerbe/Dienstleistung (rechts)).....	10
Fig. 23: Gesamte Ladeleistung in Abhängigkeit der Ladestationsleistung und der Anzahl Elektroautos	10
Fig. 24: Privathaushalte – Reduktion des Elektrizitätsverbrauchs gegenüber dem Jahr 2020	11
Fig. 25: Dienstleistungssektor – Zunahme/Reduktion des Elektrizitätsverbrauchs gegenüber dem Jahr 2020.....	11
Fig. 26: Industriesektor – Reduktion des Elektrizitätsverbrauchs gegenüber dem Jahr 2020.....	12
Fig. 27: Beispiel – Berechnung der maximalen Leistung und des Energieverbrauchs pro Jahr	12
Fig. 28: Sommer – Entwicklung des Lastprofils (Simulation)	13
Fig. 29: NEP-2035 Sommer – Gestapelte Leistungskurven (Simulation).....	13
Fig. 30: Privathaushalte – Lastprofil für drei Szenarien.....	14
Fig. 31: Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage basierend auf dem WWB-2020-Szenario.....	15
Fig. 32: Energieperspektiven – PV-Anlagen – Varianten C, C & E und E	15
Fig. 33: Übersicht aus der Literatur (Tabelle 1 der Referenz [19])	15

Fig. 34: PV-Profile	16
Fig. 35: Anteil der Elektrofahrzeuge (Personenwagen) an der Fahrzeugflotte (von [16], Tabelle 7-38 und Tabelle 8-30)	16
Fig. 36: Verteilung der Ladestationen auf Basis der Ladeleistung [8]	17
Fig. 37: Einstellung der Verteilung der Ladeleistungen im Tool.....	17
Fig. 38: Speicher – Optimierungsfunktion Eigenverbrauch.....	17
Fig. 39: Speicher – Optimierungsfunktion Peak-Shaving	18
Fig. 40: Quartierspeicher (blau) und Heimspeicher (gelb), Symbolbild	18
Fig. 41: Wärmebedarf vs. Baujahr/Isolationsqualität	18
Fig. 42: Elektrizitätsverbrauch für Raumwärme und Warmwasser – Energieperspektiven 2050 (Tabelle 5-31 [16]).....	19
Fig. 43: Profil mit (orange) und ohne (blau) Wärmepumpensperre	19
Fig. 44: Entwicklung der Warmwassersysteme – Prozentuale Verteilung der Technologien.....	19
Fig. 45: Kälte – Entwicklung.....	20
Fig. 46: Darstellung des Szenario-Managers im Lastprofil-Tool	20
Fig. 47: Analysiertes Niederspannungsnetz	21
Fig. 48: Massnahmen gegen Spannungsüberhöhung durch PV-Anlagen	21
Fig. 49: Beschreibung der Szenarien 1 bis 10	22
Fig. 50: Boxplots aller simulierten Spannungswerte eines Jahres	22
Fig. 51: Energieproduktion der PV-Anlage bei unterschiedlichen Szenarien.....	23
Fig. 52: Kumulierte Netzverluste eines Jahres der Leitungen von der TS zur PVA 2.....	23
Fig. 53: Technische Zusammenfassung der Szenarien 1 bis 10.....	23
Fig. 54: Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsberechnung.....	24
Fig. 55: Einmalige Investitionskosten bei den unterschiedlichen Szenarien.....	24
Fig. 56: Jährliche Einnahmen und Ausgaben bei den unterschiedlichen Szenarien	25
Fig. 57: Barwerte der Szenarien 1 bis 10.....	25
Fig. 58: Wirtschaftliche Berechnungen der Szenarien 1 bis 10	26
Fig. 59: Beschreibung der Szenarien 1 bis 8, 4B und 8B.....	27
Fig. 60: Maximale Auslastung der Leitung zwischen der TS und der VK 2	27
Fig. 61: Simulierter SOC verschiedener Speicherkonfigurationen über ein Jahr	28
Fig. 62: Netzverluste eines Jahres in den Leitungen von der TS zum Gewerbebetrieb	28
Fig. 63: Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsberechnung.....	28
Fig. 64: Investitionskosten bei den unterschiedlichen Szenarien	29
Fig. 65: Jährliche Einnahmen und Ausgaben bei den unterschiedlichen Szenarien	29
Fig. 66: Barwerte der Szenarien	29
Fig. 67: Wirtschaftliche Berechnungen der Szenarien 1 bis 8, 4B und 8B.....	30
Fig. 68: Auslastungen der Leitungen zwischen TS und Ladestation (Gewerbebetrieb).....	31
Fig. 69: Barwerte der Szenarien	31

Fig. 70: Gemessenes Mittelspannungsnetz.....	32
Fig. 71: Vergleichene Schaltzustände.....	32
Fig. 72: THD _U an mehreren Messpunkten in zwei Schweizer MS-Netzen.....	33
Fig. 73: NS-Netztopologie vor (links) und nach (rechts) dem Umbau.....	33
Fig. 74: Änderung der Kurzschlussleistung durch die Topologieveränderung.....	33
Fig. 75: THD _U an mehreren Messpunkten in zwei Schweizer NS-Netzen.....	34
Fig. 76: Rippel der Summenleistung (P _{tot}), verursacht durch reale Spannungsverzerrung.....	35
Fig. 77: Lebenserwartung in Prozent von Motoren abhängig vom THD _U	36
Fig. 78: Lebenserwartung in Prozent von Transformatoren abhängig vom THD _I	36
Fig. 79: Spannungskurve unverzerrt und mit 5. Harmonischen (Amplitude = 5 %) überlagert.....	37
Fig. 80: Grafische Erklärung des Skin-Effekts.....	38
Fig. 81: Grafische Erklärung des Proximity-Effekts.....	38
Fig. 82: Netz S56 mit eingezeichneten Ausbauvarianten.....	39
Fig. 83: PQ _{Max} aller Netzpunkte der Ausbauvariante 1 (links) und 2 (rechts).....	39

11 Referenzen

- [1] T. Raitz Novais, «Projekt OptiQ, WP 5, ZNP-Strategien im Verteilnetz,» Berner Fachhochschule, Nidau, 2020.
- [2] VDEW - Verband der Elektrizitätswirtschaft (DE), «Anwendung der Repräsentativen VDEW-Lastprofile step-by-step,» 31 12 2000. [Online]. Available: https://www.bdew.de/media/documents/2000131_Anwendung-repraesentativen_Lastprofile-Step-by-step.pdf. [Zugriff am 2019 11 11].
- [3] BFE - Energiestrategie 2050, «Bundesamt für Energie,» 12 September 2012. [Online]. Available: http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00527/06431/index.html?lang=de&dossier_id=06421. [Zugriff am 14 August 2018].
- [4] Bundesamt für Energie, «Berechnung von Potenzialen in Gemeinden,» 08 03 2019. [Online]. Available: <https://www.uvek-gis.admin.ch/BFE/redirect/sol.html>. [Zugriff am 16 09 2019].
- [5] Solar Plattform Seeland, «Solarregion Seeland,» 19 09 2019. [Online]. Available: <https://www.solarplattformseeland.ch/de/solarmonitoring/>. [Zugriff am 19 09 2019].
- [6] Bundesamt für Statistik (BFS), «Mobilität Verkehr - Strassenfahrzeug bestand motorisierungsgrad,» 31 01 2019. [Online]. Available: <https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/mobilitaet-verkehr/verkehrsinfrastruktur-fahrzeuge/fahrzeuge/strassenfahrzeuge-bestand-motorisierungsgrad.assetdetail.7266128.html>. [Zugriff am 25 10 2019].
- [7] Bundesamt für Statistik (BFS), «Statistik der Schweizer Städte 2017,» 31 01 2018. [Online]. Available: https://staedteverband.ch/cmsfiles/ssv_jahrbuch_2017_web.pdf. [Zugriff am 25 10 2019].
- [8] A. Probst, «Auswirkungen von Elektromobilität auf Energieversorgungsnetze analysiert auf Basis probabilistischer Netzplanung,» 15 12 2014. [Online]. Available: https://www.ieh.uni-stuttgart.de/dokumente/dissertationen/Diss_Probst.pdf. [Zugriff am 2019 10 29].
- [9] A. Probst, M. Braun und S. Tenbohlen, «Probabilistic load modeling and simulation for households and electric vehicles for voltage band analysis,» 2011. [Online]. Available: https://www.ieh.uni-stuttgart.de/dokumente/publikationen/2011_ETG_Probst_Erstellung_und_Simulation_probalistischer_Lastmodelle.pdf. [Zugriff am 02 10 2019].
- [10] Siemens, «Planung der elektrischen Energieverteilung (Technische Grundlagen),» 31 12 2015. [Online]. Available: https://w3.siemens.com/powerdistribution/global/DE/consultant-support/download-center/tabcardseiten/Documents/Planungshandbuecher/Planung_der_elektrischen_Energieverteilung_Technische_Grundlagen.pdf. [Zugriff am 29 10 2019].
- [11] T. Raitz Novais, «Projekt OptiQ, WP 5, LastprofilTool ES 2050: Tool zur Beurteilung der zielorientierten Netzplanung auf Basis der Energiestrategie 2050,» 2020.
- [12] Bundesamt für Statistik, «BFS - GWS,» 10 10 2019. [Online]. Available: <https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/bau-wohnungswesen.assetdetail.9767742.html>. [Zugriff am 28 09 2020].
- [13] N. Pflugrath, «Modellierung von Wasser und Energieverbräuchen in Haushalten,» 06 04 2016. [Online]. Available: <https://monarch.qucosa.de/api/qucosa%3A20540/attachment/ATT-0/>. [Zugriff am 28 09 2020].
- [14] BDEW, «Standardlastprofile,» BDEW, [Online]. Available: <https://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-strom/>. [Zugriff am 28 09 2020].
- [15] Bundesamt für Energie; Prognos, «Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050,» 12 September 2012. [Online]. Available: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energiestrategie-2050/dokumentation/energieperspektiven-2050.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRTaW4uY2gvZGUvcHVibGljYX/Rpb24vZG93bmXvYWQvNjc=Nw==.html>. [Zugriff am 28 09 2020].

- [16] BFE - Energiestrategie 2050, «Bundesamt für Energie,» 12 September 2012. [Online]. Available: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energiestrategie-2050/dokumentation/energieperspektiven-2050.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRTaW4uY2gvZGUvcHVibGljYX/Rpb24vZG93bmVvYWQvNjc=Nw==.html>. [Zugriff am 11 06 2020].
- [17] Swissolar, «Faktenblatt: Strom von der Sonne,» 01 07 2019. [Online]. Available: https://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Solarenergie/Fakten-und-Zahlen/Branchen-Faktenblatt_PV_CH_d.pdf. [Zugriff am 06 03 2020].
- [18] BFE - Bundesamt für Energie, «Schweizer Hausdächer und Fassaden könnten jährlich 67 TWh Solarstrom produzieren,» 15 04 2019. [Online]. Available: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/medienmitteilungen/mm-test.msg-id-74641.html>. [Zugriff am 19 09 2019].
- [19] Swisscleantech, «Die Entwicklung der Photovoltaik - Hintergrundbericht zur Cleantech Energiestrategie,» 06 12 2012. [Online]. Available: https://www.swisscleantech.ch/fileadmin/content/CES/SCA_CES_PRE_HintergrundberichtPV_v08_06_122012.pdf. [Zugriff am 06 03 2020].
- [20] Bundesamt für Statistik (BFS) - Sektion Mobilität, «Strassenfahrzeuge - Bestand, Motorisierungsgrad,» BFS, 01 01 2020. [Online]. Available: <https://www.bfs.admin.ch/de/home/statistiken/mobilitaet-verkehr/verkehrinfrastruktur-fahrzeuge/fahrzeuge/strassenfahrzeuge-bestand-motorisierungsgrad.html>. [Zugriff am 19 07 2020].
- [21] Elektromobilitätsverband der Schweiz - Swiss e-Mobility, «Swiss e-Mobility,» [Online]. Available: https://www.swiss-emobility.ch/de-wAssets/docs/Ratgeber_fuer_die_Installation_von_Ladesystemen_fuer_eFahrzeuge_2019.pdf. [Zugriff am 03 07 2020].
- [22] SWISSOLAR, «Merkblatt Photovoltaik Nr. 13: PV-Anlagen mit Batterien,» 01 12 2016. [Online]. Available: https://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Fachleute/Photovoltaik_Merkblaetter/21013d_Merkblatt_PV_Speicher.pdf. [Zugriff am 09 03 2020].
- [23] Bundesamt für Energie, «Bundesamt für Energie - Medienmitteilungen - Energieperspektiven 2050+,» BFE, 02 09 2019. [Online]. Available: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/medienmitteilungen/mm-test.msg-id-76258.html>. [Zugriff am 22 05 2020].
- [24] S. Schori, «Zielnetzplanung CH light, Schlussbericht,» Bundesamt für Energie BFE, Bern, 2018.
- [25] J. Policarpo und A. Eigeles, «Induction motors loss of life due to voltage imbalance and harmonics: A preliminary study,» 2000.
- [26] H. Mantilla, A. Pavas und I. Duran, «Ageing of distribution transformers due to voltage harmonics,» Kolumbien, 2017.
- [27] S. Bahadoorsingh, R. Balliram, C. Sharma und S. Rowland, «Analytical Results of harmonic influenced electrical tree growth images,» 2012.
- [28] J. Biela, Wirbelstromverluste in Wicklungen induktiver Bauelemente, 2012.

12 Versionskontrolle

Version	Datum	Beschreibung	Autor
V0.0	02.02.2020	Grundstruktur erstellt	Lukas Heiniger
V0.1	16.10.2020	Entwurf erstellt	Lukas Heiniger, Ron Buntschu Thiago Novais Stefan Schori Michael Höckel
V1.0	30.10.2020	Bericht komplettiert und korrigiert, Freigabe	Stefan Schori
V1.1	23.8.2022	Werte der letzten vier Zeilen in Fig. 58 an- gepasst	Stefan Schori