



© fotobro

Technische und wirtschaftliche Untersuchung hinsichtlich Aufbau und Betrieb von Einspeisenetzstrukturen im Mittelspannungsnetz im Vergleich mit „konventionellem“ Netzausbau

Eine Masterarbeit von
Christoph Zeller, BSc.

Betreuer
Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Renner, Herwig

Co-Betreuer
DI Gernot Dobetsberger (LINZ NETZ GmbH)
DI Thomas Rechberger (LINZ NETZ GmbH)
DI Dr. Jürgen Marchgraber (LINZ NETZ GmbH)

Dezember 2024

Technische Universität Graz
Institut für elektrische Anlagen und Netze
Inffeldgasse 18/I
8010 Graz
Austria

Institutsleiter

Univ.-Prof. DDipl.-Ing. Dr.techn. Robert Schürhuber

Betreuer

Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Herwig Renner

Co-Betreuer

DI Gernot Dobetsberger (LINZ NETZ GmbH)
DI Thomas Rechberger (LINZ NETZ GmbH)
DI Dr. Jürgen Marchgraber (LINZ NETZ GmbH)

Eine Masterarbeit von
Christoph Zeller, BSc

Dezember 2024

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Graz, am 16. Dezember 2024

Kurzfassung

Aufgrund der Ausbauziele und Anreize für erneuerbare Energien sowie der Photovoltaik-Strategie in Oberösterreich steigt die Anzahl der Netzanschlussanfragen für große Photovoltaikanlagen und Windparks stark an. LINZ NETZ GmbH erwartet einen hohen Zuwachs dieser Anlagen. Die Netzkapazitäten des 26 kV-Netzes sind oft schon mit einer einzigen Anlage ausgeschöpft, weshalb ein umfangreicher Netzausbau in den nächsten Jahren geplant ist. Im Zuge der dadurch durchzuführenden Netzausbauplanungen stellt sich unter anderem die Frage, reine Einspeisenetze für neu hinzukommende Einspeiseanlagen aufzubauen oder den Netzausbau jetzt schon dahingehend auszulegen, um später auf einen Betrieb solcher Einspeisenetze umzustellen. Die Technischen Rahmenbedingungen und die daraus resultierenden Planungsgrundlagen werden in dieser Arbeit beschrieben. Es werden Prognosen und anhand dessen realistische Szenarien für die Eingliederung solcher dezentralen Einspeiser erstellt. Dieses Netzausbauszenario wird simuliert und mit einem Bestandsnetzausbau in allen wesentlichen technischen Punkten als auch in punkto Wirtschaftlichkeit verglichen. Die anhand der verschiedenen Szenarien errichteten Einspeisenetzstrukturen sind in der Errichtung teilweise um bis zu 50 Prozent teurer als ein Bestandsnetzausbau. Jedoch sind die neu gewonnenen Reserven, auch im bestehenden Verteilnetz, durch die Errichtung eigener Einspeisenetze sicher ein großer Vorteil für die Errichtung solcher neuartigen Netzstrukturen. Es werden vor allem starke zukunftssträchtige Strukturen für die Entlastung des bestehenden Verteilnetzes geschaffen.

Abstract

Driven by the renewable expansion targets and incentives as well as the photovoltaic strategy in Upper Austria, the number of grid connection requests for large photovoltaic systems and wind farms is rising sharply. LINZ NETZ GmbH expects a high increase in these systems. The grid capacities of the 26 kV grid are often already exhausted with a single system, which is why extensive grid expansion is planned in the coming years. In the course of the resulting grid expansion planning, the question arises as to whether to build pure feed-in grids for newly added feed-in systems or to design the grid expansion now in order to switch to the operation of such feed-in grids later. The technical framework conditions and the resulting planning principles are described in this paper. Forecasts and realistic scenarios for the integration of such decentralized feeders are created. This grid expansion scenario is simulated and compared with an existing grid expansion in all key technical aspects as well as in terms of economic efficiency. The feed-in grid structures constructed based on the various scenarios are in some cases up to 50 percent more expensive to construct than an existing grid expansion. However, the newly gained reserves, also in the existing distribution grid, through the construction of own feed-in grids are certainly a great advantage for the construction of such new grid structures.

Liste der Symbole

a	Jahr
α	Lastfaktor, jährliche durchschnittliche Auslastung in pu
C	Kapazität in F
c	Spannungsbeiwert in pu
C_e	Strompreis/ Stromkosten in € / kWh
C_E	Leiter-Erde-Kapazität in F
C_0	Erdkapazität in F
C_{P0}	Kosten aufgrund der Leerlaufverluste in €
C_{Pk}	Kosten aufgrund der Last- bzw. Kurzschlussverluste in €
$\cos \varphi$	Leistungsfaktor in pu
d	Dämpfungsgrad in pu
f	Frequenz in Hz
G	Leitwertbelag in S oder $1/\Omega$
g	Umrechnungsfaktor Kabelhäufung in pu
H	Jährliche Ausfallwahrscheinlichkeit pro km in $1/(\text{Jahr} \cdot \text{km})$
h	Stunden
ha	Hektar
I	Strom in A
I_{CE}	Kapazitiver Erdfehlerstrom in A
I_L	Induktiver Löschspulenstrom (Grundschiwingung) in A
I''_{k1}	Anfangs-Kurzschluss-Wechselstrom, einphasig in A
I''_{k3}	Anfangs-Kurzschluss-Wechselstrom, dreiphasig in A
I_{Rest}	Erdschlussreststrom in A
k	Ausnutzungsfaktor bei Transformatoren in pu
L_D	Induktivität der Petersenspule in H
l	Länge von Leitungen in m

λ	Leistungsfaktor in pu
m	Meter
P	Leistung in W
P_0	Leerlaufverluste in W
P_k	Kurzschlussverluste in W
R_M	ohmscher Querableitwiderstand der Petersenspule in Ω
R_Q	ohmscher Querableitwiderstand des Netzes in Ω
U	Spannung in V
U_1	Spannung Leitungsanfang in V
U_2	Spannung Leitungsende in V
U_N	Nennspannung/ Betriebsspannung in V
U_{Str}	Strangspannung in V
U_{Tp}	Berührungsspannung in V
T	Zeitspanne in h
V	Volt
v	Verstimmungsgrad in pu
W	Watt
ω	Kreisfrequenz in rad/s
X	Reaktanz in Ω
X_D	Reaktanz Petersenspule Spule in Ω
Z	Impedanz in Ω
\underline{Z}_0	Komplexe Impedanz im Nullsystem in Ω
\underline{Z}_1	Komplexe Impedanz im Mitsystem in Ω
\underline{Z}_2	Komplexe Impedanz im Gegensystem in Ω
\underline{Z}_F	Komplexe Fehlerimpedanz in Ω

Liste der Abkürzungen

AC	Wechselspannung
BEG	Bürgerenergiegemeinschaft
BZ	Betriebszustand
DORIS	Digitale oberösterreichische Rauminformationssystem des Landes Oberösterreich
EEG	Erneuerbaren Energie Gemeinschaft
EIWG	Elektrizitätswirtschaftsgesetz
FFA	Freiflächenanlagen
FFA-PV	Freiflächenanlagen Photovoltaik
GEA	Gemeinschaftliche Erzeugungsanlage
HSP	Hochspannung
LN	LINZ-NETZ
MSP	Mittelspannung
N	Sternpunkt
NOSPE	Niederohmige Sternpunkterdung
NSP	Niederspannung
OÖ	Oberösterreich
OSPE	Ohne Sternpunkterdung / Isolierte Sternpunkterdung
PV	Photovoltaik
TOR	Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen
UW	Umspannwerk
VNB	Verteilnetzbetreiber
WAM	With additional measures
WEM	With existing measures

Inhalt

1	Einführung und Motivation	1
2	Technische Aspekte beim Bau von eigenen Einspeisenetzen	3
2.1	Netzebenen	3
2.2	Netzwirksame Leistung von dezentralen Einspeiseanlagen	3
2.3	Spannung	4
2.3.1	Spannungshöhe.....	4
	Auswirkung einer Erhöhung der Spannung von 26 kV auf 27,5 kV	4
2.3.2	Spannungsqualität	5
2.3.3	Wahl des Spannungsbands.....	6
2.4	Kabel oder Freileitung.....	8
2.5	Übertragungsfähigkeit von Kabeln	9
2.5.1	Übertragungsfähigkeit in Abhängigkeit von der Spannungshöhe	9
2.5.2	Übertragungsfähigkeit in Abhängigkeit von Querschnitt sowie der Leitungslänge	9
2.5.2.1	Gleicher Leistungsfaktor, variabler Querschnitt und bestehendes Spannungsband	11
2.5.2.2	Variabler Leistungsfaktor, konstanter Querschnitt und bestehendes Spannungsband	13
2.5.2.3	Gleicher Leistungsfaktor, variabler Querschnitt und neu gewähltes Spannungsband	13
2.5.3	Übertragungsfähigkeit in Abhängigkeit der Häufung von Kabelleitungen	15
2.6	Sternpunktbehandlung	15
2.6.1	Niederohmige Sternpunkterdung.....	15
2.6.2	Isolierte Sternpunkterdung	19
2.6.3	Kompensierte Sternpunkterdung.....	20
2.6.3.1	Verstimmung (v)	21
2.6.3.2	Dämpfung (d).....	21
2.6.3.3	Erdschlussreststrom (I_{Rest}).....	21
2.6.4	Vergleich von isolierter- und kompensierter Sternpunkterdung	22
2.7	Schutzkonzepte	23
2.7.1	Netzstruktur	24

2.7.2	Anschlussarten und Eigentumsgrenzen	25
2.7.3	Selektivität der Schutzeinrichtungen	26
2.7.4	Überlastschutz	27
2.7.5	Vor- und Nachteile der geplanten Netzstruktur	27
2.8	Reservenbildung	28
2.8.1	Transformator im UW	28
2.8.2	Ringleitungen	29
2.8.3	Wirtschaftliche Betrachtung von Ringleitungen	30
2.9	Technische Anforderungen für Einspeisetransformatoren	30
2.9.1	Wahl der Schaltgruppe	30
2.9.2	Auswirkungen des Einspeisetransformators auf das Spannungsband	31
2.10	Möglichkeit des Zusammenschlusses von Einspeisenetz mit Versorgungsnetz	32
2.11	Integration von Energiegemeinschaften in das Einspeisenetz	32
2.12	Verwendung von DC- Einspeisenetzen	34
3	Derzeitiger Ausbau des Verteilnetzes der LINZ NETZ GmbH	35
3.1	Hochspannungsebene	35
3.2	Mittelspannungsebene	35
3.3	Niederspannungsebene	36
4	Prognose 2030 und 2040	39
4.1	Theoretisch technisches Potential für PV-Freiflächenanlagen	39
4.2	Entwicklungsszenarien in Österreich	40
4.2.1	WEM - with existing measures	40
4.2.2	WAM - with additional measures	40
4.2.3	Transition 2017	40
4.2.4	Gegenüberstellung der Zahlen für das Jahr 2030	40
4.2.5	Gegenüberstellung der Zahlen für das Jahr 2040	41
4.2.6	Gegenüberstellung der Zahlen für das Jahr 2050	42
4.2.7	Zusammenfassende Annahme für Szenarien in dieser Arbeit	42
4.3	Bestimmungen für PV-Freiflächenanlagen in Oberösterreich	42
4.3.1	Rahmenbedingungen für die Beurteilung der potenziellen Flächen	43
4.3.1.1	Leistung pro Fläche	43

4.3.1.2	Minimale Größe von relevanten PV-Freiflächenanlagen.....	44
4.3.2	Methodik der Beurteilung der potenziellen Flächen für PV-Freiflächenanlagen im Bereich von Umspannwerken	45
4.3.2.1	Flächen rund um das UW Baumgartenberg	49
4.3.2.2	Flächen rund um das UW Mauthausen	49
4.3.3	Gesamten Potenzialflächen rund um die UW Baumgartenberg und Mauthausen	50
4.3.4	Die zu erwartende Leistung an den Umspannwerken.....	50
4.3.5	Tatsächliche Größe der Anlage	51
4.3.5.1	Grundeigentum	53
4.3.5.2	Maximale Entfernung zum UW	53
4.4	Windkraft und Dachflächen PV	54
5	Eingliederung von potenziellen PV-Freiflächenanlagen in das bestehende Verteilnetz.....	55
5.1	Eingliederung in das bestehende Verteilnetz ohne Netzausbau.....	55
5.1.1	Spannungshöhe.....	55
5.1.2	Art der Eingliederung	55
5.1.3	Ergebnisse	55
5.1.3.1	Szenario 2a.....	55
5.1.3.2	Szenario 2b.....	56
5.1.3.3	Szenario 3a.....	57
5.1.3.4	Szenario 3b.....	57
5.1.3.5	Szenario 4a.....	58
5.1.3.6	Szenario 4b.....	59
5.1.3.7	Zusammenfassung der Ergebnisse	59
5.2	Eingliederung in das bestehende Netz mit Netzausbau.....	60
5.2.1	Spannungshöhe.....	60
5.2.2	Art der Eingliederung und Ausbau.....	60
5.2.3	Ergebnisse zum Ausbau des bestehenden Verteilnetzes	61
6	Eingliederung von potenziellen PV-Freiflächenanlagen in ein eigenes Einspeisenetz.....	63
6.1	Untersuchungen und Bestimmungen für reine Einspeisenetze	63

6.2	Wahl der Sternpunkterdung im geplanten Einspeisenetz	64
6.2.1	Isolierter Sternpunkt.....	64
6.2.2	Erdschlusskompensation.....	65
6.2.3	Niederohmige Sternpunkterdung (NOSPE)	66
6.3	Kompensationsmaßnahmen.....	67
6.4	Spannungsanhebungen im Einspeisenetz	70
6.5	Auslastung im Einspeisenetz.....	71
6.6	Vergleich der Szenarien für Einspeisenetze	71
7	Vergleich der Kosten eines Einspeisenetzes und Ausbau des bestehenden Verteilnetzes.....	73
7.1	Investitionskosten für Netzverstärkung und Netzneubau	73
7.1.1	Kosten für den Ausbau und Erweiterung des bestehenden Verteilnetzes	74
7.1.2	Kosten für den Bau eines Einspeisenetzes	75
7.2	Transformator-Verlustkosten bei volatiler Einspeisung	75
7.2.1	Kostenbetrachtung aufgrund von Verlusten für Transformatoren:	76
7.2.2	Vergleich eines Transformators im Bestandsnetz mit volatilen Einspeisern	76
8	Zusammenfassung und Schlussfolgerung.....	79
9	Literatur und Quellenverzeichnis	81
10	Anhang	83
10.1	Liste der PV – Potenzialflächen und deren Verwendung bei den einzelnen Szenarien ...	83
10.1.1	UW Baumgartenberg	83
10.1.2	UW Mauthausen	87
10.2	Zufällig ausgewählte Flächen pro Szenario	91
10.2.1	Szenario 1a.....	91
10.2.2	Szenario 1b.....	91
10.2.3	Szenario 2a.....	91
10.2.4	Szenario 2b.....	92
10.2.5	Szenario 3a.....	93
10.2.6	Szenario 3b.....	94
10.2.7	Szenario 4a.....	96

10.2.8	Szenario 4b.....	98
10.3	Umspannwerke in OÖ-Kategorisierung.....	100
10.4	Wegaufschlag an Kabeln im Vergleich zu Freileitungen	101

1 Einführung und Motivation

Aufgrund der ehrgeizigen Ausbauziele und Anreize für erneuerbare Energien sowie der Photovoltaik-Strategie des Landes Oberösterreich, steigt die Anzahl der Netzanschlussanfragen für Groß-Photovoltaikanlagen und Windparks in Oberösterreich erheblich. Der Verteilnetzbetreiber LINZ NETZ GmbH erwartet in Zukunft einen signifikanten Anstieg solcher Anlagen in seinem Netzgebiet. Die Kapazitäten des bestehenden 26-kV-Bestandsnetzes sind oft bereits durch den Anschluss einer einzigen Anlage erschöpft, wobei die Überschreitung der zulässigen Spannungsgrenzwerte aufgrund der Netzstruktur die Hauptbegrenzung darstellt. Grund dafür sind die notwendigen langen Stickleitungen, welche teilweise durch Freileitungen mit sehr geringen Querschnitten ausgeführt sind. Diese Bereiche verursachen einen großen Spannungshub im Einspeisefall, bzw. Spannungsabfall im Bezugsfall, jeweils bedingt durch ihre hohen Längsreaktanzen - verglichen zu Kabeln. In den kommenden Jahren wird daher ein umfangreicher Netzausbau erforderlich werden. Im Rahmen dieser Netzausbauplanungen stellt sich die Frage, ob reine Einspeisenetze für die neuen Einspeiseanlagen errichtet werden sollen, bzw. ob der Netzausbau bereits jetzt so gestaltet werden sollte, dass später auf den Betrieb solcher Einspeisenetze umgestellt werden kann.

Erzeugeranlagen, welche aufgrund des neu erscheinenden Elektrizitätswirtschaftsgesetz [1] in die Netzebene 5 (siehe Kapitel 2.1) fallen, sollen in solch ein eigenes Einspeisenetz integriert werden. Ebenfalls soll eine minimale Größe für Anlagen, welche angeschlossen werden, bestimmt werden. Es werden auch die theoretischen und technischen Bestimmungen für solche Einspeisenetzstrukturen festgelegt, um in späteren Schritten eine Planung solcher Netze durchzuführen

Aufgrund der österreichischen Klimaziele, in denen Österreich es sich zum Ziel gesetzt hat, bis spätestens 2040 klimaneutral zu sein, müssen entsprechende Maßnahmen getroffen werden. Diese werden auf Basis eines novellierten Klimaschutzgesetzes mit verbindlichen Reduktionspfaden bis 2040 und Zwischenzielen bis 2030 sowie klaren Zuständigkeiten und Zeitplänen umgesetzt [2]. Für jene Klimaneutralität muss der Bereich der erneuerbaren Energieerzeugung stark ausgebaut werden. Anhand dieser Ziele werden Prognosen für Leistungszuwächse von Einspeisern innerhalb des Netzgebiets von LINZ NETZ GmbH erstellt, um z.B. den zu erwartenden Photovoltaik-Zuwachs abschätzen zu können.

Als Ziel dieser Arbeit soll eine simulationstechnische Eingliederung dieser erwarteten Photovoltaik-Anlagen in das bestehende Netz als auch in ein eigenes Einspeisenetz erfolgen. Die jeweiligen theoretischen Kosten und wichtigen Punkte für den Ausbau oder die Errichtung sollen verglichen und gegenübergestellt werden.

Anhand dieser Prognosen werden bereits ausgeschriebene Potenzialflächen im oberösterreichischen Rauminformationssystem mit realistischen, jedoch zufällig verteilten Anlagen versehen. Diese Anlagen sind dann in ein eigenes Einspeisenetz zu integrieren. Zu Vergleichszwecken werden die zu erwartenden Anlagen auch in das bestehende Verteilnetz integriert, um den Einfluss einer solchen Anzahl an Anlagen zu vergleichen. Wichtig ist anzumerken, dass diese Potenzialflächen und das daraus

resultierende entworfene Netz nicht mit konkreten zukünftig real errichteten Netzstrukturen vergleichbar sind, da es sich um eine zufällig angenommene Verteilung beziehungsweise Aufteilung handelt.

Alle nötigen Gesichtspunkte eines Netzbaus, wie zum Beispiel Spannungshöhe, Sternpunktbehandlung, Versorgungssicherheit und viele weitere, müssen berücksichtigt und neu bewertet werden. Die Vorteile und Nachteile sowie die möglichen Freiheiten, welche bei der Planung eines völlig neuen Netzsystems vorhanden sind, werden betrachtet und gegenübergestellt.

Die Integration dieser prognostizierten Anlagen geschieht mittels einer Simulationssoftware. Hier ist ein eigenes Einspeisenetz zu erstellen. Die verschiedenen prognostizierten Szenarien werden untereinander verglichen; auch mit einem simulierten Ausbau des Bestandsnetzes. Diese Ergebnisse werden im Punkt Wirtschaftlichkeit ebenfalls gegenübergestellt.

2 Technische Aspekte beim Bau von eigenen Einspeisenetzen

2.1 Netzebenen

Für weitere Betrachtungen von Einspeiseanlagen ist der Begriff der Netzebenen von hoher Relevanz. Die Unterscheidung erfolgt [1] in 7 verschiedene Ebenen:

Tabelle 1 Übersicht der Netzebenen in Österreich

Netzebene	Spannung	Beispiele
1 – Höchstspannung	380 kV / 220 kV	Import/Export, Übertragungsnetz
2 – Umspannungsebene zwischen Höchst- und Hochspannungsebene	Von 380 kV / 220 kV auf 110 kV	Umspannwerk eines Übertragungsnetzbetreiber
3 – Hochspannungsebene	110 kV	Übertragungsnetz, Einspeisung großer Erzeugeranlagen
4 – Umspannungsebene zwischen Hoch- und Mittelspannungsebene	Von 110 kV auf 10-36 kV	Umspannwerk von Verteilnetzbetreibern
5 – Mittelspannungsebene	10-36 kV	Verteilnetz, Einspeisung von mittelgroßen Erzeugeranlagen
6 – Transformatorstationen zwischen Mittel- und Niederspannungsebene	Von 10-36 kV auf 400 V / 230 V	Ortsnetz-Trafostationen im Verteilnetz
7 – Niederspannungsebene	400 V / 230 V	Hausanschluss, private PV- Anlagen

Für die Untersuchungen im Rahmen dieser Arbeit liegt der Schwerpunkt auf Netzebene 4,5 und 6.

2.2 Netzwirksame Leistung von dezentralen Einspeiseanlagen

Hinsichtlich der netzwirksamen Leistung der Anlage muss differenziert werden, ab welcher minimalen netzwirksamen Leistung es sinnvoll ist, die Anlage in ein eigenes Einspeisenetz einzugliedern. Kleinere Anlagen können aufgrund ihrer geringeren netzwirksamen Leistung leichter in das bestehende Netz aufgenommen werden, sofern noch genügend Reserven vorhanden sind. Ebenfalls sind kleinere Anlagen meist mit lokalen Verbrauchern verbunden. Dahingehend ist eine Auftrennung in ein eigenes Einspeisenetz eine zusätzliche Kosten- und Netzbelastung. Als minimaler Grenzwert für Anlagen, welche im Zuge dieser Arbeit betrachtet werden, gilt eine Leistung von mindestens 0,25 MW netzwerkstamer Leistung. In der TOR-Stromerzeugungsanlagen Typ A [3] werden Anlagen kleiner 0,25 MW als Anlagen des Typs A bezeichnet. Für Erzeugeranlagen des Typs B, C und D (alle größer 0,25 MW) gelten höhere Standards und Anforderungen [4] [5] [6].

Anlagen mit einer netzwirksamen Leistung von größer 5 MW fallen in die Netzebene 4 ([1] EIWG §80) und sind somit verpflichtet selbst eine Verbindung von dem Anschluss der Anlage entweder an das zur Anlage des Netzbenutzers nächstgelegene, bestehende Umspannwerk, oder an ein im Vergleich zur Anlage des Netzbenutzers näher liegendes neu zu errichtendes Umspannwerk vorzunehmen. Daraus resultiert, dass Anlagen größer als 5 MW nicht in das Einspeisenetz eingegliedert werden müssen.

2.3 Spannung

2.3.1 Spannungshöhe

Die Realisierung der Einspeisenetze erfolgt im Rahmen dieser Arbeit im MSP-Netz-. Typische Werte für die Spannungshöhe in MSP-Netzen liegen heutzutage bei 10 kV bis 36 kV. In urbanen Gebieten werden MSP-Netze typischerweise mit niedrigeren Spannungen (zum Beispiel 10 kV) betrieben. In ländlichen Gebieten werden höhere Spannungen bis hin zu 36 kV Nennspannung verwendet. Mit steigender Spannung kann bei gleichbleibendem Strom mehr Leistung übertragen werden. Jedoch ist bei höheren Spannungen eine aufwändigere Isolation vorzusehen und somit fallen in der Regel auch höhere Kosten für die verbauten Betriebsmittel an [7]. Auch hinsichtlich der Leitungslänge ist eine höhere Spannung von Vorteil. Verluste entlang der Leitung sind bei einem niedrigeren Strom und einer höheren Spannung geringer.

Betrachtet man nun die für Einspeisenetze von LINZ NETZ GmbH relevante Punkte wie:

- die maximale Leistungsübertragung bei einer Beschränkung des maximalen Stromes auf 400 A pro Abzweig (Begrenzt durch die Stromwandler im UW)
- Die derzeitige verwendete Spannung beträgt 26 kV Nennspannung. Diese soll in Zukunft noch auf 27,5 kV Nennspannung angehoben werden.
- die zu erwartenden langen Ausleitungen aufgrund der dezentralen Lage der einzelnen Erzeugeranlagen
- die Verlustoptimierung durch Reduktion der Verluste bei der Übertragung und einer dahingehenden kosteneffizienteren Übertragung.
- die bestehenden Transformatoren in den UW mit einer maximalen sekundären Nennspannung von 27,5 kV

so ist es von Vorteil die sekundäre Nennspannung am Umspanner im UW auf den maximalen Wert von 27,5 kV auszulegen. Bei der Anschaffung von Kabelleitungen ist derzeit im ländlichen Gebiet von LINZ NETZ GmbH ein 30/18 kV Kabel Standard. Dahingehend treten aus Punkt der Kabelleitung keine Einschränkungen auf.

Auswirkung einer Erhöhung der Spannung von 26 kV auf 27,5 kV

Bei einer Erhöhung der Betriebsspannung im Bestandsnetz von 26 kV um 1,5 kV auf 27,5 kV können die durch Kabel- und Freileitung hervorgerufene Spannungshübe, bzw. hervorgerufene Spannungsabfälle reduziert werden. Dies wurde konkret bei dem theoretischen Ausbau des

Bestandsnetzes aufgrund der zusätzlichen Einspeiser angenommen. In der folgenden Tabelle sind die Auswirkungen dieser Spannungsanhebungen pro Abzweig dargestellt. Die MSP/NSP-Transformatoren wurden aber nicht verändert. Die Grenzwerte, welche sich aus dem Spannungsband ergeben, werden in Kapitel 2.3.3 erläutert:

Tabelle 2 Verbesserung aufgrund von Spannungsanhebung in stark belasteten Umspannerabzweigen

Umspannerabzweig	$\Delta \frac{U}{U_{N 26,0 \text{ kV}}}$	$\Delta \frac{U}{U_{N 27,5 \text{ kV}}}$	Verbesserung
	in %	in %	in %
Abzweig MA1	4,122	3,714	9,7
Abzweig MA2	4,056	3,666	9,6
Abzweig BA1	3,932	3,555	9,6
Abzweig BA2	3,742	3,374	9,8
Abzweig BA3	3,729	3,374	9,5
Abzweig MA3	3,532	3,18	10,0

Die Verbesserung wurde mittels folgender Formel berechnet. Als Berechnungsbeispiel wird hier der Verbesserungswert der ersten Zeile aus Tabelle 2 berechnet:

$$\text{Verbesserung} = 1 - \frac{\Delta \frac{U}{U_{N 27,5 \text{ kV}}}}{\Delta \frac{U}{U_{N 26,0 \text{ kV}}}} = 1 - \frac{3,714 \%}{4,122 \%} = 9,9 \% \quad 1$$

Zu erkennen ist, dass durch eine Erhöhung der Betriebsspannung eine Reduktion der Spannung erfolgte. In diesem konkreten Fall sogar unter die maximal erlaubte Spannungsanhebung (Kapitel 2.3.3) von 4 %.

2.3.2 Spannungsqualität

Für die Energiebereitstellung von elektrischer Energie an Kunden muss die Spannung von entsprechender Qualität sein. Es gibt Toleranzgrenzen, welche in der Norm EN 50160 [8] festgehalten sind, die eingehalten werden müssen. Beispielhaft sind hier die wichtigsten Punkte angeführt:

- Verzerrungen der Sinusform (Oberschwingungen)
- Symmetrie des Drehstromsystems
- Konstanz der Amplitude bzw. des Effektivwertes (Flicker, Spannungsniveau, Spannungseinbrüche)
- Konstanz der Frequenz
- Konstanz der Versorgung (Ausfälle, Unterbrechungen)
- ...

Da ein reines Einspeisenetz keine Energie direkt an Kunden übertragen würde, sind diese Punkte hinsichtlich des Betriebes nicht von wesentlicher Wichtigkeit und es können Freiheitsgrade geschaffen

werden. Vor allem in puncto Ausfällen, kann bei reinen Einspeisenetzen ein anderes Reservekonzept gelten (Kapitel 2.8).

2.3.3 Wahl des Spannungsbands

Bei gemischt genutzten Netzen darf die Spannungsänderung an den Übergabestellen maximal $\pm 10\%$ der Nennspannung betragen [9]. Dabei stehen laut einer internen Einteilung der LINZ NETZ GmbH verschiedenen Betriebsmitteln verschieden große Bereiche zur Verfügung [10]:

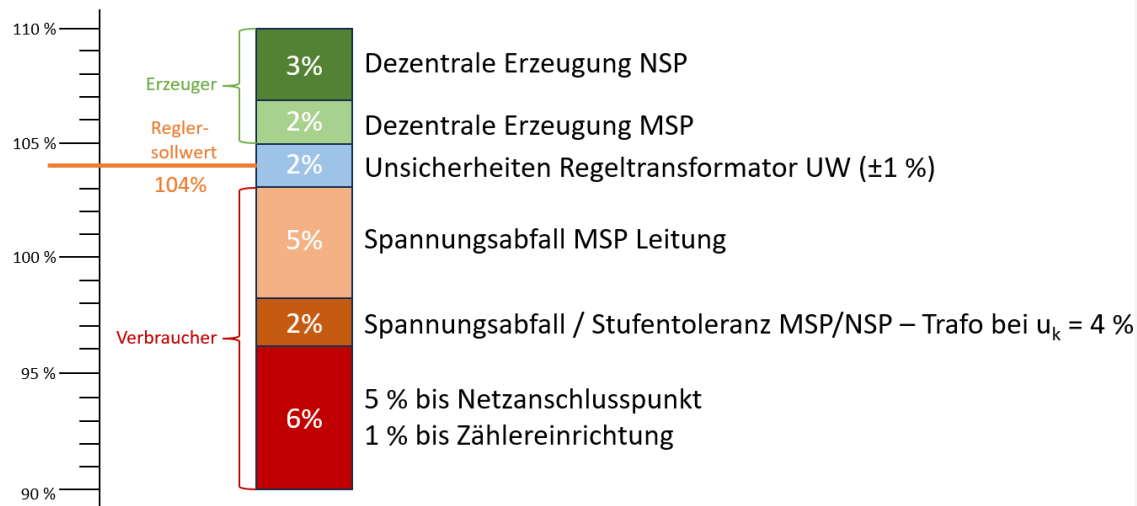


Abbildung 1 Derzeitige Spannungsbandeinteilung LINZ NETZ

In vorliegenden Netzen überwiegt historisch bedingt der Verbrauch. Daher ist der Spannungsregler am Umspanner üblicherweise auf 104 % der Nennspannung eingestellt und dahingehend ein Spannungsband festgelegt worden. So ergeben sich abzüglich der Regelunsicherheit 13 % Prozent Reserve in Bezugsrichtung und 5 % Reserve in Einspeiserichtung. Anzumerken ist, dass aufgrund einer optimierten Spannungsregelung am Transformator im Umspannwerk die Sollspannung im Einspeisefall abgesenkt wird. In Einspeisesituationen können daher einerseits die vergebenen Anteile am Spannungsband in Einspeiserichtung erhöht werden, während die vergebenen Anteile am Spannungsband in Bezugsrichtung reduziert werden müssen. Aufgrund dessen kann der maximal zulässige relative Spannungshub im MSP-Netz von 2% auf 4% erhöht werden - wie in den TOR D2 [11] als „abweichender höherer Grenzwert bedingt durch Art und Betriebsweise des Netzes“, wie explizit für solch eine optimierte Spannungsregelung beschrieben.

Hinsichtlich des Spannungsbandes erfolgt in reinen Einspeisenetzen der fast gesamte Energiefluss nur in eine Richtung. Da der Bezugsfall als sehr gering angenommen werden kann ist es möglich, das Spannungsband neu festzulegen. Der Traforegler kann von vorher 104 % auf 93 % reduziert werden. In Bezugsrichtung stehen, abzüglich der Regelunsicherheit, 2 % zur Verfügung (Reserve). Die Betrachtung der NSP- Seite fällt völlig weg, da keine NSP-Systeme vorgesehen sind.

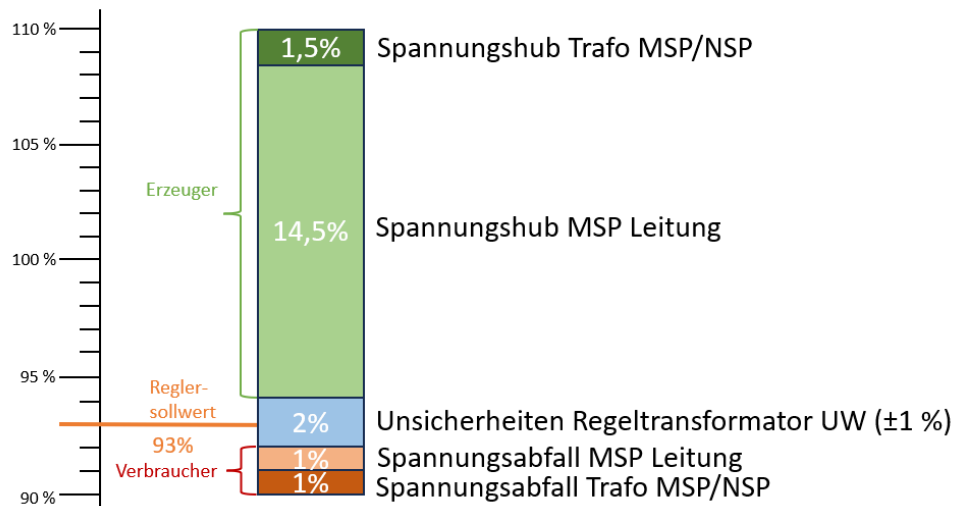


Abbildung 2 Neu gewähltes Spannungsband für reine Einspeisenetze

Aufgrund des neu gewählten Spannungsbandes kann somit der Spannungshub der Mittelspannungsleitungen wesentlich höher ausfallen. Aufgrund des neu gewählten Spannungsbandes kann im Vergleich zu den bestehenden Spannungsbandes Leistung über längere Strecken übertragen werden, ohne die nun höheren Grenzwerte zu überschreiten. Genauer wird hierauf in Kapitel 2.5 eingegangen. Der Spannungshub durch den Transformator bei den einzelnen Anlagen wurde mit 1,5 % veranschlagt. Genauer wird hierauf ebenfalls in Punkt 2.9 eingegangen. Der Eigenverbrauch der Anlagen in zum Beispiel der Nacht durch Beleuchtung oder Kühlung wird in diesem Fall nicht berücksichtigt. Die dafür notwendige Leistung ist nur ein Bruchteil der maximalen Einspeiseleitung dieser Anlagen auf jene die gesamte Leitung ausgelegt ist.

2.4 Kabel oder Freileitung

Bei der LINZ NETZ GmbH werden neue Übertragungsleitungen im MSP-Netz fast ausschließlich mit Kabelleitungen realisiert. Die Errichtung von neuen Freileitungen im MSP-Netz ist schon seit Jahren nicht mehr vorgesehen. Daher wird die theoretische Realisation des Einspeisenetzes nur mit Kabelleitungen realisiert. Für den Ausbau dieser Kabelnetze können verschiedene Kabelquerschnitte gewählt werden, welche sich in puncto Stromtragfähigkeit, Biegeradius und viele mehr unterscheiden. Hierzu werden verschiedene handelsübliche Kabel, welche auch derzeit oder in Zukunft im Netzgebiet von LN eingesetzt werden, mit verschiedenen Querschnitten gegenübergestellt:

Der Kabelbezeichnungscode setzt sich aus folgenden Elementen zusammen:



Abbildung 3 Beispielhafter Kabelbezeichnungscode mit Erklärung der Elemente

Tabelle 3 Übersicht verschiedener Kabel [12]

Bezeichnung		NA2XS(F) 2Y 1X120	NA2XS(F) 2Y 1X240	NA2XS(F) 2Y 1X400	NA2XS(F) 2Y 1X500	NA2XS(F) 2Y 1X800
Leiter-Nennquerschnitt	mm ²	120	240	400	500	800
Leitermaterial		Aluminium	Aluminium	Aluminium	Aluminium	Aluminium
Leiterwiderstand	Ω/km	0,253	0,125	0,0778	0,0605	0,0367
Kabel längswasserdicht		Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Strombelastbarkeit in Erde (20 °C)	A	289	422	541	616	750
Bemessungs-Kurzschlussstrom (1 s)	kA	11,3	22,6	37,6	47,0	75,2
Biegeradius, fest verlegt	mm	585	660	750	795	975
Außendurchmesser ca.	mm	39	44	50	53	65
Nennspannung	kV	18/30	18/30	18/30	18/30	18/30

2.5 Übertragungsfähigkeit von Kabeln

In dieser Arbeit werden folgende Punkte in Bezug auf die Übertragungsfähigkeit von Kabelleitungen betrachtet:

- Spannungshöhe
- Querschnitt / Stromtragfähigkeit
- Leitungslänge / Spannungsabfall
- Häufung von Kabelleitungen

2.5.1 Übertragungsfähigkeit in Abhängigkeit von der Spannungshöhe

Die Spannungshöhe beeinflusst direkt die Übertragungsfähigkeit. Der Zusammenhang zwischen der übertragbaren Leistung, der Spannung und dem Strom ist linear wie in folgender Formel 2 ersichtlich:

$$P_{max} = U \cdot I_{max} \sqrt{3} \quad 2$$

Der maximale Strom ist aufgrund der Leitungseigenschaften (Querschnitt) mit einem maximalen Wert festgelegt. Oftmals werden Kabeln mit einer höheren Spannungsfestigkeit verlegt als die tatsächlich, maximal zu erwartende, im Betrieb auftretende Spannung. Im Falle der LINZ NETZ GmbH werden 18/30 kV Kabeln verlegt. Das Netz wird jedoch nur mit 26 kV Spannung betrieben. Somit stünde bei der verketteten Spannung noch eine Reserve von 10 kV zur Verfügung. Kabeln der Reihe 30 können mit bis zu 20 Prozent Überspannung betrieben werden. In diesem Fall bis 36 kV. Bei gleichem Strom kann somit mehr Leistung über diese Leitung übertragen werden, wenn die Spannung erhöht wird. Wie bereits in Kapitel 2.3.1 beschrieben, beträgt die maximale sekundäre Nennspannung der derzeit verwendeten Umspanner 27,5 kV, was dahingehend die Beschränkung darstellt. Auch mit dem neu gewählten Spannungsband und einer maximalen erlaubten Spannungsanhebung von 14,5 % würde die maximale Spannung für Kabelleitungen von 36 kV nie überschritten werden.

2.5.2 Übertragungsfähigkeit in Abhängigkeit von Querschnitt sowie der Leitungslänge

Der Zusammenhang bezüglich der Übertragungsfähigkeit zwischen dem Leitungsquerschnitt und der Leitungslänge ist von den individuellen Eigenschaften sowie den Parametern der Leitungen abhängig. Eine Kabelleitung kann mittels des PI-Ersatzschaltbildes dargestellt werden. Das Ersatzschaltbild ist in folgender Abbildung ersichtlich:

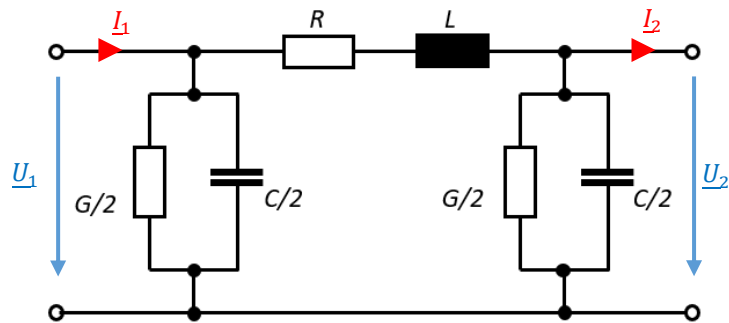


Abbildung 4 PI-Ersatzschaltbild einer Kabelleitung

Diese Parameter des Ersatzschaltbildes beeinflussen sowohl die Spannungsüberhöhung als auch die Spannungsreduktion durch Kabelleitungen im Bezug- und Erzeugerfall.

Die theoretische Übertragungskapazität von Kabelleitungen kann durch folgende Konstellation ermittelt werden:

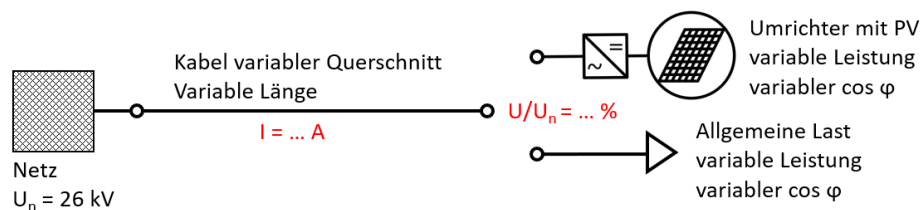


Abbildung 5 Schematischer Aufbau zur Ermittlung der maximalen Übertragungskapazität von Kabelleitungen

Ein Kabel mit variabler Länge und verschiedenen Querschnitten wird an einem Netz mit fixer Spannung und fixer Phasenlage (Slack Knoten) angeschlossen. Auf der anderen Seite befinden sich entweder ein Erzeuger oder ein Verbraucher, um beide Richtungen der Übertragung überprüfen zu können. Sowohl die Leistung als auch der Leistungsfaktor $\cos \varphi$ dieser Elemente sind variabel. Jetzt werden diese Parameter so verändert, dass die Grenzen der maximalen Stromtragfähigkeit als auch die Grenzen der maximalen Spannungsanhebung/-reduktion laut der jeweilig zulässigen Grenzwerte erreicht werden.

2.5.2.1 Gleicher Leistungsfaktor, variabler Querschnitt und bestehendes Spannungsband

Die Grenzen laut bestehendem Spannungsband für den Bezug- und Einspeisefall liegen laut Kapitel 2.3.3 bei folgenden Grenzwerten:

Tabelle 4 bestehendes Spannungsband für MSP-Leitungen

Maximale Spannungserhöhung durch Einspeisefall, MSP - Leitung	4 %
Maximale Spannungsreduktion durch Bezug, MSP - Leitung	5 %

Die Übertragungskapazität von verschiedenen Kabelquerschnitten und festen Leistungsfaktor ($\cos \phi$) wird in der folgenden Abbildung in Form von Grenzkurven dargestellt. Auf der y-Achse ist die Leistung am Knotenpunkt, an dem der Umrichter oder die Last angeschlossen ist, aufgetragen. Auf der x-Achse ist die Länge der Kabelleitung aufgetragen. Der Leistungsfaktor wurde in diesem Fall mit 0,98 angenommen, um wie später eine Kompensation der Kabelleitung mit zu berücksichtigen (Kapitel 6.3). Die eingestellte Nennspannung beträgt 26 kV.

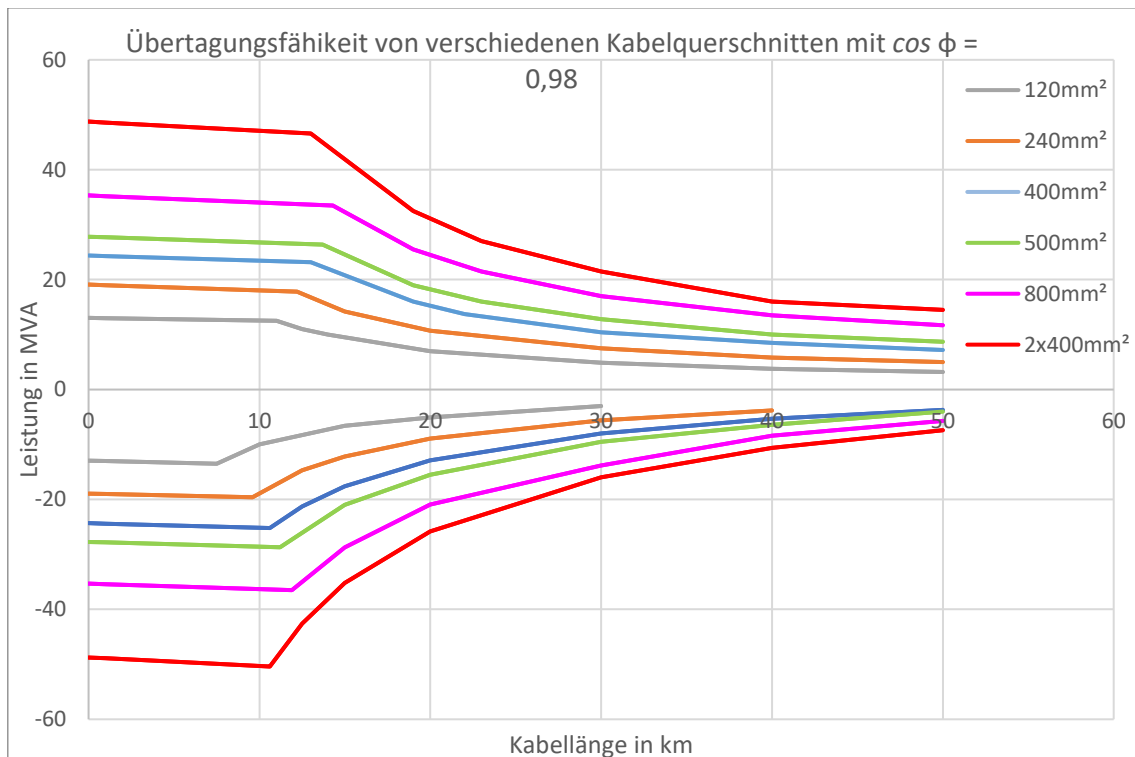


Abbildung 6 Übertragungsfähigkeit verschiedener Kabelquerschnitte bei bestehendem Spannungsband und fixer $\cos \phi$

Im oberen Teil der Grafik ist der Bezugsfall dargestellt. Im unteren Teil, mit einer negativen Leistung, ist der Einspeisefall dargestellt. Die höhere Spannungsreduktion im Gegensatz zur geringeren Spannungserhöhung ist dahingehend ersichtlich, dass die Fläche unter der Kurve im Einspeisefall und gleichem Kabelquerschnitt geringer ist als jene für den Bezugsfall. Im ersten Teil der Grenzkurven, welcher annähernd linear verläuft, ist die maximale Übertragungskapazität durch den maximal zulässigen Strom der Kabelleitung begrenzt. Auffällig ist, dass im Einspeisefall mit zunehmender Kabelleitungslänge bis zu dem Knickpunkt eine höhere Leistung übertragen werden kann. Dieses

Phänomen hat seine Ursache in der Spannungserhöhung. Der Strom ist entlang dieser Geraden immer konstant am Maximalwert. Die Spannung wird durch die zunehmende Kabellängung immer höher. Die Leistung als Produkt des Stroms und der Spannung nimmt somit anfangs mit zunehmender Länge zu. Nach dem Knickpunkt wird die maximale Übertragungskapazität durch die Spannungshöhe begrenzt. Die Übertragungskapazität nimmt mit der Kabellängung ab. Anzumerken ist, dass der Knickpunkt bei größeren Kabelquerschnitten immer weiter nach hinten verschoben wird, da die minimal oder maximal zulässige Spannungsreduktion/-erhöhung aufgrund der geringeren Kabelimpedanz nicht so schnell erreicht wird. Der Knickpunkt der 400 mm² und der doppeltgeführten 400 mm² Kabellängung befindet sich jedoch bei derselben Kabellängung.

Im Bereich in dem die Übertragungskapazität durch die minimal oder maximal zulässige Spannungsreduktion/-erhöhung begrenzt wird, sind folgende Zusammenhänge ausschlaggebend:

$$\frac{dU}{U_1} = \frac{|U_1 - U_2|}{U_1} = \frac{S}{S_K''(l)} \cdot \cos(\phi - \psi) = \frac{P_2 + j \cdot Q(l)}{S_K''(l)} \cdot \cos(\phi - \psi) \quad 3$$

Wobei $S_K''(l)$ wie folgt ermittelt wird:

$$S_K''(l) = \frac{U_1^2}{|\underline{Z}(l)|} = \frac{U_1^2}{|R' \cdot l + j \cdot X_L' \cdot l|} \quad 4$$

und Q sich aus der eingespeisten/bezogenen Blindleistung und der Blindleistungserzeugung durch die kapazitiven Verluste am Leitungsende zusammensetzt.

$$Q(l) = Q_2 - U_2^2 \cdot \omega \cdot \frac{C' \cdot l}{2} \quad 5$$

Formt man nun die Formel 3 auf die Wirkleistung P um und setzt Formel 4 und 5 ein so erhält man die Formel für die maximal übertragbare Leistung abhängig von der Leitungslänge:

$$P_2(l) = \frac{\frac{dU}{U_1} \cdot U_1^2}{\cos(\phi - \psi) \cdot |R' \cdot l + j \cdot X_L' \cdot l|} - Q_2 - U_2^2 \cdot \omega \cdot \frac{C' \cdot l}{2} \quad 6$$

P_2	Wirkleistung am Leitungsende
Q_2	Blindleistung am Leitungsende
\underline{U}_1	Komplexe Spannung am Leistungsanfang
\underline{U}_2	Komplexe Spannung am Leitungsende
dU	Spannungsdifferenz der Spannung am Leistungsanfang und der am Leitungsende bei z.B. 4 % $\rightarrow dU = 0,04$
\underline{S}	Komplexe Scheinleistung
$S_K''(l)$	Kurzschlussleistung abhängig von der Länge l der Leitung
$\underline{Z}(l)$	Gesamtimpedanz der Leitung in Abhängigkeit der Länge l
ϕ	Lastwinkel der Last/Erzeugers
ψ	Winkel der Impedanz $\underline{Z}(l)$

2.5.2.2 Variabler Leistungsfaktor, konstanter Querschnitt und bestehendes Spannungsband

In der folgenden Abbildung 6 wurde der Kabelquerschnitt konstant gehalten. Der Leistungsfaktor ($\cos \varphi$) wurde in diesem Fall variiert, um die Effekte durch die Veränderung des Leistungsfaktors auf die Übertragungskapazität darzustellen. Die eingestellte Nennspannung beträgt 26 kV.

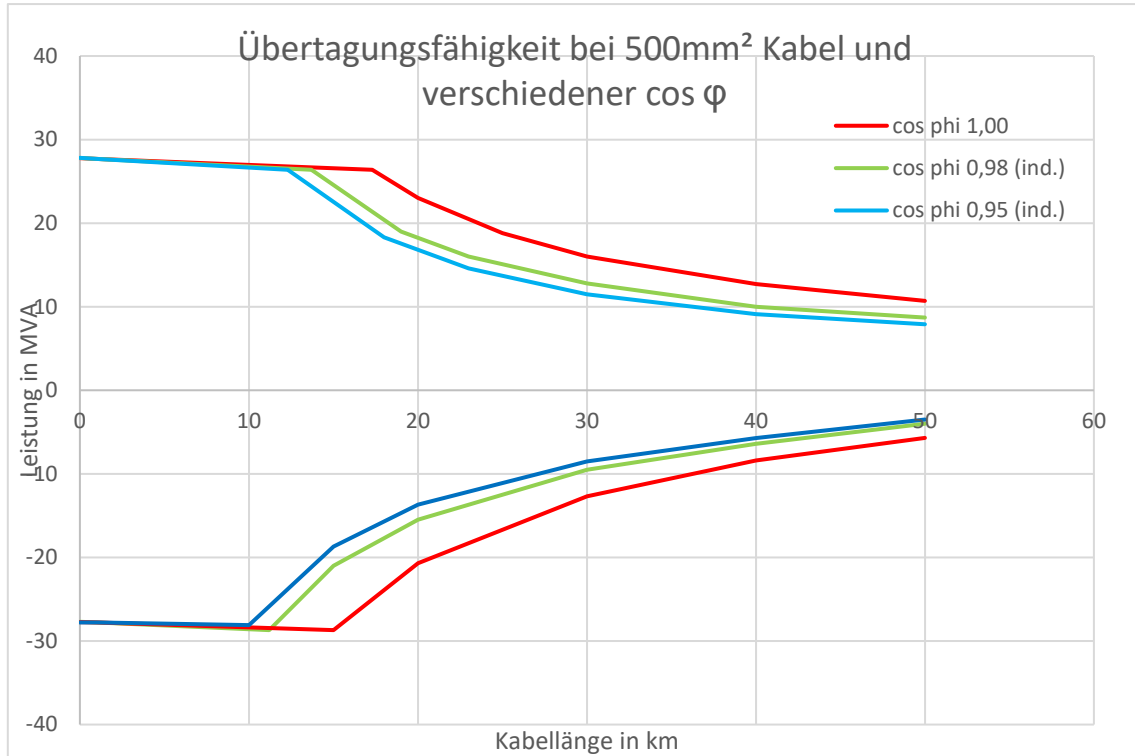


Abbildung 7 Übertragungsfähigkeit gleicher Kabelquerschnitt bei bestehendem Spannungsband und variablen $\cos \varphi$

Bei einer Änderung des Leistungsfaktors und einer Einspeisung von zusätzlicher induktiver Blindleistung nimmt die maximale Übertragungskapazität ebenfalls ab. Der kapazitive Anteil des Kabels, welcher dem entgegenwirken könnte, ist bei dieser Konstellation so gering, dass kein Einfluss erkennbar ist. Nur im Bereich des linearen Kurvenverlaufs ist eine kleine Verbesserung zu erkennen.

2.5.2.3 Gleicher Leistungsfaktor, variabler Querschnitt und neu gewähltes Spannungsband

Die Grenzen laut neu gewähltem Spannungsband für den Bezug- und Einspeisefall liegen laut Kapitel 2.3.3 bei folgenden Werten:

Tabelle 5 bestehendes Spannungsband für MSP-Leitungen

Maximale Spannungsanhebung durch Einspeisefall, MSP - Leitung	14,5 %
Maximale Spannungsreduktion durch Bezug, MSP - Leitung	1 %

Die Herangehensweise ist ident zu jener aus Unterpunkt 0, mit dem Unterschied anderer Grenzen für die Spannungsanhebung. Die Grenzkurven für eine Spannungsreduktion im Bezugsfall wurden nicht dargestellt, da ein Bezugsfall in einem reinen Einspeisenetz als unrealistisch zu erwarten ist. Der Fokus sollte auf dem Einspeisefall liegen. Die eingestellte Nennspannung beträgt 26 kV.

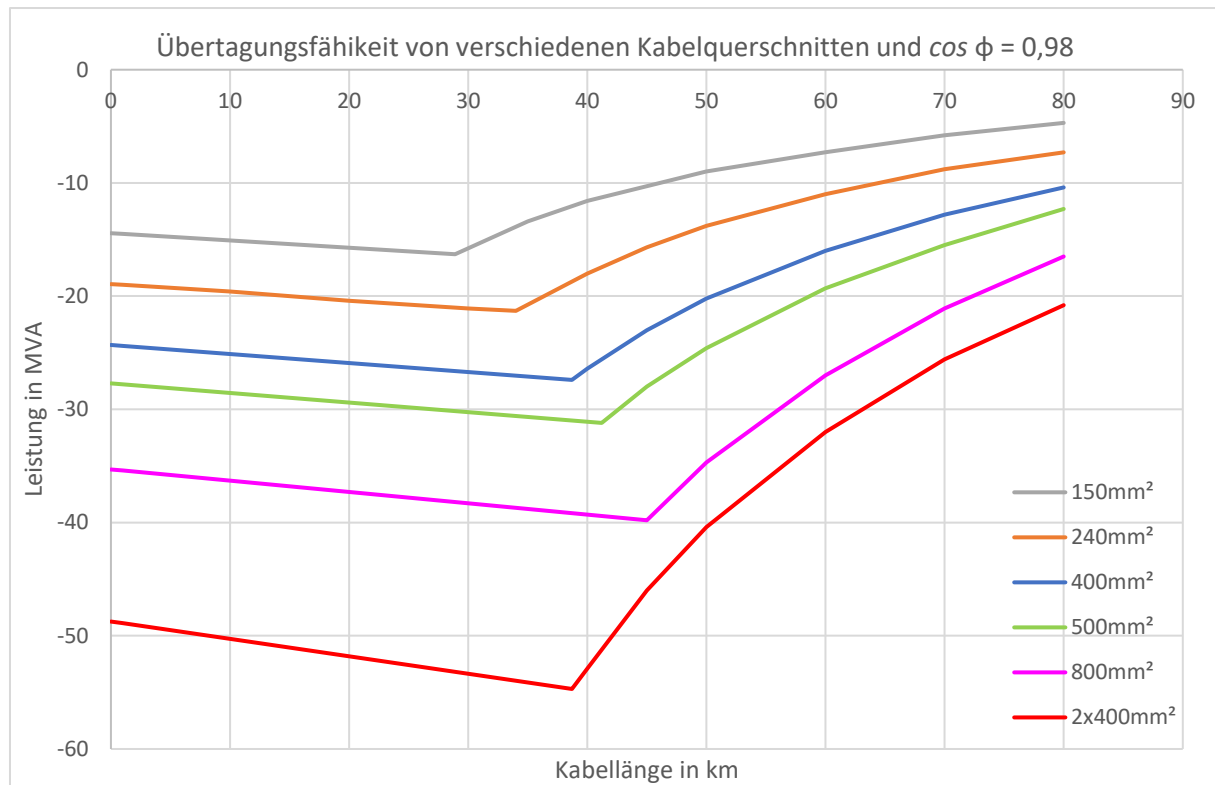


Abbildung 8 Übertragungsfähigkeit verschiedener Kabelquerschnitte bei neu gewähltem Spannungsband und fixer $\cos \varphi$

Durch das Zulassen von einer maximalen Spannungsanhebung um 14,5 Prozentpunkte ist der Bereich, in dem die maximale Übertragungskapazität durch den maximalen Strom auf der Leitung begrenzt ist, deutlich größer. Betrachtet man beispielsweise das 500 mm² Kabel, so ist erst nach einer Länge von über 40 km eine unzulässige Spannungsanhebung erreicht. Da es sich bei diesem System um ein MSP – Netz mit 26 kV Spannung handelt, ist eine maximale Leitungsausdehnung von über 40 km nicht üblich bzw. eher unrealistisch. Zusammenfassend kann man sagen, dass die Spannungsanhebung aufgrund von Einspeisern mit dem neugewählten Spannungsband nicht mehr die einschränkende Größe bei der Übertragungskapazität von Kabelleitungen ist. Die bestimmende Einschränkung ist der maximale Strom, welcher über die Kabelleitungen übertragen werden kann. Bezüglich dieses Stroms muss auch das Thema Häufung von Kabelleitungen betrachtet werden, was im folgenden Kapitel betrachtet wird.

2.5.3 Übertragungsfähigkeit in Abhängigkeit der Häufung von Kabelleitungen

Wird in einer Künette mehr als ein Kabel nebeneinander verlegt, so muss eine Reduktion des maximal zulässigen thermischen Grenzstroms aufgrund der gegenseitigen thermischen Beeinflussung berücksichtigt werden.

Tabelle 6 nennt den Umrechnungsfaktor für mehrere in der Erde verlegte Kabel bei einem Abstand von 7 cm von Kabel zu Kabel. Die Tabellenwerte gelten für Hochspannungskabel 1-30 kV, eine Erdbodentemperatur von 20 °C und einem Erdbodenwärmewiderstand von 1 K · m/W.

Tabelle 6 Umrechnungsfaktor g für Häufung von in Erde verlegten Kabeln (Auszug: DIN VDE 0276-1000 [13])

Anzahl der Kabel	2	4	6	8	10
Umrechnungsfaktor g	0,85	0,70	0,63	0,58	0,56

Im konkreten Fall eines Einspeisenetzes ist im Nahbereich von Umspannwerken darauf zu achten, dass für Kabeln, die gemeinsam im selben Schacht vergraben werden, diese Reduktionskatoeren zur Geltung kommen. Dies wird in folgenden Kapiteln bei der Konstruktion eines Einspeisenetzes berücksichtigt.

2.6 Sternpunktbehandlung

Im Normalbetrieb eines Netzes hat die Sternpunktbehandlung praktisch keinen Einfluss auf die elektrische Energieübertragung. Erst im Fehlerfall kommt der Sternpunktbehandlung eine große Bedeutung zu. In MSP-Netzen können grundsätzlich drei verschiedene Arten der Sternpunktbehandlung unterschieden werden [14, 15]:

2.6.1 Niederohmige Sternpunkterdung

Ein Netz mit niederohmiger Sternpunkterdung (NOSPE) ist ein Netz, in dem der Sternpunkt eines oder mehrerer Transformatoren, Sternpunktbildner oder Generatoren unmittelbar, oder über eine Resistanz oder Reaktanz geerdet ist. Bei einem Erdschluss ist eine selbsttätige Abschaltung durch entsprechende Schutzzeirichtungen sicherzustellen. Bei einer NOSPE treten im 1-poligen Fehlerfall kurzschlussähnliche Ströme im Netz auf. Diese Ströme müssen durch die Schutzzeirichtungen rasch detektiert und anschließend abgeschaltet werden. Somit entfällt auch die Fehlersuche, die bei den anderen Verfahren durchaus problematisch und aufwändig sein kann.

Wird der Sternpunkt unmittelbar geerdet ($\underline{Z}_N = 0$) spricht man von einer „starren Sternpunkterdung“.

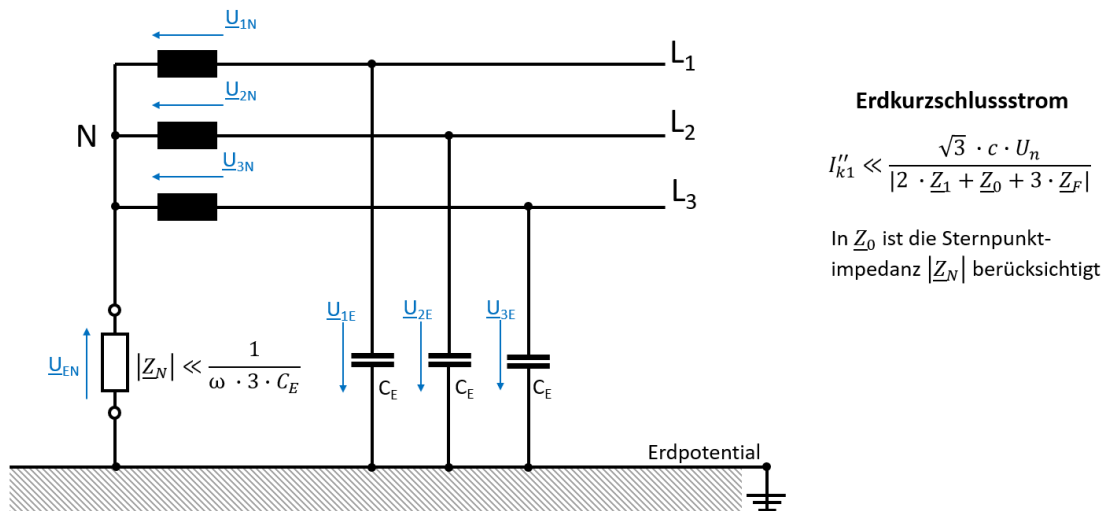


Abbildung 9 NOSPE vereinfachte Darstellung

Die Größe des Erdkurzschlussstromes ist von den Mit- und Nullimpedanzen des Netzes (Transformatoren, Leitungen, Sternpunktimpedanz Z_N) und vom Fehlerwiderstand Z_F abhängig.

Der große Vorteil der niederohmigen Sternpunktterdung ist, dass es im Fehlerfall zu keiner bzw. nur zu einer geringen Spannungsanhebung der fehlerhaften Außenleiter gegen Erde kommt. Bei Erdschlüssen ist es besonders wichtig, dass die Beanspruchung des Netzes mit erhöhter Spannung zeitlich möglichst kurz auftritt, da im Fehlerfall die Isolation von Betriebsmitteln übermäßig beansprucht wird. Durch die NOSPE werden diese erhöhten Spannungen nicht nur im Fehlerfall reduziert, sondern auch Spannungsüberhöhungen, die bei betrieblich normalen Schaltvorgängen auftreten. Das Verhältnis des Effektivwertes der höchsten betriebsfrequenten Außenleiter-Erde Spannung eines nicht fehlerbehafteten Außenleiters, während eines ein- oder mehrpoligen Fehlers mit Erdberührung an beliebiger Stelle des Netzes zum Effektivwert der betriebsfrequenten Außenleiter-Erde-Spannung, die ohne Fehler vorhanden wäre, wird als Erdfehlerfaktor bezeichnet. Wird im Fehlerfall ein Wert der Erdfehlerfaktors von 1,4 an keiner Stelle des Netzes überschritten, liegt ein Netz mit wirksamer Sternpunktterdung vor. Die Isolationsbeanspruchung bei dieser Art der Sternpunktbehandlung ist niedriger als in Netzen mit Erdschlusskompensation oder mit isoliertem Sternpunkt.

Für reine Kabelnetze und sehr ausgedehnte Netze ist die niederohmige Sternpunktterdung besonders von Vorteil da z.B. im Gegensatz zur resonanten Sternpunktterdung keine Begrenzung der Netzgröße aufgrund des Löscharbeitsbedarfs gegeben ist. Die Kosten, die Komplexität und Anforderungen der Erdungsanlagen zur Einhaltung der maximal zulässigen Berührungsspannungen sind bei der NOSPE von Nachteil. Des Weiteren kann es bei zu hohen Erdkurzschlussströmen zu größeren Zerstörungen und Potenzialanhebungen an der Fehlerstelle kommen. Auch an Fernmeldeanlagen können die resultierenden Erdkurzschlussströme höhere Beeinflussungsspannungen aufgrund von Induktion hervorrufen. In dicht verbauten Gebieten, in denen von einem globalen Erdungssystem ausgegangen werden kann, bereiten diese Schwierigkeiten eher keine Probleme. Ebenfalls kann durch die geeignete Wahl der Sternpunktimpedanz (strombegrenzend niederohmige Sternpunktterdung) zur Begrenzung der Erdkurzschlussströme eine Verbesserung erreicht werden. Ein selbstständiges Verlöschen von Erdschlusswischern ist bei der NOSPE ebenfalls nicht möglich.

Ebenfalls wird bei der NOSPE als großer Nachteil angeführt, dass ein 1-poliger Fehler eine sofortige Abschaltung des betroffenen Kabels zufolge hat. Durch gut geplante Netzgestaltung und besonderem Augenmerk auf die Selektivität der Schutzeinrichtungen, kann jedoch die Ausfallszeit betroffener Kunden trotzdem geringgehalten werden und nichtsdestotrotz eine hohe Versorgungssicherheit gewährleistet werden.

In vielen MSP-Netzen wird die unmittelbare Erdung der Transformatorsternpunkte nicht angewendet. Der Nachteil durch eine starre Sternpunkterdung ist, dass dadurch meist ein zu hoher Erdkurzschlussstrom im Fehlerfall fließen würde. Das brächte im Vergleich zur Strombegrenzung durch Sternpunktwidestände keine zusätzlichen Vorteile. Die Nachteile durch eine solche starre Erdung wurden bereits oben beschrieben.

Die Größe des Erdkurzschlussstroms lässt sich über die Größe der Sternpunkt-Erde-Impedanz leicht beeinflussen. Hier spricht man von einem Netz mit strombegrenzender Sternpunkterdung. Der Netzschutz gibt das zulässige Maß für die Begrenzung des Erdkurzschlussstroms vor. Auch bei der ungünstigsten Netzschaltung müssen die Schutzeinrichtungen in der Lage sein, einen Fehler zu detektieren und abzuschalten. Typischerweise ist für MSP-Netze ein Kurzschlussstrom von 1 kA bis 2 kA völlig ausreichend, um eine Auslösung der Schutzeinrichtungen im Fehlerfall zu garantieren. In Netzen mit einer geringeren Ausdehnung und auch Kabelnetzen ist es von Vorteil, den Erdkurzschlussstrom noch weiter zu begrenzen. Mit der großen Reduktion des Kurzschlussstromes kommt es aber im Fehlerfall zu einer höheren Spannungsanhebung. Dahingehend muss meist ein Kompromiss aus Spannungsanhebung und Stromhöhe im Fehlerfall getroffen werden.

Ein Netz mit strombegrenzender Sternpunkterdung kann entweder durch eine Resistanz oder über eine Reaktanz ausgeführt werden. In den meisten MSP-Netzen überwiegt die Realisation mittels einer Resistanzerdung. In diesem Fall ist die Dämpfung der transienten Überspannungen bei Erdschlüssen und Schaltvorgängen höher. Der Nachteil der Reaktanzerdung ist, dass es vor allem bei der Abschaltung von Erdschlüssen zu hohen Überspannungen kommen kann. Die Sternpunkterdung über Reaktanzen wird nur dann empfohlen [16], wenn das Verhältnis der resultierenden Nullreaktanz X_0 zur Mitreaktanz X_1 des Netzes kleiner oder gleich 10 bleibt ($X_0/X_1 \leq 10$). Dies bedeutet aber, dass der Erdkurzschlussstrom mehr als 25 % des 3-poligen Kurzschlussstroms betragen muss und damit über dem Mindestwert liegt, den der Netzschutz erfordert [15].

Sehr hohe Überspannungen sind vor allem dann zu erwarten, wenn mit einer Rückzündung der Leistungsschalter beim Abschalten von kapazitiven Strömen gerechnet werden muss. Leistungsschalter die rückzündungsfrei aufgeführt sind, sind von diesem Problem ausgeschlossen [15]. Nichtsdestotrotz ist ein begünstigtes Überspannungsverhalten aufgrund der Resistanzerdung bei Spannungsumstellungen in MSP-Netzen von Vorteil.

Für die Auslegung von Sternpunktwideständen oder Sternpunktdrosselspulen gibt es keine einheitliche Richtlinie. Im Normalfall richtet sich die Festlegung der NOSPE nach dem maximalen Erdkurzschlussstrom, der für die Anforderungen des Netzschutzes festgelegt wurde. Bezeichnet wird dieser Strom als Nenn-Kurzzeit-Strom. Die Dauer der Beanspruchung im Fehlerfall wird mit Rücksicht auf lange Stafflungszeiten und Erdschlüsse mit kurzen Zeitabständen meist zwischen 5 und 10 s

festgelegt. Der Widerstandswert der Sternpunktwidestände oder Sternpunktdrosselspulen kann meist mit der im Netz vorliegenden Betriebsspannung und dem maximal auftretenden Erdkurzschlussstrom festgelegt werden. So ergibt sich zum Beispiel für ein geplantes Einspeisenetz mit 27,5 kV und mit einem maximalen Erdkurzschlussstrom von 2000 A und unter der Vernachlässigung der Netzimpedanz folgender Erdungswiderstand:

$$R = \frac{U_{Str}}{I''_{k1}} = \frac{\frac{27,5 \text{ kV}}{\sqrt{3}}}{2 \text{ kA}} \sim 7,9 \, \Omega \quad 7$$

Die Dämpfung des Erdkurzschlussstroms durch Impedanzen des restlichen Netzes sollte jedoch bei dieser Betrachtung auf jeden Fall erfolgen.

Vergleicht man abschließend die Erdung mittels einer Resistanz oder über eine Reaktanz mit der starren Erdung, so sind folgende Punkte aus Abbildung 10 von Bedeutung:

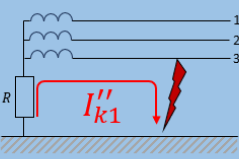
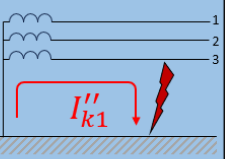
Sternpunktbehandlung	Niederohmige Sternpunktterdung (NOSPE)	
	Mit Impedanz	starr geerdet
Schaltung		
Ziel	Selektive Abschaltung bei 1-poligen Fehler	
Auslegung	$R \approx \frac{U_N}{\sqrt{3} \cdot I''_{k1}} \ll \left \frac{1}{3 \cdot \omega \cdot C_0} \right $	-
$\frac{Z_0}{Z_1}$	20 ... 100	1 ... 5
Strom an Fehlerort	$I''_{k1} = \frac{c \cdot \sqrt{3} \cdot U_N}{2 \cdot Z_1 + Z_0}$	
	$I''_{k1} \leq 2 \text{ kA}$	$I''_{k1} \leq 1,5 \cdot I''_{k3}$
Fehlerdauer	< 1 s	< 1 s

Abbildung 10 Vergleich starre und durch Impedanz geerdete Sternpunktbehandlung

Eine Auslegung muss nur bei der Sternpunktterdung mittels einer Resistanz oder über eine Reaktanz durchgeführt werden. Bei der starren Sternpunktbehandlung kann der Fehlerstrom nicht direkt beeinflusst beziehungsweise ausgelegt werden. Dieser ist nur durch die Erdungswiderstände beeinflusst.

Das Verhältnis der Null- zur Mitimpedanz ist bei der starr geerdeten Sternpunktbehandlung aufgrund des sehr geringen Widerstands gegen die Erde deutlich geringer als das Verhältnis bei der resistiven oder reaktiven NOSPE.

Die Berechnung des Stroms am Fehlerort ist bei beiden Varianten gleich. Bei der Berechnung wird der metallische Kurzschluss vorausgesetzt. Einflüsse wie Lichtbogenwiderstände, Übergangswiderstände,

von den Normwerten abweichende Leitertemperaturen, Abweichungen von der Nennspannung usw. führen zu unterschiedlichen Ergebnissen zwischen errechneten und tatsächlichen Kurzschlussströmen. Diese Einflüsse werden unter anderem durch den Faktor c berücksichtigt. Laut OVE EN 60909 liegt dieser Wert in der MSP zwischen minimal $c_{min} = 1,00$ (Berechnung der kleinsten Kurzschlussströme für Schutzauslegung) und maximal bei $c_{max} = 1,10$ (Berechnung der größten Kurzschlussströme für Betriebsmittelauslegung).

2.6.2 Isolierte Sternpunktterdung

Ein Netz mit isoliertem Sternpunkt ist ein Netz, in dem die Sternpunkte der Transformatoren, Generatoren und Sternpunktbildner nicht, oder nur über Mess- und Schutzeinrichtungen mit sehr hohem Scheinwiderstand oder über eine Überspannungsschutzeinrichtung an eine Erdungsanlage angeschlossen sind.

Der häufigste Fehler in allen Verteilungsnetzen ist der 1-polige Erdschluss. Der Großteil aller Netzstörungen beginnt als 1-poliger Fehler. Im Netz mit isoliertem Sternpunkt werden bei einem Erdschluss die Leiter-Erde-Spannungen des Systems verschoben. Die fehlerfreien Leiter des Netzes werden auf die Dreiecksspannung angehoben, wodurch eine Spannungserhöhung auf das $\sqrt{3}$ -fache der normalen Sternspannung auftritt. Über die Fehlerstelle fließt der Erdschlussstrom, der von den fehlerfreien Leitern über die Erdkapazitäten gespeist wird. Der Erdschlussstrom wird also in seiner Größe durch die Erdkapazität der Leitung bestimmt.

Im Fehlerfall kann das von der Störung betroffene Leitung meist noch so lange in Betrieb gehalten werden, bis Umschaltungen im Netz vorgenommen werden, die es gestatten, das betroffene Teilstück herauszutrennen, ohne dass Verbraucher betroffen sind. Während der Zeit, die für die Umschaltungen im Netz benötigt wird, besteht die Gefahr, dass der Erdschluss in einen Kurzschluss übergeht oder dass infolge der angestiegenen Leiter-Erd-Spannung ein zweiter Erdschluss im Netz an einem anderen Außenleiter auftritt. Solche Doppelerdschlüsse können die Versorgung der Abnehmer wesentlich empfindlicher stören als einfache Erd- oder Kurzschlüsse, da zwei verschiedene Kabelverbindungen betroffen sein können und dann zwei Abschaltungen im Netz notwendig werden.

Ein isolierter Sternpunkt stellt für kleine Netze eine sehr kostengünstige Lösung dar. Für eine Selbstlöschung von Lichtbogenfehlern sollte der Erdschlussstrom jedoch wenige Ampere betragen. Jene Selbstlöschung kann jedoch nur bei Freileitungen und dem Isoliermedium Luft erfolgen. In Kabelnetzen beschränkt sich die Netzgröße aufgrund der kapazitiven Netzeigenschaften auf wenige Kilometer. Die Erdkapazitäten von Kabeln sind wesentlich höher als jene von Freileitungen. Der Erdschlussreststrom ist direkt proportional mit der Erdkapazität (siehe Abbildung 11). Bei einer zu großen Netzausdehnung und dahingehend größeren Erdkapazitäten treten auch größere Erdschlussströme auf und die Berührungsspannung kann nicht mehr eingehalten werden.

2.6.3 Kompensierte Sternpunkterdung

Ein Netz mit Erdschlusskompensation oder auch gelöschttes Netz ist ein solches, in dem der Sternpunkt eines oder mehrerer Transformatoren über Erdschlusslöschspulen (Petersen-Spulen) geerdet ist. Die Gesamtreaktanz der Erdschlusslöschspulen wird dem jeweiligen Netzzustand so angepasst, dass während eines Erdschlusses der betriebsfrequente induktive Wechselstrom über diese Spulen die betriebsfrequente kapazitive Komponente des Erdschlussstroms im Wesentlichen kompensiert und eine Selbstlöschung des Lichtbogens in Freileitungstrecken ohne Erdberührung an der Fehlerstelle hervorgerufen wird. Der Erdschlussstrom kann auch auf mehrere Löschspulen beziehungsweise Transformatorsternpunkte aufgeteilt werden.

Im Netz mit Erdschlusskompensation tritt bei Erdschluss die gleiche Verlagerung des Spannungssterns auf wie im Netz mit isoliertem Sternpunkt. Die fehlerfreien Leiter nehmen die Dreiecksspannung gegen Erde an. Da die Leiter-Erd-Kapazitäten im Netz von der Behandlung des Sternpunkts unabhängig sind, erreichen auch die kapazitiven Erdschlussströme die gleiche Größe wie beim Netz mit isoliertem Sternpunkt.

Wird am Sternpunkt eines Transformators eine Erdschlussspule angeschlossen, so treibt die Verlagerungsspannung einen induktiven Strom an, der über die Fehlerstelle in das Netz zurückfließt. Der kapazitive Erdschlussstrom und der induktive Spulenstrom sind in Gegenphase. Bei passender Auslegung der Spule sind beide Ströme etwa gleich groß und heben sich auf. Über die Fehlerstelle fließt nur noch der sogenannte Wirkreststrom und gegeben falls Oberschwingungen. Der Wirkreststrom resultiert aus den verbleibenden Wirkkomponenten. In Kabelnetzen beträgt dieser Strom etwa 2 bis 5 % des kapazitiven Erdschlussstroms.

Für Freileitungsnetze und gemischte Freileitungs-/Kabelnetze ist die Erdschlusskompensation die gebräuchlichste Form der Sternpunktbehandlung in Österreich. Der Hauptvorteil ist die Selbstlöschung von vorübergehenden einpoligen Fehlern ohne Auswirkungen auf den Netzbetrieb. In kompensierten Netzen kann der Erdschlussstrom so klein werden, dass der Fehlerlichtbogen augenblicklich wieder erlischt. Dadurch kehrt die Leiterspannung des fehlerhaften Leiters wieder zurück und sobald diese einen kritischen Wert überschreitet kommt es zur Neuzündung. Dieser Vorgang wiederholt sich solange der Fehlerort noch am Netz hängt und der Fehler nicht repariert ist. Dieser Vorgang wird als wiederzündender Erdfehler bezeichnet. Das bedeutet in Kabelnetzen verlöscht der Fehler nicht.

Die großen Vorteile der kompensierten Sternpunkterdung sind eine hohe Versorgungszuverlässigkeit und Spannungsqualität, da im Fehlerfall das Netz meist noch mehrere Stunden (Abhängig von der Größe des Erdschlussreststroms und der dahingehenden Temperatur der Löschspule) betrieben werden kann. Die Grenze der Erdschlusskompensation ist bei Erreichen der Löschgrenze (ÖVE B1 [17]) gegeben oder kann bei Abstimmproblemen im Hinblick auf Berührungsspannungen erreicht werden. Schwierigkeiten können bei der Lokalisierung von Dauererdschlüssen auftreten. Auch die Kosten der Kompensationsspulen spielen im Vergleich mit anderen Konzepten eine Rolle. Ebenso ist die mit hohem Aufwand verbundene Erdschlusserfassung ein Nachteil der kompensierten Sternpunkterdung.

Für die Auslegung von Löschspulen müssen folgende Größen beachtet werden:

2.6.3.1 Verstimmung (v)

Über die Verstimmung wird das Maß der Über- oder Unterkompensierung des gelöschten Netzes festgelegt. Bei Kabelnetzen ergeben sich durch Zu- und Abschalten von Kabelstücken Änderungen der resultierenden Erdkapazitäten. Durch diese Änderungen können erhöhte Nullspannungen auftreten. Um diese Auswirkungen zu reduzieren, wird das gelöschte Netz mit hohem Kabelanteil in der Regel überkompensiert betrieben, da bei der Fehlersuche Kabelstücke weggeschaltet werden und so die Leiter-Erde-Kapazität abnimmt. In diesem Fall soll kein Resonanzpunkt durchgefahren werden, um keinen instabilen Betriebszustand zu erreichen, was durch die Überkompensation gewährleistet werden kann. Eine zu hohe Verstimmung sollte aber nicht vorliegen. In diesen Fällen ist die Selbstlöschung des Lichtbogens an der Fehlerstelle gefährdet, was zu einem zu hohen Erdschlussreststrom führen kann. Die Verstimmung wird wie folgt berechnet:

$$v = \frac{I_{CE} - I_L}{I_{CE}} = \frac{\omega \sum C_E - \frac{1}{\omega L_D}}{\omega \sum C_E} = 1 - \frac{1}{\omega^2 L_D \sum C_E} \quad 8$$

v Verstimmung in pu

I_{CE} Kapazitiver Erdfehlerstrom in A

I_L Induktiver Löschspulenstrom (Grundschiwingung) in A

ω Kreisfrequenz in rad/s

C_E Leiter-Erde-Kapazität in F

L_D Induktivität der Petersenspule in H

2.6.3.2 Dämpfung (d)

Die Dämpfung in einem Netz gibt den Anteil der Querableitwirkströme und der Löschspulenwirkströme im Verhältnis zum kapazitiven Erdschlussstrom an. Im gelöschten Netz ist d ein Maß für den ohmschen Anteil des Reststromes. [18] Die Dämpfung wird wie folgt berechnet:

$$d = \frac{1}{\omega \sum C_E} \cdot \left(\frac{1}{R_M} + \sum \frac{1}{R_Q} \right) \quad 9$$

d Dämpfung in pu

R_M ohmscher Querableitwiderstand der Petersenspule in Ω

R_Q ohmscher Querableitwiderstand des Netzes in Ω

2.6.3.3 Erdschlussreststrom (I_{Rest})

Der Erdschlussreststrom ist jener Teil des Fehlerstroms, welcher nicht kompensiert wird. Dieser setzt sich aus verschiedenen Teilen zusammen, wie etwa dem Verstimnungsstrom, dem

Oberschwingungsreststrom sowie dem Wattreststrom. Diese Näherungsformel kann dabei herangezogen werden:

$$I_{Rest} \approx 3 \cdot \omega \cdot \sum C_E (d + j \cdot v) \cdot \frac{U_N}{\sqrt{3}} \quad 10$$

I_{Rest} Erdschlussreststrom in A

U_N Nennspannung/Betriebsspannung des Netzes in V

Die Löschgrenze aus den Löschkurven darf bei keinem Fehler überschritten werden. Auch Ströme, hervorgerufen durch Ortungseinrichtungen, sind mitzubedenken. In der Regel sollte der Erdschlussreststrom unter 10 % des kapazitiven Erdschlussstroms liegen [17].

2.6.4 Vergleich von isolierter- und kompensierter Sternpunktterdung

Ein Vergleich dieser beiden Sternpunktterdungen macht Sinn, da das Ziel – ein Weiterbetreiben bei einem 1-poligen Fehler – dasselbe ist. Der Erdschlussstrom im Falle einer isolierten Sternpunktterdung und der Erdschlussreststrom im Falle der kompensierten Sternpunktterdung ist jener Strom, welcher im Fehlerfall maximal auftreten darf, um das Netz weiterbetreiben zu können. Der Strom im Fehlerfall ist so gering, sodass die Energieversorgung aufrechterhalten wird. Jedoch kommt es zu einer Verlagerungsspannung, welche die Spannung in den nichtbetroffenen Phasen ansteigen lässt.

Laut [17] muss die Erdungsanlage in beiden Fällen so ausgelegt sein, sodass die zulässige Berührungsspannung nicht überschritten wird. Diese Berührungsspannung ist abhängig von der Stromflussdauer. Laut [17] kann für eine Stromflussdauer von beträchtlich länger als 10 s als zulässige Berührungsspannung U_{Tp} ein Wert von 80 V verwendet werden. Anhand dieser zulässigen Berührungsspannung und in Verbindung mit der Erdungsverhältnissen ergibt sich dann individuell für jedes Netz der maximale Erdschlussstrom oder Erdschlussreststrom.

Stellt man diese zwei Sternpunktbehandlungen nochmals gegenüber, so muss bei der Auslegung und Errichtung eines isolierten Transformatorsternpunktes nur ein Überspannungsableiter errichtet werden, während bei der kompensierten Sternpunktbehandlung das X_D der Petersenspule in etwa der Größe der Reaktanz der Nullsystemkapazitäten C_0 entsprechen sollte. Das Verhältnis der Nullimpedanz zur Mitimpedanz ist bei der kompensierten Sternpunktbehandlung sehr hochohmig ausgelegt, jedoch nicht unendlich. Das Ziel ist es, nicht vollständig zu kompensieren. In der folgenden Abbildung 11 sind diese zwei Sternpunktbehandlungen nochmals gegenübergestellt.

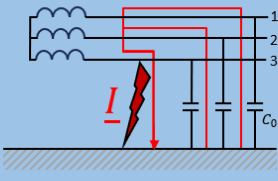
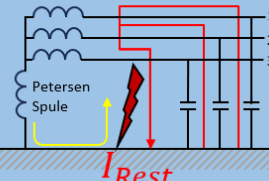
Sternpunktbehandlung	Isolierter Sternpunkt	Erdschlusskompensation
Schaltung		
Ziel	Weiterbetreiben bei 1-poligen Fehler	
Auslegung	-	$X_D \approx \frac{1}{3 \cdot \omega \cdot C_0}$
$\frac{Z_0}{Z_1}$	$\left \frac{1/(j \cdot \omega \cdot C_0)}{Z_1} \right $	sehr hochohmig
Strom an Fehlerort	$I \approx j \cdot \omega \cdot C_0 \cdot \sqrt{3} \cdot U_N$	$I_{Rest} \approx j \cdot \omega \cdot C_0 \cdot (d + jv) \cdot \sqrt{3} \cdot U_N$
	$10 \text{ A} < I \leq 40 \text{ A}$	$I_{Rest} \leq 65 \text{ A}$
Fehlerdauer	$< 3 \text{ h}$	$< 3 \text{ h}$

Abbildung 11 Vergleich isolierte und kompensierte Sternpunktbehandlung

2.7 Schutzkonzepte

Für die Betrachtung von Schutzkonzepten muss im ersten Schritt die zu erwartende Netzstruktur festgelegt werden. Anhand dieser Struktur kann dann eine Festlegung der Schutzeinrichtungen erfolgen, um einen sicheren Betrieb zu gewährleisten. Auch eine teilweise selektive Abschaltung ist bei der Netzstruktur eines Einspeisenetzes vorzusehen, um im Fehlerfall nicht einen kompletten Abzweig abschalten zu müssen.

2.7.1 Netzstruktur

Die geeignetste Netzstruktur für Einspeisenetze ist ein Strahlennetz. Es ist am wenigsten komplex und kostenaufwändig. Die Möglichkeit von Ringnetzen wird im Folgekapitel 2.8, die Reservenbildung im Unterkapitel 2.8.2 beschrieben. Ein vermaschtes Netz ist bezüglich Schutzeinrichtungen und Kosten ausgeschlossen. In den folgenden Abbildungen ist eine beispielhafte Struktur und Aufbau für einen Abzweig eines Einspeisenetzes dargestellt:

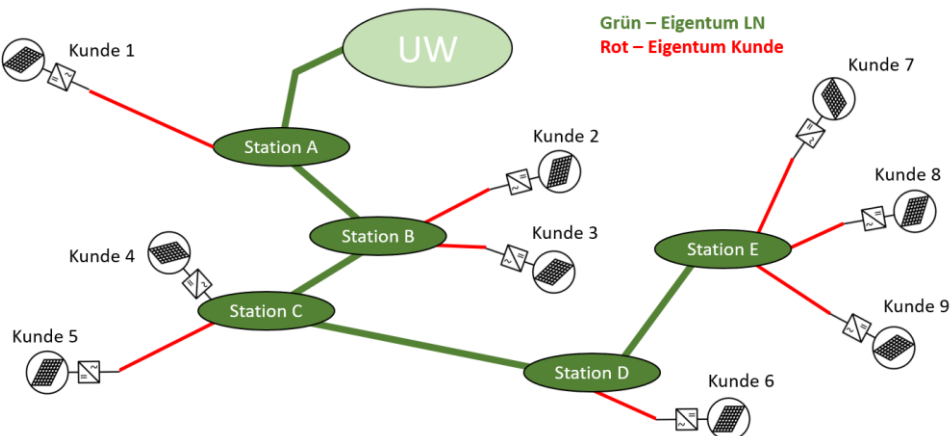


Abbildung 12 Beispielhafte Netzstruktur für einen Abzweig eines Einspeisenetzes – Beispiel 1

In dieser Abbildung ist ein Abzweig vom Umspannwerk (UW) bis hin zu den verschiedenen Kunden dargestellt. Es erfolgt eine Kabelleitung vom UW zu den verteilten Stationen. Diese sind alle mittels einer Stichleitung verbunden. Die einzelnen Kunden der dezentralen PV-Einspeiseanlagen sind entweder direkt an der Station gelegen und angeschlossen (siehe zum Beispiel Kunde 4) oder über eine Leitung, welche sich im Kundeneigentum befindet, mit der Station verbunden.

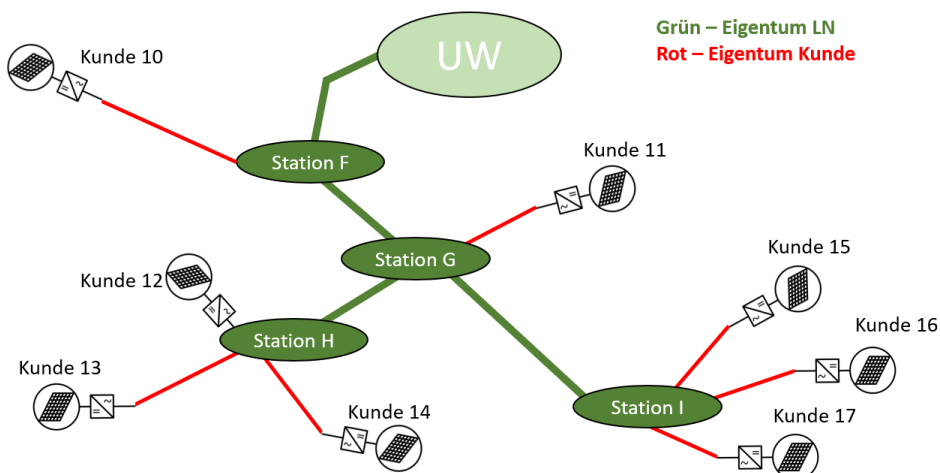


Abbildung 13 Beispielhafte Netzstruktur für einen Abzweig eines Einspeisenetzes – Beispiel 2

Der in Abbildung 13 dargestellte Abzweig zeigt eine Aufteilung der Stichleitung bei Station G. Auch dieser Fall ist bei einer Entwicklung eines Einspeisenetzes möglich. Vor allem wenn Kunde 12 bis 14 erst später hinzukommen. Für das Schutzkonzept hat dieses Beispiel aber keinen Einfluss und es kann umgesetzt werden.

2.7.2 Anschlussarten und Eigentumsgrenzen

Für die Veranschaulichung der Schutzgeräte, Detailstruktur der Einrichtungen und Eigentumsgrenzen werden Ausschnitte der Abbildungen (Abbildung 12 und Abbildung 13) genauer dargestellt:

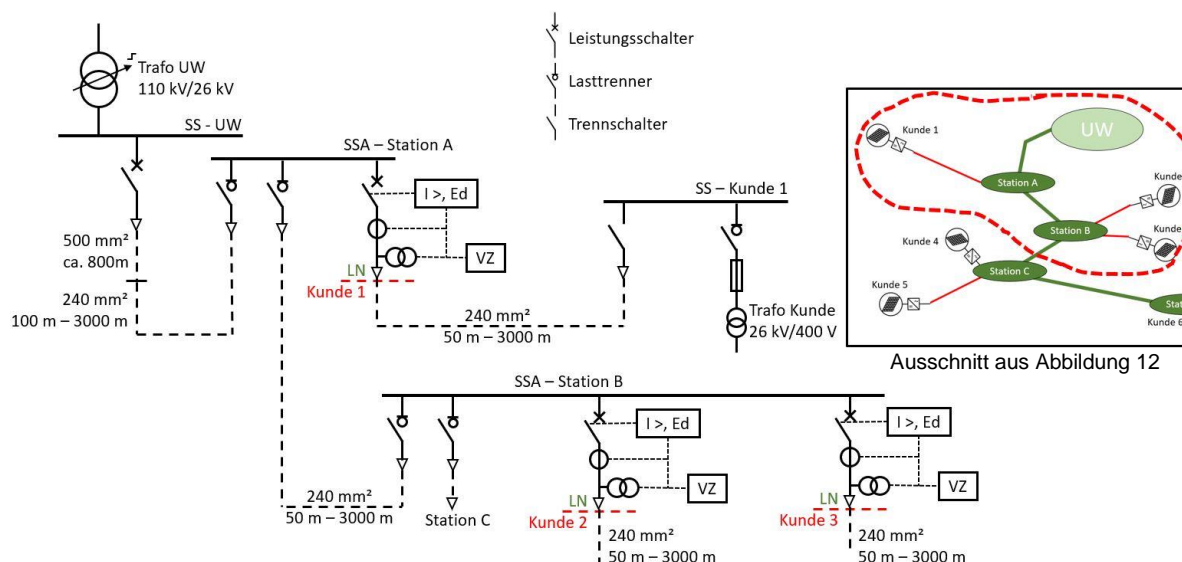


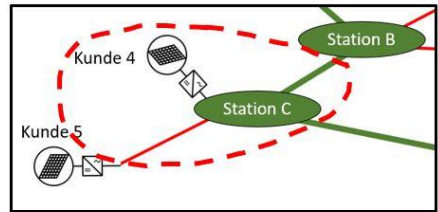
Abbildung 14 Detailabbildung der Netzstruktur (Eigentumsgrenze rot markiert) - Beispiel 1

Links oben ist die Anspeisung aus dem übergeordneten 110 kV Netz durch den regelbaren Transformator im Umspannwerk dargestellt. Auf der Sammelschiene des Umspannwerkes ist für jeden Abzweig ein Leistungsschalter vorgesehen. Nach ca. 800 m Kabelleitung erfolgt eine Änderung des Querschnitts von 500 mm² auf 240 mm². Der höhere Querschnitt in Umspannwerksnähe wird aufgrund der zu erwartenden Häufung mehrerer Kabelleitungen in einer Künette im Nahbereich des Umspannwerkes vorgesehen. 800 m Kabellänge ist eine Standardlänge bei einer 500 mm² Kabeltrommel. Somit würde das gesamte Kabel auf einer Trommel ausgenutzt werden. Im Anschluss wird mit einem 240 mm² Kabel die Distanz zur nächsten Station überbrückt.

Auf der Sammelschiene der Station A erfolgt zuerst der Abgang eines 240 mm² Kabels zur nächsten Station über einen Lasttrennschalter. In diesem Beispiel ist der Kunde über eine kundeneigene Leitung an der Station angeschlossen. Somit wird hier ein Leistungsschalter für den Abgang vorgesehen. Über eine Fehlerstromrichtungserkennung und Erdschlussüberwachung erfolgt die Überwachung der Leitung des Kunden und im Fehlerfall eine Abschaltung durch den Leistungsschalter. Auch die Verrechnungszählung befindet sich in der Station des Abgangs. Nach diesen Einrichtungen endet das Eigentum vom Verteilnetzbetreiber und das Eigentum des Kunden beginnt (=Eigentumsgrenze).

Nach der kundeneigenen Kabelleitung ist nur noch ein Trennschalter am Eingang der Sammelschiene in der Kundenstation vorzusehen. Über beispielsweise einen Lasttrennschalter, einer Sicherung und einen Transformator ist dann der Wechselrichter der Kundenanlage angeschlossen.

An der Sammelschiene der Station B ist ersichtlich, dass zwei Kunden über eine eigene Kabelleitung angeschlossen sind. Dieser Anschluss geschieht, doppelt ausgeführt, ident zum Anschluss von einem einzelnen Kunden wie auf der Sammelschiene A.



Abzweiges für kurze Zeit durchaus in Kauf genommen werden kann. Es besteht die Möglichkeit, beide hintereinander gereihten Leistungsschalter mit der gleichen Auslösezeit einzustellen. Würde nun ein Fehler auf der Kundenseite anliegen, würden beide hintereinander gereihten Erdschlussüberwachungseinrichtungen eine Abweichung detektieren. Schaltet der vorher gelagerte Leistungsschalter, kann, falls ein nachgereihter Leistungsschalter ebenfalls einen Fehler detektiert hat, dieser händisch geschaltet werden und anschließend der vorgelagerte Leistungsschalter eingeschaltet werden, um auf dem restlichen Abzweig eine Versorgung wieder herzustellen. Für diese Schalthandlungen ist ein höherer Automatisierungsgrad notwendig. Eine Kommunikation zwischen den einzelnen Schutzgeräten und der Schaltzentrale ist dahingehend zwingend notwendig. Andernfalls ist mit längeren Ausfallzeiten zu rechnen, da sonst an der Station ein Techniker die Erdschlussüberwachungseinrichtung auslesen müsste.

2.7.4 Überlastschutz

Ein Überlastschutz ist, obwohl eine Änderung des Kabelquerschnittes erfolgt (ersichtlich in Abbildung 14), nicht notwendig. Da für einen Abzweig nur ein maximaler Strom von 400 A möglich ist. Da die derzeit eingesetzten Stromwandler einen maximalen Strom von 400A unterstützen, werden die Schutzsystem im UW auf diesen Wert parametrisiert. Eine Überschreitung dieses Stromwertes im Normalbetrieb kann in der Regel nicht auftreten, da die Auslegung des Netzes auf die Spitzenleistung der Einspeiseanlagen erfolgt. Wird in Summe ein maximaler Strom von 400 A überschritten, so wird ein neuer Abgang errichtet. Die maximale Strombelastbarkeit eines 240 mm² Kabels in Erde bei 20 °C ohne Reduktionsfaktoren ist größer als 400 A (Maximum 422 A, siehe Kapitel 2.5). Für die 500 mm² Leitung ist ein Strom von 400 A nach Abzug der Häufungsreduktionsfaktoren auch möglich. Ebenfalls ist anzumerken, dass bei volatilen Einspeiseanlagen wie PV-Anlagen nur eine zeitlich begrenzte maximale Einspeisung zu erwarten ist.

2.7.5 Vor- und Nachteile der geplanten Netzstruktur

Die Vorteile dieser Netzstruktur für den Netzbetreiber sind:

Das Kabel ist im Besitz des Kunden beziehungsweise dem Einspeiser, das heißt, die Kompensation der Blindleistung, die durch das Kabel anfallen kann, kann dem Kunden zur dauerhaften Kompensation vorgeschrieben werden. Genauer wird dies in Kapitel 6.3 erläutert. Auch die Kosten für die Errichtung und Instandhaltung der Kabelleitung von der Kundenanlage zum Netzanschlusspunkt müssen vom Kunden übernommen werden.

Die Nachteile beziehungsweise Problemstellungen dieser Netzstruktur sind:

Ist die Kundenanlage über eine Kabelleitung mit der Station des Verteilnetzbetreibers verbunden, so ist die Zähleinrichtung für Verrechnung sowie Übergabe/Übernahme im Besitz des Verteilnetzbetreibers. Die Kosten für die Errichtung dieser Komponenten werden durch den Kunden getragen. Bei Inbetriebnahme der Anlage gehen die Komponenten in die Zuständigkeit des Verteilnetzbetreibers über. Eine rechtliche Bewertung dieser vertraglichen Regelung muss in einer weiterführenden Untersuchung erstellt werden. Ebenso ist dies der Fall für das Schutzsystem und den Leistungsschalter. Somit überwacht der Verteilnetzbetreiber das Kabel des Kunden und schaltet dies auch im Fehlerfall auf Kundenseite durch den vorgesehenen Leistungsschalter ab. Der Verteilnetzbetreiber nimmt Kontakt zum Kunden auf. Es liegt am Kunden, die Fehlerbehebung durchzuführen. Bei erfolgreicher Reparatur erfolgt ein Wiedereinschalten durch den Verteilnetzbetreiber.

2.8 Reservenbildung

Da sich bei einem Einspeisenetz ausschließlich einspeisende Kunden im Netz befinden, ist eine Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit nicht so von entscheidender Wichtigkeit als bei Netzen, in denen ein Kunde Strom beziehen kann. Anzumerken ist, dass es derzeit noch keine genauen Regelungen für jene Versorgungssicherheit für Einspeiseanlagen gibt.

2.8.1 Transformator im UW

Für den Transformator im UW ist keine Reserve vorgesehen. Eine Anschaffung eines größeren Transformators erfolgt nur, wenn der bisher verwendete Transformator an die obere Grenze seiner Spitzenauslastung kommt. In diesem Fall wird ein neuer Transformator verbaut. Somit ist kein (n-1) - sicherer Betrieb durch Transformatoren im UW vorgesehen. Diese Maßnahme wirkt sich auch signifikant auf die Wirtschaftlichkeit von Einspeisenetzen aus, da es in diesem Fall möglich ist, auf einen Reservetransformator zu verzichten.

Die Verwendung von mehreren kleineren parallel betriebenen Transformatoren wird in dieser Arbeit nicht untersucht. Faktoren wie zum Beispiel der zusätzliche Platzbedarf im UW und die große Unsicherheit in den Anschaffungskosten kann durch eine weiterführende Arbeit betrachtet werden. Auch der Einsatz von Lüftern und einer Fremdkühlung, um die Spitzenleistung zu erhöhen, werden nicht betrachtet. Jedoch kann eine klare Aussage getroffen werden, dass bei einer erforderlichen Transformatorgröße mit mehr als 100 MVA mindestens ein zweiter Transformator im UW bereitgestellt werden muss. Aus transporttechnischen Gründen können derzeit keine größeren Transformatoren im Netzgebiet von LINZ NETZ GmbH errichtet werden.

Stehen in einem UW zwei Transformatoren zur Verfügung und einer davon fällt aus, so kann unter einer höheren Auslastung des noch funktionierenden Transformators ein Weiterbetrieb mit reduzierter maximaler Einspeiseleistung im UW erfolgen. Ist in dem UW nur ein einzelner für Einspeiser bereitgestellter Transformator vorhanden, kann nach Möglichkeit ein geeigneter verfügbarer Ersatztransformator aus Lagerbeständen bei einem Ausfall des Transformators angeschafft werden, so

kann mit einer reduzierten maximalen Einspeiseleistung im UW eingespeist werden. Betrachtet man in diesem Fall die nicht eingespeiste Energie einer durchschnittlichen PV-Anlage, welche durch eine Spitzenkappung nicht eingespeist wird, so ergeben sich folgende Werte:

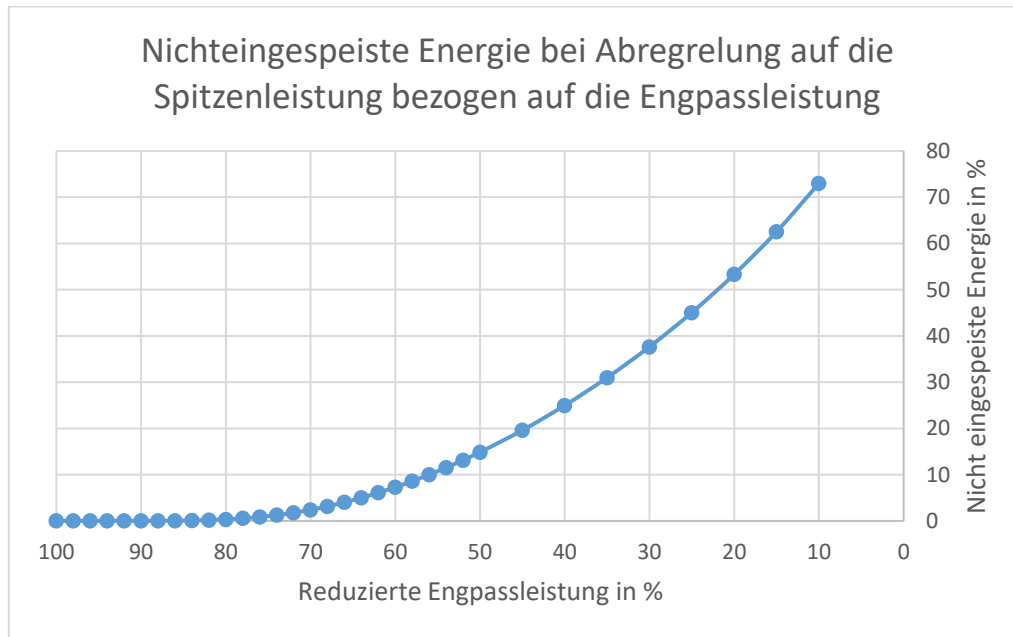


Abbildung 16 Nichteingespeiste Energie bei Abregelung auf Spitzenleistung bezogen auf die maximale Engpassleistung

Als Werte für Abbildung 16 dienen die Messdaten zweier großflächiger PV-Anlagen über den Zeitraum von einem Jahr im Netzbereich von LINZ NETZ. Aus den Messdaten der beiden Anlagen wurde der arithmetische Mittelwert gebildet. Eine theoretische Kappung der maximalen Einspeiseleistung wurde festgelegt und die daraus resultierende prozentuelle nicht eingespeiste Energie gegenübergestellt. Zu erkennen ist, dass die nicht eingespeiste Energie erst bei einer größeren Reduktion der maximalen Einspeiseleistung eine größere Rolle spielt. Das ist auf das volatile Einspeiseverhalten der PV-Anlagen zurückzuführen. Ein Ausfall eines Transformators und ein dahingehend nicht optimaler Ersatz oder bei einem Vorhandensein eines zweiten Trafos im UW würde erst ab einer drastischen Reduktion der Engpassleistung der Anlagen ein hoher Energieverlust folgen.

Abschließend kann man sagen, dass die den einspeisenden Kunden entgehenden Verluste bei einem Ausfall eines Transformators im UW schwer abzuschätzen sind. Diese sind abhängig von der Verfügbarkeit geeigneter Ersatztransformatoren und deren maximaler Leistung, aber auch von Ausbaugrad anderer PV-Anlagen im Netzgebiet. Deutlich ersichtlich ist jedoch, dass die maximalen Leistungsspitzen von PV-Anlagen nur einen Bruchteil zu der Jahresenergieerzeugung beitragen.

2.8.2 Ringleitungen

Die Bildung von ringförmigen Leitungsstrukturen ist nicht vorgesehen. Für ein 30 kV VPE-Kabel liegt die jährliche Ausfallwahrscheinlichkeit pro km Länge mit NOSPE bei $H = 0,00149 \text{ 1/(a·km)}$ [20]. Nimmt man nun eine überdurchschnittlich lange Länge eines Abzweiges von $l = 20 \text{ km}$ an sowie einer

durchschnittlichen Reparaturdauer von $T_{Reparatur} = 48$ h (Reparaturzeit vom Verteilnetzbetreibers LINZ-Netz), so erhält man folgende zeitliche durchschnittliche Ausfallsdauer pro Jahr:

$$T = H \cdot l \cdot T_{Reparatur} = 0,00149 \frac{1}{\text{a} \cdot \text{km}} \cdot 20 \text{ km} \cdot 48 \text{ h} = 1,43 \frac{\text{h}}{\text{a}} \quad 11$$

Die maximale Spitzenleistung, die pro Abzweig mit einem Maximalstrom von $I = 400$ A transportiert werden kann, lautet:

$$P_{max} = 27,5 \text{ kV} \cdot 400 \text{ A} \cdot \sqrt{3} \sim 19 \text{ MW} \quad 12$$

2.8.3 Wirtschaftliche Betrachtung von Ringleitungen

Bei einem überdurchschnittlich hoch angesetzten Strompreis (C_e) von 20 € / MWh betragen die maximalen Einkommensverluste für alle Kunden auf dem Abzweig pro Jahr, welche Aufgrund der durchschnittlichen Ausfallwahrscheinlichkeit auftreten können, folgende Summe:

$$\text{Einkommensverluste} = P_{max} \cdot T \cdot C_e = 19 \text{ MW} \cdot 1,43 \text{ h} \cdot 20 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} = 543,40 \text{ €/a} \quad 13$$

Diesen durchschnittlichen maximalen Einkommensverlusten pro Jahr für Einspeisekunden stehen die Kosten für eine Ringschließung gegenüber. Diese Ringschließung für Einspeisenetze im UW nahen Bereich ist abhängig vom geografischen Verlauf zwischen 1 km und 8 km lang. Die durchschnittlichen Kosten für ein 1 km verlegtes 240 mm² Kabel liegen bei 238.720,00 € (siehe Kapitel 7.1). Ein wirtschaftlicher Nutzen ist daher nicht zu erkennen.

Des Weiteren kann der Verteilnetzbetreiber vertraglich festlegen, dass er nicht für die entgangenen Einkommensverlust im Falle eines Fehlers auf der Leitung des Verteilnetzbetreibers aufkommen muss. Diese Punkte sprechen gegen eine Ringschließung bei Einspeisenetzstrukturen.

Ebenfalls ist anzumerken, dass bei dieser Rechnung mit den maximalen Werten für Ausfalldauer und Strompreis gerechnet wurde. Ein Stromtarif für PV-Einspeisung liegt derzeit weit unter den $20 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$. Auch die volatile Einspeisung wurde nicht betrachtet.

2.9 Technische Anforderungen für Einspeisetransformatoren

2.9.1 Wahl der Schaltgruppe

Die naheliegendste Schaltgruppe für Einspeisetransformatoren von MSP auf NSP ist Dy(n). Die Oberspannungsseite ist in Dreieckschaltung und die Unterspannungsseite in Sternschaltung ausgeführt. Alternativ kann bei Bedarf auf der Unterspannungsseite ein Sternpunkt ausgeführt werden. Eine Verwendung der Zick-Zack-Schaltung auf der Unterspannungsseite ist bei Leistungsgrößen größer 0,25 MVA schon sehr selten. Bei noch größeren Leistungen wird diese Schaltgruppe nicht gefertigt. Der Zusatzaufwand in Form mehr Kupfer in den Wicklungen durch die Yz(n)-Schaltgruppe würde keine nützlichen Vorteile gegenüber der Dy(n)-Schaltgruppe, bei der Betrachtung von reinen Einspeisenetzen,

bieten. Daher fällt eine Schaltgruppe mit Zick-Zack-Schaltung nicht in die Betrachtung. Ein weiterer Nachteil der Zick-Zack-Schaltung ist der dementsprechend höhere ohmsche als auch induktive Widerstand des Trafotyps. Diese höhere Impedanz hat einen wesentlichen Einfluss auf die Spannungsanhebung oder Spannungsreduktion durch den Transformator, welche möglichst geringgehalten werden soll.

2.9.2 Auswirkungen des Einspeisetransformators auf das Spannungsband

Derzeitig im Netzbau verwendete Transformatoren für die Einspeisung vom NSP ins MSP-Netz haben eine Kurzschlussspannung von u_k von 4 – 6 %. Werden die Transformatoren in einem Bereich von $\cos \varphi = 1$ bis 0,90 betrieben, so kann es zu Spannungsanhebungen aber auch Spannungsreduktionen im Einspeisefall kommen. Ein Leistungsfaktor in diesem Bereich ist vor allem dahingehend realistisch, da teilweise Einspeiseanlagen direkt an einem Netzpunkt angeschlossen sind und so ein $\cos \varphi$ von 1 vorgeschrieben wird. Befindet sich eine Anlage jedoch weiter weg vom vorgegebenen Netzanschlusspunkt, so kann die Kompensation der Kabelleitung zwischen Netzanschlusspunkt und Anlage durch den Netzbetreiber vorgeschrieben werden. Abhängig von der Länge der Kabelleitung kann so ein $\cos \varphi$ bis 0,9 durchaus vorkommen. Diese Vorgabe eines Leistungsfaktors kann jedoch Auswirkungen auf die Spannungshöhe durch den Einfluss des Einspeisetransformators haben.

Für einen $\cos \varphi$ von 1 – also einer reinen Wirkleistungs-Einspeisung ist abhängig von der Größe des u_k eine Anhebung der Spannung durch den Transformator zu erwarten. Je größer u_k desto größer wird die zu erwartende Spannungsabhebung ausfallen. Die Spannungsanhebung liegt aber typischerweise deutlich unter einem Prozentpunkt und ist somit auch im Spannungsband (Kapitel 2.3.3) mit ausreichend Reserve berücksichtigt.

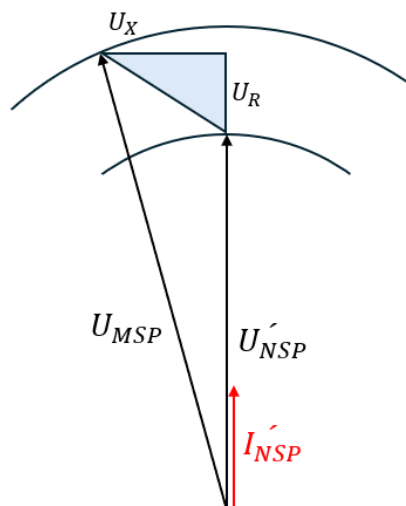


Abbildung 17 Kapp'sches Dreieck bei ohmscher Belastung eines Transformators

Erfolgt nun wie in der obigen Abbildung des kapp'schen Dreiecks beschrieben auf der NSP-Seite eine reine Wirkleistungseinspeisung, so ist auf der MSP-Seite eine höhere Spannung zu erwarten.

Aufgrund einer langen Kabelleitung vom Netzanschlusspunkt zum Einspeiser kann es auf Seiten des Einspeisers zu einem hohen Kompensierungsgrad kommen. Diese Kompensation kann bis zu einem maximalen Leistungsfaktor von $\cos \varphi = 0,925$ (induktiv) gefordert werden (Siehe Kapitel 6.3). Die Einspeisung von induktiver ist im Spannungsband (Kapitel 2.3.3) mit ausreichend Reserve berücksichtigt. Des Weiteren kann durch die in diesem Fall längere Kabelleitung von einer Spannungsanhebung durch die Kabelleitung ausgegangen werden, was den Effekt der Spannungsreduktion durch den Transformator wieder reduziert. Ebenfalls kann bei der Erreichung des Grenzbereichs der Spannungsreduktion dem Einspeiser eine geringere Kompensation und somit ein höherer Leistungsfaktor vorgeschrieben werden.

2.10 Möglichkeit des Zusammenschlusses von Einspeisenetz mit Versorgungsnetz

Der Zusammenschluss des Einspeisenetzes mit dem Versorgungsnetz an vorbereiteten Punkten in einem Fehlerfall und einem daraus resultierenden Ausfall eines Betriebsmittels ist theoretisch möglich. Eine Spannungsanhebung im Versorgungsnetz auf 27,5 kV ist ebenfalls geplant. Somit ist der Wert der Spannung ident und es besteht bezüglich dieses Punktes daher kein Problem für die Möglichkeit einer Zusammenschaltung. Für diese Zusammenschaltung müssten im Vorhinein Übergangsstellen zwischen den beiden Netzen geschaffen werden, was natürlich mit einem monetären Aufwand verbunden ist. Auch die Sternpunktbehandlung im Einspeisenetz sowie im bestehenden Verteilnetz müssten ident sein. Dahingehend muss auch überprüft werden, ob die durch die Umschaltung neu geschaffene Netzstruktur noch alle Grenzwerte bezüglich des Schutzes einhält.

In dem Fall von einem witterungsbedingten Tag mit maximaler Einspeiseleistung wäre im teilweise bis an die Maximalgrenze ausgelegten Einspeisenetz keine zusätzliche Leistungsaufnahme möglich. Für Tage mit geringerer Einspeiseleistung ist ein Zusammenschluss ebenfalls möglich.

Eine Zusammenschaltung macht vor allem im Fall eines Ausfalls im Versorgungsnetz Sinn. Hier sind viele Stromabnehmer angeschlossen, wo eine Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit von wesentlicher Bedeutung ist. Im Kapitel 2.8 wurde bereits gezeigt, dass bei einem Ausfall eines Abzweigs im Einspeisenetz die Auswirkungen auf den Verteilnetzbetreiber und auch den einspeisenden Kunden als gering einzustufen sind.

Eine genauere Betrachtung in Bezug auf den Zusammenschluss der Netze wurde im Zuge dieser Arbeit jedoch nicht getroffen.

2.11 Integration von Energiegemeinschaften in das Einspeisenetz

Eine Energiegemeinschaft ist der Zusammenschluss von mindestens zwei Teilnehmenden zur gemeinsamen Produktion und Verwertung von Energie. Die Ausprägung einer Energiegemeinschaft kann in kleinem Umfang zwischen Privatpersonen bis hin zu großen Energiegemeinschaften mit

Beteiligung von Betrieben und Gemeinden erfolgen. Energiegemeinschaften können den Tarif für den Strom selbst festlegen. Jedoch fallen bei machen Modellen trotzdem die Netzgebühren (auch teilweise reduziert) an.

Die Energiegemeinschaft ermöglicht die rechnerische Aufteilung der von einer/mehreren Erzeugungsanlage(n) erzeugten Energie auf eine/mehrere Verbraucheranlage(n).

Grundsätzlich werden drei unterschiedliche Modelle von Energiegemeinschaften unterschieden:

GEA – Gemeinschaftliche Erzeugungsanlage § 16a EIWOG

Die örtliche Ausdehnung bei einer GEA ist innerhalb des Netzanschlusssubjektes (Gebäude/ Grundstück), wie zum Beispiel in einem Mehrparteienhaus. Abgaben beziehungsweise Netztarife werden bei so einer Anlage, sofern der erzeugte Strom zu 100 Prozent verbraucht wird, nicht verrechnet.

Für das Konzept eines Einspeisenetzes ohne Verbraucher ist dieses Modell nicht von Relevanz.

EEG – lokale und regionale Erneuerbaren Energie Gemeinschaften § 16c EIWOG / § 79f EAG

Lokale und regionale EEG sind örtlich auf einen räumlichen Nahbereich beschränkt. Bei lokalen EEG erfolgt bei der Übertragung von Erzeuger auf Verbraucher keine Transformation mittels eines Verteilnetztransformators auf Mittelspannung. Die Erzeuger und Verbraucher sind alle an demselben NSP-Netz angeschlossen. Dadurch erfolgt eine Reduktion der Netzentgelte. Es dürfen nur erneuerbare Energieerzeuger verwendet werden.

Bei der regionalen EEG sind alle Erzeuger und Verbraucher auf einem UW-Abzweig. Die eine Transformation und Übertragung auf MSP-Ebene ist bei diesem Modell durchaus möglich. Die Netzentgelte sind weniger reduziert als im Vergleich zu den lokalen EEG.

Für das Konzept eines Einspeisenetzes ohne Verbraucher auf einem Abzweig ist dieses Modell nicht von Relevanz.

BEG – Bürgerenergiegemeinschaften § 16c EIWOG / § 79f EAG

BEG können sich örtlich über das gesamte österreichische Marktgebiet erstrecken. Die Energie wird über Umspannwerke übertragen. Für die Benützung des öffentlichen Netzes sind nach den regulierten Systemnutzungsentgelten festgesetzte Abgaben zu leisten. Erzeugeranlagen, welche sich im Einspeisenetz befinden, können ausschließlich einer BEG beitreten. Für die Abzweige sind aufgrund der in dieser Arbeit beschriebenen Parameter und Einflüsse nur reine Erzeugeranlagen zulässig. Daher muss die Energie zuerst über ein UW fließen, um später im regulären Verteilnetz an den Endkunden geliefert zu werden. Für das Verteilnetz bedeutet dies eine größere Belastung hinsichtlich des Bezugs von Energie, da die Erzeugung und der Verbrauch teilweise nicht örtlich, aber netztechnisch getrennt wird.

Zusammenfassend kann man sagen, dass ausschließlich Bürgerenergiegemeinschaften für Einspeisenetze möglich sind. Denn bei reinen Einspeisenetzen erfolgt immer der Weg von der Erzeugung über das UW zum Verbraucher. Dahingehend sind alle Arten der Energiegemeinschaften, ausgenommen der BEG, nicht bei Einspeisenetzstrukturen umsetzbar.

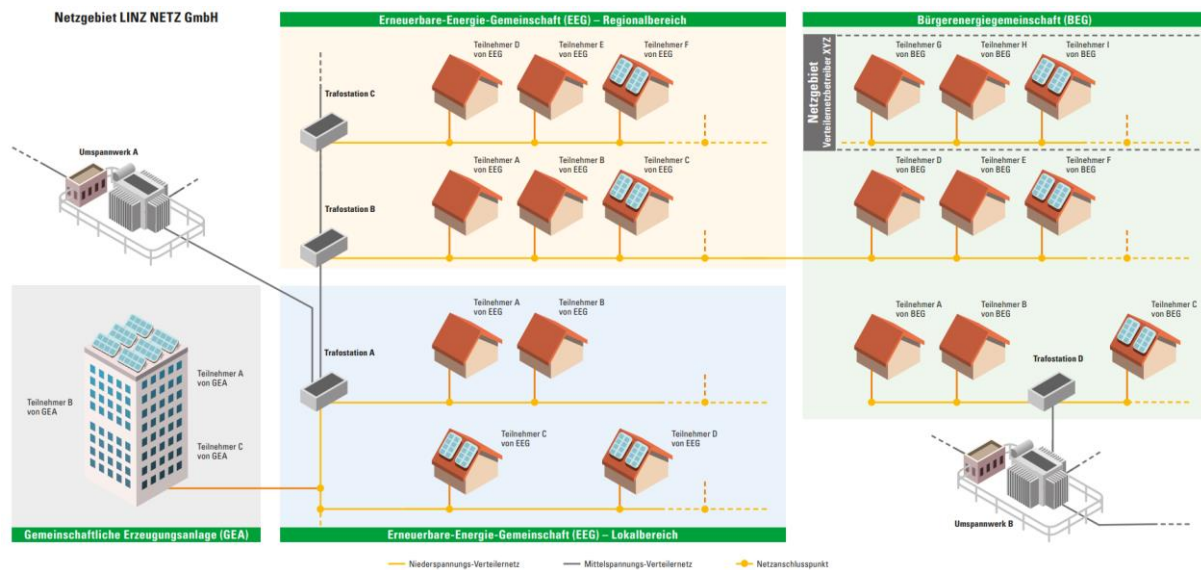


Abbildung 18 Übersicht der verschiedenen Modelle von Energiegemeinschaften [22]

2.12 Verwendung von DC- Einspeisenetzen

DC-Lösungen sind bereits in spezifischen Anwendungen wie Punkt-zu-Punkt-Hochspannungs-Gleichstromübertragungssystemen (HVDC), DC-Netzen für den öffentlichen Verkehr wie Stadtbahn oder U-Bahn, Schiffs- und Flugzeugbordnetzen, Rechenzentren, unterbrechungsfreien Stromversorgungen (USV) usw. etabliert. Da die Mehrheit der neuen Energieanwendungen, einschließlich erneuerbarer Energien, E-Mobilität oder Speicher, intern auf DC basiert, bietet dies die Aussicht auf DC- oder hybride AC/DC-Verteilung Verbindungen durch DC-DC-Wandler, die effizienter und architektonisch einfacher sind [21]. Im spezifischen Fall der zu untersuchenden Einspeisenetze ist eine Verwendung von DC- Spannung aufgrund folgender Punkte durchaus denkbar:

- Die von PV-Anlagen produzierte DC-Spannung muss durch eine Vielzahl an Wechselrichtern vor Ort umgewandelt werden und für den Transport mittels kleinerer Transformatoren hochtransformiert werden. Diese Komponenten würden, falls die Anlagen nicht auf die Spannungsebene des DC-Verteilnetzes einspeisen könnten, mittels DC/DC Wandlern ersetzt werden. Die Umwandlung in AC-Spannung würde erst zentral und mit hoher Effizienz im UW erfolgen.
- Erhöhte Versorgungsreichweite und verringerte Bedenken hinsichtlich der Stromqualität, da erst gesammelt um UW umgerichtet wird.
- Einfacheres Blindleistungsmanagement auch für das höher gelagerte Netz.
- Keine Blindleistungsprobleme aufgrund der Kabelleitungen.

Auch wenn alle diese Punkte für die Verwendung von DC-Spannung in Verteilnetzen stehen, ist diese Technologie noch nicht in allen Punkten ausgereift und auch aus wirtschaftlicher Hinsicht nicht mit den derzeitigen Standards vergleichbar. Für einen einzelnen Verteilnetzbetreiber würde dies ein hohes Investitionsrisiko sein. Aufgrund dessen wird dieser Ansatz in dieser Arbeit nicht mehr weiter in Betracht gezogen.

3 Derzeitiger Ausbau des Verteilnetzes der LINZ NETZ GmbH

3.1 Hochspannungsebene

110 kV-Netz und Umspannwerke

Die Einspeisung in das Verteilernetz erfolgt überwiegend aus den Kraftwerken der LINZ STROM GAS WÄRME GmbH und in immer stärkerem Umfang aus dezentralen Einspeiseanlagen. Die Anbindung des 110 kV-Netzes der LINZ NETZ GmbH erfolgt an das 380/220 kV-Netz der Austrian Power Grid AG (APG), über 110 kV Leitungen und den Umspannwerken Pichling und Wegscheid bzw. dem Kraftwerk Abwinden Asten. Das 110 kV-Netz setzt sich im Wesentlichen aus einem äußeren und einem inneren 110 kV-Ring zusammen.

Die 28 Umspannwerke übertragen die elektrische Energie aus dem übergeordneten 110kV-Netz in die untergeordneten Verteilnetzebenen. Alle Umspannwerke werden über Eigenbedarfstransformatoren versorgt. Zusätzlich zu dieser Eigenversorgung besitzen diese Umspannanlagen eine Reserveanspeisung aus dem umliegenden Netz.

3.2 Mittelspannungsebene

30 kV-Netz

Das 30 kV-Mittelspannungskabelnetz ist ein dem 110 kV-Netz nachgelagertes Verteilernetz zur Anspeisung einiger 30/10 kV-Umspannwerke im Stadtgebiet. Die Anspeisungen dieser Umspannwerke sind, ausgehend von den Einspeisestellen, als Doppelanspeisungen ausgeführt.

25 kV-Netz

Das 25 kV-Netz ist ein dem 110 kV-Netz nachgelagertes Freileitungs- und Kabelverteilernetz, aus dem Trafostationen im Überlandgebiet angespeist werden. Dieses Netz dient vorwiegend zur Versorgung des ländlichen Raumes im Versorgungsgebiet der LINZ NETZ.

10 kV-Netz

Die im Stadtgebiet von Linz, Enns und Leonding situierten Trafostationen der LINZ NETZ GmbH werden über das 10 kV-Mittelspannungs-Freileitungs- und Kabelnetz angespeist. Die Anspeisung dieses Leitungssystems erfolgt von den 110/10 kV- bzw. 30/10 kV-Umspannwerken im Stadtgebiet.

6 kV-Netz

Das Industrienetz im Chemiepark Linz wird über Trafostationen versorgt, die über das 6 kV-Mittelspannungs-Kabelnetz angespeist werden.

3.3 Niederspannungsebene

0,5 kV-Netz

Für die Belieferung von leistungsintensiven Industriebetrieben am Gelände der "VOEST" und im Bereich des Chemieparks Linz betreibt die LINZ NETZ GmbH ein 0,5 kV-Niederspannungsnetz.

0,4 kV-Netz

Niederspannungskunden im gesamten Versorgungsgebiet werden über ein ausgedehntes 0,4 kV-Freileitungs- und Kabelnetz mit elektrischer Energie versorgt. Die Anspeisung des Leitungsnetzes erfolgt ausgehend von den Ortsnetz-Trafostationen.

Je nach Standort differieren die Bauformen für die Trafostationen. Im Randgebiet, wo diese Anlagen hauptsächlich die Verbesserung der Spannungshaltung unterstützen, werden auch Masttrafostationen eingesetzt. Im restlichen Freileitungsnetz des Überlandes werden überwiegend standardisierte Fertigteilurmstationen verwendet. Im Kabelnetz reicht die Palette der Bauarten von der herkömmlichen gemauerten Bauweise über Fertigteilstationen bis hin zu in Gebäude integrierte Anlagen. [22]

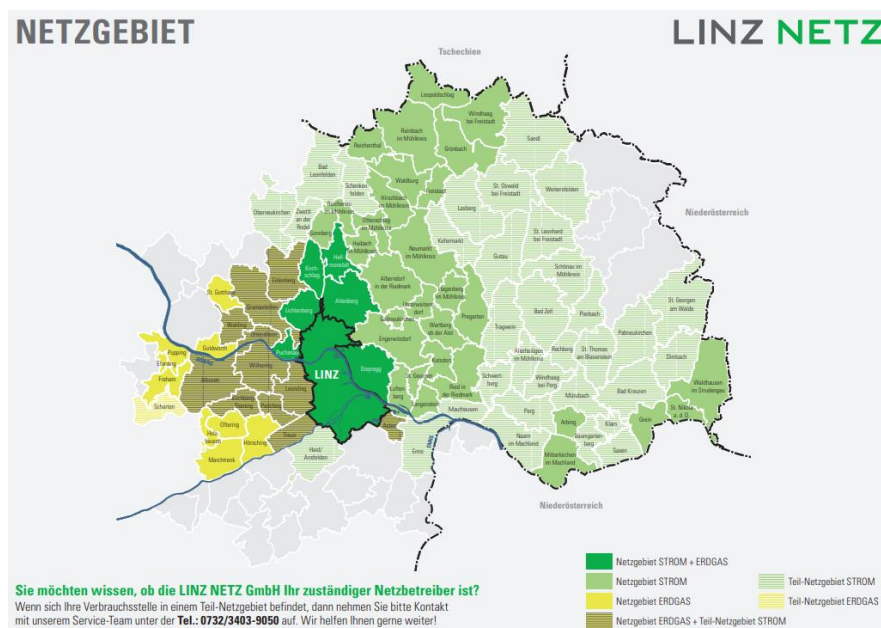


Abbildung 19 Übersicht des Netzgebietes der LINZ NETZ GmbH [22]

Insgesamt reicht das Verteilnetz über eine Versorgungsfläche von 1645,5 km². Mit 28 Umspannwerken sowie knapp 3000 Trafostationen erfolgt die Verteilung auf verschiedenen Netzebenen. Die Netzhöchstleistung wurde am 22.01.2020 mit 406,7 MW erreicht.

Die Systemkilometer der LINZ NETZ GmbH sind in der folgenden Tabelle ersichtlich:

Tabelle 7 Netzlänge und Verkabelungsgrad LINZ NETZ GmbH [22] (Stand 30.09.2023)

Netzlänge (Systemkilometer)		
Hochspannung	219,25 km	Verkabelungsgrad: 17,9 %
Mittelspannung	2.479,43 km	Verkabelungsgrad: 55,9 %
Niederspannung	5.623,53 km	Verkabelungsgrad: 68,4 %
Gesamt	8.322,21 km	Verkabelungsgrad: 63,3 %

Für die Betrachtung von dezentralen Einspeiseanlagen ist vor allem das 26 kV Mittelspannungsnetz im ländlichen Raum von Bedeutung. In der folgenden Abbildung ist das Modell des 26 kV Mittelspannungsnetzes um Überlandbereich für die Simulation mittels SINCAL dargestellt.

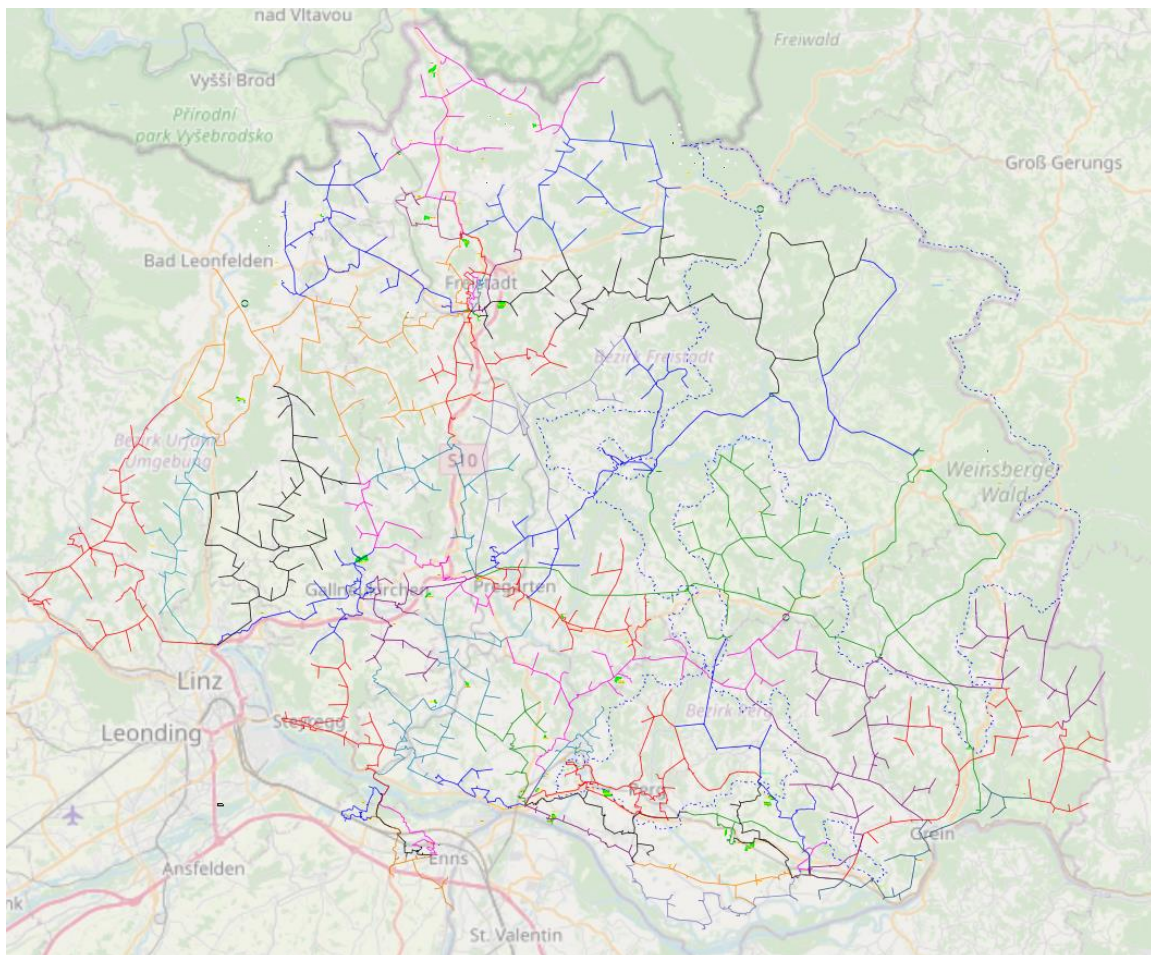


Abbildung 20 Bestehendes 25 kV MSP-Netz für die Simulation in SINCAL(c)

4 Prognose 2030 und 2040

Für die Erstellung einer Prognose für das Jahr 2030 und 2040 wurden die Studien des österreichischen Umweltbundesamts [23], der österreichische Netzinfrastukturplan 2024 [24] und der Bericht über die Entwicklung von Strombedarf und -erzeugung im Versorgungsbereich von Netz OÖ [25] herangezogen. Daraus lassen sich folgende Zahlen ableiten:

4.1 Theoretisch technisches Potential für PV-Freiflächenanlagen

In Bezug auf die Nutzbarkeit von PV-Freiflächenanlagen gibt es den Begriff des theoretisch-technischen Potenzials. Dieses Potential umfasst die gesamten Flächen, die unter der Einhaltung der obigen Rahmenbedingungen, aber ohne Rücksicht auf folgende Kriterien betrachtet werden:

- Flächennutzbarkeit:
 - Flächennutzungskonkurrenz (z.B. Bodenfruchtbarkeit)
 - Eigentumssituation
 - Netzanschlussmöglichkeit
 - Sonnenstrahlungsintensität
- Wirtschaftlichkeit
 - Errichtung und Wartungskosten abhängig von der Komplexität der Anwendung
 - Doppelnutzbarkeit
 - Netzanschlusskosten
- Umsetzbarkeit
 - Fehlende Flächenwidmungen
 - Zeitaufwendige Bewilligungen
 - Akzeptanz (Landschaftsbild, Siedlungsnähe, ...)

Abzüglich dieser gesamten Realisierungsfaktoren erhält man ein realisierbares Potential. Dieses ist stark abhängig davon, inwiefern und welche Klimaziele und Vorgaben beziehungsweise Rahmenbedingungen gelegt werden. So kommt es zu unterschiedlichen Szenarien und Ergebnissen anhand deren das theoretisch-technische Potenzial auf ein realisierbares Potential reduziert wird. [26]

Für ganz Österreich und Oberösterreich ergeben sich nun folgende theoretisch technische Potentiale:

Tabelle 8 Theoretisch-technisches Potenzial von Photovoltaik in Österreich und Oberösterreich

Gebäude		Freiflächen		Gesamt PV	
Österreich	OÖ	Österreich	OÖ	Österreich	OÖ
82 TWh [23]	17,9 TWh [25]	197,5 TWh [23]	33,8 TWh [23]	279,5 TWh	51,7 TWh

4.2 Entwicklungsszenarien in Österreich

Insbesondere das Umweltbundesamt (UBA) erstellt in zweijährigem Intervall fundierte Szenarien zur möglichen Entwicklung von österreichischen Treibhausgas-Emissionen, die als Grundlage zur Erfüllung der EU-Berichtspflicht im Rahmen des Monitoring Mechanismus (gemäß der Verordnung EU/601/2012) herangezogen werden. Die Szenarien fließen in den Klimaschutzbericht (zuletzt 2023 veröffentlicht) ein und dienen auch als Input für Diskussionen und politische Entscheidungsfindungen im Rahmen des Klimaschutzgesetzes zur Zielpfادهinhaltung bis 2030 sowie im Hinblick auf langfristige Entwicklungen bis 2050. Dabei werden drei verschiedene Szenarien unterschieden:

4.2.1 WEM - with existing measures

Das Szenario „mit bestehenden Maßnahmen“ („WEM“ - with existing measures) soll jeweils den Trend der letzten Jahre in die Zukunft fortschreiben, wobei in der Prognose gemäß Definition der Verordnung zum Monitoring Mechanismus (Verordnung EU/601/2012) nur beschlossene und umgesetzte politische Maßnahmen zu einem jeweiligen Stichtag bei der Prognosen-Erstellung berücksichtigt werden.

4.2.2 WAM - with additional measures

Das Szenario „mit zusätzlichen Maßnahmen“ („WAM“ - with additional measures) soll die jeweils zukünftigen Entwicklungen unter der Annahme zeigen, dass alle Maßnahmen, die zu einem bestimmten Stichtag in Planung waren bzw. sind, oder nach Expertenmeinung eine hohe Umsetzungswahrscheinlichkeit haben, voll inhaltlich umgesetzt werden.

4.2.3 Transition 2017

Mit dem Szenario „Transition“ sollte 2017 aufgezeigt werden, wie eine Umsetzung des Pariser Klimaübereinkommens aus dem Jahr 2017 erfolgen kann, indem die Treibhausgas-Emissionen bis zum Jahr 2050 um mindestens 80% gegenüber 1990 reduziert werden. Zudem sollte das Szenario Anhaltspunkte für das Erreichen der Klimaziele für 2030 geben, die für Österreich eine Minderung der Treibhausgas- Emissionen, die nicht dem Emissionshandel unterliegen, um mindestens 36% vorsehen.

4.2.4 Gegenüberstellung der Zahlen für das Jahr 2030

In der folgenden Tabelle sind die Prognosen für das Jahr 2030 ersichtlich. Es wird der Anteil von Oberösterreich bei der Energieerzeugung aus Gebäude- und Freiflächenphotovoltaik der Energieerzeugung in Österreich gegenübergestellt. Auch die gesamte PV-Erzeugung in Österreich und Oberösterreich aus Gebäuden und Freiflächen ist ersichtlich.

Die Zahl der erzeugten Energie aus Gebäuden PV ist für das Jahr 2030 laut Umweltbundesamt gleich anzunehmen, da dort schon der maximale Ausbau geschieht. Varianz besteht für das Jahr 2030 nur noch in den Freiflächenanlagen. Die Spalte Freiflächen in Österreich wurde aus der Subtraktion von der

Gesamten PV-Erzeugung in Österreich weniger der Gebäudeerzeugung in Österreich ermittelt. Die Gesamte PV-Erzeugung in Oberösterreich wurde aus der Summe von den auf Gebäuden und Freiflächen installierten PV-FFA berechnet.

Tabelle 9 Szenarien Prognose 2030 Energie aus PV

Szenario	Gebäude		Freiflächen		Gesamt PV	
	Österreich	OÖ	Österreich	OÖ	Österreich	OÖ
WEM	7,9 TWh [23]	1,7 TWh [23]	5,1 TWh	1,6 TWh [23]	13,0 TWh [23]	3,3 TWh
WAM	7,9 TWh [23]	1,7 TWh [23]	11,1 TWh	2,1 TWh [23]	19,0 TWh [23]	3,8 TWh
Transition	7,9 TWh [23]	1,7 TWh [23]	13,1 TWh	3,1 TWh [23]	21,0 TWh [23]	4,8 TWh

4.2.5 Gegenüberstellung der Zahlen für das Jahr 2040

In der folgenden Tabelle sind die Prognosen für das Jahr 2040 ersichtlich. Es wird der Anteil von Oberösterreich bei der Energieerzeugung aus Freiflächenphotovoltaik der gesamten Energieerzeugung aus Freiflächenphotovoltaik in Österreich gegenübergestellt. Auch die gesamte PV-Erzeugung in Österreich aus Gebäuden und Freiflächen ist ersichtlich.

Die PV-Erzeugung aus Gebäudeanlagen im Jahr 2040 wurde auf Oberösterreich mit demselben Verhältnis wie im Jahr 2030 aufgeteilt. Im Jahr 2030 betrug das Verhältnis der Gebäude-PV-Erzeugung in OÖ 21,5 % der Gesamten Österreichischen Erzeugung. Dasselbe Verhältnis ergibt für das Jahr 2040 die Werte in der Spalte Gebäude-PV-Erzeugung in OÖ. Subtrahiert man im nächsten Schritt die Gebäude-PV-Erzeugung in Österreich von der Gesamte PV-Erzeugung in Österreich, so erhält man jenen Teil, welcher durch Freiflächen abgedeckt werden muss.

Das Verhältnis der gesamten PV-Erzeugung zwischen OÖ und Österreich beträgt im Jahr 2030 im Mittel über alle 3 Szenarien 22,5 %. Mit demselben Verhältnis wird nun hier für das Jahr 2040 die gesamte PV-Erzeugung von Österreich auf Oberösterreich umverteilt. Subtrahiert man wieder die PV-Gebäude-Erzeugung von OÖ von der Gesamten OÖ PV-Erzeugung, so erhält man jenen Teil, der im Jahr 2040 durch Freiflächen gedeckt werden muss.

Tabelle 10 Szenarien Prognose 2040 Energie aus PV

Szenario	Gebäude		Freiflächen		Gesamt PV	
	Österreich	OÖ	Österreich	OÖ	Österreich	OÖ
WEM	11,0 TWh [23]	2,3 TWh	4,0 TWh	1,1 TWh	15,0 TWh [23]	3,4
WAM	13,0 TWh [23]	2,8 TWh	17,0 TWh	4,0 TWh	30,0 TWh [23]	6,8
Transition	17,0 TWh [23]	3,7 TWh	24,0 TWh	5,5 TWh	41,0 TWh [23]	9,2

Interpretiert man diese Ergebnisse, ist ersichtlich, dass im Vergleich zwischen dem Jahr 2030 und 2040 im Szenario „WEM“ im Jahr 2040 ein geringerer Wert für Freiflächen PV in Österreich und OÖ ermittelt wurde. Dies kann auf die Art der oben beschriebenen Festlegung der Parameter zurückgeführt werden. Die Werte für die Szenarien WAM und Transition sind dahingehend eher als realistisch anzunehmen.

Der Wert für WAM wurde nicht für die Simulation verwendet. Es wurden andere Werte angenommen (siehe Kapitel 4.2.7).

4.2.6 Gegenüberstellung der Zahlen für das Jahr 2050

Bis in das Jahr 2050 werden WEM- und WAM-Szenarien derzeit nicht geführt. Lediglich das Szenario Transition wird bis in das Jahr 2050 geführt. Hier erfolgt im Sektor Strom aus PV kaum noch eine Änderung. Es ist laut [23] anzunehmen, dass der Ausbau von Photovoltaik um das Jahr 2040 abflacht. Dahingehend wurde in dieser Arbeit auch keine genauere Betrachtung des Jahres 2050 getätigt.

Tabelle 11 Vergleich der Jahre 2040 und 2050 im Szenario Transition

	Gesamt PV in Österreich	
Szenario	2040	2050
Transition	41 TWh [23]	42 TWh [23]

4.2.7 Zusammenfassende Annahme für Szenarien in dieser Arbeit

Für diese Arbeit soll eine Varianz der Szenarien ein großes Spektrum an möglichen Ergebnissen abdecken. Hierzu wurden folgende Werte für die Jahre 2030 und 2040 gewählt.

Tabelle 12 Minimaler und maximaler Wert der FFA-Jahreserzeugung in Oberösterreich

	2030	2040
Minimaler Wert	1,6 TWh	3,1 TWh
Maximaler Wert	3,0 TWh	5,5 TWh

In den Szenarien werden diese Leistungen für OÖ zunächst auf die Umspannwerke und anschließend mittels zufälliger Auswahl auf die potenziellen Flächen aufgeteilt. Eine genauere Beschreibung der ganzen Unsicherheitsfaktoren und wie die Aufteilung erfolgt ist in Kapitel 4.3 enthalten.

4.3 Bestimmungen für PV-Freiflächenanlagen in Oberösterreich

Laut der Photovoltaik Strategie des Landes Oberösterreich [26] liegen diverse Rahmenbedingungen für die Errichtung von PV-Freiflächenanlagen vor. Dabei wird auf folgende Punkte geachtet:

- Wasserwirtschaft: keine Errichtung in Hochwasserabflussbereichen, Sicherheitsabstand zu Gewässern, ...
- Forstwirtschaft: Erhalt der Waldflächen, kein Nutzungskonflikt, ...
- Naturhaushalt: Schutz von Naturschutzgebieten, Wildtierkorridore, ...
- Landschaftsschutz: geschützte Landschaftsteile, Vielfältige Kultur- und Naturlandschaften, ...

- **Energiewirtschaft:** Aus energiewirtschaftlicher Sicht ergeben sich optimale Anlagenbereiche im Nahbereich von Umspannwerken der Kategorie 110/30 kV-Ebene. Als Nahbereich wird ein 5 km Umkreis gesehen, wobei ein suboptimaler Nahbereich im Umkreis von 7,5 km zu betrachten ist. Umgesetzt wurde diese Maßnahme, indem Flächen im Umkreis von UW eine um einen Punkt höhere Bodenfruchtbarkeit vorweisen dürfen, um auf ihnen eine PV-Freiflächenanlagen errichten zu können.
- **Raumordnung:** Regionale Grünzonen
- **Landwirtschaft und Bodenschutz:** Standorte mit hoher Bodenfruchtbarkeit werden ausgeschlossen. Die Bodenfruchtbarkeit ist in 5 Stufen unterteilt, wobei Stufe 5 die höchste Fruchtbarkeit aufweist.

4.3.1 Rahmenbedingungen für die Beurteilung der potenziellen Flächen

Zur Abschätzung der zu erwartenden Größen der zukünftigen PV-Freiflächenanlagen wurden folgende Annahmen beziehungsweise Vernachlässigungen getroffen:

4.3.1.1 Leistung pro Fläche

Maximale Modulleistung unter Volllast von 1 MWp pro ha Fläche [27] gilt derzeit als realistisch. Anzumerken ist, dass die Maximalleistung pro Fläche durch die schnelle Entwicklung und Innovationen im Bereich Photovoltaik sicherlich in den kommenden Jahren steigen wird. Die Leistung pro Fläche ist von folgenden Faktoren abgängig:

- **Effizienz der verbauten Module**
Der Wirkungsgrad von PV-Modulen stieg im Zeitraum 2011 bis 2021 im jährlichen Mittel um 0,56 %. Der Anstieg ist derzeit als linear anzunehmen. [28] Derzeit (2024) rechnet man mit einer Flächenleistung von 1 ha \triangleq 1 MWp. Für 2030 ist eine Prozentuelle Steigerung von knapp 3 % zu erwarten. Die Flächenleistung steigt somit auf 1 ha \triangleq 1,03 MWp. Für das Jahr 2050 geht man im Vergleich zu 2030 von einer Steigerung um 16 % aus. Das heißt, 2050 gilt in etwa 1 ha \triangleq 1,16 MWp. Aufgrund der geringen Änderung bis 2030 wurde bei den Berechnungen für die Flächen ein Verhältnis von 1 ha \triangleq 1 MWp für die Berechnung verwendet. Andere Faktoren wie Verbauungsgrad, Grundbesitz, ... haben vermutlich eine viel höhere Auswirkung und Unsicherheit bei der Flächenausnutzung. Für Prognosen im Jahr 2040 wurde jedoch schon von einer Effizienzsteigerung um das Verhältnis von 1 ha \triangleq 1,05 MWp (5%) ausgegangen. Eine Steigerung um 10 % macht in diesem Fall weniger Sinn, da die Anlagen über einen längeren Zeitraum verbaut werden und auch ältere Anlagen zu der Gesamtleistung beitragen.
- **Verbauungsgrad der Fläche mit PV**
Bei einem geringerem Verbauungsgrad (nicht vollkommene Schattierung unter Paneelen) kann die Fläche auch noch landwirtschaftlich verwendet werden. Da die angenommenen Flächen jedoch in Bereichen mit sehr geringer Bodenfruchtbarkeit errichtet werden, hat eine Doppelnutzung mit einem ebenfalls hohen landwirtschaftlichen Nutzungsgrad derzeit weniger Sinn und wird auch bei der Betrachtung der Flächen nicht berücksichtigt.
- **Ausrichtung der PV-Paneele**

Bei PV-Freiflächenanlagen kann eine reine Süd- aber auch eine Ost-/West- Ausrichtung erfolgen. Bei der Ost-/West- Ausrichtung wird über einen längeren Tageszeitraum Energie geliefert. Der Spitzenwert der Leistung um die Mittagszeit ist jedoch gedämpfter. Diese Art der Verstetigung der Stromerzeugung ist auch erstrebenswert. Der maximale Jahresertrag ist durch eine Ost-/West- Ausrichtung etwas höher. [29] Jedoch ist bei der Ost-/West- Ausrichtung eine größere Anzahl an Modulen notwendig. Ein zu großer Unterschied bzgl. der Flächenausnutzung ist nicht zu erwarten. Daher wurde keine Differenzierung getroffen.

- Sonnenstunden/Strahlung

Die Anzahl der Sonnenstunden ist gebietsabhängig. Da es sich bei den betrachteten Gebieten um kleine Gebiete handelt, ist die durchschnittliche Anzahl der Sonnenstunden pro Jahr im Bereich von 1650 h/a bis 1800 h/a über die gesamte Fläche als gleich angenommen worden. Es wurde aufgrund der einzelnen Standorte nicht mit Reduktionsfaktoren aufgrund der Sonnenstunden gerechnet.

- Gelände

Das Gelände hat einen wesentlichen Einfluss auf die Flächenausnutzung. So kann an z. B. Nordhängen weniger Energie als in südlich ausgerichteten oder gar flachen Flächen erwirtschaftet werden.

- Infrastruktur

Rund um die PV-Freiflächenanlagen wird ein Zaun und in der Regel auch eine Hecke errichtet. Auch Einrichtungen für z. B. den Wechselrichter benötigen Platz.

- Modulleistung / Wechselrichterleistung

Die angegebene Leistung in der Bewertung der Anlagen ist jene Leistung, die am Anschluss maximal zu erwarten ist. Somit ist es auch die maximale Leistung, die der Wechselrichter ausgeben wird. Bei Anlagen besteht auch die Möglichkeit, eine höhere Anzahl an Modulen zu verwenden, sodass die Modulleistung über der maximalen Leistung des Wechselrichters liegt. Somit steigt die Zeit der Vollaststunden. Dieses Konzept wird nicht als wesentlich entscheidend betrachtet und daher vernachlässigt, da das Netz auf die Spitzenleistung der Wechselrichter ausgelegt werden muss.

- Vollaststunden:

Für die Berechnungen an den Anlagen werden 1000 Vollaststunden [24] angenommen.

4.3.1.2 Minimale Größe von relevanten PV-Freiflächenanlagen

Die minimale Größe für PV-Freiflächenanlagen wurde mit 0,25 ha \pm 0,25 MWp angenommen. Kleinere Anlagen können noch leichter in das Bestandsnetz eingegliedert werden oder befinden sich direkt an einem Standort mit vorhandenen Verbrauchern (z. B. Industrieanlage) und eine Aufteilung in zwei Netze hätte wenig Sinn. In der TOR-Stromerzeugungsanlagen Typ A [3] werden Anlagen kleiner 0,25 MW als Anlagen des Typs A bezeichnet. Für Erzeugeranlagen des Typs B, C und D (alle größer 0,25 MW) gelten höhere Standards und Anforderungen [4] [5] [6].

4.3.2 Methodik der Beurteilung der potenziellen Flächen für PV-Freiflächenanlagen im Bereich von Umspannwerken

Zur Abschätzung des theoretisch-technischen Potenzials von Freiflächen rund um UW wurden die Punkte aus Kapitel 4.2.7 berücksichtigt. Alle diese Kriterien sind im DORIS [30] eingetragen und es kann anhand einer Karte eine Bewertung der Flächen erfolgen. Dabei wird in drei Kategorien unterschieden:

- Rot: Keine Errichtung von PV-Freiflächenanlagen möglich.
- Gelb: Genauere/ tiefergehende Überprüfung für die Errichtung von PV-Freiflächenanlagen nötig.
- Blau: Prüffläche (vorbehaltlich einer positiven Landschaftsbildbewertung durch einen Sachverständigen des Bezirksbauamtes).

Während bei Standorten in der roten Kategorie bereits ein Kriterium zum Ausschluss führt, ist bei Standorten in der gelben Kategorie neben der tiefergehenden Prüfung des jeweiligen Kriteriums auch die Sensibilität der betroffenen Landschaft mit besonderem Bedacht zu prüfen.

Betrachtet man nun beispielhaft den Umkreis um das UW Baumgartenberg, so ergibt sich folgendes Bild:

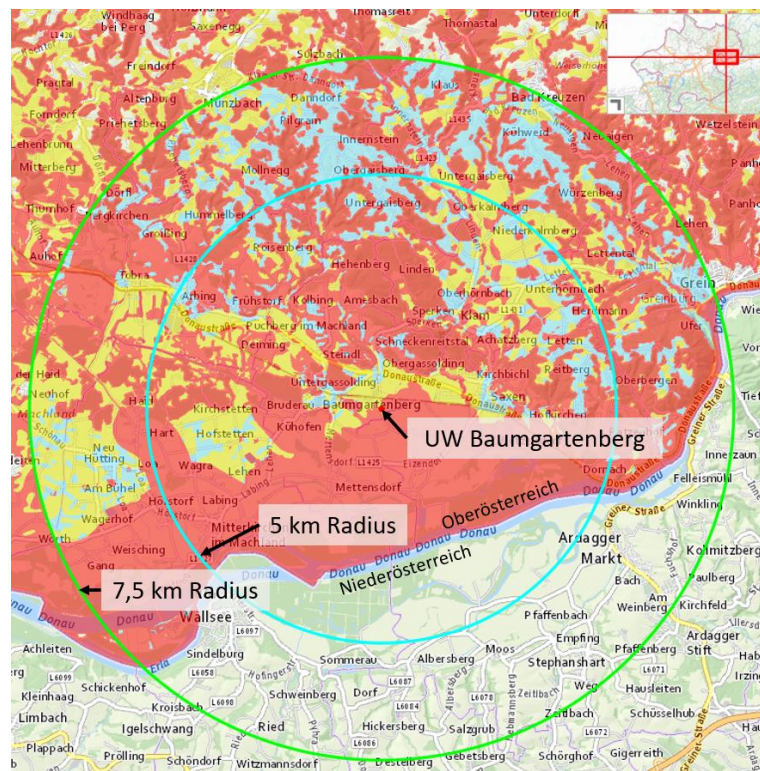


Abbildung 21 potenzielle PV-Freiflächennutzung um Umkreis des UW Baumgartenberg

Ersichtlich sind die roten, gelben und blauen Flächen rund um das UW Baumgartenberg. Für die Ermittlung des theoretisch-technischen Potenzials von Freiflächen werden die blauen Flächen herangezogen. Diese wurden mittels folgender Methodik vermessen:

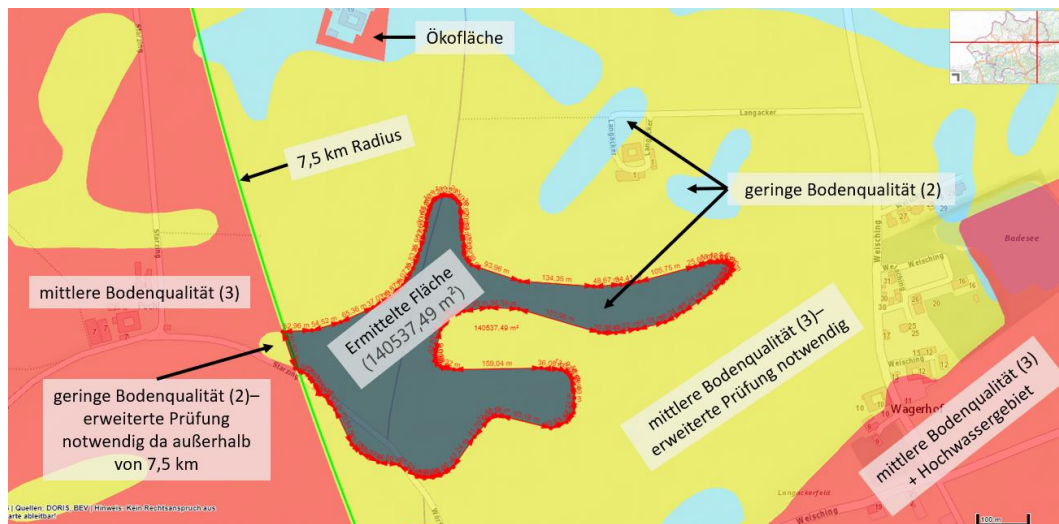


Abbildung 22 Beispielhafte Ermittlung von PV-Freiflächen (UW Baumgartenberg Nr. 7)

Ebenfalls wurde bei diesem Ausschnitt der Grund der Bewertung eingetragen. Zu erkennen ist, dass Außerhalb des 7,5 km Radius eine Bodenqualität der Stufe 3 (von 5) nicht mehr für Freiflächen-PV zulässig ist.

Ebenfalls als blaue Flächen gekennzeichnet wurden Siedlungsgebiete. Diese wurden nicht in die Flächenbewertung hineingenommen und wie anhand des folgenden Bildes ersichtlich bewertet:

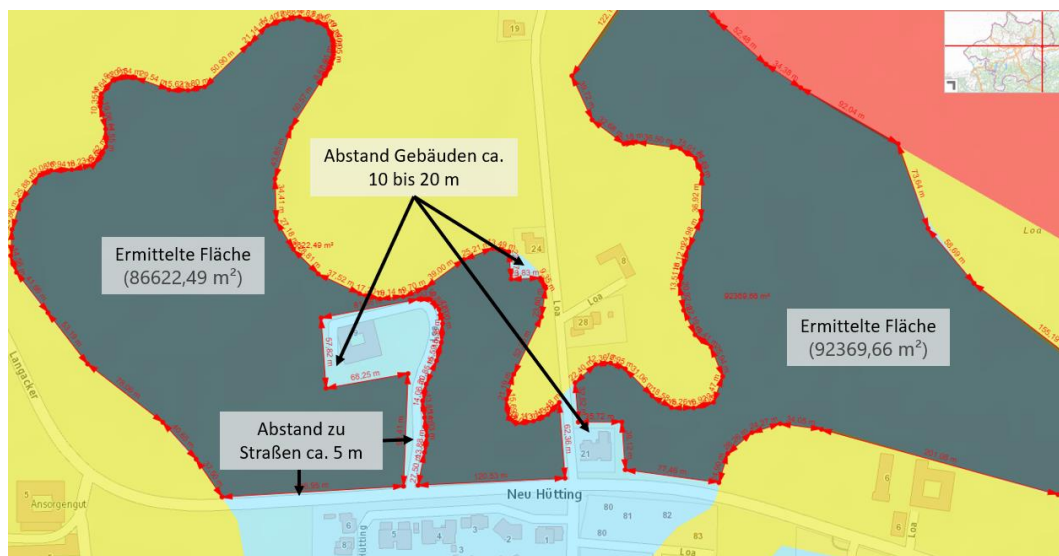


Abbildung 23 Ermittlung der Fläche bei Siedlungsgebieten und Straßen (UW Baumgartenberg Nr. 195)

Bei Bewaldung wurde die bereits im DORIS eingezeichnete 30 m Zone rund um Wälder als Grenze herangezogen.

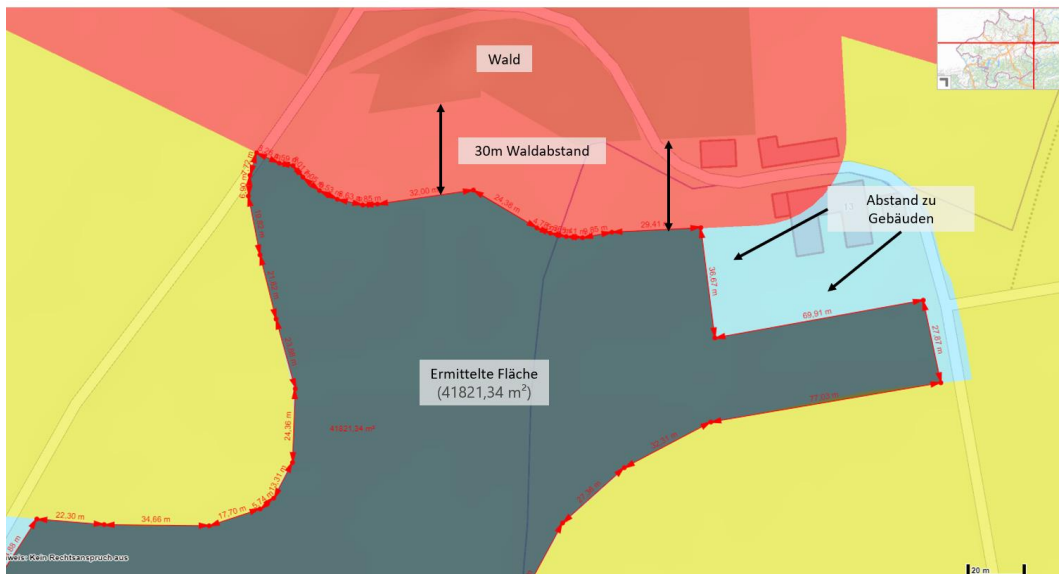


Abbildung 24 Ermittlung der Fläche bei Wäldern (UW Baumgartenberg Nr. 186)



Abbildung 25 Ermittlung der Fläche, wenn eine Straße durch die Fläche verläuft (UW Baumgartenberg Nr. 2)

Führt eine Straße durch eine Fläche, wurde diese herausgerechnet und beide Flächen addiert.

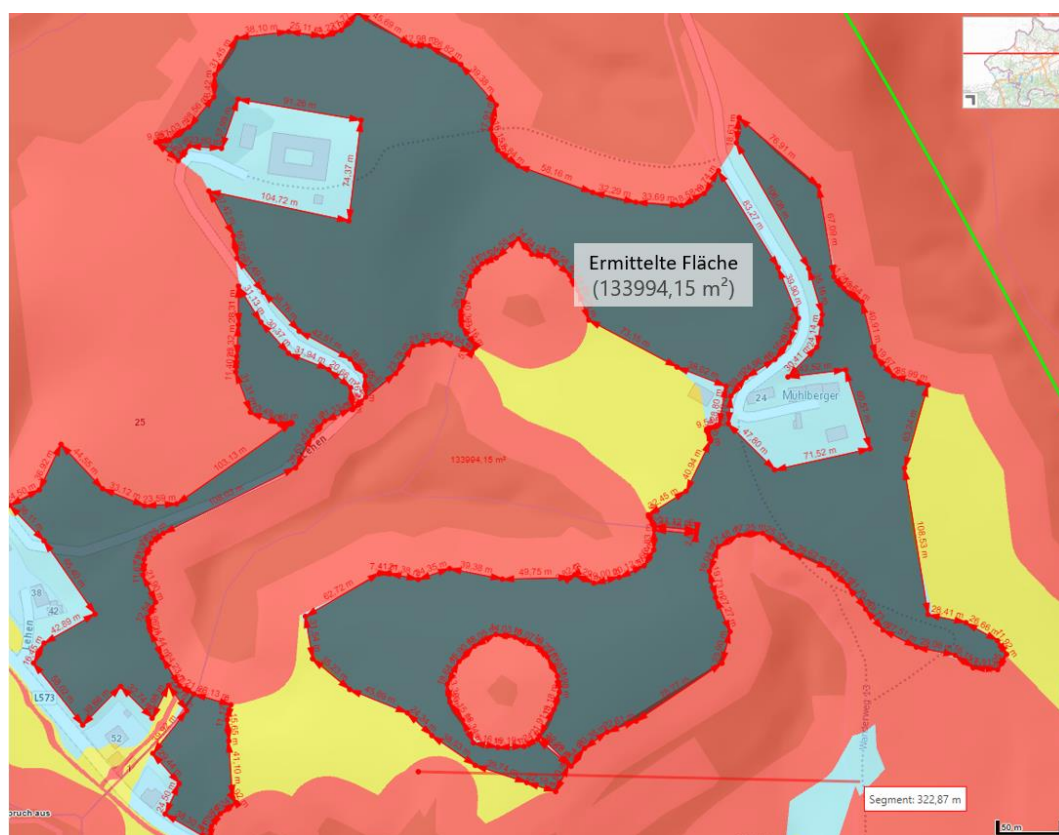


Abbildung 26 Weiteres Beispiel für eine Ermittlung einer Fläche (UW Baumgartenberg Nr. 120)

4.3.2.1 Flächen rund um das UW Baumgartenberg

Eine Nummerierung aller Flächen wurde vorgenommen und diese in eine Tabelle eingetragen. Anschließend wurde nach der Größe der Flächen kategorisiert. Diese wurden dann anschließend abhängig von deren Entfernung zum UW und Größe in der folgenden Abbildung dargestellt.

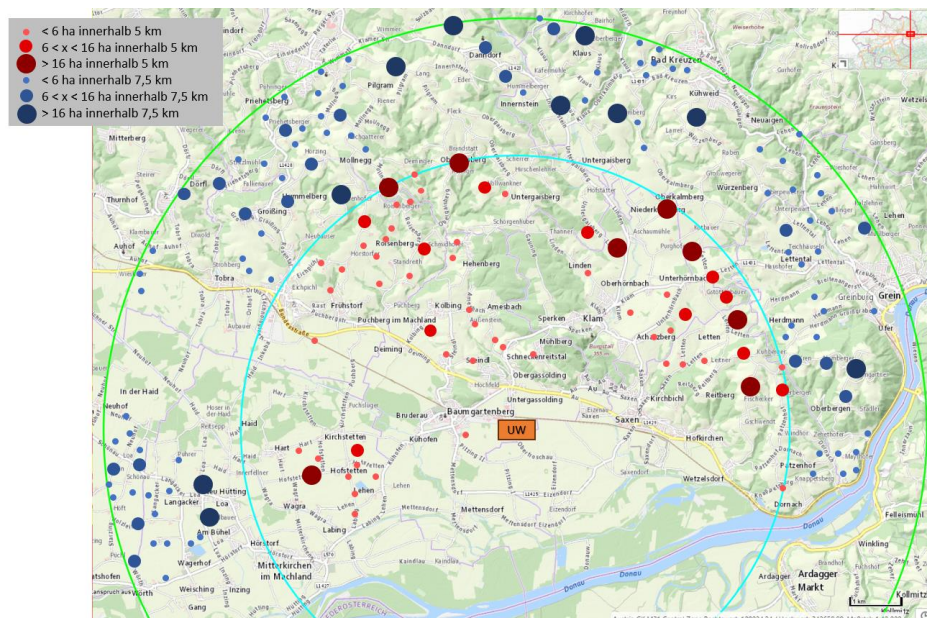


Abbildung 27 Beurteilung der potenziellen Flächen für PV-Freiflächenanlagen um das UW Baumgartenberg

4.3.2.2 Flächen rund um das UW Mauthausen

Die Flächen rund um das UW Mauthausen wurden nach demselben Prinzip nummeriert und kategorisiert:

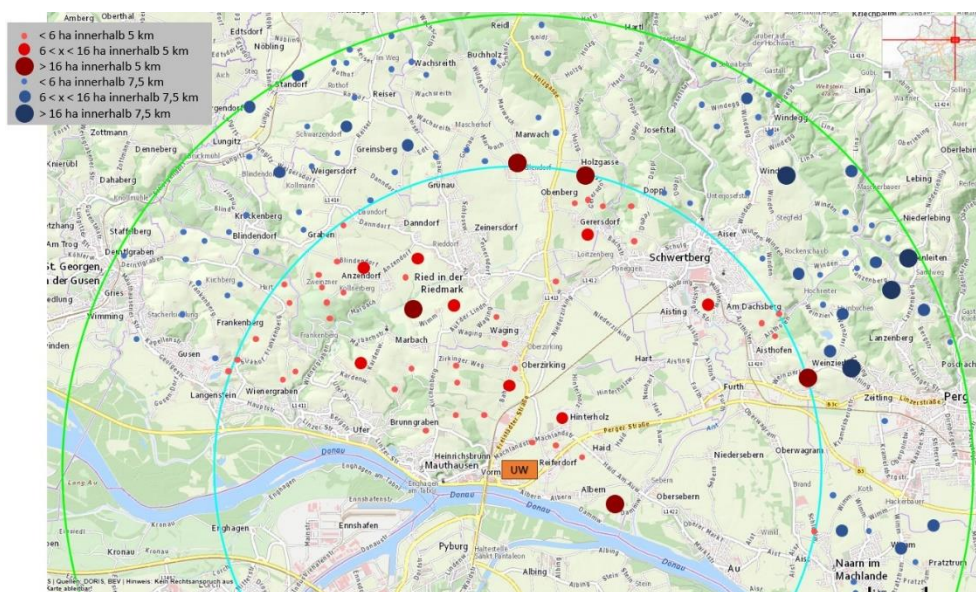


Abbildung 28 Beurteilung der potenziellen Flächen für PV-Freiflächenanlagen um das UW Mauthausen

4.3.3 Gesamten Potenzialflächen rund um die UW Baumgartenberg und Mauthausen

Die gesamten im DORIS blau markierten Flächen ergeben folgende gesamte Fläche im 7,5 km Radius um die UW.

Tabelle 13 Gesamte potenzielle Fläche an den UW

Baumgartenberg	1276 ha
Mauthausen	771 ha

Geht man von derzeitigen Standardabschätzwerten von $1 \text{ ha} \triangleq 1 \text{ MWp}$ aus, so ist ersichtlich, dass eine Reduktion der Flächen erfolgen muss, wenn die prognostizierten Werte aus Szenarien aus Tabelle 8 – Tabelle 10 erreicht werden sollen. Dies wird in den folgenden Kapiteln (4.3.4 - 4.3.5) durchgeführt.

4.3.4 Die zu erwartende Leistung an den Umspannwerken

Durch die zuvor bewerteten Prognosen (Kapitel 4.2) konnten nur Aussagen für ganz Oberösterreich getroffen werden. Diese Zahlen müssen im nächsten Schritt auf die einzelnen UW aufgeteilt werden. Die Bewertung der einzelnen UW muss getroffen werden, da ländlichere UW in ihrem 7,5 km Umkreis eine höhere Anzahl an potenziellen Flächen haben als jene UW in städtischem Gebiet oder jene mit überschneidenden 7,5 km-Radien.

Eine genaue Bewertung aller Potentialflächen von ganz Oberösterreich in DORIS nach dem System in Kapitel 4.3.2 ist mit viel Aufwand verbunden. Die daraus gewonnene Genauigkeit ist durch andere Faktoren wieder genau so wenig aussagekräftig, sodass in diesem Fall eine einfachere Aufteilung gemacht werden kann. Hier werden die Flächen rund um die ländlichen Umspannwerke in OÖ betrachtet. Es wird auf Überschneidungen mit anderen UW und auf Ländergrenzen geachtet. (genaue Aufschlüsselung siehe Anhang Kapitel 10.3). Einspeisungen aus Nachbarbundesländern oder Nachbarstaaten sind aufgrund der Konzessionsgebiete eher unwahrscheinlich. In der folgenden Abbildung sind alle UW in OÖ eingetragen.

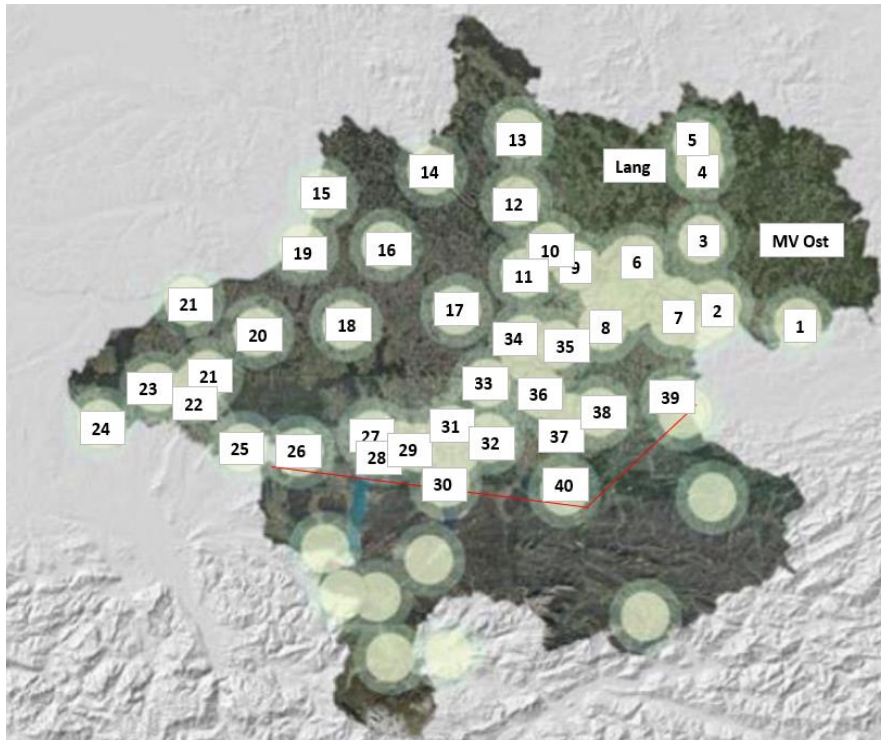


Abbildung 29 Überblick aller UW in OÖ mit 5 bzw. 7,5 km Radius [26]

Im südlichen Teil Oberösterreichs wird die FFA-PV eher ausgeschlossen. Hier sind die Hauptausschlusskriterien der Naturschutz und die unebene geographische Lage. Alle anderen UW und auch die zwei neu geplanten UW im LINZ NETZ GmbH Gebiet wurden nummeriert und eingezeichnet. Anzumerken ist, dass die Fertigstellung des UW Mühlviertel Ost (MV Ost) erst 2031 erfolgen soll. Daher fließt dieses UW nur in die Szenarien 2040 hinein.

4.3.5 Tatsächliche Größe der Anlage

Die tatsächliche Größe der errichteten PV-Freiflächenanlagen, abhängig von der Größe der Potentialflächen, wird in den verschiedenen Szenarien variiert. Es ist anzunehmen, dass nicht die gesamte potenzielle Fläche verbaut beziehungsweise genutzt werden kann. Um trotzdem eine gleichmäßige Verteilung der Flächen im Umkreis um die Umspannwerke zu erhalten, wurde wie folgt vorgegangen:

- Die zu erwartende Leistung an den UW wurde anhand der verschiedenen Prognosen (2030/2040) gemäß den Werten in Tabelle 8 – Tabelle 10 angenommen.
- Die Anzahl der potenziellen Flächen wurde ebenfalls in jedem Szenario angepasst und per Zufall auf die gesamten Flächen aufgeteilt. Diese Aufteilung ist aus dem Anhang zu entnehmen.
- Im nächsten Schritt wurde ein prozentueller Ausnützungsgrad für kleine Flächen (<6 ha) vorgegeben.
- Für mittelgroße (> 6 ha; < 20 ha) wurde der halbe Ausnützungsgrad in Bezug auf kleine Flächen angenommen.
- Für große Flächen (> 20 ha) wurde nur ein Viertel des Ausnützungsgrades von kleinen Flächen angenommen. Dieser geringere Ausnützungsgrad ist zu erwarten, da bei der gesamten

Betrachtung keine Besitzeigentumserhebungen gemacht wurden. Daher ist anzunehmen, dass größere Flächen meist mehreren Eigentümern gehören und somit eine Bebauung der gesamten Fläche eher als unwahrscheinlich gilt. Der prozentuelle Ausnutzungsgrad für kleine Flächen wurde in den nächsten Schritten so angepasst, dass die Leistung an den UW der zu erwartenden Leistung laut Prognose entspricht.

So ergeben sich folgende Werte für die einzelnen UW:

Umspannwerk Baumgartenberg:

Tabelle 14 Aufteilung der zu erwartenden Leistung auf die Flächen in Abhängigkeit der Szenarien für das UW Baumgartenberg

Jahr		2030				2040			
Szenario		1a	1b	2a	2b	3a	3b	4a	4b
Zielleistung am UW	in MW	44,8	86,7	44,8	86,7	81,1	148,6	81,1	148,6
Anzahl der genutzten Flächen	in Prozent	5,0	5,0	20,0	20,0	33,3	33,3	50,0	50,0
< 6 ha Fläche	in Prozent	46,0	78,0	30,0	57,5	34,5	64,5	25,0	45,5
6 ha ≤ Fläche ≤ 16 ha	in Prozent	23,0	39,0	15,0	28,8	17,3	32,3	12,5	22,8
> 16 ha Fläche	in Prozent	11,5	19,5	7,5	14,4	8,6	16,1	6,3	11,4
Summe Leistung UW	in MW	39,1	69,6	45,2	86,6	81,5	148,9	81,7	148,4

Umspannwerk Mauthausen:

Tabelle 15 Aufteilung der zu erwartenden Leistung auf die Flächen in Abhängigkeit der Szenarien für das UW Mauthausen

Jahr		2030				2040			
Szenario		1a	1b	2a	2b	3a	3b	4a	4b
Zielleistung am UW	in MW	33,6	65,0	33,6	65,0	60,8	111,5	60,8	111,5
Anzahl der genutzten Flächen	in Prozent	5,0	5,0	20,0	20,0	33,3	33,3	50,0	50,0
< 6 ha Fläche	in Prozent	59,0	100,0	31,5	61,0	35,0	64,0	24,0	44,5
6 ha ≤ Fläche ≤ 16 ha	in Prozent	29,5	50,0	15,8	30,5	17,5	32,0	12,0	22,3
> 16 ha Fläche	in Prozent	14,8	25,0	7,9	15,3	8,8	16,0	6,0	11,1
Summe Leistung UW	in MW	27,9	46,1	33,5	64,8	60,9	111,4	60,5	112,1

Für die Untersuchung von Einspeisenetzstrukturen ist das Szenario 1a und 1b eher nicht von großer Relevanz. In diesem Szenario sind nur wenige große Anlagen vorhanden. Diese Anlagen sind meist so groß, dass sie in die Netzebene 4 fallen und somit nicht in ein Einspeisenetz integriert werden können. Daher wird das Szenario 1a und 1b nicht weiter betrachtet.

In der Zeile Zielleistung am UW ist jene Leitung, welche laut Prognose an dem UW zu erwarten ist. Szenarien mit der Endung „a“ sind die minimalen Werte runtergebrochen pro UW, die in Kapitel 4.2.7 festgelegt wurden. Szenarien mit der Endung „b“ sind die maximalen Werte. Die Zufallsauswahl zwischen den Szenarien mit der Endung „a“ und „b“ blieb aber aus Vergleichszwecken ident.

Nach einer zufälligen Auswahl der gesamten potenziellen Flächen (Anzahl der genutzten Flächen) und der Reduktion anhand eines Ausnutzungsgrades der Flächen abhängig von deren Größe erhält man

die tatsächliche Leistung an den UW. Diese Leistung ist in der untersten Zeile aufgetragen und sollte im Bereich der vorgegebenen Zielleistung pro UW liegen. Somit unterscheidet sich das Szenario 1 und 2 nur durch eine geringere/höhere Anzahl an Anlagen und dahingehend einem anderen Flächenausnutzungsfaktor. Die Zufallsauswahl ist Zwischen Szenario 1 und 2 auch unterschiedlich. Die gleichen Unterschiede gibt es auch bei Szenario 3 und 4. Wichtig ist anzumerken, dass diese Potenzialflächen und das daraus resultierende entworfene Netz nicht mit konkreten zukünftig real errichteten Netzstrukturen vergleichbar ist, da es sich um eine zufällig angenommene Verteilung beziehungsweise Aufteilung handelt.

4.3.5.1 Grundeigentum

Grundbesitzverhältnisse wurden bei der Flächenerhebung nicht berücksichtigt. Da aber eine prozentuelle Reduktion der Anzahl und der Fläche der Anlagen erfolgt, kann wiederum so auf die Verfügbarkeit von tatsächlich bebaubaren Grundstücken in den prognostizierten Bereichen geschlossen werden.

4.3.5.2 Maximale Entfernung zum UW

Wie schon in Kapitel 2.2 erwähnt, fallen Anlagen mit einer netzwirksamen Leistung von größer 5 MW in die Netzebene 4. Um die Kosten für solch eine Verlegung tragen zu können, ist davon auszugehen, dass je km Leitungslänge zum Umspannwerk die Anlage 1 MW installiert haben muss, damit sie noch wirtschaftlich ist. [27]

Berücksichtigt man das Gelände, so ist die Entfernung der Anlage zum UW in der Regel nicht geradlinig mit einer Leitung zu bewältigen. Um eine grobe Abschätzung bei der Entfernung zum UW zu ermöglichen, wurde die Luftlinie um 20 % erhöht. So ist z. B. eine Anlage 5 km Luftlinie vom UW nur noch mit 6 MW rentabel.

Für Anlagen keiner 5 MW ist der Verteilnetzbetreiber für einen Anschluss in sein Netz und für die gegebenenfalls notwendige Errichtung einer Leitung verantwortlich. Nur diese Anlagen sind für die Betrachtung eines Einspeisenetzes von Relevanz.

Bei Anlagen größer 5 MW muss laut [1] die Leitung von der Anlage zum nächstgelegenen UW durch den Anlagenbetreiber errichtet werden. Hier fällt die vorhin betrachtete Abschätzung von mindestens 1 MW pro km Leitungslänge wieder ins Gewicht. Daher wurden Anlagen, die unter diesen Wert fallen, automatisch vergrößert, sofern dies von der Fläche möglich war, um noch wirtschaftlich zu sein. Als Beispiel dient eine Anlage aus Szenario 1b (UW Baumgartenberg Bau von 5 % der möglichen Standorte):

Potenzielle Anlage Nr. 170 (Kapitel 10.1.1): mittelgroße Fläche ($A = 13,3$ ha); Flächenausnutzung ($k = 39$ %); $1 \text{ ha} \triangleq 1 \text{ MW}$; Entfernung Luftlinie zur Anlage ca. $l = 7$ km;

Nach Berechnung ohne Berücksichtigung der Entfernung erhält man folgende Anlagengröße:

$$P = A \cdot k = 13,3 \text{ ha} \cdot 39 \% = 5,19 \text{ MW}$$

14

Da die Entfernung (Luftlinie) ca. $l = 7 \text{ km}$ beträgt, wäre diese Anlage nicht rentabel. Jedoch ist die potenzielle Fläche noch nicht maximal ausgelastet. Erhöht man die Luftlinienentfernung um 20 %, so erhält man eine realistische Leitungslänge (Straßenverlauf, Wohngebiete, ...)

$$P_{min} = l \cdot 120 \% = 7 \text{ km} \cdot 120 \% \approx 8,5 \text{ MW}$$

15

Die theoretisch verfügbare Fläche sind 13,3 ha. Daher ist eine Verwendung von 8,5 ha ($\hat{=}$ 8,5 MWp) wirtschaftlich. In diesem Fall wird die Fläche also mit 8,5 MWp anstatt von 5,19 MWp in die Bewertung fallen.

4.4 Windkraft und Dachflächen PV

In Kapitel 2.2 wird bereits die Leistungsgröße von Anlagen, die in ein eigenes Einspeisenetz integriert werden können, beschrieben. Der für dieses Konzept betrachtete Bereich für die Größe von dezentralen Einspeisern liegt zwischen 250 kW und 5 MW Spitzenleistung. Neu errichtete Windkraftanlagen sind größer als 5 MW. Vor allem wenn sie in Form von Windparks errichtet werden, überschreitet deren Leistungsgröße die Grenze von 5 MW bei weitem. Dachflächenpotenziale werden für die Untersuchung von eigenen Einspeisenetzen ebenfalls vernachlässigt. Deren Größe ist meist unter 250 kW netzwerkstärker Spitzenleistung. Für die wenigen Anlagen, die über diesem Wert liegen, kann nur eine schwere Abschätzung des Standortes und der Verfügbarkeit von einem Einspeisenetz in der Nähe getroffen werden. Liegen diese Dachflächen außerhalb des Radius von 7,5 km von einem Umspannwerk (siehe Kapitel 4.3), so ist die Wahrscheinlichkeit, dass ein Einspeisenetz in der Nähe ist, sehr gering. Eine Integration in das Bestandsnetz ist in diesem Falle mit großer Wahrscheinlichkeit nicht von wirtschaftlichem Vorteil. Daher werden für das Konzept eines Einspeisenetzes nur Freiflächenanlagen betrachtet. Windkraft und Dachflächenphotovoltaik werden aufgrund deren Leistungsgröße nicht beurteilt.

Bei der Eingliederung von PV-Freiflächenanlagen in das Bestandsnetz darf jedoch der zukünftige Ausbau von Dach- und Gebäude PV nicht außer Acht gelassen werden. Eine noch stärkere Auslastung des Bestandsnetzes ist in diesem Fall zu erwarten.

5 Eingliederung von potenziellen PV-Freiflächenanlagen in das bestehende Verteilnetz

5.1 Eingliederung in das bestehende Verteilnetz ohne Netzausbau

5.1.1 Spannungshöhe

Bei der Eingliederung in das bestehende Netz ohne einen Netzausbau wurde mit der derzeit verwendeten verketteten Spannung von 26 kV gerechnet.

5.1.2 Art der Eingliederung

Die in Kapitel 4.3 zufällig ermittelten Standorte für PV-Freiflächenanlagen wurden abhängig von den Szenarien mittels SINCAL in das Bestandsnetz integriert. Alle anderen Einspeiseanlagen wurden deaktiviert, da nur der Einfluss der neu erwartenden Anlagen bewertet werden soll.

Eine neue Anlage wurde an dem nächstmöglichen Netzanschlusspunkt angeschlossen. Der Anschluss erfolgte über eine Kabelleitung, welche mindestens demselben Querschnitt, der am Netzanschlusspunkt bereits vorhandenen Kabelleitung entspricht.

Zu erwartende Anlagen größer 5 MW wurden aus den in Kapitel 2.2 beschriebenen Gründen bei diesen Simulationen nicht in das Netz integriert.

5.1.3 Ergebnisse

5.1.3.1 Szenario 2a

Für das Szenario 2a lagen folgende Parameter vor. Dieses Szenario ist jenes mit dem geringsten zu erwartenden Netzausbau:

Tabelle 16 Werte für Szenario 2a

Jahr		2030
Leistung an UW Baumgartenberg	in MW	45,2
Leistung an UW Mauthausen	in MW	33,5
Anzahl der genutzten Flächen	in %	20,0

Nach einer Integration der PV-Freiflächenanlagen an 20 % den zufällig ausgewählten möglichen Standorten werden die Ergebnisse pro Feld/Abzweig an den UW ausgewertet. Dabei wird das maximal

auf tretende Verhältnis der Spannung pro Abzweig im Bezug zur Betriebsspannung betrachtet. Es werden auch nur die am stärksten belastete Abzweige absteigend dargestellt.

Tabelle 17 Maximale Spannungsanhebung pro Abzweig, Szenario 2a

Abzweig	Max U/U_n
	in %
BA4	104,7
MA1	104,2
BA2	103,2
MA3	103,2
AB1	103,1
BA1	102,1
MA4	101,8
BA3	101,7

Zu erkennen ist, dass in zwei Abzweigen die maximale Spannungsanhebung von 4 % auf Basis des in Abbildung 1 dargestellten Spannungsbandes überschritten wird.

5.1.3.2 Szenario 2b

Für das Szenario 2b lagen folgende Parameter vor:

Tabelle 18 Werte für Szenario 2b

Jahr		2030
Leistung an UW Baumgartenberg	in MW	86,6
Leistung an UW Mauthausen	in MW	64,8
Anzahl der genutzten Flächen	in %	20,0

Nach einer Integration der PV-Freiflächenanlagen an 20 % der zufällig ausgewählten möglichen Standorte werden die Ergebnisse pro Feld/Abzweig an den UW ausgewertet. Dabei wird das maximal auftretende Verhältnis der Spannung pro Abzweig im Bezug zur Betriebsspannung betrachtet. Es werden auch nur die am stärksten belasteten Abzweige absteigend dargestellt.

Tabelle 19 Maximale Spannungsanhebung pro Abzweig, Szenario 2b

Abzweig	Max U/U_n
	in %
BA4	108,9
MA1	108,3
MA3	108,1
AB1	106,1
BA2	105,8
BA1	103,0

Zu erkennen ist, dass in 5 Abzweigen die maximale Spannungsanhebung von 4 % auf Basis des in Abbildung 1 dargestellten Spannungsbandes überschritten wird.

5.1.3.3 Szenario 3a

Für das Szenario 3a lagen folgende Parameter vor:

Tabelle 20 Werte für Szenario 3a

Jahr		2040
Leistung an UW Baumgartenberg	in MW	81,5
Leistung an UW Mauthausen	in MW	60,9
Anzahl der genutzten Flächen	in %	33,3

Nach einer Integration der PV-Freiflächenanlagen an einem Drittel der zufällig ausgewählten möglichen Standorte werden die Ergebnisse pro Feld/Abzweig an den UW ausgewertet. Dabei wird das maximal auftretende Verhältnis der Spannung pro Abzweig im Bezug zur Betriebsspannung betrachtet. Es werden auch nur die am stärksten belasteten Abzweige absteigend dargestellt.

Tabelle 21 Maximale Spannungsanhebung pro Abzweig, Szenario 3a

Abzweig	Max U/U_n
	in %
BA4	110,0
AB1	109,9
MA4	106,9
MA1	105,0
BA2	104,0
BA1	103,7
MA2	103,1

Zu erkennen ist, dass in 5 Abzweigen die maximale Spannungsanhebung von 4 % auf Basis des in Abbildung 1 dargestellten Spannungsbandes überschritten wird. In den Abzweigen BA4 und AB1 erfolgten simulationstechnische Abschaltungen von Umrichtern (Einspeiseanlagen), da sonst ein Spannungshub von über 10 Prozent der Fall wäre.

5.1.3.4 Szenario 3b

Für das Szenario 3b lagen folgende Parameter vor:

Tabelle 22 Werte für Szenario 3b

Jahr		2040
Leistung an UW Baumgartenberg	in MW	148,9
Leistung an UW Mauthausen	in MW	111,4
Anzahl der genutzten Flächen	in %	33,3

Nach einer Integration der PV-Freiflächenanlagen an einem Drittel der zufällig ausgewählten möglichen Standorte werden die Ergebnisse pro Feld/Abzweig an den UW ausgewertet. Dabei wird das maximal

auftretende Verhältnis der Spannung pro Abzweig im Bezug zur Betriebsspannung betrachtet. Es werden auch nur die am stärksten belasteten Abzweige absteigend dargestellt.

Tabelle 23 Maximale Spannungsanhebung pro Abzweig, Szenario 3b

Abzweig	Max U/U_n
	in %
BA4	109,6
AB1	109,6
MA1	108,9
MA3	108,3
BA2	106,7
BA1	106,1
MA2	105,1
MA4	102,2

Zu erkennen ist, dass in sieben Abzweigen die maximale Spannungsanhebung von 4 % auf Basis des in Abbildung 1 dargestellten Spannungsbandes überschritten wird. In den Abzweigen BA4 und AB1 erfolgten simulationstechnische Abschaltungen von Umrichtern (Einspeiseanlagen), da sonst ein Spannungshub von über 10 Prozent der Fall wäre.

5.1.3.5 Szenario 4a

Für das Szenario 4a lagen folgende Parameter vor:

Tabelle 24 Werte für Szenario 4a

Jahr		2040
Leistung an UW Baumgartenberg	in MW	81,7
Leistung an UW Mauthausen	in MW	60,5
Anzahl der genutzten Flächen	in %	50,0

Nach einer Integration der PV-Freiflächenanlagen an der Hälfte der zufällig ausgewählten möglichen Standorte werden die Ergebnisse pro Feld/Abzweig an den UW ausgewertet. Dabei wird das maximal auftretende Verhältnis der Spannung pro Abzweig im Bezug zur Betriebsspannung betrachtet. Es werden auch nur die am stärksten belasteten Abzweige absteigend dargestellt.

Tabelle 25 Maximale Spannungsanhebung pro Abzweig, Szenario 4a

Abzweig	Max U/U_n
	in %
AB1	109,5
MA3	109,4
BA4	108,8
BA2	105,8
MA1	104,5
BA214	103,8

Zu erkennen ist, dass in 5 Abzweigen die maximale Spannungsanhebung von 4 % auf Basis des in Abbildung 1 dargestellten Spannungsbandes überschritten wird. In den Abzweigen AB1 und MA3 erfolgten simulationstechnische Abschaltungen von Umrichtern (Einspeiseanlagen), da sonst ein Spannungshub von über 10 Prozent der Fall wäre.

5.1.3.6 Szenario 4b

Für das Szenario 4b lagen folgende Parameter vor:

Tabelle 26 Werte für Szenario 4b

Jahr		2040
Leistung an UW Baumgartenberg	in MW	148,4
Leistung an UW Mauthausen	in MW	112,1
Anzahl der genutzten Flächen	in %	50,0

Nach einer Integration der PV-Freiflächenanlagen an der Hälfte der zufällig ausgewählten möglichen Standorte werden die Ergebnisse pro Feld/Abzweig an den UW ausgewertet. Dabei wird das maximal auftretende Verhältnis der Spannung pro Abzweig im Bezug zur Betriebsspannung betrachtet. Es werden auch nur die am stärksten belasteten Abzweige absteigend dargestellt.

Tabelle 27 Maximale Spannungsanhebung pro Abzweig, Szenario 3b

Abzweig	Max U/U_n
	in %
AB1	109,9
MA3	109,8
BA4	109,6
BA2	109,6
MA1	108,1
BA1	106,0
MA2	104,9
BA3	104,1

Zu erkennen ist, dass in acht Abzweigen die maximale Spannungsanhebung von 4 % auf Basis des in Abbildung 1 dargestellten Spannungsbandes überschritten wird. In den Abzweigen AB1, MA3, BA4 und BA2 erfolgten simulationstechnische Abschaltungen von Umrichtern (Einspeiseanlagen), da sonst ein Spannungshub von über 10 Prozent der Fall wäre.

5.1.3.7 Zusammenfassung der Ergebnisse

Im Zuge des Ausbaus des bestehenden Verteilnetzes müssen jene Abzweige mit nicht eingehaltenen Grenzwerten angepasst werden, um die zu integrierende maximale Einspeiseleistung tragen zu können. In der folgenden Tabelle sind die problematischen Abzweige nochmals zusammengefasst:

Tabelle 28 Überblick problematische Abzweige Bestandsnetz

Jahr		2030		2040			
Szenario		2a	2b	3a	3b	4a	4b
Leistung an UW Baumgartenberg	in MW	45,2	86,6	81,5	148,9	81,7	148,4
Leistung an UW Mauthausen	in MW	33,5	64,8	60,9	111,4	60,5	112,1
Anzahl der genutzten Flächen	in %	20,0	20,0	33,3	33,3	50,0	50,0
Anzahl der Abzweige mit $U/U_N > 4 \%$		2	5	5	> 5	5	> 5
Maximal U/U_N	in %	104,7	108,5	> 110	> 110	108,3	> 110
Abschaltungen aufgrund von Überspannungen		-	-	ja	ja	-	ja

Die in der Tabelle 28 beschriebene Anzahl der Abzweige mit $U/U_N > 4 \%$ beschreibt die Abzweige, bei denen die Spannung an mindestens einem Knotenpunkt über den erlaubten Spannungshub von 4 Prozent ansteigt. In der nächsten Zeile wird der Wert an dem Knotenpunkt mit der maximalen Spannungsüberhöhung pro Simulation dargestellt. Bei den Szenarien 3a, 3b und 4b wurde die für die Simulation maximal erlaubte Spannungsanhebung von 10 Prozent überschritten. Daher wurden auch Umrichter standardmäßig automatisch in der Simulation abgeschaltet. Auf eine weitergehende Untersuchung mit einer Erhöhung der Grenzwerte wurde verzichtet, da dadurch kaum aussagekräftige Erkenntnisse getroffen werden können und eine Spannungsanhebung über 4 Prozent laut derzeit gültigem Spannungsband (Kapitel 2.3.3) sowieso nicht zulässig wäre. Eine Überlastung ist mit Sicherheit vorhanden, wogegen Maßnahmen vorgenommen werden müssen.

5.2 Eingliederung in das bestehende Netz mit Netzausbau

5.2.1 Spannungshöhe

Bei der Eingliederung in das bestehende Netz wurde die Betriebsspannung von den bisher verwendeten 26 kV auf die maximale Spannungshöhe von 27,5 kV erhöht. Dieser Wert der Spannung ist der maximale, der aufgrund bestehender Transformatoren im Netz möglich ist. Ebenso ist eine solche Erhöhung der Spannung in Zukunft aufgrund der in Kapitel 2.3.1 genannten Vorteile vorgesehen.

5.2.2 Art der Eingliederung und Ausbau

Bestehende PV-Anlagen im Netz (auch Dachflächen) wurden für diese Bewertung aktiviert, da die Prognosen nur für PV-Freiflächen Zubau gelten und die bestehenden PV-Anlagen auch eine Auswirkung auf das Bestandsnetz und daher auf die Spannungsanhebung haben.

Anlagen größer 5 MW netzwirksamer Leistung, welche in die Netzebene 5 fallen, wurden deaktiviert.

Eine neue Anlage wurde an dem nächstmöglichen Netzanschlusspunkt angeschlossen. Der Anschluss erfolgte über eine Kabelleitung, welche mindestens demselben Querschnitt, der am Netzanschlusspunkt bereits vorhandenen Kabelleitung entspricht. Es mussten auch teilweise ein

Ausbau eines Abzweigs erfolgen, um entlegenere Cluster von PV-Freiflächenanlagen in das Netz eingliedern zu können.

Der Ausbau des bestehenden Versorgungsnetzes war abhängig von der Höhe der maximal auftretenden Spannung pro Abzweig. Als allererstes wurde versucht, rein durch Umschaltungen zwischen den einzelnen Abzweigen stärker belastete Abzweige mit weniger belasteten Abzweigen zu entlasten. Wenn diese Umschaltungen nicht ausreichen, wurde für Abzweige mit zu hoher Spannung eine Verstärkung der Leitung vom UW beginnend durchgeführt. Dabei wurde auf Folgendes geachtet:

- Bei einer Häufung von mehreren Kabelleitungen oder einer sehr hohen Spannung am Abzweig wurde ein 500 mm² Aluminium Kabel direkt aus dem UW verlegt.
- Alle restlichen Verbesserungen wurden standardmäßig mit einem 240 mm² Aluminium Kabel durchgeführt.
- War der Altbestand eine Freileitung, so wurde ein Aufschlag auf die Länge der neuen Kabelleitung von 20 Prozent hinzugefügt, jedoch der Verlauf der Leitung nicht geändert. Dieser Aufschlag wurde anhand eines Szenarios als plausibel bestätigt. (Siehe Anhang, Kapitel 10).
- Wurden sehr schwache Abschnitte auf einem überbelasteten Abzweig festgestellt, erfolgte deren Ausbau vor allen anderen Schritten (zum Beispiel eine 35 mm² Freileitung).
- Eine Verbesserung wurde so lange durchgeführt, bis die Spannung an jedem Knotenpunkt des Abzweiges unter dem maximalen Wert von 4 Prozent über der Betriebsspannung liegt.
- Jede einzelne Änderung wurde dokumentiert, um diese später mit einem Bau des eigenen Einspeisenetzes vergleichen zu können.

5.2.3 Ergebnisse zum Ausbau des bestehenden Verteilnetzes

Für den Ausbau des bestehenden Verteilnetzes, um die Spannungsüberhöhung unter 4 Prozent zu halten, wurden wie in Tabelle 29 ersichtlich für jedes Szenario folgende Maßnahmen ergriffen:

Tabelle 29 Ausbaumaßnahmen Bestandnetz

Jahr		2030		2040			
Szenario		2a	2b	3a	3b	4a	4b
FF-PV Leistungszubau beider UW	in MW	79	151	142	260	142	261
Freileitung Bestand	in km	-	9,9	7,6	29,5	14,3	37,0
Kabel Bestand	in km	-	1,4	0,0	12,6	4,1	2,0
Kabel Ausbau 240mm ²	in km	-	23,1	23,9	56,1	34,8	86,9
Kabel Ausbau 500mm ²	in km	-	0,0	-	6,6	-	2,5
Freileitung Ausbau	in km	-	0,0	-	0,2	-	0,2
Neuer Abzweig/Feld in UW	in Stk.	-	1	1	1	1	4

Die Zeilen Freileitung Bestand und Kabel Bestand sind eine Zusammenfassung der zu entfernenden oder zu verbessernden Systemkilometer des bestehenden Verteilnetzes ungeachtet auf den Querschnitt. Jene Leitungen werden durch 240 mm² oder 500 mm² Kabelleitungen ersetzt und auch erweitert. Bei zwei Szenarien musste eine Überspannung eines größeren Gewässers mittels einer Freileitung verbessert werden, um den bestehenden Leitungsverlauf und die verbundenen

Verteilnetztransformatoren in einfachster Weise in das ausgebaute Netz integrieren zu können. Für einige Szenarien mussten auch neue Abzweige beziehungsweise Felder im Umspannwerk erstellt werden, um die Leistungen ohne eine betrieblich unzulässige Spannungsüberhöhung zu integrieren.

In der folgenden Tabelle 30 sind die Ströme für jeden Abzweig/Feld und jedes Szenario am UW-Eingang dargestellt. Abzweige, an denen in keinem Szenario ein dezentraler Einspeiser angeschlossen wurde, sind nicht dargestellt.:

Tabelle 30 Vergleich der Ströme am UW pro Abzweig und Szenario

	Szenario 2a	Szenario 2b	Szenario 3a	Szenario 3b	Szenario 4a	Szenario 4b
Abzweig	I_{UW}	I_{UW}	I_{UW}	I_{UW}	I_{UW}	I_{UW}
	in A	in A	in A	in A	in A	in A
MA5	62,8	107,2	76,7	127,4	109,2	187,8
MA1	72,6	139,1	174,8	315,8	260,9	321,4
MA3	152	174,1	157,1	280,2	170,2	195,8
MA4	86,2	125,6	76,5	108,7	117	179,8
MA2	50,2	96,1	195,5	353,5	176,4	323,9
MA6	12,2	22,2	55,6	101,2	10,1	17,1
BA1	72,1	111,9	144,2	247,9	141,9	236,8
BA5	8	8	10,5	15,1	25,1	44
BA6	82,5	156,5	79,6	147,2	94,7	171,2
BA7	10,9	22,3	18,5	36,2	2,7	5,1
BA4	138,8	255,4	377,2	352,1	262,6	399,2
BA8	29,3	167,5	184,8	341,3	282,1	310,2
BA3	99,9	174,1	131	230,6	249,5	229,5
BA2	90,4	171,4	111,9	208,9	185	332

Zu erkennen ist, dass der maximale Strom von $I_{UW} = 400$ A in keinem Abzweig und in keinem Szenario überschritten wurde. Die Werte der Ströme sind farblich markiert. Grün zeigt, dass noch genügend Reserven vorhanden sind. Rot bedeutet, dass alle Reserven ausgeschöpft sind. Dieser maximale Strom ist durch die Grenze der Stromwandler im UW festgelegt. Aufgrund der Struktur des Netzes ist der Strom am UW am höchsten. Deswegen macht es auch Sinn, jenen Strom zu bewerten. Wie zu erwarten, wurden die maximalen Werte in den beiden Szenarien 3b und 4b erreicht, da dort der maximale zu erwartende PV-Freiflächenausbau geschieht. Teilweise höhere Stromwerte in den Szenarien mit den geringen PV-Freiflächenausbau verglichen mit den gleichwertigen Szenarien aus dem maximale zu erwartende PV-Freiflächenausbau sind begründet dadurch, dass bei den maximal zu erwartenden PV-Freiflächenausbau einige Anlagen bereits in die Netzebene 4 fallen und nicht mehr an das Verteilnetz angeschlossen werden. Neu errichtete Abzweige, die aufgrund von Überlastung eines UW-Abzweiges oder aufgrund der Leistungsgröße der in Netzebene 4 angeschlossenen dezentralen Einspeiser fallen, werden in dieser Tabelle nicht betrachtet, da sowieso eine neue Auslegung erfolgt und die Stromgrenzen eingehalten werden.

6 Eingliederung von potenziellen PV-Freiflächenanlagen in ein eigenes Einspeisenetz

6.1 Untersuchungen und Bestimmungen für reine Einspeisenetze

Abhängig von den verschiedenen prognostizierten Szenarien wurde unter Berücksichtigung aller technischen Festlegungen aus Kapitel 2 für jedes Szenario ein Einspeisenetz in SINCAL geplant und simuliert. Die Spannungshöhe wurde auf 27,5 kV festgelegt und die Struktur des Netzes wurde nach jener aus Kapitel 2.7.1 festgelegt. In der folgenden Abbildung ist die schematische Struktur eines Ausschnitts des Abzweiges BAE003 aus Szenario 2a dargestellt.

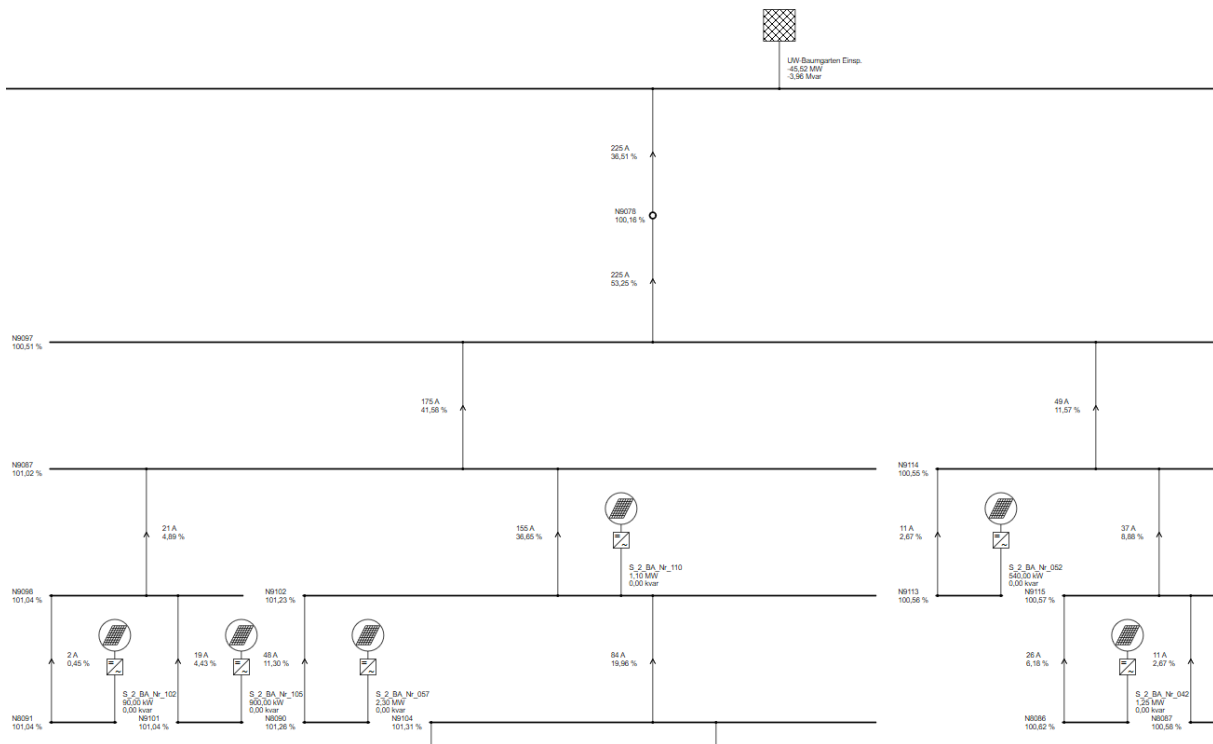


Abbildung 30 Ausschnitt des Abzweiges BAE003 für Szenario 2a

Die oberste Sammelschiene ist jene des Umspannwerkes Baumgartenberg. Hier erfolgt auch der Anschluss an das übergeordnete Netz. Aus dem UW folgt eine Ausleitung aufgrund der Häufung anderer im Erdreich verlegter Leitungen mittels eines 500 mm² Aluminium Kabels. Am Knoten N9078 erfolgt der Wechsel auf ein 240 mm² Aluminium Kabel. Die Ausleitung aus dem UW mit einem 500 mm² Kabel ist in der Regel bei allen Abzweigen 800 m. Dies entspricht der Standardlänge auf einer Kabelrolle. Reicht eine Länge von 800 m nicht aus, wird nochmals mit 800 m 500 mm² Kabel verlängert.

Im nächsten Knotenpunkt (N9097) erfolgt eine Aufteilung aufgrund der geografischen Lage der nachfolgenden Einspeiseanlagen. Weiters ist im nachfolgenden Abzweig wie in Kapitel 2.7.1 festgelegt

jede Kundenanlage abhängig von der geografischen Lage angeschlossen. Die Kabelleitungen wurden stets nach dem Verlauf von bestehenden Verkehrswegen verlegt. Dabei wird auch angenommen, dass die Kabel auch teilweise neben der Straße im Bankett oder in unbefestigtem Erdreich verlegt werden. Auf Besonderheiten wie Bahnunterquerungen oder dergleichen wurde bei der Planung keine Rücksicht genommen, da dies sonst den Rahmen der groben Planung sprengen würde.

6.2 Wahl der Sternpunktterdung im geplanten Einspeisenetz

Eine konkrete mögliche Umsetzung der Sternpunktterdungsarten werden hier für die zugrunde liegenden Szenarien der Einspeisenetze gegenübergestellt. In der nachfolgenden Tabelle sind nochmals alle Sternpunktterdungsarten kurz dargestellt. Die genauere Erklärung und theoretischen Grundlagen sind in Kapitel 2.6 angeführt:

Sternpunktbehandlung	Isolierter Sternpunkt	Erdschlusskompensation	Niederohmige Sternpunktterdung (NOSPE)	
			Mit Impedanz	starr geerdet
Schaltung				
Ziel	Weiterbetreiben bei 1-poligen Fehler		Selektive Abschaltung bei 1-poligen Fehler	
Auslegung	-	$X_D \approx \frac{1}{3 \cdot \omega \cdot C_0}$	$R \approx \frac{U_N}{\sqrt{3} \cdot I''_{k1}} \ll \left \frac{1}{3 \cdot \omega \cdot C_0} \right $	-
$\frac{Z_0}{Z_1}$	$\left \frac{1/(j \cdot \omega \cdot C_0)}{Z_1} \right $	sehr hochohmig	20 ... 100	1 ... 5
Strom an Fehlerort	$I \approx j \cdot \omega \cdot C_0 \cdot \sqrt{3} \cdot U_N$	$I_{Rest} \approx j \cdot \omega \cdot C_0 \cdot (d + jv) \cdot \sqrt{3} \cdot U_N$	$I''_{k1} = \frac{c \cdot \sqrt{3} \cdot U_N}{2 \cdot Z_1 + Z_0}$	
	10 A < I ≤ 35 A	$I_{Rest} \leq 60 \text{ A}$	$I''_{k1} \leq 2 \text{ kA}$	$I''_{k1} \leq 1,5 \cdot I''_{k3}$
Fehlerdauer	< 3 h	< 3 h	< 1 s	< 1 s

Abbildung 31 Vergleich der Sternpunktterdungsarten

6.2.1 Isolierter Sternpunkt

Das zu untersuchende MSP-Einspeisenetz der LINZ NETZ GmbH wird nur als reines Kabelnetz vorliegen. Aus diesem Grund ist wegen der geringen Ausbreitungsgröße das System mit isolierter Sternpunktterdung für das zugrundeliegende Szenario eines Einspeisenetzes kaum geeignet.

Berechnet man den zu erwartenden kapazitiven Erdschlussstrom mittels der Formel **Fehler! V erweisquelle konnte nicht gefunden werden.** für zum Beispiel die Szenarien, so erhält man folgende Werte bei einem isolierten Sternpunkt. Die Nennspannung U_N wurde mit 27,5 kV festgelegt. Als Berechnungsbeispiel dient der erste Wert für I_{CE} für das UW Baumgartenberg:

$$I_{CE} \approx j \cdot \omega \cdot C_0 \cdot \sqrt{3} \cdot U_N \approx j \cdot 2 \cdot \pi \cdot 50 \text{ Hz} \cdot 18,8 \mu\text{F} \cdot \sqrt{3} \cdot 27,5 \text{ kV} \approx 281,3 \text{ A}$$

Tabelle 31 kapazitiver Erdschlussstrom je Szenario

Szenario	Baumgartenberg		Mauthausen	
	C_0	I_{CE}	C_0	I_{CE}
	μF	A	μF	A
2a	18,8	281,3	13,0	194,5
2b	19,4	290,3	13,0	194,5
3a	24,8	371,1	20,6	308,3
3b	27,3	408,5	24,3	363,6
4a	26,4	395,0	20,8	311,2
4b	30,9	462,4	23,0	344,2

Bei der isolierten Sternpunktterdung sollte der Strom für einen längeren Betrieb bei einem einpoligen Fehler im Bereich von $10 \text{ A} < I \leq 35 \text{ A}$ liegen. In allen Szenarien liegen die Werte deutlich darüber. Das Netz kann jedoch trotzdem isoliert betrieben werden. Des Weiteren ist eine Selbstlöschung bei einem Kabelfehler nicht möglich. Im Fehlerfall muss es daher zu einer sofortigen Abschaltung kommen. Der große Vorteil der Versorgungssicherheit durch die Möglichkeit des Weiterbetriebs bei einem einpoligen Fehler ist aber somit nicht mehr vorhanden. Nur noch der Vorteil der einfachen und kostengünstigen Realisierung der isolierten Sternpunktbehandlung bleibt bestehen.

6.2.2 Erdschlusskompensation

Für reine Kabelnetze ist die Erdschlusskompensation weniger von Vorteil. Insbesondere die Leiter-Erde-Kapazitäten von Mittelspannungskabeln sind wesentlich größer als die von Freileitungen, wodurch diese deutlich stärker zum kapazitiven Erdschlussstrom und letztlich zum Erdschlussreststrom beitragen als vergleichbare Freileitungen. In diesen Fällen ist eine Kompensation kaum noch möglich. Die Ausbaugrenze des Netzes wird durch Einsatz von Kabel schneller erreicht. Auch die weiteren in Kapitel 2.6.3 besprochenen Nachteile sprechen nicht für die Verwendung einer kompensierten Sternpunktbehandlung. In dem konkreten Fall der Szenarien für Einspeisenetze im Gebiet der LINZ-NETZ ist jedoch theoretisch eine kompensierte Sternpunktbehandlung möglich, da die Löschgrenze nicht erreicht wird. Dem Verteilnetzbetreiber liegen Löschspulen mit einem Kurzschlussstrom von 300 A, 400 A und 700 A vor. Der verbleibende Erdschlussreststrom ergibt sich zu ca. 10 % des maximalen kapazitiven Erdschlussstroms. In der folgenden Tabelle sind die Szenarien gegenübergestellt und welche Größe der Löschspule jeweils benötigt werden würde.

Tabelle 32 Kurzschlussstrom und Löschspulengröße für jedes Szenario

Szenario	Baumgartenberg		Mauthausen	
	I_{CE}	I_{max_Spule}	I_{CE}	I_{max_Spule}
	A	A	A	A
2a	281,3	300	194,5	300
2b	290,3	300	194,5	300
3a	371,1	400	308,3	400
3b	408,5	700	363,6	400
4a	395,0	400	311,2	400
4b	462,4	700	344,2	400

Der maximale Kurzschlussstrom der Löschspule I_{max_Spule} ist jener Strom der maximal an den jeweiligen Spulen fließen darf. Dieser ist für jedes Szenario in der Tabelle 32 eingetragen.

6.2.3 Niederohmige Sternpunktterdung (NOSPE)

Die NOSPE ist die naheliegendste Lösung für das zugrundeliegende Szenario. Vor allem bei reinen weit ausgedehnten Kabelnetzen bleiben kaum noch Alternativen. Die Vorteile sind:

- Geringe Spannungsanhebung im Fehlerfall und bei Schalthandlungen
- Beliebige große Netzausdehnung
- Leichte Auslegung des maximalen Erdschlussstroms
- Leichte Fehlererkennung durch Schutz
- Keine Selbstlöschung von Fehlern und daraus resultierende spätere Folgefehler

Die Nachteile sind

- Transiente Überspannungen bei Schaltungen und Fehlern (kann reduziert werden)
- Sofortige Abschaltung eines fehlerbehafteten Kabels – mit guter Netzplanung und Selektivitätsplanung kann die Versorgungssicherheit verbessert werden. Anzumerken ist auch, dass wie schon in Kapitel 2.8.2 beschrieben, ein Ausfall eines Abzweigs aufgrund eines Kabelfehlers nur mit einer geringen Wahrscheinlichkeit verbunden ist.
- Eine Zusammenschaltung des Einspeisenetzes (NOSPE) und dem bestehenden kompensiert geerdeten Netz ist aufgrund der unterschiedlichen Sternpunktbehandlungen nicht mehr möglich.

Die Vorteile der NOSPE überwiegen für das Konzept eines reinen Kabel-Einspeisenetzes. Bei Kabelleitungen, welche nicht ein „selbstheilendes“ Isoliermedium wie Freileitungen besitzen, wirkt sich jede übermäßige Spannungsüberhöhung (wie es im Falle eines Fehlers bei den anderen Sternpunktbehandlungen auftritt) auf die Lebensdauer des Kabels aus. Auch die Problematik der Abschaltungen im Fehlerfall wurde bereits in Kapitel 2.8.2 als ein geringes Problem eingestuft. Generell ist ein niederohmig geerdetes Netz in Punkto Spannungsspitzen den anderen

Sternpunktbehandlungskonzepten im Vorteil. Auch Folgefehler, die durch das Weiterbetreiben wie in einem kompensierten Netz auftreten, sind nicht mehr möglich, da bei einem Fehler sofort abgeschaltet wird. Bei einem reinen Einspeisenetz mit vielen volatilen Einspeisern ist die Versorgungssicherheit nicht von so hoher Priorität wie bei Netzen mit Verbrauchern. Mit einem gewissen Automatisierungsgrad kann auch im Fehlerfall bei einem Kunden eine Aufrechterhaltung des Betriebes für die restlichen Kunden des Einspeisenetzes gewährleistet werden (siehe Kapitel 2.7.3).

6.3 Kompensationsmaßnahmen

Ein reines Kabelnetz, so wie es in diesem Fall vorliegt, erzeugt einen hohen Anteil an kapazitiver Blindleistung. Diese kapazitive Blindleistung wird über den gesamten Zeitraum erzeugt, auch wenn keine Energie in den dezentralen Einspeiseanlagen umgesetzt und in das Netz eingespeist wird. Die große Problematik besteht daher in Zeiten von Schwachlast (zum Beispiel in der Nacht) im Einspeisenetz. Hier wirkt auch die Kurzschlussreaktanz des Transformators und der daraus resultierende induktive Blindleistungsbezug nicht der kapazitiven Blindleistung der Kabel entgegen. Der Transformator im Umspannwerk hat nur unter Last einen größeren Einfluss auf die Kompensation dieser kapazitiven Blindleistung.

Für Verteilnetzbetreiber darf laut Verordnung zur Festlegung eines Netzkodex für den Lastanschluss (Demand Connection Code) [31] bei Übergabepunkten an das Übertragungsnetz die Blindleistungsaufnahme und Blindleistungseinspeisung nicht breiter sein als:

- 48 % (d. h. 0,9 Leistungsfaktor) der maximalen Bezugskapazität oder der maximalen Einspeisekapazität bei der Entnahme von Blindleistung, wobei der jeweils höhere Wert Anwendung findet; und
- 48 % (d. h. 0,9 Leistungsfaktor) der maximalen Einspeisekapazität bzw. der maximalen Bezugskapazität bei der Einspeisung von Blindleistung, wobei der jeweils höhere Wert Anwendung findet,

außer wenn der relevante Übertragungsnetzbetreiber und der Betreiber des Verteilernetzes mit Übertragungsnetzanschluss in einer gemeinsamen Analyse technische oder finanzielle Vorteile nachweisen.

Somit ist der Verteilnetzbetreiber verpflichtet, die Blindleistung in seinem Netz teilweise zu kompensieren. Im Netzgebiet von LINZ NETZ GmbH stehen in Zukunft dazu an den Übergabestellen an das übergeordnete Netz eigene Kompensationsdrosseln zur Verfügung. Um diese Drosseln kleiner ausführen zu können, besteht auch die Möglichkeit, von dezentralen Einspeiseanlagen Kompensationsmaßnahmen zu fordern. Diese Vorgaben für Wechselrichteranlagen, die über eine Kabelleitung am Netzanschlusspunkt angeschlossen sind, sind in den TOR [4] geregelt. Laut TOR kann durch den Verteilnetzbetreiber eine vollständige Kompensation der Kabelleitung vom Netzanschlusspunkt zur Wechselrichteranlage durch den Einspeiser vorgeschrieben werden. Diese Kompensation der Zuleitung darf immer gefordert werden, also auch im Falle ausbleibender/nichtvorhandener Wirkleistungseinspeisung durch die Erzeugeranlagen. Die

Bereitstellung dieser induktiven Blindleistung zur Kabelkompensation kann durch die Leistungselektronik und den Zwischenkreiskondensator im Wechselrichter bereitgestellt werden. Ebenfalls kann bei Bedarf eine Überkompensation bis hin zu einem Leistungsfaktor von 0,925 ind./kap. bei Anlagen dieser Größe des in den TOR beschriebenen Typ B vorgegeben werden [4]. Diese maximale Überkompensation darf aber nur im Einspeisefall gefordert werden. Daher ist das Problem der Blindleistung bei einem Einspeisenetz mit dem hohen Kabelanteil und reinen PV-Erzeugern in Zeiten ohne Sonneneinstrahlung am höchsten.

Dahingehend wurde für ein Szenario (Szenario 3a) eine solche Blindleistungskompensation von Kabelleitungen durch die Wechselrichteranlagen untersucht. Hierbei wurde für alle Leitungen, die im Besitz von Einspeiseanlagen waren, durch den jeweiligen Einspeiser kompensiert. Die Methodik in der Netzstruktur eines Einspeisenetzes ist in der folgenden Abbildung rein exemplarisch mit fiktiven Werten dargestellt:

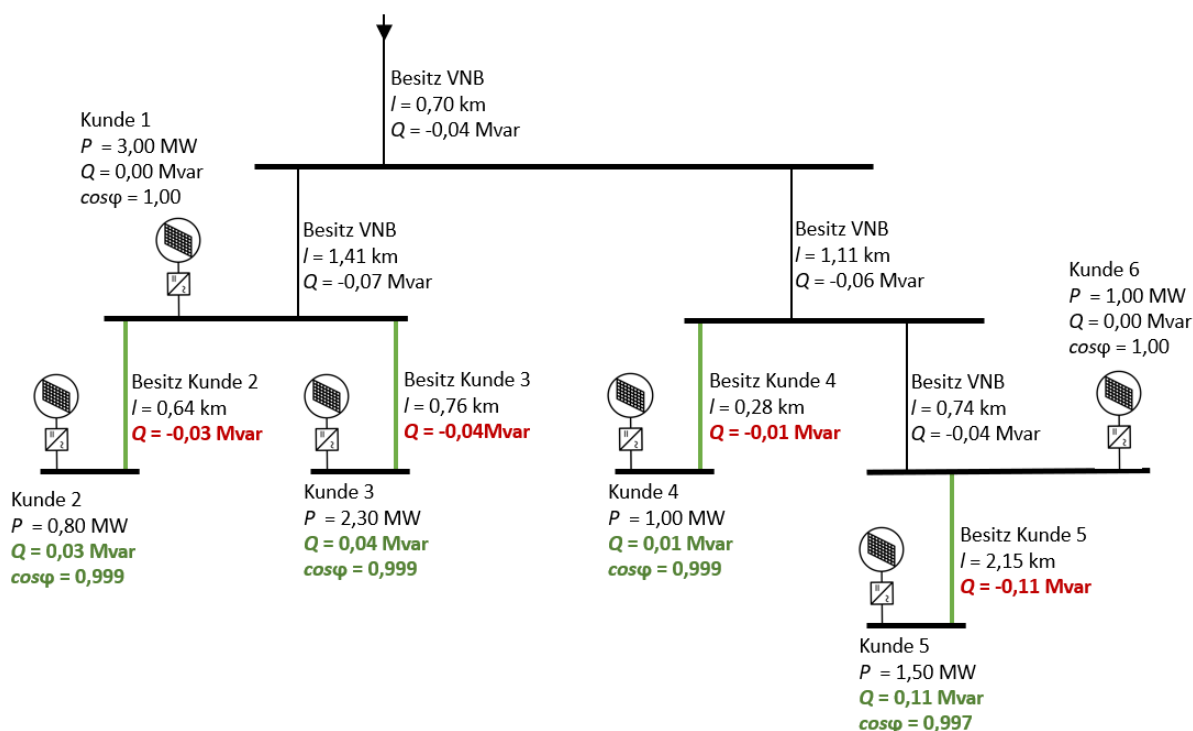


Abbildung 32 Kompensationsvorgaben für Einspeiseanlagen – Exemplarisch

Die grün dargestellten Kabelleitungen sind im Besitz des jeweiligen Kunden. Nur für diese Leitungen ist eine Kompensationsvorschrift durch den Verteilnetzbetreiber möglich. Einspeiseanlagen, die direkt auf einen Knotenpunkt ohne eine Kabelleitung einspeisen, kann keine dauerhafte Kompensation vorgeschrieben werden. Ebenfalls kann für Kabelleitungen, an denen mehr als ein Kunde angeschlossen ist, keine Kompensation vorgeschrieben werden (schwarz dargestellte Kabel).

Angewendet auf das Szenario 3a ergeben sich für die Kompensation der kundeneigenen Kabelleitungen folgende Verbesserungen, die in der folgenden Tabelle dargestellt sind:

Tabelle 33 Kompensationsmaßnahmen angewendet auf Szenario 3a

	Mauthausen	Baumgartenberg
Wirkleistung (kompensierter Betriebszustand)	61,14 MW	79,36 MW
Blindleistung ohne Kompensation	-3,64 Mvar	-4,19 Mvar
Blindleistung mit Kompensation	-1,60 Mvar	-2,35 Mvar
Verbesserung in Prozent	56,0 %	43,9 %
Max mögliche Komp. (0,925)	17,06 Mvar	20,57 Mvar

In der ersten Zeile ist die jeweilige maximale Wirkleistungseinspeisung im kompensierten Betriebszustand für die UW Mauthausen und Baumgartenberg dargestellt. Ohne jegliche Kompensation durch Vorschreibungen an die Wechselrichteranlagen würde für das UW Mauthausen ein kapazitiver Blindleistungsbezug von $Q = -3,64$ Mvar stattfinden. Für das UW Baumgartenberg wurde dieser bei $Q = -4,19$ Mvar liegen. Durch eine wie bereits oben in Abbildung 32 beschriebene Kompensation kann dieser Blindleistungsbezug um etwa die Hälfte reduziert werden. Anzumerken ist, dass der Leistungsfaktor für die Kompensation von Kabelleitungen in diesem Szenario bei keiner Anlage geringer als 0,98 war. Dieser Wert für den Leistungsfaktor gilt im maximalen Einspeisefall. Für Zeiten mit geringer oder gar keiner Einspeisung durch die PV ist der Leistungsfaktor geringer. In der untersten Zeile ist die maximal mögliche Kompensationskapazität dargestellt. In diesem Fall würden die Wechselrichter mit dem maximal möglichen Leistungsfaktor von 0,925 betrieben werden. Diese Betriebsart ist jedoch nur unter Last möglich.

Es kann also durch eine geeignete Vorschreibung des Leistungsfaktors eine Verbesserung der Blindleistungsbilanz erfolgen. Ob an der Übergabestelle zum Übertragungsnetz in Zeiten ohne Einspeiseleistung im Einspeisenetz die Grenzen für den erlaubten Leistungsfaktor eingehalten werden, ist von der Last im restlichen Verteilnetz abhängig. Daher kann keine Aussage getroffen werden, ob weitere Kompensationsmaßnahmen von Notwendigkeit wären.

6.4 Spannungsanhebungen im Einspeisenetz

Bei der Untersuchung der Spannungsanhebung durch die dezentralen Einspeiseanlagen für die einzelnen Szenarien sind die Ergebnisse für das Einspeisenetz mit dem maximalen Spannungswert pro Szenario in der folgenden Tabelle dargestellt:

Tabelle 34 Maximaler Spannungswert pro Szenario

Szenario	Max U/U_n
	in %
Szenario 2a	102,4
Szenario 2b	102,5
Szenario 3a	102,2
Szenario 3b	103,3
Szenario 4a	102,7
Szenario 4b	103,4

Zu erkennen ist, dass das Einspeisenetz bezüglich Spannungsanhebung noch sehr viel Reserve hätte. Die Spannungsanhebung bleibt in jedem Szenario weit unter dem maximalen Grenzwert des in Kapitel 2.3.1 festgelegten Spannungsbandes von einer maximalen Spannungsanhebung von 114,5 %. Dieser geringe Wert ist auf die relative Kürze der einzelnen Abzweige und den hohen verwendeten Querschnitt zurückzuführen. Würde jedoch das derzeit im Verteilnetz verwendete Spannungsband verwendet werden, kommt man in den Szenarien 3b und 4b in die Nähe des Grenzwertes auf eine maximalen Spannungsanhebung von 104,0 %.

6.5 Auslastung im Einspeisenetz

Betrachtet man die Auslastung der einzelnen UW-Abzweige des Einspeisenetzes, so ist deutlich zu erkennen, dass bei den "b"-Szenarien (größte zu erwartende Leitung laut Prognosen) die vorhandenen Reserven bezüglich des Stromes völlig ausgenutzt werden. Grün zeigt, dass noch genügend Reserven vorhanden sind. Rot bedeutet, dass alle Reserven ausgeschöpft sind.

Tabelle 35 Auslastung im Einspeisenetz

	Szenario 2a	Szenario 2b	Szenario 3a	Szenario 3b	Szenario 4a	Szenario 4b
Abzweig	I_{UW}	I_{UW}	I_{UW}	I_{UW}	I_{UW}	I_{UW}
	in A	in A	in A	in A	in A	in A
MAE1	287	371	288	368	419	377
MAE2	207	268	269	295	208	382
MAE3			375	393	387	365
MAE4			139	251	89	163
MAE5				290		396
MAE6				347		352
BAE1	152	267	201	373	225	406
BAE2	251	321	180	331	394	329
BAE3	225	333	101	189	286	389
BAE4		250	134	249	260	337
BAE5			235	428	229	362
BAE6			271	184		384
BAE7				377		317

6.6 Vergleich der Szenarien für Einspeisenetze

In der folgenden Tabelle sind die Längen der benötigten Kabelleitungen pro Szenario gegenübergestellt, um die dezentralen PV-Einspeiser in ein Einspeisenetz anzuschließen.

Tabelle 36 Benötigter Kabelbau für die Erstellung von Einspeisenetzen je Szenario

Jahr		2030		2040			
Szenario		2a	2b	3a	3b	4a	4b
FF-PV Leistungszubau beider UW	in MW	79	151	142	260	142	261
Kabel 240 mm ² Besitz LN	in km	63,8	64,0	80,3	116,4	114,0	146,4
Kabel 500 mm ² Besitz LN	in km	4,5	5,9	9,8	14,4	9,4	11,9
Kabel Besitz Kunden	in km	65,4	66,2	88,0	103,5	78,8	74,8

Die Kabel im Besitz von Kunden sind jene Leitungen, die vom Netzanschlusspunkt bis hin zur Kundenanlage verlegt werden müssen. Die Kosten dieser Leitungen trägt der Kunde. Die Länge der sich im Kundenbesitz befindlichen Kabelleitungen sind bei den Szenarien 2a, 2b, 3a und 3b in etwa gleich wie die sich im Eigentum des Verteilnetzbetreibers befindlichen Kabelleitungen. Wie schon im

vorherigen Kapitel 6.3 beschrieben, erfolgt in Szenario 3a durch geeignete Kompensationsmaßnahmen eine Reduktion der durch Kabeln hervorgerufenen Blindleistung um etwa die Hälfte. Dieses Verhältnis steht im direkten Zusammenhang mit den Längen der Kabelleitungen in Kunden- oder Verteilnetzbetreibereigentum. Somit ist für die Szenarien 2a, 2b und 3b auf ein ähnliches Verhältnis bezüglich Blindleistungskompensation zu schließen.

In den Szenarien 4a und 4b sind sehr hohe Kabelleitungslängen zu erwarten. Dies geschieht aufgrund der hohen Aufteilung auf die potenziellen Flächen (50 Prozent der potenziellen möglichen Flächen werden genützt). Da auch oft bis hin zu den letzten Bereichen des Einspeisenetzes mehrere Anlagen liegen, müssen daher längere Kabelleitungen, welche sich im Besitz des Verteilnetzbetreibers befinden, verlegt werden. Daher ist auch auf eine weniger wirksame Kompensation aufgrund von Vorschreibungen an den einspeisenden Kunden zu schließen.

7 Vergleich der Kosten eines Einspeisenetzes und Ausbau des bestehenden Verteilnetzes

7.1 Investitionskosten für Netzverstärkung und Netzneubau

Die in den vorherigen Kapiteln erstellten Netze werden nun mit Kosten für die jeweiligen Netzelemente versehen und anschließend verglichen. Dabei wurden folgende Annahmen getroffen:

- Die Kosten für UW-Trafos werden nicht mit hinein gerechnet. Mit und ohne eigenes Einspeisenetz werden diese prognostizierten zusätzlichen dezentralen Einspeiser kommen. Daher müssen ohnehin neue Transformatoren in beiden Netzstrukturen angeschafft werden. Auch wenn bei Transformatoren für Einspeisenetzstrukturen mit volatilen Einspeisern Einsparungspotenzial besteht (siehe Kapitel 7.2).
- Die Kosten für Umbau oder Rückbau von nicht mehr benötigten Bestandsnetzelementen werden nicht in die Berechnung fließen. Neu errichtete Elemente, welche diese ersetzen werden, werden aber sehr wohl betrachtet.

Kostenpositionen für Kabelleitungen:

Die Kosten für Kabelleitungen teilen sich auf folgende Positionen auf:

Tabelle 37 Derzeitige durchschnittliche Kosten für die Verlegung von Kabelleitungen

Position		
Vermessung und Gerätegarnituren	in €/lfm	2,91
Material ohne Kabel	in €/lfm	16,45
MSP-Kabel 500 mm ²	in €/lfm	18,00
MSP-Kabel 240 mm ²	in €/lfm	11,00
Tiefbau incl. Verlege-u. Zugarbeiten auf Asphalt (35% Anteil)	in €/lfm	305,60
Tiefbau incl. Verlege-u. Zugarbeiten auf unbefestigter Fläche oder Bankett (65% Anteil)	in €/lfm	156,00

Derzeitig werden bei der Verlegung von neuen Kabelleitungen im ländlichen Gebiet von LINZ NETZ GmbH etwa 35 % der Kabel unter Asphaltflächen wie Straßen oder Gehsteigen verlegt. Die restlichen 65 % werden unter unbefestigten Flächen oder Bankett verlegt. Diese Aufteilung wurde in die weitere Berechnung aufgenommen.

Restliche Kostenpositionen:

Die restlichen Kostenpositionen für die Errichtung eines durchschnittlichen Verteilnetzes teilen sich in folgende Punkte auf:

Tabelle 38 Übersicht der restlichen durchschnittlichen Kosten

Position		
Kosten pro UW-Abzweig	in €/Stück	100.000,00
Kosten pro Station	in €/Stück	10.000,00
Kosten pro Leistungsschalter	in €/Stück	16.000,00

Für die Kosten pro UW-Abzweig sind die Errichtungskosten aller Komponenten im Umspannwerk inkludiert, exklusive des Transformators. Dieser wird wie vorhin erwähnt nicht in den Berechnungen berücksichtigt. Weiters ist anzumerken, dass ein Transformator mehrere Abzweige/Felder versorgt.

Für die Kosten pro Station ist eine durchschnittliche Station im ländlichen Gebiet von LINZ NETZ GmbH betrachtet worden. Die Kosten für einen Leistungsschalter sind für den Leistungsschalter im UW bei den Kosten des Abzweiges bereits inkludiert. Die Kosten für den Leistungsschalter für jeden angeschlossenen Kunden der Stationen soll in Zukunft vom Kunden selbst getragen werden und fließen daher nicht in die Kostenberechnung.

7.1.1 Kosten für den Ausbau und Erweiterung des bestehenden Verteilnetzes

In der folgenden Tabelle sind die aufgrund der Szenarien zu erwartenden Kosten für den Ausbau und die Erweiterung des bestehenden Verteilnetzes nach der in Kapitel 5.2.2 beschriebenen Vorgehensweise.

Tabelle 39 Kosten für den Ausbau und die Erweiterung des bestehenden Verteilnetzes

Jahr		2030		2040			
Szenario		2a	2b	3a	3b	4a	4b
FF-PV Leistungszubau beider UW	in MW	79	151	142	260	142	261
Kabel Ausbau 240 mm ²	in km	0	23,1	23,9	56,1	34,8	86,9
Kabel Ausbau 500 mm ²	in km	0	0,0	0,0	6,6	0,0	2,5
UW-Abzweig	in Stk.	0	1	1	1	1	4
Stationen	in Stk.	23	22	39	39	59	57
Kosten Kabel 240 mm ²	in Mio €	0,00	5,51	5,71	13,39	8,31	20,75
Kosten Kabel 500 mm ²	in Mio €	0,00	0,00	0,00	1,61	0,00	0,61
Restliche Errichtungskosten	in Mio €	0,23	0,32	0,49	0,49	0,69	0,97
Summe Kosten	in Mio €	0,23	5,83	6,20	15,49	9,00	22,33

Die zu erwartende summierte Leistung an beiden UW (Baumgartenberg und Mauthausen) ist als Relation für jedes Szenario mitangeführt. Die notwendigen Leitungslängen, Abzweige und Stationen sind in Kapitel 5.2.3 beschrieben. Aufgrund der zuvor angeführten Kosten der einzelnen Positionen ergeben sich nun die summierten Kosten für den Ausbau des bestehenden Verteilnetzes, um die zu erwartenden Einspeiseleistungen zu integrieren.

7.1.2 Kosten für den Bau eines Einspeisenetzes

In der folgenden Tabelle sind die aufgrund der Szenarien zu erwartenden Kosten für den Ausbau und die Erweiterung des bestehenden Verteilnetzes nach der in Kapitel 2.7.1 beschriebenen Vorgehensweise angeführt.

Tabelle 40 Kosten für den Bau eines Einspeisenetzes

Jahr		2030		2040			
Szenario		2a	2b	3a	3b	4a	4b
FF-PV Leistungszubau beider UW	in MW	79	151	142	260	142	261
Kabel 240 mm ²	in km	63,8	64,0	80,3	116,4	114,0	146,4
Kabel 500 mm ²	in km	4,5	5,9	9,8	14,4	9,4	11,9
UW-Abzweig	in Stk.	5	6	9	13	9	13
Stationen	in Stk.	45	44	78	77	118	114
Kosten Kabel 240mm ²	in Mio €	15,24	15,27	19,17	27,80	27,21	34,94
Kosten Kabel 500mm ²	in Mio €	1,11	1,46	2,40	3,53	2,31	2,92
Restliche Errichtungskosten	in Mio €	0,95	1,04	1,68	2,07	2,08	2,44
Summe Kosten	in Mio €	17,30	17,77	23,25	33,40	31,61	40,30

Die zu erwartende summierte Leistung an beiden UW (Baumgartenberg und Mauthausen) ist als Relation für jedes Szenario mitangeführt. Die notwendigen Leitungslängen sind in Kapitel 6 beschrieben. Die Anzahl der nötigen Stationen und Abzweige gehen aus den Simulationen hervor. Aufgrund der zuvor angeführten Kosten der einzelnen Positionen ergeben sich nun die summierten Kosten für den Bau eines Einspeisenetzes, um die zu erwartenden Einspeiseleistungen zu integrieren.

7.2 Transformator-Verlustkosten bei volatiler Einspeisung

Die volatile Einspeisung führt vor allem bei den Transformatoren zu einer geringen Auslastung. Daher ist eine sorgfältige Betrachtung der Verluste bei Transformatoren und die daraus resultierende Wirtschaftlichkeit von zunehmender Bedeutung. Die stark gestiegenen Energiepreise zwingen die Käufer elektrischer Maschinen zunehmend dazu, die Eigenverluste dieser Maschinen sorgfältig zu beachten. So können bei verlustoptimierten Transformatoren Kosten eingespart werden.

Leerlaufverluste (P_0)

Leerlaufverluste sind die aufgenommene Wirkleistung, wenn an die Anschlüsse einer Wicklung des Transformators die Bemessungsspannung bei Bemessungsfrequenz angelegt wird, während die andere Wicklung unbelastet bleibt.

Kurzschlussverluste (P_k)

Die Nennkurzschlussverluste sind die bei Bemessungsfrequenz aufgenommene Wirkleistung, wenn der Bemessungsstrom durch den Leiteranschluss einer Wicklung fließt und die Anschlüsse der anderen Wicklung kurzgeschlossen sind. Diese Verluste setzen sich aus den Stromwärmeverlusten in den ohmschen Widerständen (I^2R) und den Zusatzverlusten zusammen, die durch Wirbelströme in den Wicklungen und Konstruktionsteilen verursacht werden.

7.2.1 Kostenbetrachtung aufgrund von Verlusten für Transformatoren:

Vereinfacht kann man die Kosten, welche durch die Verlustleistungen einher gehen, mit folgenden Formeln berechnen:

Kosten der Leerlaufverluste C_{P_0}

Leerlaufverluste verursachen jährliche Kosten C_{P_0} , welche durch folgende Faktoren bestimmt werden:

- Leerlaufverluste P_0 in kW
- Stromkosten C_e in € / kWh
- Anzahl der Stunden pro Jahr (8.760 h)

$$C_{P_0} = C_e \cdot 8.760 \text{ h} \cdot P_0 \quad 17$$

Kosten der Lastverluste/Kurzschlussverluste C_{P_k}

Lastverluste beziehungsweise Kurzschlussverluste verursachen jährliche Kosten C_{P_k} welche durch folgende Faktoren bestimmt werden:

- Wicklungsverluste P_k in kW
- Stromkosten C_e in € / kWh
- Lastfaktor a = Jährliche durchschnittliche Auslastung (Volllaststunden/ Stunden pro Jahr)
- Ausnützungsfaktor k , prozentuelle Überdimensionierung des Transformators in pu
- Anzahl der Stunden pro Jahr (8.760 h)

$$C_{P_k} = C_e \cdot 8.760 \text{ h} \cdot (a \cdot k)^2 P_k \quad 18$$

Betrachtet man vor allem die Kosten im Lastfall (Kurzschlussverluste), so sieht man, dass bei einer stark volatilen Einspeisung der Lastfaktor a sehr gering ausfällt. Ebenfalls ist davon auszugehen, dass ein Transformator nie exakt auf die Einspeiseleitung der angeschlossenen Einspeiseanlagen ausgelegt wird. Eine Reduktion um den Ausnützungsfaktor k in pu erfolgt daher noch bei den Volllaststunden. Diese Auswirkungen werden im nächsten Kapitel ausführlich besprochen.

7.2.2 Vergleich eines Transformators im Bestandsnetz mit volatilen Einspeisern

Zum Vergleich eines Transformators im Bestandsnetz mit der Leistungsabgabe von volatilen Einspeisern wurde ein 30 MVA-Transformator im ländlichen Gebiet von LN über den Zeitraum des Jahres 2023 ausgewertet. Dieser Transformator kam auf eine Auslastung von ca. 3560 Volllaststunden (Einspeisung und Leistungsbezug) im Jahr.

Zur Gegenüberstellung wurden die Daten zweier PV-Großanlagen im Versorgungsnetzbereich von LN hinzugezogen. Die Daten dieser Anlagen sind in der nachfolgenden Tabelle ersichtlich:

Tabelle 41 Volllaststunden zweier PV-Großanlagen

Anlage	Maximale Einspeiseleistung	Volllaststunden ohne Spitzenkappung	Einspeiseleistung bei Spitzenkappung auf 70 % der maximalen Einspeiseleistung	Volllaststunden bei Spitzenkappung auf 70 % der maximalen Einspeiseleistung
	in kW	in h	in kW	in h
A	469,2	1006	328,4	1417
B	361,0	1216	252,7	1677

Bei einer Reduktion der Einspeiseleistung auf 70 % der maximalen Einspeiseleistung ist eine höhere Zahl an Volllaststunden möglich und die Ausnützung eines Transformators würde sich dementsprechend ändern. Die 70 % werden nur zu Vergleichszwecken dargestellt um die Auswirkungen einer höheren Ausnützung zu zeigen.

Stellt man die Lastverluste zu den Volllaststunden eines typischen 30 MVA-Transformators dar, so erhält man mit folgenden Eingabewerten (Tabelle 42) und der Formel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** diesen Verlauf. Der Ausnützungsfaktor des Transformators wurde mit 1,00 so festgelegt, sodass dieser in diesem fiktiven Fall maximal ausgelastet ist.:

Tabelle 42 Typische Werte für die Ermittlung der Lastverluste

Stromkosten C_e	Verlustleistung Kurzschlussverluste P_k	Ausnützungsfaktor Trafo k
in €/kWh	in kW	in pu
0,20	150	1,00

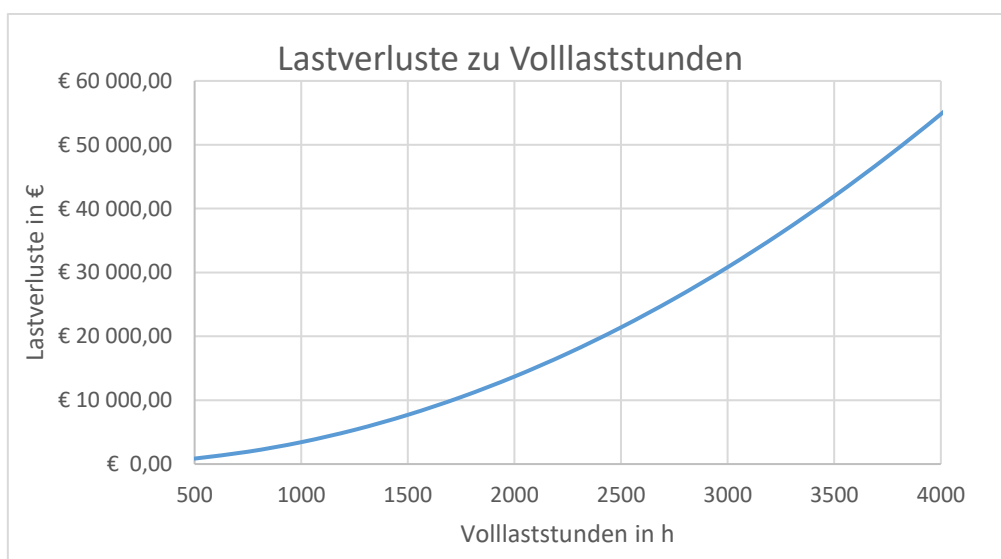


Abbildung 33 Lastverluste im Verhältnis zu den Volllaststunden

Zu erkennen ist, dass die Lastverluste quadratisch ansteigen. Für Anlagen mit geringen Volllaststunden sind die Auswirkungen aufgrund der quadratisch proportionalen Kurzschlussverluste um einiges kleiner als bei Anlagen mit einer hohen Anzahl an Volllaststunden. Jedoch ist anzumerken, dass ein Transformator nie exakt auf die Einspeiseleitung der angeschlossenen Einspeiseanlagen ausgelegt wird. Daher sind die Volllaststunden meist noch wesentlich geringer und die Auswirkungen der Lastverluste/Kurzschlussverluste fallen noch geringer aus.

Für die oben ermittelten Volllaststunden ergeben sich nun folgende Lastverluste am fiktiven Transformator:

Tabelle 43 Lastverluste eines typischen Transformators bei verschiedenen Volllaststunden

Volllaststunden	Lastverluste eines Transformators
in h	in €
1006 (Anlage A)	3 465,88
1216 (Anlage B)	5 063,89
1417 (Anlage A 70 % Kappung)	6 876,33
1677 (Anlage B 70 % Kappung)	9 631,26
3560 (Transformator Bestandsnetz)	43 402,74

Aufgrund des quadratischen Zusammenhangs der Lastverluste zu den Volllaststunden ist bei einem Transformator im Bestandsnetz viel mehr Wert auf die Kurzschlussverluste zu legen. Ein Transformator, der hauptsächlich die umgewandelte Energie aus volatilen Einspeisern überträgt, kann in Bezug auf die Kurzschlussverluste anders ausgelegt werden, denn die Volllaststunden des Transformators werden sich im selben Bereich wie die der Einspeiseanlagen befinden. Die Kurzschlussverluste setzen sich aus den Stromwärmeverlusten in den ohmschen Widerständen und den Zusatzverlusten, welche durch Wirbelströme in den Wicklungen und Konstruktionsteilen verursacht werden, zusammen. Vor allem bei den Stromwärmeverlusten in den Wicklungen besteht Einsparungspotenzial. So kann wesentlich weniger Kupfer verbaut werden, was die Anschaffungskosten für einen Transformator reduziert.

8 Zusammenfassung und Schlussfolgerung

Die geschaffenen Freiheitsgrade durch innovative Einspeisenetzstrukturen schaffen neue Möglichkeiten für die Planung der Integration neuer Photovoltaikanlagen im Verteilnetz. Auch wenn zum Beispiel im Bereich Sternpunktbehandlung oder Schutzkonzept nicht die eine Lösung gefunden wurde, ist diese Arbeit jedoch eine Entscheidungshilfe, um alle Möglichkeiten betreffend der Umsetzung von Einspeisenetzstrukturen zu vergleichen und für jeden spezifischen Fall eine Lösung zu finden.

In dieser Arbeit wurden ausschließlich die Flächen rund um zwei Umspannwerke im Netzgebiet der LINZ NETZ GmbH bewertet und Netzplanungen durchgeführt. Die echte Verteilung der zu erwartenden Entwicklung im Bereich Photovoltaik in ganz Oberösterreich ist schwer abzuschätzen. Daher wurden auch jeweils Szenarien mit einem minimal und einem maximal prognostizierten Ausbau gegenübergestellt. Trotzdem muss angemerkt werden, dass durch die vielen Unsicherheiten und notwendigen Annahmen die lokale Photovoltaikverteilung anders ausfallen kann.

Die in dieser Arbeit erstellten Prognosen bezüglich des Ausbaus von Photovoltaik sind stark von zukünftigen politischen Entscheidungen und gesellschaftlichen Entwicklungen abhängig. Daher sind alle Prognosen nach dem derzeitigen Stand vom Sommer 2024 zu betrachten. Von diesen Prognosen war auch in späterer Folge der Arbeit die Verteilung von potenziellen Photovoltaik-Freiflächenanlagen abhängig. Wichtig ist, anzumerken, dass diese Potenzialflächen und das daraus resultierende entworfene Netz nicht mit konkreten zukünftig real errichteten Netzstrukturen vergleichbar ist, da es sich um eine zufällig angenommene Verteilung beziehungsweise Aufteilung handelt. Die generelle, mittlere Verteilung dürfte aber in Zukunft nach Stand Sommer 2024 so aussehen. Auch das entworfene beziehungsweise verbesserte Netz ist aufgrund der vielen Annahmen bei der Bewertung der Potenziale als rein theoretisch anzusehen. Jedoch kann ein wichtiger Vergleich zwischen dem Ausbau des bestehenden Verteilnetzes und der Errichtung eines eigenen Einspeisenetzes gezogen werden.

Betrachtet man ausschließlich die dezentralen Photovoltaik-Freiflächenanlagen so ist ein eigenes Einspeisernetz wesentlich teurer und eine Umsetzung nicht sinnvoll. Auch wenn ein reiner Bestandsnetzausbau zahlenmäßig günstiger ist, ist ein großer Punkt in dieser Arbeit nicht betrachtet worden: Der noch stärker forcierte Zubau an Dachflächen PV wird im gleichen Zeitraum ebenfalls vorangetrieben. Die zusätzlich zu erwartenden Einspeiseleistungen durch Dach- und Gebäudephotovoltaik liegen abhängig vom Szenario teils über den Einspeiseleistungen der Freiflächen! Da diese Energie aber auch in der Regel direkt von den Besitzern der Anlagen genützt wird und die Größen der Anlagen teilweise zu klein für eine aufwändige Einzeleingliederung in ein Einspeisenetz ist, bleibt es bei diesen Anlagen von wesentlichem Vorteil und Interesse, diese in das Bestands- Verteilnetz zu integrieren.

Integriert man nun auch noch die Photovoltaik Freiflächenanlagen in das Bestandsnetz, so wird der Netzausbau wesentlich komplizierter. In einigen, in dieser Arbeit betrachteten Szenarien ist der Ausbau des bestehenden Netzes bis knapp an die Grenze ausgereizt worden, trotz teilweiser Erhöhung von der Anzahl der Abzweige in den Umspannwerken. Kabelleitungen mit einem Querschnitt größer als

500 mm² bringen in Punkto Spannungshub kaum noch Verbesserungen. Ebenfalls ist die Verlegung noch querschnittsstärkerer Kabel teilweise nicht mehr machbar – Stichwort Biegeradius.

Dahingehend müssen bei dem prognostizierten Ausbau von Photovoltaik ohnehin viele neue Abzweige in den Umspannwerken errichtet werden, um die zu erwartenden Einspeiseleistungen aufnehmen zu können. Hier fallen de facto dieselben baulichen Kosten an, die durch eigene Einspeisenetzstrukturen entstehen würden. Werden diese neuen Abzweige nun für rein einspeisende Kunden verwendet, so stehen nun die gesamten Vorteile dieses Konzeptes zur Verfügung. Spezielle „Hotspots“, an denen viel Freiflächenphotovoltaik erwartet wird, könnten somit einfacher in das Netz integriert werden.

Die in dieser Arbeit nicht betrachteten jedoch wichtigen Dach- und Gebäudephotovoltaikanlagen stellen noch große Unsicherheiten im Punkto Belastung des bestehenden Versorgungsnetzes dar. Zukünftige politische Entscheidungen wie etwa Spitzenkappung von größentechnisch jeglichen Anlagen, volatile Stromtarife beziehungsweise Netzentgelte, digitale Schnittstellen als auch Subventionen stellen große Unsicherheitsfaktoren für die Wirtschaftlichkeit jener Einspeisenetzstrukturen dar. Diese Punkte können nach konkreteren politischen Entscheidungen in einer weiterführenden Arbeit betrachtet werden.

Ein Ausbau des Verteilnetzes mit neuen Konzepten und Ideen muss in naher Zukunft stattfinden. Denn eine Energiewende ist derzeit schon im Gange. Die wenigen großen Kraftwerke werden immer mehr durch viele dezentrale kleinere volatile Anlagen abgelöst. Um diese Anlagen und vor allem die Photovoltaik zu integrieren, ist das Konzept eines Einspeisenetzes für umspannwerksnahe Anlagen eine denkbare Lösung.

9 Literatur und Quellenverzeichnis

- [1] Nationalrat - Gesetz, *Bundesgesetz zur Regelung der Elektrizitätswirtschaft (Elektrizitätswirtschaftsgesetz –EIWG)*, Wien, 2024.
- [2] Bundesministerium, Klimaschutz, Umwelt, Energie, Innovation und Mobilität, „Bundesministerium, Klimaschutz, Umwelt, Energie, Innovation und Mobilität,“ [Online]. Available: <https://www.bmk.gv.at/>. [Zugriff am 10 10 2024].
- [3] E-Control, *TOR Stromerzeugungsanlagen Typ A - Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs A und von Kleinstenergieanlagen*, 2024.
- [4] E-Control, *TOR Stromerzeugungsanlagen Typ B - Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs B*, 2024.
- [5] E-Control, *TOR Stromerzeugungsanlagen Typ C - Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs C*, 2024.
- [6] E-Control, *TOR Stromerzeugungsanlagen Typ D - Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs D*, 2024.
- [7] A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme, Smarte Stromversorgung im Zeitalter der Energiewende*, Berlin: Springer, 2022.
- [8] ÖVE Österreichischer Verband für Elektrotechnik, *ÖVE EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*, 2020.
- [9] Deutsches Institut für Normung, *DIN EN 50160 Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*, 2020.
- [10] LINZ NETZ, *LN-501 Netzplanung und Projektierung*, Linz, 2021.
- [11] E-Control, *TOR Teil D Besondere technische Regeln, Hauptabschnitt D2*, 2017.
- [12] Faberkabel, „Faberkabel.de,“ [Online]. Available: <https://shop.faberkabel.de/>. [Zugriff am 14 05 2024].
- [13] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik, *DIN VDE 0276-1000 Starkstromkabel*, 2006.
- [14] Österreichs Energie, *Sternpunktbehandlung in Mittel- und Hochspannungsnetzen*, 2014.
- [15] Siemens AG, „Planung der elektrischen Energieverteilung-technische Grundlagen,“ 2018.
- [16] K. Fruth, *Planungsleitfaden für Energieverteilungsanlagen*, 2011.
- [17] ÖVE Österreichischer Verband für Elektrotechnik, *ÖVE B1/1976: Beeinflussung von Fernmeldeanlagen durch Wechselstrom-anlagen mit Nennspannungen über 1 kV*, 1976.
- [18] O. Clemens, „Ausbaugrenzen gelöscht betriebener Netze. Institut für elektrische Anlagen und Netze TU Graz,“ 2008.
- [19] Energietechnische Gesellschaft im VDE (VDE ETG) ETG-Arbeitskreis „Sternpunktbehandlung in Netzen bis 110 kV“, „ETG-Fachbericht 167 Leitfaden zur Sternpunktbehandlung in Netzen bis 110 kV (D-A-CH),“ 2022.
- [20] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik, „Ermittlung von Eingangsdaten zur Zuverlässigkeitsberechnung aus der FNN-Störungsstatistik,“ 2020.
- [21] CIRED International Conference on Electricity Distribution, „DC Networks on the distribution level – New trend or Vision?,“ 2021.
- [22] LINZ NETZ GmbH, „LINZ NETZ GmbH,“ LINZ NETZ GmbH, [Online]. Available: <https://www.linznetz.at/>. [Zugriff am 01 10 2024].
- [23] Umweltbundesamt GmbH, „Szenarien für die realisierbare erneuerbare Stromerzeugung im Jahr 2030 und 2040,“ Wien, 2023.
- [24] U. E. M. I. u. T. Bundesministerium für Klimaschutz, „Integrierter österreichischer Netzinfrastukturplan,“ 2024.
- [25] Netz OÖ und Energie Institut an der JKU, „Entwicklung von Strombedarf und -erzeugung im Versorgungsbereich von Netz OÖ,“ Linz, 2020.

- [26] Amt der Oö. Landesregierung, Direktion Umwelt und Wasserwirtschaft, Abteilung Umweltschutz, „OOE Photovoltaik Strategie 2030,“ Linz, 2022.
- [27] Amt der NÖ Landesregierung Abteilung Raumordnung und Gesamtverkehrsangelegenheiten, „Leitfaden PV Freifläche NOE,“ 2020.
- [28] VDMA-Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau, 2022. [Online]. Available: www.vdma.org/international-technology-roadmap-photovoltaic. [Zugriff am 07 05 2024].
- [29] Fraunhoferinstitut, „Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland,“ 2024.
- [30] Digitales Oberösterreichisches Raum-Informationssystem - DORIS, „Digitales Oberösterreichisches Raum-Informationssystem - DORIS,“ [Online]. Available: <https://www.doris.at/>. [Zugriff am 10 05 2024].
- [31] Europäische Kommission, *Verordnung zur Festlegung eines Netzkodex für den Lastanschluss (Demand Connection Code)*, 2016.
- [32] APG - Austrian Power Grid, „Österreichs Weg Richtung 100 % Erneuerbare - Eine Analyse von 2030 mit Ausblick 2050; APG,“ Wien, 2019.
- [33] G. Hilgarth, Elektrische Energieverteilung, Vieweg+Teubner Verlag, 2005.

13	1,0	0,46	0,78	0,30	0,58	0,36	0,68	0,26	0,48
14	2,4	1,10	1,87	0,72	1,38	0,87	1,63	0,63	1,15
15	7,2	1,66	2,81	1,08	2,07	1,30	2,44	0,95	1,72
16	1,4	0,64	1,09	0,42	0,81	0,51	0,95	0,37	0,67
17	2,0	0,92	1,56	0,60	1,15	0,72	1,35	0,53	0,96
18	2,0	0,92	1,56	0,60	1,15	0,72	1,35	0,53	0,96
19	2,9	1,33	2,26	0,87	1,67	1,05	1,96	0,76	1,39
20	0,7	0,32	0,55	0,21	0,40	0,25	0,47	0,18	0,33
21	1,7	0,78	1,33	0,51	0,98	0,62	1,15	0,45	0,81
22	1,2	0,55	0,94	0,36	0,69	0,43	0,81	0,32	0,57
23	1,2	0,55	0,94	0,36	0,69	0,43	0,81	0,32	0,57
24	1,1	0,51	0,86	0,33	0,63	0,40	0,74	0,29	0,53
25	2,3	1,06	1,79	0,69	1,32	0,83	1,56	0,60	1,10
26	1,7	0,78	1,33	0,51	0,98	0,62	1,15	0,45	0,81
27	0,8	0,37	0,62	0,24	0,46	0,29	0,54	0,21	0,38
28	13,5	3,11	5,27	2,03	3,88	2,45	4,57	1,77	3,22
29	2,9	1,33	2,26	0,87	1,67	1,05	1,96	0,76	1,39
30	19,6	2,25	3,82	1,47	2,82	1,78	3,32	1,29	2,34
31	4,0	1,84	3,12	1,20	2,30	1,45	2,71	1,05	1,91
32	216,5	24,90	42,22	16,24	31,12	19,61	36,66	14,21	25,86
33	10,0	2,30	3,90	1,50	2,88	1,81	3,39	1,31	2,39
34	1,5	0,69	1,17	0,45	0,86	0,54	1,02	0,39	0,72
35	7,3	1,68	2,85	1,10	2,10	1,32	2,47	0,96	1,74
36	3,5	1,61	2,73	1,05	2,01	1,27	2,37	0,92	1,67
37	2,2	1,01	1,72	0,66	1,27	0,80	1,49	0,58	1,05
38	2,9	1,33	2,26	0,87	1,67	1,05	1,96	0,76	1,39
39	2,1	0,97	1,64	0,63	1,21	0,76	1,42	0,55	1,00
40	1,9	0,87	1,48	0,57	1,09	0,69	1,29	0,50	0,91
41	9,7	2,23	3,78	1,46	2,79	1,76	3,28	1,27	2,32
42	16,7	1,92	3,26	1,25	2,40	1,51	2,83	1,10	1,99
43	3,0	1,38	2,34	0,90	1,73	1,09	2,03	0,79	1,43
44	20,2	2,32	3,94	1,52	2,90	1,83	3,42	1,33	2,41
45	19,0	2,19	3,71	1,43	2,73	1,72	3,22	1,25	2,27
46	9,3	2,14	3,63	1,40	2,67	1,68	3,15	1,22	2,22
47	1,8	0,83	1,40	0,54	1,04	0,65	1,22	0,47	0,86
48	0,6	0,28	0,47	0,18	0,35	0,22	0,41	0,16	0,29
49	4,0	1,84	3,12	1,20	2,30	1,45	2,71	1,05	1,91
50	1,0	0,46	0,78	0,30	0,58	0,36	0,68	0,26	0,48
51	6,6	1,52	2,57	0,99	1,90	1,20	2,23	0,87	1,58
52	1,8	0,83	1,40	0,54	1,04	0,65	1,22	0,47	0,86
53	2,6	1,20	2,03	0,78	1,50	0,94	1,76	0,68	1,24
54	28,9	3,32	5,64	2,17	4,15	2,62	4,89	1,90	3,45
55	7,3	1,68	2,85	1,10	2,10	1,32	2,47	0,96	1,74
56	2,3	1,06	1,79	0,69	1,32	0,83	1,56	0,60	1,10
57	15,3	3,52	5,97	2,30	4,40	2,77	5,18	2,01	3,65
58	31,5	3,62	6,14	2,36	4,53	2,85	5,33	2,07	3,76
59	9,9	2,28	3,86	1,49	2,85	1,79	3,35	1,30	2,36
60	2,7	1,24	2,11	0,81	1,55	0,98	1,83	0,71	1,29

61	0,6	0,28	0,47	0,18	0,35	0,22	0,41	0,16	0,29
100	0,3	0,14	0,23	0,09	0,17	0,11	0,20	0,08	0,14
101	0,6	0,28	0,47	0,18	0,35	0,22	0,41	0,16	0,29
102	2,3	1,06	1,79	0,69	1,32	0,83	1,56	0,60	1,10
103	1,0	0,46	0,78	0,30	0,58	0,36	0,68	0,26	0,48
104	1,9	0,87	1,48	0,57	1,09	0,69	1,29	0,50	0,91
105	3,0	1,38	2,34	0,90	1,73	1,09	2,03	0,79	1,43
106	2,0	0,92	1,56	0,60	1,15	0,72	1,35	0,53	0,96
107	5,9	2,71	4,60	1,77	3,39	2,14	4,00	1,55	2,82
108	19,6	2,25	3,82	1,47	2,82	1,78	3,32	1,29	2,34
109	8,3	1,91	3,24	1,25	2,39	1,50	2,81	1,09	1,98
110	7,3	1,68	2,85	1,10	2,10	1,32	2,47	0,96	1,74
111	0,9	0,41	0,70	0,27	0,52	0,33	0,61	0,24	0,43
112	1,1	0,51	0,86	0,33	0,63	0,40	0,74	0,29	0,53
113	5,7	2,62	4,45	1,71	3,28	2,06	3,86	1,50	2,72
114	3,9	1,79	3,04	1,17	2,24	1,41	2,64	1,02	1,86
115	1,9	0,87	1,48	0,57	1,09	0,69	1,29	0,50	0,91
116	3,3	1,52	2,57	0,99	1,90	1,20	2,23	0,87	1,58
117	1,9	0,87	1,48	0,57	1,09	0,69	1,29	0,50	0,91
118	1,0	0,46	0,78	0,30	0,58	0,36	0,68	0,26	0,48
119	3,5	1,61	2,73	1,05	2,01	1,27	2,37	0,92	1,67
120	13,4	3,08	5,23	2,01	3,85	2,43	4,54	1,76	3,20
121	3,3	1,52	2,57	0,99	1,90	1,20	2,23	0,87	1,58
122	13,4	3,08	5,23	2,01	3,85	2,43	4,54	1,76	3,20
123	1,4	0,64	1,09	0,42	0,81	0,51	0,95	0,37	0,67
124	4,4	2,02	3,43	1,32	2,53	1,59	2,98	1,16	2,10
125	1,7	0,78	1,33	0,51	0,98	0,62	1,15	0,45	0,81
126	2,1	0,97	1,64	0,63	1,21	0,76	1,42	0,55	1,00
127	7,3	1,68	2,85	1,10	2,10	1,32	2,47	0,96	1,74
128	5,2	2,39	4,06	1,56	2,99	1,88	3,52	1,37	2,48
129	3,4	1,56	2,65	1,02	1,96	1,23	2,30	0,89	1,62
130	3,2	1,47	2,50	0,96	1,84	1,16	2,17	0,84	1,53
131	110,4	12,70	21,53	8,28	15,87	10,00	18,69	7,25	13,19
132	2,9	1,33	2,26	0,87	1,67	1,05	1,96	0,76	1,39
133	2,2	1,01	1,72	0,66	1,27	0,80	1,49	0,58	1,05
134	1,5	0,69	1,17	0,45	0,86	0,54	1,02	0,39	0,72
135	1,1	0,51	0,86	0,33	0,63	0,40	0,74	0,29	0,53
136	1,5	0,69	1,17	0,45	0,86	0,54	1,02	0,39	0,72
137	2,3	1,06	1,79	0,69	1,32	0,83	1,56	0,60	1,10
138	3,0	1,38	2,34	0,90	1,73	1,09	2,03	0,79	1,43
139	37,6	4,32	7,33	2,82	5,41	3,41	6,37	2,47	4,49
140	1,2	0,55	0,94	0,36	0,69	0,43	0,81	0,32	0,57
141	5,6	2,58	4,37	1,68	3,22	2,03	3,79	1,47	2,68
142	32,6	3,75	6,36	2,45	4,69	2,95	5,52	2,14	3,89
143	2,5	1,15	1,95	0,75	1,44	0,91	1,69	0,66	1,19
144	3,0	1,38	2,34	0,90	1,73	1,09	2,03	0,79	1,43
145	30,6	3,52	5,97	2,30	4,40	2,77	8,00	2,01	3,65
146	14,2	3,27	5,54	2,13	4,08	2,57	4,81	1,86	3,39

147	0,5	0,23	0,39	0,15	0,29	0,18	0,34	0,13	0,24
148	3,2	1,47	2,50	0,96	1,84	1,16	2,17	0,84	1,53
149	6,8	1,56	2,65	1,02	1,96	1,23	2,30	0,89	1,62
150	6,5	1,50	2,54	0,98	1,87	1,18	2,20	0,85	1,55
151	16,2	1,86	3,16	1,22	2,33	1,47	2,74	1,06	1,93
152	45,3	5,21	8,83	3,40	6,51	4,10	7,67	2,97	5,41
153	3,2	1,47	2,50	0,96	1,84	1,16	2,17	0,84	1,53
154	3,1	1,43	2,42	0,93	1,78	1,12	2,10	0,81	1,48
155	1,0	0,46	0,78	0,30	0,58	0,36	0,68	0,26	0,48
156	1,3	0,60	1,01	0,39	0,75	0,47	0,88	0,34	0,62
157	14,8	3,40	5,77	2,22	4,26	7,00	7,00	1,94	3,54
158	3,2	1,47	2,50	0,96	1,84	1,16	2,17	0,84	1,53
159	1,5	0,69	1,17	0,45	0,86	0,54	1,02	0,39	0,72
160	1,8	0,83	1,40	0,54	1,04	0,65	1,22	0,47	0,86
161	0,9	0,41	0,70	0,27	0,52	0,33	0,61	0,24	0,43
162	4,9	2,25	3,82	1,47	2,82	1,78	3,32	1,29	2,34
163	6,9	1,59	2,69	1,04	1,98	1,25	2,34	0,91	1,65
164	3,0	1,38	2,34	0,90	1,73	1,09	2,03	0,79	1,43
165	1,2	0,55	0,94	0,36	0,69	0,43	0,81	0,32	0,57
166	0,9	0,41	0,70	0,27	0,52	0,33	0,61	0,24	0,43
167	14,4	3,31	5,62	2,16	4,14	2,61	4,88	1,89	3,44
168	18,0	2,07	3,51	1,35	2,59	1,63	3,05	1,18	2,15
169	3,6	1,66	2,81	1,08	2,07	1,30	2,44	0,95	1,72
170	13,3	3,06	8,50	2,00	3,82	2,41	4,50	1,75	3,18
171	6,7	1,54	2,61	1,01	1,93	1,21	2,27	0,88	1,60
172	1,1	0,51	0,86	0,33	0,63	0,40	0,74	0,29	0,53
173	3,7	1,70	2,89	1,11	2,13	1,34	2,51	0,97	1,77
174	6,1	1,40	2,38	0,92	1,75	1,10	2,07	0,80	1,46
175	7,0	1,61	2,73	1,05	2,01	1,27	2,37	0,92	1,67
176	2,1	0,97	1,64	0,63	1,21	0,76	1,42	0,55	1,00
177	3,0	1,38	2,34	0,90	1,73	1,09	2,03	0,79	1,43
178	1,2	0,55	0,94	0,36	0,69	0,43	0,81	0,32	0,57
179	1,0	0,46	0,78	0,30	0,58	0,36	0,68	0,26	0,48
180	3,2	1,47	2,50	0,96	1,84	1,16	2,17	0,84	1,53
181	2,9	1,33	2,26	0,87	1,67	1,05	1,96	0,76	1,39
182	3,5	1,61	2,73	1,05	2,01	1,27	2,37	0,92	1,67
183	1,2	0,55	0,94	0,36	0,69	0,43	0,81	0,32	0,57
184	1,9	0,87	1,48	0,57	1,09	0,69	1,29	0,50	0,91
185	1,5	0,69	1,17	0,45	0,86	0,54	1,02	0,39	0,72
186	4,2	1,93	3,28	1,26	2,42	1,52	2,84	1,10	2,01
187	8,2	1,89	3,20	1,23	2,36	1,49	2,78	1,08	1,96
188	6,1	1,40	2,38	0,92	1,75	1,10	2,07	0,80	1,46
189	1,0	0,46	0,78	0,30	0,58	0,36	0,68	0,26	0,48
190	2,7	1,24	2,11	0,81	1,55	0,98	1,83	0,71	1,29
191	1,0	0,46	0,78	0,30	0,58	0,36	0,68	0,26	0,48
192	1,8	0,83	1,40	0,54	1,04	0,65	1,22	0,47	0,86
193	5,0	2,30	3,90	1,50	2,88	1,81	3,39	1,31	2,39
194	1,0	0,46	0,78	0,30	0,58	0,36	0,68	0,26	0,48

195	17,9	2,06	3,49	1,34	2,57	1,62	3,03	1,17	2,14
196	26,7	3,07	5,21	2,00	3,84	2,42	4,52	1,75	3,19
197	0,8	0,37	0,62	0,24	0,46	0,29	0,54	0,21	0,38
198	0,8	0,37	0,62	0,24	0,46	0,29	0,54	0,21	0,38
199	2,2	1,01	1,72	0,66	1,27	0,80	1,49	0,58	1,05
200	12,7	2,92	4,95	1,91	3,65	2,30	4,30	1,67	3,03
201	1,4	0,64	1,09	0,42	0,81	0,51	0,95	0,37	0,67
202	1,3	0,60	1,01	0,39	0,75	0,47	0,88	0,34	0,62
203	14,6	3,36	5,69	2,19	4,20	2,64	4,94	1,92	3,49
204	1,4	0,64	1,09	0,42	0,81	0,51	0,95	0,37	0,67

10.1.2 UW Mauthausen

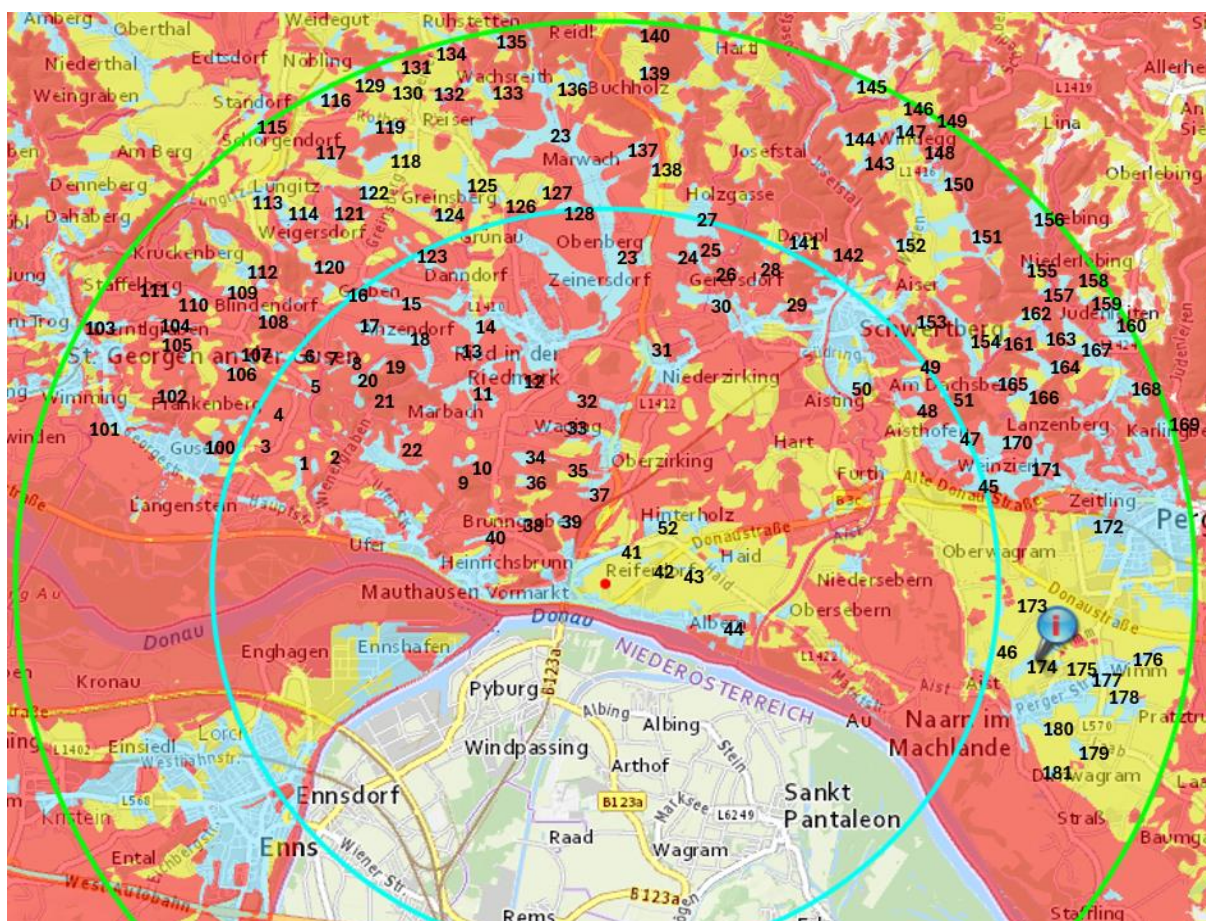


Abbildung 35 Geografische Lage der Flächen mit Nummer - UW Mauthausen

Tabelle 45 Liste aller potenziellen Flächen für das UW Baumgartenberg inklusive der Leistung nach Szenario-Parameter-Festlegung (Sze = Szenario)

		Sze. 1a	Sze. 1b	Sze. 2a	Sze. 2b	Sze. 3a	Sze. 3b	Sze. 4a	Sze. 4b
Nr.	Fläche	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung
	in ha	in MW	in MW	in MW	in MW	in MW	in MW	in MW	in MW
1	3,80	2,24	3,80	1,20	2,32	1,40	2,55	0,96	1,78

2	1,50	0,89	1,50	0,47	0,92	0,55	1,01	0,38	0,70
3	0,70	0,41	0,70	0,22	0,43	0,26	0,47	0,18	0,33
4	3,10	1,83	3,10	0,98	1,89	1,14	2,08	0,78	1,45
5	2,00	1,18	2,00	0,63	1,22	0,74	1,34	0,50	0,93
6	3,00	1,77	3,00	0,95	1,83	1,10	2,02	0,76	1,40
7	0,70	0,41	0,70	0,22	0,43	0,26	0,47	0,18	0,33
8	1,60	0,94	1,60	0,50	0,98	0,59	1,08	0,40	0,75
9	0,70	0,41	0,70	0,22	0,43	0,26	0,47	0,18	0,33
10	3,20	1,89	3,20	1,01	1,95	1,18	2,15	0,81	1,50
11	15,90	4,69	7,95	2,50	4,85	2,92	5,34	2,00	3,71
12	12,10	3,57	6,05	1,91	3,69	2,22	4,07	1,52	2,83
13	1,40	0,83	1,40	0,44	0,85	0,51	0,94	0,35	0,65
14	12,30	3,63	6,15	1,94	3,75	2,26	4,13	1,55	2,87
15	4,40	2,60	4,40	1,39	2,68	1,62	2,96	1,11	2,06
16	2,70	1,59	2,70	0,85	1,65	0,99	1,81	0,68	1,26
17	2,30	1,36	2,30	0,72	1,40	0,85	1,55	0,58	1,07
18	9,10	2,68	4,55	1,43	2,78	1,67	3,06	1,15	2,13
19	1,90	1,12	1,90	0,60	1,16	0,70	1,28	0,48	0,89
20	1,20	0,71	1,20	0,38	0,73	0,44	0,81	0,30	0,56
21	1,40	0,83	1,40	0,44	0,85	0,51	0,94	0,35	0,65
22	14,00	4,13	7,00	2,21	4,27	2,57	4,70	1,76	3,27
23	115,60	17,05	28,90	9,10	17,63	10,62	19,42	7,28	13,50
24	1,70	1,00	1,70	0,54	1,04	0,62	1,14	0,43	0,79
25	1,90	1,12	1,90	0,60	1,16	0,70	1,28	0,48	0,89
26	1,30	0,77	1,30	0,41	0,79	0,48	0,87	0,33	0,61
27	19,00	2,80	4,75	1,50	2,90	1,75	3,19	1,20	2,22
28	3,20	1,89	3,20	1,01	1,95	1,18	2,15	0,81	1,50
29	2,50	1,48	2,50	0,79	1,53	0,92	1,68	0,63	1,17
30	11,40	3,36	5,70	1,80	3,48	2,09	3,83	1,44	2,66
31	4,70	2,77	4,70	1,48	2,87	1,73	3,16	1,18	2,20
32	2,00	1,18	2,00	0,63	1,22	0,74	1,34	0,50	0,93
33	4,20	2,48	4,20	1,32	2,56	1,54	2,82	1,06	1,96
34	3,60	2,12	3,60	1,13	2,20	1,32	2,42	0,91	1,68
35	1,00	0,59	1,00	0,32	0,61	0,37	0,67	0,25	0,47
36	2,60	1,53	2,60	0,82	1,59	0,96	1,75	0,66	1,21
37	5,60	3,30	5,60	1,76	3,42	2,06	3,76	1,41	2,62
38	1,60	0,94	1,60	0,50	0,98	0,59	1,08	0,40	0,75
39	3,00	1,77	3,00	0,95	1,83	1,10	2,02	0,76	1,40
40	2,40	1,42	2,40	0,76	1,46	0,88	1,61	0,60	1,12
41	2,80	1,65	2,80	0,88	1,71	1,03	1,88	0,71	1,31
42	1,20	0,71	1,20	0,38	0,73	0,44	0,81	0,30	0,56
43	1,10	0,65	1,10	0,35	0,67	0,40	0,74	0,28	0,51
44	24,00	3,54	6,00	1,89	3,66	2,21	4,03	1,51	2,80
45	3,70	2,18	3,70	1,17	2,26	1,36	2,49	0,93	1,73
46	2,00	1,18	2,00	0,63	1,22	0,74	1,34	0,50	0,93
47	17,80	2,63	4,45	1,40	2,71	1,64	2,99	1,12	2,08
48	5,80	3,42	5,80	1,83	3,54	2,13	3,90	1,46	2,71
49	3,50	2,07	3,50	1,10	2,14	1,29	2,35	0,88	1,64

50	7,90	2,33	3,95	1,24	2,41	1,45	2,65	1,00	1,85
51	1,00	0,59	1,00	0,32	0,61	0,37	0,67	0,25	0,47
52	6,40	1,89	3,20	1,01	1,95	1,18	2,15	0,81	1,50
100	5,00	2,95	5,00	1,58	3,05	1,84	3,36	1,26	2,34
101	4,10	2,42	4,10	1,29	2,50	1,51	2,76	1,03	1,92
102	1,40	0,83	1,40	0,44	0,85	0,51	0,94	0,35	0,65
103	2,20	1,30	2,20	0,69	1,34	0,81	1,48	0,55	1,03
104	2,70	1,59	2,70	0,85	1,65	0,99	1,81	0,68	1,26
105	0,70	0,41	0,70	0,22	0,43	0,26	0,47	0,18	0,33
106	1,60	0,94	1,60	0,50	0,98	0,59	1,08	0,40	0,75
107	1,90	1,12	1,90	0,60	1,16	0,70	1,28	0,48	0,89
108	1,30	0,77	1,30	0,41	0,79	0,48	0,87	0,33	0,61
109	2,20	1,30	2,20	0,69	1,34	0,81	1,48	0,55	1,03
110	1,70	1,00	1,70	0,54	1,04	0,62	1,14	0,43	0,79
111	1,20	0,71	1,20	0,38	0,73	0,44	0,81	0,30	0,56
112	2,40	1,42	2,40	0,76	1,46	0,88	1,61	0,60	1,12
113	3,30	1,95	3,30	1,04	2,01	1,21	2,22	0,83	1,54
114	7,90	2,33	3,95	1,24	2,41	1,45	2,65	1,00	1,85
115	10,00	2,95	5,00	1,58	3,05	1,84	3,36	1,26	2,34
116	7,10	2,09	3,55	1,12	2,17	1,30	2,39	0,89	1,66
117	2,90	1,71	2,90	0,91	1,77	1,07	1,95	0,73	1,36
118	10,00	2,95	5,00	1,58	3,05	1,84	3,36	1,26	2,34
119	4,80	2,83	4,80	1,51	2,93	1,76	3,23	1,21	2,24
120	5,40	3,19	5,40	1,70	3,29	1,98	3,63	1,36	2,52
121	2,90	1,71	2,90	0,91	1,77	1,07	1,95	0,73	1,36
122	5,80	3,42	5,80	1,83	3,54	2,13	3,90	1,46	2,71
123	5,40	3,19	5,40	1,70	3,29	1,98	3,63	1,36	2,52
124	4,10	2,42	4,10	1,29	2,50	1,51	2,76	1,03	1,92
125	10,00	2,95	5,00	1,58	3,05	1,84	3,36	1,26	2,34
126	1,70	1,00	1,70	0,54	1,04	0,62	1,14	0,43	0,79
127	1,60	0,94	1,60	0,50	0,98	0,59	1,08	0,40	0,75
128	3,10	1,83	3,10	0,98	1,89	1,14	2,08	0,78	1,45
129	3,10	1,83	3,10	0,98	1,89	1,14	2,08	0,78	1,45
130	1,00	0,59	1,00	0,32	0,61	0,37	0,67	0,25	0,47
131	2,90	1,71	2,90	0,91	1,77	1,07	1,95	0,73	1,36
132	1,30	0,77	1,30	0,41	0,79	0,48	0,87	0,33	0,61
133	2,30	1,36	2,30	0,72	1,40	0,85	1,55	0,58	1,07
134	5,40	3,19	5,40	1,70	3,29	1,98	3,63	1,36	2,52
135	3,00	1,77	3,00	0,95	1,83	1,10	2,02	0,76	1,40
136	4,40	2,60	4,40	1,39	2,68	1,62	2,96	1,11	2,06
137	5,70	3,36	5,70	1,80	3,48	2,09	3,83	1,44	2,66
138	2,60	1,53	2,60	0,82	1,59	0,96	1,75	0,66	1,21
139	1,50	0,89	1,50	0,47	0,92	0,55	1,01	0,38	0,70
140	1,20	0,71	1,20	0,38	0,73	0,44	0,81	0,30	0,56
141	3,60	2,12	3,60	1,13	2,20	1,32	2,42	0,91	1,68
142	1,60	0,94	1,60	0,50	0,98	0,59	1,08	0,40	0,75
143	3,20	1,89	3,20	1,01	1,95	1,18	2,15	0,81	1,50

144	4,00	2,36	4,00	1,26	2,44	1,47	2,69	1,01	1,87
145	2,30	1,36	2,30	0,72	1,40	0,85	1,55	0,58	1,07
146	2,00	1,18	2,00	0,63	1,22	0,74	1,34	0,50	0,93
147	10,00	2,95	5,00	1,58	3,05	1,84	3,36	1,26	2,34
148	1,60	0,94	1,60	0,50	0,98	0,59	1,08	0,40	0,75
149	1,00	0,59	1,00	0,32	0,61	0,37	0,67	0,25	0,47
150	5,50	3,25	5,50	1,73	3,36	2,02	3,70	1,39	2,57
151	22,60	3,33	5,65	1,78	3,45	2,08	3,80	1,42	2,64
152	4,50	2,66	4,50	1,42	2,75	1,65	3,02	1,13	2,10
153	3,10	1,83	3,10	0,98	1,89	1,14	2,08	0,78	1,45
154	12,50	3,69	6,25	1,97	3,81	2,30	4,20	1,58	2,92
155	2,10	1,24	2,10	0,66	1,28	0,77	1,41	0,53	0,98
156	7,80	2,30	3,90	1,23	2,38	1,43	2,62	0,98	1,82
157	2,00	1,18	2,00	0,63	1,22	0,74	1,34	0,50	0,93
158	2,30	1,36	2,30	0,72	1,40	0,85	1,55	0,58	1,07
159	2,00	1,18	2,00	0,63	1,22	0,74	1,34	0,50	0,93
160	20,00	2,95	5,00	1,58	3,05	1,84	3,36	1,26	2,34
161	3,20	1,89	3,20	1,01	1,95	1,18	2,15	0,81	1,50
162	2,70	1,59	2,70	0,85	1,65	0,99	1,81	0,68	1,26
163	5,30	3,13	5,30	1,67	3,23	1,95	3,56	1,34	2,48
164	7,00	2,07	3,50	1,10	2,14	1,29	2,35	0,88	1,64
165	3,00	1,77	3,00	0,95	1,83	1,10	2,02	0,76	1,40
166	7,00	2,07	3,50	1,10	2,14	1,29	2,35	0,88	1,64
167	19,00	2,80	4,75	1,50	2,90	1,75	3,19	1,20	2,22
168	9,60	2,83	4,80	1,51	2,93	1,76	3,23	1,21	2,24
169	5,20	3,07	5,20	1,64	3,17	1,91	3,49	1,31	2,43
170	9,30	2,74	4,65	1,46	2,84	1,71	3,12	1,17	2,17
171	23,60	3,48	5,90	1,86	3,60	2,17	3,96	1,49	2,76
172	3,60	2,12	3,60	1,13	2,20	1,32	2,42	0,91	1,68
173	3,40	2,01	3,40	1,07	2,07	1,25	2,28	0,86	1,59
174	7,70	2,27	3,85	1,21	2,35	1,41	2,59	0,97	1,80
175	1,00	0,59	1,00	0,32	0,61	0,37	0,67	0,25	0,47
176	13,70	4,04	6,85	2,16	4,18	2,52	4,60	1,73	3,20
177	11,10	3,27	5,55	1,75	3,39	2,04	3,73	1,40	2,59
178	3,20	1,89	3,20	1,01	1,95	1,18	2,15	0,81	1,50
179	3,60	2,12	3,60	1,13	2,20	1,32	2,42	0,91	1,68
180	1,70	1,00	1,70	0,54	1,04	0,62	1,14	0,43	0,79
181	1,20	0,71	1,20	0,378	0,73	0,44	0,81	0,30	0,56

10.2 Zufällig ausgewählte Flächen pro Szenario

10.2.1 Szenario 1a

Tabelle 46 zufällig ausgewählte Flächen Szenario 1a

UW Baumgartenberg		UW Mauthausen	
Nr.	Leistung	Nr.	Leistung
	in MW		in MW
12	1,52	2	0,89
32	24,90	23	17,05
52	0,83	43	0,65
110	1,68	110	1,70
130	1,47	130	0,59
150	1,50	150	3,25
170	3,06	170	2,74
190	1,24	180	1,00
200	2,92		

10.2.2 Szenario 1b

Tabelle 47 zufällig ausgewählte Flächen Szenario 1b

UW Baumgartenberg		UW Mauthausen	
Nr.	Leistung	Nr.	Leistung
	in MW		in MW
12	2,57	2	1,50
32	42,22	23	28,90
52	1,40	43	1,10
110	2,85	110	1,70
130	2,50	130	1,00
150	2,54	150	5,50
170	8,50	170	4,65
190	2,11	180	1,70
200	4,95		

10.2.3 Szenario 2a

Tabelle 48 zufällig ausgewählte Flächen Szenario 2a

UW Baumgartenberg		UW Mauthausen	
Nr.	Leistung	Nr.	Leistung
	in MW		in MW
2	0,30	3	0,22
7	1,34	8	0,50
12	0,99	13	0,44
17	0,60	18	1,43

22	0,36	23	9,10
27	0,24	28	1,01
32	16,24	33	1,32
37	0,66	38	0,50
42	1,25	43	0,35
47	0,54	48	1,83
52	0,54	100	1,58
57	2,30	105	0,22
100	0,09	110	0,54
105	0,90	115	1,58
110	1,10	120	1,70
115	0,57	125	1,58
120	2,01	130	0,32
125	0,51	135	0,95
130	0,96	140	0,38
135	0,33	145	0,72
140	0,36	150	1,73
145	2,30	155	0,66
150	0,98	160	1,58
155	0,30	165	0,95
160	0,54	170	1,46
165	0,36	175	0,32
170	2,00	180	0,54
175	1,05		
180	0,96		
185	0,45		
190	0,81		
195	1,34		
200	1,91		

10.2.4 Szenario 2b

Tabelle 49 zufällig ausgewählte Flächen Szenario 2b

UW Baumgartenberg		UW Mauthausen	
Nr.	Leistung	Nr.	Leistung
	in MW		in MW
2	0,58	3	0,43
7	2,57	8	0,98
12	1,90	13	0,85
17	1,15	18	2,78
22	0,69	23	17,63
27	0,46	28	1,95
32	31,12	33	2,56
37	1,27	38	0,98
42	2,40	43	0,67
47	1,04	48	3,54
52	1,04	100	3,05

57	4,40	105	0,43
100	0,17	110	1,04
105	1,73	115	3,05
110	2,10	120	3,29
115	1,09	125	3,05
120	3,85	130	0,61
125	0,98	135	1,83
130	1,84	140	0,73
135	0,63	145	1,40
140	0,69	150	3,36
145	4,40	155	1,28
150	1,87	160	3,05
155	0,58	165	1,83
160	1,04	170	2,84
165	0,69	175	0,61
170	3,82	180	1,04
175	2,01		
180	1,84		
185	0,86		
190	1,55		
195	2,57		
200	3,65		

10.2.5 Szenario 3a

Tabelle 50 zufällig ausgewählte Flächen Szenario 3a

UW Baumgartenberg		UW Mauthausen	
Nr.	Leistung	Nr.	Leistung
	in MW		in MW
2	0,36	2	0,55
5	0,29	5	0,74
8	0,36	8	0,59
11	0,33	11	2,92
14	0,87	14	2,26
17	0,72	17	0,85
20	0,25	20	0,44
23	0,43	23	10,62
26	0,62	26	0,48
29	1,05	29	0,92
32	19,61	32	0,74
35	1,32	35	0,37
38	1,05	38	0,59
41	1,76	41	1,03
44	1,83	44	2,21
47	0,65	47	1,64
50	0,36	50	1,45
53	0,94	100	1,84

56	0,83	103	0,81
59	1,79	106	0,59
100	0,25	109	0,81
103	0,36	112	0,88
106	0,72	115	1,84
109	1,50	118	1,84
112	0,40	121	1,07
115	0,69	124	1,51
118	0,36	127	0,59
121	1,20	130	0,37
124	1,59	133	0,85
127	1,32	136	1,62
130	1,16	139	0,55
133	0,80	142	0,59
136	0,54	145	0,85
139	3,41	148	0,59
142	2,95	151	2,08
145	2,77	154	2,30
148	1,16	157	0,74
151	1,47	160	1,84
154	1,12	163	1,95
157	7,00	166	1,29
160	0,65	169	1,91
163	1,25	172	1,32
166	0,33	175	0,37
169	1,30	178	1,18
172	0,40	181	0,44
175	1,27		
178	0,43		
181	1,05		
184	0,69		
187	1,49		
190	0,98		
193	1,81		
196	2,42		
199	0,80		
202	0,47		

10.2.6 Szenario 3b

Tabelle 51 zufällig ausgewählte Flächen Szenario 3b

UW Baumgartenberg		UW Mauthausen	
Nr.	Leistung	Nr.	Leistung
	in MW		in MW
2	0,68	2	1,01
5	0,54	5	1,34
8	0,68	8	1,08

11	0,61	11	5,34
14	1,63	14	4,13
17	1,35	17	1,55
20	0,47	20	0,81
23	0,81	23	19,42
26	1,15	26	0,87
29	1,96	29	1,68
32	36,66	32	1,34
35	2,47	35	0,67
38	1,96	38	1,08
41	3,28	41	1,88
44	3,42	44	4,03
47	1,22	47	2,99
50	0,68	50	2,65
53	1,76	100	3,36
56	1,56	103	1,48
59	3,35	106	1,08
100	0,20	109	1,48
103	0,68	112	1,61
106	1,35	115	3,36
109	2,81	118	3,36
112	0,74	121	1,95
115	1,29	124	2,76
118	0,68	127	1,08
121	2,23	130	0,67
124	2,98	133	1,55
127	2,47	136	2,96
130	2,17	139	1,01
133	1,49	142	1,08
136	1,02	145	1,55
139	6,37	148	1,08
142	5,52	151	3,80
145	8,00	154	4,20
148	2,17	157	1,34
151	2,74	160	3,36
154	2,10	163	3,56
157	7,00	166	2,35
160	1,22	169	3,49
163	2,34	172	2,42
166	0,61	175	0,67
169	2,44	178	2,15
172	0,74	181	0,81
175	2,37		
178	0,81		
181	1,96		
184	1,29		
187	2,78		
190	1,83		

193	3,39		
196	4,52		
199	1,49		
202	0,88		

10.2.7 Szenario 4a

Tabelle 52 zufällig ausgewählte Flächen Szenario 4a

UW Baumgartenberg		UW Mauthausen	
Nr.	Leistung	Nr.	Leistung
	in MW		in MW
2	0,26	1	0,96
4	0,66	3	0,18
6	0,91	5	0,50
8	0,26	7	0,18
10	0,60	9	0,18
12	0,87	11	2,00
14	0,63	13	0,35
16	0,37	15	1,11
18	0,53	17	0,58
20	0,18	19	0,48
22	0,32	21	0,35
24	0,29	23	7,28
26	0,45	25	0,48
28	1,77	27	1,20
30	1,29	29	0,63
32	14,21	31	1,18
34	0,39	33	1,06
36	0,92	35	0,25
38	0,76	37	1,41
40	0,50	39	0,76
42	1,10	41	0,71
44	1,33	43	0,28
46	1,22	45	0,93
48	0,16	47	1,12
50	0,26	49	0,88
52	0,47	51	0,25
54	1,90	100	1,26
56	0,60	102	0,35
58	2,07	104	0,68
60	0,71	106	0,40
100	0,25	108	0,33
102	0,60	110	0,43
104	0,50	112	0,60
106	0,53	114	1,00
108	1,29	116	0,89

110	0,96	118	1,26
112	0,29	120	1,36
114	1,02	122	1,46
116	0,87	124	1,03
118	0,26	126	0,43
120	1,76	128	0,78
122	1,76	130	0,25
124	1,16	132	0,33
126	0,55	134	1,36
128	1,37	136	1,11
130	0,84	138	0,66
132	0,76	140	0,30
134	0,39	142	0,40
136	0,39	144	1,01
138	0,79	146	0,50
140	0,32	148	0,40
142	2,14	150	1,39
144	0,79	152	1,13
146	1,86	154	1,58
148	0,84	156	0,98
150	0,85	158	0,58
152	2,97	160	1,26
154	0,81	162	0,68
156	0,34	164	0,88
158	0,84	166	0,88
160	0,47	168	1,21
162	1,29	170	1,17
164	0,79	172	0,91
166	0,24	174	0,97
168	1,18	176	1,73
170	1,75	178	0,81
172	0,29	180	0,43
174	0,80		
176	0,55		
178	0,32		
180	0,84		
182	0,92		
184	0,50		
186	1,10		
188	0,80		
190	0,71		
192	0,47		
194	0,26		
196	1,75		
198	0,21		
200	1,67		
202	0,34		
204	0,37		

10.2.8 Szenario 4b

Tabelle 53 zufällig ausgewählte Flächen Szenario 4b

UW Baumgartenberg		UW Mauthausen	
Nr.	Leistung	Nr.	Leistung
	in MW		in MW
2	0,48	1	1,78
4	1,19	3	0,33
6	1,65	5	0,93
8	0,48	7	0,33
10	1,10	9	0,33
12	1,58	11	3,71
14	1,15	13	0,65
16	0,67	15	2,06
18	0,96	17	1,07
20	0,33	19	0,89
22	0,57	21	0,65
24	0,53	23	13,50
26	0,81	25	0,89
28	3,22	27	2,22
30	2,34	29	1,17
32	25,86	31	2,20
34	0,72	33	1,96
36	1,67	35	0,47
38	1,39	37	2,62
40	0,91	39	1,40
42	1,99	41	1,31
44	2,41	43	0,51
46	2,22	45	1,73
48	0,29	47	2,08
50	0,48	49	1,64
52	0,86	51	0,47
54	3,45	100	2,34
56	1,10	102	0,65
58	3,76	104	1,26
60	1,29	106	0,75
100	0,25	108	0,61
102	1,10	110	0,79
104	0,91	112	1,12
106	0,96	114	1,85
108	2,34	116	1,66
110	1,74	118	2,34
112	0,53	120	2,52
114	1,86	122	2,71
116	1,58	124	1,92
118	0,48	126	0,79
120	3,20	128	1,45

122	3,20	130	0,47
124	2,10	132	0,61
126	1,00	134	2,52
128	2,48	136	2,06
130	1,53	138	1,21
132	1,39	140	0,56
134	0,72	142	0,75
136	0,72	144	1,87
138	1,43	146	0,93
140	0,57	148	0,75
142	3,89	150	2,57
144	1,43	152	2,10
146	3,39	154	2,92
148	1,53	156	1,82
150	1,55	158	1,07
152	5,41	160	2,34
154	1,48	162	1,26
156	0,62	164	1,64
158	1,53	166	1,64
160	0,86	168	2,24
162	2,34	170	2,17
164	1,43	172	1,68
166	0,43	174	1,80
168	2,15	176	3,20
170	3,18	178	1,50
172	0,53	180	0,79
174	1,46		
176	1,00		
178	0,57		
180	1,53		
182	1,67		
184	0,91		
186	2,01		
188	1,46		
190	1,29		
192	0,86		
194	0,48		
196	3,19		
198	0,38		
200	3,03		
202	0,62		
204	0,67		

10.3 Umspannwerke in OÖ-Kategorisierung

Für die Bewertung der UW in OÖ wurde eine grobe Kategorisierung erstellt:

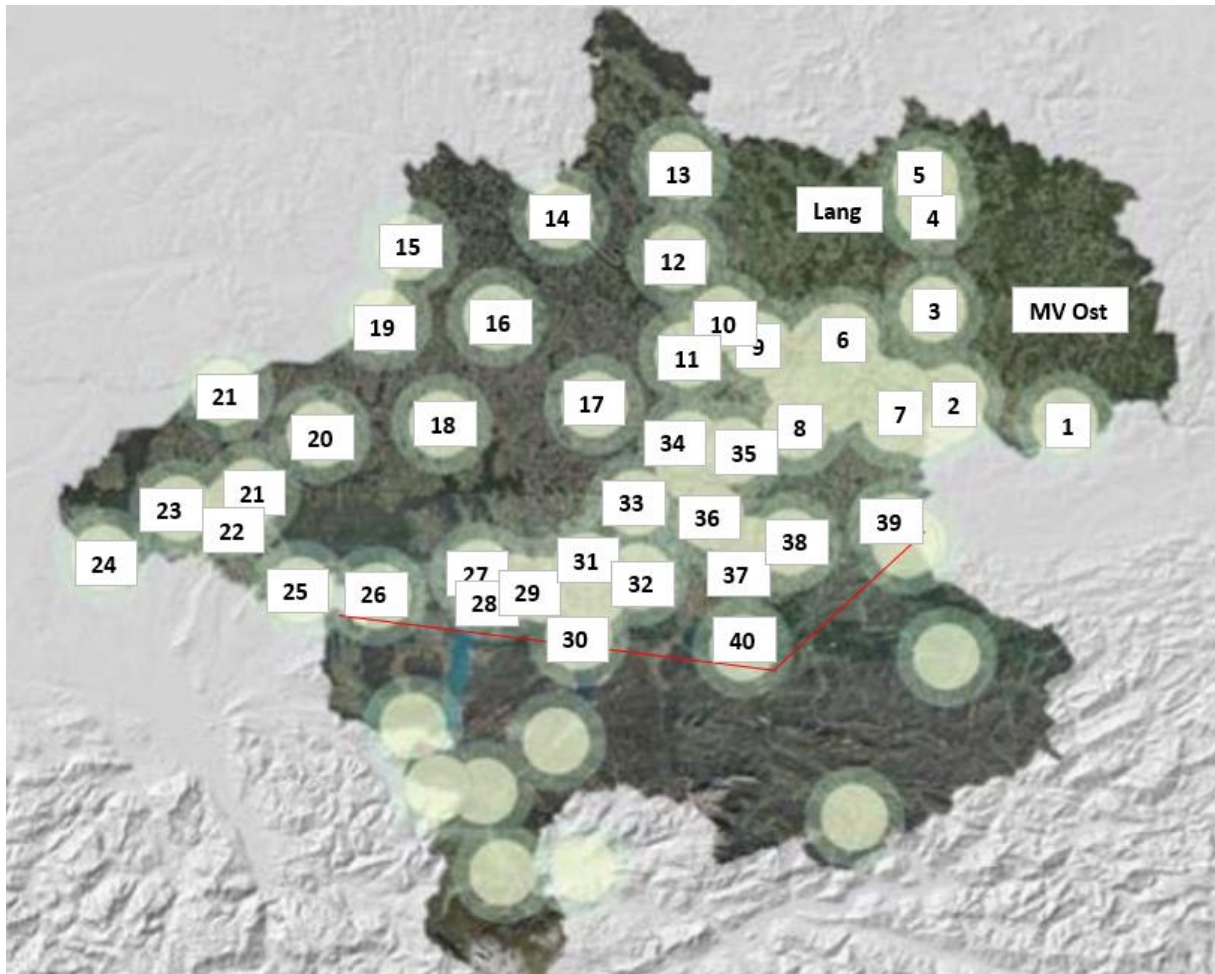


Abbildung 36 Geografische Lage und Nummerierung [26]

Die in Tabelle 54 erfolgte Prozentuelle Aufteilung wurde nach der Überlappung der 7,5 km Radien zu anderen UW bewertet. UW im städtischen Gebiet wurden nicht berücksichtigt, da es dort zu kaum einen PV-Freiflächenausbau kommen wird.

Tabelle 54 Aufteilung der zu erwartenden PV-Freiflächenleistung auf die UW in OÖ

Bezeichnung				2030	2030	2040	2040
				1,3 TWh	2,5 TWh	5,7 TWh	6,8 TWh
		Fläche	Fläche	Leistung	Leistung	Leistung	Leistung
		in %	in km ²	in MW	in MW	in MW	in MW
Baumgartenberg	1	80	141,4	44,8	86,7	81,1	148,6
Mauthausen	2	60	106,0	33,6	65,0	60,8	111,5
	3	100	176,7	55,9	108,4	101,4	185,8
	4	60	106,0	33,6	65,0	60,8	111,5
	5	60	106,0	33,6	65,0	60,8	111,5
	6	80	141,4	44,8	86,7	81,1	148,6
	7	70	123,7	39,2	75,9	70,9	130,1

Langbruck	(Plan)	90	159,0	50,3	97,6	91,2	167,2
MV-Ost	(Plan)	100	176,7			101,4	185,8
	8	100	176,7	55,9	108,4	101,4	185,8
	9	70	123,7	39,2	75,9	70,9	130,1
	10	70	123,7	39,2	75,9	70,9	130,1
	11	80	141,4	44,8	86,7	81,1	148,6
	12	100	176,7	55,9	108,4	101,4	185,8
	13	100	176,7	55,9	108,4	101,4	185,8
	14	100	176,7	55,9	108,4	101,4	185,8
	15	100	176,7	55,9	108,4	101,4	185,8
	16	100	176,7	55,9	108,4	101,4	185,8
	17	100	176,7	55,9	108,4	101,4	185,8
	18	100	176,7	55,9	108,4	101,4	185,8
	19	100	176,7	55,9	108,4	101,4	185,8
	20	100	176,7	55,9	108,4	101,4	185,8
	21	60	106,0	33,6	65,0	60,8	111,5
	22	30	53,0	16,8	32,5	30,4	55,7
	23	70	123,7	39,2	75,9	70,9	130,1
	24	100	176,7	55,9	108,4	101,4	185,8
	25	90	159,0	50,3	97,6	91,2	167,2
	26	40	70,7	22,4	43,4	40,5	74,3
	27	50	88,4	28,0	54,2	50,7	92,9
	28	30	53,0	16,8	32,5	30,4	55,7
	29	30	53,0	16,8	32,5	30,4	55,7
	30	30	53,0	16,8	32,5	30,4	55,7
	31	40	70,7	22,4	43,4	40,5	74,3
	32	60	106,0	33,6	65,0	60,8	111,5
	33	80	141,4	44,8	86,7	81,1	148,6
	34	40	70,7	22,4	43,4	40,5	74,3
	35	40	70,7	22,4	43,4	40,5	74,3
	36	50	88,4	28,0	54,2	50,7	92,9
	37	40	70,7	22,4	43,4	40,5	74,3
	38	50	88,4	28,0	54,2	50,7	92,9
	39	70	123,7	39,2	75,9	70,9	130,1
	40	40	70,7	22,4	43,4	40,5	74,3

10.4 Wegaufschlag an Kabeln im Vergleich zu Freileitungen

Tabelle 55 Wegaufschlag Kabelleitungen (Bestandsnetzausbau Szenario 2a)

Anlage	Luftlinie	echte Länge	Unterschied
Nr.	in km	in km	in %
2	0,41	0,47	12,77
8	1,05	1,38	23,91
38	0,28	0,4267	34,38

48	0,36	0,52	30,77
110	0,21	0,21	0,00
125	0,73	0,8	8,75
130	0,4	0,43	6,98
140	0,12	0,12	0,00
155	1,22	1,548	21,19
160	0,12	0,22	45,45
165	0,82	1,21	32,23
170	0,88	0,91	3,30
175	0,28	0,32	12,50
		Mittelwert	17,86

Für diese Ermittlung wurde jeweils die Luftlinie und auch die Linie über Verkehrswerge vom Netzanschlusspunkt zu den jeweiligen Anlagen verglichen. Am Ende wurde ein Mittelwert gebildet. Die Bewertung erfolgte im Szenario 2a und für den Bestandsnetzausbau. Die Berechnung des prozentuellen Unterschiedes erfolgte exemplarisch für die erste Zeile wie folgt:

$$\text{Unterschied} = \frac{\text{echte Länge} - \text{Luftlinie}}{\text{echte Länge}} \cdot 100 \% = \frac{0,47 \text{ km} - 0,41 \text{ km}}{0,47 \text{ km}} \cdot 100 \% = 12,77 \% \quad 4$$

Für spätere Verwendungen würde unter Berücksichtigung eines Unsicherheitsfaktors ein Aufschlag von 20 Prozent festgelegt.