

DARGBOTSABHÄNGIGKEIT DER Q(U)-REGELUNG VON LAUFWASSERKRAFTWERKEN IM ÖSTERREICHISCHEN 220-kV-NETZ

David Böhm¹, Stefan Aistleitner², Wilhelm Süßenbacher²

¹ Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19 (IZD-Tower), 1120 Wien,
david.boehm@apg.at, <https://www.apg.at>,

² Fachhochschule Oberösterreich, Stelzhamerstraße 23, 4600 Wels,
stefan.aistleitner@students.fh-wels.at, wilhelm.suessenbacher@fh-wels.at, <https://fh-ooe.at>

Kurzfassung:

Spannungshaltung und Blindleistungshaushalt stellen zentrale Fragestellungen im Übertragungsnetz dar. Ein steigender Anteil an volatiler Einspeisung aus erneuerbaren Energien und eine allgemein steigende Auslastung von Netzbetriebsmitteln erfordert den Einsatz geeigneter Kompensationsanlagen. So können einerseits explizite Blindleistungskompensationsanlagen installiert, andererseits aber auch bereits bestehende Erzeugungsanlagen miteingebunden werden.

In einem Modell eines 220-kV-Netz werden mehrere Laufwasserkraftwerke mit einer Q(U)-Regelung ausgestattet. Anhand unterschiedlicher Erzeugungsdaten (drei Wetterjahre, Eingangsdaten in Stundenauflösung) und unterschiedlicher Blindleistungsgrenzmodelle für die Kraftwerke wird die resultierende Spannung berechnet. Als Bewertungskriterium wird die Einhaltung eines betriebsüblichen Spannungsbandes vorgegeben.

Die Spannung ohne unterstützende Q(U)-Regelung weist je nach Standort im Netzmodell insbesondere Spannungsbandverletzungen nach unten auf. Die Betrachtung ganzer Jahre zeigt keine signifikante Abweichung zwischen den unterschiedlichen Wetterjahren. Bei saisonaler Betrachtung offenbart sich ein Zusammenhang zwischen Wasserdargebot und resultierender Spannung. Blindleistungsgrenzen nach vorgegebenen $\max. \cos(\varphi)=0,95$ führen zu geringfügig niedrigeren Spannungsniveaus als ein an reale Generatoren angelehntes Blindleistungsmodell.

Keywords: Spannungshaltung, Blindleistungskompensation, Laufwasserkraft, Spannungsregelung, Dargebotsabhängigkeit

1 Motivation

In Österreich sind aktuell mehr als 6 GW Laufwasserkraftwerke in Betrieb [1]. Einige der leistungsstärksten Kraftwerke entlang von Donau, Inn und Drau schließen direkt im österreichischen Übertragungsnetz an. Aufgrund eines kontinuierlichen Durchflusses weisen sie durchschnittliche Volllaststunden im Bereich von 5.000 – 6.000 h/a auf [2].

Mit der Transformation des Energiesystems und der steigenden Komplexität in der Vernetzung unterschiedlichster energiewirtschaftlicher Akteure eröffnen sich für den Netzbetrieb neue Herausforderungen, unter anderem steigende Anforderungen im Management volatiler Spannungsverhältnisse. Insbesondere der Blackout auf der Iberischen Halbinsel vom

28.4.2025 hat gezeigt, dass eine aktive dynamische Spannungsregelung bzw. Blindleistungsbereitstellung in ausreichend hohem Umfang im Stromnetz unerlässlich ist [3].

In diesem Zusammenhang können insbesondere aktiv blindleistungsregelnde Laufwasserkraftwerke mit hoher Volllaststundenanzahl spannungsstützend wirken und die Einhaltung der zulässigen Spannungsbänder positiv unterstützen. Dies betrifft sowohl die untere als auch die obere Grenze des zulässigen Spannungsbandes.

Die EU Network Codes und Guidelines und die darauf basierenden technisch organisatorischen Regeln (TOR) geben für unterschiedliche Erzeugungsanlagen das erforderliche Mindestmaß an Blindleistungskapazität und die möglichen Blindleistungsbereitstellungsverfahren, wie beispielweise einer Q(U)-Regelung, vor [4].

Die Wirkleistungseinspeisung eines Laufwasserkraftwerkes ist direkt vom Wasserdargebot abhängig. Im TYNDP der ENTSO-E werden in Markt- und Netzsimulationen unterschiedliche Wetterdaten untersucht, um eine größere Bandbreite an möglichen Ergebnissen abzudecken. Im TYNDP 2024 wurden die Jahre 1995, 2008 und 2009 als Grundlage für die Studie festgelegt. Die Untersuchung behandelt auch die Fragestellung, inwiefern die verwendeten Eingangsdaten in der Netzmodellierung einen Einfluss auf die berechneten Spannungen haben [5].

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird anhand von Netzsimulationen untersucht, welchen Beitrag Laufwasserkraftwerke zur Spannungshaltung im Übertragungsnetz liefern können. Im Fokus steht dabei die Frage, in welchem Ausmaß das Potenzial zur Blindleistungsbereitstellung dargebotsabhängig ist. Unterschiedliche Blindleistungsgrenzmodelle in der Netzmodellierung der Kraftwerke sollen Aufschluss darüber geben.

2 Status quo und Herausforderung

In den vergangenen Jahren hat sich der Kraftwerkspark in Österreich stark verändert. Durch den Ausbau erneuerbarer Energien hat sich die installierte Leistung aller Energieträger von 20,7 GW im Jahr 2015 auf 30,11 GW im Jahr 2025 erhöht (+9,41 GW oder +45%). Der Anteil von volatilen Erneuerbaren (Wind, PV, Laufwasserkraft) hat sich von 8,3 GW auf 18,2 GW mehr als verdoppelt [6].

Auch für die Zukunft wird in Österreich ein weiterer Ausbau insbesondere von Erneuerbaren Energieträgern erwartet. Das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) schreibt vor, ausgehend vom Jahr 2020, bis zum Jahr 2030 die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energiequellen um 27 TWh zu steigern [7]. Die daraus abgeleiteten, für 2030 erwarteten, installierten Kapazitäten sind in den Szenarien des TYNDP2024 der ENTSO-E abgebildet [8].

Durch den Anstieg der Erzeugung aus Erneuerbaren erhöht sich auch die Auslastung der Stromnetze (Anwendung des NOVA-Prinzips: Netzoptimierung vor Verstärkung und Ausbau). Dies führt zu einem gesteigerten Blindleistungsbedarf der Betriebsmittel. Um die Spannung im Netz weiterhin stabil zu halten, steigt der Bedarf an stationären als auch dynamischen Blindleistungskompensationsanlagen [9]. Deutschland erwartet bis zum Jahr 2037 ein Blindleistungsdefizit von 59 GVar. Dabei wird bereits ein Potenzial von 7 GVar durch netzdienlichen Kundenanlagen (Elektrolyseure, Großbatteriespeicher und Erneuerbare-Energien-Anlagen) angenommen [10].

Zur Deckung des Blindleistungsbedarfs und auch zur Spannungsregelung wurden bereits einige im Übertragungsnetz von APG angeschlossene Laufwasserkraftwerke mit einer Q(U)-Regelung ausgestattet. Die Spannungsregelung durch die Kraftwerke erfolgt vollautomatisch [11].

3 Methodik

Im ersten Schritt der Untersuchung wird die Dargebotsabhängigkeit der Blindleistungsbereitstellung anhand eines einzelnen Beispielkraftwerks im österreichischen 220-kV-Netz betrachtet. Hierfür wird eine AC-Lastflussberechnung mit unterschiedlichen Eingangsdaten für drei verschiedene Wetterjahre durchgeführt. Zuerst erfolgt die Berechnung ohne Spannungsregelung an einem ausgewählten Beispielkraftwerk. Im nächsten Schritt wird das Kraftwerk dann mit einer Q(U)-Kennlinie versehen. Die berechnete Spannung am Netzanschlusspunkt wird anschließend mit und ohne Anwendung der Regelung verglichen.

Die daraus resultierenden Knotenspannungen geben über die Q(U)-Kennlinie einen Sollwert für die Blindleistungsbereitstellung der Generatoren vor. Da diese jedoch vom verfügbaren Erzeugungsdargebot abhängt, kann der geforderte Spannungswert unter Umständen nicht jederzeit erreicht werden. Der Vergleich unterschiedlicher Wetterdaten soll Aufschluss über das allgemeine Potenzial von Laufwasserkraftwerken zur Blindleistungskompensation geben.

In weiterer Folge wird die Q(U)-Regelung auf zwei weitere Laufwasserkraftwerke im betrachteten Netzgebiet ausgeweitet. Auch hier wird die Knotenspannung wieder ohne und mit aktivierter Q(U)-Regelung verglichen und die erforderliche Blindleistungsbereitstellung ausgewertet.

Als qualitative Bewertung der untersuchten Einflussfaktoren wird überprüft, ob die berechneten Spannungen im Netzmodell innerhalb eines vorgegebenen Spannungsbandes liegen. Die TOR schreiben für Netze, Verbraucher und Erzeuger mit Anschluss im 220-kV-Netz vor, den Betrieb innerhalb eines Spannungsbandes von 0,90 p.u. – 1,118 p.u. für unbegrenzte Zeit aufrecht zu halten. Als Beurteilungskriterium wird ein etwas kleineres Spannungsband von 1,05 p.u. – 1,10 p.u. vorgegeben, welches ein betriebsübliches Spannungsband darstellen soll [4].

4 Daten

4.1 Verwendetes Netzmodell

Die Untersuchung wird anhand eines Netzmodells des TYNDP 2024 durchgeführt, welches auf Daten des Szenarios National Trends 2030 (NT2030) aufbaut. Das Netzmodell umfasst Kontinentaleuropa und ermöglicht AC-Lastflussberechnungen ganzer Jahre im Stundenintervall.

Untersucht wird ein Teil des österreichischen 220-kV-Netzes. Im betrachteten Netzgebiet sind sowohl mehrere große Laufwasserkraftwerke als auch Netzabstützungen zu 110-kV-Verteilernetzen angeschlossen. Die Verteilernetze verhalten sich je nach Tages- und Jahreszeit als Lasten oder aufgrund des hohen Anteils an Erneuerbaren als Einspeiser.

Um die Auswirkung der Spannungsregelung zu veranschaulichen, werden die Spannungen an ausgewählten Standorten analysiert und verglichen.

- **Standort S1:** Der Standort S1 ist der Anschluss des Kraftwerks KW1 (in Abbildung 1 auf der rechten Seite). Dieses Kraftwerk fungiert im ersten Untersuchungsschritt als Beispielkraftwerk, dessen Auswirkungen auf das Netz evaluiert werden.
- **Standort S4:** Dieser Standort befindet sich in etwa in der elektrischen Mitte des untersuchten Netzgebietes. Der Abstand zu den untersuchten Kraftwerken ist am größten. Zusätzlich befindet sich dort eine Netzabstützung zum 110-kV-Netz mit charakteristischem Bezugs- und Rückspeiseverhalten.
- **Standort S7:** Dieser Standort ist der Anschlussstandort des Kraftwerkes KW3. Er befindet sich am anderen Ende des untersuchten Netzgebietes (in Abbildung 1 auf der linken Seite). Neben dem Kraftwerk KW3 befindet sich dort auch ein Pumpspeicherkraftwerk (PSKW) und eine Netzabstützung zum 110-kV-Netz.

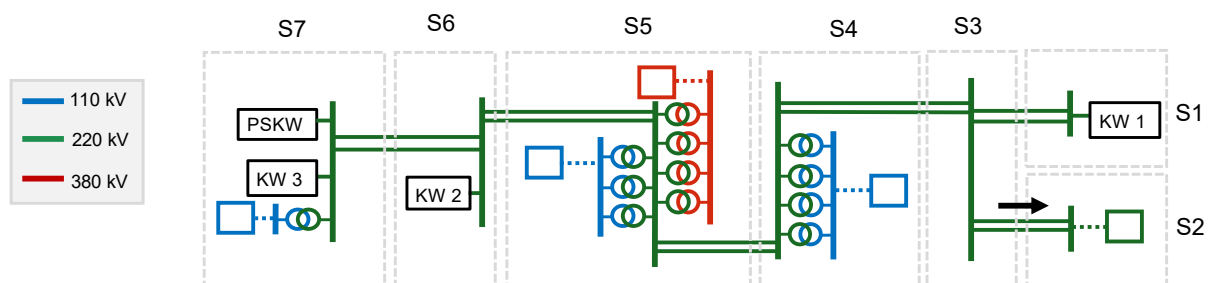


Abbildung 1: Betrachtetes Netzgebiet

4.2 Modellierung der Laufwasserkrafterzeugung

Für die Netzsimulationen werden die drei Wetterjahre 1995, 2008 und 2009 analysiert. Diese drei Jahre besitzen im TYNDP 2024 die höchste Relevanz und decken gemeinsam – bezogen auf ganz Europa – alle relevanten wetterbedingten Last- und Erzeugungssituationen ab [5].

In Österreich ist die Erzeugung aus Laufwasserkraft in diesen drei Jahren stark unterschiedlich. Abbildung 2 zeigt die erzeugte Energiemenge pro Monat sowie den gesamten zeitlichen Verlauf der Erzeugung. Die Volllaststunden variieren zwischen 4.776 h/a (2008) und 5.542 h/a (2009).

Aus dem zeitlichen Verlauf ist abzulesen, dass die Einspeiseleistung innerhalb eines Jahres stark variiert. Typisch für Laufwasserkraftwerke ist die Erzeugung im Winterhalbjahr geringer und steigt im Frühling mit Einsetzen der Schneeschmelze in den Alpen stark an. Auch die drei Wetterjahre unterscheiden sich hinsichtlich der erzeugten Energiemenge pro Monat.

Die Zeitreihe im Stundenraster zeigt, dass die Laufwasserkraftwerke in allen drei Jahren eine Mindestenergieerzeugung aufweisen. In den Jahren 1995 und 2008 liegt die minimale Einspeiseleistung immer über 33% der installierten Leistung, im Jahr 2009 bei zumindest 31%. Die maximal mögliche Einspeisung beträgt 5.228 MW und wird nur im Wetterjahr 2009 erreicht. Dieser Leistungswert wird auch als Basis für die spätere Normierung der Ergebnisse verwendet.

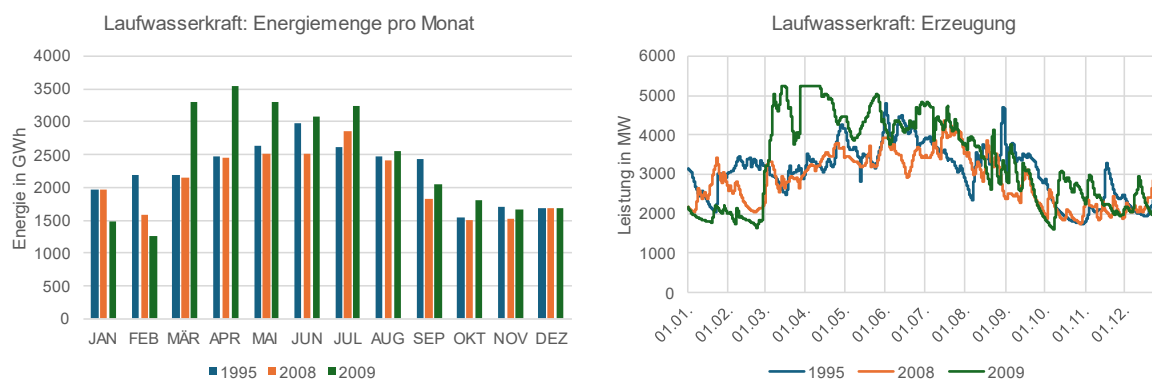


Abbildung 2: Laufwasserkraft - erzeugte Energiemenge pro Monat und zeitlicher Verlauf

4.3 Parameter der betrachteten Kraftwerke

Drei im 220-kV-Netz angeschlossene Laufwasserkraftwerke (KW1, KW2, KW3) werden mit verschiedenen Blindleistungsgrenzmodellen ausgestattet. Andere Erzeugungseinheiten und Lasten werden hinsichtlich Spannungs- und Blindleistungsregelung nicht verändert. Folgende Blindleistungsmodelle werden untersucht:

1. Uneingeschränkte Blindleistungsbereitstellung: Dies soll als Referenzfall dienen und zu optimalen Spannungsniveaus im betrachteten Netzgebiet führen. Der Arbeitspunkt des Reglers kann frei gewählt werden.
2. P/Q-Diagramm als Rechteck: Die Blindleistungsgrenzen werden in Anlehnung an die tatsächlichen Grenzwerte großer Laufwasserkraftwerke modelliert. Der Arbeitspunkt des Reglers muss innerhalb der blauen Kennlinie (Rechteck) aus Abbildung 3 (links) liegen. Es kann theoretisch auch Blindleistung ohne Wirkleistung eingespeist werden.
3. P/Q-Grenzen nach $\cos(\varphi) = 0,95$: In den TOR sind für Kraftwerke vom Typ D ($P_{\text{Nenn}} \geq 50$ MW oder $U_{\text{Nenn}} \geq 110$ kV) Mindestanforderungen an den Leistungsfaktor festgelegt. In Anlehnung daran werden symmetrische Blindleistungsgrenzen unter Berücksichtigung von $\cos(\varphi) = 0,95$ über den gesamten Leistungsbereich definiert (siehe orange Kennlinie in Abbildung 3 (rechts)). Dieses Modell soll Aufschluss darüber geben, ob es im Fall von nicht verfügbaren realen Grenzwerten für die Anwendung in der Netzmodellierung geeignet ist [4].

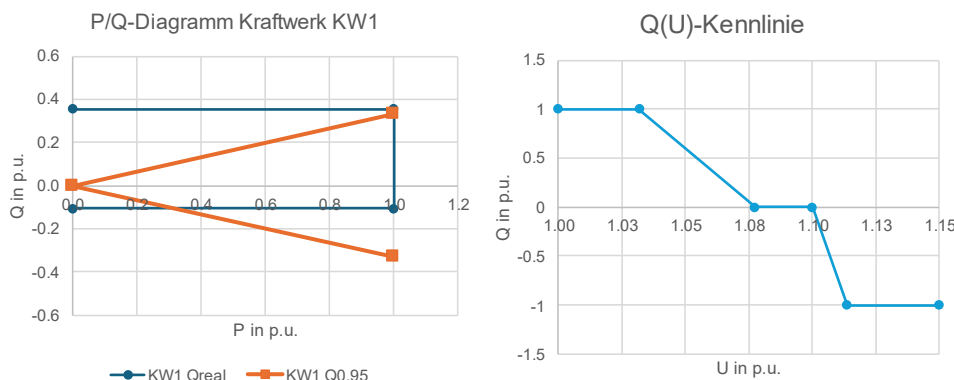


Abbildung 3: Blindleistungsgrenze von Kraftwerk KW1 (links) und angewendete Q(U)-Kennlinie (rechts)

Abbildung 3 (rechts) zeigt die für die Q(U)-Regelung hinterlegte Kennlinie. Unterhalb von 1,08 p.u. wird kapazitive Blindleistung eingespeist, oberhalb von 1,10 p.u. induktive Blindleistung. Der Bereich zwischen 1,08 und 1,10 p.u. ist im oberen Bereich des einzuhaltenden Spannungsbandes als Totband definiert.

Tabelle 1 fasst die Blindleistungsgrenzen aller Kraftwerke in p.u. zusammen. Als Bezugsgröße wird die maximale Wirkleistungseinspeisung herangezogen.

Tabelle 1: Blindleistungsgrenzen der Kraftwerke für das Netzmodell

	KW1	KW2	KW3
$Q_{\min, \text{real}}$ [p.u.]	-0,105	-0,104	-0,144
$Q_{\max, \text{real}}$ [p.u.]	0,355	0,455	0,652
$Q_{0,95, \text{min}}$ [p.u.]	-0,329		
$Q_{0,95, \text{max}}$ [p.u.]	0,329		

5 Ergebnisse

5.1 Ungeregelte Spannungen an ausgewählten Standorten

Im ersten Schritt werden die Spannungen ohne aktiver Spannungsregelung in einem der drei Kraftwerke untersucht. Die Boxplots der Spannungen für die drei Wetterjahre sind in Abbildung 4 dargestellt. Die Anordnung der Grafiken S7 – S4 – S1 orientiert sich an der Topologie des in Abbildung 1 dargestellten Netzes, um eine leichtere Zuordnung zu ermöglichen.

Insgesamt zeigt sich kein signifikanter Unterschied der unregulierten Spannung innerhalb der drei Wetterjahre. Die Mediane, Quartile und Minima bzw. Maxima liegen in einem ähnlichen Bereich. Auffallend ist jedenfalls, dass der Wertebereich zwischen Median und Minimalwert wesentlich größer ist als jener zwischen Median und Maximalwert. Das bedeutet, dass Spannungseinbrüche wesentlich ausgeprägter sind als Spannungsanhebungen. Das Vorhandensein von Ausreißern nach unten unterstreicht dies nochmals.

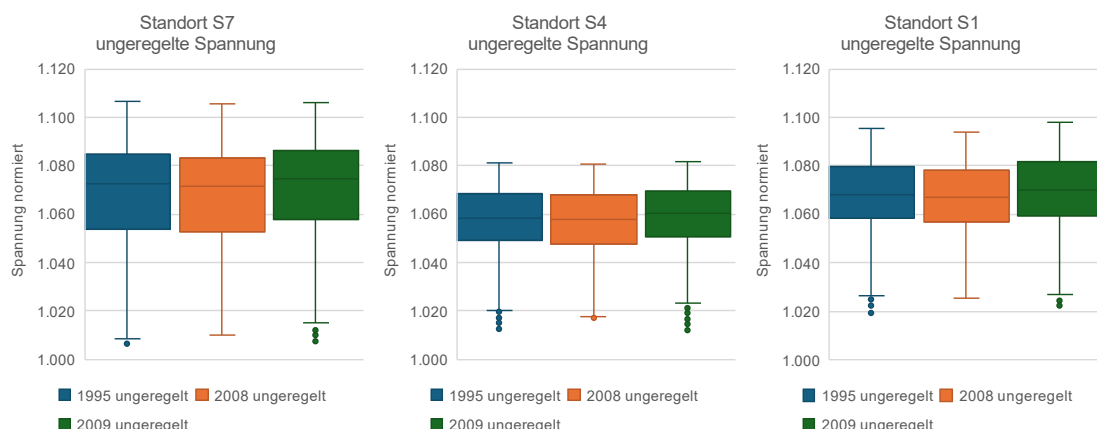


Abbildung 4: Ungeregelte Spannungen an den Standorten S7 – S4 – S1

Wesentlich größere Unterschiede zwischen den Ergebnissen der drei Wetterjahre lassen sich feststellen, wenn die Spannungsniveaus auf Monatsebene untersucht werden. Abbildung 5 links zeigt die Spannungsniveaus pro Monat für den Standort S1. Die Mediane der

Spannungen liegen alle innerhalb des einzuhaltenden Spannungsbandes von 1,05 – 1,10 p.u., nicht aber die ersten Quartile.

Der Verlauf der Spannungsniveaus weist eine starke Ähnlichkeit zum Verlauf der erzeugten Energiemenge pro Monat auf. Die Kraftwerke sind jeweils an Stichleitungen angeschlossen. Die Einspeisung am Ende der Leitungen verursacht eine Spannungsanhebung am Einspeisepunkt.

Abbildung 5 rechts stellt die Mediane der Spannung in Abhängigkeit der erzeugten Energiemenge auf Monatsbasis dar. Der Unterschied zwischen den drei Wetterjahren reduziert sich wieder wesentlich. Die Spannungsmediane korrelieren klar ersichtlich mit der erzeugten Energiemenge und somit mit dem unterschiedlichen Wasserdargebot.

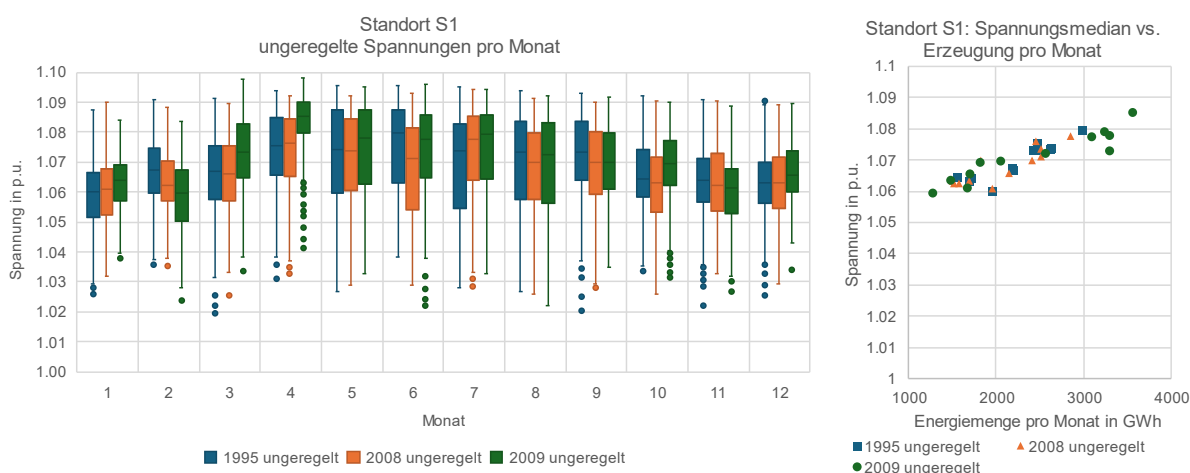


Abbildung 5: unregelte Spannungen am Standort 1 im Monatsvergleich

Die für jeden Tag der untersuchten Wetterjahre berechneten Spannungsmediane weisen eine starke Streuung auf. Aufgetragen über die erzeugte Wirkleistung ergibt sich eine breit gestreute Punktwolke. Sowohl bei niedriger als auch hoher Wirkleistungseinspeisung kann die Spannung im Bereich von 1,08 p.u. und darüber liegen. Spannungen unter 1,05 p.u. treten nur bei Erzeugung von weniger als 60% der Nennleistung von KW1 auf.

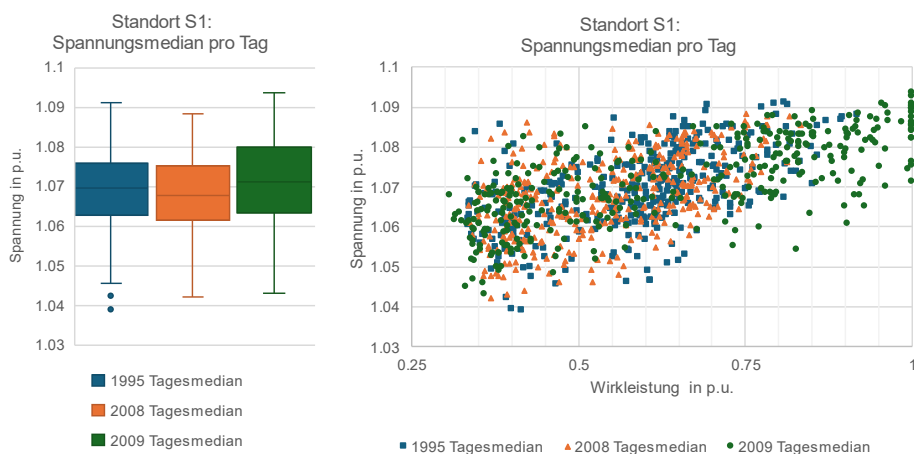


Abbildung 6: Spannungsmedian pro Tag der unregulierten Spannungen am Standort 1

Es ist klar ersichtlich, dass alle drei Wetterjahre eine sehr ähnliche Streuung der Spannungsmediane pro Tag aufweisen. Die Auswahl des Wetterjahres weist keinen signifikanten Einfluss auf die Spannung auf.

Deutlich wird weiters, dass das Wetterjahr 2009 die größte Bandbreite hinsichtlich Wirkleistungseinspeisung abdeckt. In den nachfolgenden Untersuchungen der Q(U)-Regelungen wird geprüft, ob dieser Unterschied in der Einspeisung einen Einfluss auf die berechneten Spannungen hat.

5.2 Anwendung der Q(U)-Regelung bei Kraftwerk KW1

Zur Beurteilung der Auswirkungen der Q(U)-Regelung wird diese zunächst bei Kraftwerk KW1 am Standort S1 implementiert. Im Netzmodell wird die in Abbildung 3 dargestellte Q(U)-Kennlinie in Kombination mit den in Tabelle 1 angeführten Blindleistungsgrenzen hinterlegt. Die Berechnung wird für alle drei Wetterjahre und auch für alle drei Regelungskonzepte durchgeführt.

5.2.1 Blindleistungseinspeisung des Kraftwerks KW1

Abbildung 7 zeigt die eingespeiste Wirk- und Blindleistung für die drei unterschiedlichen Wetterjahre bzw. Regelungsarten jeweils als Punktwolken. Die Verteilung der Punkte entlang der x-Achse zeigt den Wertebereich der Wirkleistungseinspeisung. Hier sticht das Wetterjahr 2009 mit der größten Bandbreite hervor.

Auf der y-Achse ist die Blindleistungseinspeisung der unterschiedlichen Regelungsarten dargestellt. Die Regelung durch die realen Blindleistungsgrenzen führt zu einer etwas geringerer Blindleistungseinspeisung als beim optimalen Modell. Die durch $\cos(\varphi) = 0,95$ begrenzte Blindleistungseinspeisung ist klar durch die vom Ursprung des Diagrammes ausgehend ansteigenden Gerade erkennbar. Ab einer Wirkleistungseinspeisung von etwa 0,75 p.u. ist nur ein geringer Unterschied zwischen der realen und der $\cos(\varphi)$ -Regelung erkennbar. Grund dafür sind die sehr ähnlichen Werte für Q_{\max} , welche als Skalierungsgröße der Q(U)-Kennlinie herangezogen werden (siehe Tabelle 1).

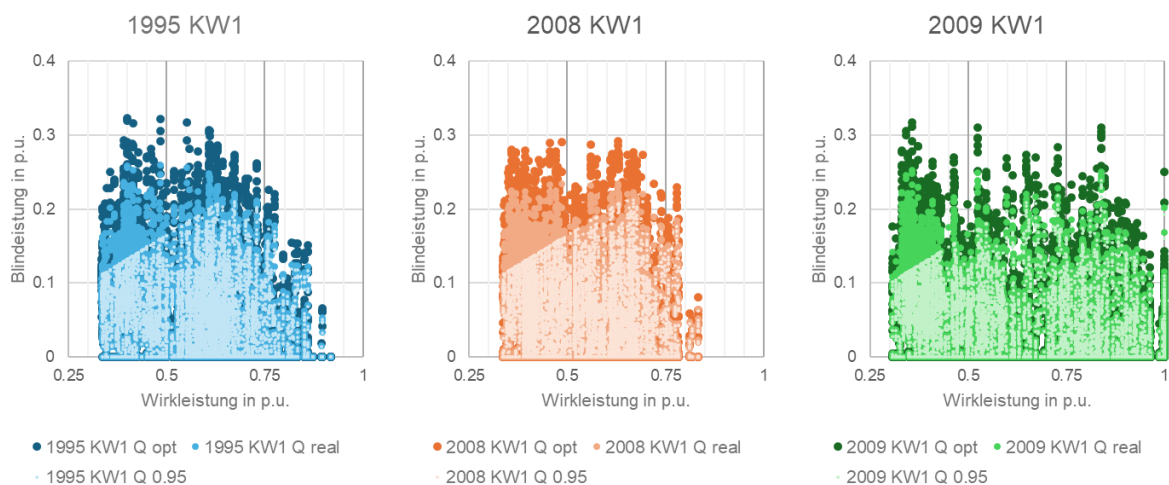


Abbildung 7: Wirk- und Blindleistungseinspeisung von Kraftwerk KW1 bei unterschiedlichen Regelungsarten und unterschiedlichen Wetterjahren

5.2.2 Geregelte Spannung am Standort S1

Um die Regelungsarten bei unterschiedlichen Wetterjahren zu vergleichen, werden jeweils die Spannungsmediane sowie Quartile der resultierenden Spannungen herangezogen. Anhand von Abbildung 8 ist ersichtlich, dass jedes der drei Blindleistungsmodelle zu einer signifikanten Spannungsverbesserung führt. Erwartungsgemäß weist die optimale Regelung die höchsten Niveaus auf.

Die Spannungsanhebung durch die $\cos(\varphi)$ -Regelung liegt nur geringfügig unter jener der realen Regelung. Hier verbleiben mehr Ausreißer nach unten bestehen. Diese Werte beruhen auf der Kombination von niedriger Spannung und gleichzeitig niedriger Wirkleistungseinspeisung, welche in weiterer Folge auch die Blindleistungseinspeisung begrenzt.

Der Minimalwert der Spannung kann mit allen drei Regelungsmodellen und in allen Wetterjahren auf zumindest 1,05 p.u. angehoben werden. Die Bandbreite des ersten Quartiles verringert sich von ca. 0,022 auf 0,012 bis 0,016 p.u. Der Unterschied zwischen den drei Wetterjahren ist auch bei der unregelmäßigen Spannung äußerst gering und liegt im Bereich von 0,01 bis 0,02 p.u. Die drei Reglermodelle weisen eine minimal größere Bandbreite von 0,02 bis 0,03 p.u. auf.

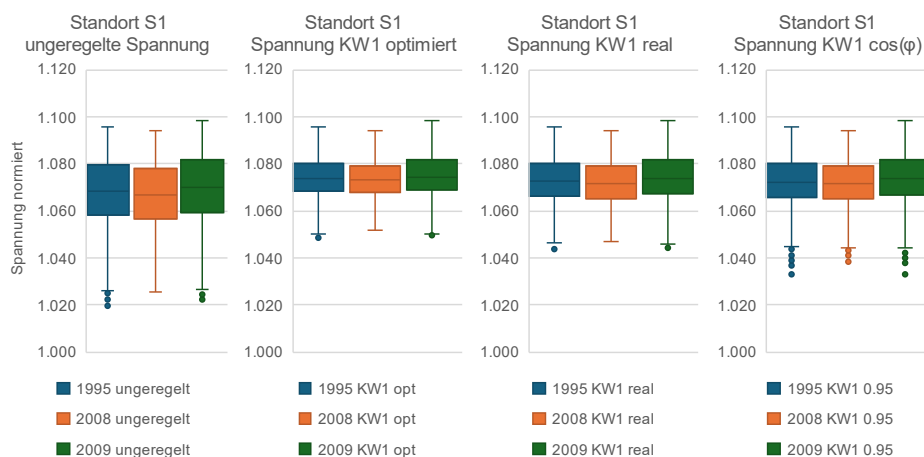


Abbildung 8: Spannungen am Standort S1 bei Regelung des KW1

Die Berechnung der Spannungen besitzen eine Vielzahl von Stellgrößen, deren Zusammenspiel am besten an der Betrachtung von kleinen Zeiträumen dargestellt werden kann. Neben der gewählten $Q(U)$ -Kennlinien und deren Referenzwert Q_{ref} ist die bereitgestellte Blindleistung auch von der vorherrschenden Spannung am Anschlusspunkt und im Falle der $\cos(\varphi)$ -Regelung zusätzlich noch von der Wirkleistungseinspeisung abhängig. Abbildung 9 zeigt den Spannungsverlauf und die Blindleistungseinspeisung für zwei unterschiedliche Tage im Wetterjahr 2009.

Während Tag 59 (18.2.2030) ist das allgemeine Spannungsniveau gering. Durch eine hohe PV-Einspeisung um die Mittagsstunden sinkt die Spannung stark ab. Durch die geringe Wirkleistungseinspeisung von 0,36 p.u. kann die $\cos(\varphi)$ -Regelung nur etwas mehr als 0,1 p.u. Blindleistung einspeisen. Die resultierende Spannung liegt nur im Falle der optimalen Regelung den ganzen Tag oberhalb der Untergrenze von 1,05 p.u.

An Tag 90 (31.3.2030) erreicht die Laufwasserkrafterzeugung ihren Maximalwert, das Spannungsniveau ist ebenfalls höher. Die Blindleistungseinspeisung wird anhand der $Q(U)$ -

Kennlinie bestimmt und erreicht mit keinem der Regelungskonzepte ihre Grenzen. Alle drei Regelungsarten führen zu Spannungen von 1,05 p.u. oder darüber.

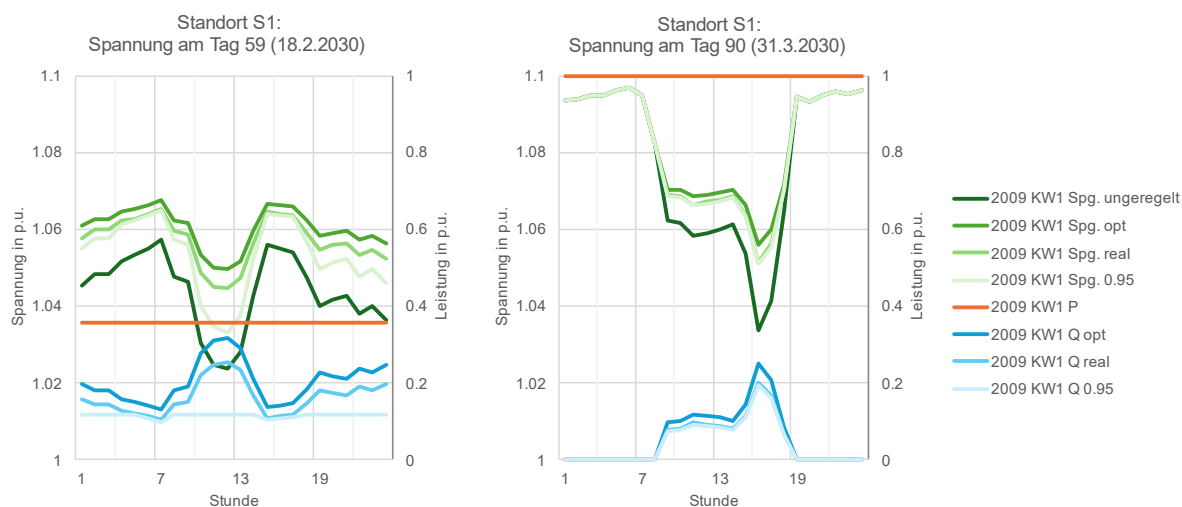


Abbildung 9: Blindleistungseinspeisung und Spannungsverlauf im Tagesverlauf

5.3 Anwendung der Q(U)-Regelung auf alle drei Kraftwerke

Um die Auswirkungen im untersuchten Netzgebiet zu beurteilen, werden noch zwei weitere Kraftwerke mit einer Q(U)-Regelung ausgestattet (in Abbildung 1 als KW2 am Standort S6 bzw. KW3 am Standort S7 gekennzeichnet). Die bisherige Analyse hat gezeigt, dass die Auswirkung des ausgewählten Wetterjahres bzw. Regelungskonzeptes nur geringfügigen Einfluss hat. Daher wird die weitere Untersuchung auf das Wetterjahr 2009 sowie die Spannungsregelung mittels realen Blindleistungsgrenzen beschränkt.

5.3.1 Blindleistungseinspeisung der KW1, KW2 und KW3

Die drei Kraftwerke unterscheiden sich stark in ihrer Blindleistungseinspeisung (vgl. Abbildung 10). Diese hängt von den unterschiedlichen Spannungsniveaus an den Anschlusspunkten ab. Auffallend ist, dass KW3 wesentlich mehr Blindleistung einspeist als KW2. KW3 ist auch das einzige Kraftwerk, welches in einigen wenigen Zeitpunkten induktive Blindleistung zur Spannungsabsenkung bereitstellen muss.

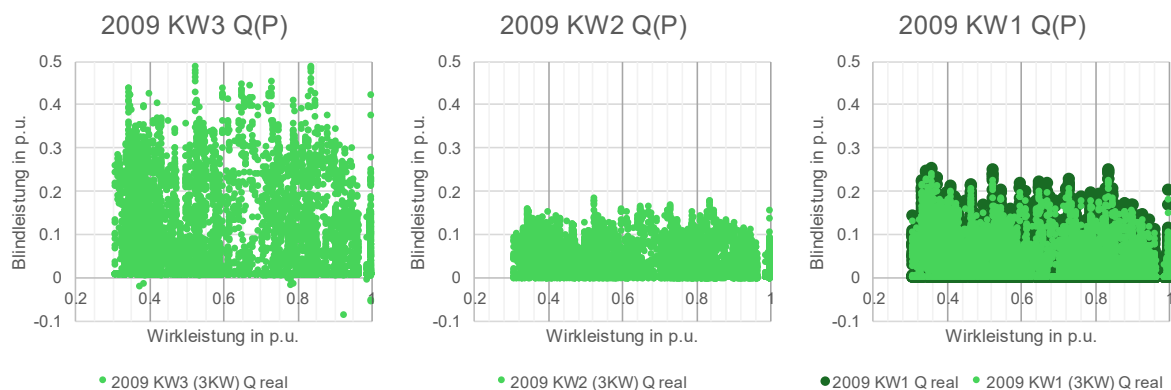


Abbildung 10: Blindleistungseinspeisung in Abhängigkeit der Wirkleistung der Kraftwerke KW1, KW2 und KW3 bei realen Blindleistungsgrenzen im Wetterjahr 2009. Für KW1 ist zusätzlich noch die Blindleistungseinspeisung bei nur einem geregelten Kraftwerk dargestellt.

5.3.2 Geregelte Spannung an den Standorten S1, S4, S6 und S7

Die Auswertung der Spannungen zeigt, dass die Q(U)-Regelung aller drei Kraftwerke insgesamt zu einer Verbesserung des Spannungsniveaus im betrachteten Netz führt. Um den Effekt der verteilten Spannungsregelung zu verdeutlichen, veranschaulicht Abbildung 11 die entsprechenden Zusammenhänge. Regelt nur Kraftwerk KW1, verringert sich der Einfluss auf die Spannung mit zunehmendem Abstand zu dessen Anschlussstandort S1. Beteiligen sich hingegen auch die Kraftwerke KW2 und KW3 an der Regelung, kann im gesamten Netzgebiet eine signifikante Verbesserung erzielt werden. An Standorten ohne direkt angeschlossene Kraftwerke wirkt sich die Verbesserung jedoch in einem geringeren Ausmaß aus (hier dargestellt durch Standort S4).

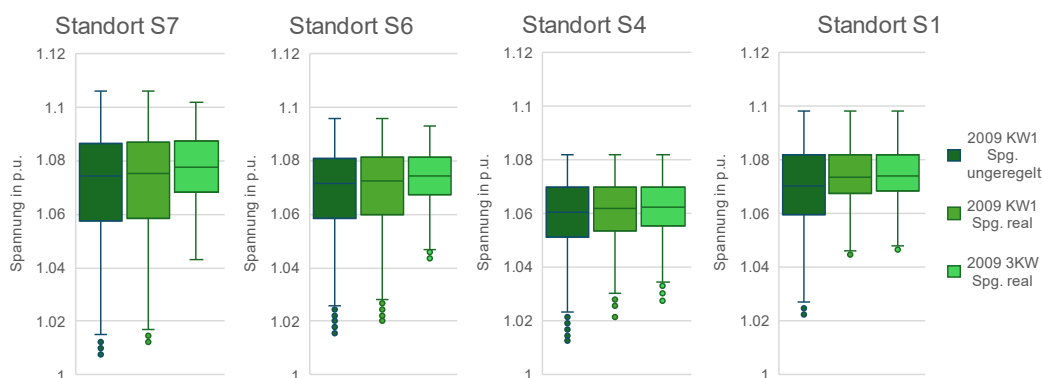


Abbildung 11: Spannung an den Standorten S7 – S6 – S4 – S1

Am Standort S7 wirkt sich die Regelung von KW1 kaum aus. Der Minimalwert der Spannung kann um nur 0,002 p.u. erhöht werden. Bei verteilter Regelung steigt der Minimalwert um 0,028 p.u. Das erste Quartil kann auf 0,025 p.u. verkleinert werden. Der Standort S6 verhält sich ähnlich wie S7. Die ausschließliche Regelung von KW1 wirkt sich vernachlässigbar aus, die Regelung aller drei Kraftwerke führt zu einer Anhebung der minimalen Spannung auf 1,046 p.u.

Der Standort S4 erfährt durch die Regelung von nur einem bzw. von allen drei Kraftwerken eine deutliche Verbesserung. Die Minimale Spannung kann bei einem geregelten Kraftwerk um ca. 0,07 p.u. erhöht werden. Die Regelung aller drei Kraftwerke hebt die minimale Spannung um weitere 0,005 p.u. an.

Standort S1 verhält sich umgekehrt zu S7 bzw. S6. Die Verbesserung bei nur einem geregelten Kraftwerk ist bedeutend, dafür wirkt sich die zusätzliche Regelung von KW2 und KW3 kaum aus. Dies ist auf die große elektrische Entfernung der beiden Kraftwerke zum Standort S1 zurückzuführen.

Eine genauere Untersuchung des Einflusses von Blindleistungseinspeisung auf benachbarte Umspannwerksstandorte im österreichischen Übertragungsnetz wurde in [12] durchgeführt. Insgesamt zeigt die hier durchgeführte Analyse ein sehr ähnliches Bild. Mit steigendem Abstand verringert sich der Einfluss der Blindleistungseinspeisung.

Für Standort 4 werden die resultierenden Spannungen in Abbildung 12 auf Monatsbasis dargestellt. Dieser Standort wird dargestellt, da dieser über keine direkt angeschlossenen Kraftwerke verfügt. Wie auch aus Abbildung 11 ersichtlich ergibt sich eine schrittweise

Verbesserung des Spannungsniveaus durch Anwendung der Q(U)-Regelung auf ein bzw. drei Kraftwerke.

Die Q(U)-Regelung führt in allen Monaten zu einer Anhebung des allgemeinen Spannungsniveaus. Die Anwendung des realen Blindleistungsmodelles trägt wirkleistungsunabhängig zur Spannungsregelung bei. Eine unmittelbare Dargebotsabhängigkeit der Q(U)-Regelung ist somit nicht gegeben.

Eine nahezu vollständige Einhaltung der geforderten Mindestspannung von 1,05 p.u. ist nur im April erreicht. Abgesehen von den Ausreißern ist das Spannungsniveau ohne und mit Regelung nahezu identisch.

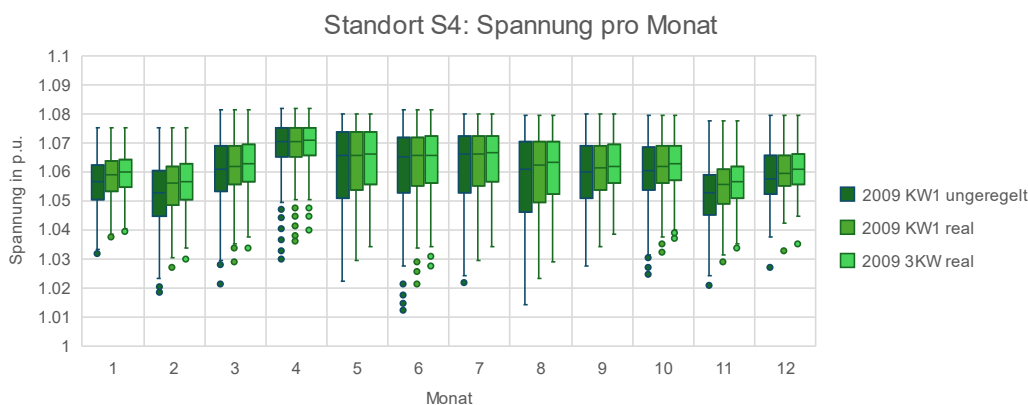


Abbildung 12: Resultierende Spannungen am Standort 4 auf Monatsbasis

6 Schlussfolgerungen

In den folgenden Abschnitten wird der Einfluss unterschiedlicher Faktoren auf die Dargebotsabhängigkeit der Q(U)-Regelung nochmals zusammengefasst.

6.1 Einfluss der Wetterjahre

Der Einfluss unterschiedlicher Wetterjahre auf die Q(U)-Regelung ist minimal bzw. vernachlässigbar. Die Bandbreite der durch die unterschiedlichen Wetterjahre resultierenden Spannungen liegt in einem sehr ähnlichen Bereich.

Eine Betrachtung auf Monats- bzw. Tagesbasis zeigt Unterschiede in den insgesamt vorherrschenden Spannungsniveaus. Saisonale Schwankungen, bedingt durch Ereignisse wie Schneeschmelze im Frühling sowie trockene und niederschlagsreiche Perioden im Sommer oder Herbst führen zu Unterschieden in den resultierenden Spannungsniveaus.

6.2 Einfluss der Regelungskonzepte

Die ausschließliche Regelung eines einzelnen Kraftwerks zeigt kleinere Unterschiede in den resultierenden Spannungsergebnissen. Dies ist auf die im Netzmodell hinterlegten unterschiedlichen Blindleistungsgrenzen zurückzuführen. Der Unterschied zwischen den drei Wetterjahren bei gleicher Regelungsart ist dagegen nur gering.

Eine Dargebotsabhängigkeit ist bei der Regelung nach einem vorgegebenen $\cos(\varphi)$ -Wert bemerkbar. Bei geringer Wirkleistungseinspeisung wird auch die Blindleistung beschränkt und der Einfluss auf die resultierende Spannung verringert sich ebenfalls. Das an reale Generatoren angelehnte Blindleistungsmodell kann Wirkleistungs- und somit dargebotsunabhängig zur Spannungsregelung beitragen.

6.3 Einfluss durch die an der Regelung beteiligten Kraftwerke

Eine Regelung eines einzelnen Kraftwerks führt nur zu einer lokalen Beeinflussung der Netzspannung. Blindleistung kann nicht über weite Strecken transportiert werden. Eine Regelung mehrerer Kraftwerke an unterschiedlichen Standorten kann das Spannungsniveau auch an benachbarten Standorten verbessern.

7 Ausblick

Die Untersuchung zeigt die effektive Wirksamkeit der Spannungsregelung durch die Q(U)-Regelung von Laufwasserkraftwerken. Insbesondere in niedrig vermaschten Randgebieten des 220-kV-Netzes hat diese einen positiven Einfluss auf das Spannungsniveau. Die Anwendbarkeit der Q(U)-Regelung bei relevanten Kraftwerken ist in weiterer Folge zu evaluieren. In weiterführenden Untersuchungen kann überprüft werden, inwiefern die Installation von zusätzlichen Kompensationsanlagen wie MSCDN-Anlagen, SVC oder STATCOM vermieden oder zumindest verringert werden kann (siehe [13]).

8 Literaturverzeichnis

- [1] Ö. Energie, „Engpassleistungsklassen in Österreich,“ Österreichs Energie, 05 11 2025. [Online]. Available: <https://oesterreichsenergie.at/fakten/energiegrafiken/detailseite/engpassleistungsklassen-in-oesterreich>. [Zugriff am 05 11 2025].
- [2] V. AG, „Laufkraftwerk: alles im Fluss,“ Verbund AT, 05 11 2025. [Online]. Available: <https://power.verbund.com/de/wasserkraft/laufkraftwerke/donaukraftwerke>. [Zugriff am 05 11 2025].
- [3] ENTSO-E, „Grid Incident in Spain and Portugal on 28 April 2025,“ ENTSO-E, Brüssel, 2025.
- [4] E-Control, „TOR Stromerzeugungsanlagen: Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs D,“ E-Control, 01 07 2024. [Online]. Available: https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/TOR_Stromerzeugungsanlagen_Typ_D_Version_1.3.pdf. [Zugriff am 21 01 2026].
- [5] ENTSO-E, „Implementation Guidelines for TYNDP 2024 based on 4th ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects,“ ENTSO-E, Brüssel, 2024.
- [6] Austrian Power Grid AG, „Erzeugungskapazitäten pro Produktionstyp,“ 20 01 2026. [Online]. Available: <https://markt.apg.at/transparenz/erzeugung/installierte-erzeugungskapazitaet-pro-produktionstyp/>. [Zugriff am 20 01 2026].
- [7] Rechtsinformationssystem des Bundes, „Bundesrecht konsolidiert: Gesamte Rechtsvorschrift für Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz, Fassung vom 20.01.2026,“ 20 01 2026. [Online]. Available: <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20011619>. [Zugriff am 20 01 2026].
- [8] ENTSO-E, „TYNDP 2024 Scenarios - Visualisation Platform,“ ENTSO-E, 20 01 2026. [Online]. Available: <https://2024.entsos-tyndp-scenarios.eu/visualisation-platform/>. [Zugriff am 20 01 2026].
- [9] Austrian Power Grid AG, „Netzentwicklungsplan 2023,“ Austrian Power Grid AG, 15 12 2023. [Online]. Available: <https://www.apg.at/stromnetz/netzausbau/netzentwicklungsplan-2023/>. [Zugriff am 22 01 2026].

- [10] 50Hertz Transmission GmbH, „Netzentwicklungsplan 2037/2045 (2023),“ 50Hertz Transmission GmbH, 06 09 2023. [Online]. Available: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-09/NEP_2037_2045_V2023_2_Entwurf_Systemstabilitaet_0.pdf. [Zugriff am 20 01 2026].
- [11] Austrian Power Grid AG, „Blackout Iberische Halbinsel: Ursachenbündel führte zu Blackout,“ Austrian Power Grid AG, 03 10 2025. [Online]. Available: <https://www.apg.at/news-presse/blackout-iberische-halbinsel-ursachenbuen-del-fuehrte-zu-blackout/>. [Zugriff am 20 01 2026].
- [12] L. Reinthaler, „Vergleich der Konzepte zur Blindleistungskompensation auf Höchstspannungsebene,“ 29 10 2025. [Online]. Available: <https://repositum.tuwien.at/bitstream/20.500.12708/222125/1/Reinthaler%20Leonhard%20-%202025%20-%20Vergleich%20der%20Konzepte%20zur...pdf>. [Zugriff am 22 01 2026].
- [13] S. Aistleitner, D. Böhm und W. Süßenbacher, „19. Symposium Energieinnovation,“ in *Techno-ökonomische Analyse der Strategien zur Spannungshaltung und Blindleistungskompensation im österreichischen Übertragungsnetz*, Graz, 2026.