



© fotopro

Dezentrale Erzeugungsanlagen und Blindleistungsregelung im 110-kV Netz der Steiermark

Eine Masterarbeit von
Moritz Meixner, BSc

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

April 2022

Technische Universität Graz
Institut für Elektrische Anlagen und Netze
Inffeldgasse 18/I
8010 Graz
Österreich

Institutsleiter

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

Betreuer

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

Eine Masterarbeit von
Moritz Meixner, BSc

April 2022

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 10. April 2022

Moritz Meixner

Danksagung

Mein ganz besonderer Dank gebührt meiner ganzen Familie für die liebevollste Unterstützung, nicht nur während der Anfertigung dieser Arbeit, sondern in allen Lebenslagen. Danke für alles! Ich hoffe, ich kann Euch zumindest ein Stück zurückgeben.

Ich bedanke mich bei meinen Freunden und Studienkollegen, die mich in dieser aufregenden Zeit begleitet haben. Mit Euch ist das Leben lebenswert, auf weitere schöne Jahre!

Ein großes Dankeschön möchte ich an meine beiden Betreuer, Prof. Herwig Renner und Dr. René Braunstein aussprechen, die mich stets mit Verständnis und Motivation bestärkt haben.

Vielen lieben Dank auch an meine Kollegen von den Energienetzen Steiermark, die immer ein offenes Ohr hatten.

Abstract

Due to the increasing number of decentralized generation plants, the effects on the voltage level at the busbars and the amount of reactive power at the transfer points to the transmission grid have to be reassessed and possible control concepts and measures have to be identified.

A network model of the 110-kV distribution grid of Energienetze Steiermark is created and planned wind farms and larger PV-plants are integrated. The renewable energy sources are modelled with randomly generated feed-in profiles. In load flow-time simulations, with 15-minute values over one year, different methods of reactive power control, such as $\cos\phi(P)$ or $Q(U)$ characteristics, are tested according to regulatory requirements.

From the results, an appropriate parameterization of the reactive power supply of decentralized generators is developed, and the necessity of grid expansion for the integration of renewable energy sources is shown.

Kurzfassung

Durch die steigende Anzahl von dezentralen Erzeugungsanlagen sind die Auswirkungen auf das Spannungsniveau an den Sammelschienen und die Blindleistungsmenge an den Übergabestellen zum Übertragungsnetz neu zu beurteilen und mögliche Regelkonzepte und Maßnahmen aufzuzeigen.

Es wird ein Netzmodell des 110-kV Verteilernetzes der Energienetze Steiermark erstellt und geplante Windparks und größere PV-Anlagen integriert. Die Erzeugungsanlagen werden dabei mit zufallsgenerierten Einspeiseprofile modelliert. In Lastfluss-Zeit-Simulationen, mit 15-Minuten-Werten über ein Jahr, werden unterschiedliche Blindleistungsbereitstellungsverfahren, wie $\cos\phi(P)$ - oder $Q(U)$ -Kennlinien gemäß den regulatorischen Anforderungen getestet.

Aus den Ergebnissen wird einerseits eine angemessene Parametrierung der Blindleistungsbereitstellung dezentraler Erzeugungsanlagen erarbeitet, als auch die Notwendigkeit des Netzausbaus zur Integration erneuerbarer Energieträger aufgezeigt.

Abkürzungsverzeichnis

EAG	Erneuerbaren Ausbau Gesetz
DEA	Dezentrale Erzeugungsanlage
C	Kapazität
C'	Kapazitätsbelag
$\cos\varphi$	Leistungsfaktor
f	Frequenz
G	Leitwert
I	Stromstärke
I_{CE}	Kapazitiver Erdschlussstrom
k	Steigung der Kennlinie
k	Formparameter für Weibullverteilung
L	Induktivität
l	Länge
L'	Induktivitätsbelag
NAP	Netzanschlusspunkt
P	Wirkleistung
P_{max}	maximale Wirkleistung
P_n	Nennleistung
PV	Photovoltaik
Q	Blindleistung
Q_C	kapazitiver Blindleistungsbedarf
Q_L	induktiver Blindleistungsbedarf
Q_{max}	maximale Blindleistung
Q_{pu}	Blindleistung in per unit
R	Ohm'scher Widerstand
R	Radius
RHU	Regelhauptumspanner vom Übertragungsnetz auf Hochspannungsverteilnetz
S	Scheinleistung
S_k	Kurzschlussleistung
$S_k''_{,max}$	maximale Kurzschlussleistung
$S_k''_{,min}$	minimale Kurzschlussleistung
S_{max}	maximale Scheinleistung
S_{ref}	(n-1)-sichere Bezugsscheinleistung
t	Zeit
T	Charakteristische Lebensdauer für Weibullverteilung
TOR	Technische Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen
U	Spannung
UM	Umspanner von Hoch- auf Mittelspannung
U_n	Nennspannung
U_{pu}	Spannung in per unit
UW	Umspannwerk
v	Windgeschwindigkeit in m/s
v_{mean}	Mittlere Windgeschwindigkeit
Z	Impedanz

Z_k	Kurzschlussimpedanz
Z_w	Wellenwiderstand
ΔQ	Blindleistungsänderung
ΔU	Spannungsänderung
η	Wirkungsgrad
λ	Skalenparameter für Weibullverteilung
ω	Kreisfrequenz

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung und Grundlagen	1
1.1	Vorwort	1
1.2	Begriffe und Nomenklaturen	2
1.3	Zählpeilsysteme und deren Leistungsrichtungen	3
1.4	Scheinleistung, Wirk- und Blindleistung	4
1.4.1	Einfluss von Wirk- und Blindleistung auf das Spannungsniveau	5
1.4.2	Blindleistungsverhalten von Freileitungen und Kabel	6
1.5	Dezentrale Erzeugungsanlagen	7
1.5.1	Typen von Windkraftanlagen	7
1.5.1.1	Synchronmaschine mit Vollumrichter	7
1.5.1.2	Doppelt gespeiste Asynchronmaschine	8
1.5.2	Blindleistungsbereitstellung durch Wechselrichter	9
1.6	Spannungsregelung im Hochspannungsnetz	10
1.6.1	Regelung von Windparks	11
1.6.1.1	Zentraler Windparkregler	11
1.6.1.2	Spannungsregelung von Windkraftanlagen	11
2	Regelwerk und Verordnungen	13
2.1	Blindleistungsbereich an den Übergabestellen zum Übertragungsnetz	13
2.1.1	Grenzwerte für Verteilernetzbetreiber in Österreich	14
2.2	Anforderungen für Erzeuger hinsichtlich statischer Spannungshaltung	15
2.3	Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung	18
2.3.1	Fixer Leistungsfaktor	18
2.3.2	Feste Blindleistungsvorgabe	19
2.3.3	Leistungsfaktorregelung: $\cos\phi(P)$	19
2.3.4	Blindleistungs- Spannungsregelung: $Q(U)$	20
3	Das Netzmodell	23
3.1	Modellierung von Windkraftwerken	26
3.2	Modellierung von Photovoltaikanlagen	31

3.3	Einspeiseverteilung der Wind- und Photovoltaikanlagen	34
3.4	Parametrierung der Kennlinien.....	36
4	Netzbereiche und Ergebnisse.....	38
4.1	Netzbereich Nord.....	38
4.2	Netzbereich Ost.....	49
4.3	Netzbereich West	57
4.4	Netzbereich Murtal.....	67
4.5	Netzbereich Mürztal.....	76
4.6	Stark- und Schwachlast bei maximaler Einspeisung.....	82
4.7	Entfernung einer DEA von der Übergabestelle	84
4.8	Einfluss einer Nord-Süd-Netztrennung.....	87
4.9	Vorschlag für eine Q(U)-Kennlinie.....	88
5	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen.....	90
6	Literaturverzeichnis.....	91

1 Einleitung und Grundlagen

1.1 Vorwort

Die Europäische Union verfolgt im Rahmen ihrer Klima- und Energiepolitik ehrgeizige Ziele für den Zeitraum 2021 bis 2030. Die zentralen Ziele umfassen dabei: [1]

- Senkung der Treibhausgasemissionen um mindestens 55 % (gegenüber 1990)
- Erhöhung des Anteils von Energie aus erneuerbaren Quellen auf mindestens 32 %
- Steigerung der Energieeffizienz um mindestens 32,5 %

Im Zuge des österreichischen Erneuerbaren Ausbau Gesetzes (EAG) soll die jährliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen bis zum Jahr 2030 um 27 TWh gesteigert werden, davon 10 TWh durch Windkraft und 10 TWh durch Photovoltaikanlagen. Der national bilanzielle Stromverbrauch soll somit zu 100% aus Erneuerbaren Energiequellen gedeckt werden. [2]

Durch den zunehmenden Einsatz von Erneuerbaren Energiequellen ist auch die Struktur der Stromnetze im Wandel. Dezentrale Erzeugungsanlagen wie Windkraft- und Photovoltaikanlagen speisen über unterschiedliche Netzebenen elektrische Energie in das Stromnetz, darüber hinaus stimmt die fluktuierende Verfügbarkeit der Erneuerbaren Energiequellen nicht immer mit dem aktuellen Strombedarf überein. Im Stromnetz der Energienetze Steiermark sind bis 2030 ungefähr 700 Megawatt an neuen Windkraftanlagen, insbesondere in den Regionen der Mur-Mürz-Furche und der Weststeiermark und über 700 MW an größeren Photovoltaikanlagen in den Netzebenen 3 und 4 prognostiziert. Durch die steigende Anzahl von dezentralen Erzeugungsanlagen sind die Auswirkungen auf das Spannungsniveau an den Sammelschienen und die Blindleistungsmenge an den Übergabestellen zum Übertragungsnetz neu zu beurteilen und mögliche Regelkonzepte und Maßnahmen aufzuzeigen. Neben dem klassischen Netzausbau besteht die Möglichkeit, durch Bereitstellung von Blindleistung die Spannung in den vorgegebenen Grenzen zu halten. Es gilt zu untersuchen, wie sich die Blindleistungsbereitstellung von Dezentralen Erzeugungsanlagen auf die stationäre Spannungshaltung und den Blindleistungsbilanzausgleich mit dem Übertragungsnetz auswirkt und welche Verfahren der Blindleistungsbereitstellung zweckdienlich sind.

1.2 Begriffe und Nomenklaturen

Das behandelte Netz ist ein dreiphasiges 110-kV Hochspannungsverteilernetz.

Die Begriffe Energiequelle bzw. erzeugte Energie sollen der Vollständigkeit halber näher erläutert werden. Genau betrachtet kann aufgrund des Energieerhaltungssatzes Energie weder erzeugt noch verbraucht, sondern lediglich umgewandelt werden. Wird in dieser Arbeit von erzeugter Energie gesprochen, ist damit eine Einspeisung von elektrischer Energie in das Stromnetz gemeint. Als Energieverbraucher werden Lasten verstanden, die elektrische Energie aus dem Stromnetz beziehen und in andere Energieformen zur Nutzung ihres Zwecks umwandeln.

In dieser Arbeit wird ausschließlich auf statische Vorgänge wie die stationäre Spannungshaltung eingegangen. Dynamische und transiente Vorgänge werden in dieser Arbeit nicht betrachtet.

Der Faktor $\cos\varphi$ wird genau genommen als Verschiebungsfaktor bezeichnet. Der Betrag des Verschiebungsfaktors entspricht für die sinusförmige Grundwelle ohne Oberschwingungen dem Leistungsfaktor. In dieser Arbeit ist mit dem Begriff Leistungsfaktor ebenfalls der $\cos\varphi$ gemeint.

Wird das Per-Unit-System verwendet, sind die Angaben auf den jeweiligen Nennwert bezogen. In der 110-kV Ebene entspricht z.B. eine Spannung von 110 kV dem Wert 1 pu im dimensionslosen Per-Unit-System und entspricht 100% der Nennspannung.

$$U_{pu} = \frac{U}{U_n} = \frac{110 \text{ kV}}{110 \text{ kV}} = 1 \text{ pu}$$

1.3 Zählpfeilsysteme und deren Leistungsrichtungen

In dieser Arbeit wird, falls nicht explizit anders erwähnt, das Verbraucherzählpfeilsystem verwendet. Wirkleistung, die von Verbrauchern aus dem Netz bezogen wird, weist ein positives Vorzeichen auf – Wirkleistung, die von Erzeugern generiert oder aus dem Übertragungsnetz importiert wird hat somit ein negatives Vorzeichen.

Die Bezeichnungen „induktive oder kapazitive Blindleistung“ würden ohne weitere Information keine Auskunft über den genauen Zustand liefern. Im allgemeinen Sprachgebrauch wird mit dem Begriff „induktives Verhalten“ zwar meist ein induktiver Blindleistungsverbrauch gemeint, um Missverständnisse zu vermeiden sind jedoch die klar definierten Begriffe **untererregt** oder **spannungssenkend** bzw. **übererregt** oder **spannungshebend** empfehlenswerter.

Jedenfalls wird in den Zählpfeilsystemen induktive Blindleistung stets positiv gezählt. Im Verbraucherzählpfeilsystem hat somit der Verbrauch induktiver Blindleistung (entspricht einer Erzeugung von kapazitiver Blindleistung) ein positives Vorzeichen. Unabhängig vom Zählpfeilsystem und Vorzeichen wird dieser Zustand als untererregt bezeichnet und wirkt sich im Stromnetz spannungssenkend aus. Eine Erzeugung induktiver Blindleistung (entspricht dem Verbrauch von kapazitiver Blindleistung) wird als übererregt bezeichnet, wirkt sich im Stromnetz spannungshebend aus und hat demnach ein negatives Vorzeichen.

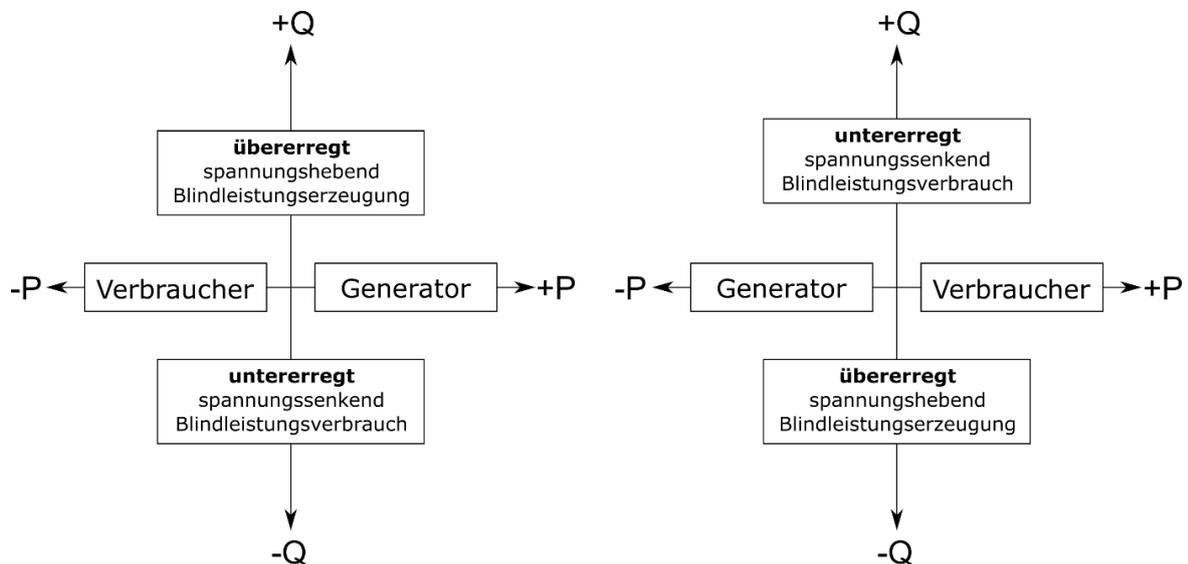


Abbildung 1: PQ-Diagramm des Erzeugerzählpfeilsystems (links) und Verbraucherzählpfeilsystems (rechts)

1.4 Scheinleistung, Wirk- und Blindleistung

In der Wechselstromtechnik wird die gesamte umgesetzte elektrische Leistung (Produkt aus Spannung und Strom) als Scheinleistung (S) bezeichnet. Der Betrag der Scheinleistung errechnet sich aus der geometrischen Addition von Wirkleistung (P) und Blindleistung (Q) (siehe Abbildung 2). Der Wirkanteil ist jener Anteil der Scheinleistung, der Verbrauchern zur Umwandlung in andere Leistungsformen zur Verfügung steht. Bei der Energieübertragung wird ein Teil der übertragenen Leistung an den ohmschen Widerständen der Übertragungselemente unwiderruflich in Wärme umgesetzt und als Verlustleistung bezeichnet.

Die Blindleistung ist jener Anteil der Scheinleistung, der keine elektrische Arbeit zu verrichten mag. Die kapazitiven bzw. induktiven Elemente der Betriebsmittel entnehmen einer Quelle Energie und speichern diese in Form eines elektrischen bzw. magnetischen Feldes und bauen dieses im Takt mit der Netzfrequenz wieder ab. Die Energie wird dabei weder „erzeugt“ oder „verbraucht“, sondern pendelt im Stromnetz zwischen der Quelle und den Blindelementen des Netzes hin- und her und erzeugt so zusätzliche Verluste und belastet die Übertragungselemente. Dieser Teil der Blindleistung wird auch Verschiebungsblindleistung genannt. Der physikalische Hintergrund liegt in der entstehenden Phasenverschiebung zwischen Strom und Spannung an induktiven und kapazitiven Elementen. Bei reinen Induktivitäten eilt der Strom der Spannung um 90° nach, an Kapazitäten genau umgekehrt. Die durchschnittliche Wirkleistung beträgt in beiden Fällen dadurch null.

Auch reale Übertragungselemente und Verbraucher weisen stets gewisse Induktivitäten und Kapazitäten auf, die Energie zum Aufbau eines elektrischen oder magnetischen Feldes benötigen. Es kommt durch die vorhandenen Blindwiderstände unweigerlich zu einer gewissen Phasenverschiebung, deren Stärke durch den Leistungsfaktor $\cos\varphi$ bemessen wird, der Werte zwischen 0 und 1 annehmen kann - φ ist dabei der Phasenverschiebungswinkel zwischen Spannung und Strom bzw. Wirk- und Scheinleistung. Der Leistungsfaktor wird im Erzeugerzählpeilsystem für eine Kapazität positiv und für eine Induktivität negativ angegeben. Für dreiphasige Drehstromsysteme muss bei der Scheinleistung der Verkettungsfaktor Wurzel 3 berücksichtigt werden. Die folgenden Formeln gelten für symmetrische Belastung in den drei Phasen.

$$S = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad \text{in VA}$$

$$P = S \cdot \cos(\varphi) \quad \text{in Watt}$$

$$Q = S \cdot \sin(\varphi) \quad \text{in Var}$$

$$P_{\text{Verlust}} = 3 \cdot I^2 \cdot R$$

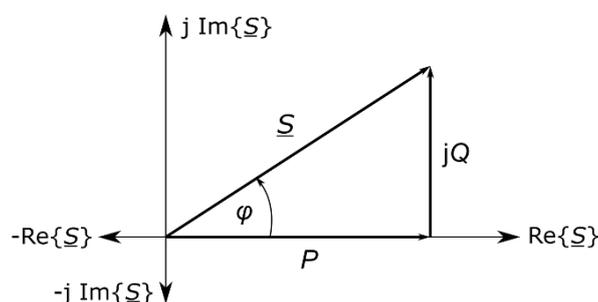


Abbildung 2: Leistungsdreieck

1.4.1 Einfluss von Wirk- und Blindleistung auf das Spannungsniveau

Wie stark sich die Wirk- und Blindleistungsbilanz auf das Spannungsniveau auswirken hängt maßgeblich vom Verhältnis zwischen ohmschen Wirkwiderständen und Blindwiderständen des Netzes ab. Wird an einem Knotenpunkt Wirkleistung eingespeist kommt es jedenfalls zu einer Spannungsanhebung. Vor allem im Niederspannungsnetz hat eingespeiste oder bezogene Wirkleistung, bedingt durch das große Verhältnis von ohmschen Widerständen zu Blindwiderständen, einen beträchtlichen Einfluss auf das Spannungsniveau.

Hochspannungsnetze haben hingegen überwiegend reaktiven Charakter, das Verhältnis von ohmschen Widerständen zu Blindwiderständen ist wesentlich geringer und die Amplitude der Spannung hängt maßgeblich von der Blindleistung ab. Ein Blindleistungsverbraucher, sprich ein untererregtes Blindleistungsverhalten wirkt sich spannungssenkend aus, während die Erzeugung von Blindleistung, sprich ein übererregtes Blindleistungsverhalten, das Spannungsniveau anhebt.

Betrachtet man eine verlustfreie Übertragungsleitung und vernachlässigt die Leitungskapazitäten, lassen sich die übertragenen Leistungen mit folgenden Formeln beschreiben. Der Übertragungswinkel ϑ berechnet sich aus den beiden Spannungswinkeln mit $\vartheta = \vartheta_1 - \vartheta_2$. Der Betrag der Leitungsimpedanz berechnet sich aus der geometrischen Summe von ohmschem Widerstand und induktiven Blindwiderstand mit $Z_{12} = \sqrt{R_L^2 + X_L^2}$ und entspricht näherungsweise der Kurzschlussimpedanz des Netzes im betrachteten Knoten.

Durch Ableitung nach ϑ und U_2 zeigt sich eine deutliche Abhängigkeit zwischen Wirkleistung und Übertragungswinkel und zwischen Blindleistung und Spannung. [3]

$$\begin{aligned}
 P_2 &= \frac{U_2 U_1}{Z_{12}} \sin(\vartheta) & Q_2 &= -\frac{U_2^2}{Z_{12}} + \frac{U_2 U_1}{Z_{12}} \cos(\vartheta) \\
 \frac{\partial P_2}{\partial \vartheta} &= \frac{U_2 U_1}{Z_{12}} \cos(\vartheta) & > \frac{\partial P_2}{\partial U_2} &= \frac{U_1}{Z_{12}} \sin(\vartheta) \\
 \frac{\partial Q_2}{\partial U_2} &= -\frac{2U_2}{Z_{12}} + \frac{U_1}{Z_{12}} \cos(\vartheta) & > \frac{\partial Q_2}{\partial \vartheta} &= -\frac{U_2 U_1}{Z_{12}} \sin(\vartheta)
 \end{aligned}$$

Da in Hochspannungsnetzen die Reaktanzen weitaus größer sind als die Resistenzen, kann die Änderung der Spannung ΔU in einem Knoten näherungsweise durch die Änderung der Blindleistung ΔQ beschrieben werden. Die Änderung der Spannung hängt dabei auch von der Kurzschlussimpedanz bzw. der Kurzschlussleistung des Netzes ab. [3]

$$\Delta U = -\Delta Q \cdot \frac{Z_k}{U} = -\Delta Q \cdot \frac{U}{S_k}$$

1.4.2 Blindleistungsverhalten von Freileitungen und Kabel

Dezentrale Erzeugungsanlagen werden oftmals mit Erdkabel oder langen Freileitungen ans Hochspannungsnetz angebunden. Die induktiven und kapazitiven Elemente von Freileitungen und Kabel benötigen stets ein gewisses Maß an Blindleistung, dabei weisen Kabel auf Grund ihrer höheren Kapazität ein anderes Blindleistungsverhalten als Freileitungen auf. Freileitungen und Kabel werden klassischerweise mit dem Pi-Ersatzschaltbild modelliert. Im Hauptzweig befinden sich die ohmschen Widerstände und Induktivitäten. Die Querkapazitäten werden aufgeteilt und befinden sich am Anfang und Ende des Übertragungselements.

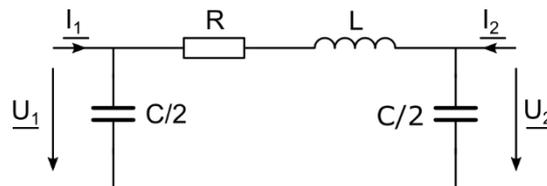


Abbildung 3: PI-Ersatzschaltbild einer Freileitung oder eines Kabels

Wird das Element mit seiner natürlichen Leistung betrieben, herrscht quasi ein kompensierter Zustand und das Element wirkt nach außen hin rein ohmsch. Die natürliche Leistung lässt sich mit Hilfe des Wellenwiderstands berechnen. [3]

$$S_{nat} = \frac{U_n^2}{\sqrt{3} \cdot Z_W} \quad Z_W = \sqrt{\frac{R + j\omega L}{G + j\omega C}} \approx \sqrt{\frac{L}{C}}$$

Daraus ergeben sich drei Betriebsfälle:

1. Natürliche Leistung: $P = S_{nat}$
→ Die Blindleistungsbilanz ist ausgeglichen, es wird nur Wirkleistung übertragen.
2. Unternatürliche Leistung: $P < S_{nat}$
→ Die Leitung wirkt als Blindleistungserzeuger
3. Übernatürliche Leistung: $P > S_{nat}$
→ Die Leitung wirkt als Blindleistungsverbraucher

Kabel weisen im Vergleich zu Freileitungen aufgrund der geringen Leiterabstände eine hohe Kapazität im Verhältnis zu ihrer Induktivität auf. Die natürliche Leistung von Kabeln ist demnach sehr groß. Da die thermische Grenzleistung weit unter der natürlichen Leistung liegt werden Kabel stets unternatürlich betrieben und wirken daher als Blindleistungserzeuger.

Der Blindleistungsbedarf von Kabeln und Freileitungen lässt sich wie folgt berechnen: [3]

$$Q = Q_C - Q_L = U^2 \omega C - 3 \cdot I^2 \omega L$$

1.5 Dezentrale Erzeugungsanlagen

1.5.1 Typen von Windkraftanlagen

Grundsätzlich werden in modernen Windkraftwerken zwei Typen von Generatoren eingesetzt. Einerseits der klassische Synchrongenerator mit einem Vollumrichter, andererseits die doppelt gespeiste Asynchronmaschine wo nur ein Teil des Leistungsflusses über einen Zwischenkreis die Stromrichter passiert. Mit der modernen Umrichter-Technik kann bei den, durch die unterschiedlich auftretenden Windstärken, variablen Drehzahlen des Rotors eine netzsynchrone Drehzahl von 50 Hz erzeugt werden. Daraus ergibt sich ein weiterer großer Vorteil – der Leistungsfaktor kann frei eingestellt werden und somit die Blindleistungsaufnahme bzw. -abgabe beeinflussen werden.

1.5.1.1 Synchronmaschine mit Vollumrichter

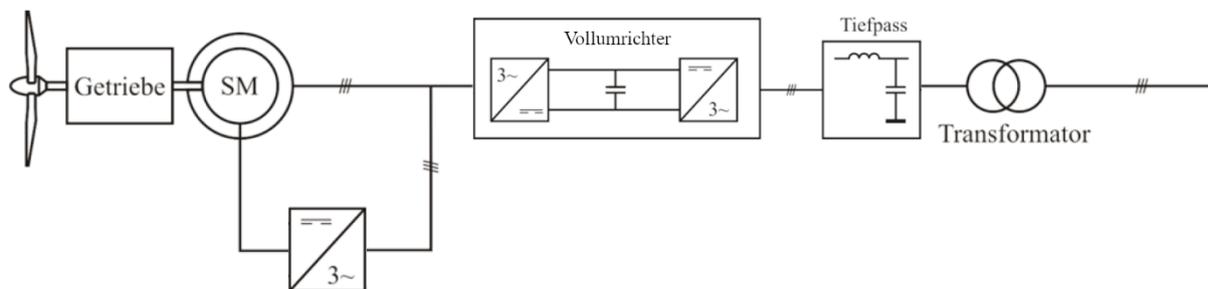


Abbildung 4: Synchronmaschine mit Vollumrichter und Fremderregung [4]

Moderne Windkraftanlagen werden mit variabler Generator Drehzahl betrieben, um bei unterschiedlichen Windstärken das Maximum an Leistung generieren zu können. Durch die unterschiedlichen Generator Drehzahlen, ist auch die Frequenz der vom Generator gelieferten Spannung variabel. Die Generatorspannung muss erst von einem Frequenzumrichter angepasst werden, um in ein starres Stromnetz einspeisen zu können. Dadurch wird zuerst die frequenzvariable Generatorspannung gleichgerichtet. Die Wechselspannung erzeugt dann aus der frequenzlosen Gleichspannung eine 3-phasige Wechselspannung mit 50 Hz. Der Kondensator im Zwischenkreis dient zur Spannungsstützung. Bei einer Synchronmaschine erfolgt in jedem Fall der gesamte Leistungsfluss über den Ständer und den Umrichter, man nennt dieses Konzept deshalb „Synchronmaschine mit Vollumrichter“. Der Umrichter muss für die komplette Scheinleistung des Generators ausgelegt werden und entkoppelt die Maschine vollständig vom Stromnetz. Dadurch kann aber auch die vom Synchrongenerator erzeugte Blindleistung nicht ins Netz gespeist werden. Die Blindleistungsbereitstellung erfolgt über die gesteuerte Taktung des netzseitigen Wechselrichters und die Regulierung der Phasenverschiebung zwischen Strom und Spannung. Der Filter dient grundsätzlich zur Reduzierung von Oberschwingungen. Durch Steuerung der Induktivitäten und Kapazitäten ist auch der Filter in der Lage Blindleistung zur Blindleistungskompensation bereitzustellen.

1.5.1.2 Doppelt gespeiste Asynchronmaschine

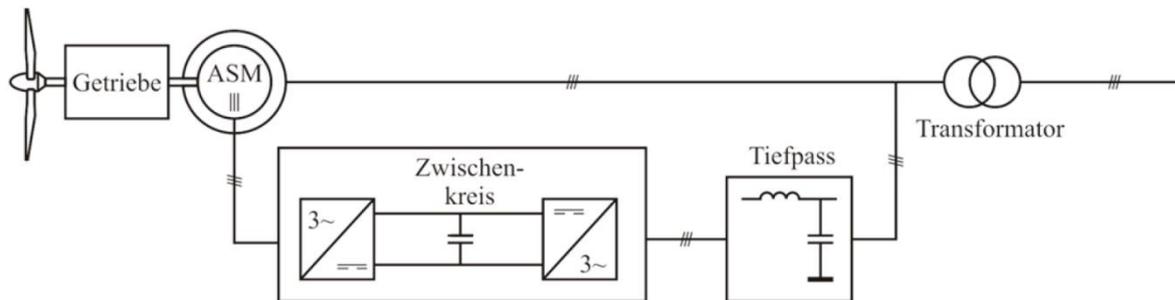


Abbildung 5: Prinzipschaltbild einer doppelt gespeisten Asynchronmaschine

Bei der doppelt gespeisten Asynchronmaschine handelt es sich um eine Drehstrom-Asynchronmaschine, die grundsätzlich induktive Blindleistung zum Aufbau des magnetischen Drehfeldes benötigt. Der Läufer ist über Schleifringe mit einem Zwischenkreis ans Netz angeschlossen. Der Zwischenkreis besteht aus einem Frequenzumrichter mit Vierquadrantenbetrieb, der die für den Betrieb notwendige Rotorspannung in Amplitude und Frequenz variieren kann, und einem Filter. Die zwei voll gesteuerten Stromrichter können in beide Richtungen jeweils als Gleichrichter und auch als Wechselrichter arbeiten. Der Rotor kann somit sowohl Leistung ans Netz abgeben und aufnehmen. Demnach kann der Leistungsfluss sowohl über den Ständer als auch den Rotor erfolgen, die Asynchronmaschine wird also „doppelt gespeist“.

- **Übersynchroner Betrieb** (Drehzahl > Netzfrequenz)
 - Der netzseitige Stromrichter arbeitet als Wechselrichter.
 - Der Rotor liefert einen Teil der Wirkleistung ans Netz.
- **Untersynchroner Betrieb** (Drehzahl < Netzfrequenz)
 - Der netzseitige Stromrichter arbeitet als Gleichrichter.
 - Nur der Ständer liefert Wirkleistung ans Netz.

Die hinsichtlich Amplitude und Frequenz variable Spannung wird dem Rotor über die Schleifringe zugeführt und ermöglicht dem Generator bei unterschiedlichen Drehzahlen in ein starres Netz einzuspeisen. Des Weiteren kann mit dem Umrichter im Zwischenkreis die Erregung und somit die Blindleistungsaufnahme bzw. –Abgabe der Asynchronmaschine beeinflusst werden. Auch der Wechselrichter selbst kann ein gewisses Maß an Blindleistung bereitstellen. Da nur ein Teil des Leistungsflusses über den Rotor und den Umrichter im Zwischenkreis erfolgt, muss der Umrichter nicht so stark dimensioniert sein wie im Falle der Synchronmaschine, wo die gesamte Leistung über den Vollumrichter gespeist wird. [4]

1.5.2 Blindleistungsbereitstellung durch Wechselrichter

Wird vom Netzbetreiber ein bestimmter $\cos(\varphi)$ gefordert, entspricht das der Forderung einer bestimmten Menge an Blindleistung. Ein netzgeführter Wechselrichter misst die Netzspannung und kann über die Phasenverschiebung zwischen der Netzspannung und eingespeistem Stromes den Anteil der Blindleistung regulieren.

Liefert eine Photovoltaikanlage (oder eine Windkraftanlage mit Vollumrichter) beispielsweise 3 MW Wirkleistung an einen Wechselrichter und ist dieser nur auf eine Scheinleistung von 3 MVA ausgelegt, könnte bei maximaler Wirkleistungseinspeisung keine Blindleistung mehr im Wechselrichter erzeugt werden. Die Blindleistung müsste entweder durch eine Kompensationsanlage bereitgestellt werden, oder die eingespeiste Wirkleistung reduziert werden, um Leistungskapazitäten des Wechselrichters für die Blindleistungsbereitstellung frei zu machen – und das mindert den Ertrag. Soll der Wechselrichter die geforderte Blindleistung bereitstellen, muss dieser nicht für die maximale Wirkleistungseinspeisung der Erzeugungsanlage, sondern für die gesamte maximale Scheinleistung dimensioniert werden. Diese errechnet sich wie in Kapitel 1.4 beschrieben aus der geometrischen Summe von maximaler Wirkleistung und der maximal geforderten Blindleistungsmenge des Netzbetreibers. Die Energie für die geforderte Blindleistung kann der Wechselrichter dann dem Stromnetz entnehmen.

Ist die Erzeugungsanlage beispielsweise in den TOR [9] als Erzeugungsanlage Typ D klassifiziert (siehe Kapitel 1.7.1), beträgt der kleinste geforderte Leistungsfaktor $\cos(\varphi) = 0,925$ sofern der Blindleistungsbereich 2 zur Anwendung gelangt. Die Scheinleistung und die maximal geforderte Blindleistungsmenge lassen sich wie folgt berechnen.

$$S_{max} = \frac{P_{max}}{\cos(\varphi)} = \frac{50 \text{ MW}}{0,925} = 54,1 \text{ MVA}$$

$$Q_{max} = \sqrt{S_{max}^2 - P_{max}^2} = \sqrt{54,1^2 - 50^2} = 20,66 \text{ MVar}$$

1.6 Spannungsregelung im Hochspannungsnetz

Es liegt in der Verantwortung des Netzbetreibers die Knotenspannungen innerhalb bestimmter Grenzen zu halten, um einen stabilen Netzbetrieb zu gewährleisten. Die Erzeuger sind nach den in den Dokumenten der TOR-Erzeuger festgelegten Bestimmungen verpflichtet, zur statischen und ab einer bestimmten Anschlussleistung, auch zur dynamischen Spannungshaltung beizutragen. Da Blindleistung aufgrund der sonst anfallenden Spannungsänderung und zusätzlichen Verluste nicht über weite Strecken übertragen werden kann, stellt die Regelung der Spannung grundsätzlich ein regionales Problem dar. Die Blindleistungsbilanz muss deshalb regional im betroffenen Netzabschnitt ausgeglichen werden.

Im 110-kV Verteilernetz erfolgt die primäre Spannungsregelung über Stufenschalterstellung der Regelhauptumspanner des Übertragungsnetzes.

Durch Unter- oder Übererregung der Synchrongeneratoren kann Blindleistung bezogen oder eingespeist werden und somit das Spannungsniveau beeinflusst werden.

Die Blindleistungsbilanz kann durch parallelgeschaltete Kompensationsanlagen wie Drosseln und Kondensatorbänke beeinflusst werden. Kommt es zum Beispiel in kritischen Netzbereichen zu lokalen Spannungsüberhöhungen kann eine Kompensationsdrossel spannungssenkende Blindleistung bereitstellen. Im Stromnetz der Energienetze Steiermark wurde bereits eine solche Kompensationsspule mit einer Blindleistung von 57 Mvar installiert. Die Höhe der induktiven Blindleistungsaufnahme wird über 14 Stufen eines Tauchkerns geregelt.

Eine moderne Möglichkeit zur Spannungsregelung bieten sogenannte FACTS (Flexible AC Transmission Systems). Durch Einsatz von Leistungselektronik, kombiniert mit Kompensationsdrosseln und Kondensatorbänken kann verzögerungsfrei und automatisch spannungssenkende oder -hebende Blindleistung bereitgestellt werden. Zur Spannungsregelung können sogenannte SVC (Static Var Compensator) und STATCOM (Static Synchronous Compensator) Geräte verwendet werden.

Der UPFC (Unified Power Flow Controller) stellt eine Erweiterung im Sinne eines elektronischen Schrägreglers dar und kann als universelles Netzregelelement eingesetzt werden. Der (noch) große Nachteil von FACTS liegt im hohen technischen Aufwand und den damit verbundenen, momentan noch, sehr hohen Kosten. [4]

Auch dezentrale Erzeugungsanlagen wie moderne Windkraft- und Photovoltaikanlagen verfügen über Leistungselektronik, die grundsätzlich ähnlich dynamische Eigenschaften wie jene von FACTS besitzt. Windkraft- und Photovoltaikanlagen können deshalb umfangreich zur Netzstützung und durch Regelung der Blindleistungsaufnahme bzw. -abgabe zur lokalen Spannungshaltung beitragen.

1.6.1 Regelung von Windparks

1.6.1.1 Zentraler Windparkregler

Der zentrale Windparkregler befindet sich an der Schnittstelle zwischen Windpark und dem Verteilernetz. Dieser misst die aktuellen Strom- und Spannungswerte am Verknüpfungspunkt und ermittelt die Sollwerte für Wirk- und Blindleistung, nach der vom Netzbetreiber gewünschten Regelcharakteristik. Der Netzbetreiber hat bei großen Erzeugungsanlagen über die Netzleitwarte Zugriff auf den zentralen Windparkregler und könnte bei speziellen Netzverhältnissen auch situationsabhängige Maßnahmen setzen. Alle weiteren Vorgänge hinter dem Netzanschlusspunkt und wie die Blindleistung schlussendlich bereitgestellt und auf einzelne Anlagen aufgeteilt wird, ist Angelegenheit des Windparkbetreibers. Der zentrale Windparkregler bekommt lediglich die Vorgabe des Netzbetreibers und koordiniert in Abhängigkeit davon die Regelung der einzelnen Windturbinen im Windpark hinsichtlich Umrichterregelung, sowie die Regelung etwaiger Kompensationsanlagen. Zusätzliche Kompensationsanlagen können erforderlich sein wenn der Windpark über ein langes Kabel oder Freileitung ans Netz angeschlossen ist und die Windkraftanlagen selbst nicht in der Lage sind den Blindleistungsbedarf des Kabels bzw. der Freileitung zu decken. [5]

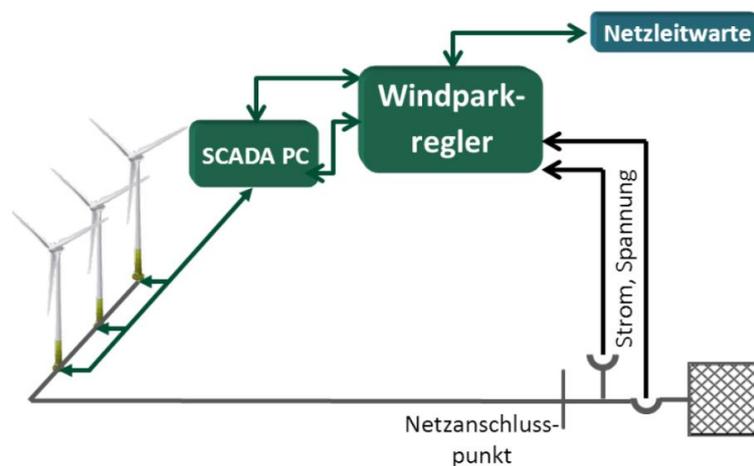


Abbildung 6: Windparkregler [5]

1.6.1.2 Spannungsregelung von Windkraftanlagen

Wie schon im Kapitel ‚Arten von Windkraftgeneratoren‘ beschrieben, unterscheidet sich der Aufbau von einer Synchronmaschine mit Vollumrichter und einer doppelt gespeisten Asynchronmaschine deutlich, vor allem durch die Anordnung der Umrichter. Dadurch unterscheidet sich auch die Regelstruktur für die jeweiligen Umrichter. Gemeinsam haben beide Typen jedoch, dass zwei getrennte Regelkreise für Wirk- und Blindleistung existieren. Die folgenden Abbildungen zeigen die grundsätzliche Regelstruktur für beide Typen.

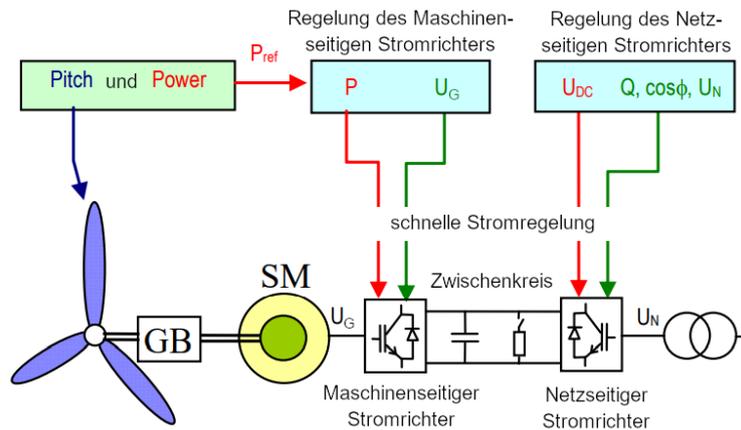


Abbildung 7: Regelstruktur einer Synchronmaschine mit Vollumrichter [6]

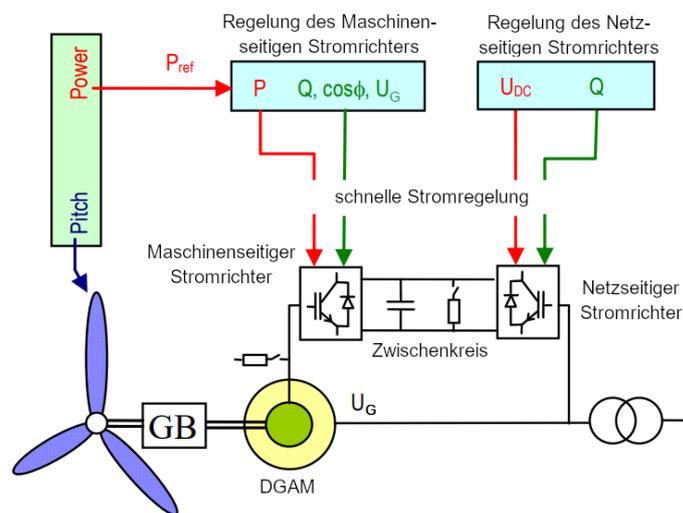


Abbildung 8: Regelstruktur einer doppelt gespeisten Asynchronmaschine [6]

Die Spannungsregelung erfolgt über den Kanal für den Blindstrom bzw. für die Blindleistung. Bei der Synchronmaschine mit Vollumrichter kommt für die Einprägung eines Blindstroms nur der netzseitige Stromrichter in Frage.

Bei der doppelt gespeisten Asynchronmaschine wird zur stationären Spannungsregelung die Blindleistung vorzugsweise über den maschinenseitigen Stromrichter und den Generator eingespeist. Nur in Ausnahmefällen, wie z.B. auch bei Netzfehlern und Spannungseinbrüchen, kann der netzseitige Stromrichter aufgrund seiner höheren Dynamik herangezogen werden.

Im Falle eines Spannungszusammenbruchs kann die Windkraftanlage über einen schnellen Spannungsregler eine große Menge an Blindleistung zur Verfügung stellen, um zur Spannungshaltung beizutragen. Die Blindleistungsvorgabe in Abhängigkeit der aktuell gemessenen Spannung kann als sekundäre Spannungsregelung betrachtet werden. [6]

2 Regelwerk und Verordnungen

2.1 Blindleistungsbereich an den Übergabestellen zum Übertragungsnetz

Für den Verteilernetzbetreiber gelten hinsichtlich des Blindleistungsaustausches an den Übergabestellen zum Übertragungsnetz gewisse Bedingungen und Grenzwerte. Verteilernetze, die ans Übertragungsnetz angeschlossen sind, müssen innerhalb eines bestimmten Blindleistungsbereichs einen stabilen Betrieb aufrechterhalten können. Die Grenzwerte für den vom Übertragungsnetzbetreiber festgelegten Blindleistungsbereich finden sich im „Demand Connection Code“ (DCC), der EU-Verordnung zur Festlegung eines Netzkodex für den Lastanschluss, unter Artikel 15. [7]

- Die vom Übertragungsnetzbetreiber festgelegte maximale Menge für die Blindleistungsaufnahme bzw. -einspeisung von Verteilernetzen darf nicht größer sein als 48% der maximalen Wirkleistungsaufnahme bzw. -einspeisung (entspricht $\cos\varphi = 0,9$).

$$\frac{Q_{max}}{P_n} = \frac{\sin(\varphi)}{\cos(\varphi)} = \frac{\sin(\arccos(0,9))}{0,9} = 0,48 \xrightarrow{\cdot 100} 48\%$$

- Der Übertragungsnetzbetreiber **kann** verlangen, dass kein Blindleistungsaustausch stattfindet, wenn der Wirkleistungsfluss unter 25% der maximalen Wirkleistung beträgt.

$$\text{wenn } \frac{P}{P_n} < 0,25 \rightarrow Q = 0$$

2.1.1 Grenzwerte für Verteilernetzbetreiber in Österreich

Der Übertragungsnetzbetreiber kann nach Analyse und Absprache mit den Verteilernetzbetreibern auch andere Grenzwerte festlegen. Die in Österreich gültigen Anforderungen für Verteilernetze hinsichtlich des Blindleistungsaustauschs sind im Dokument „TOR Netze und Lasten mit Übertragungsnetzanschluss“ unter Punkt 5.4.2. beschrieben.

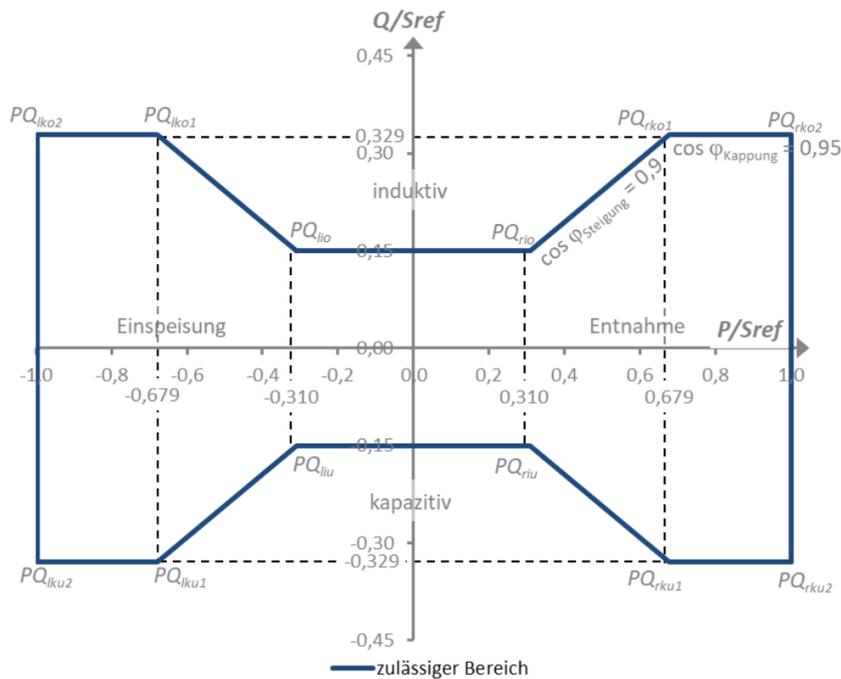


Abbildung 9: Blindleistungsbereich an der Übergabestelle zum Übertragungsnetz im Verbraucherschlupfsystem: Ins 110-kV Netz importierte Leistung ist negativ, ins Übertragungsnetz exportierte Leistung positiv gezählt [8]

Die Referenzscheinleistung S_{ref} ist grundsätzlich die (n-1)-sichere Bezugs- oder Einspeisekapazität am Netzanschlusspunkt, die im Netzanschlussvertrag festgelegt wird.

- Beträgt die Wirkleistung weniger als 31% der Referenzscheinleistung, darf der Blindleistungsaustausch nicht größer sein als 15% der Referenzscheinleistung.

$$|Q_{lio}| = |Q_{rio}| = |Q_{liu}| = |Q_{riu}| = 0,15 S_{ref}$$

$$|P_{lio}| = |P_{rio}| = |P_{liu}| = |P_{riu}| = \frac{0,15}{\tan(\arccos(0,9))} S_{ref} = 0,31 S_{ref}$$

- Beträgt die Wirkleistung mehr als 31% der Referenzscheinleistung, ist der Blindleistungsbereich durch eine Steigung von $\cos \varphi = 0,9$ begrenzt.
- Die maximale Blindleistungsmenge ist durch einen Leistungsfaktor von $\cos \varphi = 0,95$ begrenzt.

$$|Q_{lko1}| = |Q_{rko1}| = |Q_{lku1}| = |Q_{rku1}| = \tan(\arccos(0,95)) S_{ref} = 0,329 S_{ref}$$

$$|P_{lko1}| = |P_{rko1}| = |P_{lku1}| = |P_{rku1}| = \frac{\tan(\arccos(0,95))}{\tan(\arccos(0,9))} S_{ref} = 0,679 S_{ref}$$

2.2 Anforderungen für Erzeuger hinsichtlich statischer Spannungshaltung

Durch die über den Tag verteilt unterschiedlichen Einspeise- und Lastsituationen im Netz ändern sich auch die Knotenspannungen. Es ist Aufgabe der Netzbetreiber die Spannungsniveaus in den vorgeschriebenen Grenzen zu halten. Durch den vermehrten Einsatz von erneuerbaren Energien speisen dezentrale Erzeugungsanlagen vermehrt in Verteilernetze ein. Diese müssen in der Lage sein eine gewisse Menge an induktiver und kapazitiver Blindleistung bereitzustellen. Die Regulierungsbehörde E-Control stellt dazu die Dokumente in Form der „Technischen und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen“ (TOR) [9] zur Verfügung, in denen die Anforderungen genau beschrieben sind. Seit April 2019 sind die TOR durch die Richtlinie der Europäischen Union ‚Verordnung zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger‘ (RfG-VO) ergänzt und ersetzt worden.

Für Erzeugungsanlagen in Verteilernetzen sind die Dokumente ‚Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilernetzen‘ von Bedeutung. Die Anforderungen sind nach Nennleistung und Nennspannung der Erzeugungsanlagen gegliedert.

Für Erzeugungsanlagen, die einen Netzanschlusspunkt im Verteilernetz mit einer Nennspannung von 110 kV haben, kommt das Dokument TOR Erzeuger Typ D in Frage. Erzeugungsanlagen des Typs C haben hinsichtlich des Blindleistungsbereichs die gleichen Anforderungen wie Typ D zu leisten. Als Nennleistung wird dabei die Gesamtleistung der Erzeugungsanlage betrachtet und nicht die Leistungen der einzelnen Windräder. [9]

- TOR Erzeuger Typ B: $\geq 250 \text{ kW}$ und $< 35 \text{ MW}$ und Nennspannung $< 110 \text{ kV}$
- TOR Erzeuger Typ C: $\geq 35 \text{ MW}$ und Nennspannung $< 110 \text{ kV}$
- TOR Erzeuger Typ D: $\geq 50 \text{ MW}$ **oder** Nennspannung $\geq 110 \text{ kV}$

In dieser Arbeit werden die Anforderungen hinsichtlich statischer Spannungshaltung von Erzeugungsanlagen behandelt. Transiente und dynamische Vorgänge, die z.B. bei Netzfehlern auftreten können, werden in dieser Arbeit nicht näher betrachtet.

Informationen zur statischen Spannungshaltung und zur Bereitstellung von Blindleistung finden sich im Unterpunkt 5.3 ‚Anforderungen hinsichtlich statischer Spannungshaltung‘.

Spannungsbereiche und Mindestzeiträume

Stromerzeugungsanlagen müssen in der Lage sein, bei Abweichung der Spannung vom Referenzwert 1 p.u. am Netzanschlusspunkt, für einen gewissen Zeitraum ohne Trennung vom Netz arbeiten zu können.

NAP	Spannungsbereich	Mindestzeitraum
110 kV	0,85 p.u. – 0,9 p.u.	60 Minuten
	0,9 p.u. – 1,118 p.u.	unbegrenzt
	1,118 p.u. – 1,15 p.u.	30 Minuten

Tabelle 1: Mindestzeiträume für Erzeuger bei Spannungsabweichungen [9]

Blindleistungsbereiche

Die Erzeugungsanlage muss in der Lage sein eine gewisse Menge an Blindleistung am Netzanschlusspunkt zur Verfügung zu stellen und muss jeden vom Netzbetreiber geforderten Arbeitspunkt innerhalb des geforderten Blindleistungsbereichs in einem angemessenen Zeitraum erreichen. Die Erzeugungsanlage muss die Blindleistung nach einem vom Netzbetreiber vorgegebenen Verfahren bereitstellen können. Dazu zählen fix vorgegebene Werte und Kennlinien bzw. Funktionen in Abhängigkeit verschiedener Messgrößen. Die Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung werden im gleichnamigen Kapitel näher beschrieben.

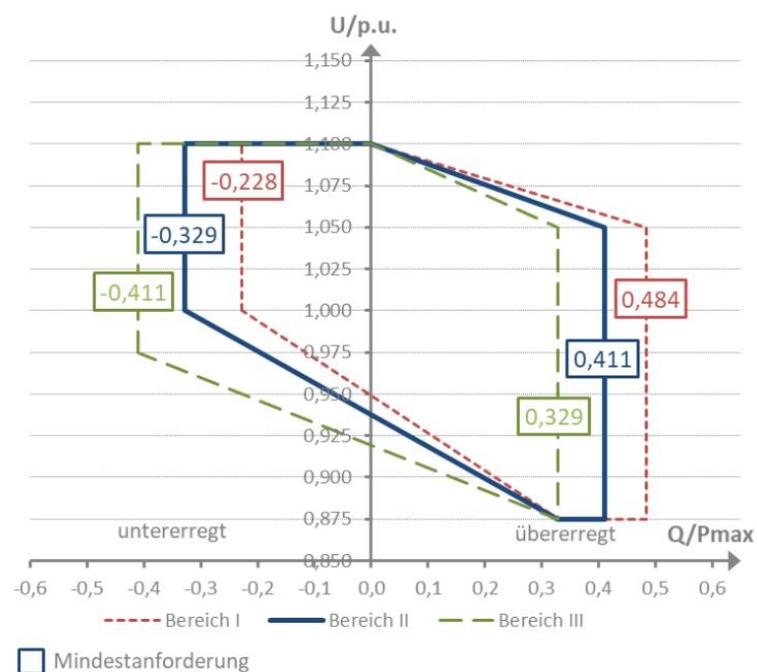


Abbildung 10: Blindleistungsbereiche Typ D im Erzeugerzählpfeilsystem [9]

Blindleistungsbereich	Q/P _{max} (bei 1 p.u.)	cosφ
Bereich 1	- 0,228 bis + 0,484	0,975 untererregt bis 0,9 übererregt
Bereich 2	- 0,329 bis + 0,411	0,95 untererregt bis 0,925 übererregt
Bereich 3	-0,411 bis + 0,329	0,925 untererregt bis 0,95 übererregt

Tabelle 2: Blindleistungsbereiche [9]

Die angeführte Abbildung 9 und die Tabelle 2 beschreiben die Blindleistung Q, bezogen auf die Maximalkapazität der Anlage P_{max}, die am Netzanschlusspunkt zur Verfügung stehen muss und den dazugehörigen Leistungsfaktor cosφ. Das Diagramm ist im Erzeugerzählpeilsystem dargestellt, eingespeiste Wirk- und Blindleistung wird positiv gezählt. Eine positive Blindleistung beschreibt den übererregten, spannungshhebenden Zustand und eine negative Blindleistung den untererregten, spannungssenkenden Zustand.

Grundsätzlich ist der Blindleistungsbereich 2 relevant. Nur in regionalen Ausnahmefällen können vom Netzbetreiber auch die Bereiche 1 und 3 gefordert werden, sofern der Bedarf hinreichend begründet werden kann.

In den Bereichen Q/P_{max} > 0 und 0,85 < U/p.u. < 0,875 (übererregter Betrieb und Unterspannung) sowie Q/P_{max} < 0 und 1,1 < U/p.u. < 1,15 (untererregter Betrieb und Überspannung) sollte die Stromerzeugungsanlage weiterhin spannungsstützend wirken.

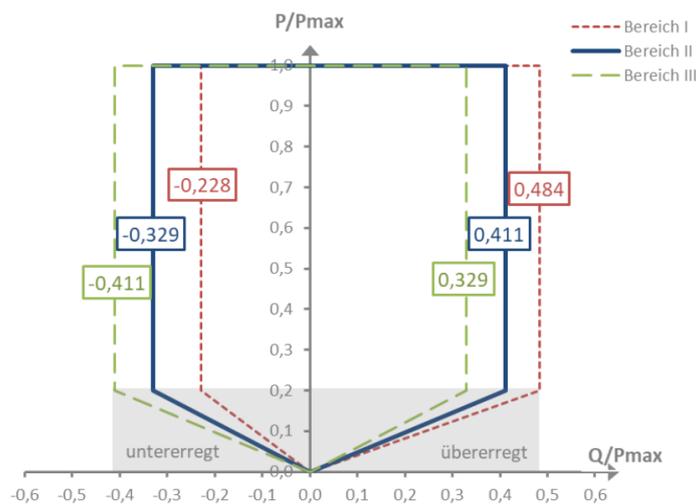


Abbildung 11: Blindleistungsbereiche unterhalb der Maximalkapazität im Erzeugerzählpeilsystem [9]

Erzeugungsanlagen, die über Wechselrichter ins Netz einspeisen, gelten als **nichtsynchrone Erzeugungsanlagen**. Nichtsynchrone Erzeugungsanlagen mit einer Wirkleistungseinspeisung unter ihrer maximalen Kapazität ($P < P_{max}$) müssen dennoch in der Lage sein, Blindleistung gemäß ihrem

Q/P_{max}-Profil bereitzustellen, sofern alle Erzeugungseinheiten der Anlage zur Verfügung stehen. Im Bereich $P < 0,2 P_{\max}$ darf sich das Blindleistungsverhalten nicht sprunghaft ändern. Theoretisch könnten Erzeugungsanlagen mit modernen Wechselrichtern bei hinreichender Auslegung der Leistungselektronik auch bei keiner Wirkleistungseinspeisung ($P = 0$) Blindleistung bereitstellen.

Zusätzliche Blindleistungskompensation

Sind Stromerzeugungsanlagen über ein langes Kabel oder eine Freileitung zum Netzanschlusspunkt verbunden und sind die Anlagen selbst nicht im Stande den Blindleistungsbedarf des Kabels bzw. der Freileitung zu decken, kann der Netzbetreiber verlangen, dass der Betreiber der für die Kompensation des verursachten Blindstromes aufkommt.

2.3 Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung

Die Erzeugungsanlagen müssen die Blindleistung durch die von der TOR [9] vorgegebenen Regelcharakteristiken bereitstellen können. Dazu zählen feste Vorgaben und Kennlinien bzw. Funktionen in Abhängigkeit verschiedener Messgrößen. Die unterschiedlichen Verfahren weisen Vor- und Nachteile hinsichtlich der aktuellen Netzsituation, auftretender Verluste und Komplexität auf. Um Spannungssprüngen bei schwankender Einspeisung vorzubeugen, sollten gewählte Kennlinien eine begrenzte Steilheit und einen kontinuierlichen Verlauf aufweisen.

Der Netzbetreiber kann bei Bedarf über Fernwirkung zwischen den Verfahren wechseln und auch feste Sollwerte vorschreiben. Die Sollwerte sind dabei innerhalb einer Minute an der Schnittstelle zu realisieren. [9]

- fixer Leistungsfaktor: $\cos \varphi = \textit{konstant}$
- fixe Blindleistung: $Q = \textit{konstant}$ (zeitlich eingeschränkt, in speziellen Fällen)
- Leistungsregelung: Verschiebungsfaktor-/Wirkleistungskennlinie: $\cos \varphi(P)$
- Blindleistungs-/Spannungskennlinie: $Q(U)$

2.3.1 Fixer Leistungsfaktor

Zurzeit wird den Winderzeugungsanlagen im Netz der Energienetze Steiermark je nach Betriebsregion ein fixer Leistungsfaktor im Bereich $\cos(\varphi) = 1$ bis 0,95 induktiv vorgeschrieben. Dadurch kann einerseits der durch die dezentrale Einspeisung bedingten Spannungsanhebung entgegengewirkt, andererseits die Blindleistungserzeugung der Kabelanbindung kompensiert werden. Ein großer Nachteil ist jedoch die fehlende Anpassung an die aktuelle Netzsituation. Bedingt durch den nicht immer erforderlichen Blindleistungsaustausch entstehen unnötige Verluste. Des Weiteren können Windkraftanlagen durch einen fixen Leistungsfaktor nicht aktiv zur Spannungshaltung beitragen. In bestimmten Szenarien, wo

die Spannung am Netzanschlusspunkt unter dem Sollwert liegt bzw. ein Bedarf an Blindleistungserzeugung besteht, wirkt sich das untererregte Verhalten der Erzeugungsanlagen sogar negativ auf die Spannungshaltung aus.

2.3.2 Feste Blindleistungsvorgabe

Der Netzbetreiber kann der Stromerzeugungsanlage in regionalen, begründeten und zeitlich beschränkten Fällen einen fixen Blindleistungswert vorschreiben. Die Erzeugungsanlage muss dabei jeden Punkt im nach den Vorgaben der TOR [9] festgelegten Blindleistungsbereich erreichen. Die Einstellschrittweite entspricht maximal 5 Mvar oder 5% der maximalen Blindleistung. [9]

2.3.3 Leistungsfaktorregelung: $\cos\varphi(P)$

Bei der Leistungsfaktorregelung wird der Leistungsfaktor in Abhängigkeit der eingespeisten Wirkleistung eingestellt. Wird nur ein Teil der Nennleistung erzeugt gilt oftmals $\cos\varphi = 1$ und es erfolgt kein Blindleistungsaustausch mit dem Netz. Ab einer bestimmten Wirkleistungseinspeisung nimmt der Betrag des Leistungsfaktors linear ab, bis bei Erreichen der Nennleistung auf den Minimalwert im untererregten Bereich geregelt wird. Der Blindleistungsaustausch mit dem Netz hängt also nur von der erzeugten Wirkleistung der Windkraftanlage aus. Es wird angenommen, dass bei maximaler Einspeisung auch die Spannung am Netzanschlusspunkt am höchsten ist und demnach durch den Bezug von Blindleistung der Spannungsanhebung entgegengewirkt wird. Da aber keine Abhängigkeit zur tatsächlichen Spannung und somit zum Blindleistungsbedarf am Netzanschlusspunkt besteht, kann es auch bei dieser Variante in bestimmten Situationen zu unnötigem Blindleistungsaustausch kommen. Eine solche Situation wäre z.B. hohe Einspeisung bei gleichzeitig hoher Last – die Spannung könnte in einem angemessenen Bereich liegen und es wäre gar kein Blindleistungsbezug der Erzeugungsanlage nötig.

Die Erzeugungsanlage muss in der Lage sein im Falle einer Änderung der Wirkleistungsabgabe in Schritten von maximal 0,01 auf den Leistungsfaktorsollwert zu regeln. Dies sollte empfohlener Weise innerhalb von 10 Sekunden geschehen. Der Sollwert kann dabei innerhalb der festgelegten Grenzen liegen, also grundsätzlich zwischen 0,95 untererregt und 0,925 übererregt. [9]

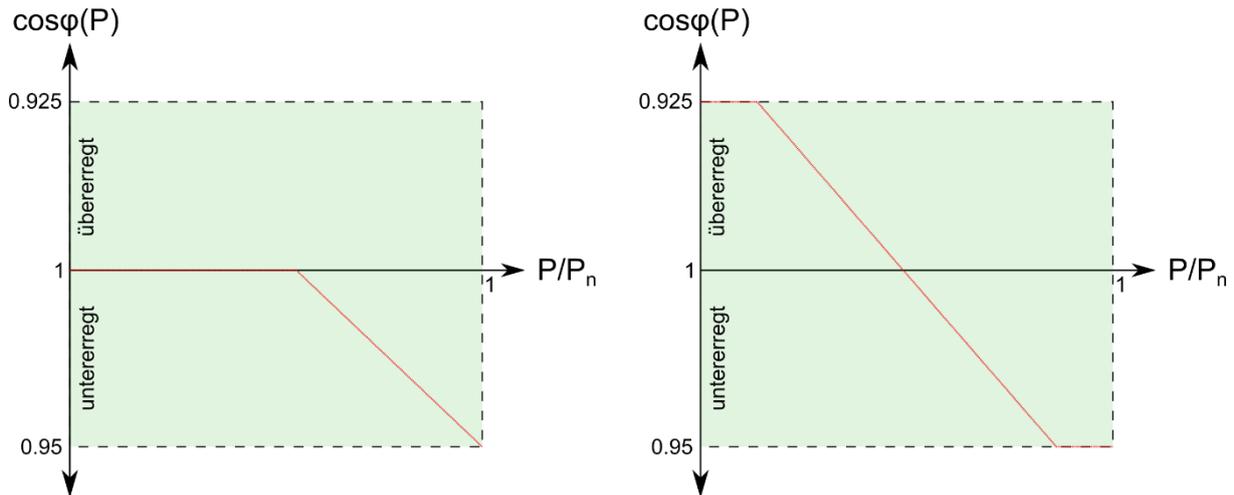


Abbildung 12: Beispielkennlinien für die Leistungsfaktorregelung im Erzeugerzählpfeilsystem

Abbildung 12 zeigt zwei Beispielkennlinien. Im ersten Beispiel nimmt die Kennlinie erst ab einer bestimmten relativen Wirkleistungseinspeisung linear ab. Wird weniger Wirkleistung eingespeist, findet kein Blindleistungsaustausch mit dem Netz statt.

Im zweiten Beispiel wird auch der übererregte Bereich ausgenutzt. Auch bei keiner Wirkleistungseinspeisung wird Blindleistung ins Netz eingespeist.

2.3.4 Blindleistungs- Spannungsregelung: Q(U)

Bei der Blindleistungs- Spannungsregelung wird die ausgetauschte Blindleistung in Abhängigkeit der gemessenen Spannung am Netzanschlusspunkt eingestellt. Durch den Austausch von Blindleistung soll die Stromerzeugungsanlage aktiv zur Spannungsregelung am Netzanschlusspunkt beitragen, aber nur dann, wenn es der lokale Spannungszustand verlangt. Der Blindleistungsaustausch erfolgt bedarfsgerecht und ist nicht von der Wirkleistungseinspeisung abhängig.

Die gewählte Kennlinie muss die von den TOR festgelegten Bedingungen erfüllen: [9]

- Der Spannungssollwert kann im Bereich von 0,95 bis 1,05 pu ($\pm 5\%$ der Nennspannung) liegen.
- Wenn die gemessene Spannung dem Sollwert entspricht findet kein Blindleistungsaustausch mit dem Stromnetz statt: $Q = 0$
- Der Spannungssollwert kann mit oder ohne Totband ausgestattet sein. Das Totband kann im Bereich von 0,95 bis 1,05 pu liegen und Schritte von höchstens 0,005 pu aufweisen.
- Die Steigung der Kennlinie kann zwischen 2% und 7% betragen.

$$k = \frac{(2 \text{ bis } 7)\% \frac{Q}{P_n}}{1\% \frac{U}{U_n}} \triangleq \frac{(0,02 \text{ bis } 0,07) Q_{pu}}{0,01 U_{pu}}$$

- Nach einer Spannungsänderung muss die Erzeugungsanlage 90% der Änderung der Blindleistungsabgabe innerhalb einer Zeit t_1 erreichen. Innerhalb der Zeit t_2 muss weiterführend der durch die Q(U)-Kennlinie bestimmte Blindleistungswert erreicht werden. Als Empfehlung gilt $t_1 = 1 \text{ sec}$ und $t_2 = 10 \text{ sec}$.
- Die Toleranz der Blindleistung beträgt maximal 5% vom Maximalwert der Blindleistung.

Die Kennlinie kann durch wählen geeigneter Parameter, an die zu erwartenden Verhältnisse am Netzanschlusspunkt angepasst werden. Je steiler die Kennlinie ist, desto schneller wird bei einer Abweichung vom Spannungssollwert die maximale Blindleistung zur Verfügung gestellt. Befindet sich eine Erzeugungsanlage an einem spannungskritischen Knotenpunkt, könnte z.B. eine steile Kennlinie ohne Totband gewählt werden, um schnellstmöglich Blindleistung zur Spannungshaltung bereitzustellen. Um einen stabilen Betrieb zu gewährleisten, soll die Kennlinie jedoch auch nicht zu steil sein. An einem unkritischen Knotenpunkt könnte z.B. eine Kennlinie mit breitem Totband sinnvoll sein, sodass erst bei größerer Abweichung vom Spannungssollwert Blindleistung bereitgestellt wird und Verluste durch unnötigen Blindleistungsaustausch vermieden werden.

Abbildung 13 und 14 zeigen zwei Beispielkennlinien. Die erste Abbildung zeigt eine Kennlinie, die nicht die maximal nach den TOR [9] anforderbare Blindleistung ausnutzt, sondern nur den Bereich von $\cos\varphi$ gleich 0.95 untererregt bis 0.95 übererregt. Weicht die Spannung vom Sollwert 1 p.u. ab, wird Blindleistung gemäß der Kennlinie bereitgestellt. Bei einer Abweichung von 5% wird das Äquivalent der Blindleistungsmenge von $\cos\varphi = 0,95$ bereitgestellt.

Die zweite Abbildung zeigt eine Kennlinie mit Totband. Nur wenn die Spannung am Netzanschlusspunkt über 5% abweicht wird Blindleistung bereitgestellt. Die Kennlinie steigt dann linear bis zur maximalen Blindleistungsmenge an.

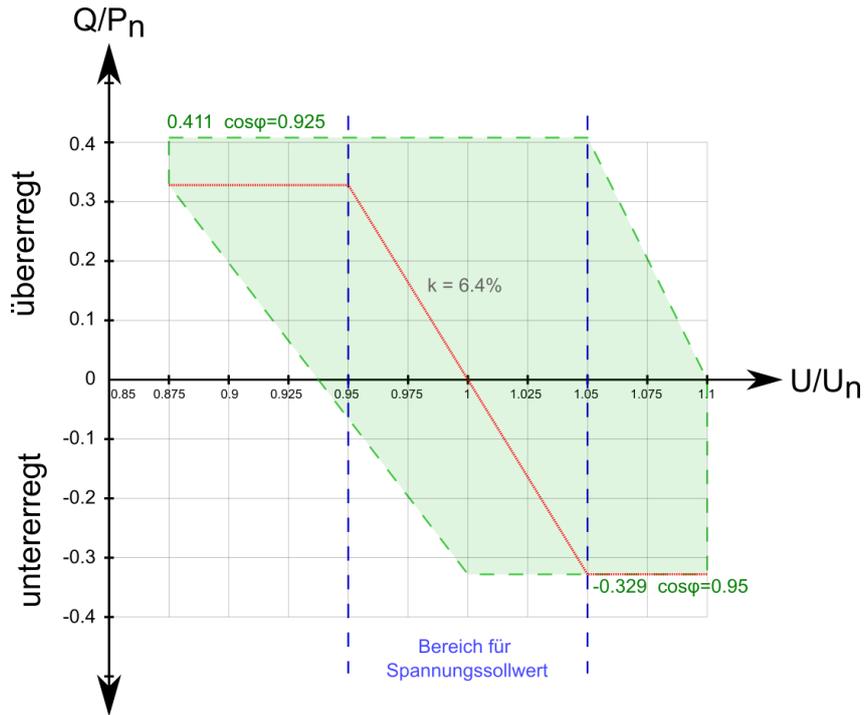


Abbildung 13: $Q(U)$ Kennlinie ohne Totband im Erzeugerzählpeilsystem

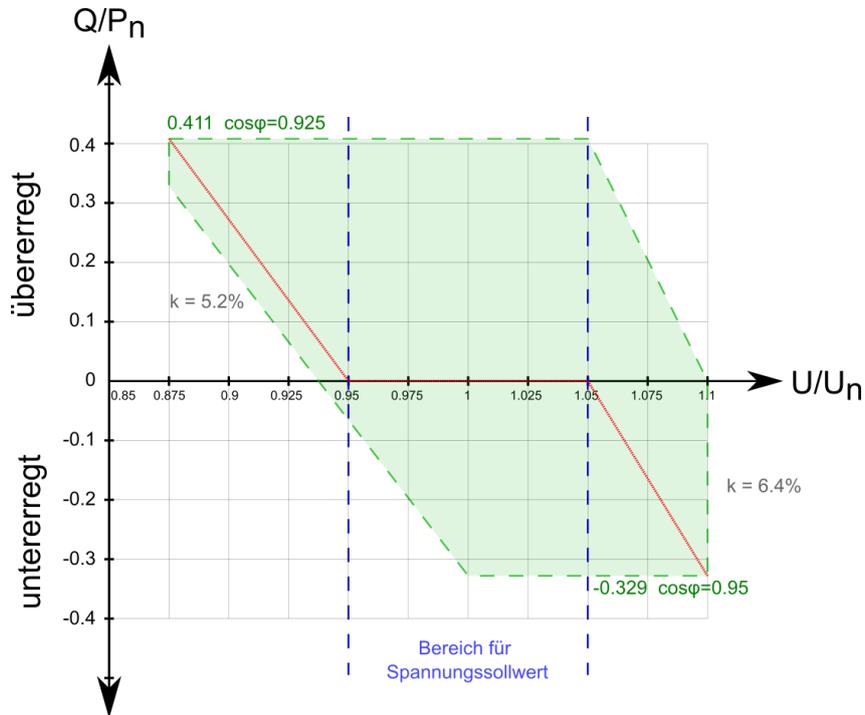


Abbildung 14: $Q(U)$ Kennlinie mit Totband im Erzeugerzählpeilsystem

3 Das Netzmodell

Das 110-kV Netz der Energienetze Steiermark ist im Netzberechnungsprogramm Neplan, mit dem komplexe Lastflussberechnungen möglich sind, abgebildet.

Lastfluss-Zeitsimulation

Es soll eine Lastfluss-Zeitsimulation über ein ganzes Jahr durchgeführt werden. Die Umspanner von Hoch- auf Mittelspannung und größere Kraftwerke sind mit Lastprofilen aus dem Jahr 2017 modelliert. Die Lastgänge werden aus der betriebsinternen Datenbank entnommen und mit einem Matlab-Skript in das notwendige Format umgeschrieben. Ein Lastprofil ist ein simples Textfile, bestehend aus 35040 fünfzehn-minütigen Zeitwerten, denen jeweils ein Wirkleistungs- und ein Blindleistungswert zugeordnet sind. In Neplan wird das Verbraucherzählpeilsystem verwendet, vom Hochspannungsnetz ins Mittelspannungsnetz exportierte Leistung hat ein positives Vorzeichen, aus dem Mittelspannungsnetz importierte Leistung hat ein negatives Vorzeichen. Insgesamt werden über 200 Lastprofile benötigt, und eine Lastfluss-Zeitsimulation über ein Jahr benötigt je nach Rechnerleistung bis zu einer Stunde.

Slackknoten und Spannungssollwerte der Regelhauptumspanner

Die notwendigen Slackknoten für die Lastflussberechnung befinden sich im übergeordneten Übertragungsnetz. Ein reduziertes Übertragungsnetz wird von Austrian Power Grid zur Verfügung gestellt und beinhaltet auch alle Regelhauptumspanner zum Verteilernetz. Diese sind als Schrägregler mit $\beta=60^\circ$ modelliert und regeln die Spannung an den 110-kV Sammelschienen auf einen Spannungssollwert, der je nach Region unterschiedlich ist. Dieser Spannungssollwert ist in weiterer Folge auch für die Parametrierung von Q(U) Kennlinien relevant.

Anpassung der Regelhauptumspanner

An den südlichen 380/110-kV Übergabestellen zur APG befinden sich an den Tertiärwicklungen der Regelhauptumspanner Drosseln zur Spannungssenkung:

- Übergabestelle West: 3 Kompensationsdrosseln mit je 100 Mvar
- Übergabestelle Ost: 2 Kompensationsdrosseln mit je 50 Mvar

Die Steuerung obliegt dem Übertragungsnetzbetreiber, der bei zu hoher Spannung im Übertragungsnetz, die Drosseln zuschalten kann. Dies beeinflusst die Blindleistungsflüsse an den Übergabestellen. Die Drossel wird an der Tertiärwicklung des Umspanners durch einen induktiven Shunt modelliert, der nur eine diskrete Stufe besitzt. Der Shunt regelt auf die Primärseite, also die Höchstspannungsseite (380-kV oder 220-kV) des Übertragungsnetzes. Übersteigt die Spannung 110 % des Sollwertes, wird die Drossel automatisch hinzugeschaltet.

Im aktuellen Neplan-Modell erfolgt eine stufenweise Modellierung (Stufe -13 bis 13) der Regelhauptumspanner. In der Realität regeln die Umspanner jedoch nicht automatisch, der Stufensteller wird nur bei Bedarf und manuell gestellt. Um ein zu häufiges Regeln während der Lastfluss-Zeit-Simulation zu verhindern, wird die Anzahl der Stufen halbiert und die Spannungsdifferenz der einzelnen Stufen verdoppelt.

Die Sollspannungen der unterschiedlichen Regionen werden maßgeblich durch die Sollspannung der Regelhauptumspanner an den Übergabestellen zum Übertragungsnetz definiert. Auf diesen Sollwert müssen auch die Q(U)-Kennlinien, der in den jeweiligen Regionen befindlichen Anlagen, parametrisiert werden.

Übergabestelle	Sollspannung in pu	(n-1)-sichere Leistung in MVA
Nord	1,07	110
Murtal	1,06	220
Ost	1,05	300
West	1,07	900
Mürztal	1,05	220

Tabelle 3: Sollspannung der Regionen

Version, Blindleistungskennlinien und Lastprofile

Die Version Neplan 5 ermöglicht leider nicht gleichzeitig die eingespeiste Wirkleistung einer Erzeugungsanlage durch ein Lastprofil und unabhängig davon die Blindleistung durch eine definierte Kennlinie vorzugeben. Möglich sind nur folgende zwei Optionen:

1. Fixe Wirkleistungseinspeisung – Blindleistung nach einer Kennlinie
2. Wirkleistung und Blindleistung durch ein Lastprofil

In der neuen Version 10 kann jedoch eine Lastfluss-Zeitsimulation mit Lastprofilen durchgeführt und unabhängig davon die Blindleistung durch eine Kennlinie vorgeben werden. Das bestehende Netz kann ohne weitem Aufwand mit einem Konverter in die neue Version importiert werden.

Die Lastprofile hingegen befinden sich nun nicht mehr im txt-Format, sondern in einer neuartigen, sogenannten nepmeas-Datei die auf einem xml-Format basiert. Ein eigens hierfür erstelltes Matlab-Skript liest die alten Lastprofile ein und erstellt nepmeas-Dateien im neuen Format. Abbildung 15 zeigt ein Beispiel für zur Darstellung der Struktur der nepmeas-Datei. Der Name muss dabei ident mit der Bezeichnung des Elements in Neplan sein. Timestamps Status „3“ bedeutet, dass die Werte für Wirk- und Blindleistung in MW angegeben sind. Da Neplan das Verbraucherzählpeilsystem verwendet, sind negative Wirkleistungswerte als Einspeisung zu verstehen.

Jeder Umspanner von Hoch- auf Mittelspannung ist mit einem realen Lastprofil hinterlegt, das aus gemessenen 15-Minuten-Wirk- und Blindleistungswerten über ein Jahr besteht.

```

<?xml version="1.0" encoding="utf-8" standalone="yes"?>
<LOADPROFILE FORMAT="yyyy-MM-dd'T'HH:mm:ss">
  <FEEDERS>
    <ASSETIDS NAME="UMSPANNER 1" ALIASNAME1="" ASSETID="">
      <TIMESTAMPS STATUS="3" TIMESTAMP="2017-01-01T00:00:00" P_TOT="-11.05" Q_TOT="-1.67" />
      <TIMESTAMPS STATUS="3" TIMESTAMP="2017-01-01T00:15:00" P_TOT="-9.36" Q_TOT="-1.85" />
      <TIMESTAMPS STATUS="3" TIMESTAMP="2017-01-01T00:30:00" P_TOT="-8.04" Q_TOT="-1.99" />
      <TIMESTAMPS STATUS="3" TIMESTAMP="2017-01-01T00:45:00" P_TOT="-7.48" Q_TOT="-1.99" />
      <TIMESTAMPS STATUS="3" TIMESTAMP="2017-01-01T01:00:00" P_TOT="-7.49" Q_TOT="-2.05" />
      <TIMESTAMPS STATUS="3" TIMESTAMP="2017-01-01T01:15:00" P_TOT="-7.48" Q_TOT="-2.04" />
      <TIMESTAMPS STATUS="3" TIMESTAMP="2017-01-01T01:30:00" P_TOT="-7.47" Q_TOT="-2.05" />
      <TIMESTAMPS STATUS="3" TIMESTAMP="2017-01-01T01:45:00" P_TOT="-7.93" Q_TOT="-1.98" />
    </ASSETIDS>
  </FEEDERS>
</LOADPROFILE>

```

Abbildung 15: Struktur eines Lastprofils für Neplan 10

Ziel und Ergebnisse

Es sollen verschiedene Blindleistungsbereitstellungsverfahren und Parametrierungen getestet werden um eine möglichst pareto-optimale Lösung für folgende Ziele zu erreichen:

1. Die Spannung an den Sammelschienen muss in den vorgeschriebenen Grenzen von 0.9 bis 1.1 pu bleiben.
2. Die Blindleistungsmenge an den Übergabestellen darf die in Kapitel 2.2.1 definierten Grenzwerte nicht überschreiten.
3. Die thermische Auslastung der Netzelemente muss innerhalb der zulässigen Grenzen bleiben.

Abbildung 16 zeigt das Schema der Lastflusszeitberechnung:

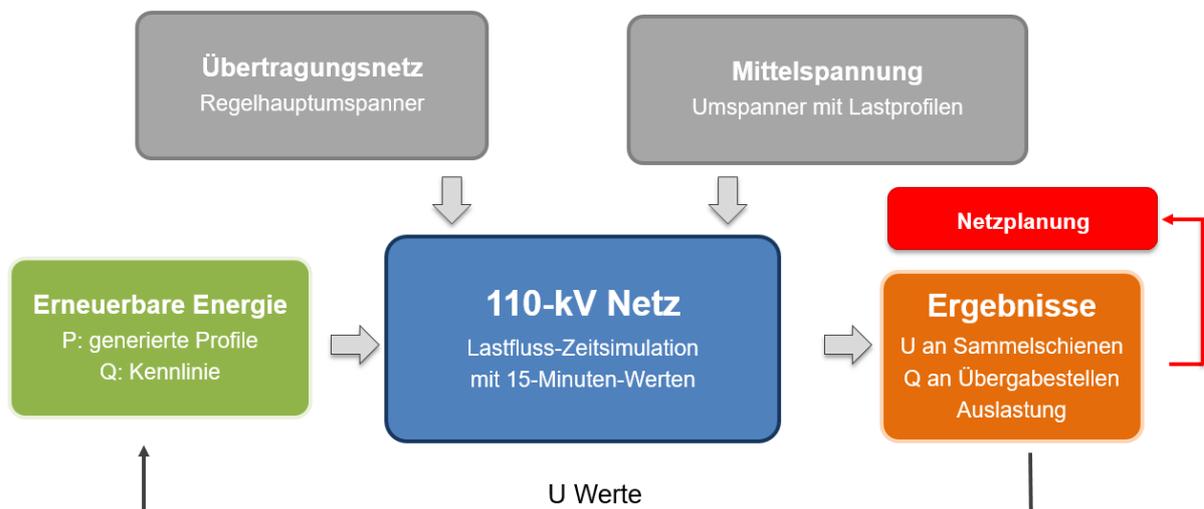


Abbildung 16: Schema der Lastfluss-Zeitsimulation

Die Lastfluss-Zeitsimulation über ein ganzes Jahr muss aus ressourcengründen auf drei Teile aufgeteilt werden, da es sonst zu einem unergründlichen Server-Timeout kommt und das Programm abstürzt. Die einzelnen Ergebnisse werden in einer Excel-Tabelle ausgelesen und zusammengefügt. Die weitere Auswertung erfolgt mit Matlab.

3.1 Modellierung von Windkraftwerken

Das Einspeiseverhalten von Windkraftanlagen ist maßgeblich durch die lokal auftretenden Windgeschwindigkeiten bestimmt. Die Einspeiseleistungen können entweder durch historische Messdaten ähnlicher Anlagen, oder durch wahrscheinlichkeitsverteilte Einspeiseprofile modelliert werden. Die Windstärke schwankt ständig, wobei die Häufigkeit der auftretenden Windgeschwindigkeiten gut durch die Weibull-Verteilung angenähert werden kann. [10]

Reales Einspeiseverhalten

Abbildung 17 zeigt die Dauerlinie der Wirkleistungseinspeisung einer Windkraftanlage mit einer Nennleistung von 3 MW.

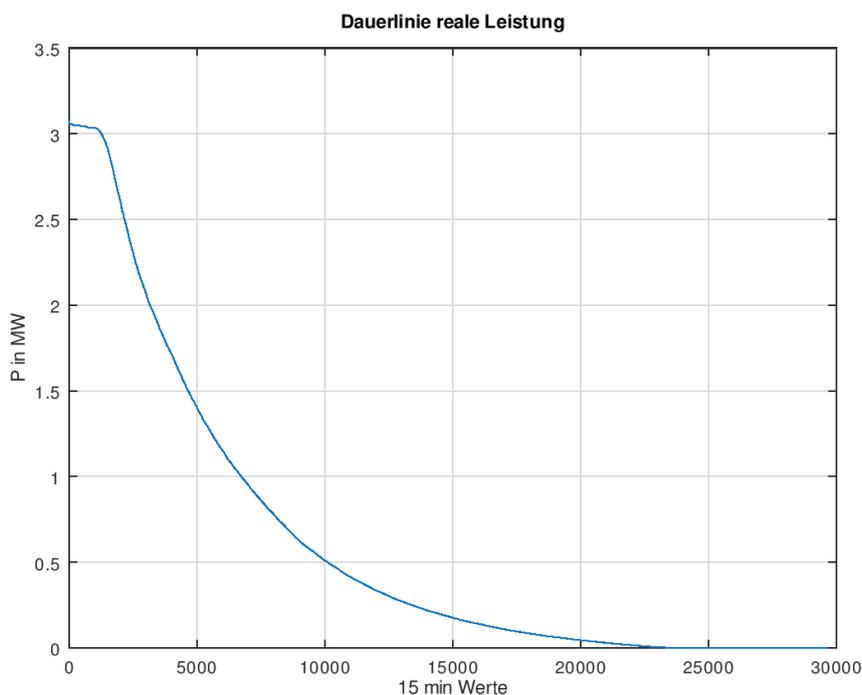


Abbildung 17: Dauerlinie einer realen Windkraftanlage mit 3 MW

Gemessene Windgeschwindigkeit

An dem Standort stehen gemessene Windgeschwindigkeiten in 10-Minuten-Werten zur Verfügung. Ein Histogramm zeigt, mit welcher Wahrscheinlichkeit eine bestimmte Windgeschwindigkeit auftritt. Die maximale gemessene Geschwindigkeit beträgt 27,7 m/s wobei der errechnete Mittelwert bei 6,77 m/s liegt.

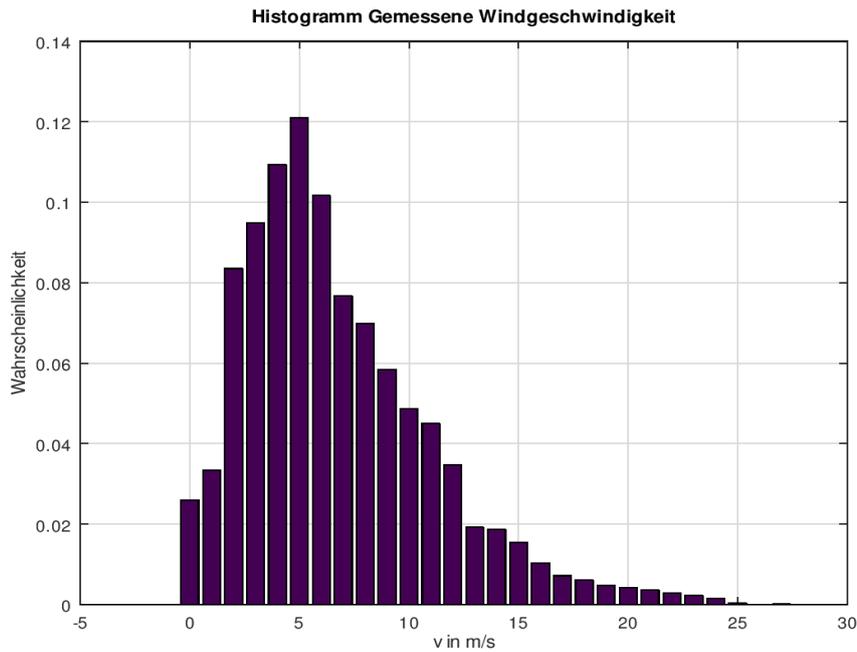


Abbildung 18: Histogramm der auftretenden Windgeschwindigkeiten

Statistisch generierte Windgeschwindigkeit

Man erkennt, dass die Windgeschwindigkeit nicht symmetrisch normalverteilt ist, da starke Stürme viel seltener auftreten als mäßige Winde. Diese Spezialform der Normalverteilung wird Weibull-Verteilung genannt.

Die Dichtefunktion ist wie folgt beschrieben:

$$f(x) = \lambda \cdot k \cdot (\lambda \cdot x)^{k-1} e^{-(\lambda \cdot k)x}$$

Mit den folgenden Beziehungen wird die Dichtefunktion durch zwei Parameter bestimmt: dem Mittelwert und dem k-Faktor.

$$\lambda = \frac{1}{T}$$

$$T = \frac{\text{Mittelwert}}{\left(0,568 + \frac{0,434}{k}\right)^{\frac{1}{k}}}$$

Der k-Faktor beschreibt die Kurvenform und liegt für Winde im Europäischen Inland zwischen 1 und 3. Ein kleiner k-Faktor beschreibt sehr variable Windgeschwindigkeiten, ein großer k-Faktor eher konstant auftretende Winde.

Die mittlere Windgeschwindigkeit kann aus dem österreichischen Windatlas entnommen werden, sofern man keine eigenen Messwerte zur Verfügung hat. Der k-Faktor wird mit dem typischen Wert von 2 angenommen. Bei einer Monte-Carlo-Simulation wird N mal mit der Weibull-verteilten Wahrscheinlichkeitsfunktion gewürfelt und so ein Windprofil generiert. Je größer N gewählt wird, desto genauer ist das Ergebnis. Da für die Lastfluss-Zeitsimulation ein Jahr mit 15-Minuten-Werten gerechnet wird, muss N gleich 35040 betragen, um ein passendes Einspeiseprofil zu erhalten.

Jährliche Verteilung

Um die Realität möglichst genau nachzubilden, muss die jährliche Verteilung von auftretenden Windgeschwindigkeiten berücksichtigt werden. Grundsätzlich treten in den Wintermonaten häufiger starke Winde auf als in der Sommerzeit. Im Windatlas Steiermark sind über mehrere Jahre Monatsmittel von verschiedenen Windmessstationen aufgelistet. Daraus lassen sich folgende Faktoren für die vier Jahreszeiten errechnen. Die jährliche mittlere Windgeschwindigkeit wird für die jeweiligen Monate mit dem dazugehörigen Faktor multipliziert. [11]

Frühling	Sommer	Herbst	Winter
97%	82%	105%	116%

Tabelle 4: Jahreszeitfaktoren für Windgeschwindigkeiten

Zum Beispiel: In den meteorologischen Wintermonaten Dezember, Jänner und Februar, beträgt die mittlere Windgeschwindigkeit $v_{Winter} = v_{mean} \cdot 1,16 \cdot 6,67 \frac{m}{s} = 7,74 \frac{m}{s}$

Abbildung 19 zeigt das Histogramm der zufällig generierten Windgeschwindigkeiten. Man erkennt die Ähnlichkeit zur realen, gemessenen Windgeschwindigkeitsverteilung. Die maximale Windgeschwindigkeit beträgt hier 27,2 m/s bei einem Mittelwert von 6,67 m/s.

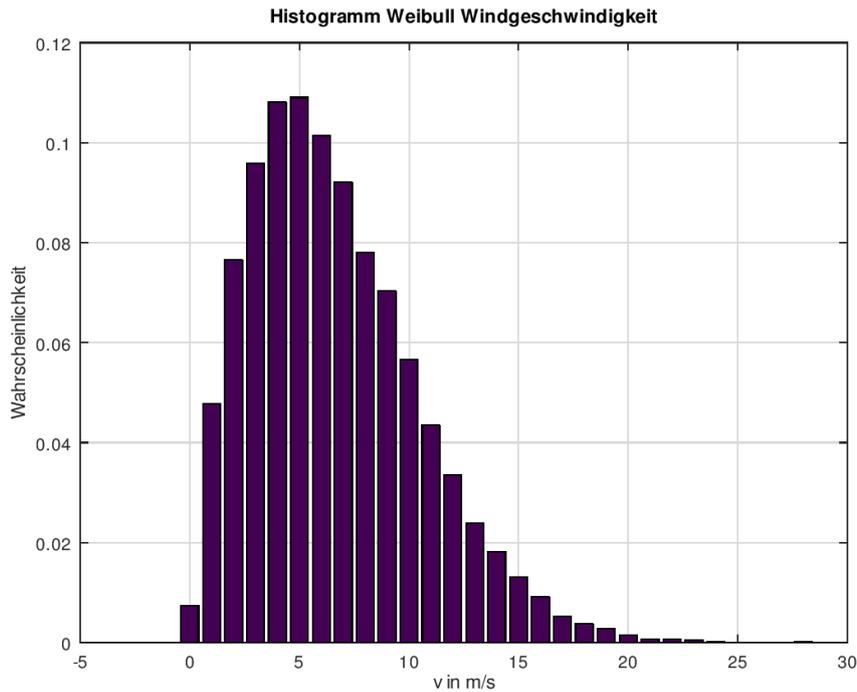


Abbildung 19: Histogramm der zufällig generierten Windgeschwindigkeiten

Berechnung der Wirkleistung

Aus der Windgeschwindigkeit kann mit folgender Formel die Wirkleistung berechnet werden.

$$P = \frac{1}{2} \cdot \eta \cdot 0,59 \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v^3$$

Die Formel zeigt, dass die Leistung einer Windkraftanlage vor Allem von der Windgeschwindigkeit zur Dritten und der Rotorfläche abhängt – R ist dabei die Länge des Rotorblatts. Des Weiteren muss der Wirkungsgrad des Gesamtsystems und der sogenannte Betz'sche Leistungsbeiwert von 0,59 einbezogen werden. Das Betz'sche Gesetz besagt, dass eine Windkraftanlage maximal 59% der mechanischen Leistung des Windes in Nutzleistung umwandeln kann, da der Rotor den Wind bzw. die Luftmassen bremst und verdrängt.

Wieviel Wirkleistung eine Windkraftanlage bei einer bestimmten Windgeschwindigkeit zu erzeugen vermag, ist dem Leistungsdiagramm des Datenblatts zu entnehmen. Die Windkraftanlage kann jedenfalls nur ihre maximal installierte Leistung von 3 MW liefern und liefert diese, ab einer Windgeschwindigkeit von 15 m/s. Aus den beiden nominalen Werten der maximalen Leistung und der dafür notwendigen Windgeschwindigkeit, kann die fiktive Länge des Rotorblatts berechnet werden. Nun kann durch Einsetzen der zufallsgenerierten Windgeschwindigkeit die Wirkleistung der Windkraftanlage berechnet werden.

Leistungsgrenzen

Das berechnete Leistungsprofil muss nach oben und unten hin begrenzt werden, um den tatsächlichen technischen Begebenheiten einer Windkraftanlage zu entsprechen.

- **Obere Grenze:** Die Windkraftanlage kann nur ihre Nennleistung bereitstellen. Des Weiteren muss die Anlage ab dem ‚Cut-out-speed‘ von 25 m/s aus dem Wind gedreht werden, um eine Zerstörung zu verhindern.
- **Untere Grenze:** Der ‚Cut-in-speed‘ gibt an, welche Windgeschwindigkeit mindestens notwendig ist, um den Rotor in Bewegung zu setzen und beträgt bei dieser Anlage 3 m/s.

Die Wirkleistungs-Dauerlinie des zufällig generierten Leistungsprofils sieht den realen Messwerten sehr ähnlich. Eine stochastische Nachbildung von Windgeschwindigkeiten und den daraus resultierenden Leistungsprofilen ist demnach in guter Annäherung möglich.

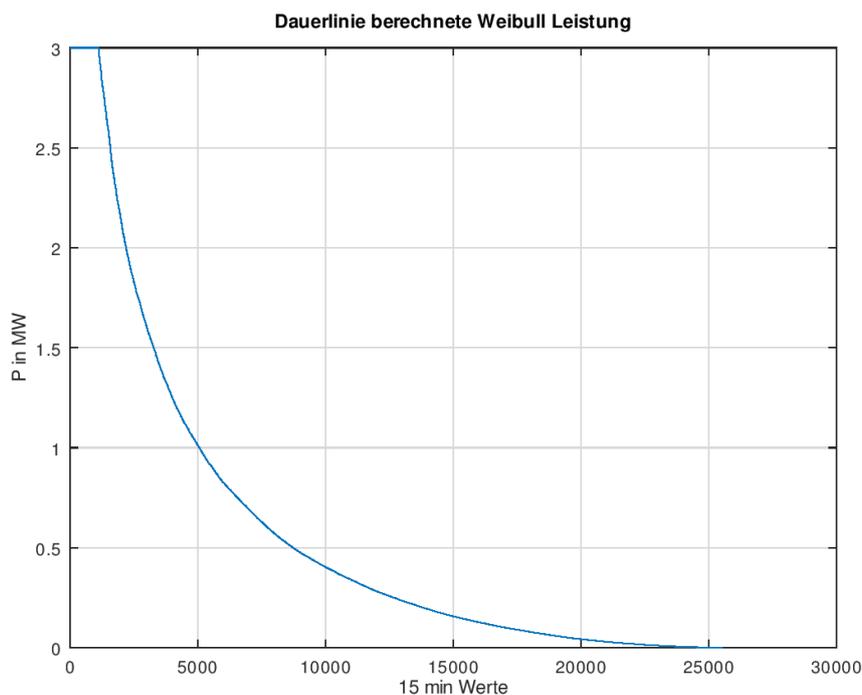


Abbildung 20: Dauerlinie eines künstlich erstellten Einspeiseprofiles

Da der genaue zeitliche Verlauf aber immer noch rein zufällig ist, sollte pro Region nur eine Wahrscheinlichkeitsverteilung verwendet werden und die Einspeiseprofile auf die jeweiligen Anlagen skaliert werden. Denn meistens geht der Wind in einer Region ähnlich stark und alle Windkraftanlagen in der Umgebung speisen gleichzeitig ins Stromnetz ein.

3.2 Modellierung von Photovoltaikanlagen

Eine typische Photovoltaikanlage mit 1 MWp Nennleistung liefert im Jahr ungefähr 1000 MWh an Energie. Mittlerweile ist ein Überbelegen der DC-Seite Stand der Technik und führt zu mehr Volllaststunden. Die folgenden Daten wurden aus gemittelten Jahressganglinien mehrerer Photovoltaikanlagen in der Steiermark ermittelt.

Das Histogramm in Abbildung 21 beschreibt mit welcher Wahrscheinlichkeit bestimmte Leistungswerte einer Photovoltaikanlage mit Nennleistung 1 pu auftreten. Die maximale Leistung wird dabei nur sehr selten erreicht. Bedingt durch die Nachtstunden ist der häufigste Wert Null.

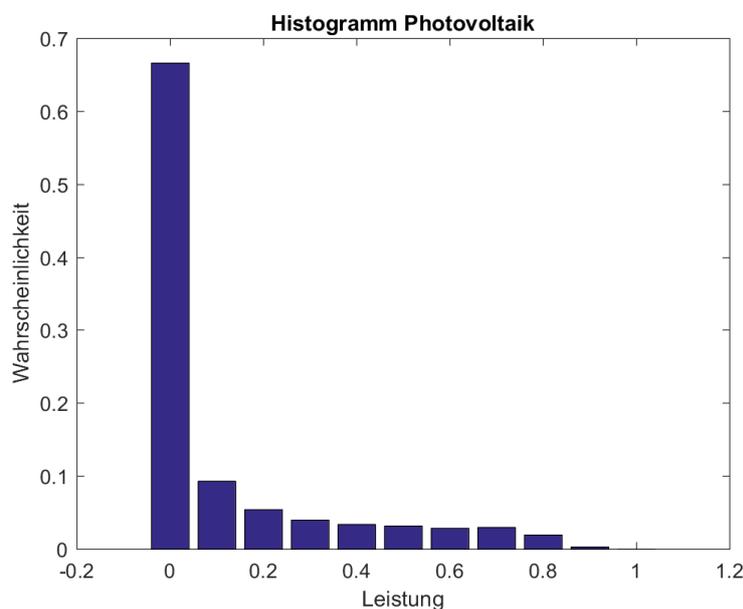


Abbildung 21: Histogramm Photovoltaik

Uhrzeit und Jahreszeit

Durch die Abhängigkeit vom Einfallswinkel der Sonnenstrahlen hängt die gelieferte Leistung vor allem von der Uhrzeit und der Jahreszeit ab. Die untere Abbildung zeigt den mittleren Tagesverlauf einer Photovoltaikanlage. Die höchsten Leistungswerte werden um die Mittagszeit erreicht, wenn die Sonne im Zenit steht.

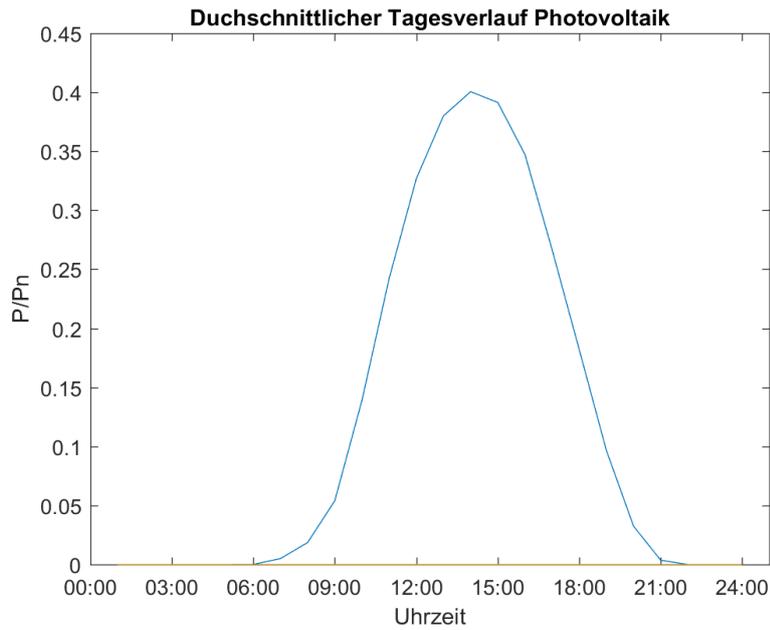


Abbildung 22: Tagesverlauf Photovoltaik

Für die Ermittlung von Jahreszeitfaktoren wird ein Jahr in drei Teile geteilt:

1. **Winter:** Jänner, Februar, November, Dezember
2. **Sommer:** Mai, Juni, Juli, August
3. **Übergangszeit:** März, April, September, Oktober

Aus den gemittelten Einspeiseprofilen wird ersichtlich, dass 50% der Jahresenergiemenge in den Sommermonaten geliefert wird. Während in der Übergangszeit immerhin noch 35% anfallen, werden in den Wintermonaten lediglich 15% der Jahresenergiemenge erzeugt.

Wahrscheinlichkeitsverteilung

Für die Modellierung eines synthetischen Einspeiseprofiles wird die klassische Normalverteilung herangezogen. Für eine Photovoltaikanlage mit Nennleistung 1 pu betragen die Inputparameter Mittelwert und Standardabweichung im gegenständlichen Fall 0,12 und 0,21.

Diese Werte müssen zuerst auf ein fiktives Profil normiert werden, bei dem keine Nachtstunden auftreten. Die Nachtstunden werden dann nach der Montecarlo-Simulation rückwirkend auf 0 gesetzt. Die auf der Wahrscheinlichkeitsverteilung basierenden Leistungswerte werden für die 3 Jahresteile mit den jeweiligen Faktoren erwürfelt. Dabei werden die Inputparameter mit den jeweiligen Jahreszeitfaktoren multipliziert.

Jahreszeit	Faktor
Sommer	1,40
Übergangszeit	1,00
Winter	0,40

Tabelle 5: Jahreszeitfaktoren für PV

Das Einspeiseprofil muss nach oben und unten begrenzt werden, da Werte unter null und über der Nennleistung nicht auftreten können. Maximalwerte, die zufällig im Winter auftreten, werden entfernt. Nachdem die Nachtstunden auf null gesetzt wurden, werden schlussendlich noch auf die Jahreszeit bezogene Tageszeitfaktoren einbezogen.

Uhrzeit	Faktor
Mittagszeit	1,00
Vormittag & Nachmittag	0,70
Dämmerung	0,30
Nacht	0,00

Tabelle 6: Tageszeitfaktoren für PV

Abbildung 23 zeigt einen Ausschnitt eines zufällig generierten Einspeiseprofiles.

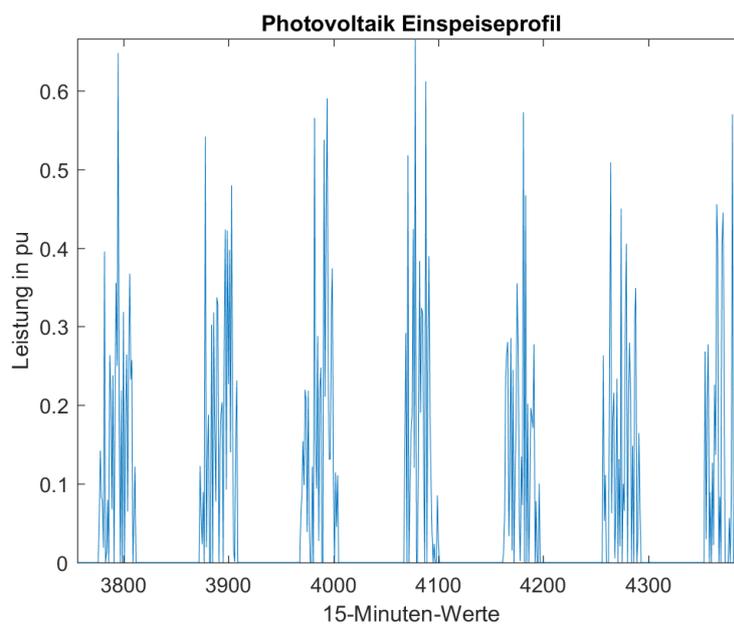


Abbildung 23: Ausschnitt aus dem Einspeiseprofil einer Photovoltaikanlage

3.3 Einspeiseverteilung der Wind- und Photovoltaikanlagen

Wie schon bereits in der Einleitung erwähnt, setzt die Europäische Union und der Staat Österreich auf einen massiven Ausbau von Erneuerbaren Energien. Um die ehrgeizigen Klimaziele zu erreichen und die Nettostromerzeugung Österreichs zu 100% aus Erneuerbaren Energien zu gewinnen muss die jährliche Stromerzeugung bis 2030 um 27 TWh gesteigert werden. 10 TWh sollen dabei durch Windkraftanlagen bereitgestellt werden. Obwohl die Steiermark im österreichischen Vergleich nicht als Land der Windräder bekannt ist, befinden sich dennoch bereits über 200 MW an installierter Windleistung im Netz der Energienetze Steiermark. Vor allem auf den Bergkämmen der Regionen Mürztal, Murtal und Weststeiermark sind noch etliche ungenutzte Potenziale vorhanden. Schon aus heutiger Sicht gibt es eine Vielzahl an Anfragen für die Neuerrichtung von Windparks oder Repowering bestehender Anlagen. Auch wenn einige der angefragten und geplanten Projekte, die eine gültige Netzzusage besitzen, schlussendlich nicht umgesetzt werden, könnten bis 2030 bis zu 700 MW an zusätzlicher Leistung durch Windkraftanlagen zu erwarten sein. Um die hinzukommende Leistung im Stromnetz aufnehmen zu können sind in der Mittelfristplanung bereits notwendige Leitungsverstärkung und die Errichtung von neuen Umspannwerken und Übergabestellen in allen drei Regionen projektiert – nichts desto trotz bleiben die Ressourcen in einigen Netzbereichen begrenzt. Da man nur mit einigen bestimmten, sehr konkreten Projekten fix rechnen kann, sind zusätzliche Windparks als Dummys angelegt. Welche konkreten Windparkprojekte im Endeffekt umgesetzt werden, kann aus heutiger Sicht nicht festgemacht werden, ist aber für die Simulation relativ unerheblich. Maßgebend sind die abgeschätzten Leistungsmengen, die sich aus den natürlichen Potenzialen der Region und aus bereits angefragten Projekten ergeben.

Große Potenziale für Windkraftanlagen befinden sich vor allem in der Mur-Mürz-Furche, sowie in der Weststeiermark im Grenzgebirge zu Kärnten. Große Photovoltaikanlagen sind hauptsächlich im Netzbereich Ost und West angefragt – nicht unbedingt weil dort mehr Sonne scheint, sondern weil geeignete Flächen vorhanden sind. Für 1 MW Leistung einer Photovoltaikanlage wird immerhin mindestens eine Fläche von 1 ha benötigt.

Tabelle 7 enthält Leistungen von größeren Wind- und Photovoltaikprojekten, die schlussendlich in der Simulation berücksichtigt werden. Abbildung 24 zeigt das 110-kV-Netz und eine geografische Gebietsübersicht der Einspeiseleistungen. Die Umspannwerke von 110-kV auf Mittelspannung sind durch schwarze Dreiecke dargestellt, die Übergabestellen zum Übertragungsnetz sind mit blauen Kreisen markiert.

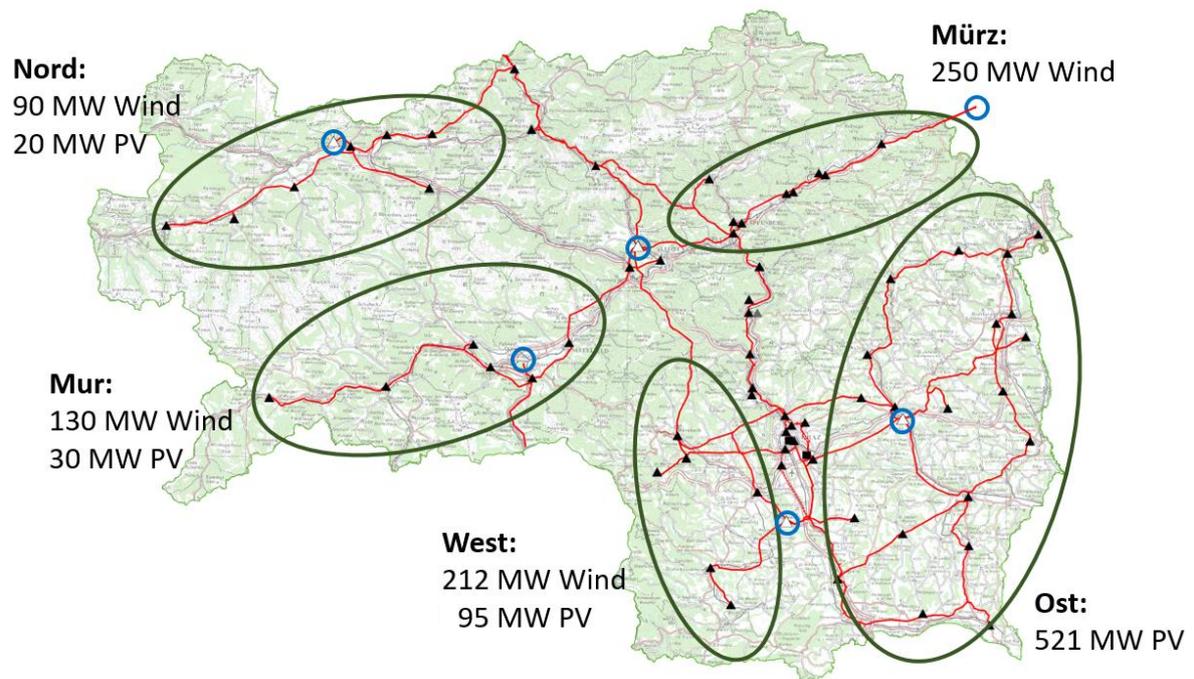


Abbildung 24: Gebietsübersicht und Größenordnung der angefragten Einspeiseleistungen

Region	Windkraft in MW	PV in MW
Mürz	250	0
Murtal	130	30
Nord	90	20
West	212	95
Ost	0	521
Summe	682	716

Tabelle 7: Liste der angefragten Wind- und Photovoltaikleistungen nach Region

3.4 Parametrierung der Kennlinien

Wie in Kapitel 2.2.4 beschrieben unterliegt die Parametrierung der $Q(U)$ -Kennlinie einigen Restriktionen, so darf die Sollspannung laut TOR [9] maximal 1.05 pu betragen. In der Realität liegt die Sollspannung im Hochspannungsnetz, die von den Regelhauptumspannern des Übertragungsnetzes vorgegeben wird, je nach Netzbereich jedoch zwischen 1.05 und 1.07 pu – jedoch muss die Kennlinie auf diesen Sollwert parametrieren werden.

Nun steht in den Bestimmungen, dass wenn die gemessene Spannung dem Sollwert entspricht, kein Blindleistungsaustausch mit dem Stromnetz stattfinden darf. Jedoch wird nicht erwähnt, dass bei einem Punkt auf der Kennlinie, der nicht explizit als Spannungssollwert ausgewiesen ist, nicht ebenfalls Blindleistungsmenge gleich 0 parametrieren werden kann.

Als nächstes Problem macht sich nun die maximale Steigung der Kennlinie in einem geometrischen Problem bemerkbar. Da das Totband nun weit nach außen gezogen wurde kann mit einer Steigung von 7% bei einem Spannungswert von 1.1 pu nicht mehr der komplette Blindleistungsbereich ausgenutzt werden.

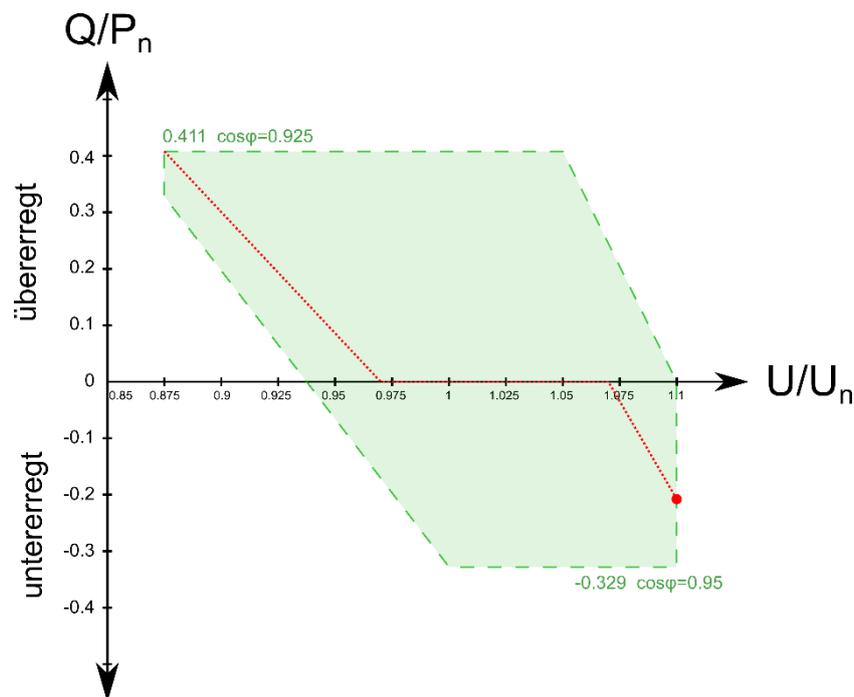


Abbildung 25: $Q(U)$ -Kennlinie mit begrenzter Steilheit im Erzeugerzählpeilsystem

Zum jetzigen Stand muss man als Netzbetreiber auf den guten Willen des Betreibers hoffen, eine geeignete Kennlinie parametrieren zu dürfen, oder muss ansonsten auf ein anderes Bereitstellungsverfahren zurückgreifen.

Für die Lastflussberechnung wird für die $Q(U)$ -Kennlinie die Begrenzung der Steilheit ignoriert. Auch das Totband wird dementsprechend verschoben. Abbildung 26 zeigt eine $Q(U)$ -Kennlinie mit Spannungssollwert von 1,07 pu.

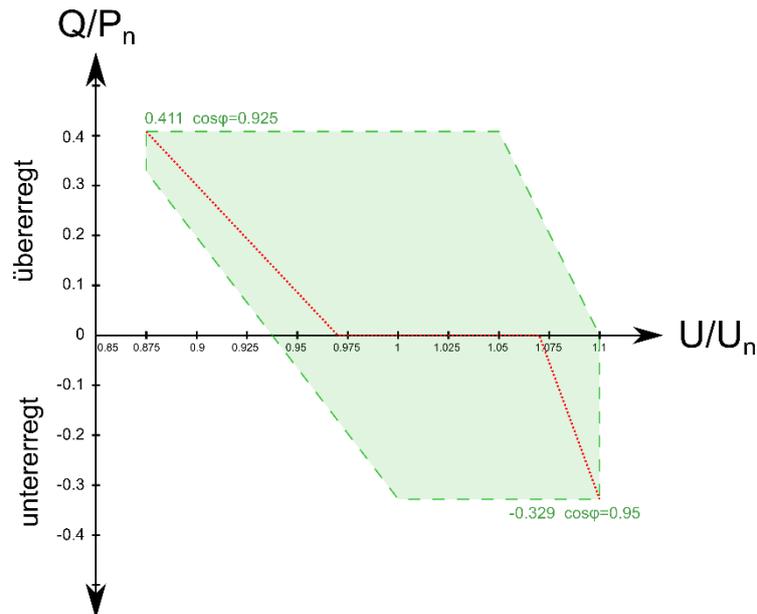


Abbildung 26: Verwendete $Q(U)$ -Kennlinie, Beispiel mit Spannungssollwert 1,07 pu im Erzeugerzählpeilsystem

Als $\cos\phi(P)$ -Kennlinie wird eine Standard-Parametrierung ohne spannungshhebende Blindleistung verwendet.

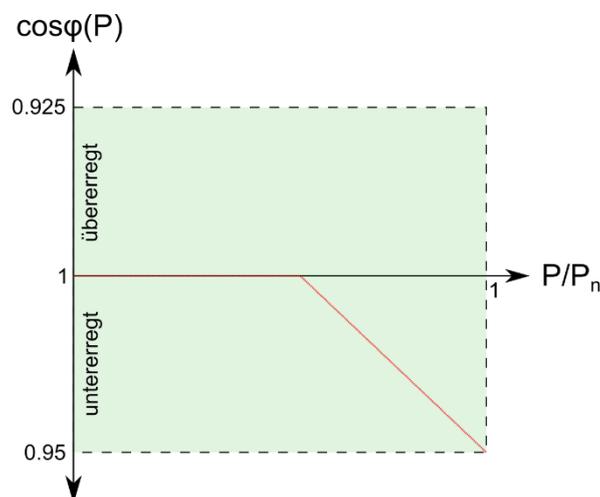


Abbildung 27: Verwendete $\cos\phi(P)$ -Kennlinie im Erzeugerzählpeilsystem

4 Netzbereiche und Ergebnisse

4.1 Netzbereich Nord

Gemessene Blindleistungsmenge an der Übergabestelle

Momentan steht an der 220/110-kV Übergabestelle im Netzbereich Nord eine (n-1)-sicher Scheinleistung von 110 MVA zur Verfügung.

Durch die Wasserkraftwerke an der Enns, wie zum Beispiel dem Speicherkraftwerk Sölk mit einer Leistung von 61 MW, sind bereits große Erzeugungsanlagen vorhanden.

Wie in Abbildung 28 ersichtlich ist, kommt es vor allem zu Schwachlastzeiten im Sommer zu einer signifikanten Rückspeisung ins Übertragungsnetz der APG. Der voranschreitende Ausbau von Photovoltaikanlagen verstärkt diesen Effekt zunehmend. Im Winter wird hingegen Energie aus dem Übertragungsnetz bezogen, da die Wasserkraftwerke und Photovoltaikanlagen jahreszeitbedingt weniger Strom erzeugen. Des Weiteren tragen die Skigebiete im Ennstal zum ohnehin schon höheren Energiebedarf im Winter bei.

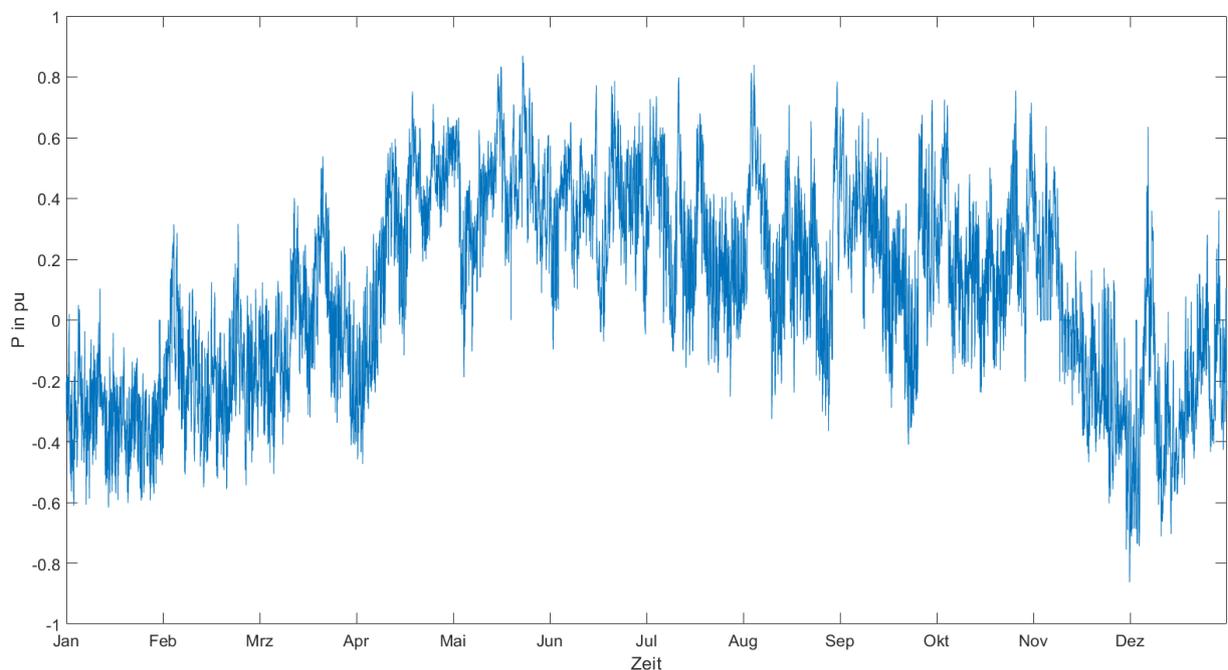


Abbildung 28: Jahresganglinie der an der Übergabestelle im Netzbereich Nord

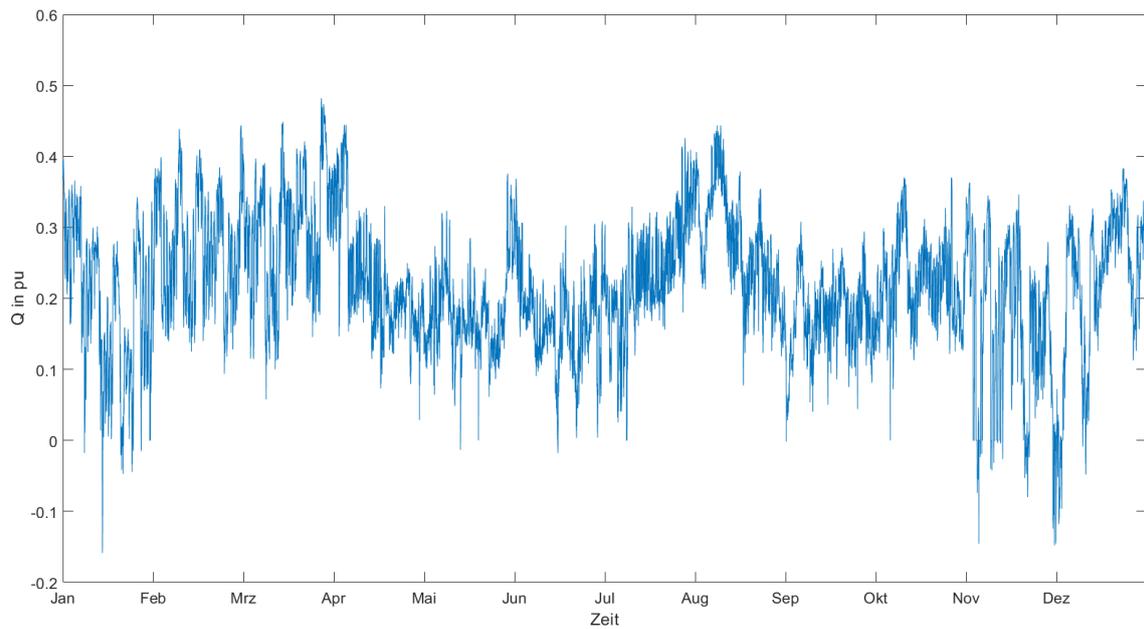


Abbildung 29: Jahresganglinie der Blindleistung an der Übergabestelle im Netzbereich Nord

Abbildung 29 zeigt, dass hauptsächlich Blindleistung ins Übertragungsnetz exportiert wird.

In Abbildung 30 ist die Blindleistungsmenge über die zulässige Hüllkurve abgebildet, die von der übertragenen Wirkleistung abhängt und zeigt, dass der Zulässige Bereich zu ungefähr 65% der Zeit überschritten wird – das entspricht 5694 Stunden pro Jahr.

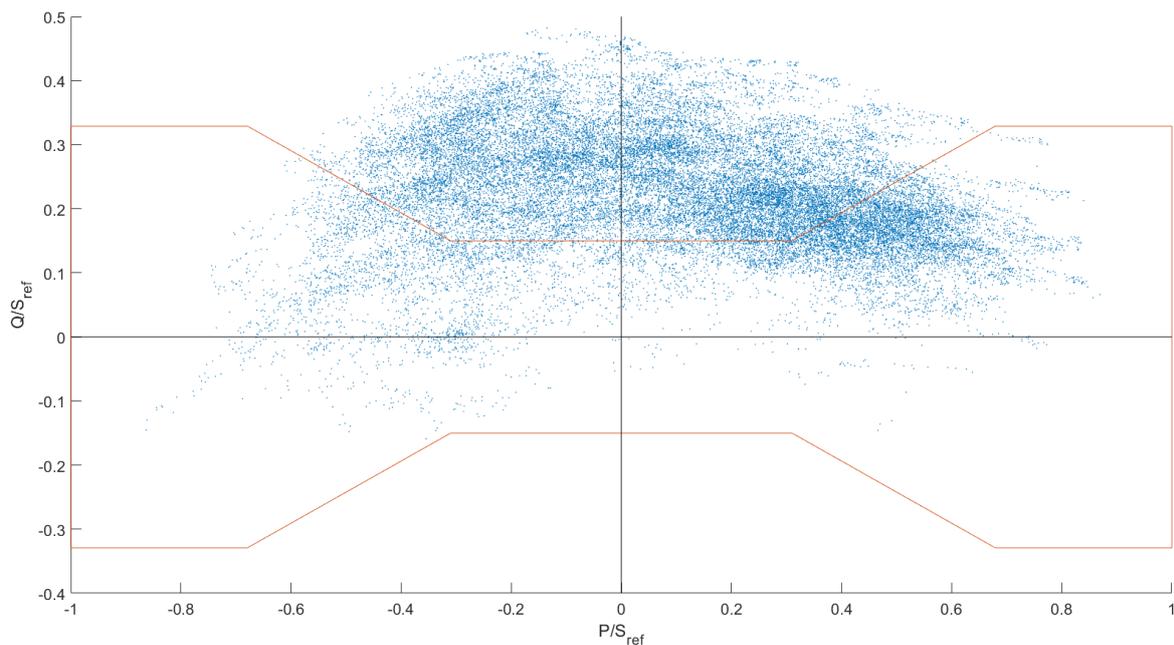


Abbildung 30: PQ Diagramm an der Übergabestelle im Netzbereich Nord

Neue APG Übergabestelle

Um die (n-1)-Sicherheit auch in Zukunft zu gewährleisten und steigende Last- und Einspeisesituationen bewältigen zu können, soll eine zweite 220/110-kV Übergabestelle im Netzbereich Nord errichtet werden. Dies soll den Regelhauptumspanner an der jetzigen Übergabestelle maßgeblich entlasten. Die (n-1)-Sicherheit der Übergabestellen ist dabei jedoch durch die jeweils andere gegeben, so bleibt die (n-1)-sichere Scheinleistung unverändert.

Berechnung der neuen Kurzschlussleistungen

Es wird angenommen, dass die neue Übergabestelle 50 km in westlicher Richtung der bestehenden Übergabestelle errichtet wird und in das 220-kV Doppelsystem der APG eingebunden wird. Der Regelhauptumspanner weist eine Scheinleistung von $S = 220 \text{ MVA}$ und eine Kurzschlussspannung von $u_k = 14\%$ auf.

Die minimalen und maximalen Kurzschlussleistungen werden mit Hilfe der Kurzschlussberechnungsfunktion in Neplan berechnet. Die Kurzschlussleistung an der bestehenden Übergabestelle wird dabei um 25% erhöht, die Kurzschlussleistungen an den Sammelschienen der Umspannwerke, die sich zwischen den Übergabestellen befinden, um bis zu 50%.

Die höhere Kurzschlussleistung beeinflusst die Spannungssensitivität aufgrund von Blindleistungsänderungen. Folgendes Beispiel zeigt den Einfluss einer Erhöhung der Kurzschlussleistung um 50%:

$$\Delta U = -\Delta Q \cdot \frac{Z_k}{U} = -\Delta Q \cdot \frac{U}{S_k}$$

$$\frac{\Delta U}{U} = 0,01 = 10 \text{ MVar} \cdot \frac{1}{1000 \text{ MVA}}$$

$$\frac{\Delta U}{U} = 0,01 = 15 \text{ MVar} \cdot \frac{1}{1500 \text{ MVA}}$$

Laut dieser vereinfachten Formel hat vor der Errichtung der neuen Übergabestelle eine Blindleistungsmenge von 10 Mvar eine Spannungsveränderung von 1% an der Sammelschiene zur Folge. Nach der Errichtung der neuen Übergabestelle sind für die gleiche Spannungsänderung 15 Mvar nötig, also um 50% mehr Blindleistung.

In der Praxis verringert sich durch die höhere Kurzschlussleistung nicht nur der Einfluss der Blindleistungsänderung auf das Spannungsniveau, sondern auch die Spannungserhöhung durch Wirkleistungseinspeisung.

Blindleistungsmengen nach Errichtung der neuen Übergabestelle und mit DEA

In den folgenden Berechnungen werden erwartete dezentrale Erzeugungsanlagen berücksichtigt, jedoch ohne Blindleistungsbereitstellung. Auch wenn in dieser Region nicht ganz so viele Windkraft- und Photovoltaikanlagen wie in anderen Netzbereichen zu erwarten sind, wurden dennoch einige signifikante Projekte eingereicht. Konkretere Projekte beinhalten einen 40 MW Windpark und eine 20 MW Photovoltaikanlage in der Umgebung von Liezen. Zusätzlich wird ein Dummy-Windpark mit 50 MW hinzugefügt.

Abbildung 31 zeigt eine Übersicht des Gebiets, mit der bestehenden Übergabestelle als blauen Kreis markiert und die geplante Übergabestelle mit einem strichlierten Kreis.

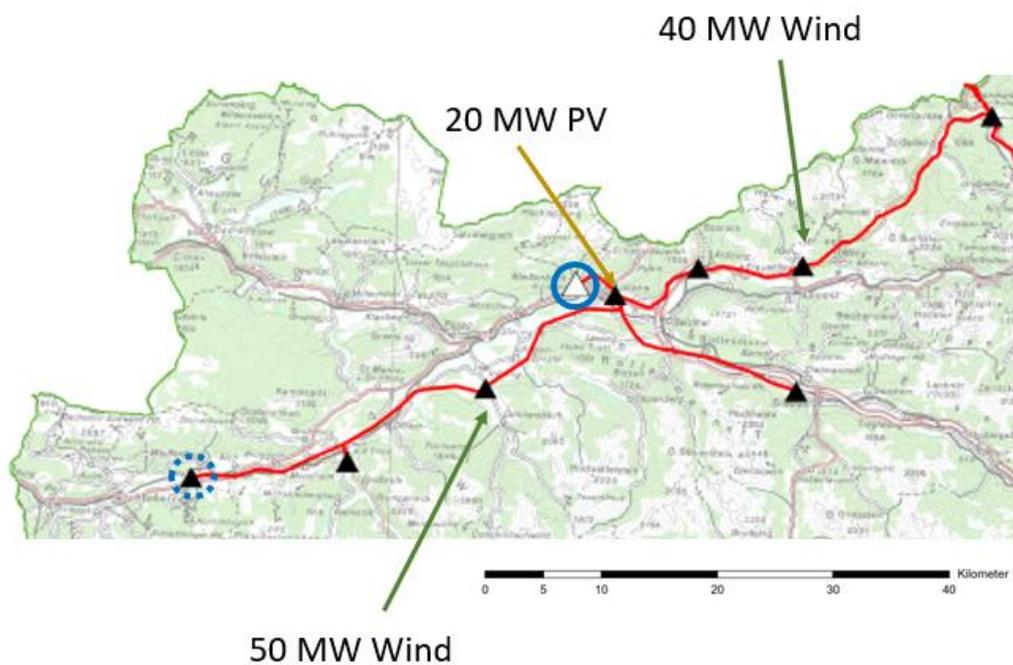


Abbildung 31: Einspeiseübersicht Nord

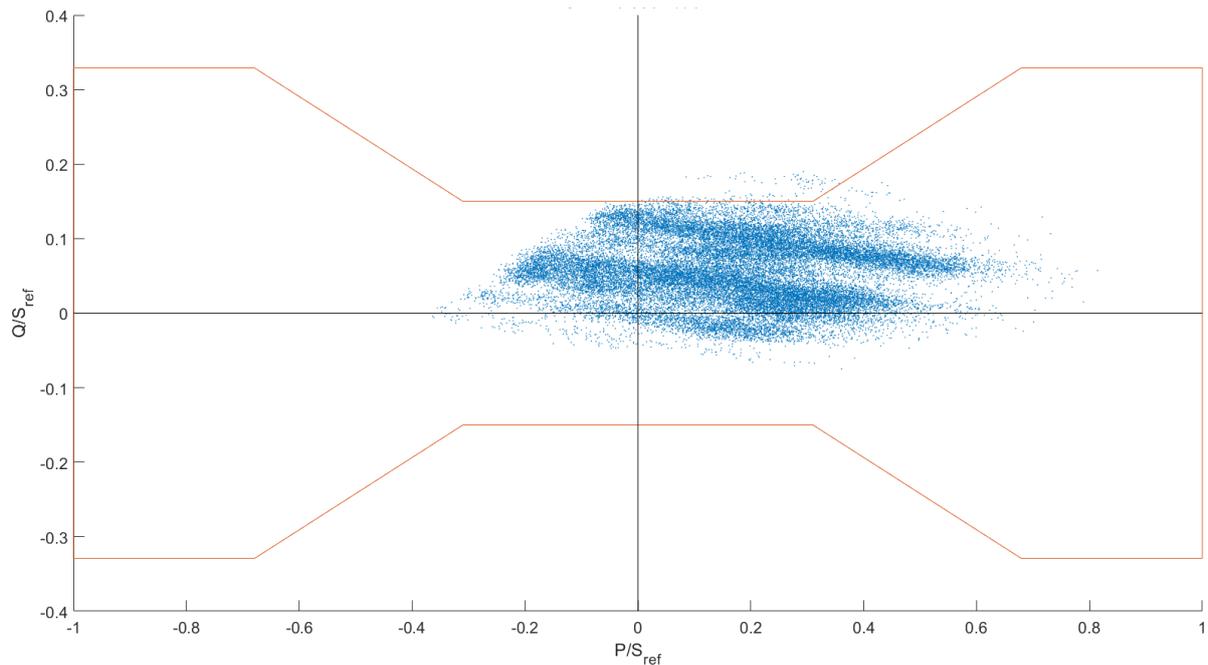


Abbildung 32: Blindleistungsmenge an der bestehenden Übergabestelle nach Errichtung der neuen Übergabestelle

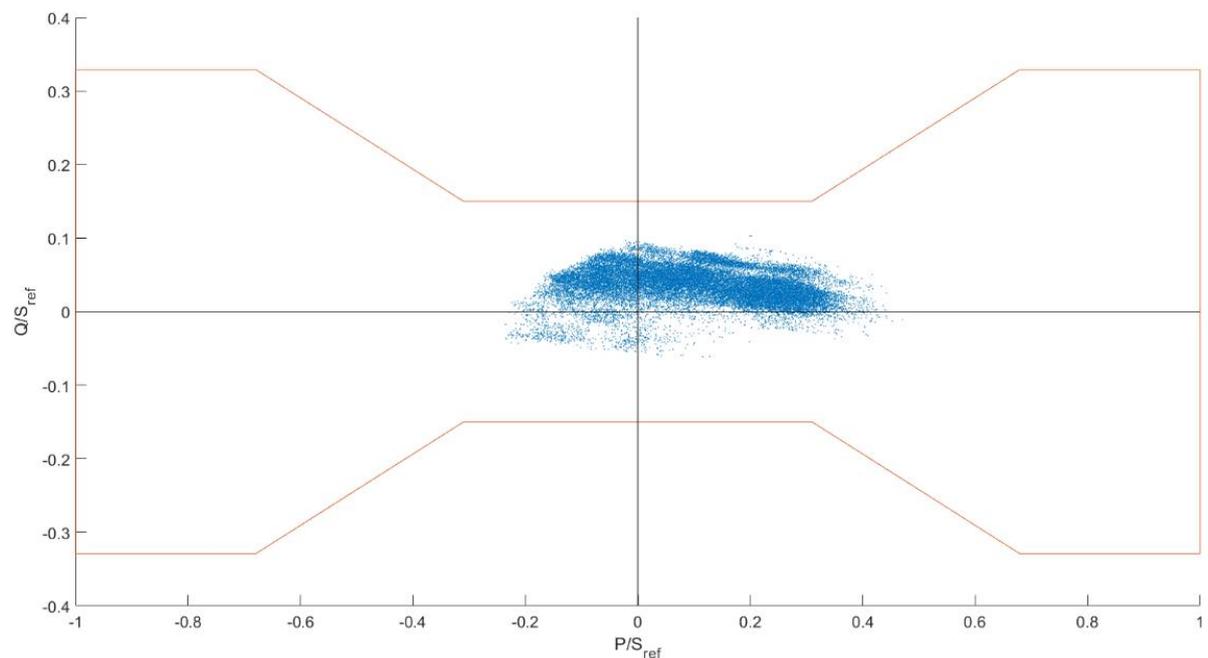


Abbildung 33: Blindleistungsmenge an der neuen Übergabestelle

Durch die Errichtung einer zweiten APG-Übergabestelle im Bereich Nord teilen sich die Lastflüsse auf. Sowohl Wirk- als auch Blindleistung muss nun nicht mehr ausschließlich über eine einzelne Übergabestelle bezogen oder exportiert werden. Durch die Entlastung der neuen Übergabestelle, treten in der bestehenden Übergabestelle nur mehr äußerst selten Grenzwertüberschreitungen auf, und zwar für 32 Stunden im Jahr.

Generell ist zu beobachten, dass sich durch die Installation der dezentralen Erzeugungsanlagen der Schwerpunkt der Wirkleistungsflüsse über die Übergabestellen Richtung Export verschiebt. An der neuen Übergabestelle treten keine Grenzwertüberschreitungen auf, deshalb wird in weiterer Folge nur mehr der Blindleistungsbereich der bestehenden Übergabestelle gezeigt.

Spannungsprobleme an der Sammelschiene

Spannungsprobleme betreffen in diesem Netzbereich hauptsächlich ein Umspannwerk, das sich ungefähr in der Mitte der beiden Übergabestellen befindet, da sich in diesem Simulationsgang dort der Dummy-Windpark mit 50 MW befindet. Die Kurzschlussleistung an der 110-kV Sammelschiene wird durch die neu errichtete Übergabestelle zwar um 50% erhöht, ist aber immer noch relativ niedrig – dies hat eine hohe Spannungssensitivität durch die eingespeiste Wirkleistung zur Folge. Spannungserhöhungen können dann auftreten, wenn das benachbarte Wasserkraftwerk Sölk und der Windpark gleichzeitig in die volle Leistung liefern und zusätzlich wenig Last vorhanden ist.

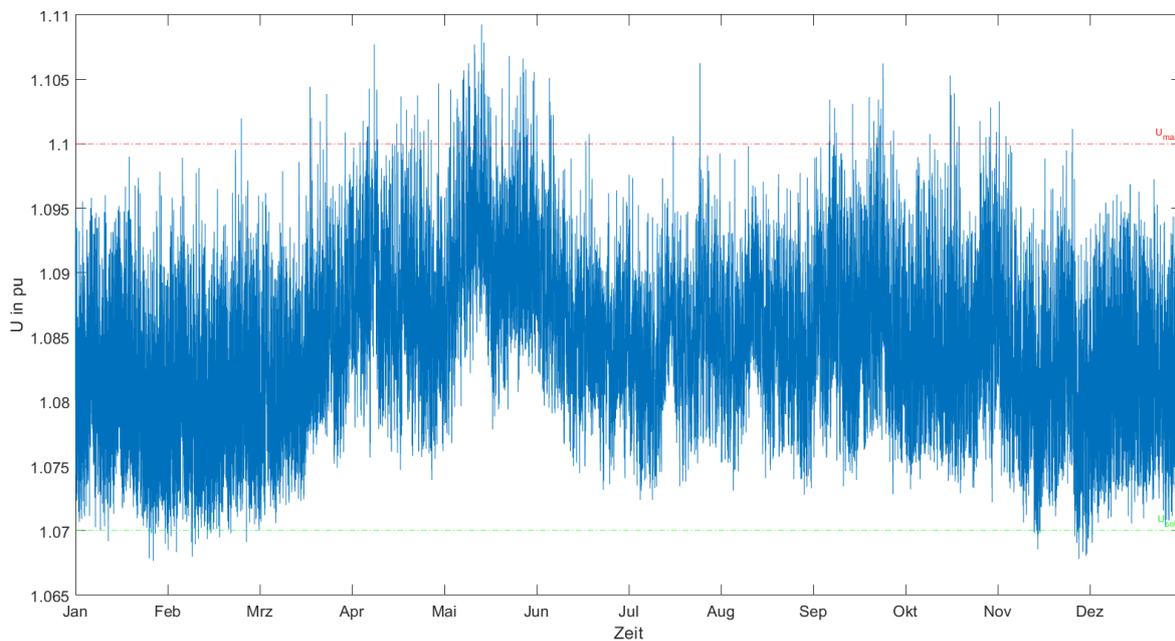


Abbildung 34: Spannung an der Sammelschiene in einem Umspannwerk im Netzbereich Nord

Abbildung 34 zeigt die Spannung an der 110-kV Sammelschiene des besagten Umspannwerks. Die Spannung ist dabei auf 110 kV normiert. Die grüne Linie symbolisiert die Sollspannung der Regelhauptumspanner an den beiden Übergabestellen, nämlich 1.07 pu. Als Grenzwert wird 110 %, also 1.1 pu definiert. Es ist ersichtlich, dass die Spannung über ein Jahr für 42 Stunden den Grenzwert überschreitet.

Cosphi(P) – Regelung

Den Dezentralen Erzeugungsanlagen wird nun eine $\cos\phi(P)$ -Kennlinie zur Blindleistungsregelung, wie sie in Punkt 1.8.3 beschrieben ist, vorgegeben. Nur wenn die Erzeugungsanlage maximale Wirkleistung einspeist, wird auch das Maximum an spannungssenkender Blindleistung bereitgestellt. Abbildung 35 zeigt wieder die Blindleistungsmenge an der bestehenden Übergabestellen.

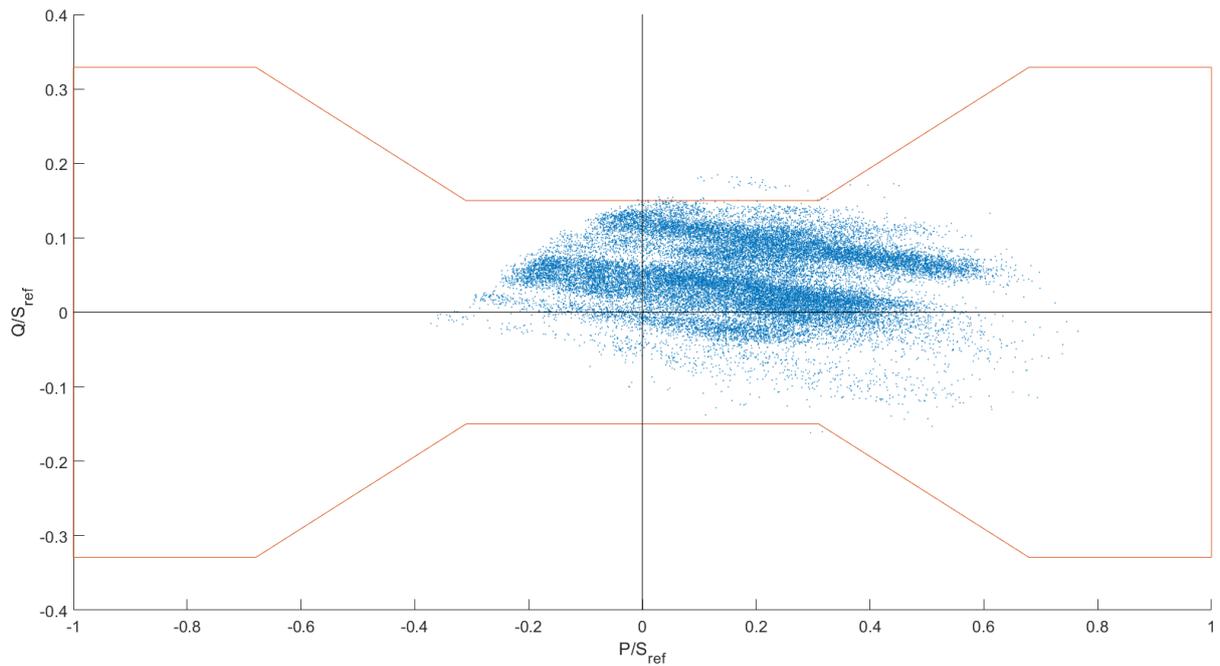


Abbildung 35: Blindleistungsmenge an der Übergabestelle mit $\cos\phi(P)$ -Regelung der DEA

Mit Verwendung einer $\cos\phi(P)$ -Regelung verringert sich der Dauer der Grenzwertüberschreitungen auf 12 Stunden pro Jahr. Der Grund dafür liegt darin, dass durch die Bereitstellung spannungssenkender Blindleistung, induktive Blindleistung verbraucht wird und somit der Blindleistungsexport gemindert wird.

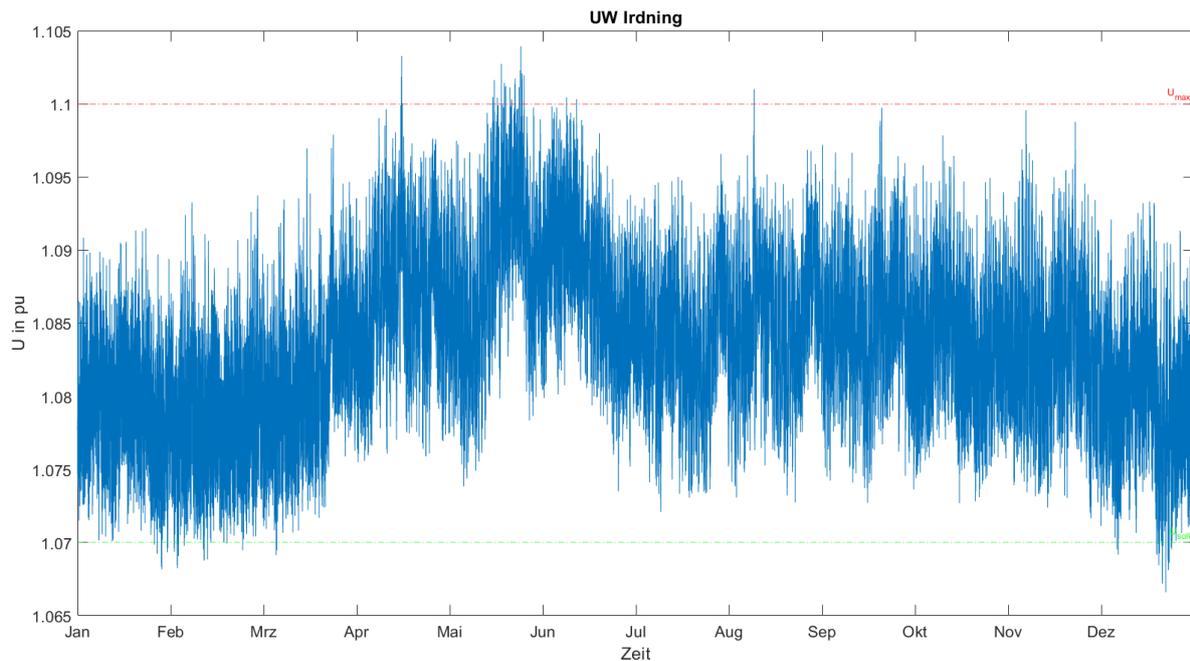


Abbildung 36: Spannung im Umspannwerk bei $\cos\phi(P)$ -Regelung der DEA

In Abbildung 36 ist ersichtlich, dass die Spannung an der Sammelschiene über ein Jahr nur mehr an 8 Stunden überschritten wird. Da die Blindleistung direkt am Ort der Spannungsüberhöhung bereitgestellt wird, ist der Einfluss dementsprechend groß.

Bei einer installierten Leistung von 50 MW ist der Windpark laut TOR [9] verpflichtet, 16,46 Mvar an spannungssenkender Blindleistung bereitzustellen. Damit kann theoretisch die Spannung am Verknüpfungspunkt um bis zu 1,48% gesenkt werden.

$$S_{max} = \frac{P_{max}}{\cos(\varphi)_{ind}} = \frac{50 \text{ MW}}{0,95} = 52,64 \text{ MVA}$$

$$Q_{max} = \sqrt{S_{max}^2 - P_{max}^2} = \sqrt{52,64^2 - 50^2} = 16,46 \text{ MVar}$$

$$\Delta U = -\Delta Q \cdot \frac{Z_k}{U} = -\Delta Q \cdot \frac{U}{S_k} = -16,46 \text{ MVar} \cdot \frac{1 \text{ pu}}{1116 \text{ MVA}} = -0,0148 \text{ pu} \hat{=} -1,48 \%$$

Q(U)-Regelung

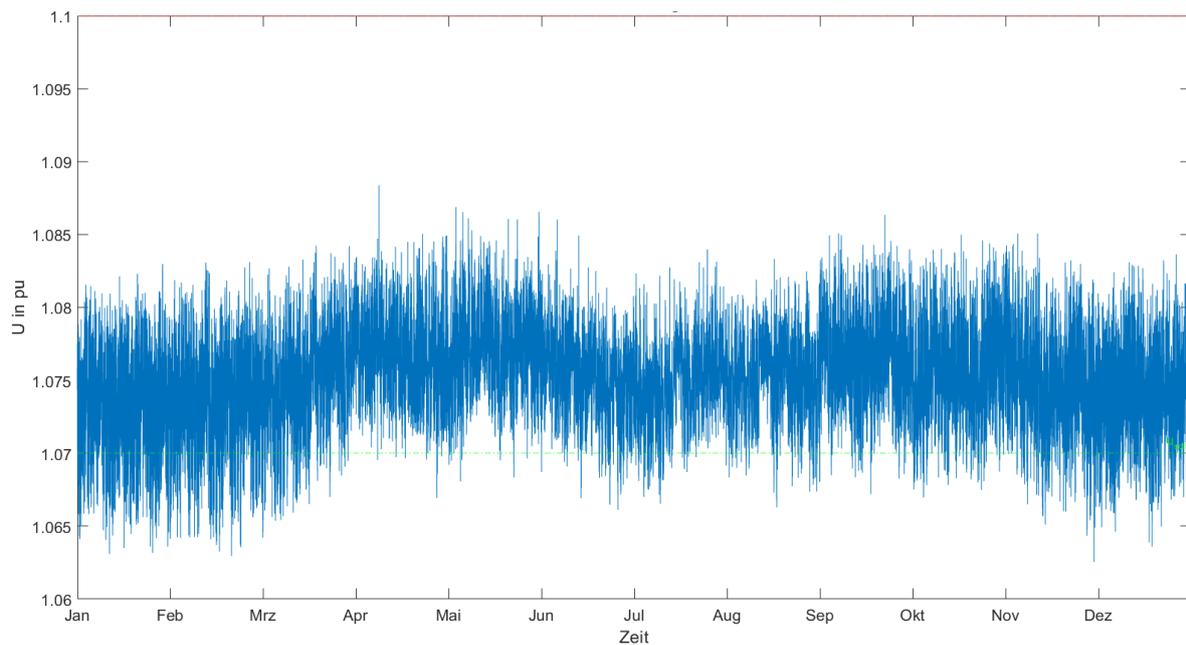


Abbildung 37: Spannung im Umspannwerk bei Q(U)-Regelung der DEA

In Abbildung 37 ist ersichtlich, dass bei Verwendung einer Q(U)-Kennlinie der dezentralen Erzeugungsanlagen die Spannung an der 110-kV Sammelschiene des Umspannwerks zu keiner Zeit den Grenzwert überschreitet, da bei Bedarf ein notwendiges Maß an spannungssenkender Blindleistung bereitgestellt werden kann.

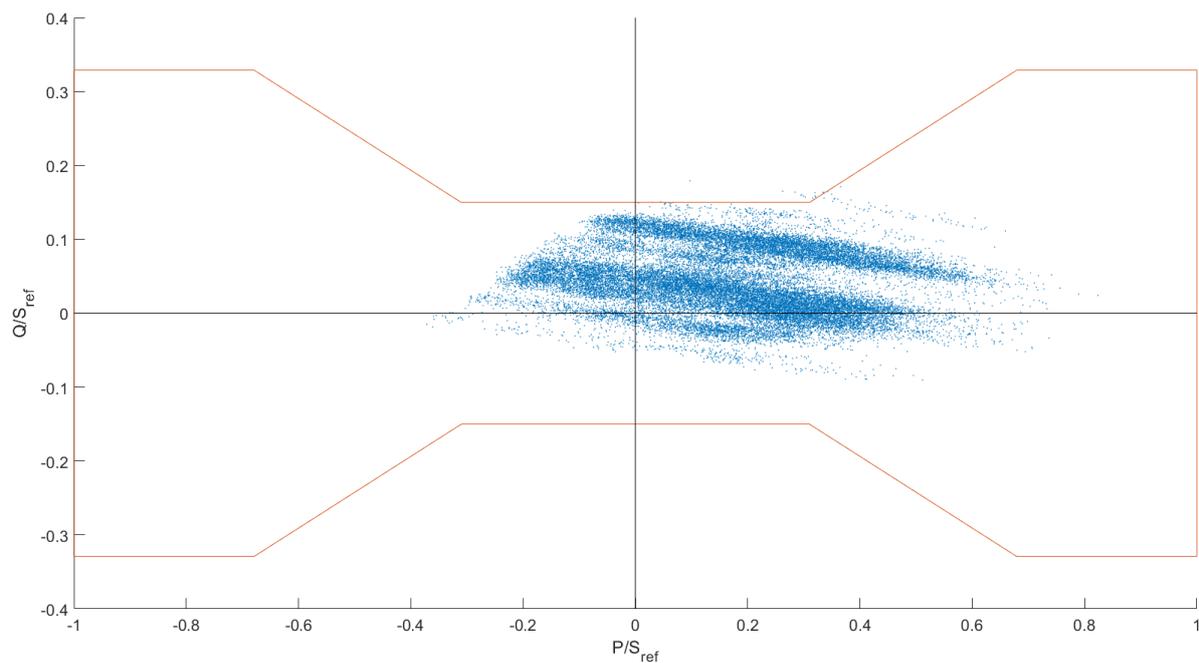


Abbildung 38: Blindleistungsmenge an der Übergabestelle mit Q(U)-Regelung der DEA

Abbildung 38 zeigt, dass die zulässige Blindleistungsmenge an der Übergabestelle nur mehr für 4 Stunden überschritten wird, was eine weitere Verbesserung gegenüber einer $\cos\phi(P)$ -Regelung darstellt. Der Grund liegt darin, dass bei Verwendung einer Q(U)-Kennlinie, die DEA häufiger induktive Blindleistung verbraucht.

Einfluss einer Kompensationsdrossel

Wie in Abbildung 30 ersichtlich, tritt aktuell an der bestehenden 220/110-kV Übergabestelle zu 65% im Jahr ein zu hoher Blindleistungsexport auf. Folglich wurde gezeigt, dass die Errichtung einer zusätzlichen Übergabestelle zu einer deutlichen Verbesserung hinsichtlich der Blindleistungsbilanz führen würde.

Bei Ausfall einer Übergabestelle wird die (n-1)-Sicherheit jedoch weiterhin durch die jeweils andere Übergabestelle gewährleistet und die Blindleistungsproblematik bleibt bestehen. Abhilfe könnte durch eine Kompensationsdrossel geschaffen werden. Als potentieller Standort wurde das zuvor behandelte Umspannwerk erörtert, das sich in ungefähr gleicher Entfernung zwischen den beiden Übergabestellen befindet.

Um den Einfluss zu verdeutlichen und mit der Ist-Situation (Abbildung 30) vergleichen zu können, wird eine Lastfluss-Zeit-Simulation ohne der neuen Übergabestelle und ohne dezentrale Erzeugungsanlagen durchgeführt. Die Kompensationsdrossel mit 50 Mvar regelt automatisch und kontinuierlich auf die Sollspannung an der Sammelschiene und bezieht bei zu hoher Spannung induktive Blindleistung. Die Drossel kann die Blindleistung zu jeder Zeit beziehen – im Gegensatz zu den dezentralen Erzeugungsanlagen, die keine Blindleistung zur Verfügung stellen müssen, wenn keine Wirkleistung eingespeist wird. Dies stellt sich als signifikanter Vorteil heraus.

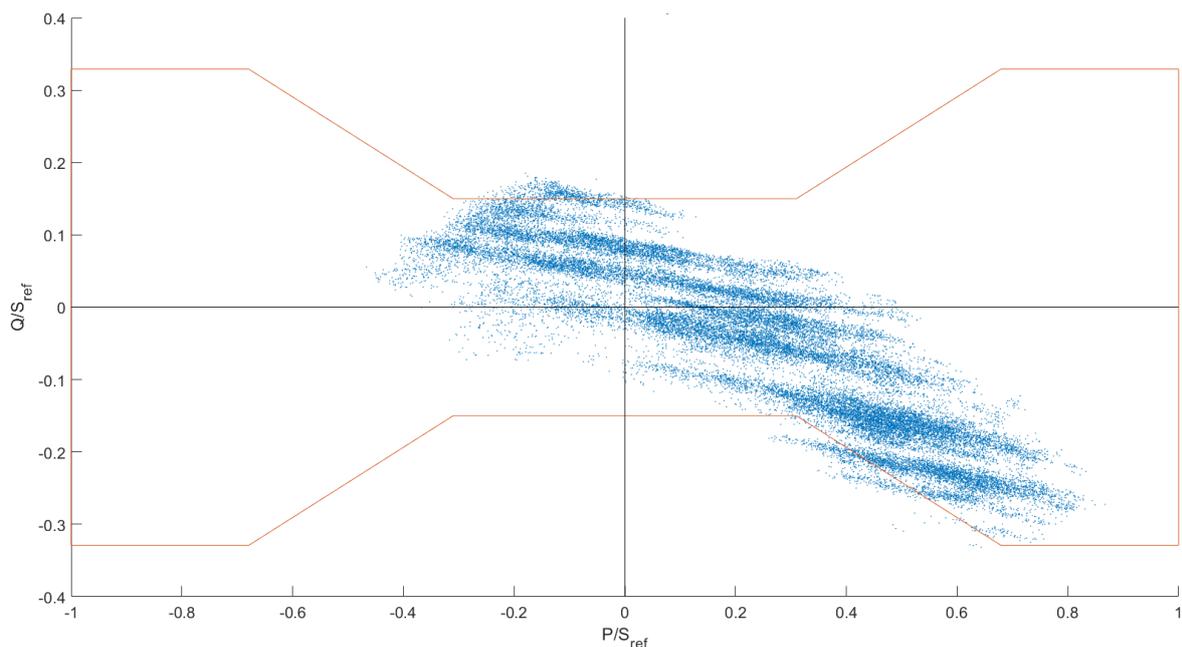


Abbildung 39: PQ-Diagramm an der Übergabestelle mit Kompensationsdrossel

Abbildung 39 zeigt das PQ-Diagramm an der Übergabestelle, wenn die Kompensationsdrossel im Umspannwerk aktiv ist. Vergleicht man das Diagramm mit dem Ist-Zustand (Abbildung 30), erkennt man, dass sich der Blindleistungsexport ins Übertragungsnetz massiv reduziert. Vor allem in Zeiten großer Einspeiseleistungen, wenn die Spannung an den Sammelschienen steigt, bezieht die Drossel große Mengen an Blindleistung.

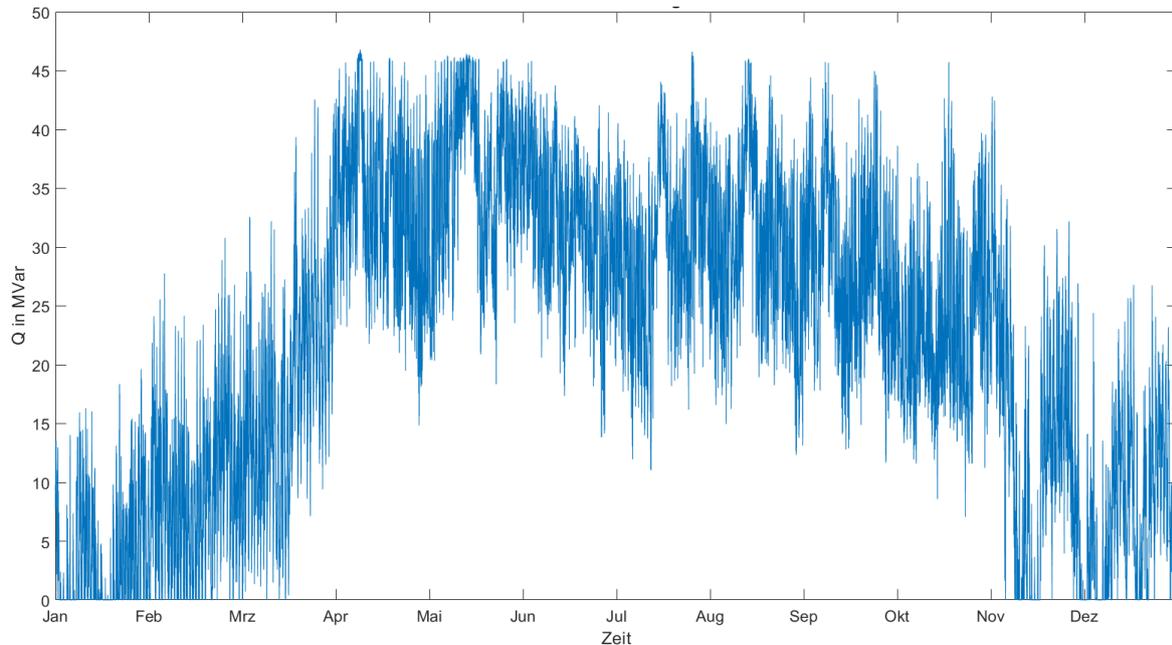


Abbildung 40: Blindleistungsmenge der Kompensationsdrossel

Abbildung 40 zeigt die Blindleistungsmenge an der Kompensationsdrossel. Im Sommer, bei hoher Wasser- und PV-Einspeisung bezieht die Drossel ein beträchtliches Maß an Blindleistung. Die große Menge an bezogener Blindleistung ist auch ein Indikator für die Sinnhaftigkeit der Drossel.

Die Spannung an der Sammelschiene kann durch den Blindleistungsverbrauch von 50 Mvar um maximal 0,06 pu gesenkt werden – das entspricht 6% von 110 kV, also 6,6 kV.

$$\Delta U \approx \Delta Q \cdot \frac{U}{S_k} = 50 \text{ Mvar} \cdot \frac{1 \text{ pu}}{828 \text{ MVA}} = 0,06 \text{ pu}$$

Mit der neuen Übergabestelle erhöht sich die Kurzschlussleistung an der Sammelschiene um 50% und der Einfluss der Blindleistung auf das Spannungsniveau verringert sich. Jedoch wird durch die höhere Kurzschlussleistung auch die Spannungsanhebung durch die eingespeiste Wirkleistung nicht mehr so stark beeinflusst.

4.2 Netzbereich Ost

Gemessene Blindleistungsmenge an der Übergabestelle

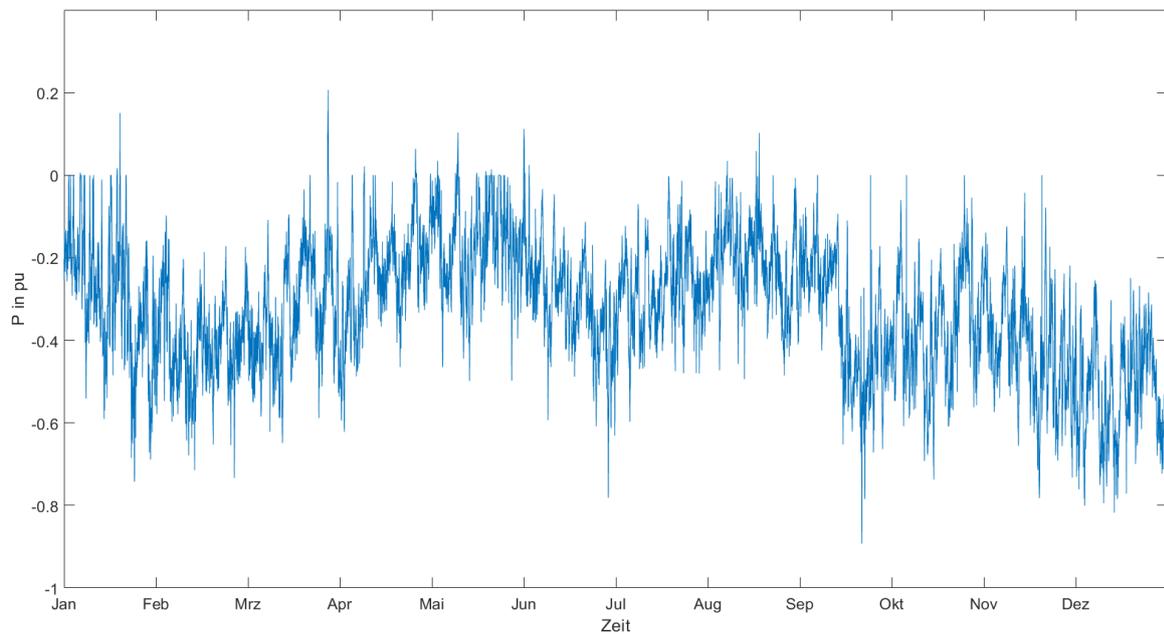


Abbildung 41: Gemessene Wirkleistung an der Übergabestelle Ost

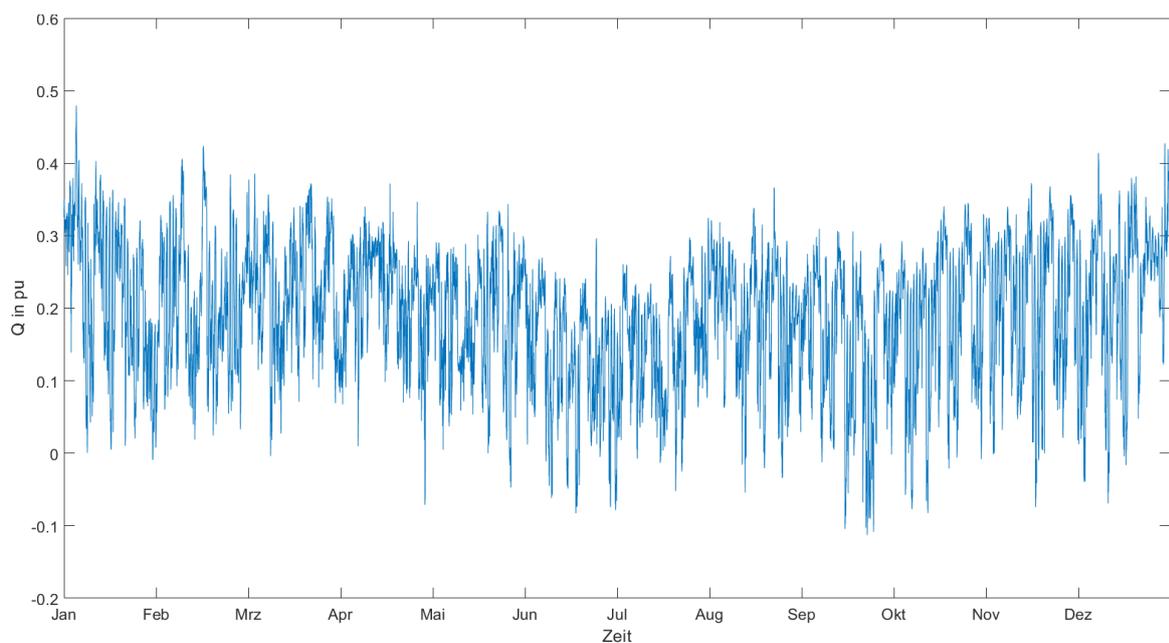


Abbildung 42: Gemessene Blindleistung an der Übergabestelle Ost

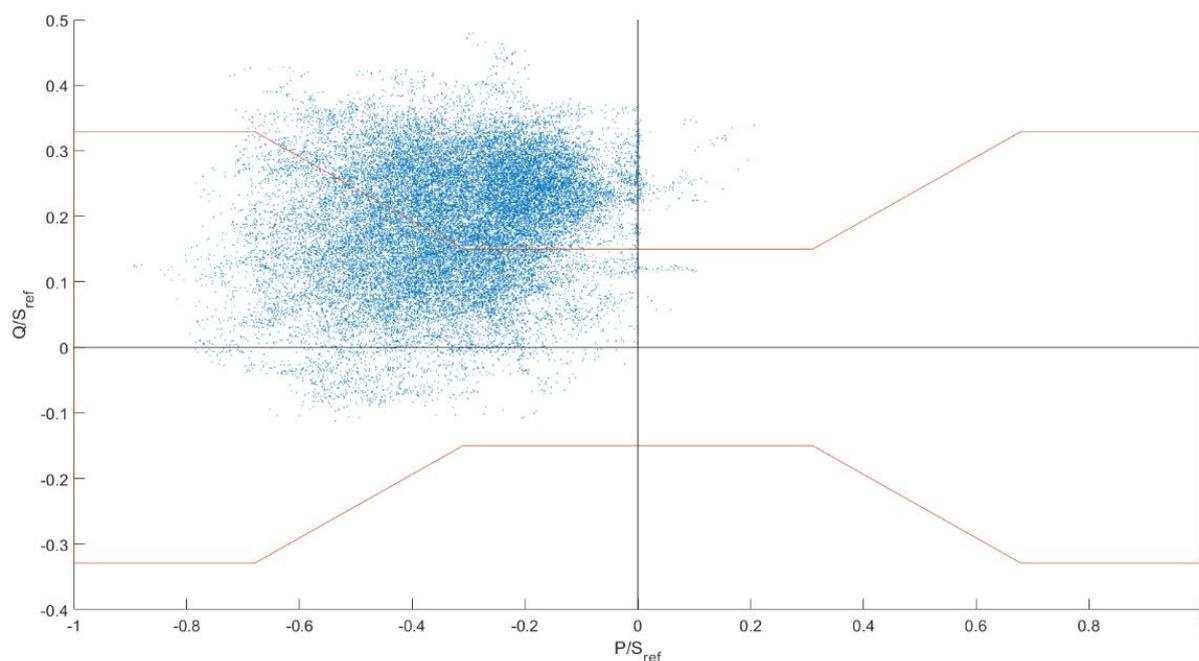


Abbildung 43: PQ-Diagramm der gemessenen Werte an der Übergabestelle Ost

Die dargestellten Abbildungen 41 bis 43 zeigen die gemessenen Wirkleistungs- und Blindleistungsmengen der Übergabestelle im Netzbereich Ost. Hier sind zwei 300 MVA Umspanner vorhanden, die (n-1)-sichere Scheinleistung beträgt somit 300 MVA. Die gemessenen Wirk- und Blindleistungen in den Abbildungen 41 und 42 sind die gemessenen Leistungen über beide Umspanner, bezogen auf die (n-1)-sichere Scheinleistung von 300 MVA. Man erkennt, dass aktuell hauptsächlich Wirkleistung aus dem Übertragungsnetz bezogen und Blindleistung ins Übertragungsnetz exportiert wird.

Beide Umspanner sind an ihrer Tertiärwicklung jeweils mit einer 50 Mvar Kompensationsdrossel ausgestattet, die vom Übertragungsnetzbetreiber gesteuert wird. Ist eine Drossel in Betrieb, verbraucht sie induktive Blindleistung, die sowohl aus dem Übertragungsnetz, als auch dem Verteilernetz bezogen wird.

In Abbildung 41 ist erkennbar, dass die Menge der aus dem Verteilernetz exportierten Blindleistung über ein Jahr zu 57% der Fälle den zulässigen Grenzwert überschreitet. Die Berechnungsmethode der zulässigen Blindleistungsmenge wird im Kapitel ‚Blindleistungsmenge an den Übergabestellen‘ beschrieben. Der maximal zulässige Blindleistungswert beträgt in diesem Fall 98,7 Mvar ($0,329 \cdot 300$ MVA) – liegt der Wirkleistungsaustausch unter 0,31 pu beträgt die zulässige Blindleistungsmenge nur 45 Mvar ($0,15 \cdot$ MVA). Bei einem Blindleistungsbedarf von 50 Mvar von nur einer aktiven Kompensationsdrossel kann dieser Grenzwert schnell erreicht werden.

Hier ist folgende Grundsatzüberlegung anzustellen:

Gemäß Dokument ‚TOR Netze und Lasten mit Übertragungsnetzanschluss‘ [8] ist „der Blindleistungsbedarf von Transformatoren an den Übergabestellen zwischen dem Übertragungsnetz

und Verteilernetz ist durch den jeweiligen Eigentümer aufzubringen. Es erfolgt somit grundsätzlich keine Berücksichtigung dieses Blindleistungsbedarfs bei der messtechnischen Ermittlung des Blindleistungsaustausches am Netzanschlusspunkt.“

Man könnte argumentieren, dass nachdem auch die Drossel im Eigentum des Übertragungsnetzbetreibers liegt und auch von dem selbigen gesteuert wird, der Blindleistungsbedarf der Drossel nicht in die messtechnische Ermittlung des Blindleistungsaustausches am Netzanschlusspunkt berücksichtigt werden muss.

Befindet sich die messtechnische Ermittlung des Blindleistungsaustausches am Netzanschlusspunkt, wird zumindest ein Teil des Blindleistungsbedarfs der Drossel in der Messung berücksichtigt, da die Drossel die benötigte Blindleistung sowohl aus dem Verteil- als auch dem Übertragungsnetz bezieht.

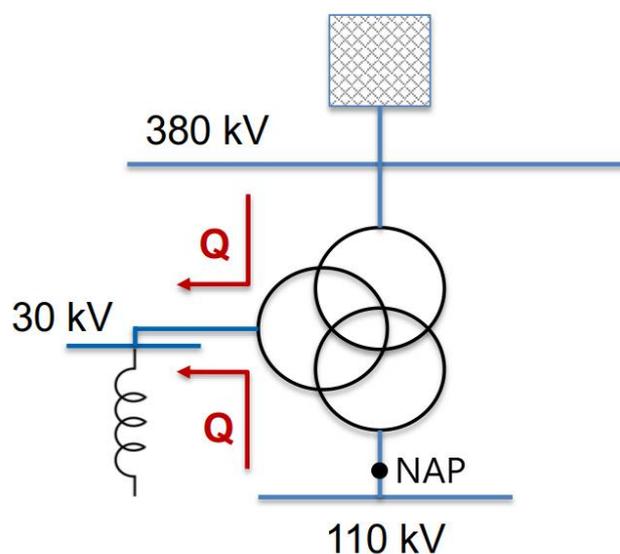


Abbildung 44: Blindleistungsbezug der Kompensationsdrossel an der Tertiärwicklung eines Regelhauptumspanners

Einspeiseverteilung im Netzbereich Ost

Im Netzbereich Ost ist aufgrund der vorhandenen Freiflächen ein großes Potenzial für Photovoltaikanlagen gegeben. Das spiegelt sich auch in den Einspeiseanfragen wider, wo immer wieder großflächige PV-Projekte mit einer installierten Leistung von 50 MW und aufwärts angefragt werden. Eine tatsächliche zukünftige Verteilung der größeren PV-Anlagen ist zunächst jedoch schwer zu prognostizieren. Möchte man die Ziele der #mission2030 erreichen, müssen in der Steiermark bis zum Jahre 2030 über 2000 MW an Photovoltaikanlagen installiert werden. Rund 50% davon müssen dabei auf Freiflächen errichtet werden. [12]

In Kooperation mit der Abteilung für Landes- und Regionalentwicklung des Landes Steiermark wurden potenzielle Flächen für große PV-Anlagen in Umspannwerksnähe ermittelt. Allein im Umkreis von 5 km um die Umspannwerke ist ein Potenzial im Ausmaß von ca. 750 MW für den Netzbereich Ost erhoben worden. Die derzeitige netztechnische Grenze liegt bei ca. 65% dieses Potenzials. Des Weiteren liegen unzählige Anfragen für kleine PV Anlagen in den unteren Netzebenen vor.

Durch die Kombination der Potenzialerhebung und der Einspeiseanfragen lässt sich eine ungefähre Verteilung der zukünftigen großen Photovoltaikanlagen ermitteln. Notwendige Netzverstärkungen und Ausbaumaßnahmen sind bereits in der Mittelfristplanung enthalten.

Berechnung mit Dezentralen Erzeugungsanlagen

Für die folgenden Berechnungen werden große PV Anlagen im Ausmaß von 500 MW im Netzbereich Ost gemäß der Potenzialerhebung und vorhandener Einspeiseanfragen berücksichtigt.

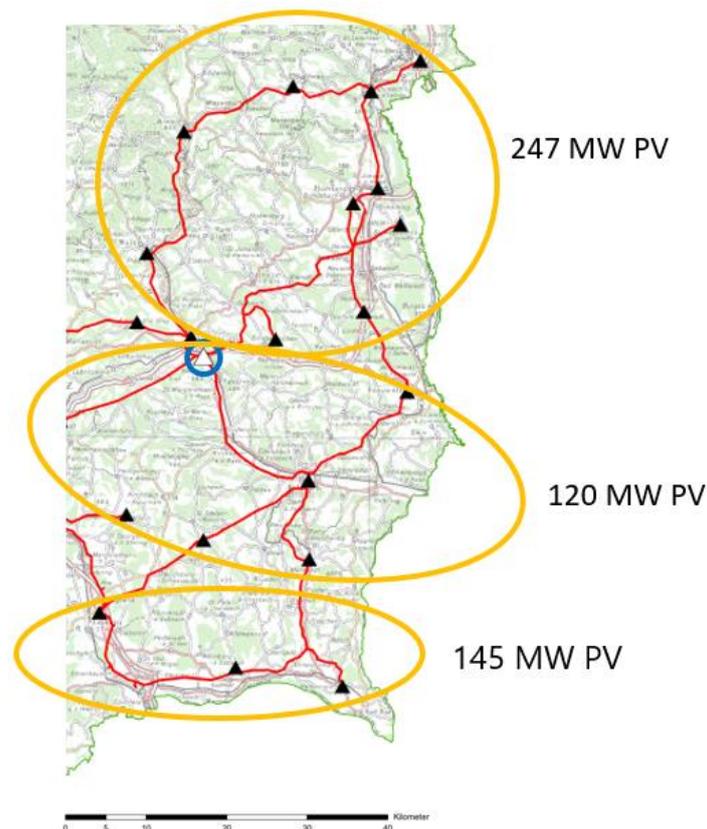


Abbildung 45: Einspeiseübersicht Ost

Cosphi(P)-Kennlinie der DEA

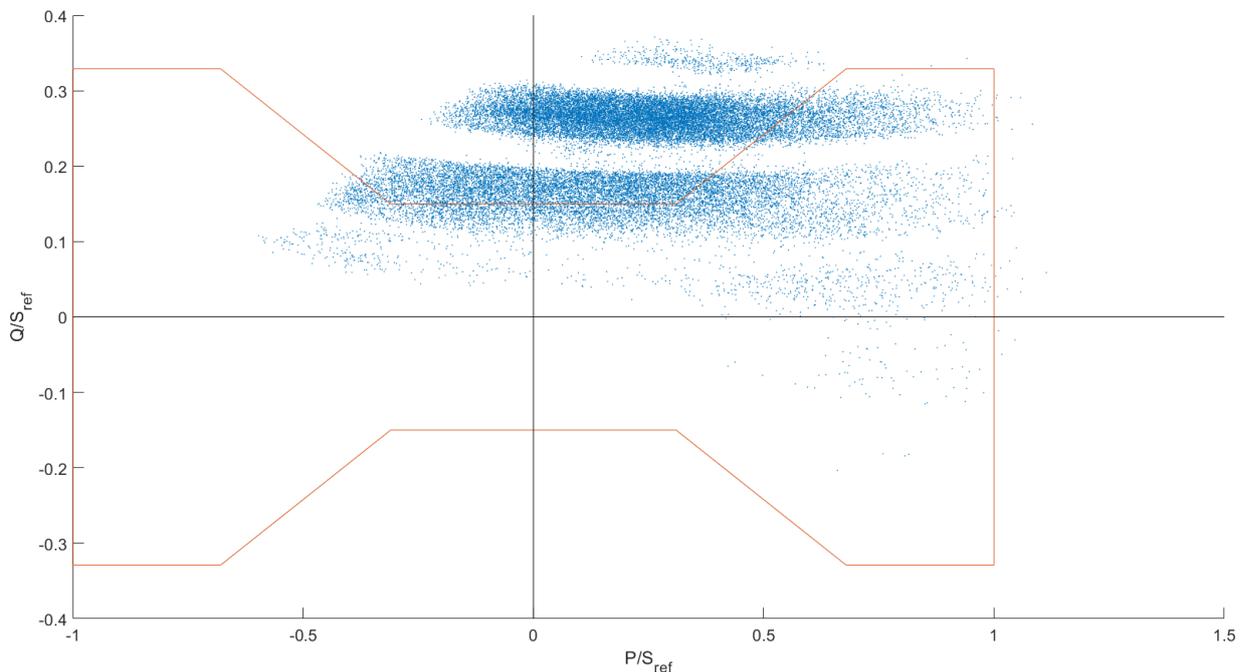


Abbildung 46: PQ-Diagramm an der Übergabestelle, DEA mit $\cos\phi(P)$ -Kennlinie

Vergleicht man die Abbildungen 43 und Abbildung 46, erkennt man, dass sich die Punktwolke auf der x-Achse maßgeblich nach rechts verschoben hat, da durch die dezentralen Erzeugungsanlagen im Verteilernetz der Wirkleistungsexport ins Übertragungsnetz signifikant erhöht wird. Der Wirkleistungsexport wird zeitweise so hoch, dass die (n-1)-sichere Übertragungsfähigkeit der beiden Regelhauptumspanner überschritten wird. Dies ist an den Punkten erkennbar, die über die rechte Begrenzung hinausgehen. Das Potenzial für DEA im Netzbereich Ost ist also nicht nur durch die thermischen Grenzwerte der Leitungssysteme, sondern auch durch die Übertragungsfähigkeit der Regelhauptumspanner limitiert.

Die Blindleistungsmenge wird zu 74% der Fälle überschritten, das entspricht 6482 Stunden im Jahr. Durch die horizontale Verschiebung der Punktwolke liegt ein Großteil der Messwerte im zentralen Tal des Grenzwerttrichters.

Spannung an den Sammelschienen

Die Regelhauptumspanner an der Übergabestelle geben eine Sollspannung von 1.05 pu vor. Als kritischste Punkte bezüglich der Spannung an den Sammelschienen haben sich zwei Umspannwerke im südlichsten Bereich herausgestellt, da hier die höchsten Einspeiseleistungen erwartet werden und gleichzeitig, aufgrund der großen Distanz zu den Übergabestellen, die Kurzschlussleistungen relativ gering sind. Durch die geplante Anbindung der Umspannwerke in westliche Richtung durch ein zweites

Leitungssystem wird nicht nur die Einspeisekapazität maßgeblich erhöht, sondern auch die Kurzschlussleistung verbessert. Die maximale Kurzschlussleistung wird dabei um 28% erhöht – und das wirkt sich äußerst positiv auf die Spannungshaltung an der Sammelschiene aus.

In Kombination mit einer $\cos\phi(P)$ -Kennlinie gelangen die Spannungswerte nie an den Grenzwert von 1.1 pu. Um einen Vergleichswert herstellen zu können, wird der Mittelwert der Spannung in den Beiden Umspannwerken, in weiterer Folge UW 1 und UW 2 genannt, ermittelt: die durchschnittliche Spannung im UW 1 beträgt 1.064 und im UW 2 1.062.

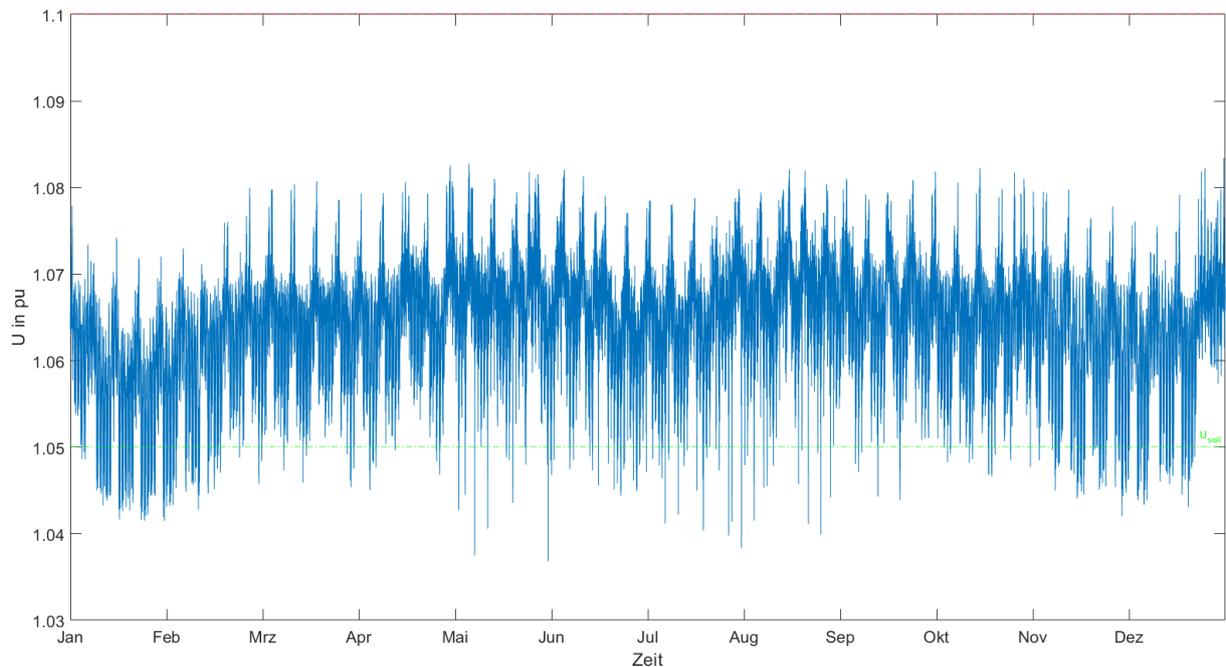


Abbildung 47: Spannung im UW 1, DEA mit $\cos\phi(P)$ -Kennlinie

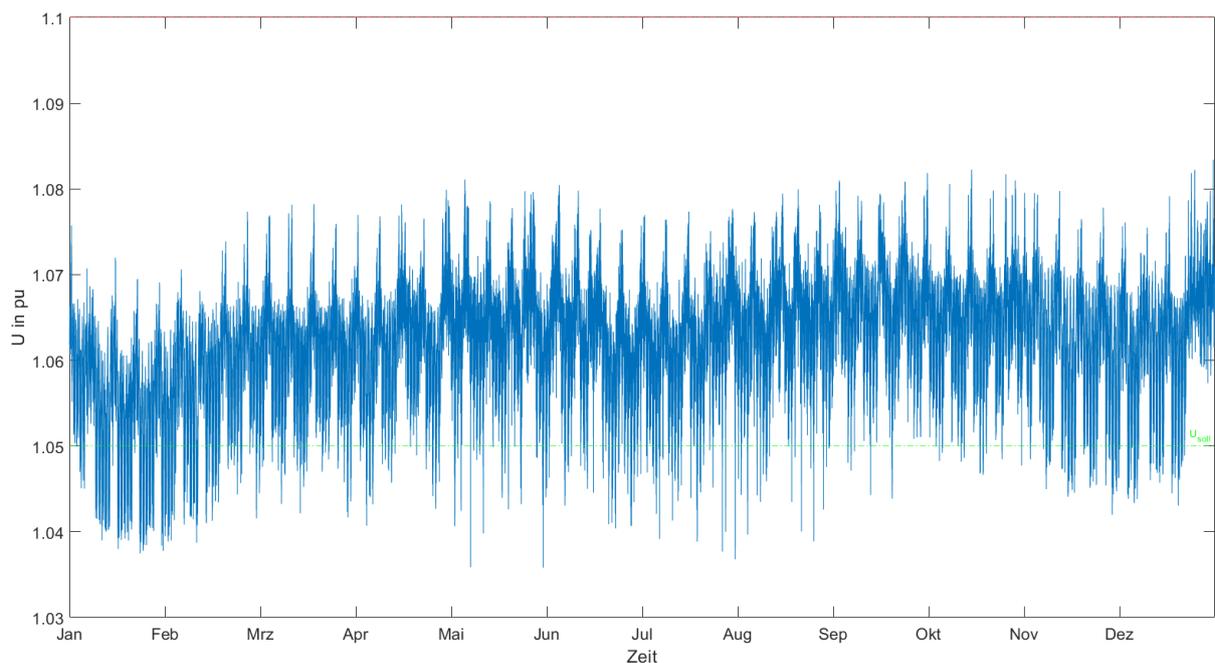


Abbildung 48: Spannung im UW 2, DEA mit $\cos\phi(P)$ -Kennlinie

Q(U)-Kennlinie

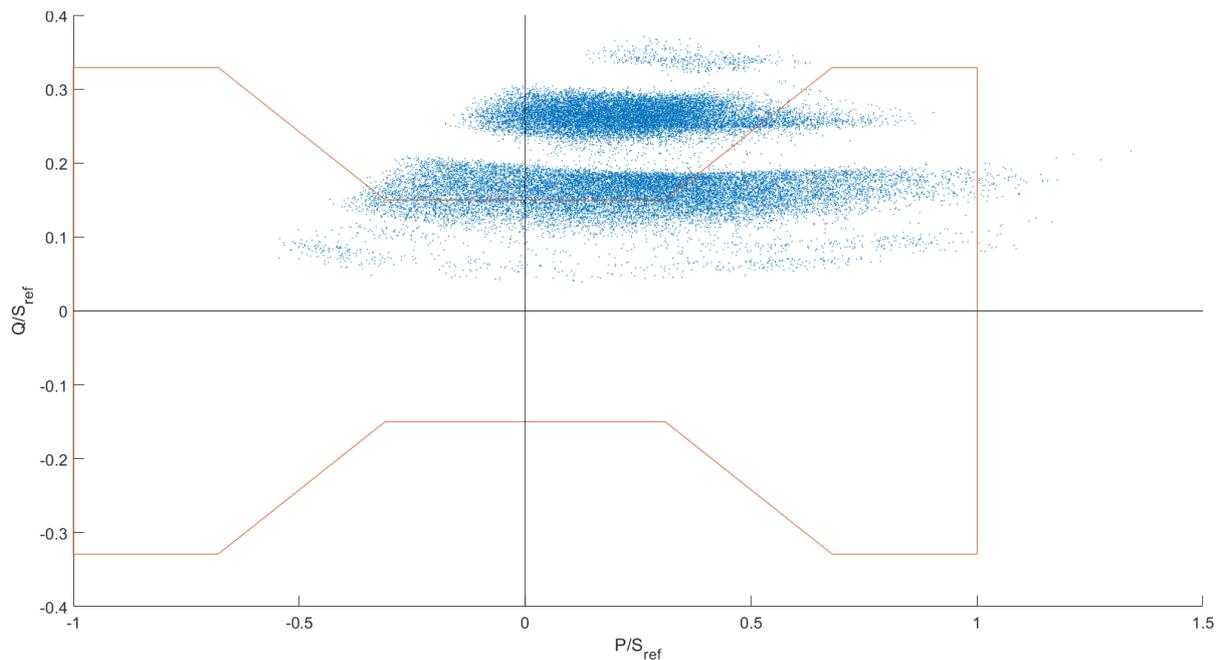


Abbildung 49: Blindleistungsmenge an der Übergabestelle, DEA mit Q(U)-Kennlinie

Bei Verwendung einer Q(U)-Kennlinie verringert sich die Anzahl der Grenzwertüberschreitungen der Blindleistungsmenge an der Übergabestelle auf 69%, das entspricht 6044 Stunden im Jahr. Die DEA verbrauchen mehr induktive Blindleistung als unter Verwendung einer $\cos\phi(P)$ -Kennlinie und wirken so dem Blindleistungsexport stärker entgegen.

Spannung an den Sammelschienen

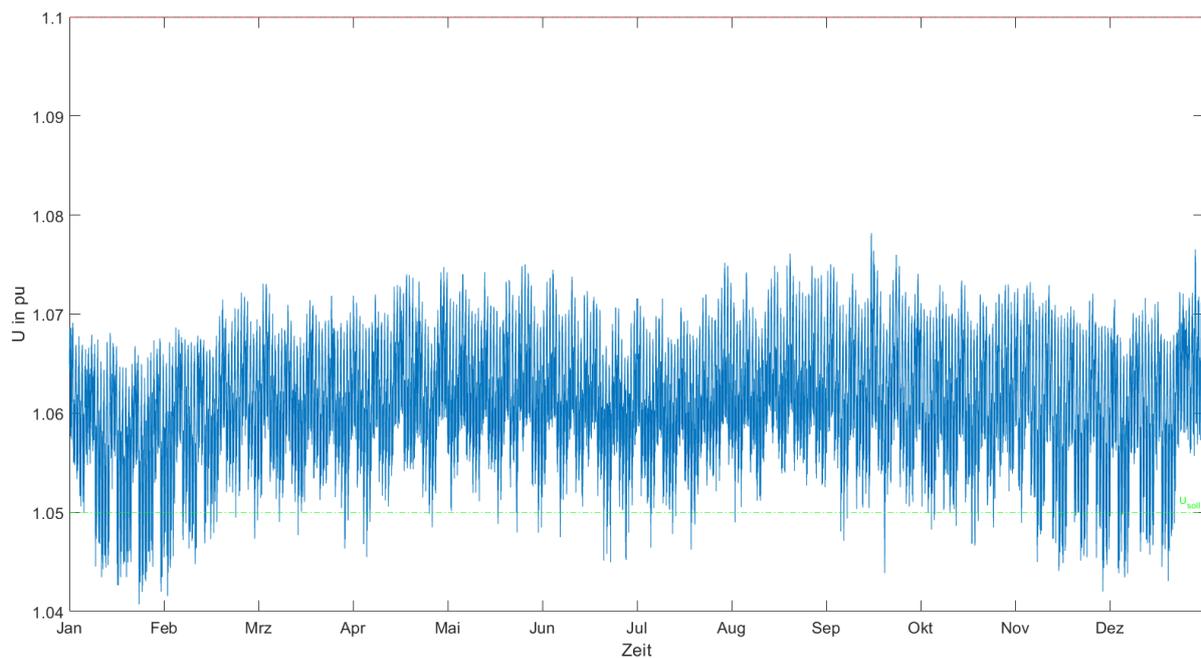


Abbildung 50: Spannung im UW 1, DEA mit Q(U)-Kennlinie

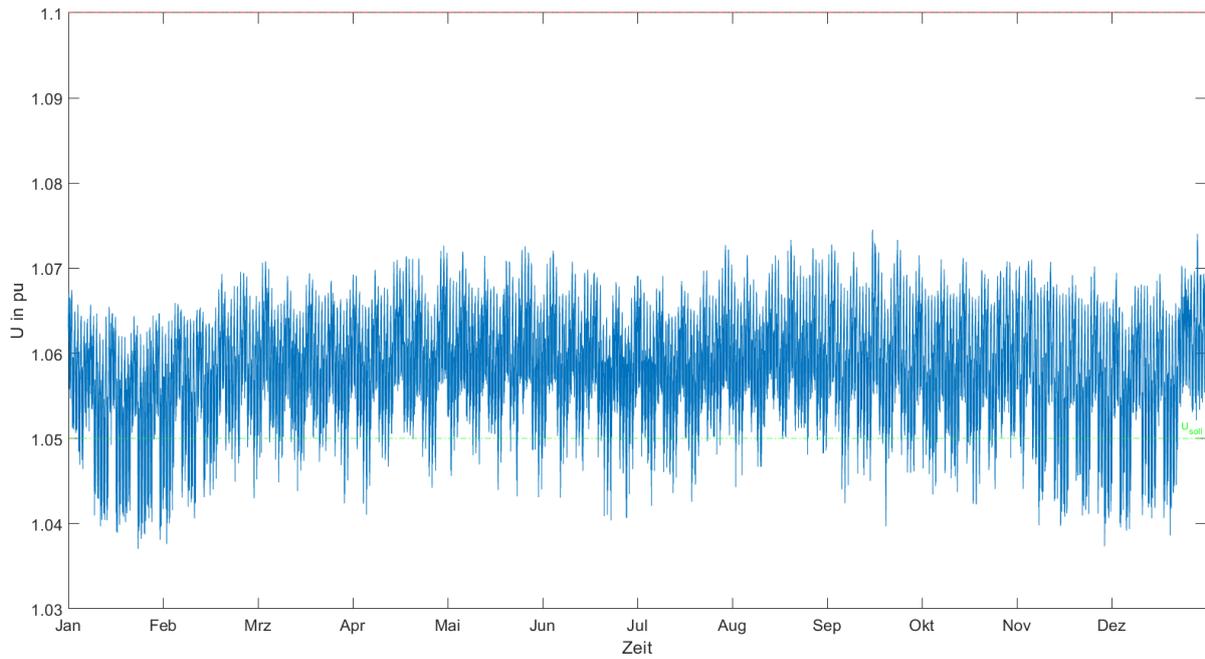


Abbildung 51: Spannung im UW 2, DEA mit Q(U)-Kennlinie

Auch die Sollspannungen an den beiden Umspannwerken betragen durch die Verwendung einer Q(U)-Kennlinie nur mehr durchschnittlich 1.061 pu im UW 1 und 1.058 pu im UW 2. Dies stellt eine weitere Verbesserung zur cosphi(P)-Kennlinie dar.

4.3 Netzbereich West

Gemessene Blindleistungsmenge an der Übergabestelle

An der 380/110-kV Übergabestelle im Netzbereich West stehen vier Regelhauptumspanner mit jeweils 300 MVA zur Verfügung. Die (n-1)-sichere Scheinleistung beträgt somit 900 MVA - dadurch ist auch der zulässige Blindleistungsbereich dementsprechend hoch. Die minimale zulässige Blindleistungsmenge beträgt somit 135 Mvar ($0,15 * 900 \text{ MVA}$).

Zusätzlich sind drei 100 Mvar Kompensationsdrosseln installiert, wobei auch hin und wieder der Fall auftritt, dass zwei Kompensationsdrosseln gleichzeitig aktiv sind. Der Blindleistungsbedarf von 200 Mvar wird, wie auch im Kapitel ‚Netzbereich Ost‘ beschrieben, zu großen Teilen aus dem Verteilernetz bezogen. Die Abbildungen 52 bis 54 zeigen gemessene Wirk- und Blindleistungsmengen sowie den Scatterplot über den zulässigen Blindleistungsbereich. Es ist ersichtlich, dass hauptsächlich Wirkleistung aus dem Übertragungsnetz bezogen wird und Blindleistung vom Verteilernetz ins Übertragungsnetz exportiert wird. Des Weiteren ist erkennbar, dass trotz der hohen (n-1)-sicheren Scheinleistung, der zulässige Bereich über ein Jahr zu 8,2% der Zeit überschritten wird – das entspricht 718 Stunden pro Jahr.

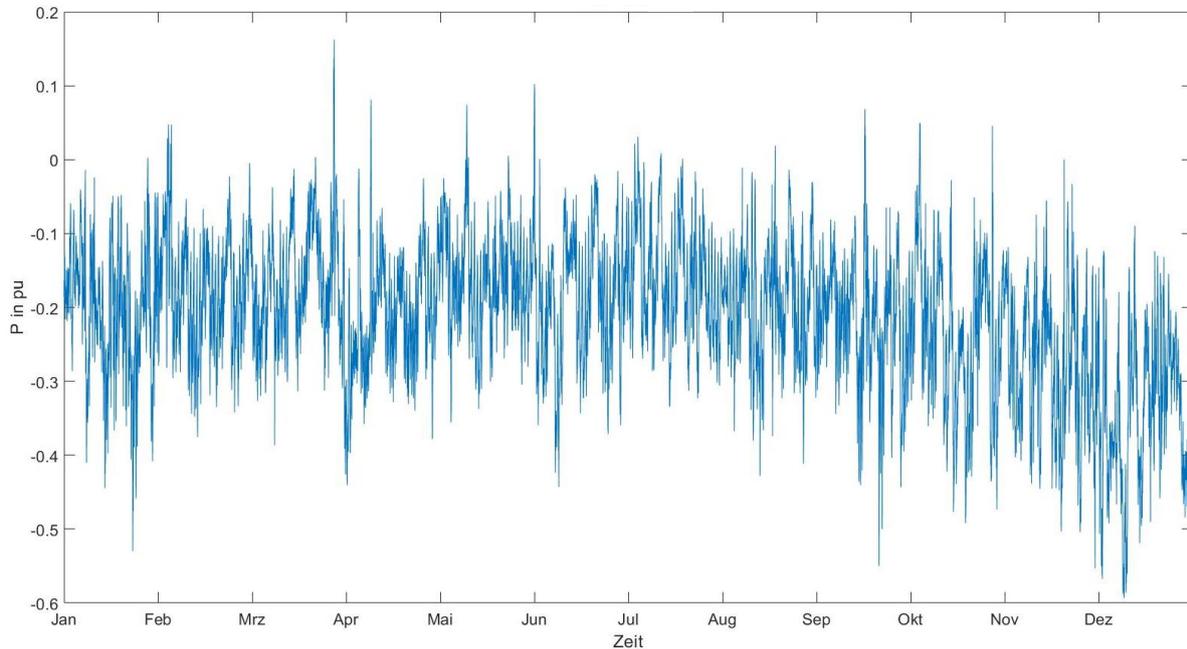


Abbildung 52: Wirkleistung an der Übergabestelle West

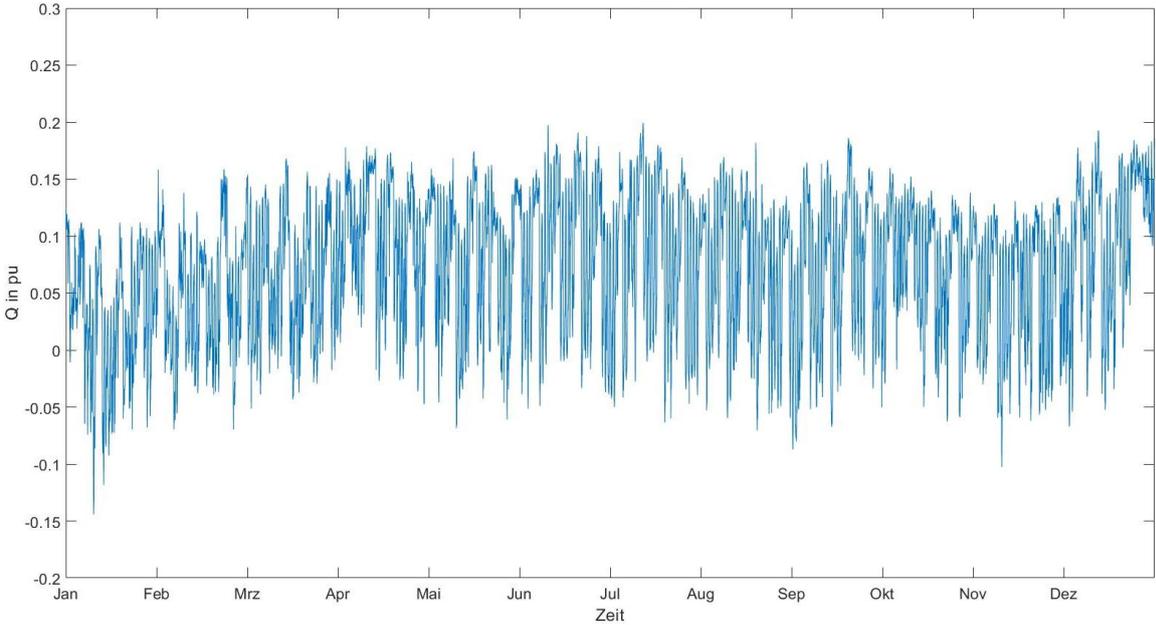


Abbildung 53: Blindleistung an der Übergabestelle West

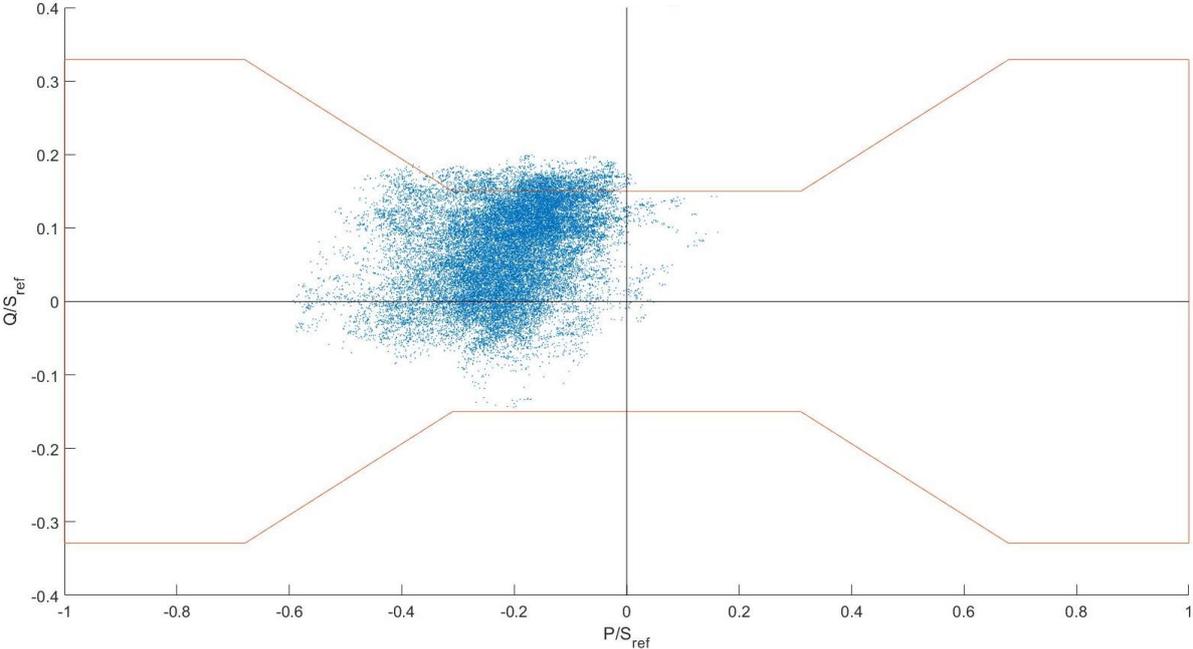


Abbildung 54: PQ-Diagramm an der Übergabestelle West

Einspeiseverteilung

Der Windpark Freiländeralm ist mit 112 MW die derzeit größte geplante Windkraftanlage der Steiermark.

Im Süd-Westen der Steiermark befindet sich ein längerer Netzausläufer. Das letzte Umspannwerk ist mit einem Doppelsystem über ein weiteres Umspannwerk an die an die 380/110-kV Übergabestelle angebunden. In diesem Netzbereich befindet sich bereits ein großer Windpark mit 39 MW Einspeiseleistung.

Aufgrund des großen vorhandenen Potenzials für Windkraft sind bereits größere Windparkprojekte im angefragt: ein Windpark mit 65 MW, wobei immer wieder höhere Leistungen seitens des Windparkbetreibers angefragt werden, ein weiterer Windpark mit 35 MW und PV-Projekte beträchtlicher Größe.

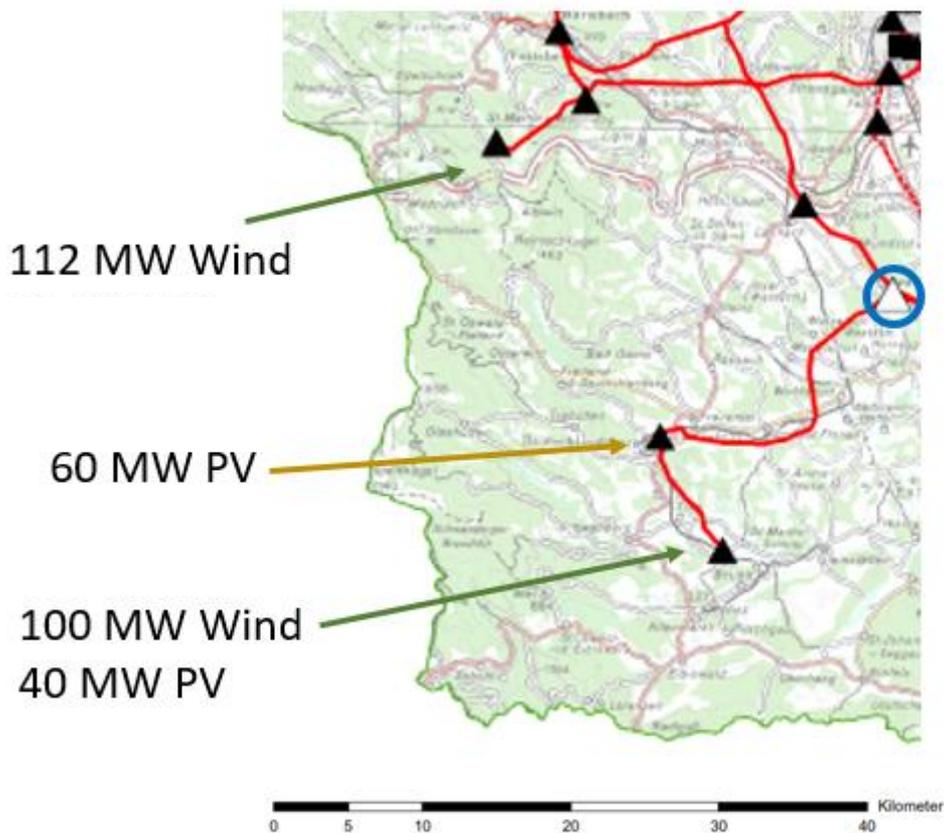


Abbildung 55: Einspeiseverteilung West

Lange Hochspannungskabel und Blindleistungsbereitstellung am Netzanschlusspunkt

Sind Stromerzeugungsanlagen über ein langes Kabel oder Freileitung zum Netzanschlusspunkt verbunden und sind die Anlagen selbst nicht im Stande den Blindleistungsbedarf des Kabels bzw. der Freileitung zu decken, kann der Netzbetreiber verlangen, dass der Betreiber der Anlage eine zusätzliche Kompensationsanlage bereitstellt. Wie der Besitzer der Erzeugungsanlage die Blindleistung am Netzanschlusspunkt letztendlich bereitstellt, ist aus der Sicht des Netzbetreibers unerheblich. Entscheidend ist, dass die korrekte Blindleistungsmenge tatsächlich am Netzanschlusspunkt geliefert wird.

Der besagte Windpark mit 65 MW installierter Leistung soll über ein 21 km langes 110-kV Kabel, das sich im Besitz des Windparkbetreibers befindet, an die 110-kV Sammelschiene des süd-westlichsten Umspannwerks angeschlossen werden – der Netzanschlusspunkt befindet sich somit an der 110-kV Sammelschiene. Das Kabel weist einen Kapazitätsbelag von 0,249 $\mu\text{F}/\text{km}$ und erzeugt im unbelasteten Zustand Blindleistung im Ausmaß von 19,88 Mvar.

$$Q_C = \omega \cdot C' \cdot l \cdot U_n^2 = 2\pi \cdot 50 \text{ Hz} \cdot 0,249 \mu\text{F}/\text{km} \cdot 21 \text{ km} \cdot 110 \text{ kV}^2 = 19,88 \text{ Mvar}$$

Laut TOR [9] muss der Windpark 21,39 Mvar an spannungssenkender Blindleistung am Netzanschlusspunkt bereitstellen.

$$Q = 0,329 \cdot P = 0,329 \cdot 65 \text{ MW} = 21,39 \text{ MVar}$$

Würde nun die Messung direkt am Windpark, ohne Berücksichtigung des Kabels, erfolgen, kompensiert das Kabel schon beinahe die gesamte bereitgestellte Blindleistungsmenge – am Netzanschlusspunkt steht keine Blindleistung mehr zur Netzstützung und Spannungsregelung zur Verfügung. Außerdem müsste die Erzeugungsanlage genau dann, wenn das Kabel die meiste Blindleistung erzeugt, nämlich im unbelasteten Fall (wenn keine Wirkleistung geliefert wird), keine Blindleistung bereitstellen.

Der Windparkbetreiber muss demnach angehalten werden, das in seinem Besitz befindliche Kabel mit einer Kompensationsdrossel zu kompensieren. Abgesehen vom Blindleistungshaushalt im Normalbetrieb muss der Beitrag des Kabels zum kapazitiven Erdschlussstrom im Fehlerfall, hinsichtlich der Erdschlusslöschung beachtet werden. Dieser errechnet sich wie folgt:

$$I_{CE} = \sqrt{3} \cdot \omega \cdot U_n \cdot C' \cdot l = \sqrt{3} \cdot 2\pi \cdot 50 \text{ Hz} \cdot 110 \text{ kV} \cdot 0,249 \cdot \mu\text{F}/\text{km} \cdot 21 \text{ km} = 313 \text{ A}$$

Auslastung der Leitungen

Das süd-westlichste Umspannwerk (in weiterer Folge UW 3 genannt) ist über eine Doppelleitung mit dem nächsten Umspannwerk (UW 4 genannt) verbunden. Zum jetzigen Ausbauzustand ist jedoch ein kleines Teilstück in UW Nähe mit einem Querschnitt von nur 150/25 dimensioniert – über dieses kurze Teilstück kann lediglich 2x89 MVA an Leistung übertragen werden. Nach Verstärkung des Teilstücks erhöht sich die maximal übertragbare Leistung um 2x33 MVA auf 2x122 MVA – der Verstärkung dieses Teilstücks ist in der Netzausbauplanung höchste Priorität zuzumessen.

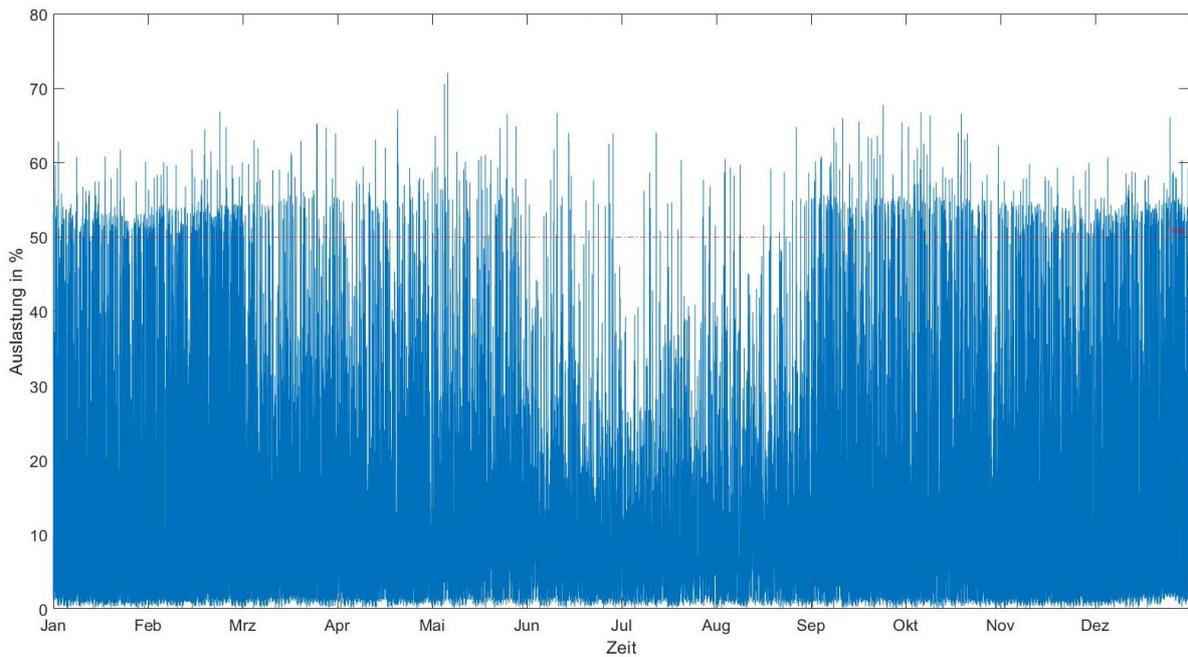


Abbildung 56: Auslastung einer der Leitungen zwischen UW 3 und UW 4

Abbildung 56 zeigt die Auslastung einer der beiden Leitungen vom UW 3 zum nächsten Umspannwerk (UW 4 genannt), bei heutigem Ausbauzustand der Leitungen und unter Berücksichtigung der oben genannten dezentralen Erzeugungsanlagen. Die Leitung ist über ein Jahr für 298 Stunden mehr als 50% ausgelastet und somit nicht mehr (n-1)-sicher. Dieser Fall tritt häufig in der Winterzeit auf, wenn vermehrt starker Wind geht. Das Worst-Case-Szenario von maximaler, gleichzeitiger Wind- und Photovoltaikeinspeisung tritt eher in der Sommerzeit auf und belastet die Leitung über 70%.

Die weiterführende Doppelleitung vom UW 4 zur Übergabestelle ist bereits mit einer Übertragungsfähigkeit von 2x122 MVA dimensioniert. Obwohl die kumulativen Einspeiseleistungen zwingend über diese Leitungen zur Übergabestelle abtransportiert werden müssen, ist diese Leitung aufgrund ihrer stärkeren Dimensionierung nicht so stark ausgelastet wie die Leitung vom UW 3 zum UW4.

Abbildung 57 zeigt die Auslastung der Leitung vom UW 4 zur Übergabestelle. Wegen der größeren Photovoltaikanlagen im UW 4, treten die Überlastungen hauptsächlich im Sommer auf – die 50%-Auslastungsgrenze ist jedoch über ein Jahr nur für 37 Stunden überschritten.

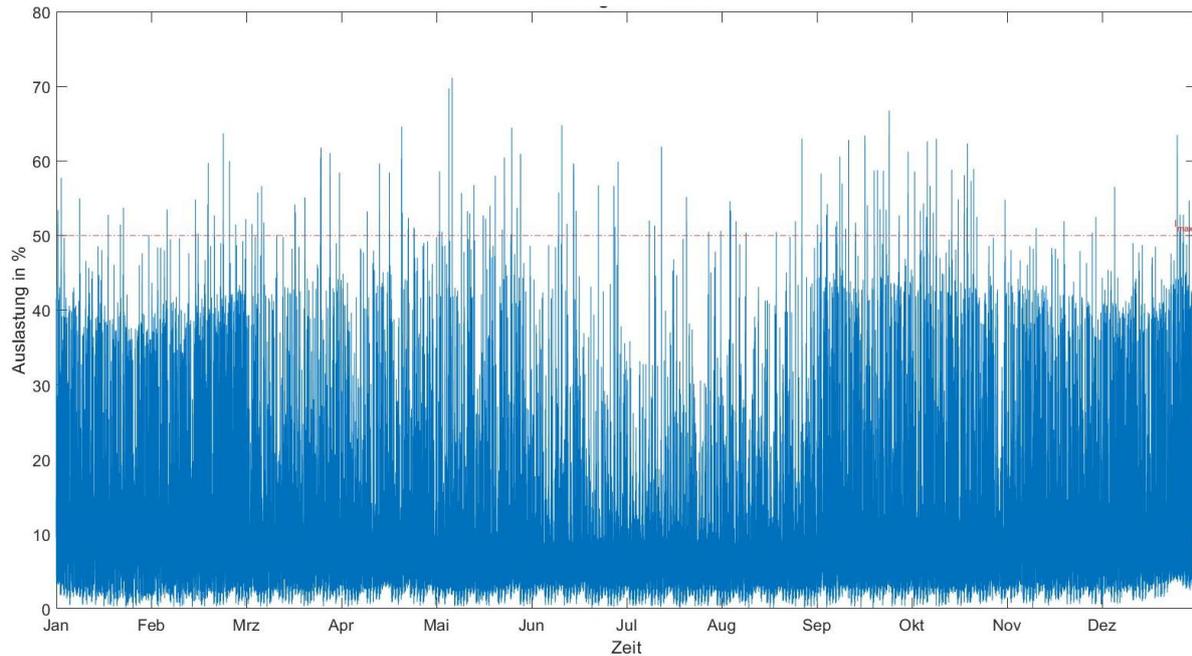


Abbildung 57: Auslastung einer der Leitungen vom UW 4 zur Übergabestelle

Spannung an der Sammelschiene

Das UW 3 liegt zwar relativ weit von der Übergabestelle entfernt, jedoch ist die maximale Kurzschlussleistung aufgrund der Anbindung mit Doppelleitung nicht auffallend gering. Abbildung 58 zeigt, dass die Spannung an der Sammelschiene im UW 3 den Grenzwert von 1.1 pu nie überschreitet, kommt diesem aber zeitweise recht nahe. Ein Wert von 1.09 pu wird zumindest zu einigen Zeitpunkten im Jahr überschritten.

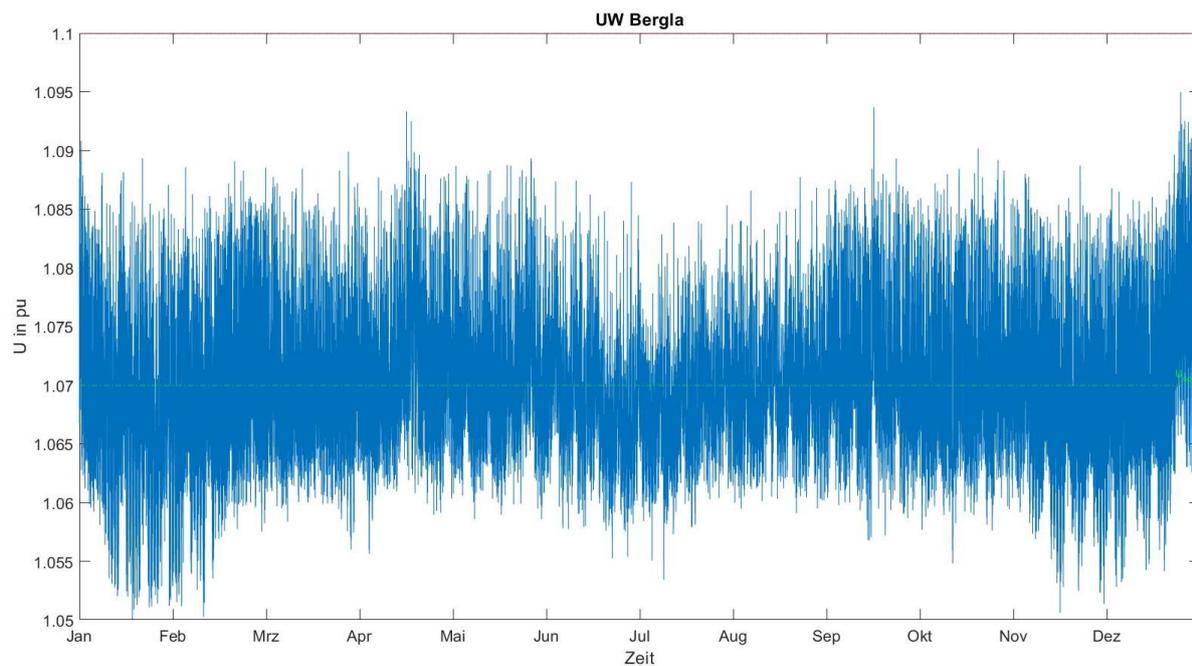


Abbildung 58: Spannung im UW 3 mit DEA ohne Blindleistungsbereitstellung

Cosphi(P)-Regelung

Den DEA wird eine cosphi(P)-Regelung zur Bereitstellung von Blindleistung vorgeschrieben. Durch die bereitgestellte Blindleistung erhöht sich auch die übertragene Scheinleistung. In den Abbildungen 59 und 60 ist ersichtlich, dass sich die Dauer der Überlastung der Leitungen vom UW 3 zum UW 4 von 298 auf 401 Stunden pro Jahr erhöhen. Die Dauer der Überlastung der Leitungen vom UW 4 zur Übergabestelle erhöht sich von 37 auf 74 Stunden pro Jahr.

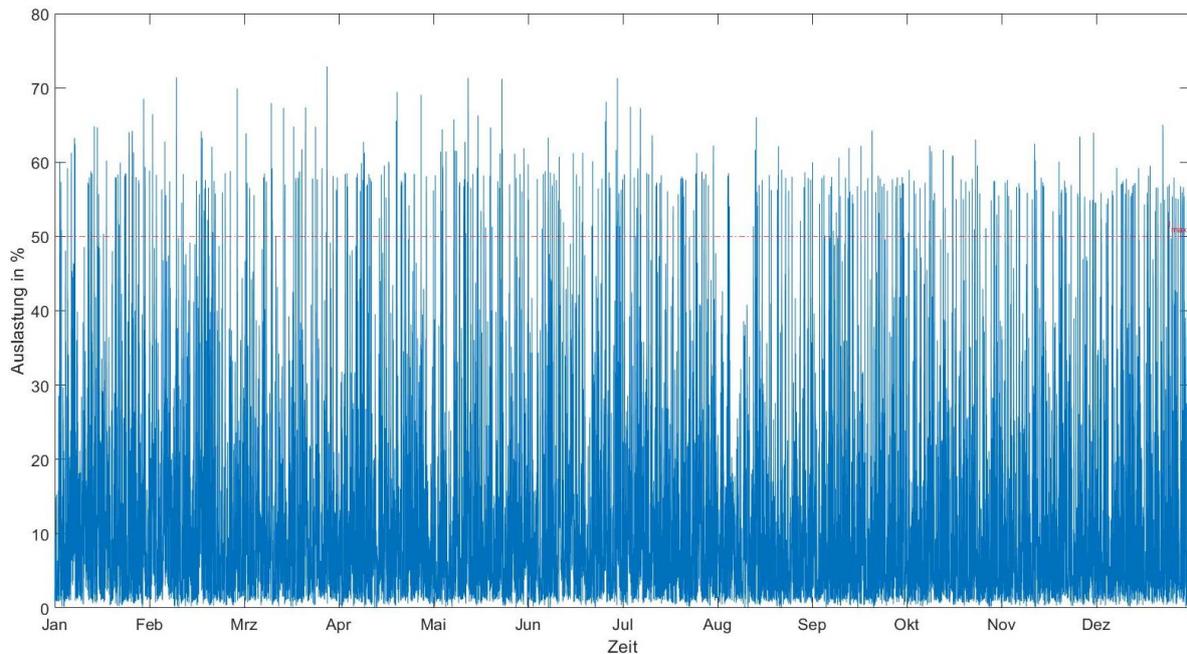


Abbildung 59: Auslastung der Leitung UW 3 – UW 4 mit cosphi(P)-Regelung

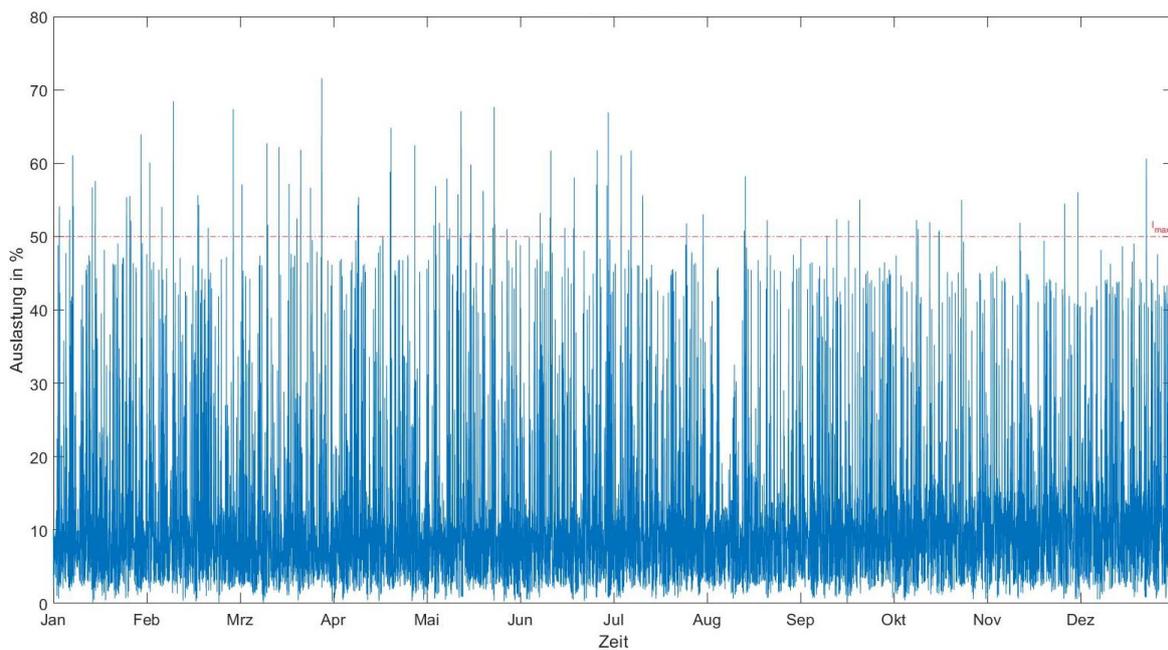


Abbildung 60: Leitung UW 3 – UW 4 mit cosphi(P)-Regelung

Abbildung 61 zeigt das PQ-Diagramm an der 380/110-kV Übergabestelle, unter Berücksichtigung der dezentralen Erzeugungsanlagen mit $\cos\phi(P)$ -Regelung. Durch die vermehrte Einspeisung von Wirkleistung hat sich die Punktwolke horizontal nach rechts verschoben, es wird nun vermehrt Wirkleistung ins Übertragungsnetz exportiert.

Durch die Bereitstellung von spannungssenkender Blindleistung wird weniger Blindleistung ins Übertragungsnetz exportiert. Es ist fraglich, wie genau das Modell hier mit der Realität übereinstimmt, und ob tatsächlich eine so dramatische Verbesserung erzielt werden kann.

Geht man von 307 MW an installierten DEA im Netzbereich West aus, können diese maximal 100 Mvar an spannungssenkender Blindleistung bereitstellen. Dies entspricht immerhin 11,1% der (n-1)-sicheren Scheinleistung von 900 MVA an der Übergabestelle. Diese maximale Menge wird jedoch selten bereitgestellt und außerdem passiert auch nicht die gesamte Menge die Übergabestelle. Die signifikante Verschiebung der Punktwolke nach unten kann auch damit erklärt werden, dass im Model die Kompensationsdrosseln an den Regelhauptumspannern seltener zum Einsatz kommen und so weniger Blindleistung aus dem Verteilernetz bezogen wird.

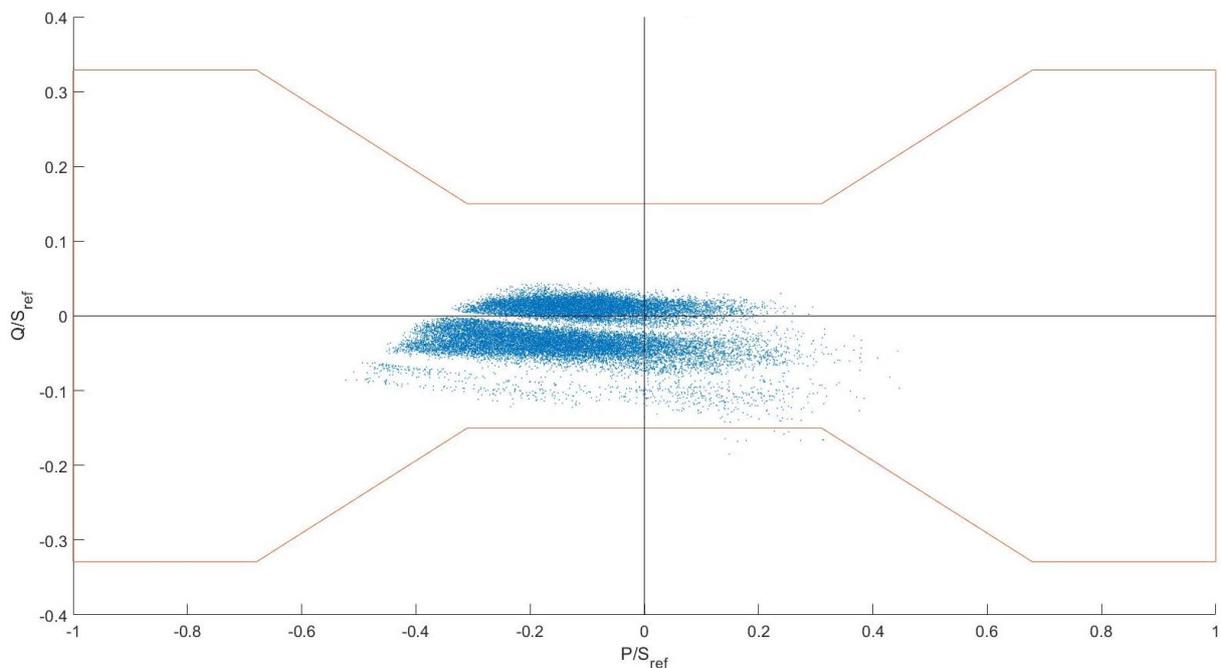


Abbildung 61: PQ-Diagramm an der Übergabestelle bei $\cos\phi(P)$ -Regelung

Abbildung 62 zeigt den Spannungsverlauf an der 110-kV Sammelschiene im UW 3. Durch die Bereitstellung der spannungssenkenden Blindleistung wird die 1.09 pu Grenze (im Vergleich zum Fall ohne Blindleistungsbereitstellung) nicht mehr überschritten.

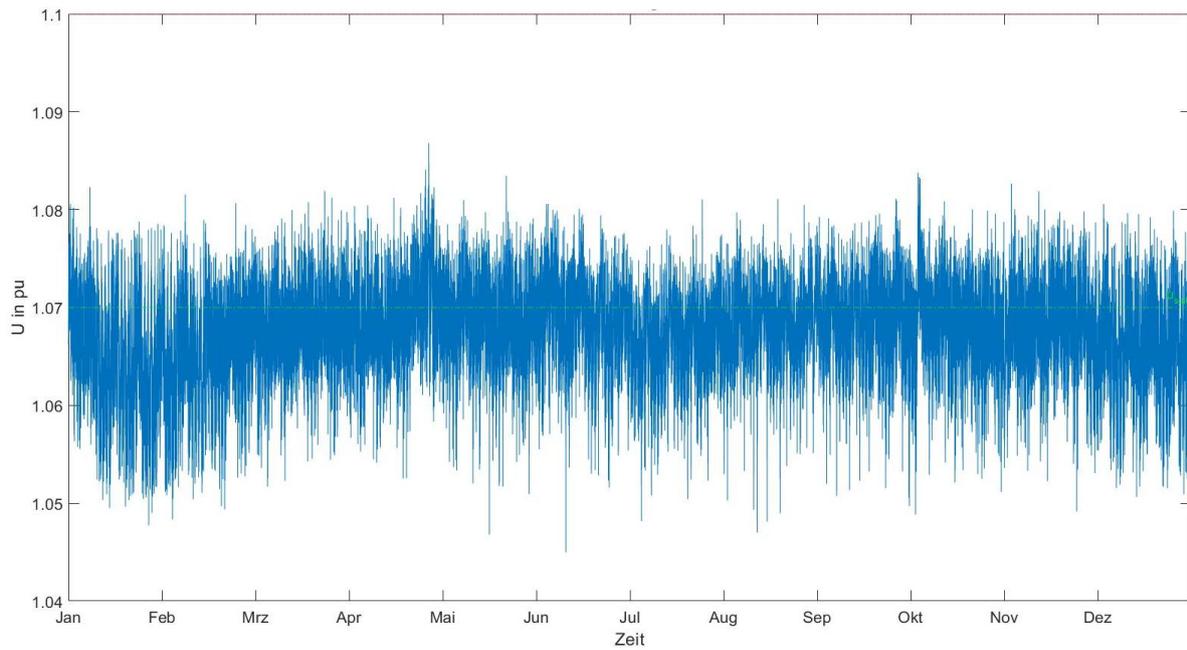


Abbildung 62: Spannung an der Sammelschiene im UW 3 bei $\cos\phi(P)$ -Regelung

Q(U)-Regelung

Den DEA wird nun eine Q(U)-Regelung zur Blindleistungsbereitstellung vorgegeben. Wie schon in den vorigen Kapiteln zu anderen Netzbereichen erörtert wurde, wird durch die Q(U)-Regelung mehr Blindleistungsmenge zur Verfügung gestellt als mit einer $\cos\phi(P)$ -Regelung. In Abbildung 63 ist ersichtlich, dass die PQ-Punktwolke dadurch vertikal noch mehr gestaucht wird, als es schon durch die $\cos\phi(P)$ -Regelung der Fall ist.

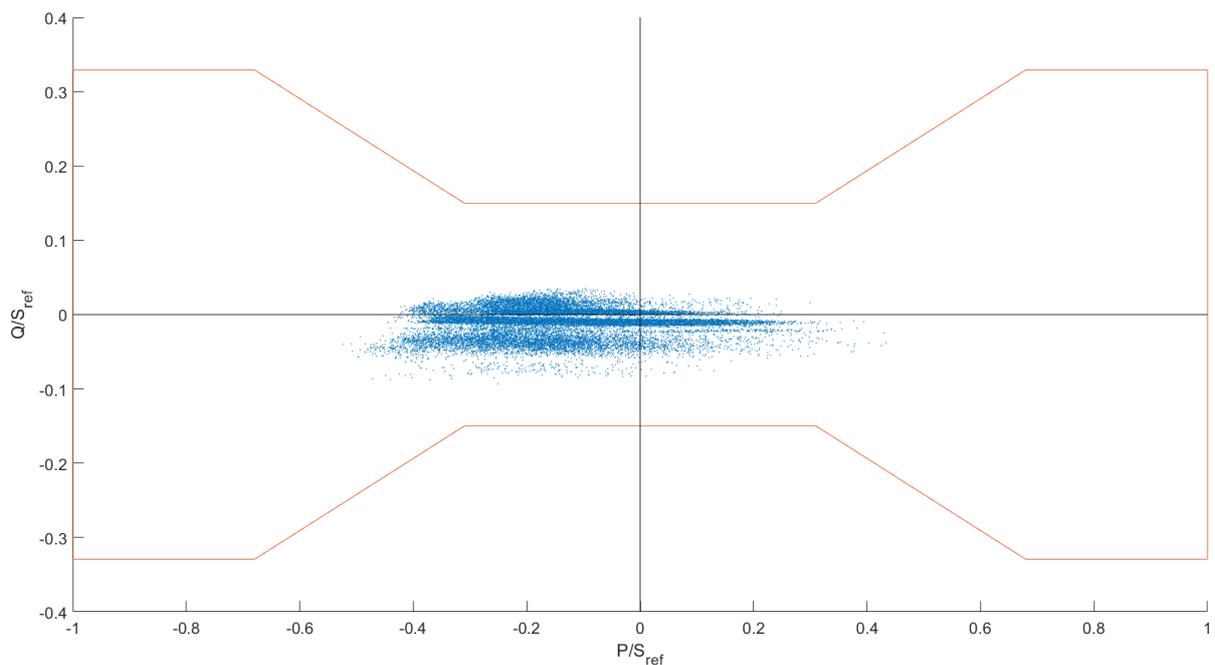


Abbildung 63: PQ-Diagramm an der Übergabestelle bei Q(U)-Regelung

Abbildung 64 zeigt, dass die Spannung näher an den Sollwert von 1.07 pu rückt, vor allem wenn die Spannung zu niedrig ist. Im Gegensatz zur $\cos\phi(P)$ -Regelung stellen die Erzeugungsanlagen bei zu niedriger Spannung spannungshhebende Blindleistung zur Verfügung.

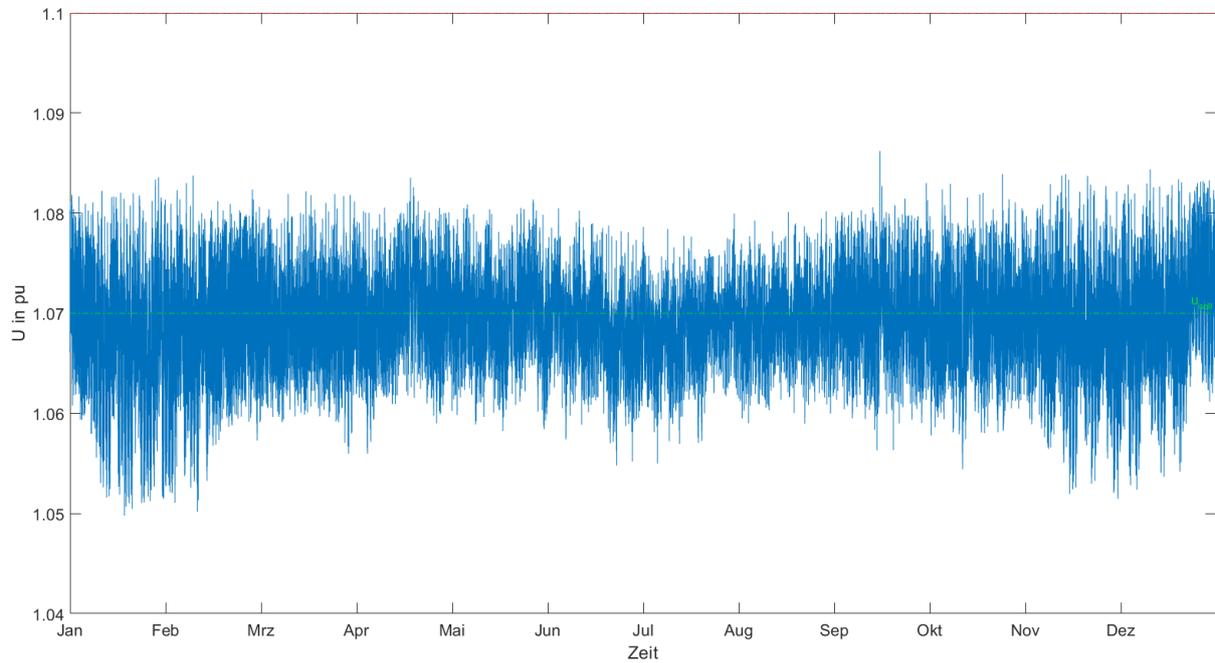


Abbildung 64: Spannung an der Sammelschiene im UW 3 bei Q(U)-Regelung

4.4 Netzbereich Murtal

Die Region Murtal zeichnet sich durch einen langen Netzausläufer aus, der keine Verbindung zum westlich gelegenen Verteilernetz in Kärnten besitzt. Der Stich erstreckt sich mehr als 70 km, ausgehend von der 220/110-kV Übergabestelle (2 x 220 MVA Regelhauptumspanner) über das gesamte Murtal bis knapp vor die Landesgrenze.

Zwischen dem westlichen Ende und dem nächsten Umspannwerk in östliche Richtung ist aufgrund dezentraler Einspeisung ein neues Umspannwerk geplant. Die geografische Lage bietet vor allem günstige Potenziale für Windkraftanlagen, aber auch Freiflächen für größere Photovoltaikanlagen sind vorhanden. Durch die große Entfernung und die relativ schwache Anbindung ist die Kurzschlussleistung an den letzten Umspannwerken äußerst gering. Erzeugungsanlagen haben dadurch einen erheblichen Einfluss auf das Spannungsniveau an den Sammelschienen der Umspannwerke.

Aus heutiger Sicht sind durch den langen Netzausläufer ohne hinreichende Dimensionierung durchaus Spannungsüberhöhungen zu beobachten. Aus diesem Grunde wurde in diesem Netzbereich eine Kompensationsdrossel installiert, die über 14 Stufen automatisch geregelt, bis zu 57 Mvar an spannungssenkender Blindleistung bereitstellen kann.

Messwerte an der Übergabestelle

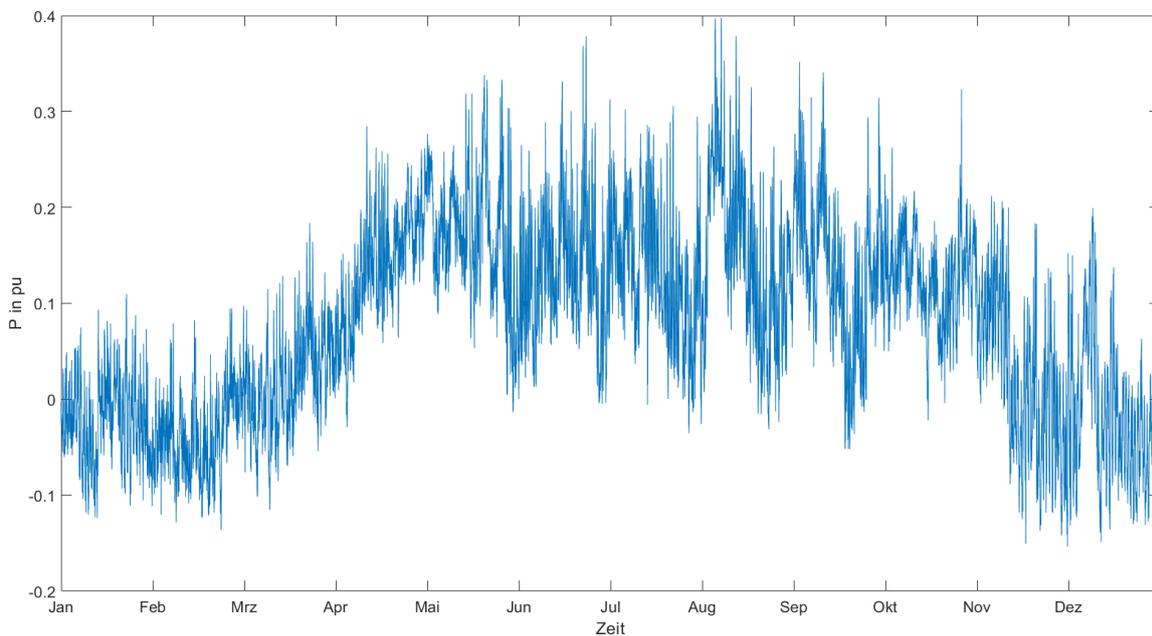


Abbildung: Wirkleistung an der Übergabestelle Murtal

Abbildung 65 zeigt den Wirkleistungsverlauf an der Übergabestelle im Netzbereich Murtal. In den Sommermonaten, wenn die Wasserkraftwerke an der Mur mehr Wasser führen, wird hauptsächlich Wirkleistung ins Übertragungsnetz exportiert. Zusätzlich speist der bestehende Windpark Tauernwind zu Spitzenzeiten 30 MW an Leistung ins Netz.

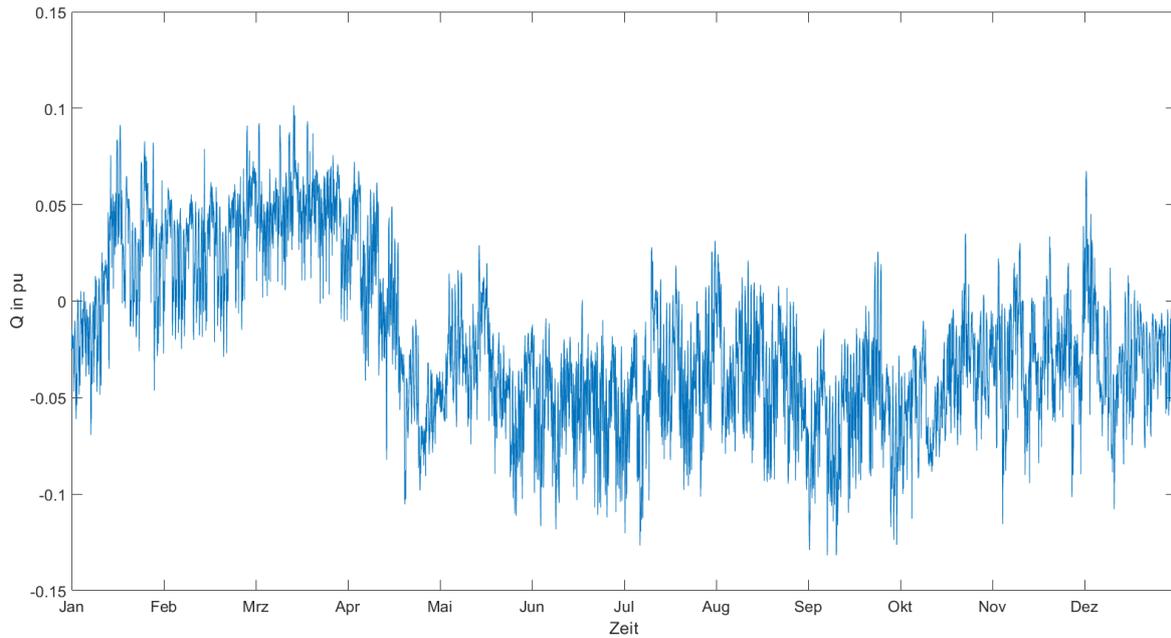


Abbildung 65: Blindleistung an der Übergabestelle Murtal

Abbildung 66 zeigt den Blindleistungsverlauf an der Übergabestelle. Im Gegensatz zu den vorhin behandelten Netzbereichen wird hier hauptsächlich Blindleistung aus dem Übertragungsnetz ins Verteilernetz importiert. Die installierte Kompensationsdrossel bezieht bis zu 57 Mvar an spannungssenkender Blindleistung. Werden große Mengen an Wirkleistung ins Verteilernetz eingespeist, steigt die Spannung an den Sammelschienen, die Kompensationsdrossel kommt zum Einsatz und verbraucht induktive Blindleistung, die zum Teil aus dem Übertragungsnetz importiert wird.

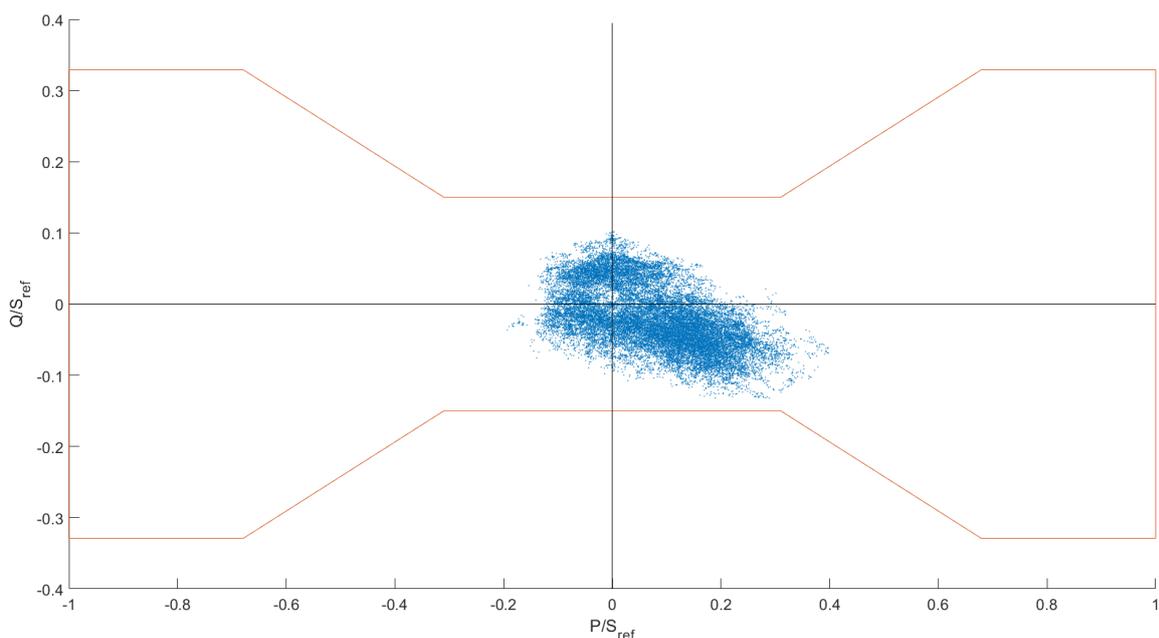


Abbildung 66: PQ-Diagramm an der Übergabestelle Murtal

Abbildung 67 zeigt das PQ-Diagramm an der Übergabestelle. Die 220/110-kV Übergabestelle besitzt zwei Regelhauptumspanner mit jeweils 220 MVA Scheinleistung, die (n-1)-sichere Scheinleistung beträgt somit 220 MVA. Obwohl der zulässige Blindleistungsbereich dementsprechend gering ist, treten keine Grenzwertüberschreitungen auf.

Simulation mit Dezentralen Erzeugungsanlagen

Konkrete Windparkprojekte sind zwei Projekte mit 60 bzw. 20 MW. Auch einige größere Photovoltaikprojekte sind in diesem Gebiet bereits angefragt. Insgesamt werden in diesem Netzbereich in der Simulation 130 MW Windkraft und 30 MW Photovoltaik berücksichtigt. Das neue Umspannwerk (in Abbildung 68 als graues Dreieck) wird gemeinsam mit den geplanten Leitungsverstärkungen die Nutzung weiterer Potenziale für Dezentrale Erzeugungsanlagen ermöglichen. Aus heutiger Sicht sind die möglichen Einspeiseleistungen aufgrund der schwach dimensionierten Leitungen zur Übergabestelle aber bereits ausgeschöpft. Schon heute gelangen die Leitungssysteme zur Übergabestelle in Zeiten hoher Wasser- und Windkratteinspeisung an die Grenzen der (n-1)-Sicherheit.

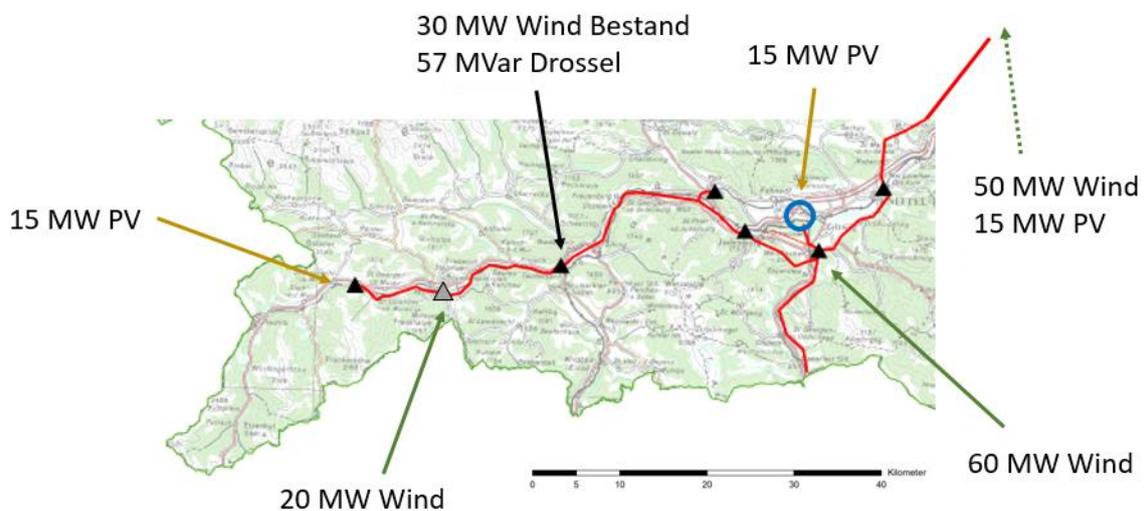


Abbildung 67: Einspeiseverteilung Murtal

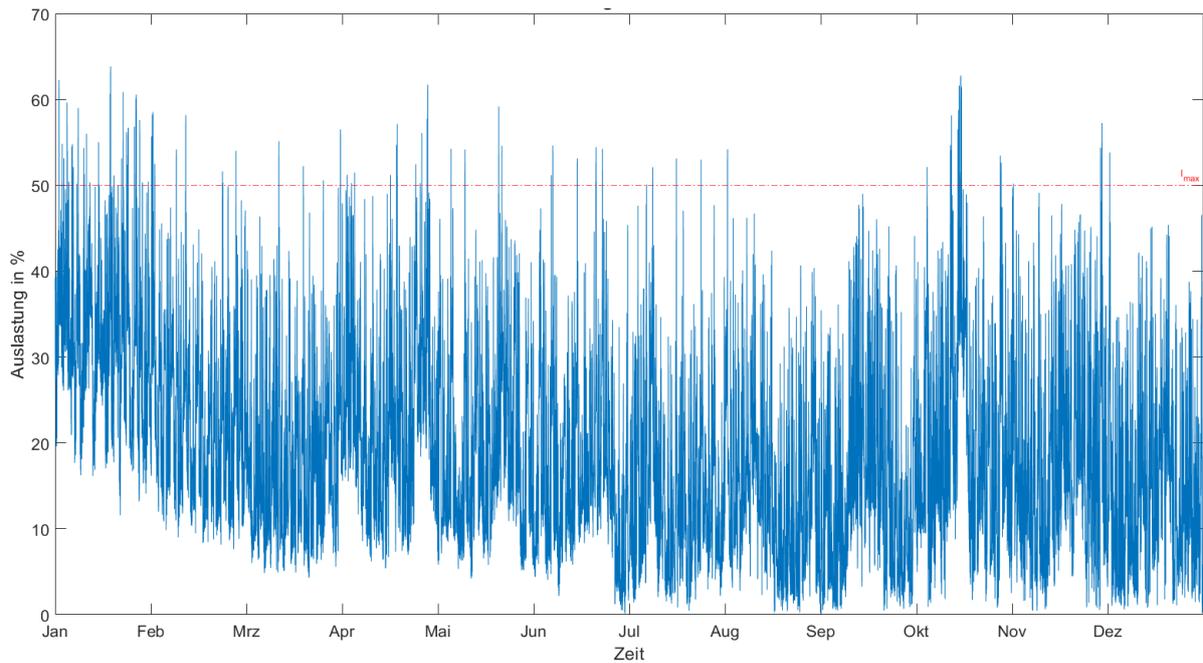


Abbildung 68: Auslastung einer Leitung im Murtal

Abbildung 69 zeigt die Auslastung eines der Leitungssysteme zwischen der Übergabestelle und den westlich gelegenen Umspannwerken. Berücksichtigung der Dezentralen Erzeugungsanlagen. Man erkennt, dass bei aktueller Dimensionierung die Leitung zu mehreren Zeitpunkten im Jahr nicht mehr (n-1)-sicher wäre.

Ohne Blindleistungsbereitstellung

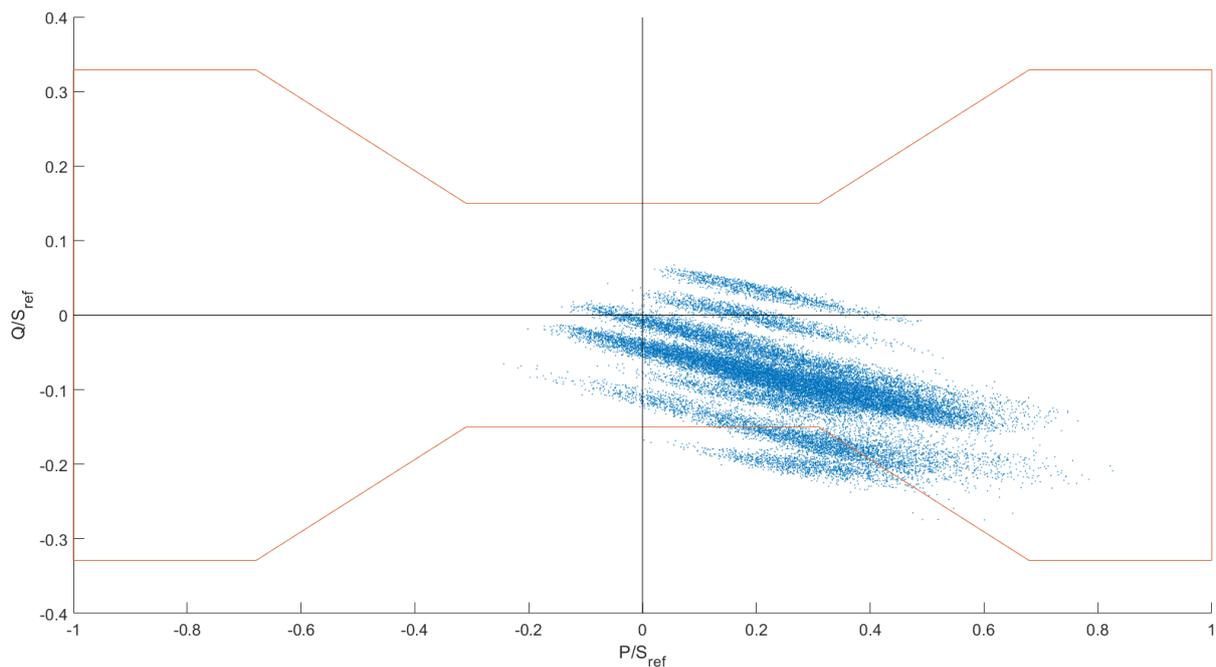


Abbildung 69: PQ-Diagramm ohne Blindleistungsbereitstellung

Abbildung 70 zeigt das PQ-Diagramm an der Übergabestelle unter Berücksichtigung der dezentralen Erzeugungsanlagen, ohne Blindleistungsbereitstellung. Durch die DEA verschiebt sich die Punktwolke horizontal nach rechts, Richtung Wirkleistungsexport. Obwohl die DEA keine Blindleistung beziehen, erhöht sich die importierte Blindleistungsmenge. Durch die Einspeisung der DEA erhöht sich die Spannung an den Sammelschienen und die Drossel verbraucht eine dementsprechend große Blindleistungsmenge. Abbildung 71 zeigt die Blindleistungsmenge der Drossel.

Der zulässige Blindleistungsbereich an der Übergabestelle wird dadurch zu 9,5% der Zeit überschritten – das entspricht 832 Stunden im Jahr.

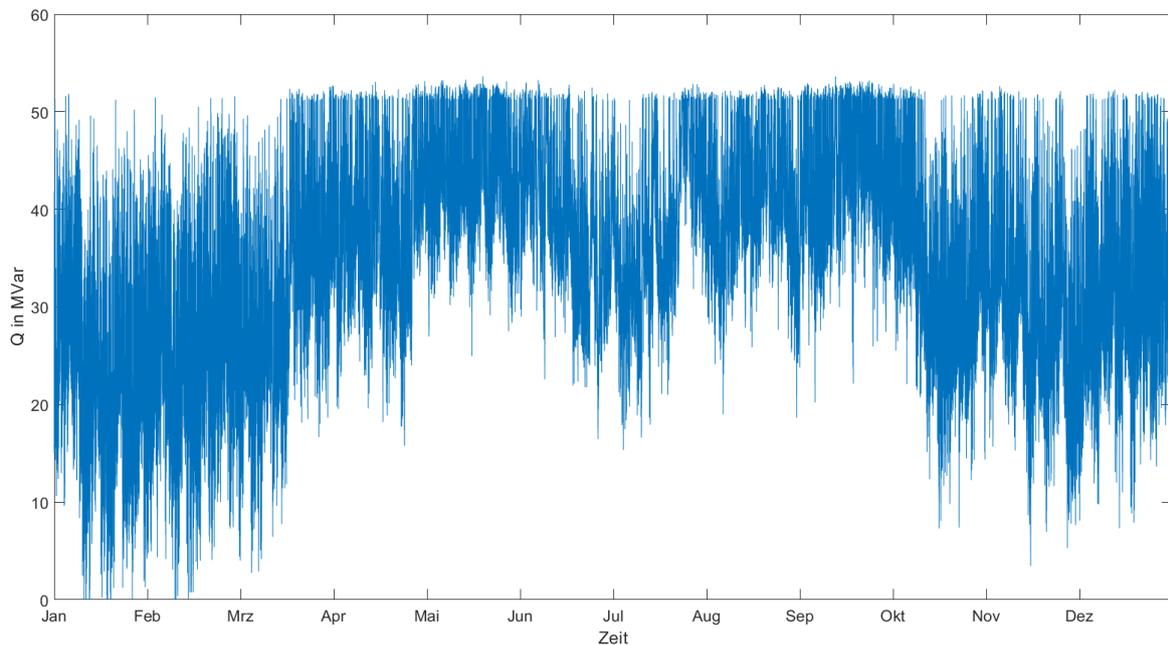


Abbildung 70: Blindleistungsmenge der Kompensationsdrossel

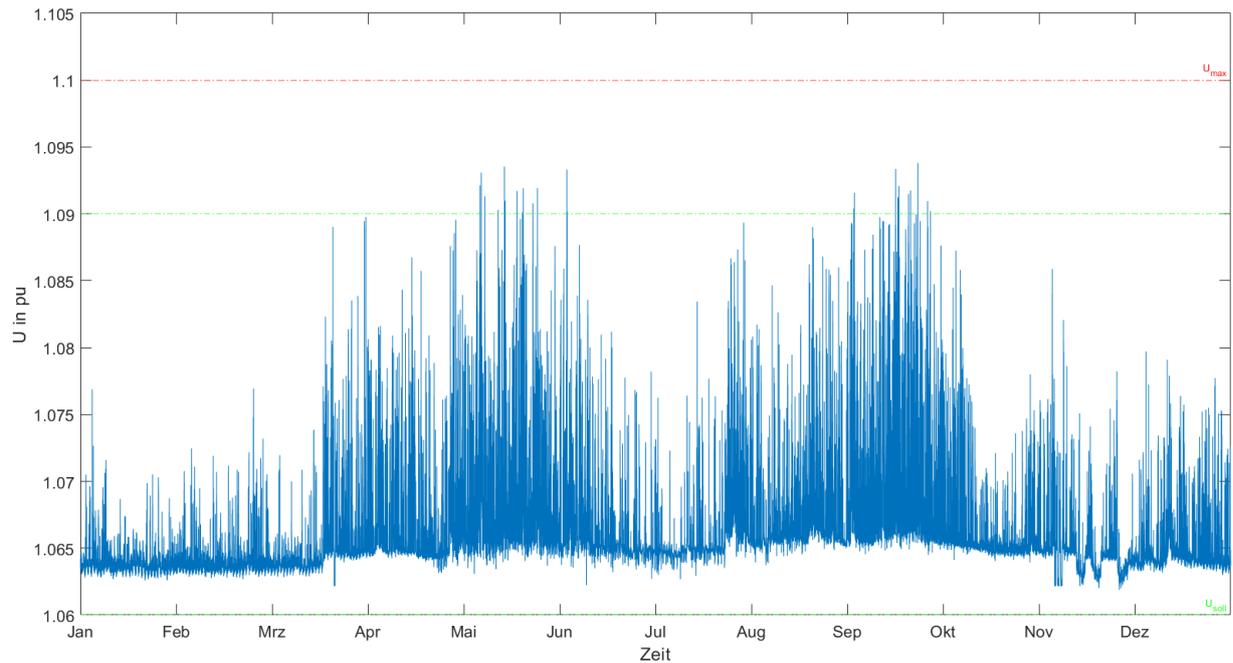


Abbildung 71: Spannungsverlauf im westlichsten Umspannwerk

Abbildung 72 zeigt die Spannung an der 110-kV Sammelschiene im westlichsten Umspannwerk, das am weitesten von der Übergabestelle entfernt ist. Trotz der Bereitstellung von spannungssenkender Blindleistung der Drossel im benachbarten Umspannwerk, übersteigt die Spannung zu einigen Zeitpunkten im Jahr einen Wert von 1.09 pu.

Cosphi(p)-Kennlinie

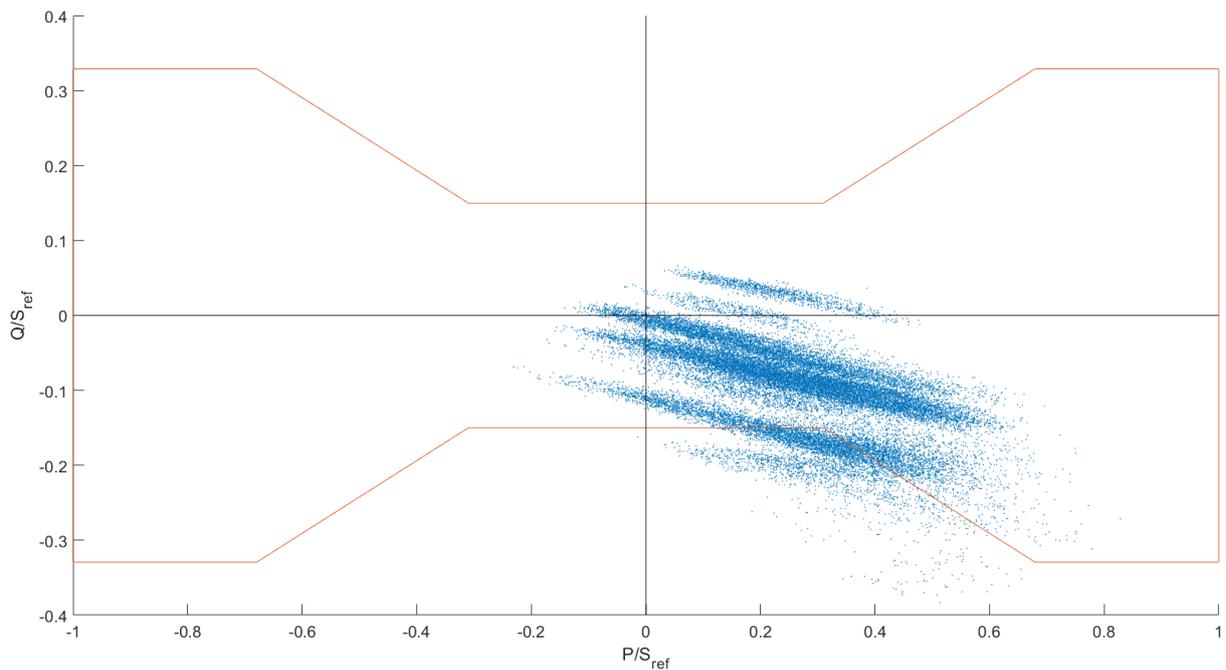


Abbildung 72: PQ-Diagramm bei $\cos\phi(P)$ -Regelung der DEA

Die dezentralen Erzeugungsanlagen stellen durch die Vorgabe einer $\cos\phi(P)$ -Regelung spannungssenkende Blindleistung bereit. Die benötigte Blindleistung wird dabei zum Teil aus dem Übertragungsnetz importiert. Durch Abbildung 71 wird ersichtlich, dass durch die erhöhte importierte Blindleistungsmenge auch der zulässige Bereich häufiger überschritten wird, nämlich zu 13,5% der Zeit im Jahr – das entspricht 1182 Stunden im Jahr.

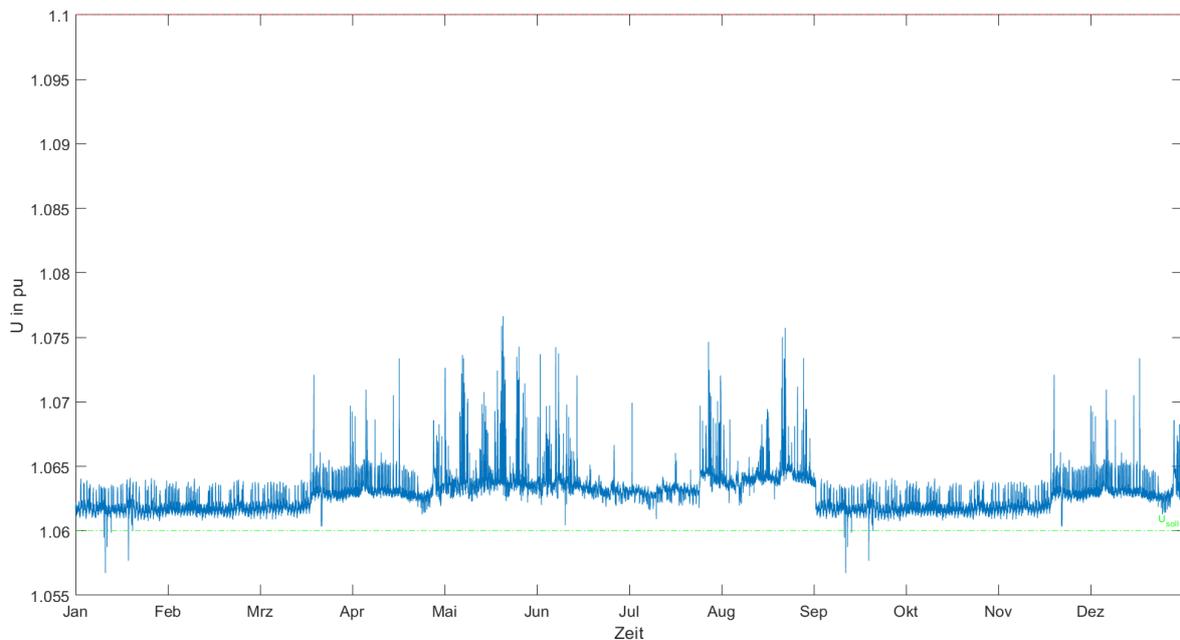


Abbildung 73: Spannungsverlauf im westlichsten Umspannwerk bei $\cos\phi(P)$ -Regelung der DEA

Eine deutliche Verbesserung ist bezüglich des Spannungsniveaus im kritischen Umspannwerk zu verzeichnen. Wie in Abbildung 74 ersichtlich übersteigt das Spannungsniveau zu keiner Zeit im Jahr einen Wert von 1.08 pu.

Q(U)-Kennlinie

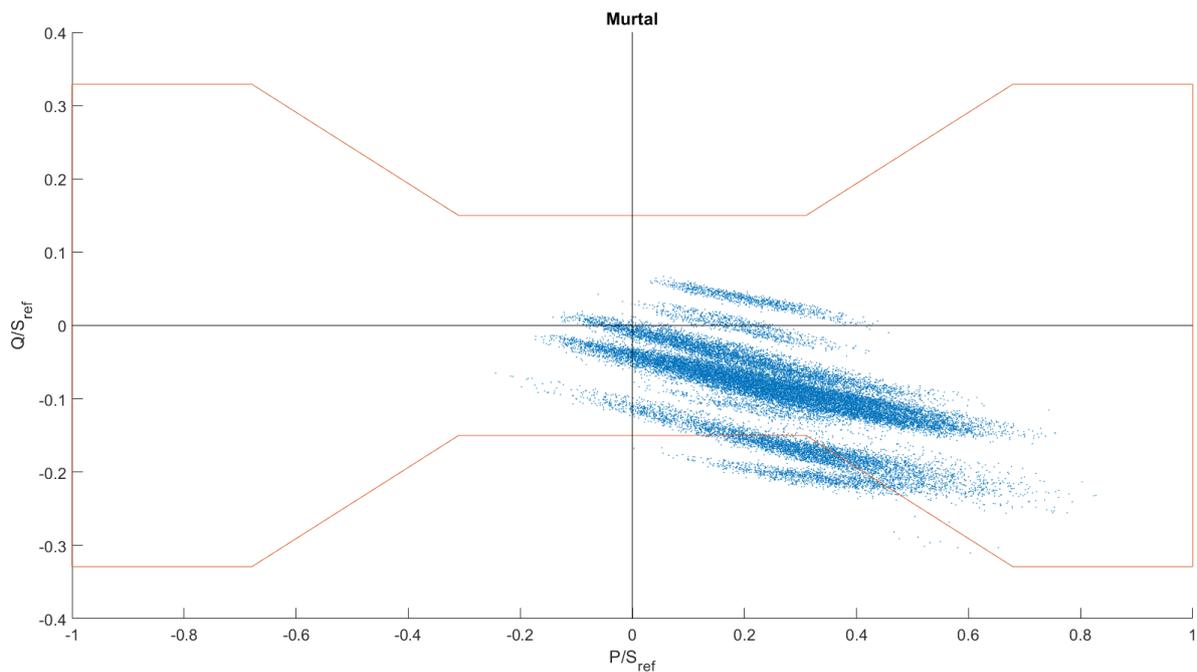


Abbildung 74: PQ-Diagramm bei DEA mit Q(U)-Kennlinie

Durch die Vorgabe einer Q(U)-Kennlinie wird der zulässige Bereich zu 10,7% der Zeit (937 Stunden im Jahr) überschritten, also häufiger als bei keiner Blindleistungsbereitstellung, aber seltener als unter Verwendung einer $\cos\phi(P)$ -Kennlinie.

In den vorherigen Netzbereichen hat die Verwendung einer Q(U)-Kennlinie die Grenzwertüberschreitungen gegenüber einer $\cos\phi(P)$ -Kennlinie verbessert, da mehr Blindleistung verbraucht wurde. In den bisher behandelten Netzbereichen lag jedoch stets ein Problem bezüglich Blindleistungsexport vor. In diesem Netzbereich wird an der Übergabestelle aber zu viel Blindleistung importiert. Der erste Gedanke wäre, dass die Q(U)-Kennlinie hier einen negativen Effekt haben könnte. Die Q(U)-Kennlinie stellt jedoch nur dann spannungssenkende Blindleistung zur Verfügung, wenn die Spannung an der Sammelschiene dementsprechend hoch wird. Die $\cos\phi(P)$ -Kennlinie bezieht die Blindleistung immer, sobald die DEA Wirkleistung einspeist ungeachtet der Spannungs- und Blindleistungsverhältnisse im Netz und dem Einsatz der Kompensationsdrossel. Ob daraus sofort eine pauschale Aussage ableitbar ist bleibt zweifelhaft, in dieser konkreten Konstellation jedoch weist die Q(U)-Kennlinie Vorteile bezüglich des Blindleistungsbereichs an der Übergabestelle auf.

Bereitstellung der Blindleistung durch Dezentrale Erzeugungsanlagen

Angenommen, man möchte spannungssenkende Blindleistung im Ausmaß von 57 Mvar der Kompensationsdrossel, ausschließlich durch dezentrale Erzeugungsanlagen bereitstellen. Moderne Photovoltaikanlagen und Windkraftanlagen, die über einen Vollumrichter ans Netz angeschlossen sind, wären in der Lage Blindleistung bereitzustellen, auch wenn die Anlage keine Wirkleistung ins Netz einspeist. Dies wird durch die Richtlinien der TOR [9] zwar nicht verlangt, könnte aber in Zukunft durchaus ein Thema werden. Für die Betreiber der Erzeugungsanlagen entstehen dadurch zwar erheblich höhere Investitions- und Betriebskosten, doch darf diese Möglichkeit für ein stabiles, zukünftiges Stromnetz mit vermehrter dezentraler Erzeugerstruktur nicht außer Acht gelassen werden. Wären Erzeugungsanlagen dazu verpflichtet Blindleistung im Ausmaß von $\cos(\varphi) = 0.95$ bereitzustellen, entspricht das einer Blindleistungsmenge von 32.9 % der Nennleistung.

$$\frac{Q}{P_n} = \frac{\sin(\varphi)}{\cos(\varphi)} \rightarrow Q = P_n = \frac{Q}{\tan(\arccos(0.95))} = \frac{57 \text{ MVar}}{0.329} \cong 173 \text{ MW}$$

Mit dezentralen Erzeugungsanlagen, die insgesamt eine Nennleistung von 173 MW aufweisen, könnten ebenfalls die 57 Mvar Blindleistung der installierten Drossel bereitgestellt werden, wobei die tatsächliche Wirksamkeit jedoch von der Verteilung und Position der einzelnen Erzeugungsanlagen abhängt.

4.5 Netzbereich Mürztal

Im Netzbereich Mürztal stehen an der schon in Niederösterreich gelegenen 220/110-kV Übergabestelle derzeit zwei 220 MVA Regelhauptumspanner zur Verfügung (einer aktiv, einer als Reserve). Die (n-1)-sichere Leistung der Übergabestelle beträgt somit 220 MVA.

Im Bereich Mürzzuschlag sind zum heutigen Stand insgesamt über 90 MW an Windkraftanlagen installiert, weitere 100 MW besitzen bereits eine gültige Netzzusage. In der Lastfluss-Zeit-Simulation werden letztendlich 250 MW an konkreteren Anfragen verteilt im Netzbereich Mürztal, mit starkem Schwerpunkt ebenfalls im Bereich Mürzzuschlag, berücksichtigt.

Insgesamt liegen Anfragen über 700 MW in diesem Netzbereich vor, jedoch scheint weder die letztendliche Errichtung aller angefragten Projekte, noch die netztechnische Möglichkeit des Anschlusses, in naher Zukunft realistisch.

Aufgrund der großen Anzahl an Anfragen ist eine zweite Übergabestelle zum Übertragungsnetz geplant, wobei zum heutigen Stand der genaue Standort nicht feststeht. Die bestehende Übergabestelle ist in der Übersicht in Abbildung 77 als blauer Kreis eingezeichnet und befindet sich außerhalb der Landesgrenze in Niederösterreich. Die neue Übergabestelle wird im Bereich des blau strichlierten Kreises angenommen.

Messwerte

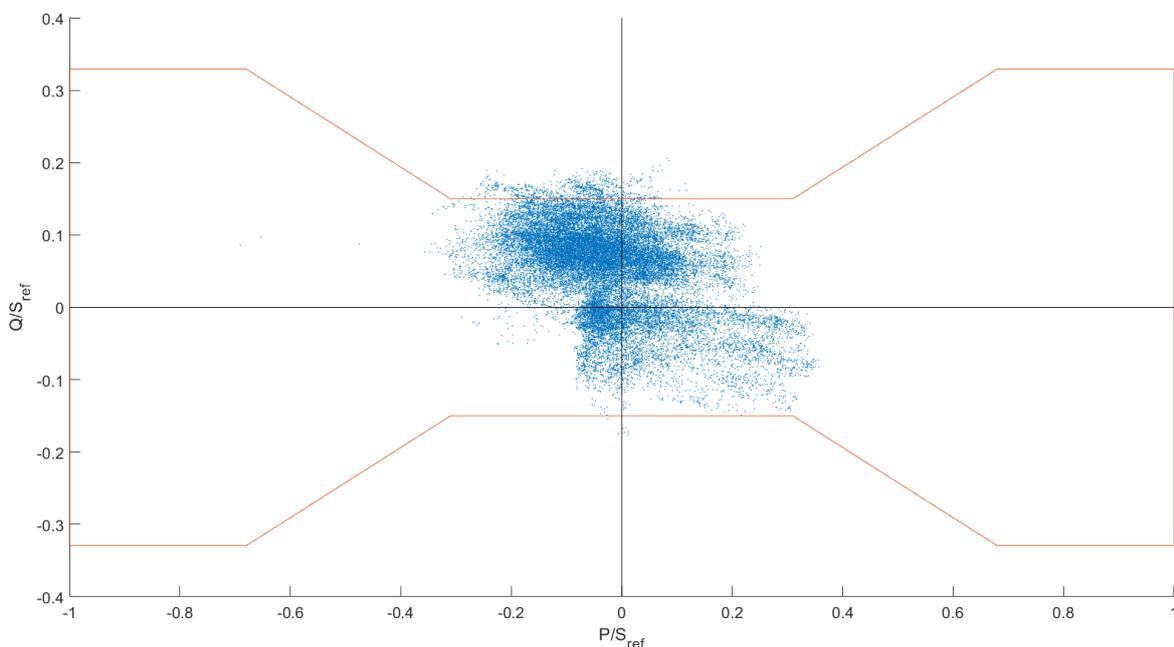


Abbildung 75: PQ-Diagramm der Messwerte an der bestehenden Übergabestelle

Abbildung 76 zeigt das PQ-Diagramm der gemessenen Werte an der 220/110-kV Übergabestelle. Der zulässige Blindleistungsbereich wird dabei über ein Jahr für 213 Stunden überschritten. Die Grenzwertüberschreitungen treten dabei hauptsächlich zu Zeiten des Blindleistungsexports auf.

DEA ohne Blindleistungsbereitstellung

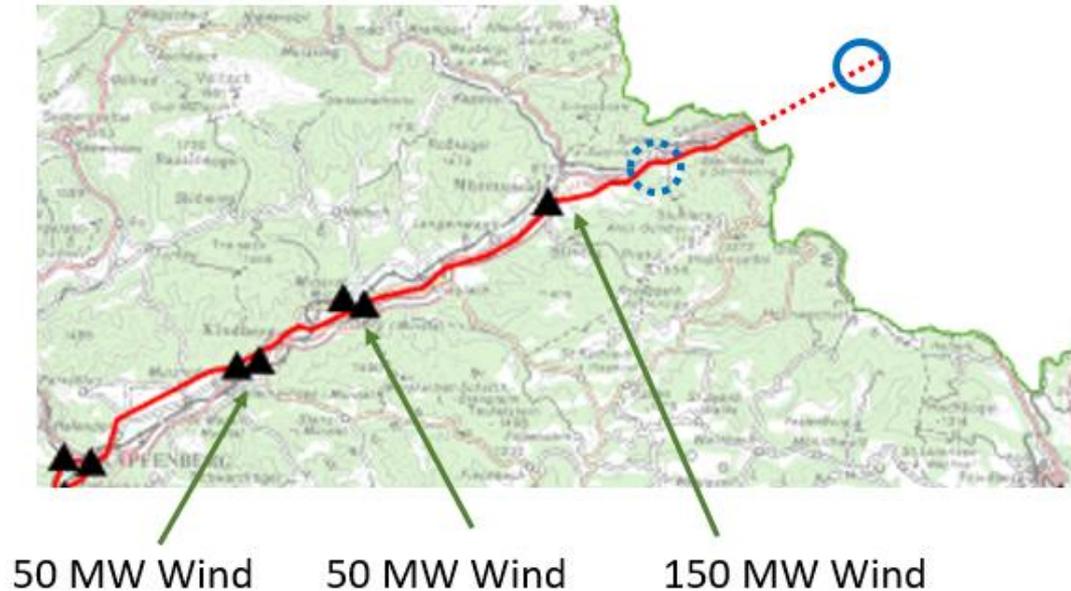


Abbildung 76: Einspeiseverteilung Mürztal

Nun werden 250 MW an zusätzlichen Windparks berücksichtigt, jedoch ohne Bereitstellung von Blindleistung. Das PQ-Diagramm ist in Abbildung 78 ersichtlich. Durch den vermehrten Wirkleistungsexport werden die Grenzen der (n-1)-Sicherheit der Übergabestelle bereits deutlich überschritten. Dies ist erkennbar, da Punkte rechts außerhalb der vertikalen Linie bei 1 pu existieren. Insgesamt wird der zulässige Bereich über ein Jahr für 228 Stunden überschritten.

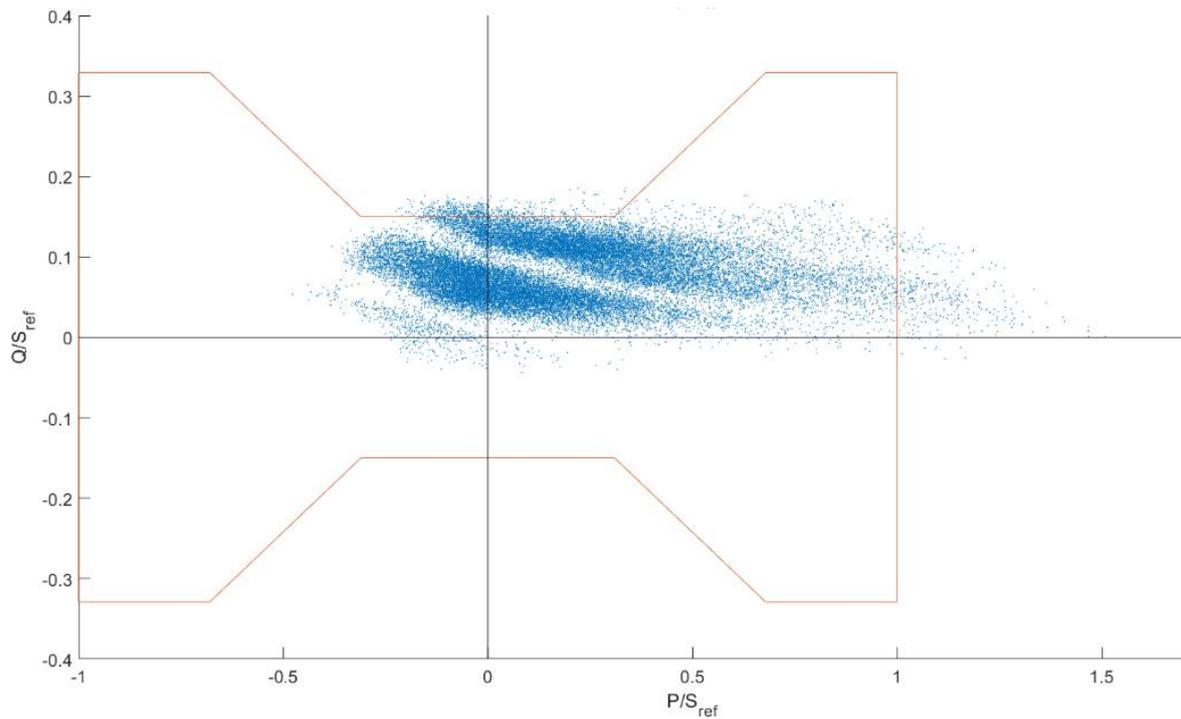


Abbildung 77: PQ-Diagramm an der bestehenden Übergabestelle mit DEA ohne Blindleistungsbereitstellung

Nun wird angenommen, dass eine neue Übergabestelle etwa 10 km östlich von Müzzuschlag mit einem 220 MVA Umspanner errichtet wird. Die (n-1)-sichere Leistung der beiden Übergabestellen beträgt somit 440 MVA. Abbildung 79 zeigt das PQ-Diagramm zur neuen Situation an der neuen Übergabestelle. Durch die Nähe der Erzeugungsanlagen zur neuen Übergabestelle Durch die erhöhte (n-1)-sichere Leistung treten keine Überschreitungen hinsichtlich Wirk- oder Blindleistung auf.

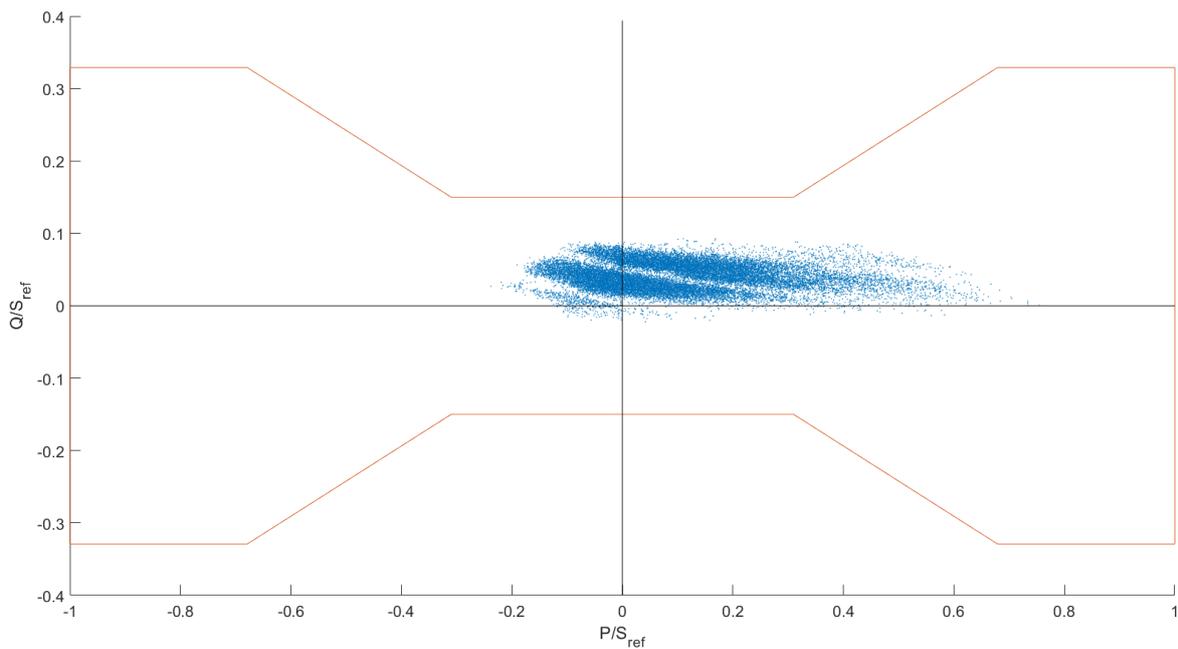


Abbildung 78: PQ-Diagramm mit DEA und einer neuen Übergabestelle

Darüber hinaus sind noch weitere Kapazitäten von ungefähr 80 MW an zusätzlicher Leistung hinsichtlich der Regelhauptumspanner vorhanden. Ob die Leitungen des 110-kV-Netzes einen limitierenden Faktor darstellen hängt von den genauen Standorten der DEA ab und ist in einer gesonderten Lastflussberechnung zu ermitteln. Es sei jedoch angemerkt, dass alle Leitungen in diesem Netzbereich noch heuer auf eine Übertragungsfähigkeit von 196 MVA verstärkt werden und somit hinreichend dimensioniert sein sollten. Ein weiterer limitierender Faktor neben den Regelhauptumspannern könnte in weiterer Folge jedoch das 220-kV-Netz des Übertragungsnetzbetreibers sein.

Spannung an den Sammelschienen

Spannungsprobleme an Sammelschienen treten in diesem Netzbereich in der Lastfluss-Zeit-Simulation nicht auf, da sich die meisten Windparks in unmittelbarer Nähe der Übergabestelle befinden und die Spannung durch die Regelhauptumspanner hinreichend geregelt wird. Abbildungen 80 und 81 zeigen die Spannungsverläufe an zwei Umspannwerken (UW 5 und UW 6 genannt), an denen in der Simulation ebenfalls Windkraftanlagen angeschlossen sind und sich etwas weiter von der Übergabestelle entfernt befinden als der Einspeisehotspot Mürzzuschlag.

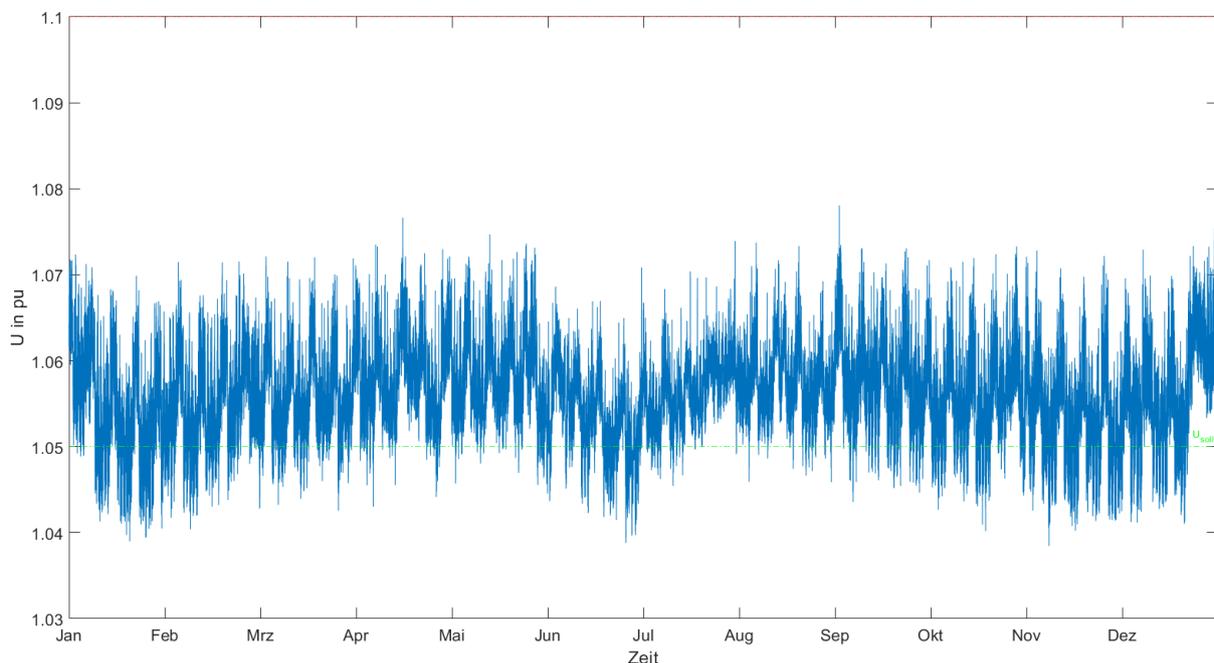


Abbildung 79: Spannungsverlauf im UW 5

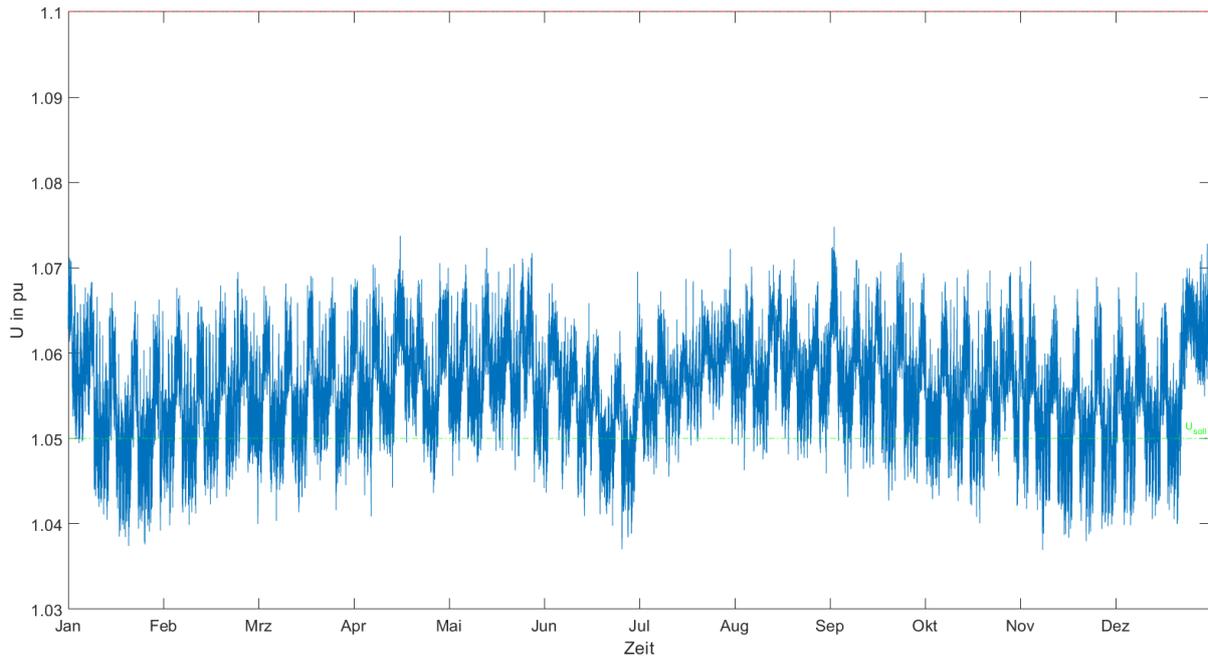


Abbildung 80: Spannungsverlauf im UW 6

Cosphi(P)-Kennlinie

Abbildung 82 zeigt das PQ-Diagramm bei Verwendung einer $\cos\phi(P)$ -Kennlinie. Durch den Blindleistungsverbrauch der Erzeugungsanlagen steigt die Menge der importierten Blindleistung signifikant. Da bisher jedoch eher zu viel Blindleistung exportiert wurde, wird der zulässige Bereich insgesamt über ein Jahr nur mehr für 79 Stunden überschritten. Bemerklich ist, wie stark sich die Punktwolke Richtung Blindleistungsexport im Vergleich zu Abbildung 76 verschoben hat. Obwohl keine Spannungsprobleme auftreten beziehen die DEA unter Verwendung einer $\cos\phi(P)$ -Kennlinie Blindleistung, da die Blindleistungsmenge nur von der eingespeisten Wirkleistung abhängt.

Des Weiteren waren in den bisher behandelten Netzbereichen die Erzeugungsanlagen geografisch verteilter angesiedelt. Da sich hier ein Großteil der Erzeugungsanlagen in unmittelbarer Nähe der Übergabestellen befindet, liegt die Behauptung nahe, dass sie gerade aufgrund der geringen Entfernung einen maßgeblichen Einfluss auf den Blindleistungsbilanzausgleich haben.

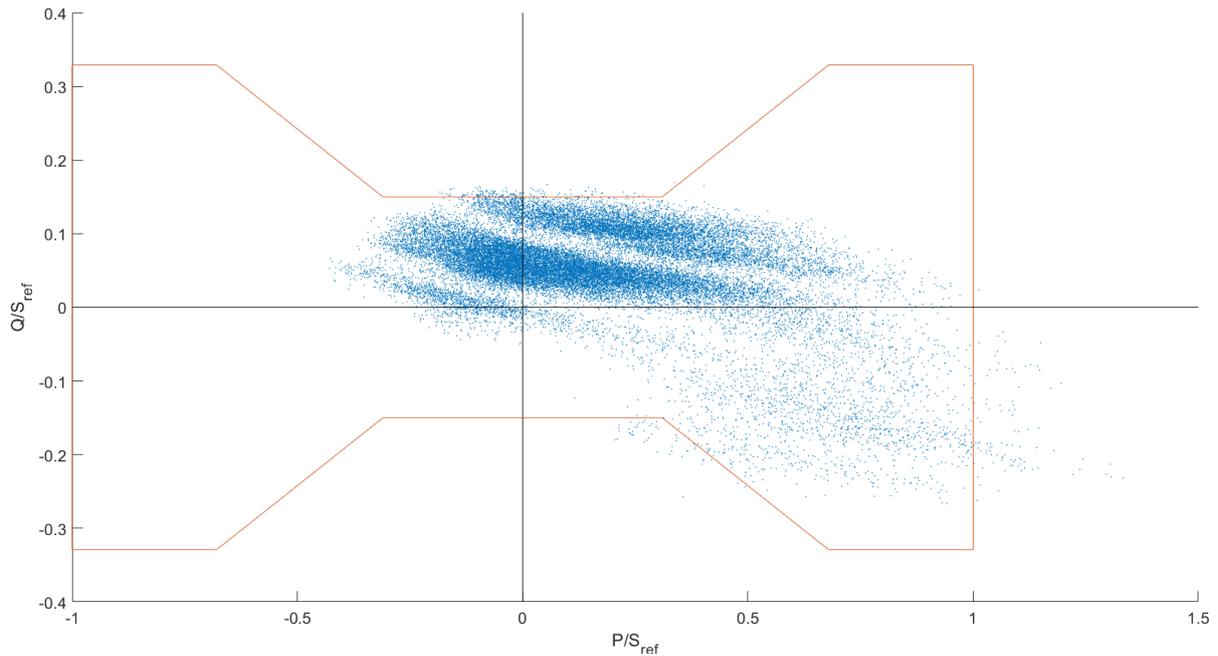


Abbildung 81: PQ-Diagramm bei Verwendung einer $\cos\phi(P)$ -Kennlinie

Q(U)-Kennlinie

Da an den Sammelschienen keine signifikanten Spannungserhöhungen auftreten, verbrauchen die DEA unter Verwendung einer Q(U)-Kennlinie eine deutlich geringere Menge an induktiver Blindleistung. Wie in Abbildung 83 ersichtlich ist, wird dadurch an der Übergabestelle im Vergleich zur $\cos\phi(P)$ -Kennlinie deutlich weniger Blindleistung importiert. Die Grenzwertüberschreitungen bleiben mit 315 Stunden im Jahr jedoch gleich. Bei Verwendung der $\cos\phi(P)$ -Kennlinie treten zwar Überschreitungen hinsichtlich Blindleistungsimpport auf, dafür wird mit der Q(U)-Kennlinie häufiger zuviel Blindleistung importiert.

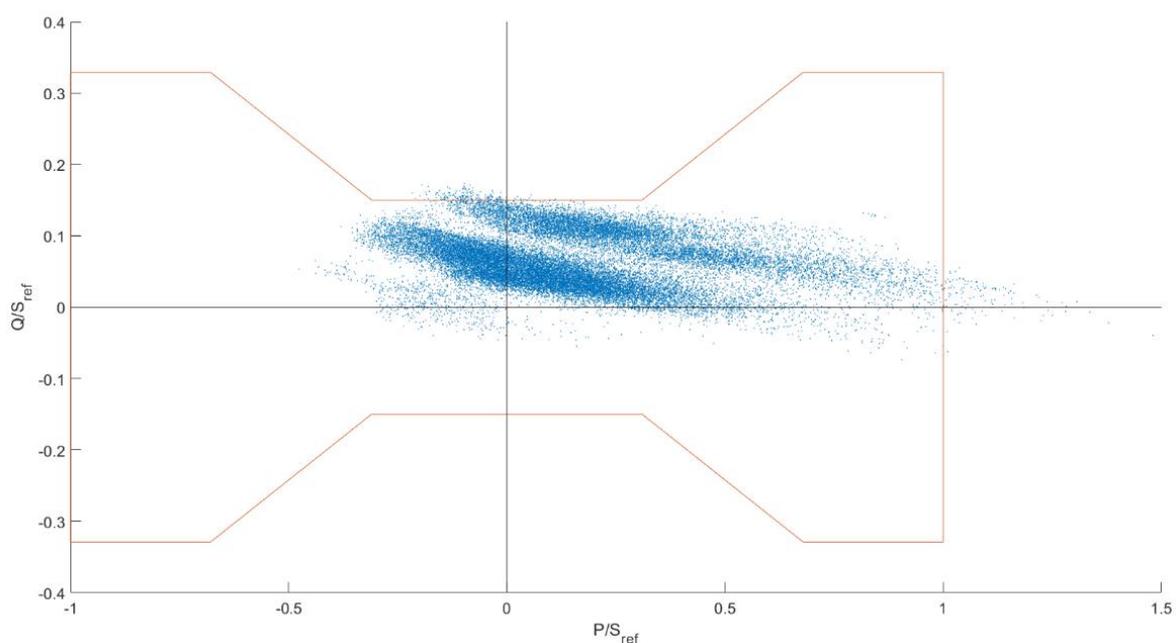


Abbildung 82: PQ-Diagramm, DEA mit Q(U)-Kennlinie

4.6 Stark- und Schwachlast bei maximaler Einspeisung

Dieses Kapitel soll den Einfluss der dezentralen Erzeugungsanlagen bei Stark- und Schwachlast bei maximaler Einspeisung der dezentralen Erzeugungsanlagen hinsichtlich der Blindleistungsbilanz mit dem Übertragungsnetz erörtern.

Die Zeitpunkte der maximalen Einspeisung hängen von der Art der Erzeugungsanlagen ab. Photovoltaikanlagen erreichen ihre maximale Leistung in den Sommermonaten. Wasserkraftwerke liefern im Frühling nach der Schneeschmelze und in den Sommermonaten die meiste Energie. Windkraftanlagen erreichen zwar statistisch gesehen im Winter häufiger ihre maximale Leistung, jedoch kann die maximale Leistung zu jedem Zeitpunkt im Jahr auftreten.

Abbildung 84 zeigt Jahresganglinien von normierter Wind-, PV- und Wassereinspeisung mit jeweils maximaler Leistung von 1 pu. Die Summenleistung in violett erreicht im Juni das Maximum. Höhere Summenleistungen im Bereich von 2 pu können stellenweise jedoch über das ganze Jahr hinweg auftreten. Das Minimum tritt im Dezember auf, wenn kein Wind geht, keine Sonne scheint und die Flüsse wenig Wasser führen.

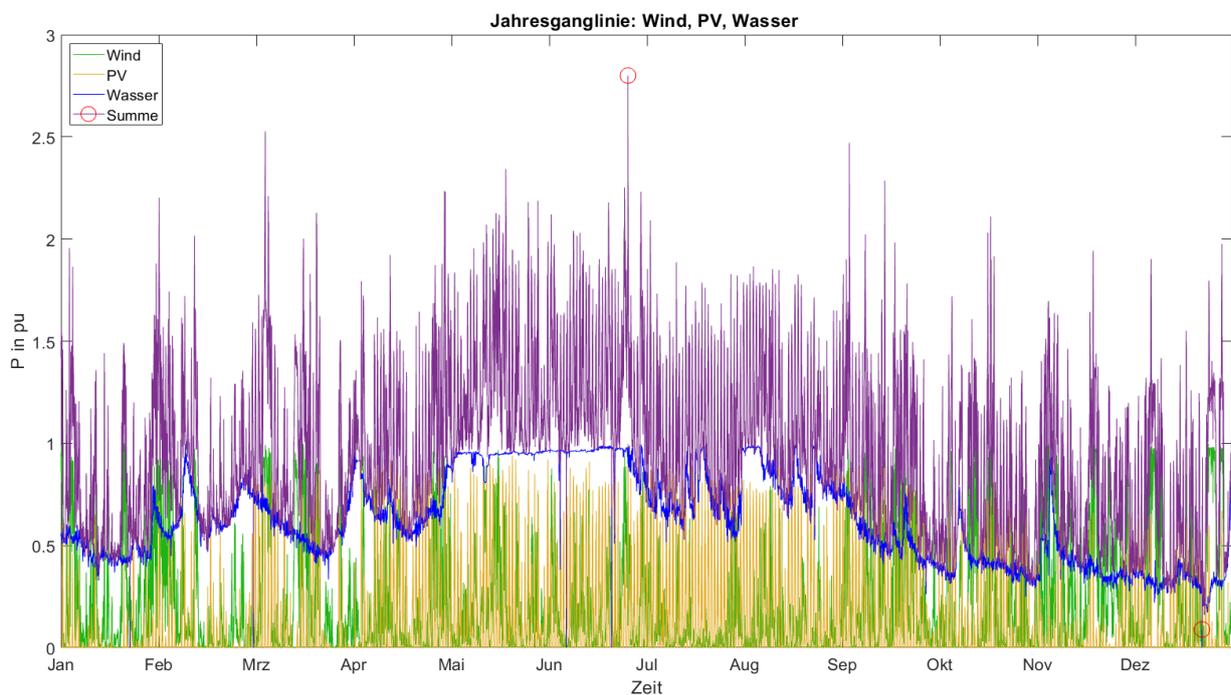


Abbildung 83: Jahresganglinie von Wind, PV und Wasser Einspeisung

Im Fall „Starklast und maximale Einspeisung“ besteht die Möglichkeit, dass sich das Spannungsniveau durch die bezogene und eingespeiste Wirkleistung ausgleicht. Unter Verwendung einer $\cos\phi(P)$ -Kennlinie wird dennoch, unabhängig vom Spannungsniveau, die maximale Menge an spannungssenkender Blindleistung bereitgestellt, die zum Teil aus dem Übertragungsnetz importiert wird.

Der Fall „Schwachlast und maximale Einspeisung“ stellt hinsichtlich Spannungserhöhung einen Extremfall dar. Wird z.B. eine Kompensationsdrossel zur Spannungssenkung aktiviert wird die benötigte Blindleistung zum Teil aus dem Übertragungsnetz importiert. Der gleiche Effekt tritt auf wenn die Erzeugungsanlagen durch eine $\cos\phi(P)$ oder $Q(U)$ -Kennlinie spannungssenkende Blindleistung bereitstellen.

Die Leitungen des Verteilnetzes können sowohl durch Bezugs- als auch durch Einspeiseleistungen, sowie durch transportierte Blindleistung belastet werden. Im Starklastfall können dezentrale Erzeugungsanlagen weiterführende Leitungszüge entlasten, wenn sie in der Nähe von Verbrauchern positioniert sind.

Vor allem im Schwachlastfall muss die eingespeiste Leistung über weite Strecken zu den APG-Übergabestellen abtransportiert werden.

Bei höherer Auslastung verbrauchen die Leitungselemente jedenfalls eine größere Menge an induktiver Blindleistung, die wiederum zum Teil aus dem Übertragungsnetz importiert wird.

Der größte Einfluss einer DEA auf die Blindleistungsbilanz ist bei minimaler Last gegeben, wenn sich die DEA in großer Entfernung von einer Übergabestelle an einem langen Netzausläufer befindet. Durch die geringe Kurzschlussleistung wird die Spannung durch die eingespeiste Wirkleistung an der Sammelschiene dementsprechend hoch und die DEA stellt nicht nur mit einer $\cos\phi(P)$ sondern auch mit einer $Q(U)$ -Kennlinie ein beträchtliches Maß an spannungssenkender Blindleistung bereit. Die abtransportierte Wirkleistung und die importierte Blindleistung aus dem Übertragungsnetz belasten die Leitungen, die dadurch wiederum vermehrt induktive Blindleistung verbrauchen.

4.7 Entfernung einer DEA von der Übergabestelle

Dieses Kapitel beschäftigt sich näher mit der Positionierung einer Erzeugungsanlage und der Abhängigkeit der Entfernung auf die Blindleistungsbilanz der Übergabestellen. Die folgenden Abbildungen zeigen für ausgewählte Netzbereiche wie viel Prozent der durch die DEA bereitgestellten Blindleistung die Übergabestelle passiert, in Abhängigkeit von der Entfernung der DEA in Kilometern Leitungslänge zur Übergabestelle.

Netzbereich Mürztal

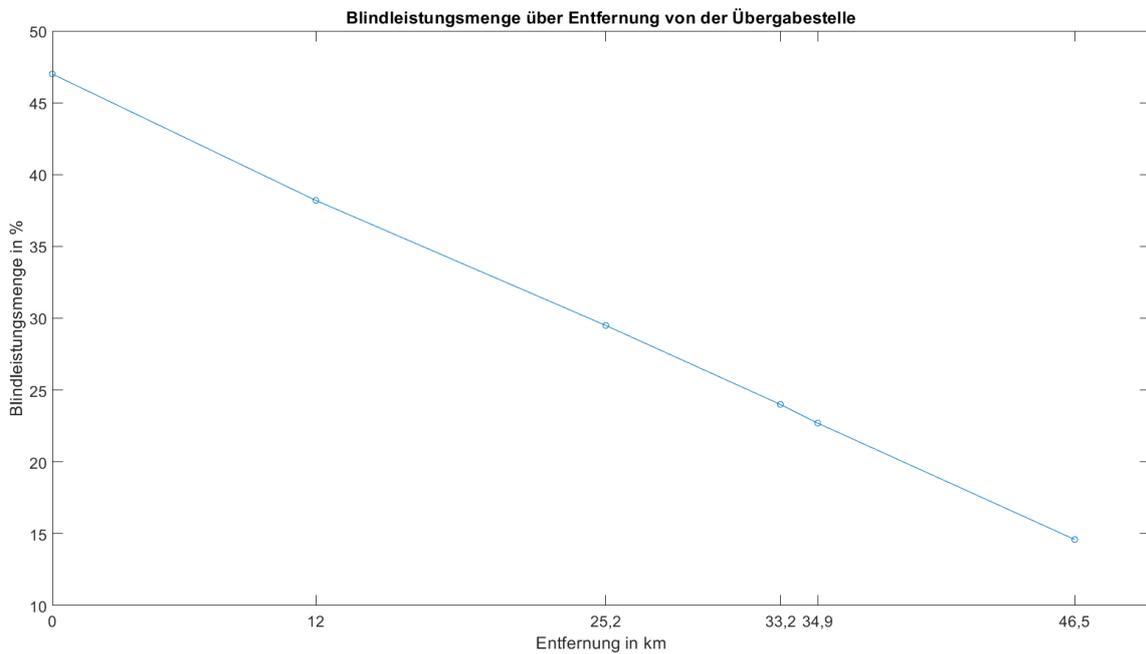


Abbildung 84: Blindleistungsmenge über Entfernung, Netzbereich Mürztal

Abbildung 85 behandelt die neue Übergabestelle im Mürztal. (siehe Kapitel 4.5, Abbildung 75, strichlierter blauer Kreis). Die Netztopologie ist linienförmig und die Blindleistungsmenge über die Übergabestelle nimmt linear mit der Entfernung ab.

Netzbereich Nord

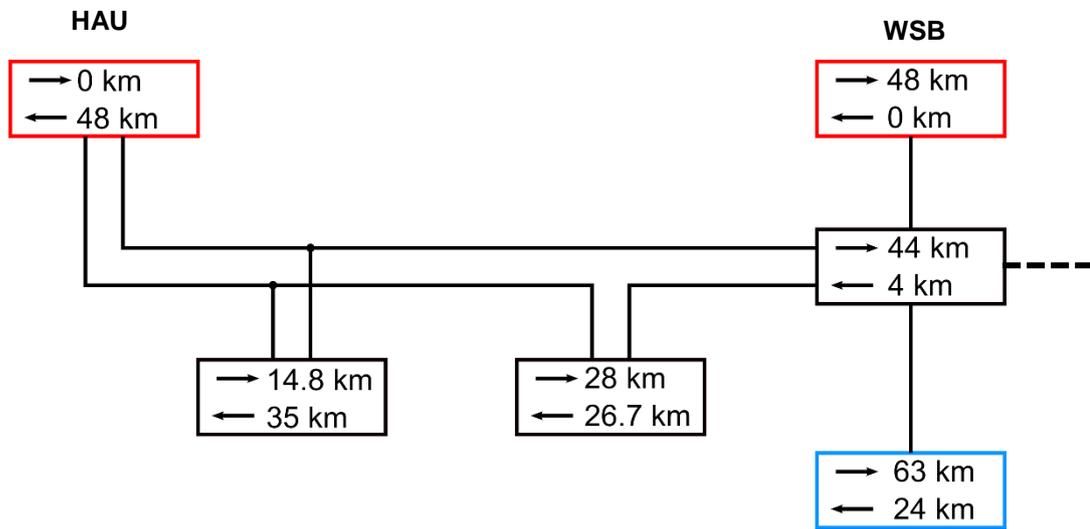


Abbildung 85: Übersicht der Entfernungen Netzbereich Nord

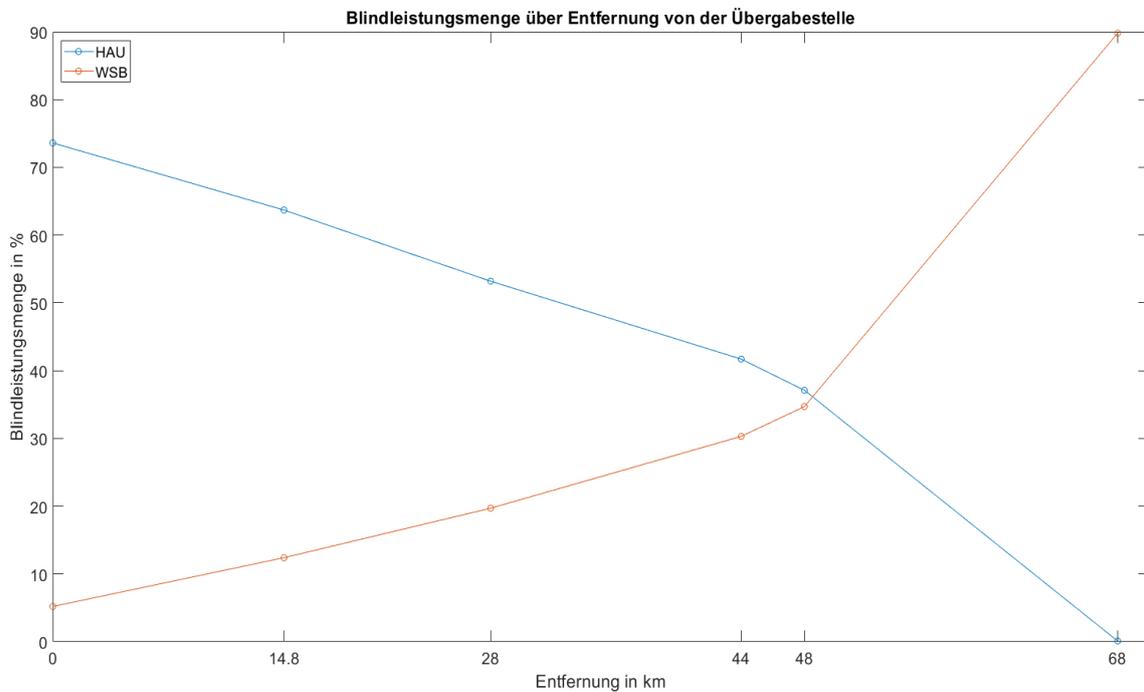


Abbildung 87: in Abhängigkeit von der Entfernung der Übergabestelle, Netzbereich Nord

Abbildung 86 zeigt eine Übersicht der Entfernungen des Netzbereichs Nord. (siehe auch Kapitel 4.1, Abbildung 31). Die Pfeile nach rechts beschreiben die Entfernung von der neuen Übergabestelle im Westen, die Pfeile nach links die Entfernung von der bestehenden Übergabestelle im Osten.

In Abbildung 87 ist auf der x-Achse die Entfernung der DEA von der neuen Übergabestelle aufgetragen. Die blaue Kurve beschreibt wieviel Prozent der von der DEA benötigten Blindleistungsmenge von der linken, neuen Übergabestelle bezogen wird. Die blaue Kurve beschreibt wieviel Prozent der von der DEA benötigten Blindleistungsmenge von der rechten, bestehenden Übergabestelle bezogen wird. Man erkennt, dass die Bezogene Blindleistungsmenge an den Übergabestellen linear mit der Entfernung abnimmt.

Befindet sich die DEA im Umspannwerk, das in Abbildung 86 blau gekennzeichnet ist, ist ein signifikanter Anstieg der Steilheit der Kurven erkennbar. Die Blindleistungsmenge an der Übergabestelle hängt also nicht nur von der Entfernung, sondern auch von der Netztopologie ab.

4.8 Einfluss einer Nord-Süd-Netztrennung

Es besteht die Möglichkeit das Netz in ein Nord- und Südnetz zu trennen. Abbildung 87 zeigt wie die zwei Teilnetze aufgeteilt sind. Dadurch verringern sich nicht nur die Kurzschlussleistungen, sondern auch die Blindleistungsmengen an den Übergabestellen.

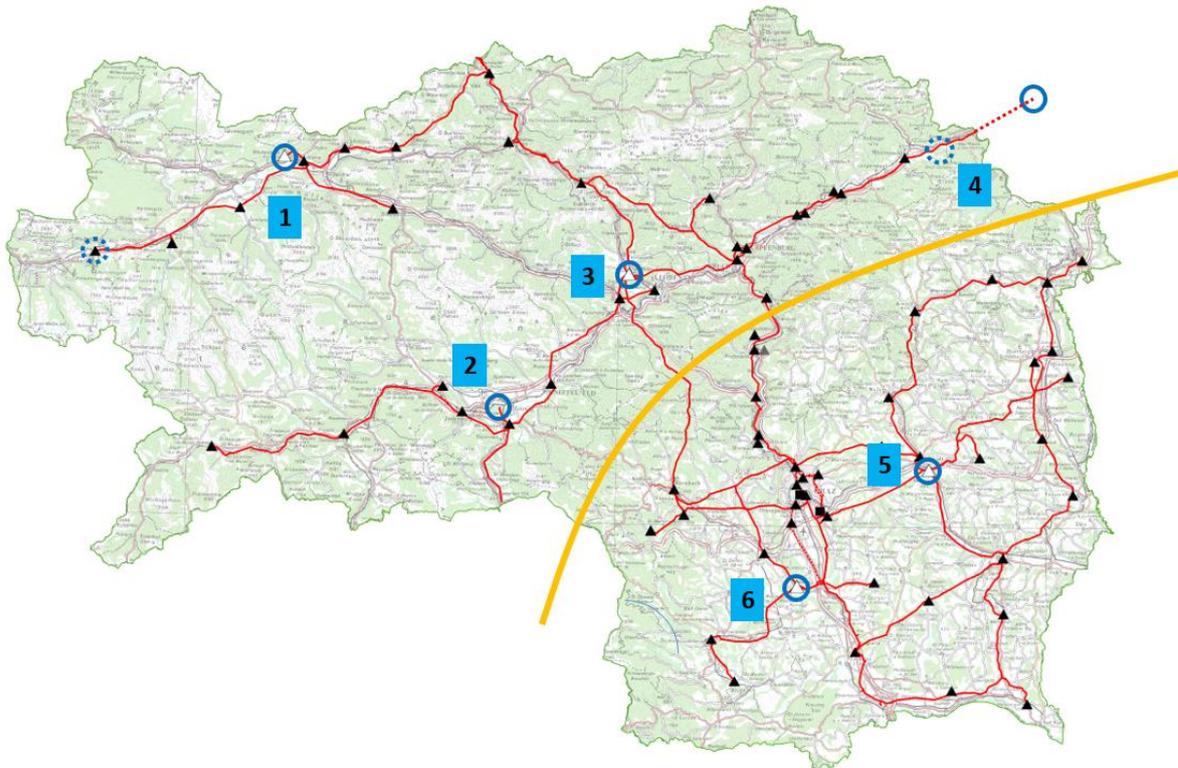


Abbildung 86: Netztrennung in Nord- und Südnetz

In einer statischen Lastflussrechnung mit durchschnittlichem Lastverhalten werden alle berücksichtigten dezentralen Erzeugungsanlagen mit maximaler Einspeisung und einer Q(U)-Kennlinie angenommen. In Tabelle 9 ist die Änderung der Blindleistungsmenge durch die Netztrennung angegeben. Ein negatives Vorzeichen indiziert einen erhöhten Blindleistungsimport. Die Übergabestelle 3 weist die geringste Entfernung zu den Trennstellen auf und die Änderung der Blindleistungsmenge ist am größten. Generell ist die Auswirkung der Netztrennung auf die Blindleistungsbilanz aber relativ gering.

Übergabestelle	1	2	3	4	5	6
ΔQ in Mvar	1,18	-6,62	-25,11	-0,74	4	7,36

Tabelle 8: Änderung der Blindleistungsmenge nach Netztrennung

4.9 Vorschlag für eine Q(U)-Kennlinie

Im folgenden Kapitel soll ein Vorschlag für eine Q(U)-Kennlinie für Erzeugungsanlagen erarbeitet werden, die Anforderungen gemäß TOR Erzeuger Typ D (Nennleistung ≥ 50 MW **oder** Netzanschlusspunkt 110 kV) erfüllen müssen (siehe Kapitel 2.2).

Die folgenden Punkte wurden aus den Ergebnissen dieser Arbeit und in Abstimmung mit der Betriebsführung erarbeitet. Es sei darauf hingewiesen, dass jede Anlage trotzdem einer gesonderten Betrachtung bedarf.

- Die Erzeugungsanlage soll standardmäßig im Modus Blindleistungs-Spannungsregelung sprich Q(U)-Regelung betrieben werden. Abhängig von der gemessenen Spannung am NAP soll die Erzeugungsanlage eine Blindleistungsmenge bezogen auf ihre maximale Wirkleistung zur Spannungsstützung bereitstellen.
- Die Parametrierung der Kennlinie muss auf die Sollspannung des jeweiligen Netzbereichs erfolgen. Dieser beträgt im 110-kV Netz meist zwischen 1.04 und 1.07 pu. Verändert sich die Sollspannung, muss sich auch die Q(U)-Kennlinie dementsprechend horizontal verschieben. Dadurch verändert sich auch die Steilheit der Kennlinie.
- Nach einem Spannungssprung muss eine nichtsynchrone Erzeugungsanlage in der Lage sein innerhalb der Zeit t_1 90% der geforderten Blindleistung bereitzustellen. Die Zeit t_1 kann vom Netzbetreiber gewählt werden, die Empfehlung ist 1 Sekunde. Wird die Kennlinie durch einen hohen Spannungssollwert sehr steil, kann für t_1 zB. auch 2 Sekunden gewählt werden. [9]
- In den Arbeitsbereichen $Q/P_{max} > 0$ und $U/p.u. < 0,875$ (übererregter Betrieb und Unterspannung) sowie $Q/P_{max} < 0$ und $U/p.u. > 1,1$ (untererregter Betrieb und Überspannung) soll die Stromerzeugungsanlage nach Können und Vermögen weiterhin spannungsstützend wirken und erforderlichenfalls ihre Betriebsweise gemäß den Vorgaben der TOR Systemschutzplan anpassen. [9]
- Speist die Erzeugungsanlage unterhalb ihrer Maximalkapazität P_{max} ein, muss sie dennoch die volle Blindleistungsmenge bereitstellen können, sofern sie mehr als 20% von P_{max} einspeist. (siehe Abbildung 10)

Auswahl der Stützpunkte

Stützpunkt	U/Un	Q/Pmax
1	0,875	0,411
2	1	0
3	Usoll	0
4	1,1	-0,329

Tabelle 9: Stützpunkte einer Q(U)-Kennlinie für TOR Typ D Anlagen

Ist die gemessene Spannung am Netzanschlusspunkt kleiner als 1 pu (110 kV) soll spannungshebende Blindleistung bereitgestellt werden. Da die Sollspannung im 110-kV Netz immer über 1 pu liegt, ist 1 pu bereits als eine zu niedrige Spannung zu werten.

Ist die gemessene Spannung am Netzanschlusspunkt höher als der Spannungssollwert, soll sofort spannungssenkende Blindleistung bereitgestellt werden. Bei einer Spannung von 1,1 pu soll dann die maximale verfügbare spannungssenkende Blindleistung bereitgestellt werden. Darüber hinaus soll die Erzeugungsanlage weiterhin nach Können und Vermögen spannungsstützend wirken.

Abbildung 3 zeigt eine Beispielkennlinie für einen Spannungssollwert von 1,06 pu.

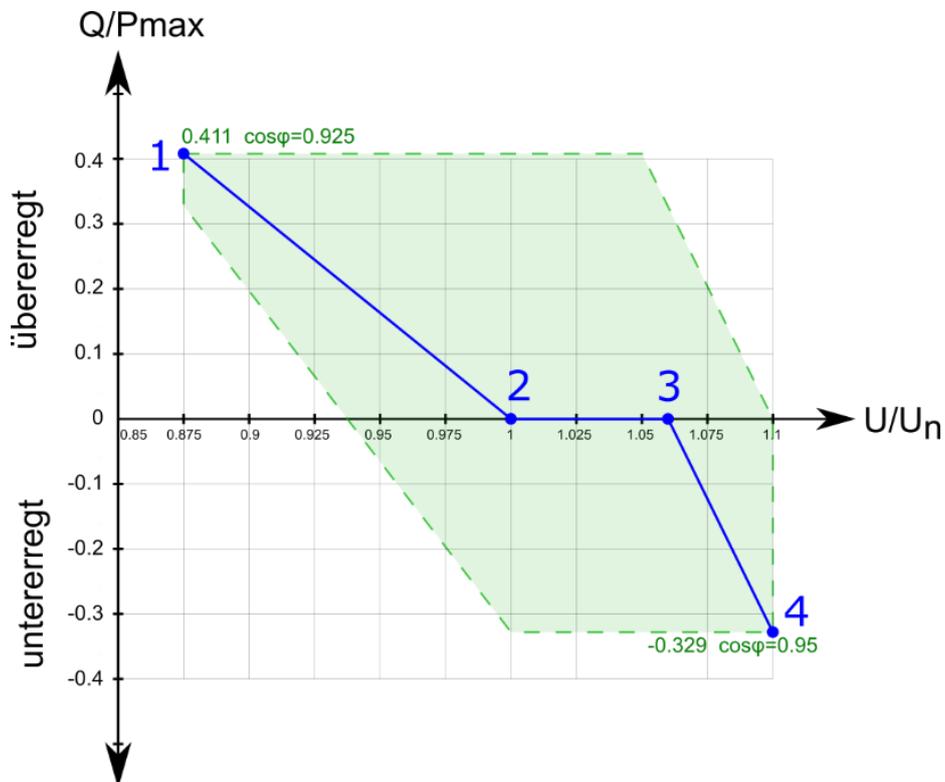


Abbildung 87: Beispielkennlinie bei Sollspannung gleich 1,06 pu

5 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Die Verteilung und Positionierung der DEA im Verteilernetz bzw. die lokale Verteilung von Erzeugung und Verbrauch hat einen maßgeblichen Einfluss auf die Wirksamkeit hinsichtlich Spannungshaltung und Blindleistungsausgleich mit dem Übertragungsnetz.

Je weiter der Netzanschlusspunkt einer DEA von einer Übergabestelle entfernt liegt, desto geringer ist die Kurzschlussleistung. Dadurch hat sowohl Wirkleistung als auch die bereitgestellte Blindleistung einen größeren Einfluss auf das Spannungsniveau.

Der Einfluss einer DEA auf die Blindleistungsbilanz hängt von der Entfernung von der Übergabestelle und von der Netztopologie ab. Je näher sich die DEA an einer Übergabestelle befindet, desto mehr wird die Blindleistungsmenge an der Übergabestelle durch die Blindleistungsbereitstellung der DEA beeinflusst.

Eine Q(U)-Kennlinie bietet hinsichtlich der Spannungshaltung stets Vorteile, da mit aktuellen Messwerten auf die Sollspannung geregelt wird. Die Kennlinie muss hinsichtlich des aktuellen Spannungssollwerts des jeweiligen Netzbereichs parametrisiert werden. Da die Sollspannung im Hochspannungsnetz technisch über dem laut TOR [9] maximal zulässigen Wert von 1.05 pu liegen kann, wäre eine Anpassung der Parametrisierungsvorgaben wünschenswert.

Ist eine DEA mit Q(U)-Kennlinie aufgrund häufiger Spannungserhöhungen angehalten ständig spannungssenkende Blindleistung zur Verfügung zu stellen, kann durchaus mehr induktive Blindleistung verbraucht werden als bei Verwendung einer cosphi(P)-Kennlinie.

In Netzbereichen ohne Spannungsprobleme wird unter Verwendung einer cosphi(P)-Kennlinie vermehrt und zumeist unnötig induktive Blindleistung verbraucht.

Wird an einer Übergabestelle zu viel Blindleistung exportiert, wirkt sich der induktive Blindleistungsverbrauch der DEA positiv auf die Blindleistungsbilanz aus. Tritt an einer Übergabestelle jedoch ein Problem hinsichtlich Blindleistungsimport auf, wirkt sich der Blindleistungsverbrauch negativ aus.

Durch die vermehrte Wirkleistungseinspeisung verschiebt sich die Punktwolke des PQ-Diagramms an einer Übergabestelle horizontal Richtung Wirkleistungsexport und kann die Messpunkte zum zentralen Tal des Grenzwerttrichters drängen.

Eine Kompensationsdrossel bringt aufgrund der ständigen Verfügbarkeit erhebliche Vorteile.

Auf Basis der getroffenen Annahmen, insbesondere der geplanten Ausbauszenarien sowie der Annahmen hinsichtlich der Einspeiseleistung von Wind und PV, erweist sich die Q(U)-Kennlinie für ausgewählte Windparks als optimal. Mit Hilfe des Simulationsmodells können konkrete Vorschläge für die entsprechenden Kennlinien getroffen werden. Unter Berücksichtigung allfälliger Zusatzmaßnahmen (z.B. Kompensationsdrosseln) können die Spannungsbänder und auch die Blindleistungsgrenzen an der Übergabestelle eingehalten werden.

Aufgrund der vielzähligen Einflussfaktoren und Situationen im Netzbetrieb kann jedoch keine pauschale Aussage getroffen werden. Besteht die Notwendigkeit, kann durch den Netzbetreiber ein fixer Blindleistungswert vorgegeben werden.

6 Literaturverzeichnis

[1] Europäische Kommission, Klima- und energiepolitischer Rahmen bis 2030 [Online]

Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_de

[2] Republik Österreich (16.09.2020), Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG [Online]

Available: https://www.parlament.gv.at/PAKT/VHG/XXVII/ME/ME_00058/index.shtml

[3] H. Renner, Regelung und Stabilität elektrischer Energiesysteme Skriptum, Institut für Elektrische Anlagen und Netze, TU Graz, 2013

[4] J. Bacher, Elektrische Maschinen für die Energietechnik Skriptum, Institut für Elektrische Antriebstechnik und Maschinen, TU Graz, 2018

[5] H. Emanuel, T. Stohbrücker, Blindleistungsbereitstellung durch Windkraftwerke, Enecron GmbH

[6] M. Wilch, Aspekte der Netzeinbindung von Windkraftanlagen, Universität Duisburg-Essen, 2013

[7] Europäische Kommission, „VERORDNUNG (EU) 2016/1388 DER KOMMISSION vom 17. August 2016 zur Festlegung eines Netzkodex für den Lastanschluss,“ 2016.

[8] E-Control, Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, TOR Netze und Lasten, Version 1.0, 19.06.2020

[9] E-Control, Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, TOR Erzeuger Typ D, Version 1.1, 12.12.2019

[10] K. Baht, Innovative Energietechnologien und Energieeffizienz, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, TU Graz, 2018

[11] ZAMG, Podesser A., Klimaatlas Steiermark Kapitel 7: Windverhältnisse, 2010

[12] G. Stanzer, S. Novak, Energiebilanzen Statistik Austria, Regionale Szenarien erneuerbarer Energiepotenziale in den Jahren 2012/2020, REGIO Energy, 2010