

---

# **DIPLOMARBEIT**

---

Herr Ing.  
**David Grubinger**

**Erhöhung der  
Übertragungsfähigkeit von  
Mittelspannungsnetzen durch  
stromabhängige Spannungs-  
regelung in Umspannwerken  
und spannungsabhängige  
Blindleistungsregelung in  
dezentralen Einspeiseanlagen**

Mittweida, 2019



---

**DIPLOMARBEIT**

---

**Erhöhung der  
Übertragungsfähigkeit von  
Mittelspannungsnetzen durch  
stromabhängige Spannungs-  
regelung in Umspannwerken  
und spannungsabhängige  
Blindleistungsregelung in  
dezentralen Einspeiseanlagen**

Autor:

**Herr Ing. David Grubinger**

Studiengang:

**Elektrotechnik**

Vertiefung Energietechnik

Seminargruppe:

**KE15wLA**

Erstprüfer:

**Prof. Dr.-Ing Ralf Hartig**

Zweitprüfer:

**Michael Nagel M.Sc.**

Einreichung:

**Mittweida, 19.07.2019**

Verteidigung/Bewertung:

**Mittweida, 2019**



## **Bibliografische Beschreibung:**

Grubinger, David:

Erhöhung der Übertragungsfähigkeit von Mittelspannungsnetzen durch stromabhängige Spannungsregelung in Umspannwerken und spannungsabhängige Blindleistungsregelung in dezentralen Einspeiseanlagen –2019 –

XIII; 120; 4 Seiten

Mittweida, Hochschule Mittweida, Fakultät Wirtschaftsingenieurwesen, Studiengang Elektrotechnik, Diplomarbeit, 2019

## **Referat:**

Die vorliegende Arbeit beschreibt Möglichkeiten, die Übertragungsfähigkeit von ländlichen Mittelspannungsnetzen sowohl für die Versorgung von Verbraucherlasten als auch für den Abtransport dezentraler Erzeugungsleistungen zu erhöhen. Es wird einerseits eine wirkstromabhängige Spannungsregelung  $U(I_w)$  im Umspannwerk betrachtet, wobei die Wirkleistungsrichtung im Umspanner HS/MS mitberücksichtigt wird. Andererseits wird die Möglichkeit von spannungsabhängigen Blindleistungsregelungen  $Q(U)$  in dezentralen Erzeugungsanlagen genutzt. Wechselrichter und Synchrongeneratoren leisten dabei, abhängig von der eigenen Betriebsspannung, mit Blindleistungslieferung oder Blindleistungsbezug, ihren Beitrag zur dezentralen Spannungshaltung.

Die Wirksamkeit der beiden Maßnahmen wird mit Lastflussberechnungen in einem Musternetz und in einem realen Mittelspannungsnetz ermittelt und dargestellt. Im realen Netz werden die Berechnungsergebnisse den Ergebnissen von betrieblichen Messungen gegenübergestellt.

Es werden Kennlinien für die Spannungsregelung erarbeitet. Das Betriebsspannungsband  $U_N \pm 10\%$  wird in Nieder- und Mittelspannungsbereiche aufgeteilt. Die regulatorischen Rahmenbedingungen für dezentrale Erzeugungsanlagen werden beschrieben.

# Inhalt

<b>Inhalt</b>	.....	<b>I</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	.....	<b>V</b>
<b>Abbildungsverzeichnis</b>	.....	<b>VI</b>
<b>Abkürzungs- und Begriffsverzeichnis</b>	.....	<b>XI</b>
<b>1</b>	<b>Vorwort und Übersicht</b> .....	<b>15</b>
1.1	<i>Motivation für diese Arbeit</i> .....	15
1.2	<i>Zielsetzung dieser Arbeit</i> .....	16
1.3	<i>Nicht-Ziele dieser Arbeit</i> .....	17
1.4	<i>Kapitelübersicht</i> .....	18
<b>2</b>	<b>Entwicklung der Stromversorgung im Alpenraum</b> .....	<b>19</b>
2.1	<i>Strom aus Wasserkraft</i> .....	19
2.1.1	Die Verbreitung des Elektrischen Lichtes im Land Salzburg .....	19
2.1.2	Die industrielle Nutzung des Stromes aus Wasserkraft im Land Salzburg .....	21
2.1.3	Wasserkraft für den Aufbau eines öffentlichen Stromnetzes .....	22
2.2	<i>Von den Versorgungsinseln zum Stromnetz</i> .....	23
2.2.1	Entwicklung des Stromnetzes in der Stadt Salzburg .....	23
2.2.2	Entwicklung des Stromnetzes im Land Salzburg.....	25
2.3	<i>Ausbau der öffentlichen Stromversorgung nach 1945</i> .....	26
2.3.1	Das Höchstspannungsnetz in Salzburg .....	26
2.3.2	Das Hochspannungsnetz in Salzburg.....	27
2.3.3	Das Mittelspannungsnetz in Salzburg.....	27
<b>3</b>	<b>Technische Rahmenbedingungen</b> .....	<b>31</b>
3.1	<i>Technisch Organisatorische Regeln der E-Control</i> .....	31
3.1.1	TOR B Technische Regeln für Netze $\geq 110$ kV .....	31
3.1.2	TOR D2 Beurteilung von Netzurückwirkungen .....	32
3.1.3	TOR D4 Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen .....	33
3.1.4	TOR E Vermeidung von Großstörungen.....	35
3.2	<i>Merkmale der Spannung Norm EN 50160</i> .....	36
3.3	<i>Requirements for Generators (RfG)</i> .....	36

3.4	<i>System Operation Guidelines (SOGL)</i> .....	37
3.5	<i>Förderungen für erneuerbare Energieerzeugungsanlagen in Österreich</i> .....	38
3.5.1	Förderung der Stromerzeugung aus Wasserkraft .....	38
3.5.2	Förderung für die Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen in Österreich ...	39
3.5.3	Förderung für die Stromerzeugung aus Windkraftanlagen in Österreich .....	39
3.5.4	Förderung für Strom aus Biomasse und Biogas in Österreich .....	39
3.6	<i>Entwicklung geförderter Strom-Erzeugungsanlagen</i> .....	40
<b>4</b>	<b>Spannungs- und Blindleistungsregelung</b> .....	<b>42</b>
4.1	<i>Spannungshaltung im Übertragungsnetz</i> .....	42
4.1.1	Drosseln und Kondensatoren im Übertragungsnetz .....	44
4.1.2	Spannungsregelung mit Regelhauptumspannern .....	45
4.1.3	Blindleistungsdienstleistung durch große Kraftwerke .....	46
4.2	<i>Spannungsregelung im Verteilnetz</i> .....	46
4.2.1	Kriterien der Spannungshaltung im Verteilnetz .....	46
4.2.2	Funktion des Lastregelschalters zur Stufenstellung .....	47
4.2.3	Klassische Spannungsregelung im Verteilnetz.....	49
4.2.4	Aufteilung des Betriebsspannungsbandes $U_N \pm 10\%$ .....	50
4.2.5	Stromabhängige Spannungsregelung im Umspanner (HS/MS): .....	53
4.2.6	Spannungsabhängige Wirkleistungsreduktion $P(U)$ in Erzeugungsanlagen: .	56
4.3	<i>Blindleistungsmanagement im Verteilnetz</i> .....	57
4.3.1	Spannungsabhängige Blindleistungsregelung $Q(U)$ in Erzeugungsanlagen: .	58
4.3.2	Kondensatoren und Drosseln im Verteilnetz .....	59
4.4	<i>Ergänzende Möglichkeiten zur Spannungshaltung</i> .....	60
4.4.1	Regelbare Ortsnetztransformatoren (RONT).....	60
4.4.2	Niederspannungs-Netzregler.....	61
4.4.3	Betriebsbedingte Blindleistungsvorgaben für Erzeugungsanlagen .....	61
4.4.4	Betriebsbedingte Wirkleistungsbegrenzung für Erzeugungsanlagen .....	62
4.4.5	Zentrale Spannungsregelung mit dezentralem geregelten Netzknoten.....	62
4.5	<i>Generatoren im Stromnetz</i> .....	63
4.5.1	Regelungsprinzip von Synchrongeneratoren.....	63
4.5.2	Spannungsregelung von Synchrongeneratoren .....	64
4.5.3	Asynchronmaschine im generatorischen Betrieb .....	65
4.5.4	Doppelt gespeiste Asynchronmaschine.....	66
4.6	<i>Wechselrichter im Stromnetz</i> .....	66
<b>5</b>	<b>Methodisches Vorgehen</b> .....	<b>69</b>
5.1	<i>Lastflussberechnungen mit NEPLAN®</i> .....	69
5.2	<i>Betrachtung eines charakteristischen Musternetzes</i> .....	72
5.2.1	Konzeption des Musternetzes .....	72

5.2.2	Lasten und Erzeugungsanlagen im Musternetz.....	73
5.2.3	Lastflussberechnungen mit fixem Spannungssollwert .....	74
5.2.3.1	Maximallast mit fixem Spannungssollwert $U_{\text{soll}} = 103\%$ .....	74
5.2.3.2	Einspeisemaximum mit fixem Spannungssollwert $U_{\text{soll}} = 103\%$ .....	75
5.2.4	Festlegung einer Spannungsregelungs-Kennlinie $U(I_w)$ .....	77
5.2.5	Lastflüsse mit wirkstromabhängiger Spannungsregelung $U(I_w)$ .....	78
5.2.5.1	Maximallast mit wirkstromabhängiger Spannungsregelung $U(I_w)$ .....	79
5.2.5.2	Einspeisemaximum mit wirkstromabhängiger Spannungsregelung $U(I_w)$ .....	80
5.2.6	Spannungsabhängige Blindleistung $Q(U)$ in dezentralen Erzeugungsanlagen	81
5.2.6.1	Lastfluss Maximallast mit $Q(U)$ bei fixem $U_{\text{soll}} = 103\%$ .....	82
5.2.6.2	Lastfluss Einspeisemaximum mit $Q(U)$ bei fixem $U_{\text{soll}} = 103\%$ .....	83
5.2.7	Kombination aus $U(I_w)$ zentral und $Q(U)$ dezentral .....	84
5.2.7.1	Lastfluss Maximallast mit $Q(U)$ bei variablem $U_{\text{soll}} = U(I_w)$ .....	85
5.2.7.2	Lastfluss Einspeisemaximum mit $Q(U)$ bei variablem $U_{\text{soll}} = U(I_w)$ .....	86
5.2.8	Optimierte Blindleistung $Q(\text{optimiert})$ bei variablem $U_{\text{soll}} = U(I_w)$ .....	87
5.2.8.1	Lastfluss Maximallast mit $Q(\text{optimiert})$ bei variablem $U_{\text{soll}} = U(I_w)$ .....	87
5.2.8.2	Lastfluss Einspeisemaximum mit $Q(\text{optimiert})$ bei variablem $U_{\text{soll}} = U(I_w)$ ....	88
5.3	<i>Betrachtung eines realen Mittelspannungsnetzes</i> .....	89
5.3.1	Festlegung eines Spannungssollwertes .....	90
5.3.1.1	Lastfluss Maximallast mit fixem Sollwert $U_{\text{soll}} = 101,33\%$ .....	91
5.3.1.2	Lastfluss Einspeisemaximum mit fixem $U_{\text{soll}} = 101,33\%$ .....	92
5.3.2	Kennlinie wirkstromabhängige Spannungsregelung $U(I_w)$ .....	93
5.3.2.1	Lastfluss Maximallast mit wirkstromabhängiger Spannungsregelung $U(I_w)$ ...	93
5.3.2.2	Lastfluss Einspeisefall mit wirkstromabhängiger Spannungsregelung $U(I_w)$ ..	94
5.3.3	Neue Kennlinie wirkstromabhängige Spannungsregelung $U(I_w)$ .....	95
5.3.3.1	Lastfluss max. Einspeisefall $U(I_w)$ mit neuer Kennlinie .....	96
5.3.3.2	Lastfluss max. Einspeisefall $U(I_w)$ mit neuer Kennlinie und 60% Netzlast .....	97
5.3.4	Kombination aus $U(I_w)$ zentral und $Q(U)$ dezentral .....	97
5.3.4.1	Lastfluss Maximallast mit $Q(U)$ bei variablem $U_{\text{soll}} = U(I_w)$ .....	98
5.3.4.2	Lastfluss bei unterschiedlicher Netzlast mit $Q(U)$ und $U(I_w)$ .....	99
5.3.4.3	Lastfluss Einspeisemaximum mit $Q(U)$ bei variablem $U_{\text{soll}} = U(I_w)$ .....	99
5.3.4.4	Lastfluss Einspeisemaximum 2018 mit $Q(U)$ und $U(I_w)$ .....	100
5.3.4.5	Lastfluss Einspeisemaximum mit $Q(U)$ und $U(I_w)$ neu .....	101
5.4	<i>Validierung des realen Netzes mit Messwerten</i> .....	102
5.4.1	Betriebsspannungsverlauf im Umspannwerk:.....	103
5.4.2	Betriebsspannungsverlauf im Schigebiet:.....	104
5.4.3	Betriebsspannungsverlauf in der regionalen Kleinstadt:.....	105
5.4.4	Betriebsspannungsverlauf im Knoten 3-2 Erzeugungsanlagen:.....	106
5.4.5	Wirkstromverlauf $I_w$ über den Umspanner 110/30 kV .....	107
5.4.6	Scheinstromverlauf $I_s$ über den Umspanner 110/30 kV .....	107
5.4.7	P-Q-Verlauf in einem dezentralen Wasserkraftwerk mit $Q(U)$ : .....	108
5.4.8	P-Q-U-Verlauf im Schigebiet durch Beschneiungsanlagen: .....	109

---

<b>6</b>	<b>Ergebnisse .....</b>	<b>111</b>
6.1	<i>Ergebnisse aus der Musternetzbetrachtung .....</i>	111
6.1.1	Ergebnisvergleich U fix zu U(Iw) (Compoundierung) .....	112
6.1.2	Ergebnisvergleich U fix zu Q(U) dezentral .....	113
6.1.3	Ergebnisvergleich U fix zur Kombination U(Iw) mit Q(U) .....	116
6.1.4	Ergebnisvergleich U fix zu U(Iw) mit Q(optimiert) .....	118
6.2	<i>Ergebnisse aus dem realen Mittelspannungsnetz .....</i>	120
6.2.1	Berechnete Spannungsverläufe mit U(Iw) im realen Netz .....	122
6.2.2	Berechnete Spannungsverläufe mit Q(U) + U(Iw) im realen Netz .....	123
6.2.3	Vergleich von Berechnungen und Messungen .....	124
6.2.3.1	Spannungen im Umspannwerk: Berechnungen und Messungen .....	126
6.2.3.2	Spannungen im Schigebiet: Berechnungen und Messungen .....	127
6.2.3.3	Spannungen in Erzeugungsanlagen: Berechnungen und Messungen .....	128
6.2.4	Wirkstrom als geeigneter Strom für die Compoundierung U(Iw) .....	128
<b>7</b>	<b>Schlussfolgerung und Ausblick .....</b>	<b>130</b>
<b>Literatur .....</b>		<b>135</b>
<b>Selbstständigkeitserklärung .....</b>		<b>141</b>

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Blindleistungsbereiche aus TOR D4 .....	34
Tabelle 2: Geförderte Ökostromanlagen in Österr. Vergleich 2008 und 2018 .....	40
Tabelle 3: Kleinwasserkraftanlagen gemäß Ökostrombericht 2018 (E-Control, 2019) .....	41
Tabelle 4: Kleinwasserkraftanlagen gemäß Ökostrombericht 2008 (E-Control, 2019) .....	41
Tabelle 5: Aufteilung des Betriebsspannungsbandes bei fixiertem Spannungssollwert .....	51
Tabelle 6: Blindleistungsbereich Wechselrichter bei Anschluss im MS-Netz / TOR D4 ...	67
Tabelle 7: Einteilung Betriebsspannungsband UN $\pm 10\%$ für Spannungsabfälle .....	75
Tabelle 8: Einteilung Betriebsspannungsband UN $\pm 10\%$ für Spannungsanhebungen .....	76

# Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Kraftwerk Kitzloch .....	21
Abbildung 2: Kraftwerksgruppe Stubachtal, Weißsee und Tauernmoossee .....	22
Abbildung 3: Baustelle Kaprun Limbergsperre um 1950 / Salzburger Landesarchiv .....	23
Abbildung 4: Kraftwerk Wiestal .....	24
Abbildung 5: Umspannwerk Salzach 220/110 kV und Gebäude Umspannwerk Hagenau	27
Abbildung 6: TOR B: Grundanforderungen an die Netzseitige Blindleistungsbereitstellung von Erzeugungsanlagen für Netze $\geq 110$ kV .....	32
Abbildung 7: TOR D4 Abbildung 7-5 Blindleistungsbereich für Erzeugungsanlagen $>3,68$ kVA ohne Umrichter bei Anschluss im NS-Netz (links) und im MS-Netz (rechts).....	33
Abbildung 8: TOR D4 Abbildung 7-1 Q/Sr für Niederspannung U/Un und Mittelspannung U/Uc .....	34
Abbildung 9: Primärwicklung eines Regelhauptumspanners: Längsregelung und Schrägregelungen durch Stufenstellungen; Rote Vektoren: gewählte Stufe primär .....	45
Abbildung 10: Leistungstransformator 50 MVA 110/30 kV mit Lastregelschalter links integriert .....	48
Abbildung 11: Einpoliges Schaltbild Oberspannungswicklung und Stufenstellers mit Wendeschalter in einem Umspanner 110/30 kV / Quelle: Maschinenfabrik Reinhausen .	49
Abbildung 12: Grafische Darstellung der Spannungsänderungen bei fixem Spannungssollwert.....	52
Abbildung 13: Kennlinie des Spannungssollwertes in Abhängigkeit des Stromes des Spannungsreglers REG D (A. Eberle GmbH, 2019) .....	54
Abbildung 14: Spannungsverlauf Musternetz im Winter mit fixem Spannungssollwert (gelb) und U(lw) am speisenden Umspanner .....	55

---

Abbildung 15: Spannungsverlauf Musternetz im Sommer mit fixen Spannungssollwert und $U(I_w)$ .....	55
Abbildung 16: $U(I_w)$ -Kennlinie als Spannungssollwert [% von $U_N$ ] in Abhängigkeit von $I_w$ [A] .....	56
Abbildung 17 Standardeinstellung der P(U) Regelung gemäß TOR D4 V2.2.....	57
Abbildung 18: Q(U)-Kennlinie für Mittelspannung MS und Niederspannung NS .....	59
Abbildung 19 Blindstromkompensation [aus TOR D3].....	59
Abbildung 20: a) Prinzip der Frequenz- bzw. Drehzahlregelung und b) Prinzip der Spannungsregelung eines Synchrongenerators / (Schwab, 2009).....	63
Abbildung 21: einpoliges Ersatzschaltbild eines Vollpol-Synchrongenerators.....	64
Abbildung 22: vereinfachtes Ersatzschaltbild Synchrongenerator .....	64
Abbildung 23: Vereinfachtes Zeigerdiagramm einer Synchronmaschine mit Stromvektoren im Betrieb als Generator bei starrer Klemmenspannung am Stator $U_s$ .....	65
Abbildung 24: Blindleistungsbereich für Erzeugungsanlagen mit Wechselrichtern >3,68 kVA bei Anschluss im NS-Netz (links) und im MS-Netz (rechts) / TOR D4 (E-Control, 2019) .	67
Abbildung 25: Netzgeführte Drehstrombrücke a: Ersatzschaltbild 1-polig b: Zeigerdiagramm Gleichrichterbetrieb c: Zeigerdiagramm Wechselrichterbetrieb (Crastan, 2012) .....	68
Abbildung 26: Eingabemaske Kompoundierung in der Spannungsregelung im NEPLAN	70
Abbildung 27: Darstellung der Kompoundierung als Spannungssollwert [% von $U_n$ ] in Abhängigkeit des Stromwertes [% von $I_n$ ] gemäß Neplan.....	71
Abbildung 28: Musternetz .....	73
Abbildung 29: Lastfluss max. Netzlast 100%, U-Soll=103%, ohne dezentrale Erzeugung	75
Abbildung 30: Lastfluss max. Einspeise-Wirkleistung ohne Netzlast.....	76
Abbildung 31: Kennlinie der $U(I_w)$ (Kompoundierung) im Musternetz .....	78
Abbildung 32: Kennlinie $U(I_w)$ mit Arbeitspunkt.....	79

---

Abbildung 33: Lastfluss max. Netzlast +27%, mit $U(I_w)$ .....	79
Abbildung 34: Kennlinie $U(I_w)$ mit Arbeitspunkt .....	80
Abbildung 35: Lastfluss max. Einspeise-Wirkleistung +30% mit $U(I_w)$ .....	80
Abbildung 36: Kennlinie $Q/S_r$ in Abhängigkeit von $U$ .....	81
Abbildung 37: Kennlinien $Q(U)$ mit Arbeitspunkten .....	82
Abbildung 38: Lastfluss max. Netzlast +18%, mit $Q(U)$ bei $U_{\text{Soll}}=103\%$ .....	83
Abbildung 39: Kennlinien $Q(U)$ mit Arbeitspunkten .....	83
Abbildung 40: Lastfluss max. Einspeise-Wirkleistung +39% mit $Q(U)$ .....	84
Abbildung 41: Kennlinien $Q(U)$ mit Arbeitspunkten .....	85
Abbildung 42: Lastfluss max. Netzlast +39%, mit $U(I_w)$ und $Q(U)$ .....	85
Abbildung 43: Kennlinien $Q(U)$ mit Arbeitspunkten .....	86
Abbildung 44: Lastfluss max. Einspeise-Wirkleistung +70% mit $U(I_w)$ und $Q(U)$ .....	87
Abbildung 45: Lastfluss 162% max. Netzlast, mit $U(I_w)$ und $Q(\text{optimiert})$ .....	87
Abbildung 46: Lastfluss max. Einspeise-Wirkleistung +33% mit $U(I_w)$ und $Q(\text{optimiert})$ ..	88
Abbildung 47: Betrachtetes Teilnetz mit allen Betriebsmitteln als Übersichtsbild aus NEPLAN .....	89
Abbildung 48: Reduziertes Teilnetz aus NEPLAN .....	90
Abbildung 49: max. Verbraucherlastfluss mit $U_{\text{Soll}} = 101,33\%$ .....	92
Abbildung 50: max. Einspeiselastfluss mit $U_{\text{Soll}} = 101,33\%$ .....	93
Abbildung 51: Kennlinie $U(I_w)$ mit Arbeitspunkt $U_{\text{Soll max}} = 104,33\%$ .....	94
Abbildung 52: max. Verbraucherlastfluss mit $U_{\text{Soll}} = U(I_w)$ .....	94
Abbildung 53: Kennlinie $U(I_w)$ mit Arbeitspunkt $U_{\text{Soll min}} = 101,33\%$ .....	95
Abbildung 54: max. Einspeiselastfluss mit $U(I_w)$ .....	95

---

Abbildung 55: Kennlinie $U(I_w)$ mit Arbeitspunkt $U_{Soll} = 100,33\% - 104,33\%$ .....	96
Abbildung 56: maximaler Einspeiselastrfluss mit $U(I_w)$ bei neuer $U(I_w)$ -Kennlinie .....	96
Abbildung 57: maximale dezentrale Erzeugung mit 60% Netzlast mit $U(I_w)$ .....	97
Abbildung 58: Kennlinie $Q/S_r$ in Abhängigkeit von $U$ .....	97
Abbildung 59: Kennlinien $Q(U)$ mit Arbeitspunkten .....	98
Abbildung 60: max. Verbraucherlastfluss mit $U_{soll} = U(I_w)$ und $Q(U)$ .....	98
Abbildung 61: 100% Verbraucherlastfluss (ausgenommen Schigebiet 25%) $U_{soll} = U(I_w)$ und $Q(U)$ .....	99
Abbildung 62: Kennlinien $Q(U)$ mit Arbeitspunkten .....	99
Abbildung 63: Reales Netz max. Einspeiselastrfluss mit $U(I_w)$ und $Q(U)$ .....	100
Abbildung 64: Reales Netz max. Einspeiselastrfluss mit $U(I_w)$ und $Q(U)$ 2018 .....	101
Abbildung 65: Reales Netz max. Einspeiselastrfluss aktuell mit $U(I_w)$ neu und $Q(U)$ .....	101
Abbildung 66: 30-kV-Spannungsverlauf im Umspannwerk mit $U(I_w)$ im Jahr 2018 .....	103
Abbildung 67: 30-kV-Spannungsverlauf im Schigebiet im Jahr 2018 .....	104
Abbildung 68: 30-kV-Spannungsverlauf im Schigebiet im Jahr 2018 .....	105
Abbildung 69: 30-kV-Spannungsverlauf Knoten 3-2 dezentrale Erzeugung im Jahr 2018 .....	106
Abbildung 70: Verlauf Wirkstrom des Umspanners mit Vorzeichen der Wirkleistung im Jahr 2018 .....	107
Abbildung 71: Verlauf Scheinstrom des Umspanners mit Vorzeichen der Wirkleistung im Jahr 2018 .....	108
Abbildung 72: Verlauf von $P_{max}$ und $Q_{min}$ je Tag eines dezentralen Kleinwasserkraftwerks 2018 .....	109
Abbildung 73: $P$ , $Q$ und $U$ (1/4-h-Werte) beim Start der Beschneigungsanlagen im Schigebiet .....	110

---

Abbildung 74: Kennlinie der $U(I_w)$ (Kompoundierung) im Musternetz .....	112
Abbildung 75: Netzstrang und zugehöriger Spannungsverlauf Vergleich von $U_{\text{fix}}$ (Basis) und $U(I_w)$ .....	113
Abbildung 76: Kennlinie $Q/S_r$ in Abhängigkeit von $U$ .....	114
Abbildung 77: Netzstrang mit Verlauf von $Q/P$ [%] Vergleich von $U_{\text{fix}}$ (Basis) und $Q(U)$ .....	115
Abbildung 78: Netzstrang mit Verlauf von $Q/P$ [%] und $U/U_{\text{Nenn}}$ , Basis und $Q(U)+U(I_w)$ .....	117
Abbildung 79: Netzstrang mit Verlauf von $Q/P$ [%] und $U/U_{\text{Nenn}}$ , minimierte Blindleistung .....	119
Abbildung 80: Kennlinie $U(I_w)$ mit Arbeitspunkt $U_{\text{Soll}} = 100,33\% - 104,33\%$ .....	120
Abbildung 81: Kennlinie $Q(U)$ : $Q/S_r$ in Abhängigkeit von $U$ .....	121
Abbildung 82: Netzstrang mit Verlauf der Spannung $U/U_{\text{Nenn}}$ , Basis und $U(I_w)$ .....	122
Abbildung 83: Netzstrang mit Spannungen $U/U_{\text{Nenn}}$ , $U(I_w)$ im Vergleich mit $U(I_w) + Q(U)$ .....	124
Abbildung 84: 30-kV-Spannung im Umspannwerk Vergleich Messung-Rechnung .....	126
Abbildung 85: 30-kV-Spannung im Schigebiet im Jahr 2018: Messung und Berechnung .....	127
Abbildung 86: 30-kV-Spannung Knoten 3-2 Erzeugung Jahr 2018: Messung und Berechnung.....	128
Abbildung 87: Vergleich Kompoundierung $U(I_w)$ mit $U(I_s)$ [ $I_w$ mit Vorzeichen von $P$ ] ....	129

## Abkürzungs- und Begriffsverzeichnis

<b>Ankerwicklung</b>	Der Anker, Rotor oder Läufer ist der bewegliche Teil eines Elektromotors oder Generators. Die Ankerwicklung ist darin eingelassen und besteht aus gegeneinander isolierten Kupfer- oder Aluminium-Drähten oder Stäben.
<b>APG</b>	Austrian Power Grid AG, ein österreichischer Übertragungsnetzbetreiber. 100% Eigentümer ist die Verbund AG
<b>Blindleistungsbezug</b>	Bezug von Blindleistung aus dem Netz. Beispielsweise von einem Asynchronmotor. Untererregter Betrieb eines Synchrongenerators.
<b>Blindleistungslieferung</b>	Lieferung von Blindleistung ins Netz. Beispielsweise von einem Kondensator. Übererregter Betrieb eines Synchrongenerators.
<b>ENTSO-E</b>	Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber. Die Abkürzung steht für: „European Network of Transmission System Operators for Electricity“. <a href="http://www.entsoe.eu">www.entsoe.eu</a>
<b>HS</b>	Hochspannung. In dieser Arbeit für den Spannungsbereich $> 45 \text{ kV} < 220 \text{ kV}$ , typisch $110 \text{ kV}$ verwendet. (Gemäß EN 50110 gilt HS betrieblich bei $> 1000 \text{ V AC}$ und $> 1500 \text{ V DC}$ )
<b>I<sub>w</sub></b>	Wirkstrom
<b>Lastregelschalter</b>	Eine Umschalteneinrichtung in einem Umspanner (Transformator), mit der es möglich ist unter Last die Übersetzung des Umspanners zu ändern. Dabei werden Wicklungspakete, meist der Primärwicklung, in Serie oder in Gegenschaltung zu- oder weggeschaltet. Die Primärwicklung ist dabei als Basiswicklung und Zusatzwicklungen mit Anzapfungen ausgeführt.
<b>MS</b>	Mittelspannung $> 1 \text{ kV AC} < 45 \text{ kV}$
<b>NC</b>	Networkcode – Vorgabe seitens EU für Betreiber und Nutzer von öffentlichen Stromnetzen
<b>NC-OP</b>	Network Code – Operational security; Betriebssicherheit.
<b>NC-OPS</b>	Network Code - Operational Planning&Scheduling; Einsatzplanung und Zeitplanung
<b>NC-LFRC</b>	Network Code on Load-Frequency Control and Reserves; Last-Frequenzsteuerung und Reserve
<b>NS</b>	Niederspannung $< 1000 \text{ V}$ , im Stromnetz üblicherweise $230/400 \text{ V}$
<b>OeMAG</b>	Österreichische Abwicklungsstelle für Ökostrom

<b>Ortsnetztrafo</b>	Trafo zur Versorgung von öffentlichen Niederspannungsnetzen, die Umspannung erfolgt von der Mittelspannung auf die Niederspannung mit einem fix eingestellten Übersetzungsverhältnis.
<b>Primärwicklung</b>	Die Oberspannungsseitigen Wicklungen eines Transformators, im Drehstromtransformator sind drei Primärwicklungen verbaut.
<b>PST</b>	Phasenschieber-Transformator. Ein Phasenschieber Transformator ermöglicht eine Längsregelung (Änderung der Spannungshöhe) und eine Quer-Regelung (Änderung des Netzwinkels der Spannungen). PST bestehen meist aus zwei Transformatoren, von denen einer die Längsregelung und ein anderer die Querregelung übernimmt und werden an neuralgischen Punkten im Übertragungsnetz eingesetzt.
<b>RfG</b>	Requirements for Generators (RfG) der ENTSO-E. Die österreichische Verordnung „Festlegung von allgemeinen technischen Anforderungen für den Netzanschluss von Stromerzeugungsanlagen (RfG Anforderungs-V)“ wurde im Februar 2019 veröffentlicht.
<b>Redispatch</b>	Redispatch ist im Stromhandel eine Anpassung der Leistungseinspeisung von Kraftwerken auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers um auftretende Überlastungen einzelner Betriebsmittel im Übertragungsnetz zu vermeiden.
<b>RONT</b>	Regelbarer Ortsnetztrafo. Das Übersetzungsverhältnis des Ortsnetztrafos wird durch oberspannungsseitige Umstufungen oder unterspannungsseitige Leistungselektronik im Betrieb gemäß den Anforderungen des Reglers verändert.
<b>Sekundärwicklung</b>	Die Unterspannungsseitigen Wicklungen eines Transformators.
<b>Schwarzstart</b>	Start eines Generators oder Kraftwerksblocks ohne Hilfsspannung oder Hilfsenergie aus dem Stromnetz. Schwarzstartfähige Kraftwerke werden mit angeschlossenen Netzbereichen von Null auf Nenndrehzahl (Netzfrequenz) hochgefahren.
<b>Slack</b>	Lastflusstyp im Bilanzknoten der Netzeinspeisung für die Stromnetzberechnung; stellt die gewünschte Wirk- und Blindleistung zur Verfügung
<b>Sr, Sn</b>	Nennscheinleistung, r steht für rated; n steht für nenn
<b>Statorwicklung</b>	Der Stator ist der stillstehende Teil des Elektromotors oder Generators. Die Statorwicklung ist im Stator eingebaut und besteht aus gegeneinander isolierten Kupfer- oder Aluminium- Drähten oder Stäben.
<b>Tertiärwicklung</b>	Dritte Wicklungen eines Transformators. Tertiärwicklungen in Dreieckschaltung werden eingesetzt um bei Transformatoren mit ober- und unterspannungsseitiger Sternwicklung eine Sternpunktbelastbarkeit für Schiefast und einpolige Fehlerströme zu erreichen. Tertiärwicklungen werden bei großen Leistungstransformatoren für die Eigenversorgung von Umspannwerken verwendet.

---

<b>TOR</b>	Technische und organisatorische Regeln der E-Control (E-Control, 2019)
<b>Trafo</b>	Transformator. Der Begriff Trafo wird in dieser Arbeit für die Umspannung der elektrischen Energie von Mittelspannung auf Niederspannung mittels 3-Phasen-Drehstromtransformatoren verwendet.
<b>Transmissionsriemen</b>	Ein ununterbrochenes Band, ähnlich wie ein Förderband oder Keilriemen. Damit würde die Rotationsenergie zwischen Antriebsachse (z.B. bei einer Turbine) und aus Nutzungsachse (z. B. dem Generator) übertragen. Die ersten Transmissionsriemen wurden aus Leder gefertigt.
<b>Trafostation</b>	Transformator-Station zur Umspannung der elektrischen Energie von Mittelspannung auf Niederspannung. Trafostationen können als Turmstationen (meist freistehend) mit eingebautem Trafo, als Maststationen (Holzmast, Gittermast, Betonmast) mit in der Höhe aufgestelltem Trafo oder als Einbaustationen in Gebäuden errichtet werden.
<b>UCTE</b>	Vereinigung der Übertragungsnetzbetreiber des zusammenhängenden Drehstromnetzes in Zentraleuropa, der Türkei und der nordafrikanischen Länder Marokko, Algerien, Tunesien und Westsahara. Abkürzung für: Co-ordination of Transmission of Electricity.
<b>U<sub>c</sub></b>	Vereinbarte Versorgungsspannung für Kunden mit einem Netzanschluss im Mittelspannungsnetz gemäß Norm EN 50160. Dies ist meist der Spannungssollwert an der Mittelspannungssammelschiene im Umspannwerk (z.B. 103% U <sub>N MS</sub> )
<b>U<sub>N</sub></b>	Nennspannung im Niederspannungsnetz = 400 V gemäß Norm EN 50160
<b>U<sub>N MS</sub></b>	Nennspannung im Mittelspannungsnetz = 400 V * Übersetzungsverhältnis der Ortsnetztrafos
<b>Umspanner</b>	Ein Transformator. Der Begriff Umspanner wird in dieser Arbeit für die Umspannung der elektrischen Energie von Hochspannung auf Mittelspannung und von Mittelspannung auf Mittelspannung mittels 3-Phasen-Drehstromtransformatoren verwendet. Umspanner können einen eingebauten Lastregelschalter zur Anpassung der Stufenstellung für die Spannungsregelung besitzen.



# 1 Vorwort und Übersicht

Im einleitenden Kapitel werden die Motivation und die Aufgabenstellung dieser Diplomarbeit beschrieben. Es werden die Ziele dieser Arbeit erläutert und festgehalten, welche Ziele bewusst nicht verfolgt wurden. Danach erfolgt ein Überblick über die einzelnen Kapitel dieser Arbeit.

## 1.1 Motivation für diese Arbeit

Der Autor dieser Arbeit hat im Jahr 1995 die ersten Berechnungen im Stromnetz durchgeführt. Von 1998 bis 2017 hat er sich unter anderem mit der Erstellung und Umsetzung von Konzepten für den Ausbau des Hoch- und Mittelspannungsnetzes in der Salzburg Netz GmbH, dem Verteilnetzbetreiber in Stadt und Land Salzburg, beschäftigt.

Die österreichische Bundesregierung verfolgt in der Mission 2030 (Österreichische Bundesregierung, 2019) das Ziel dass bis zum Jahr 2030 Strom in dem Ausmaß erzeugt wird, dass der österreichische Gesamtstromverbrauch zu 100 % (national bilanziell) aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt werden kann. Um dies zu erreichen muss die Stromerzeugung durch Photovoltaikanlagen, Wasserkraftwerken, Windkraftanlagen und anderen erneuerbaren Erzeugungsanlagen ausgebaut werden.

Es ist zu erwarten, dass der Zubau neuer Erzeugungsanlagen regional schneller erfolgen wird als der dafür erforderliche Netzausbau realisiert werden kann.

In der Mission 2030 wird auch das Ziel verfolgt, den Energiebedarf zum Beheizen und Kühlen von Gebäuden zu reduzieren und bestehende kalorische Heizungen beispielhaft durch Wärmepumpen zu ersetzen. Die durch die Mobilität verursachten Treibhausgase sollen ebenfalls gemäß Mission 2030 reduziert werden, wobei die Elektromobilität einen wesentlichen Beitrag zur Reduktion des Energiebedarfs leisten kann und eine Möglichkeit der ökologischen Energiebereitstellung bietet. Durch die höhere Effizienz der E-Mobilität können in etwa 2/3 der Primärenergie (je nach elektrischer Energieerzeugung) eingespart werden. (Österreichs Energie, 2019)

Unter diesen Rahmenbedingungen wurden in dieser Arbeit Untersuchungen angestellt, wie bestehende Netzstrukturen unter Nutzung neuer regulatorischer Rahmenbedingungen und altbekannter Technik möglichst optimal genutzt werden können.

## 1.2 Zielsetzung dieser Arbeit

Die vorliegende Arbeit befasst sich mit der Spannungshaltung und der Blindleistungssituation in ländlichen Mittelspannungsnetzen. Mit Hilfe von Lastfluss-Berechnungen werden die Auswirkungen der Spannungsregelungsstrategie und des Blindleistungsverhaltens in dezentrale Erzeugungsanlagen für Einspeise- und Belastungssituationen ermittelt. Dabei wird die Spannungshaltung als wesentliches Kriterium für den Anschluss von Einspeise- und Verbraucheranlagen zu Grunde gelegt. Die thermisch begrenzte Belastbarkeit der Freileitungen und Kabel wird in ländlichen Netzstrukturen kaum ausgereizt und stellt daher meist kein Engpass dar.

Es wird ermittelt, inwiefern die Spannungsregelung die Übertragungsfähigkeit von bestehenden Mittelspannungsnetzen für die Versorgung von Verbraucheranlagen und den Energieabtransport von dezentralen Erzeugungsanlagen beeinflussen kann.

Darüber hinaus wird errechnet, welche Blindleistungs-Maßnahmen für einen optimierten Netzbetrieb erforderlich sind. Dabei soll Blindleistung wenn möglich dort erzeugt werden wo sie benötigt wird und nicht übers Netz transportiert werden.

Für den Fall hoher dezentraler Energieerzeugung wird ermittelt, bei welcher Blindleistungsregelung der Energieabtransport unter Einhaltung der Spannungsgrenzen bestmöglich erfolgen kann. Ein theoretisches Maximum ist erreicht, wenn die Kabel und Freileitungen bis zum Nennstrom belastet werden können und die Spannungsgrenzen trotzdem eingehalten werden können.

Das zulässige Spannungsband von  $U_N \pm 10\%$  (E-Control, 2019) wird auf die Bereiche Niederspannung, Transformator und Mittelspannung bezogen betrachtet. In Abhängigkeit der Lastflusssituation wird ein Ansatz erarbeitet, den Spannungsbandbereich variabel anzupassen. Bei hoher Rückspeisung aus den dezentralen Erzeugungsanlagen ist das Ziel die Ausgangsspannung im Umspannwerk möglichst niedrig zu halten, um Spannungsanhebungen im Netz zu ermöglichen. Bei hohen Verbraucherlasten wird eine möglichst hohe Ausgangsspannung im Umspannwerk angestrebt, um Spannungsabfälle im Netz beherrschen zu können.

In einem praktischen Anwendungsbeispiel wird die Wirksamkeit von Spannungs- und Blindleistungsregelungsmaßnahmen analysiert.

In dieser Arbeit wird der Schwerpunkt darauf gelegt, dass sowohl die Spannungsregelung als auch die Blindleistungsregelung autark ohne Datenverbindung zu dezentralen Einrichtungen funktionieren.

Im ländlichen alpinen Raum im Land Salzburg ist der Wintertourismus ein wesentlicher Wirtschaftszweig. Die Versorgung von Beschneiungsanlagen stellt aufgrund der beinahe hundertprozentigen Gleichzeitigkeit eine Herausforderung dar. In der Analyse eines realen

Netzbereiches wird der auftretende Lastfluss durch den Betrieb von Beschneiungsanlagen vor dem Start der Wintersaison mitbetrachtet.

Im Jahr 1883 wurde im Land Salzburg erstmals aus Wasserkraft Strom erzeugt (Verein Via Aurea, 2018). Darauf begründet waren im ländlichen Salzburger Stromnetz seit jeher Kleinwasserkraftwerke als dezentrale Erzeugungsanlagen an das Mittel- und Niederspannungsnetz angeschlossen. Mit Unterstützung durch die Fördersysteme wurden in den letzten Jahren vermehrt Photovoltaikanlagen errichtet und Kleinwasserkraftwerke gebaut oder revitalisiert. Einen Photovoltaik-Boom wie im benachbarten Bayern hat es in Österreich nicht gegeben. Aus der Mission 2030 (Österreichische Bundesregierung, 2019) wird die zu erwartende Steigerung im Bereich der Photovoltaikanlagen ermittelt und den bestehenden Anlagen gegenüber gestellt.

Es werden technische Möglichkeiten aufgezeigt mit denen die Übertragungsfähigkeit bestehende Netze erhöht werden kann.

### 1.3 Nicht-Ziele dieser Arbeit

Nachfolgende Bereiche des Stromnetzbetriebes werden in dieser Arbeit nicht betrachtet:

- Die Auswirkung auf überlagerte 110-kV-Hochspannungsnetze und Übertragungsnetze.
- Die Auswirkungen auf städtische Mittelspannungs-Versorgungsstrukturen.
- Der Einfluss auf den Netzbetrieb durch Industrieanlagen oder große Gewerbeparks.
- Der Netzanschluss großer Erzeugungsanlagen wie Windparks, Biomasse Heizkraftwerken, Biogaskraftwerken oder Wasserkraftwerken mit Leistungen über 5 MW.
- Smart Grid Lösungen für den Anschluss von dezentralen Erzeugungsanlagen mit Datenaustausch zwischen Erzeugungsanlagen und Netzbetreiber.
- Smart Grid Lösungen im Stromnetz, die eine dezentrale Messwerteerfassung und Datenleitungen erforderlich machen, wie beispielsweise online-Spannungsmessungen mit rechnergestützten Lastflussoptimierungen.
- Die Einsatzmöglichkeit von regelbaren Ortsnetz-Transformators oder von Niederspannungsnetzreglern.
- Die Auswirkung der Maßnahmen auf Spannungsebenen in der Mittelspannung, die von der Spannungsreihe 30 kV abweichen.
- Die Spannungshaltung in unterschiedlichen Niederspannungsnetzen. Für Niederspannungsnetze wird in dieser Arbeit eine entsprechende Reserve im Spannungsbereich berücksichtigt.

## 1.4 Kapitelübersicht

Diese Diplomarbeit besteht aus sieben Kapiteln.

Nach Vorwort und Übersicht im ersten Kapitel wird im **Kapitel 2** auf die Entwicklung der Stromversorgung aus Wasserkraftwerken im Alpenraum eingegangen. Erneuerbarer Strom aus Wasserkraftwerken wurde in den Ausläufern der Alpen vor der Entstehung von Stromnetzstrukturen lokal genutzt.

Anschließend werden im **Kapitel 3** die technischen Rahmenbedingungen erläutert. Dabei wird auf das normativ anzuwendende Regelwerk und auf die Richtlinien der EU und der E-Control in Österreich für den Netzbetrieb und den Anschluss von Erzeugungsanlagen ans öffentliche Netz eingegangen. Darüber hinaus wird die Situation der Förderung von erneuerbaren Erzeugungsanlagen erwähnt und deren Entwicklung analysiert.

Im **Kapitel 4** wird auf die Spannungs- und Blindleistungsregelung eingegangen. Es wird beschrieben welche technischen Möglichkeiten vorhanden sind, um die Spannung im Netz beeinflussen und den Blindleistungshaushalt regeln zu können, und in welchen Netzbereichen diese Möglichkeiten angewendet werden. Dabei wird auch auf die technischen Fähigkeiten von verschiedenen Generatorarten und Wechselrichtern, speziell im Hinblick auf Spannungshaltung und Blindleistungsmanagement, eingegangen.

Das **Kapitel 5** befasst sich mit dem Methodischen Vorgehen und der Analyse, wie die Übertragungskapazität durch Spannungs- und Blindleistungsregelung im Verbraucherlastfluss erhöht werden kann und wie es möglich ist, mehr Leistung aus dezentraler Erzeugungsanlagen über das bestehende Netz abzutransportieren. Zu Beginn wird anhand eines charakteristischen Musternetzes, bestehend aus Mittel- und Niederspannungsnetz, die Problematik erörtert und daraus Verbesserungen erarbeitet. Die erworbenen Erkenntnisse werden in ein reales Mittelspannungsnetz übertragen. Das reale Netz wurde für die Betrachtungen auf wesentliche Knoten reduziert. Im realen Netz werden die erarbeiteten Maßnahmen zur Spannungs- und Blindleistungsregelung angewendet und verbessert. Zusätzlich zu den Berechnungen wurden Messdaten aus dem realen Netz erfasst und zur Verifizierung der Berechnungsergebnisse eingearbeitet.

Die Ergebnisse dieser Arbeit werden im **Kapitel 6** zusammengefasst. Die Wirksamkeit der Spannungs- und Blindleistungsregelung wird grafisch dargestellt.

Das abschließende **Kapitel 7** beschäftigt sich mit der Schlussfolgerung und dem Ausblick in die Zukunft des Netzbetriebes mit den zu erwartenden Herausforderungen durch mehr Stromerzeugung aus dezentralen erneuerbaren Energiequellen und mehr elektrischem Energiebedarf durch Raumheizung und Mobilität.

## **2 Entwicklung der Stromversorgung im Alpenraum**

In der vorliegenden Arbeit werden die regionalen Gegebenheiten im ländlichen Stromnetz im Land Salzburg berücksichtigt. Die geschichtliche Entwicklung der Stromversorgung ist dabei von Bedeutung, weil vor der Errichtung des verbundenen Stromnetzes bereits dezentrale Versorgungsstrukturen aus Wasserkraftwerken betrieben wurden. Diese Kraftwerke sind teilweise nach wie vor in Betrieb und speisen ins öffentliche Netz ein.

Der nördliche Teil des Alpenhauptkamms im Land Salzburg hat seit jeher hohe Niederschläge durch die sogenannten Nordstaulagen, bei denen Wolken am Alpenhauptkamm „hängen“ bleiben und für Regen oder Schneefälle sorgen. Die Schlechtwetterfronten bewegen sich in Mitteleuropa meist von Nord-Westen kommend in Richtung der Alpen.

Durch das vorhandene natürliche Wasserdargebot in den Bächen, Wasserfällen und Flüssen bieten die Alpentäler seit jeher ein Wasserkraftpotential, das mit relativ geringem Aufwand nutzbar gemacht werden konnte.

### **2.1 Strom aus Wasserkraft**

#### **2.1.1 Die Verbreitung des Elektrischen Lichtes im Land Salzburg**

Im Jahr 1883 wurde in Kolm Sigurn im Raurisertal das erste Wasserkraftwerk im Land Salzburg für eine elektrische Beleuchtung errichtet. (Verein Via Aurea, 2018) Dieses Kraftwerk wurde von Ignaz Rojacher für die Beleuchtung eines Verwaltungsgebäudes des Goldbergbaus errichtet und wird als ältestes Wasserkraftwerk in Österreich geführt.

Im Jahr 1886 wurde im Auftrag des österreichischen Kaisers Franz Josef I. in Bad Gastein ein E-Werk zur elektrischen Beleuchtung der Straßen des Kurortes installiert. Der österreichische Kaiser Franz Josef I. und der deutsche Kaiser Wilhelm I. haben ihren Kuraufenthalt in Bad Gastein verbracht. Im Jahr 1887 hat erstmals die sogenannte Kaiserbegegnung in Bad Gastein bei elektrischer Straßenbeleuchtung stattgefunden. (Lafenthaler, 2007)

In der Stadt Salzburg wurde im Jahr 1887 die erste elektrische Straßenbeleuchtung mit Dampfgeneratoren errichtet. (Salzburger Nachrichten, 2018)

Als Ersatz für das E-Werk des Kaisers Franz Josef I. wurde im Jahr 1895 in Bad Gastein das Wasserkraftwerk Sonnenwende oberhalb des Gasteiner Wasserfalls errichtet. Ab diesem Zeitpunkt wurde nachweislich Wasserkraft als Primärenergie zur Stromerzeugung für die öffentliche Beleuchtung von Bad Gastein eingesetzt.

Im Land Salzburg wurden etwa ab dem Jahr 1900 für die kommunale Stromversorgung beispielhaft nachfolgende E-Werke gegründet, die Energieerzeugung erfolgte dabei hauptsächlich aus Wasserkraftwerken:

- 1899 Kraftwerk Eichtmühle („Salzburger Electricitätswerk“)
- 1901 E-Werk Radstadt (Habersatter)
- 1905 E-Werk Bad Hofgastein
- 1907 E-Werk Bruck an der Glocknerstraße Hermann + Müller
- 1913 Kraftwerk Wiestal (E-Werk Stadt Salzburg)
- 1924 Kraftwerk Strubklamm (E-Werk Stadt Salzburg)
- 1929 Lichtgenossenschaft Neukirchen
- 1934 E-Werk Lechner Neukirchen

Ursprünglich wurde die elektrische Energie vorrangig für die Beleuchtung eingesetzt. (Salzburger Nachrichten, 2018)

Alle E-Werke haben mit Hilfe von Wasserkraftwerken ursprünglich eine Stromversorgung mit lokalen Inselnetzen errichtet. Der Anschluss an ein überregionales Stromnetz erfolgte wesentlich später (siehe 2.2). Im Jahr 2019 werden in den entlegenen Alpentälern noch immer Schutzhütten wie z.B. die Kürsingerhütte im Obersulzbachtal oder das Krimmler Tauernhaus im Krimmler Achental (seit 1919) von Kleinwasserkraftwerken im Inselbetrieb versorgt. (Sturm, 2018)

Neben dem Ausbau des öffentlichen Stromnetzes wurden in Sägewerken und Mühlen Generatoren installiert, um die vorhandene Wasserkraft zur Stromerzeugung für die Eigenversorgung nutzen zu können. Im Sägewerk Graggaber wurde beispielhaft im Jahr 1935, als erstes Sägewerk im Salzburger Lungau, ein elektrisches Licht installiert. Die Wasserkraft wurde bis dahin jahrzehntelang ausschließlich zum Antrieb der Sägegatter genutzt. (Salzburg Landesregierung, 2019)

Die ländliche Bevölkerung zeigte teilweise große Skepsis gegenüber den technischen Neuerungen des elektrischen Lichtes. Noch in den 1970er Jahren haben einige Landwirte den Anschluss ihres Hofes ans öffentliche Stromnetz verwehrt. Dabei spielte die Angst vor den Gefahren des elektrischen Stromes eine große Rolle. Es herrsche die landläufige Meinung, dass elektrische Leitungen Blitze magisch anziehen können und dadurch die Höfe gefährdet wären. (Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation, 2019)

## 2.1.2 Die industrielle Nutzung des Stromes aus Wasserkraft im Land Salzburg

Die großen Wasserkraftpotentiale wurden nicht für die elektrische Beleuchtung in den umliegenden Häusern, sondern gezielt zur Versorgung von Industrieanlagen erschlossen.

Im Jahr 1898 wurde das Kraftwerk Klammstein in Lend in Betrieb genommen. In Lend mündet die Gasteiner Ache in einer Klamm mit 150 m Höhenunterschied in die Salzach. Das Unternehmen Aluminium-Industrie-Aktien-Gesellschaft (AIAG) bzw. schweizerische Metallurgische Gesellschaft (später Alusuisse) hat sich aufgrund der guten Nutzbarkeit der Wasserkraft bewusst für diesen Standort entschieden, um eine Aluminium-Elektrolyse zu errichten. Im Jahr 1938 wurde das Kraftwerk erneuert und mit 3 Generatoren a 10000 PS (in Summe ca. 22 MW) ausgestattet, die noch immer in Betrieb sind. (Thomas Mayr, Aachen Kraftwerke)

Das Kraftwerk Kitzloch in Taxenbach wurde 1903 ebenfalls zur Versorgung der Aluminium Hütte in Lend errichtet und im Jahr 1904 auf 8000 PS (5,88 MW) erweitert.



Abbildung 1: Kraftwerk Kitzloch <sup>1</sup>

In Steeg am Hallstätter See (Oberösterreich) hat das Unternehmen Stern und Hafferl im Jahr 1916/17 eine Aluminium-, Tonerde- und Elektrodenfabrik errichtet. Die Stromversorgung erfolgte ursprünglich nur aus dem benachbarten Wasserkraftwerk Steeg, welches 1909/10 von Stern und Hafferl errichtet wurde. (Meixner, 1952)

Zur Abdeckung des hohen Strombedarfes der unternehmenseigenen Fabrik in Steeg wurden von Stern und Hafferl im Jahr 1917 im Salzburger Großarlal das Flusskraftwerk Großarl mit ca. 6,4 MW Leistung und im Jahr 1920 das Kraftwerk Plankenau mit ca. 11 MW

---

<sup>1</sup> Kraftwerk Kitzloch / Quelle: Christina Nöbauer (Salzburger Nachrichten, 2018)

Leistung erbaut. Für den Energietransport war es erforderlich, eine 85 km lange Freileitung (60 kV) vom Salzburger Großarlal zum Hallstätter See zu errichten.

Das Kraftwerk Bärenwerk in Fusch an der Glocknerstraße wurde 1920 bis 1924 erbaut. Ziel war die Versorgung eines geplanten Aluminium-Elektrolysewerks in Bruck an der Glocknerstraße, das jedoch nie realisiert wurde. Nach dem Stillstand der Bauarbeiten 1922-1923 wurde das Kraftwerk 1924 fertig gestellt. Für die regionalen Versorgungsaufgaben war das Kraftwerk mit etwa 11 MW Leistung viel zu groß. Somit wurde eine 38 km lange Freileitung errichtet, um auch die Erzeugung dieses Kraftwerks in die Fabrik nach Steeg am Hallstätter See abtransportieren zu können. (Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation, 2019)

Zur Elektrifizierung der Eisenbahnstrecke zwischen der Stadt Salzburg und Wörgl in Tirol (Salzburg-Tiroler-Bahn) wurde in den Jahren 1926 bis 1929 das Kraftwerk Enzingerboden im Stubachtal in Uttendorf errichtet. Im Jahr 1930 wurde die Elektrifizierung dieser Strecke fertiggestellt. Die Kraftwerksgruppe Stubachtal der österreichischen Bundesbahn wurde danach sukzessive erweitert und arbeitet als zentrales Speicher- und Regelkraftwerk mit 16,7 Hz für das verbundene Bahnstromnetz in Deutschland und Österreich.



Abbildung 2: Kraftwerksgruppe Stubachtal, Weißsee und Tauernmoossee <sup>2</sup>

### 2.1.3 Wasserkraft für den Aufbau eines öffentlichen Stromnetzes

Die bekannteste Wasserkraftwerkskette im Land Salzburg ist das Speicherkraftwerk Kaprun. Im Jahr 1938 wurde nach langen Planungen mit dem Bau begonnen. 1944 wurde das Kraftwerk Kaprun Hauptstufe mit unfertiger Staumauer und geringerer Leistung in Betrieb genommen. Nach dem Ende des Zweiten Weltkrieges wurden im Jahr 1947 die Arbeiten am Speicherkraftwerk Kaprun Hauptstufe wiederaufgenommen, und es wurde schließlich 1955 fertiggestellt.

Parallel mit dem Bau des Kraftwerks Kaprun wurde mit dem Bau des 220-kV-Übertragungsnetzes in Österreich begonnen (siehe 2.3).

---

<sup>2</sup> Bildquelle: <https://www.flickr.com/people/92682792@N00>

Neben der Kraftwerksgruppe Malta ist die Kraftwerksgruppe Kaprun nach wie vor eines der wichtigsten Kraftwerke in Österreich. Mit den beiden großen Speicherkraftwerken kann bei einem totalen Ausfall des Stromnetzes (Blackout) ein sogenannter Schwarzstart und ein Wiederaufbau des österreichischen Stromnetzes erfolgen.



Abbildung 3: Baustelle Kaprun Limberg Sperre um 1950 / Salzburger Landesarchiv <sup>3</sup>

## 2.2 Von den Versorgungsinseln zum Stromnetz

Das Land Salzburg ist im nördlichen Bereich flach und hügelig mit Wald- und Wiesenlandschaften. Unmittelbar neben der Stadt Salzburg erheben sich die ersten großen Berge. Von der Landeshauptstadt in südliche Richtung wird das Land zunehmend gebirgiger. In den Regionen Pongau, Pinzgau und Lungau beherrschen große Berge das Landschaftsbild. Entsprechend unterschiedlich waren die Voraussetzungen für den Aufbau einer Strominfrastruktur. Das ländliche Leitungsnetz wurde vorwiegend als Freileitungsnetz in allen Spannungsebenen errichtet. Im städtischen Bereich wurde bei der Errichtung des Stromnetzes vielfach Kabel eingesetzt. Für die öffentliche Versorgung wurde als Primärenergiequelle im Bundesland Salzburg fast ausschließlich Wasserkraft genutzt. (Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation, 2019)

### 2.2.1 Entwicklung des Stromnetzes in der Stadt Salzburg

In der Stadt Salzburg wurde ab 1887 das erste Stromnetz zur Versorgung der Straßenbeleuchtung mit Gleichspannung aufgebaut, das aus einem Dampfgenerator gespeist wurde. Mit der Umstellung auf ein Drehstromnetz wurde im Jahr 1899 das erste Wasserkraftwerk,

---

<sup>3</sup> Empfohlener Link Baustelle KW Kaprun: <https://www.youtube.com/watch?v=NYLCwla9Jeo>

das Kraftwerk Eichtmühle im Salzburger Almkanal, an das Stromnetz angeschlossen. Der ursprünglich privaten Elektrizitäts-Gesellschaft ist es nicht gelungen, die Stromversorgung kostendeckend zu führen, sodass 1909 die Stadt Salzburg das Elektrizitätswerk als Eigentümer übernommen hat. (Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation, 2019)

Ab diesem Zeitpunkt wurde das städtische Stromnetz sukzessive ausgebaut. Das innerstädtische Mittelspannungs-Netz wurde als Kabelnetz aufgebaut. Ursprünglich wurden Drehstromkabel mit 3000 V Nennspannung für die lokale Verteilung eingesetzt, die später durch 5 kV und 10 kV Kabel ersetzt wurden.

Um den steigenden Strombedarf decken zu können, hat die Stadt Salzburg im Jahr 1913 das Wasserkraftwerk Wiestal in der Gemeinde Adnet errichtet. Mit einer etwa 18 km langen Freileitungsverbindung wurde die elektrische Energie in die Stadt Salzburg geleitet. Das Wasserkraftwerk Wiestal konnte mit ursprünglich 3780 kW Leistung den gesamten Strombedarf der Stadt Salzburg bis zum Jahr 1920 abdecken. Für die Übertragung der elektrischen Energie über die längeren Strecken wurde eine höhere Spannungsebene mit 26.000 V verwendet. Einzelne Abschnitte der ursprünglichen Freileitung vom Kraftwerk Wiestal bis in den Salzburger Stadtteil Elsbethen aus dem Jahr 1910 sind nach wie vor in Betrieb. (Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation, 2019)

Im Jahr 1924 wurde das Wasserkraftwerk Strubklamm als weitere Abstützung der städtischen Stromversorgung über neue, etwa 15 km lange 25-kV-Freileitungen angeschlossen. Die beiden Wasserkraftwerke Wiestal und Strubklamm werden als Jahresspeicher-Kraftwerke mit einem nutzbaren Volumen der Speicherseen von jeweils ca. 7,5 Mio. m<sup>3</sup> betrieben.



Abbildung 4: Kraftwerk Wiestal <sup>4</sup>

---

<sup>4</sup> Kraftwerk Wiestal, Quelle: Salzburger Landesausstellung 2016 / Foto aus 1914

Bis zum Jahr 1945 konnte mit diesen beiden Kraftwerken, die mehrfach erweitert wurden, der Bedarf des bis dahin weitgehend unabhängigen Stromnetzes der Stadt Salzburg gedeckt werden.

In der Stadt Salzburg erfolgte die Umspannung von der hohen Mittelspannung (25 kV) auf die niedrige Mittelspannung (3-5 kV). Einzelne dafür gebaute Umspannwerke, wie beispielsweise das Umspannwerk Aigen (Baujahr 1911), sind noch immer in Betrieb und wurden zwischenzeitlich revitalisiert.

Die grundsätzliche Netzstruktur ist bis heute erhalten. In der Stadt Salzburg wird heute ein 30-kV-Netz betrieben, welches zur „Übertragung“ der elektrischen Energie von den großen Umspannwerken (110/30 kV) zu den kleinen Umspannwerken (30/10 kV) dient. Die Verteilung zu den Transformatorstationen erfolgt meist mit 10 kV. (Salzburg Netz GmbH, 2019)

### **2.2.2 Entwicklung des Stromnetzes im Land Salzburg**

Die Salzburger Aktiengesellschaft für Elektrizitätswirtschaft (SAFE) wurde 1920 gegründet und hat als erstes Kraftwerk in Fusch an der Glocknerstraße das Wasserkraftwerk Bärenwerk errichtet.

Wie beschrieben wurde vom Kraftwerk Bärenwerk ausgehend eine 60-kV-Hochspannungsleitung zum Kraftwerk Plankenau nach St. Johann im Pongau errichtet, um überschüssigen Strom in die Fabrik der Fa. Stern und Hafferl nach Steeg am Hallstätter See abtransportieren zu können. Im Jahr 1925 wurde auch das Kraftwerk Klammstein der Aluminium-Industrie-Aktien-Gesellschaft in Lend an diese 60-kV-Hochspannungsleitung angeschlossen. (Oberösterreichischer Musealverein, 1991)

Mit dem Zusammenschluss der Kraftwerke und der Energieableitung in die Fabrik nach Steeg ist im Land Salzburg und im oberösterreichischen Salzkammergut im Jahr 1917 das erste überregional verbundene Stromnetz entstanden. Im Jahr 1924 betrug die Ausdehnung des Hochspannungsleitungsnetzes mehr als 120 km. Aus diesem verbundenen Industrienetz wurden mehrere Industriebetriebe aus mehreren Kraftwerken versorgt.

Parallel dazu wurde die Gemeinde Bruck an der Glocknerstraße ab 1924 als eine der ersten Gemeinden an das neu errichtete 15-kV-Mittelspannungsnetz der SAFE angeschlossen und vom Kraftwerk Bärenwerk aus mit Strom versorgt.

Zwischen 1925 und 1938 sind eine Reihe kleiner lokaler Stromnetzstrukturen im ländlichen Salzburg entstanden, wobei die Energie für die Stromversorgung fast ausschließlich aus lokalen Wasserkraftwerken bereitgestellt wurde. Während dem Zweiten Weltkrieg (1938 – 1945) sind keine regionalen Ausbauaktivitäten in der Stromversorgung überliefert worden. (Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation, 2019)

## 2.3 Ausbau der öffentlichen Stromversorgung nach 1945

Nach dem zweiten Weltkrieg wurde neben dem Wiederaufbau von zerstörten Strukturen ein massiver Ausbau der Stromversorgung gestartet. Mit dem zweiten Verstaatlichungsgesetz aus dem Jahr 1947 wurde die Stromnetzinfrastruktur und der Ausbau der öffentlichen Elektrizitätsversorgung ins Eigentum der öffentlichen Hand übertragen.

In der Stadt Salzburg wurde das Elektrizitätswerk im Jahr 1950 in die neu gegründeten Salzburger Stadtwerke, im Eigentum der Stadt Salzburg, übertragen.

Im Bundesland Salzburg hat die Salzburger Aktiengesellschaft für Elektrizitätswirtschaft (SAFE), die sich mehrheitlich im Eigentum des Landes Salzburg befand, den Auftrag zur Errichtung eines flächendeckenden, öffentlich zugänglichen Stromnetzes erhalten. Neben der SAFE haben eine Reihe von kleinen Energieversorgungsunternehmen im öffentlichen (meist kommunalen) Eigentum Konzessionen für die Stromversorgung ihres Gebietes erhalten. (Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation, 2019)

### 2.3.1 Das Höchstspannungsnetz in Salzburg

Die Höchstspannungsleitungen (ursprünglich 220 kV), die Hochspannungsleitungen zwischen den österreichischen Bundesländern (60 und 110 kV) und die großen Umspannwerke (220/110 kV) wurden in der Verbundgesellschaft im Eigentum des österreichischen Staates errichtet bzw. organisatorisch eingegliedert. Auch die sogenannten Großkraftwerke, die zum Betrieb des Übertragungsnetzes erforderlich waren, wurden der Verbundgesellschaft übertragen.

Die Aufgabe der Verbundgesellschaft war die Errichtung von großen Wasserkraftwerken und der Ausbau des Übertragungsnetzes in Österreich.

Mit Hilfe des Marshallplanes (1948 – 1952) zum Wiederaufbau von Europa nach dem Zweiten Weltkrieg und den steuerlichen Anreizen in Österreich für den Bau von Kraftwerken und Stromversorgungsnetzen wurden in Österreich große Strom-Infrastrukturprojekte realisiert.

Im Jahr 1949 hat das Umspannwerk Salzach (220/110 kV) der Verbundgesellschaft an der nördlichen Stadtgrenze der Stadt Salzburg den Betrieb aufgenommen, und die 220-kV-Leitung vom Umspannwerk Kaprun ins Umspannwerk Salzach wurde fertiggestellt.

Im Süden des Bundeslandes Salzburg wurde zeitgleich im Umspannwerk Kaprun, das 1944 seinen Betrieb aufgenommen hat, eine 220-kV-Schaltanlage für die großräumige Energieübertragung in Betrieb genommen. (Verbund AG, 1997)

### 2.3.2 Das Hochspannungsnetz in Salzburg

Zeitgleich mit den Aktivitäten im Höchstspannungsnetz wurde unmittelbar neben dem Umspannwerk Salzach der Verbundgesellschaft im Jahr 1949 das Umspannwerk Hagenau (110/30 kV) gemeinsam durch die „SAFE“ und die Salzburger Stadtwerke errichtet. Von diesem Umspannwerk aus wurde die öffentliche Versorgung im nördlichen Bereich des Landes Salzburg und der Stadt Salzburg aufgebaut.

Die erste 110-kV-Freileitung im Land Salzburg wurde 1950 vom Umspannwerk Pongau (St. Johann im Pongau) aus über das Umspannwerk Eichert (Stadt Salzburg) zum Umspannwerk Hagenau (Stadt Salzburg) und weiter zum Umspannwerk Riedersbach (Oberösterreich) gebaut.

Von 1950 bis 1980 wurden 23 Umspannwerke (110 kV / 30 kV) und ca. 300 km Hochspannungsleitung im Land Salzburg durch die SAFE und die Salzburger Stadtwerke errichtet. Die Finanzierung des Ausbaus der Stromnetze im Bundesland Salzburg wurde durch die zu bezahlenden Anschlusskosten und durch steuerliche Anreizsysteme ermöglicht.

Der Bau von Wasserkraftwerken im Land Salzburg wurde ab dem Jahr 1980 in den Fokus genommen. Das Speicherkraftwerk Dießbach mit 26 MW Leistung ist das einzige Kraftwerk, das im Land Salzburg zwischen 1950 und 1980 ans 110-kV-Hochspannungsnetz angeschlossen wurde. (Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation, 2019)



Abbildung 5: Umspannwerk Salzach 220/110 kV und Gebäude Umspannwerk Hagenau<sup>5</sup>

### 2.3.3 Das Mittelspannungsnetz in Salzburg

Das ländliche Mittelspannungsnetz wurde in den 1920er Jahren als Freileitungsnetz für eine Betriebsspannung von 15 kV errichtet und betrieben. Etwa Mitte der 1930er Jahre hat sich

---

<sup>5</sup> Umspannwerk Salzach (APG, früher Verbund) und links dahinter das Gebäude des Umspannwerks Hagenau (Salzburg Netz, früher SAFE und Salzburger Stadtwerke) / Foto: Gemeinde Bergheim

25 kV als Bauartspannung durchgesetzt. Ab ca. 1965 wurde das ländliche Mittelspannungsnetz für eine Betriebsspannung von 30 kV ausgelegt. Die hohe Betriebsspannung in der Mittelspannungsebene hat nach wie vor Vorteile für die Versorgung von langen Alpentälern und dünn besiedelten Gebieten.

Im ländlichen Raum wurden ursprünglich hauptsächlich alleinstehende gemauerte Turmstationen als Transformatorstationen errichtet, an denen die Freileitungen abgespannt wurden. Ab dem Jahr 1965 wurden im ländlichen Bereich auch Gittermast- und Holzmast-Transformatorstationen eingesetzt.

Im Freileitungsbau wurden hauptsächlich Holzmaste aus Kiefernholz eingesetzt, lediglich bei langen Spannfeldern und Doppelleitungssystemen wurden auf der Mittelspannungsebene Gittermastkonstruktionen eingesetzt. Als Material für die Freileitungsseile ist nur vereinzelt Kupfer zum Einsatz gekommen. Mehrheitlich wurden Aluminium- und Aldrey-Seile eingesetzt. Aldrey ist eine Legierung aus Aluminium mit Magnesium und Silizium mit höherer Zugfestigkeit als reines Aluminium. Für Weitspannfelder wurden Seile mit Stahlkernen, wie im Hochspannungsnetz üblich, verwendet. Aufgrund der guten mechanischen Eigenschaften von Aldrey konnten Spannfelder mit Längen von 70 m bis 100 m zwischen den Masten realisiert werden. Der größte Zubau an Freileitungsnetz und Transformatorstationen erfolgt in den Jahren 1969 bis 1975. (Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation, 2019)

Mittelspannungskabel wurden im ländlichen 30-kV-Netz kaum eingesetzt. Ab etwa 1960 wurden neue kurze Verbindungen in Ortszentren mit sogenannten Drei-Bleimantel-Kabeln, bei denen über jede Phase nach der Papier-Öl-Isolation ein Bleimantel vorhanden ist, realisiert. Die Kunststoffkabeltechnologie hat sich im Land Salzburg, abgesehen von anlageninternen Verbindungskabeln, ab dem Jahr 1983 etabliert. Ab 1986 sind ausschließlich VPE-isolierte Kabel verlegt worden. Das vernetzte Polyäthylen (VPE) hat sich als Standard für die Hauptisolation von Mittel- und Hochspannungskabel durchgesetzt.

Städtische bzw. kleinräumige regionale Mittelspannungsnetze wurden ursprünglich für Betriebsspannungen von 3 kV oder 5 kV als Erdkabelnetz mit Papier-Öl-isolierten Kabeln mit einem Bleimantel (Papierblei-Gürtelkabel) errichtet. Ab ca. 1965 wurden Papierbleikabel mit einer Betriebsspannung von 10 kV im 5-kV-Netz der Stadt Salzburg verlegt. In den 1990er Jahren wurden viele 5 kV Teilnetze auf 10 kV Betriebsspannung umgestellt. Im Zuge der Erhöhung der Betriebsspannung beließ man es bei den 5-kV-Kabeln und ersetzte lediglich deren Muffen und Endverschlüsse. Kabel mit einer Bauartspannung von 5 kV sind im städtischen 10-kV-Netz nach wie vor in Betrieb.

Die flächendeckende Elektrifizierung im Land Salzburg für dauerhaft bewohnte Gebäude wurde Ende der 1970er Jahre weitgehend abgeschlossen.

Das Stromnetz der Salzburg Netz GmbH umfasst mit Stand Jänner 2018 27 Umspannwerke, 48 Umspannstationen, 4.866 Transformatorstationen und 16.870 km Leitungsnetz über die Spannungsebenen von 400 V bis 110 kV. (Salzburg Netz GmbH, 2019)

Neben der Salzburg Netz GmbH sind im Bundesland Salzburg mit Stichtag 01.01.2019 noch drei weitere Netzbetreiber als Konzessionsträger für den Stromnetzbetrieb verantwortlich. Die Netz Oberösterreich GmbH betreibt das öffentliche Stromnetz in einzelnen Bereichen entlang der Landesgrenze zwischen Salzburg und Oberösterreich und im Großarlal. Die Lichtgenossenschaft Neukirchen im Oberpinzgau und das E-Werk Bad Hofgastein im Gasteinertal sind kommunale Netzbetreiber. (Salzburg Landesregierung, 2019)



## 3 Technische Rahmenbedingungen

### 3.1 Technisch Organisatorische Regeln der E-Control

Die Technischen und Organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR) der E-Control entsprechen den deutschen Technischen Anschlussregeln TAR von VDE/FNN<sup>6</sup>. Diese Regeln sind in Österreich öffentlich zugänglich.

Link zu den TOR in Österreich: <https://www.e-control.at/recht/marktregeln/tor> (April 2019)

#### 3.1.1 TOR B Technische Regeln für Netze $\geq 110$ kV

Hinsichtlich Blindleistungsmanagement ist der Verteilnetzbetreiber verpflichtet, an der Übergabestelle zum Übertragungsnetzbetreiber den Blindleistungsaustausch möglichst gering bzw. im vereinbarten Rahmen zu halten.

Gemäß den TOR B hat der Verteilnetzbetreiber die Möglichkeit, die Netzbenutzer (Erzeugungsanlagen und große Verbraucheranlagen) zu verpflichten einen Beitrag zur Einhaltung des Blindleistungshaushaltes zu leisten. In Zeiten geringer Netzlast (in den Nachtstunden, an Wochenenden und Feiertagen) können Blindleistungsüberschüsse im Netz auftreten, die durch Blindleistungsregelungen in den angeschlossenen Erzeugungsanlagen teilweise kompensiert werden können.

Zitat aus den TOR B: „Dem Netzbetreiber obliegt es, den Blindleistungshaushalt seiner Netzanlagen (Leitungen und Transformatoren) auszugleichen. Dazu muss er Möglichkeiten zur Kompensation sowohl mittels eigener netzbetrieblicher Maßnahmen (statisch, dynamisch) bzw. im Rahmen der Verpflichtungen von Kraftwerken (Kapitel 5.4.7), als auch gegebenenfalls mittels Verträgen mit anderen Netzbenutzern in geeignetem Umfang und mit geeigneter Charakteristik (schaltbar/regelbar) vorhalten, sodass die Einhaltung der vereinbarten Grenzwerte bzw. Betriebsspannungsbänder ausreichend sichergestellt werden kann.“ (E-Control, 2019)

Die TOR B schreibt vor, in welchem Umfang Erzeugungsanlagen in Netzen  $\geq 110$  kV Blindleistung für den Netzbetrieb zur Verfügung stellen müssen. Dabei kann der Netzbetreiber wählen, ob ein Generator für hohen Blindleistungsbezug (roter Bereich, untererregt bis  $\cos \varphi 0,925$ ), für ausgewogenen Blindleistungsregelbereich (blauer Bereich, untererregt bis  $\cos$

---

<sup>6</sup> In Deutschland können inhaltlich idente Regeln über das FNN (Forum Netztechnik und Netzbetrieb) im VDE (Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik) käuflich erworben werden.

$\varphi$  0,95, übererregt bis  $\cos \varphi$  0,925) oder für hohe Blindleistungslieferung (grüner Bereich, übererregt bis  $\cos \varphi$  0,9) auszulegen ist.

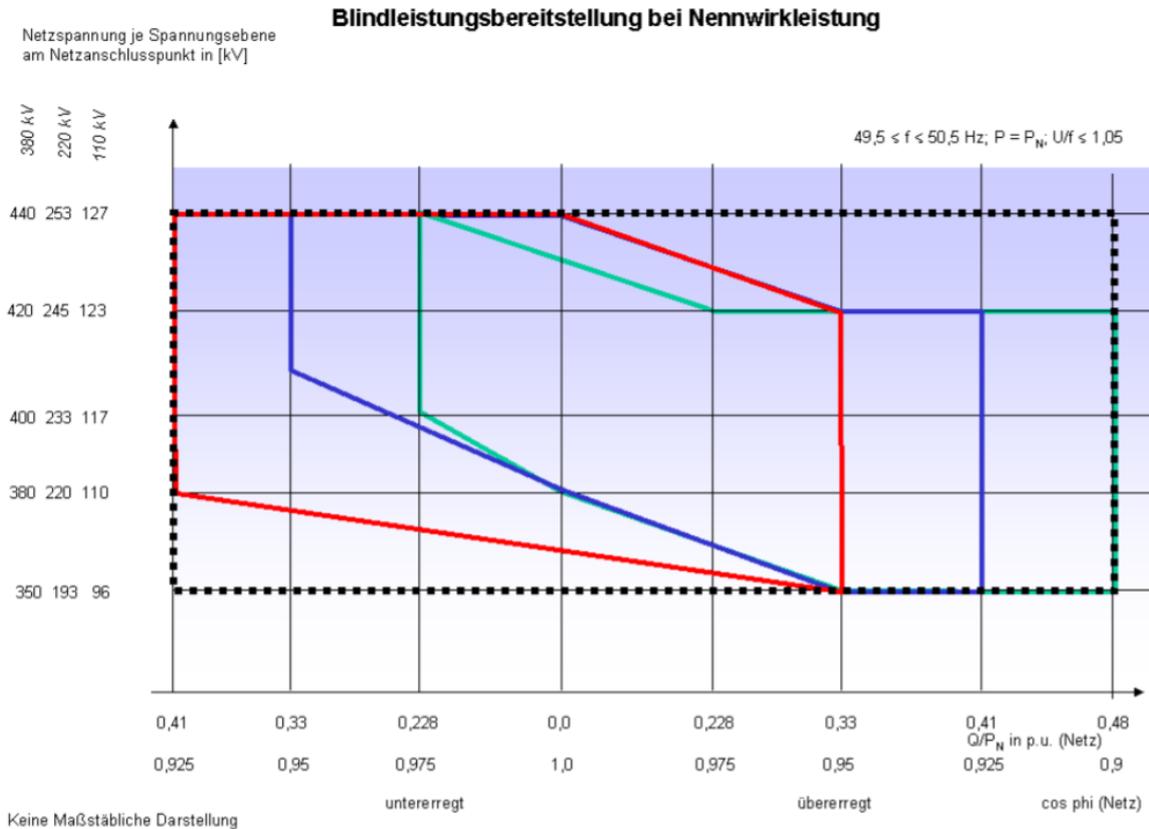


Abbildung 6: TOR B: Grundanforderungen an die Netzseitige Blindleistungsbereitstellung von Erzeugungsanlagen für Netze  $\geq 110$  kV

### 3.1.2 TOR D2 Beurteilung von Netzurückwirkungen

In der TOR D2 „Richtlinie zur Beurteilung von Netzurückwirkungen“, in der gültigen Fassung vom November 2017, sind unter Kapitel 9 die Anforderungen an Einspeiseanlagen beschrieben.

Die Anforderungen sind wie folgt formuliert: „Die relative Spannungsanhebung, welche durch die Gesamtheit aller Erzeugungsanlagen in einem betrachteten Netz verursacht wird, darf an keinem Verknüpfungspunkt dieses Netzes folgende Grenzwerte überschreiten:

*Niederspannungsnetz:  $\Delta u_{An}$ , zul = 3 %; Mittelspannungsnetz:  $\Delta u_{An}$ , zul = 2 %*

*Darüber hinaus kann der Netzbetreiber davon abweichende, höhere Grenzwerte vorgeben, wenn die Art und Betriebsweise des Netzes dies erlauben (z.B. bei optimierter Spannungsregelung des HS/MS-Umspanners bzw. bei Einsatz spannungsbeeinflussender Betriebsmittel wie etwa regelbare Ortsnetztransformatoren oder Einzelstrangregler).“*

In der Salzburg Netz GmbH werden für die Spannungsänderungen im Mittelspannungsnetz höhere Werte für die Spannungsanhebung durch Erzeugungsanlagen zugelassen. Siehe Kapitel 4.2.4.

### 3.1.3 TOR D4 Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen

Die TOR D4 „Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilernetzen, Version 2.3“ beschreibt die derzeit gültigen Voraussetzungen für den Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen.

Die aktuelle Version 2.3 der TOR D4 gilt seit 01.07.2016 und beinhaltet gegenüber den Vorgängerversionen eine Reihe von Neuerungen die das Verhalten der Erzeugungsanlagen im Netzbetrieb betreffen. Für diese Arbeit ist dabei besonders der Punkt 7.1.3 Blindleistung relevant.

Bei Erzeugungsanlagen mit Anschluss im Niederspannungsnetz darf der Blindleistungsbereich vom Netzbetreiber im Rahmen von  $\cos\varphi=0,90$  untererregt bis 0,90 übererregt ( $Q_{max}=43,6\% S_r$ ) vorgegeben werden.

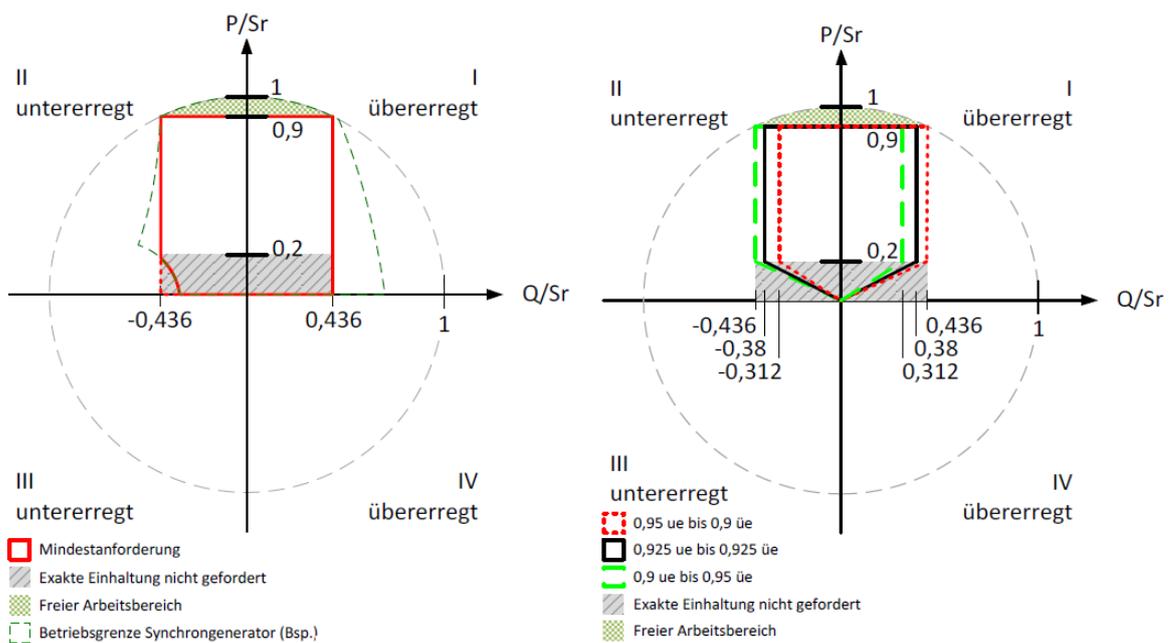


Abbildung 7: TOR D4 Abbildung 7-5 Blindleistungsbereich für Erzeugungsanlagen >3,68 kVA ohne Umrichter bei Anschluss im NS-Netz (links) und im MS-Netz (rechts)

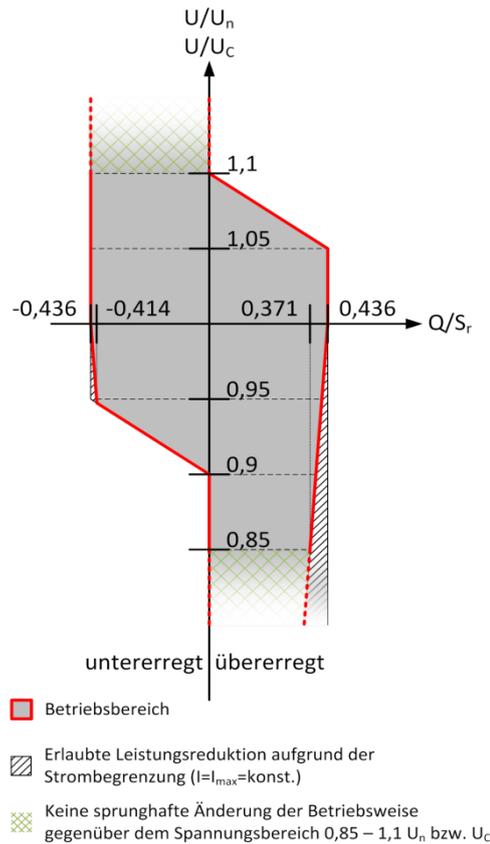


Abbildung 8: TOR D4 Abbildung 7-1 Q/Sr für Niederspannung U/Un und Mittelspannung U/Uc

Beim Anschluss von Erzeugungsanlagen mit Übergabestelle im Mittelspannungsnetz kann der Netzbetreiber den Betriebsbereich der Blindleistung in Abhängigkeit der regionalen Ansprüche des Netzbetriebes festlegen. Dies ist für Einspeiseanlagen mit und ohne Wechselrichter gemäß nachfolgender Tabelle möglich:

		$Q_{\max}/S_r$	$\cos\varphi$ bei $Q_{\max}$ und $S_r$
Anschluss im Niederspannungsnetz		$\pm 43,6\%$	0,90 (untererregt/übererregt)
Anschluss im Mittelspannungsnetz bei $P \geq 20\% S_r^*$	I	-43,6% bis +31,2%	0,90 untererregt bis 0,95 übererregt
	II	<b><math>\pm 38,0\%</math></b>	<b>0,925 (untererregt/übererregt)</b>
	III	-31,2% bis +43,6%	0,95 untererregt bis 0,90 übererregt

\* Bei Anschluss im Mittelspannungsnetz ist der Bereich II laut Tabelle gefordert. Bei begründeten lokalen Anforderungen kann vom *Netzbetreiber* stattdessen auch Bereich I oder III gefordert werden

Tabelle 1: Blindleistungsbereiche aus TOR D4

Darüber hinaus ermöglicht die TOR D4, in Abhängigkeit der Engpassleistung und ob die Einspeisung über eine rotierende Maschine oder einen Umrichter erfolgt, die Vorgabe unterschiedlicher Blindleistungsregelstrategien wie  $\cos \varphi$  fest,  $\cos \varphi (U)$ ,  $\cos \varphi (UP)$ ,  $Q (U)$  und  $Q$  fix. Für die  $Q(U)$ -Regelung sind beispielhafte Kennlinien angegeben.

In Wechselrichtern die an das Verteilnetz der Salzburg Netz GmbH angeschlossen werden, ist eine Kennlinie mit spannungsabhängiger Blindleistungsregelung  $Q(U)$  verpflichtend zu aktivieren. Siehe: [https://www.salzburgnetz.at/de\\_at/Anschluesse/erzeugung.html](https://www.salzburgnetz.at/de_at/Anschluesse/erzeugung.html) (April 2019)

In Österreich besteht ein sogenannter Bestandsschutz für Altanlagen. Damit kann die Umsetzung von Regelungs-Anforderungen aus Richtlinien die neuer sind als die Erzeugungsanlagen selbst, rechtlich nicht gefordert werden. Alte Generatoren sind teilweise aufgrund deren Auslegung nicht für einen untererregten Betrieb konzipiert, sodass sich hier Einschränkungen beim Bezug von Blindleistung aus dem Netz ergeben können.

In den TOR D4 ist darüber hinaus eine statische und dynamische Netzstützung durch Blindleistungsanpassung vorgesehen. Die statische Netzstützung sieht vor, dass sich Erzeugungsanlagen generell an der Spannungshaltung bei langsamen Spannungsänderungen beteiligen müssen. Sollwerte und Kennlinien für die Blindleistungsanpassung werden vom Netzbetreiber vorgegeben und müssen durch automatische Regeleinrichtungen in der Erzeugungsanlage durchgeführt werden.

Die dynamische Netzstützung dient zur Vermeidung von Großstörungen und sieht beispielsweise vor, dass Erzeugungsanlagen mit Anschlusspunkt am Mittelspannungsnetz bis zu einer Spannungseinsenkung auf  $0,3 \cdot U_c$  am Netz bleiben müssen. Mit ihrer Blindleistungseinspeisung muss die Netzspannung während der (generatorfernen) Störung gestützt werden.

### **3.1.4 TOR E Vermeidung von Großstörungen**

In der TOR E „Technische Maßnahmen zur Vermeidung von Großstörungen und Begrenzung ihrer Auswirkungen“ wird darauf Bezug genommen, dass der Verbrauch von Blindleistung sowie die Einhaltung von Spannungsbändern regional bzw. lokal gelöst werden muss. Die benötigte Blindleistung muss möglichst verbrauchsnahe erzeugt und zur Verfügung gestellt werden.

Im Großstörungsfall wird angenommen, dass bei einem Ausfall von Betriebsmittel (Leitungen und Umspanner) die verbleibenden Betriebsmittel höher belastet werden und sich dadurch ein höherer Blindleistungsbedarf im Netz einstellt. Blindleistungsüberschüsse stellen bei Ausfällen von Betriebsmittel kein Problem dar.

Die TOR E fordert zur Vermeidung von Großstörungen aus Sicht der Spannungshaltung, dass alle Maßnahmen auf der Erzeugerseite und Netzseite ausgeschöpft sein müssen, bevor Maßnahmen auf der Netzbenutzerseite gesetzt werden. Erzeugungsanlagen müssen bei einem kurzzeitigen Absinken des Spannungspegels am Netz bleiben.

In der TOR E wird auch beschrieben, dass ein Überschuss von Blindleistung im Übertragungsnetz aufgrund der hohen Spannung zu vermeiden ist. Wenn die Blindleistung durch angeschlossene Erzeugungsanlagen nicht mehr ausreichend reduziert werden kann, so müssen vorhandene Blindleistungsverbraucher zugeschaltet werden.

## 3.2 Merkmale der Spannung Norm EN 50160

Die Europeanorm EN 50160 beschreibt die Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen, wobei im Wesentlichen die Netzspannung am Netzanschlusspunkt unter normalen Betriebsbedingungen definiert und spezifiziert ist.

Neben anderen Qualitätsmerkmalen ist besonders der zulässige Bereich der Betriebsspannung definiert, der für diese Arbeit relevant ist.

Für Kunden mit Anschluss ans Niederspannungsnetz gilt eine Nennspannung  $U_N$  mit 230/400 V am Netzanschlusspunkt. Für Kunden am Mittelspannungsnetz gilt  $U_C$ , die vereinbarte Versorgungsspannung, sinngemäß.

Gemäß der Norm EN 50160 muss sich die Betriebsspannung zu 95% der Zeit im Bereich von  $U_{N\pm 10\%}$  bewegen. Für besonders entlegene Kunden (District Areas) gilt  $U_{N+10\% - 15\%}$ .

Anmerkung: Darüber hinaus darf gemäß ÖNORM E 8101 der Spannungsabfall in den Kundenanlagen vom Netzanschlusspunkt bis zur Übergabestelle (dem Zähler) weitere 1%, und vom Zähler bis zum letzten Verbraucher innerhalb der Kundenanlage weitere 3% betragen.

## 3.3 Requirements for Generators (RfG)

Der Network-Code Requirements for Generators (RfG) der ENTSO-E, der Vereinigung der europäischen Übertragungsnetzbetreiber, teilt Erzeugungsanlagen in folgende Kategorien ein:

- A: Anlagen  $\geq 0,8$  kW bis  $< 250$  kW
- B: Anlagen  $\geq 250$  kW bis  $< 35$  MW
  - B1  $\geq 250$  kW bis  $< 1$  MW (österreichische Regelung)
  - B2  $\geq 1$  MW bis  $< 35$  MW (österreichische Regelung)
- C: Anlagen  $\geq 35$  MW bis  $< 50$  MW
- D: Anlagen  $\geq 50$  MW oder Netzanschlusspunkt  $\geq 110$  kV

Die RfG beschreiben europaweit die Anforderungen an Erzeugungsanlagen, um bei zunehmender dezentraler Energieerzeugung einen stabilen europäischen Netzbetrieb gewährleisten zu können. Die Erzeugungsanlagen müssen einerseits statisches Wirk- und Blindleistungsmanagement auf Anforderung des Netzbetreibers gewährleisten können, und andererseits dynamisch bei Frequenz- und Spannungsänderungen im Netz automatisch die richtigen Stabilisierungsmaßnahmen setzen.

Die dafür erstellte nationale Verordnung „Festlegung von allgemeinen technischen Anforderungen für den Netzanschluss von Stromerzeugungsanlagen (RfG Anforderungs-V)“ wurde in Österreich am 27.02.2019 veröffentlicht. Betroffen sind aufgrund des Bestandsschutzes vorerst nur Anlagen, die neu errichtet oder revitalisiert werden.

Neu errichtete Stromerzeugungsanlagen des Typs B, C und D müssen nach online-Anforderungen des Netzbetreibers Wirkleistungs- und Blindleistungsvorgaben unverzüglich umsetzen können. Die kleinsten Anlagen des Typs A sind davon nicht betroffen.

Verteilnetzbetreiber haben nun die Aufgabe, die Verordnung umzusetzen und entsprechende Strukturen aufzubauen um online Vorgaben für die Blindleistungseinspeisung und von etwaigen Wirkleistungsbeschränkungen an die dezentralen Stromerzeugungsanlagen senden zu können. (E-Control RfG, 2019)

### **3.4 System Operation Guidelines (SOGL)**

Im Jahr 2015 haben die Europäische Kommission, ACER und ENTSO-E begonnen, die drei operativen Networkcodes

- Betriebs- und Terminplanung (NC OPS)
- Betriebssicherheit (NC OS) sowie
- Lastfrequenzsteuerung und Reserve (NC LFRC)

zu einer eigenen Richtlinie „Guideline on Electricity Transmission System Operation (SO-GL)“ zusammenzufassen.

Daraus wurde die Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 02.August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb „Guideline on Electricity Transmission System Operation (SO-GL)“ entwickelt.

Die Einteilung der Erzeugungsanlagen erfolgt den Kategorien A,B, C, D gemäß 3.3. Im Artikel 40(5) der SO-GL werden Erzeugungsanlagen der Kategorie B, C und D als signifikante Netznutzer definiert.

Gemäß den Guidelines müssen von den Erzeugungsanlagen die als signifikante Netznutzer definiert, sind nachfolgende Daten an den Übertragungsnetzbetreiber zur Verfügung gestellt werden:

- Umfangreiche Stammdaten der Anlagen inklusive deren Blindleistungs-Regelungsfähigkeit
- Fahrplandaten mit Prognosen
- teilweise Echtzeitdaten, zumindest für Kategorie C und D

Damit soll für die Zukunft regulatorisch sichergestellt werden, dass Wirkleistung, Blindleistung und Verhalten der Erzeugungsanlagen am Netz bekannt sind. Die geplante Betriebsweise aller Erzeugungsanlagen wird ersichtlich, die Beeinflussbarkeit durch die Netzbetreiber soll erhöht werden.

## **3.5 Förderungen für erneuerbare Energieerzeugungsanlagen in Österreich**

Zum Ausbau der Erneuerbaren Energieerzeugung gilt in Österreich das Ökostromgesetz<sup>7</sup> 2012. Dieses Gesetz wird regelmäßig angepasst und wurde zuletzt durch das Bundesgesetz BGBl. I Nr. 108/2017 geändert.

### **3.5.1 Förderung der Stromerzeugung aus Wasserkraft**

Kleine und mittlere Wasserkraftanlagen mit bis zu 20 MW Engpassleistung können gemäß dem Ökostromgesetz Investitionsförderungen erhalten. Kleinwasserkraftwerke mit einer Engpassleistung von bis zu 500 kW erhalten die höchsten Investitionsförderungen. Bei höheren Leistungen wird die Fördersumme zunehmend reduziert. Der Investitionszuschuss wird auch für die Revitalisierung von Kleinwasserkraftwerken gewährt, sofern die Erhöhung der Einspeiseleistung oder des Regelarbeitsvermögens mindestens 15% beträgt.

In der aktuellen Ökostrom-Einspeisetarif-Verordnung<sup>8</sup> sind für Kleinwasserkraftwerke mit einer Engpassleistung von bis zu 2,0 MW geförderte Einspeisetarife festgelegt. Der Einspeisetarif für Kleinwasserkraft ist gestaffelt, beträgt derzeit maximal 10,2 ct und wird für eine Dauer von 13 Jahre gewährt.

Aufgrund der Förderungen wird seitens des Netzbetreibers Salzburg Netz GmbH ein weiterer Zubau und eine forcierte Revitalisierung von Kleinwasserkraftwerken erwartet. Mit einer Erhöhung der Einspeiseleistungen aus dezentralen Kleinwasserkraftwerken ist zu rechnen. (OeMAG , 2019)

---

<sup>7</sup> [https://www.oem-ag.at/fileadmin/user\\_upload/Dokumente/gesetze/Novelle\\_Oekostromgesetz\\_2012.pdf](https://www.oem-ag.at/fileadmin/user_upload/Dokumente/gesetze/Novelle_Oekostromgesetz_2012.pdf)

<sup>8</sup> [https://www.oem-ag.at/fileadmin/user\\_upload/Dokumente/gesetze/Oekostrom-EinspeisetarifVO\\_2018.pdf](https://www.oem-ag.at/fileadmin/user_upload/Dokumente/gesetze/Oekostrom-EinspeisetarifVO_2018.pdf)

### **3.5.2 Förderung für die Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen**

In Österreich werden Photovoltaikanlagen derzeit unterschiedlich gefördert.

PV-Anlagen mit bis zu 5 kWp installierter Modulleistung werden aus dem Klima- und Energiefond mit einmaligem Investitionszuschuss gefördert. Einzelanlagen können eine Förderpauschale von bis zu 350 €/kWp (gebäudeintegriert) erhalten. (Klima- und Energiefond, 2019)

Photovoltaikanlagen mit Anlagenleistungen zwischen 5kWp und 200 kWp werden über die OeMAG gefördert. Der einmalige Investitionszuschuss beträgt derzeit max. 30% der Kosten bzw. max. 250 €/kWp. Zusätzlich wird ein Einspeisetarif (derzeit für Neuanlagen max. 7,67 ct/kWh) für eine Dauer von 13 Jahren gewährt. Die Fördersumme ist gedeckelt, die Ansuchen werden in Abhängigkeit von der Höhe des Grades der Eigennutzung gereiht. (OeMAG , 2019)

### **3.5.3 Förderung für die Stromerzeugung aus Windkraftanlagen**

Die Einspeisetarife bei Antragstellung im Jahr 2019 betragen 8,12 ct/kWh für eine Dauer von 13 Jahren. Für Windkraftanlagen werden keine Investitionszuschüsse gewährt. Im Land Salzburg wurde bisher noch keine Windkraftanlage errichtet.

### **3.5.4 Förderung für Strom aus Biomasse und Biogas**

Die Einspeisetarife sind von der Art der Biomasse bzw. des Biogases abhängig.

Für Stromerzeugung aus fester Biomasse werden die höchsten Einspeisetarife vergütet. Einspeisetarife sind von der elektrischen Engpassleistung und der Art von Biomasse bzw. Biogas abhängig und werden eine Dauer von 15 Jahren gewährt.

Für neue hocheffiziente Biomasseanlagen kann derzeit ein Einspeisetarif von bis zu 20,56 ct/kWh vergütet werden, für Deponiegasanlagen sind dies beispielsweise 4,66 ct/kWh.

Anmerkung: Einige Biomasse Einspeiseanlagen haben das Ende der Förderdauer erreicht und können mit den aktuellen Strom-Marktpreisen nicht wirtschaftlich weiter betrieben werden. Mit einer Novelle zum Ökostromgesetz ist der Gesetzgeber bestrebt eine Lösung für den vorübergehenden Weiterbetrieb dieser Anlagen zu erzielen. Langfristig wird voraussichtlich weniger Ökostrom aus fester Biomasse gewonnen.

### 3.6 Entwicklung geförderter Strom-Erzeugungsanlagen

In Österreich hat sich die installierte Leistung von geförderten Ökostromanlagen von 2008 bis 2018 mehr als verdoppelt. Die Leistung von Ökostromanlagen, die das Ende der Förderdauer erreicht haben sind hier nicht mehr inkludiert.

Q1 2008	OeMAG		4. Quartal 2018	OeMAG	
	Summe Öko-Bilanzgruppe			Summe Öko-Bilanzgruppe	
Art der Anlage bzw. Generatortype	Anzahl der bereits <b>aktiven</b> Verträge	Installierte Leistung	Art der Anlage bzw. Generatortype	Anzahl der bereits <b>aktiven</b> Verträge	Installierte Leistung
Kleinwasserkraft	1.969 Stück	303,0 MW	Kleinwasserkraft	1 904 Stück	374,2 MW
Windenergie	138 Stück	974,8 MW	Windenergie	404 Stück	2 344,3 MW
Biomasse fest	114 Stück	309,7 MW	Biomasse fest	141 Stück	302,4 MW
Biogas	294 Stück	76,0 MW	Biogas	288 Stück	85,9 MW
Biomasse flüssig	51 Stück	16,5 MW	Biomasse flüssig	15 Stück	1,1 MW
Photovoltaik	2.602 Stück	19,1 MW	Photovoltaik	25 233 Stück	779,2 MW
Deponiegas und Klärgas	45 Stück	21,4 MW	Deponiegas und Klärgas	39 Stück	14,8 MW
Geothermische Energie	2 Stück	0,9 MW	Geothermische Energie	2 Stück	0,9 MW
<b>Gesamt</b>	<b>5.215 Stück</b>	<b>1.721,4 MW</b>	<b>Gesamt</b>	<b>28 026 Stück</b>	<b>3 902,7 MW</b>

Tabelle 2: Geförderte Ökostromanlagen in Österr. Vergleich 2008 und 2018<sup>9</sup>

Die höchsten Zuwächse verzeichnen die Photovoltaik-Anlagen. Die installierte Leistung hat sich in Österreich von 19 MW auf 779 MW erhöht.

Aus dem Vergleich der geförderten Kleinwasserkraftwerke ist ersichtlich, dass die installierte Leistung geringfügig zunimmt (plus 71 MW), die Anzahl der geförderten Anlagen jedoch rückläufig ist.

Die Rahmenbedingungen für die Förderung von Kleinwasserkraftwerken in Österreich wurden verbessert, die Revitalisierung der Anlagen wurde in die Förderung aufgenommen.

Größere Kleinwasserkraftwerke (etwa ab 5 MW Leistung) können bei guter Regelfähigkeit am Regelenergiemarkt mehr Geld erwirtschaften als mit den geförderten Einspeisetarifen, wodurch die Summenleistung der geförderten Kleinwasserkraftwerke sinkt. Es gibt in Österreich auch geförderte Revitalisierungsprogramme zum Rückbau von Flüssen, die zum Abbau von Wasserkraftwerke führen.

In der nachstehenden Tabelle sind neben den geförderten Wasserkraftanlagen auch die anerkannten Anlagen gelistet, deren Förderung ausgelaufen ist:

<sup>9</sup> (OeMAG , 2019)

<b>KLEINWASSERKRAFT</b>					
	Vertragsverhältnis mit OeMAG per 31.12.2017			Anerkannte Anlagen per 31.12.2017	
	Anzahl	Engpassleistung in MW	Eingespeiste Energie 2017 in GWh	Anzahl	Engpassleistung in MW
<b>Bundesland</b>					
Burgenland	15	1,52	5,02	17	2,77
Kärnten	220	57,72	142,13	349	172,67
Niederösterreich	400	41,12	144,75	624	115,16
Oberösterreich	492	38,04	149,60	686	147,75
Salzburg	118	43,44	169,30	295	201,82
Steiermark	361	149,91	589,22	661	410,31
Tirol	268	78,74	335,02	515	342,16
Vorarlberg	39	12,79	59,06	152	117,54
Wien	4	6,20	30,54	8	11,46
<b>Summe</b>	<b>1.917</b>	<b>429,46</b>	<b>1.624,63</b>	<b>3.307</b>	<b>1.521,62</b>

Tabelle 3: Kleinwasserkraftanlagen gemäß Ökostrombericht 2018 (E-Control, 2019)

<b>Anerkannte bestehende Kleinwasserkraftwerksanlagen Stand 31.12.2007</b>		
<b>Bundesland</b>	<b>MW</b>	<b>Anzahl</b>
Tirol	219,06	325
Steiermark	203,85	327
Salzburg	130,67	205
Kärnten	128,97	224
Vorarlberg	87,51	84
Niederösterreich	86,94	457
Oberösterreich	81,81	368
Wien	6,77	4
Burgenland	1,86	9
<b>Kumuliert</b>	<b>947,50</b>	<b>2.003</b>

Tabelle 4: Kleinwasserkraftanlagen gemäß Ökostrombericht 2008 (E-Control, 2019)

Im Land Salzburg ist die Summe der installierten Engpassleistung der anerkannten Kleinwasserkraftwerke in den Jahren 2008 bis 2017 von 130,7 MW auf 201,8 MW gestiegen.

Es ist ersichtlich, dass nur ein Teil der Kleinwasserkraftwerke (118 von 295 Anlagen) gefördert Ökostrom an die OeMAG liefert.

## 4 Spannungs- und Blindleistungsregelung

In den Anfängen der lokalen kleinräumigen Stromversorgung waren im Stromnetz keine zusätzlichen Maßnahmen zur Spannungsregelung erforderlich. Die Betriebsspannung wurde durch die versorgenden Generatoren geregelt. Es hat keine Spannungsregelung zwischen den Generatoren und den angeschlossenen Verbrauchern stattgefunden.

Für die Übertragung der elektrischen Energie über längere Strecken ist es unumgänglich, die lastabhängigen Spannungsabfälle und kapazitätsabhängigen Spannungsanhebungen durch Spannungsregelung wieder auszugleichen. Dafür sind in den heutigen Stromnetzen Umspanner mit Lastregelschalter (Regeltransformatoren) mit Wicklungsanzapfungen und Stufenstellern, Drosseln, Kondensatoren und entsprechende zugehörige Regelmechanismen erforderlich.

Für die Übertragung der elektrischen Energie gilt die allgemein in der Elektrotechnik bekannte Aussage „Kilovolt = Kilometer“. Dies bedeutet in der Praxis, dass mit einer Hochspannung von 110 kV die Energie etwa 110 km weit übertragen werden kann. Nach der Umspannung auf die Mittelspannungsebene von z.B. 20 kV im Umspannwerk kann ein Abgangsstrang mit ca. 20 km Länge versorgt werden. In der angeschlossenen Trafostation wird mit dem Ortsnetz-Transformator von Mittelspannung auf Niederspannung (20000 / 400 V) umgespannt. Mit der 400 V Niederspannungsebene werden Kundenanlagen im Umkreis von etwa 400 m um die Trafostation versorgt. Diese vereinfachte Regel trifft keine Aussage über die Leistung, die je Strang versorgt werden kann, und beinhaltet keine Information zur Spannungsregelung.

### 4.1 Spannungshaltung im Übertragungsnetz

Übertragungsnetze werden in Mitteleuropa üblicherweise mit 220 kV oder 380 (400) kV betrieben. Die Hauptaugenmerke im Übertragungsnetzbetrieb legen die Übertragungsnetzbetreiber bzw. Regelzonenführer auf die Frequenzstabilität und das Blindleistungsmanagement.

Übertragungsnetze können theoretisch mit Spannungsabweichungen von bis zu  $\pm 15\%$  von der Nennspannung betrieben werden. In der Praxis werden diese Grenzen nicht genutzt, da dies bei richtigem Blindleistungsmanagement nicht erforderlich ist. Blindleistungsmanagement und Spannungshaltung stehen in direktem Zusammenhang. In den Übertragungsnetzen soll so wenig Blindleistung wie möglich über lange Strecken transportiert werden, um die Netzverluste zu minimieren und die Spannungsänderungen beim Wirkleistungstransport zu optimieren. Für den Betrieb der Übertragungsnetze besteht die Herausforderung des Blindleistungsmanagements einerseits darin, ausreichend Blindleistung zur

Übertragung großer Leistungen zur Verfügung zu stellen und andererseits darin, zu Schwachlastzeiten den Blindleistungsüberschuss im Netz mit Drosseln und direkt ans Übertragungsnetz angeschlossenen Erzeugungsanlagen zu kompensieren.

Darüber hinaus ist die (n-1) -Sicherheit eine wesentliche Voraussetzung für einen sicheren Übertragungsnetzbetrieb. Im (n-1) -Fall muss ein beliebiges Betriebsmittel im Übertragungsnetz jederzeit ausfallen können ohne dass andere Betriebsmittel dadurch überlastet werden. Durch dieses Kriterium ergibt sich im österreichischen Übertragungsnetz eine maximale Belastbarkeit der Leitungen von etwa 60% ihres thermischen Nennstromes. Die Einhaltung der (n-1) -Sicherheit wird vom zentralen Netzleitsystem der APG in der Hauptschaltwarte Wien Südost ständig automatisiert überwacht. (APG , 2017)

Das Übertragungsnetz ist beinahe zu 100% als Freileitungsnetz ausgeführt. Die natürliche Leistung von Freileitungen ist etwa bei einer Belastung mit 26% des Nennstromes gegeben. Bei Betrieb mit natürlicher Leistung kann mit einer Freileitung reine Wirkleistung übertragen werden, weil der Blindstrombedarf, der aufgrund der magnetischen (induktiven) Wirkung des übertragenen Stromes auftritt durch die Betriebskapazität der Leitung bereitgestellt wird. Die natürliche Leistung einer Leitung kann über den Wellenwiderstand berechnet werden:

$$P_{nat} = 3 * U_{strang}^2 * \sqrt{\frac{C'}{L'}} = Ub^2 * \sqrt{\frac{C'}{L'}}$$

$$\text{Der Wellenwiderstand } Z_w \text{ beträgt: } Z_w = \sqrt{\frac{L'}{C'}}$$

$P_{nat}$  = natürliche Leistung;  $Ub$  = Betriebsspannung verkettet;  $C'$  = Betriebskapazität;  $L'$  = Betriebsinduktivität

$$\text{Dabei gilt: } |Q_c| = Ub^2 * \omega C = |Q_L| = Ib^2 * \omega L$$

$Q_c$  = Kapazitive Blindleistung;  $\omega$  = Kreisfrequenz  $2 \cdot \pi \cdot f$ ;  $I_b$  = Betriebsstrom;  $Q_L$  = Induktive Blindleistung

(Schwab, 2009)

Seit der Liberalisierung im Strommarkt im Jahr 2000 hat sich die Betriebsführung der Übertragungsnetze beträchtlich geändert. Die Lastflüsse zwischen den Übertragungsnetzbetreibern im UCTE-Netz haben ursprünglich mit der Öffnung des Strommarktes stark zugenommen. Zwischenzeitlich hatten sich Lastflüsse im europäischen Netz eingestellt, die einerseits einzelnen nationalen Interessen widersprochen haben, und andererseits aus Sicht der Versorgungssicherheit problematisch waren. Als Reaktion wurden einzelne grenzüberschreitende Leitungsverbindungen zeitweise ausgeschaltet, z.B. eine 380 kV Leitung zwischen Deutschland und Polen. Andere ungewollte Durchzugs-Lastflüsse wurden mit Hilfe von Phasenschieber-Transformatoren (PST) begrenzt.

Durch die Zunahme der volatilen Stromerzeugung aus Windparks und PV-Anlagen hat sich der Lastfluss im Übertragungsnetz verändert, so stellen sich heute hohe Nord-Süd-Lastflüsse in Deutschland durch starke Einspeisung der Windkraftanlagen im Norden ein, obwohl die Netzlast zu den betreffenden Zeiten oftmals gering ist.

Am Strom-Handelsmarkt wird teilweise mehr erzeugte erneuerbare Energie gehandelt als die Übertragungsnetze transportieren können. Um eine Überlastung der Netze zu verhindern, ist es erforderlich im Übertragungsnetz ein Engpassmanagement zu betreiben. Die Übertragungsnetzbetreiber sichern sich dafür Kraftwerkskapazitäten, um mittels Redispatch-Maßnahmen die Energie an einem anderen Ort erzeugen zu können und nicht übers Netz transportieren zu müssen. Die Kosten für die Engpassmanagement-Maßnahmen (EPM) werden dem Regelzonenführer APG für das österreichische Übertragungsnetz seitens der Regulierungsbehörde E-Control anerkannt. Für das Jahr 2018 wurden 129 Millionen Euro als EPM-Kosten anerkannt. (APG, 2019)

Der laufende Zubau erneuerbarer Erzeugungsanlagen bedingt auch einen weiteren Ausbau der Übertragungsnetze, um den Strom aus den neu errichteten Windkraftanlagen abtransportieren zu können. Die kapazitive Blindleistung  $Q_c$  im Übertragungsnetz steigt durch den Netzausbau.

Darüber hinaus treten vermehrt Zeiten auf, in denen Teilnetze kaum belastet sind, wenn beispielsweise die dezentrale Netzlast aus den regionalen Erzeugungsanlagen gedeckt werden kann. Das (verstärkte) Übertragungsleitungsnetz wird zunehmend länger unterhalb der natürlichen Leistung betrieben, wodurch ein Blindleistungsüberschuss aus den Kapazitäten im Netz gegeben ist.

#### **4.1.1 Drosseln und Kondensatoren im Übertragungsnetz**

Im österreichischen Übertragungsnetz wurden in Umspannwerken der APG in den letzten Jahren zusätzliche Blindstromdrosseln installiert. Die Drosseln ermöglichen einen gezielten Blindleistungsbezug zu Zeiten geringer Netzbelastung. Bei niedrigen Netzbelastungen entfällt damit der Blindleistungstransport zu den Regelkraftwerken, wodurch die Spannungshaltung positiv beeinflusst wird. Die Drosseln werden meist auf die Tertiärwicklung der Regelhauptumspanner geschaltet. Ein Regelhauptumspanner mit 300 MVA Nennleistung zwischen Primär- und Sekundärwicklung (380/110 kV) hat beispielhaft eine Tertiärwicklung (30 kV) mit 110 MVA, die mit einer Drossel mit 50 MVA oder 100 MVA beschaltet werden kann. Die Drosseln werden mehrmals täglich in Abhängigkeit des Lastflusses ein- und ausgeschaltet (APG, 2017)

In Übertragungsnetzen für industrielle Versorgungszwecke werden vereinzelt Kondensatorbatterien installiert, um den Blindleistungsbedarf der Industrieanlagen decken zu können ohne die Übertragungsnetze zu belasten. Die Netz Oberösterreich GmbH hat beispielsweise im Jahr 2018 in einem zentralen Umspannwerk eine Kondensatorbatterie mit 40 MVA Leistung installiert, um den Blindleistungsbedarf der Industrieanlagen zu Zeiten hoher Netzlast regional zur Verfügung stellen zu können. (Netz Oberösterreich GmbH, 2019)

### 4.1.2 Spannungsregelung mit Regelhauptumspannern

Für die Spannungsregelung des unterlagerten 110-kV-Netzes werden neben den Drosseln die Lastregelschalter (Stufensteller) der Regelhauptumspanner (380/110 kV oder 220/110 kV) eingesetzt. Dreiphasige Regelhauptumspanner können bei entsprechender Ausführung längs geregelt oder schräg geregelt mit  $-60^\circ$  oder  $+60^\circ$  Winkel der aufgeschalteten Wicklungen betrieben werden. Bei Längsregelung wird nur die Höhe der Betriebsspannung im unterlagerten Netz beeinflusst. Durch die Schrägregelung wird auch der Spannungswinkel beeinflusst. Die Regelungen selbst werden in Österreich durch die APG meist durch einen manuell abgesetzten Befehl über das zentrale Leitsystem durchgeführt. Die Regelhauptumspanner an den Übergabestellen vom Übertragungsnetz zum Verteilnetz zwischen der APG und der Salzburg Netz GmbH werden schräg geregelt betrieben.

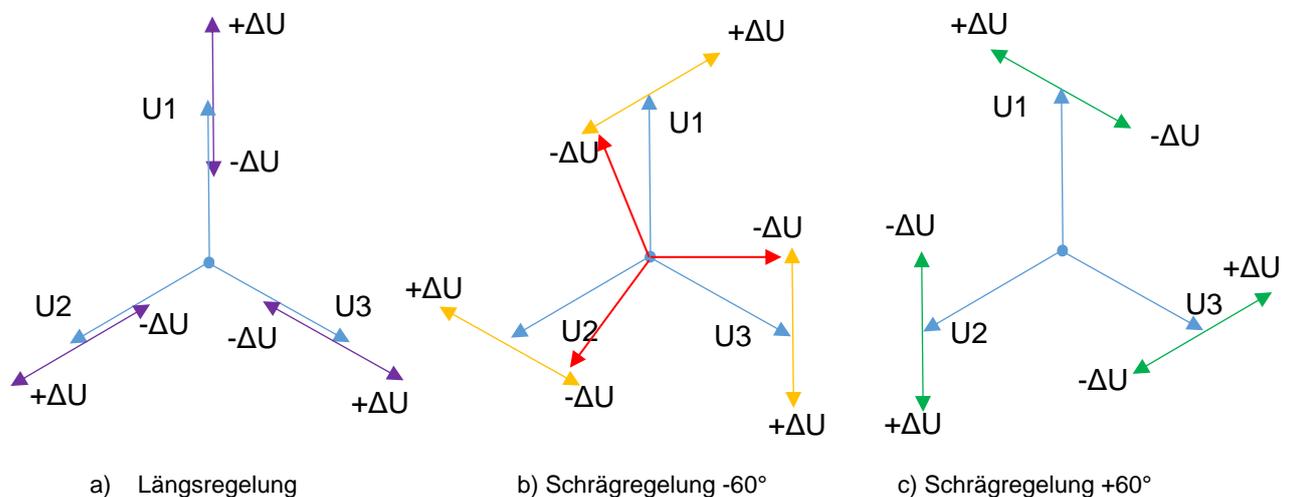


Abbildung 9: Primärwicklung eines Regelhauptumspanners: Längsregelung und Schrägregelungen durch Stufenstellungen; Rote Vektoren: gewählte Stufe primär

Die Schrägregelung ist eine Kombination aus Längs- und Querregelung. Es wird zu den Spannungszeigern eine im Winkel von  $+60^\circ$  oder  $-60^\circ$  abweichende Zusatzspannung addiert. Meistens handelt es sich dabei um eine Zusatzspannung, die aus einer der anderen Strangspannungen abgeleitet wird, wie in der obigen Abbildung dargestellt.

Um eine Querregelung realisieren zu können, sind Sondertransformatoren oder Phasenschiebertransformatoren (PST) erforderlich. Phasenschiebertransformatoren haben die Möglichkeit, Längsregelungen und Querregelungen getrennt voneinander durchzuführen.

Im vermaschten Netzbetrieb kann durch die Art der Regelung der Lastfluss (Durchzugsstrom) beeinflusst werden. Die Schrägregelung beeinflusst den Wirk- und den Blindleistungsfluss. Die Querregelung beeinflusst nur den Durchzug der Wirkleistung. Die Längsregelung beeinflusst den Durchzug der Blindleistung und die Spannungshöhe.

### 4.1.3 Blindleistungsdienstleistung durch große Kraftwerke

Neben den beschriebenen Möglichkeiten zur Beeinflussung der Blindleistung im Übertragungsnetz wird klassisch ein Blindleistungsmanagement durch große, meist direkt an das Übertragungsnetz angeschlossene, Kraftwerke im Auftrag des Regelzonenführers durchgeführt. Dabei werden Grundlastkraftwerke, in Österreich beispielsweise die Laufwasserkraftwerke an der Donau, eingesetzt. Im Land Salzburg wird das Laufkraftwerk Schwarzach an der Salzach für Blindleistungsmanagement herangezogen.

## 4.2 Spannungsregelung im Verteilnetz

Das öffentliche Stromnetz ist klassisch so konzipiert, dass eine automatische Regelung der Versorgungsspannung nur zwischen den Spannungsebenen Hochspannung (meist 110 kV) und Mittelspannung (meist 10 kV bis 30 kV) erfolgt. Die dafür verwendeten Umspanner (3-Phasen-Leistungstransformatoren) verfügen über Primärwicklungen mit Anzapfungen und einen Lastregelschalter, der eine Umschaltung zwischen den Wicklungsanzapfungen unter Last ermöglicht. Die Stufenstellung, d.h. die Anwahl der Wicklungsanzapfung für die benötigte primäre Spannungsstufe, erfolgt dabei meist längs geregelt ohne Phasenverschiebung.

Die Vorgabe der Betriebsspannung erfolgt unterspannungsseitig durch den Spannungs-Sollwert aus einem Spannungsregler für die Mittelspannungsebene, die Stufenstellung im Umspanner erfolgt überspannungsseitig mittels Lastregelschalter durch Beschaltung der richtigen Wicklungsanzapfungen.

### 4.2.1 Kriterien der Spannungshaltung im Verteilnetz

Durch die Einbindung zusätzlicher erneuerbarer Erzeugungsanlagen wie Kleinwasserkraftwerke, PV-Anlagen, Windkraftanlagen oder Biomasse-Heizkraftwerke ins Nieder- und Mittelspannungs-Verteilnetz ergeben sich für die Spannungshaltung im Netz geänderte Anforderungen. Eine typische klassische Spannungsregelung für Mittelspannungsnetze gibt einen konstanten Spannungssollwert an der Mittelspannungs-Sammelschiene im speisenden Umspannwerk vor. Dieser Sollwert ist meist unabhängig von der Jahreszeit, von der Tageszeit und von der Leistung, die im Netz benötigt wird. Mit dieser klassischen Spannungsregelung können in ländlichen Mittelspannungsnetzen die normgemäß gültigen Spannungsgrenzwerte infolge zunehmender dezentraler Energieeinspeisung oftmals nicht mehr eingehalten werden.

Die Verteilnetzbetreiber haben die Aufgabe, den Anschluss von neuen erneuerbaren Erzeugungsanlagen zu prüfen und zu bewilligen, wenn die technisch zulässigen Grenzen eingehalten werden. Die Technischen Grenzen sind in Österreich in den „Technisch Organisatorischen Regeln“, kurz TOR, der E-Control festgelegt. Siehe 3.1

Die Einhaltung der zulässigen Spannungsänderung am Anschlusspunkt bei voller Einspeiseleistung ist in Österreich in den TOR D2 „Richtlinie zur Beurteilung von Netzrückwirkungen“ geregelt. Diese Richtlinie wurde gemeinsam in der D-A-CH-CZ Gruppe (Deutschland, Österreich, Schweiz, Tschechien) erarbeitet. Siehe 3.1.2

Es gilt: Die relative Spannungsanhebung, welche durch die Gesamtheit aller Erzeugungsanlagen in einem betrachteten Netz verursacht wird, darf an keinem Verknüpfungspunkt dieses Netzes folgende Grenzwerte überschreiten:

- Niederspannungsnetz:  $\Delta u_{An}$ , zul = 3 %
- Mittelspannungsnetz:  $\Delta u_{An}$ , zul = 2 %

Die Einhaltung dieser Grenzen obliegt dem Verteilnetzbetreiber. Mit detaillierten Berechnungen im Verteilnetz, Berücksichtigung der gleichzeitig auftretenden Erzeugungsleistungen und angepasster Spannungsregelung können höhere Grenzen für Spannungsänderungen im Mittelspannungs-Netzstrang zugelassen werden.

Bei vielen Einspeiseanlagen gleicher Art, wie z.B. Kleinwasserkraftwerke oder PV-Parks, kumulieren sich die einzelnen Spannungsanhebungen am Netzanschlusspunkt jedes Kraftwerks zu einer nennenswerten Spannungsanhebung in Summe. Dieses Einspeise-Maximum tritt im Sommer bei guter Wasserführung und gleichzeitigem Sonnenschein auf. Hohe Verbraucherlasten treten im Netz meist in den Wintermonaten auf, in denen PV-Anlagen und Kleinwasserkraftwerke nur einen Bruchteil ihrer Nennleistung einspeisen.

Unter Berücksichtigung der Netzstrukturen und der Zeiträume, an denen Einspeisespitzen und Verbraucherlastspitzen auftreten können mit Hilfe der Lastflussberechnung unterschiedliche Betriebsspannungsbereiche für Sommerlast, Winterlast, Tag und Nacht als Basis für eine individuell angepasste Spannungsregelung ermittelt werden.

#### **4.2.2 Funktion des Lastregelschalters zur Stufenstellung**

Die Umspanner (regelbare Leistungstransformatoren) zur Versorgung von Mittelspannungsnetzen verfügen über einen Lastregelschalter, der meist auf der Oberspannungsseite (z.B. 110 kV) des Umspanners installiert ist. Oberspannungsseitig werden beim Umstellen geringere Ströme als unterspannungsseitig geschaltet. Darüber hinaus treten bei überspannungsseitigen Umschaltvorgängen in der galvanisch entkoppelten Unterspannungsseite keine (bzw. vernachlässigbare) Kommutierungseinbrüche der Spannung auf.

Der Sollwert der Betriebsspannung wird dem Spannungsregler für die Mittelspannungsseite (Sekundärseite) des Umspanners vorgegeben. Die Änderung der Betriebsspannung erfolgt durch Änderung der Stufenstellung mit Hilfe des Lastregelschalters an der Oberspannungsseite (Primärseite) im Umspanner.

Die Oberspannungswicklung besteht je Phase aus einer Hauptwicklung mit Anzapfungen oder aus einer Hauptwicklung und einer Zusatzwicklung mit Anzapfungen. In der Salzburg Netz GmbH werden Umspanner mit Zusatzwicklungen eingesetzt. Die Zusatzwicklung verfügt über 13 Anzapfungen, wodurch 12 schaltbare Stufen verfügbar sind. Der Lastregelschalter hat darüber hinaus einen Wendeschalter. Damit können die Stufen der Zusatzwicklung in Serie zur Hauptwicklung oder gegen die Hauptwicklung geschaltet werden. Es ergibt sich für die Standardausführung eines Umspanners der Salzburg Netz GmbH ein Spannungsbereich von  $110000 \pm 12 \cdot 1833$  V auf der Primärseite, das entspricht einem Regelbereich von 88 kV bis 132 kV. Als Sekundärspannung wird beispielsweise 30000 V gewählt.



Abbildung 10: Leistungstransformator 50 MVA 110/30 kV mit Lastregelschalter links integriert

Während der Stufungsvorgänge werden die Anzapfungen jeweils kurzzeitig über Widerstände kurzgeschlossen.

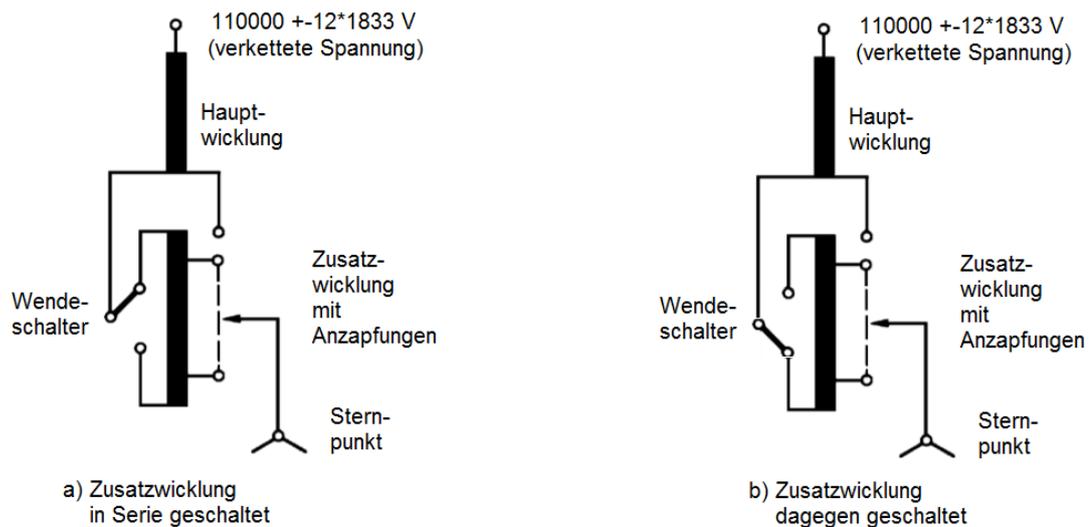


Abbildung 11: Einpoliges Schaltbild Oberspannungswicklung und Stufenstellers mit Wendeschalter in einem Umspanner 110/30 kV / Quelle: Maschinenfabrik Reinhausen

In Abhängigkeit vom zu versorgenden Teilnetz wird für den jeweiligen Versorgungszeitpunkt ein Sollwert der Betriebsspannung festgelegt, z.B. 30.800 V. Darüber hinaus wird eine zulässige Reglerabweichung definiert, innerhalb deren Grenzen keine Spannungsregelung erfolgt. Die Reglerabweichung wird beispielsweise mit  $\pm 1\%$  der Nennspannung (300 V) festgelegt. Somit beträgt bei einem Sollwert von 30.800 V der zulässige Betriebsspannungsbereich 30.500 V – 31.100 V. Eine Verzögerungszeit im Regler von z.B. 10 Sekunden verhindert, dass bei kurzzeitigen Abweichungen aus dem Spannungsbereich sofort Regelungsvorgänge initiiert werden. Es wird verhindert, dass unnötig viele Regelungsvorgänge durchgeführt werden.

### 4.2.3 Klassische Spannungsregelung im Verteilnetz

Die klassische Spannungsregelung im Verteilernetz erfolgt mit einem fix vorgegebenen Spannungssollwert an der Unterspannungsseite des geregelten Umspanners. Somit ist auf der Mittelspannungssammelschiene des speisenden Umspannwerks eine weitgehend konstante Ausgangsspannung  $\pm 1\%$  Reglerabweichung für das zu versorgende Netz gegeben.

Mit dieser klassischen Spannungsregelung soll erreicht werden, dass alle an dieses Mittel- und Niederspannungsnetz angeschlossenen Kunden (Einspeiser und Verbraucher) mit ausreichender Spannungsqualität versorgt werden. Es gilt die Europeanorm EN 50160 „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“, wobei ein maximaler Betriebsspannungsbereich von 230/400 V  $\pm 10\%$  am Netzanschlusspunkt der Kundenanlagen zulässig ist.

In der klassischen Spannungsregelung wird der Spannungssollwert so festgelegt, dass Spannungsabfälle für die Versorgung der Verbraucheranlagen berücksichtigt werden. Der Sollwert wird ausgehend von einem unbelasteten Netz für die Niederspannung z.B. mit

103 %  $U_N = 412 \text{ V}$  festgelegt und mit der Ortsnetztrafo-Übersetzung multipliziert. Damit ergibt sich für die Mittelspannung ein Sollwert von 103%  $U_{NMS}$  bzw. 1,03 p.u.

Die klassische Spannungsregelung ist in Netzen mit geringer räumlicher Ausdehnung, z.B. in städtischen Netzen, im Einsatz. Darüber hinaus sind klassisch im Verteilernetz keine weiteren Maßnahmen zur Spannungshaltung etabliert.

Der Spannungssollwert für den Spannungsregler am Umspanner HS/MS im Umspannwerk ist damit von den Übersetzungen der eingesetzten Ortsnetz-Transformatoren abhängig. Die „vereinbarte Versorgungsspannung“  $U_C$  im Mittelspannungsnetz gemäß EN 50160 entspricht dem Spannungssollwert, nicht der Nennspannung  $U_{NMS}$ .

Beispiele für  $U_{\text{soll}}$  bei  $U_C = 1,03 \text{ p.u.} = 103\% U_{NMS}$ :

- |  |                                       |
|--|---------------------------------------|
| 1. Ortsnetz-Transformatoren 20/0,4 kV:   | $U_{\text{soll}} = 20,6 \text{ kV}$   |
| 2. Ortsnetz-Transformatoren 10,5/0,4 kV: | $U_{\text{soll}} = 10,815 \text{ kV}$ |
| 3. Ortsnetz-Transformatoren 30,2/0,42 kV | $U_{\text{soll}} = 29,625 \text{ kV}$ |
| 4. Ortsnetz-Transformatoren 28,75/0,4 kV | $U_{\text{soll}} = 29,613 \text{ kV}$ |
| 5. Ortsnetz-Transformatoren 34/0,41 kV   | $U_{\text{soll}} = 34,166 \text{ kV}$ |

Bei allen Ortsnetz-Transformatoren innerhalb eines Netzbereiches werden in der Salzburg Netz GmbH möglichst gleiche Übersetzungen gewählt. Die Ortsnetz-Transformatoren der Übersetzung in Punkt 3. und 4. werden miteinander in einem verbundenen Netz betrieben.

#### 4.2.4 Aufteilung des Betriebsspannungsbandes $U_N \pm 10\%$

Gemäß der Norm EN 50160 „Merkmale der Betriebsspannung“ muss der Netzbetreiber sicherstellen, dass die Betriebsspannung in allen Anschlusspunkten im Niederspannungsnetz innerhalb der Grenzen  $U_N \pm 10\%$  gehalten werden kann.

Um dies gewährleisten zu können, wird das verfügbare Betriebsspannungsband in Teilbereiche aufgeteilt. Für die Versorgung von Verbraucheranlagen werden Spannungsabfälle im Mittelspannungsnetz, am Ortsnetz-Transformator und im Niederspannungsnetz berücksichtigt. Für den Energieabtransport aus dezentralen Erzeugungsanlagen müssen Spannungsanhebungen in den erwähnten Netzbereichen berücksichtigt werden.

Die Verteilnetze wurden vornehmlich für die Versorgung von Verbraucheranlagen konzipiert. Dadurch begründet wird auch die Ausgangsspannung im Umspannwerk über 100%  $U_N$  festgelegt, um entsprechende lastbedingte Spannungsabfälle zu ermöglichen.

Als Nebenbedingung müssen die ggf. geringfügig unterschiedlichen Übersetzungen der installierten Ortsnetz-Transformatoren und eine Toleranz für den Spannungsregler berücksichtigt werden. Die Reglerabweichung des Spannungsreglers wird mit  $\pm 1\%$  berücksichtigt.

Die Aufteilung des Betriebsspannungsbandes ist auch von der Struktur des zu versorgenden Netzes abhängig. In städtischen Bereichen ist die Spannungsänderung im Mittelspannungsnetz aufgrund der geringen Ausdehnung und der reinen Kabelnetze niedriger als in ländlichen Netzstrukturen. Die Transformatoren und Niederspannungskabel sind in der Stadt meist höher belastet. Dadurch ergeben sich in städtischen Netzen höhere Spannungsabfälle im Niederspannungsnetz als in ländlichen Netzen. In städtischen Netzen ist in der Regel die Strombelastbarkeit der Betriebsmittel dimensionierend. Die Spannungshaltung spielt dabei meist eine untergeordnete Rolle. In ländlichen Netzen sind die Spannungsänderungen im Mittelspannungsbereich für die Übertragungsfähigkeit dimensionierend.

In dieser Arbeit wird eine Aufteilung des Betriebsspannungsbandes für ländliche Netze mit nennenswerter dezentraler Erzeugung betrachtet. Die Angabe der Betriebsspannung erfolgt in p.u. oder %, wobei  $400 \text{ V} = 1 \text{ p.u.} = 100\% U_N$  entspricht.

Das verfügbare Betriebsspannungsband wird für die Betrachtungen in dieser Arbeit unter Berücksichtigung der nachstehenden Netzanforderungen wie folgt aufgeteilt:

Spannung p.u.	Änderung %
1,100	
	+2,8 % Niederspannung
1,072	
	+0,2 % Ortsnetz-Trafo
1,07	
	+3,0 % Mittelspannung
1,040	
	+1,0 % Regler Abweichung
1,030 SOLL	
	-1,0 % Regler Abweichung
1,020	
	-5,0 % Mittelspannung
0,97	
	-1,5 % Ortsnetz-Trafo
0,955	
	-5,5% Niederspannung
0,900	

Tabelle 5: Aufteilung des Betriebsspannungsbandes bei fixiertem Spannungssollwert

Die Regler-Abweichung wird der Mittelspannung zugerechnet, die Spannungsänderung am Ortsnetz-Trafo wird dem Niederspannungsnetz zugeordnet. In der Summenbetrachtung betragen die zulässigen Spannungsänderungen:

- im Mittelspannungsbereich: max. -6,5% / +4%
- im Niederspannungsbereich: max. -6,5% / + 3%

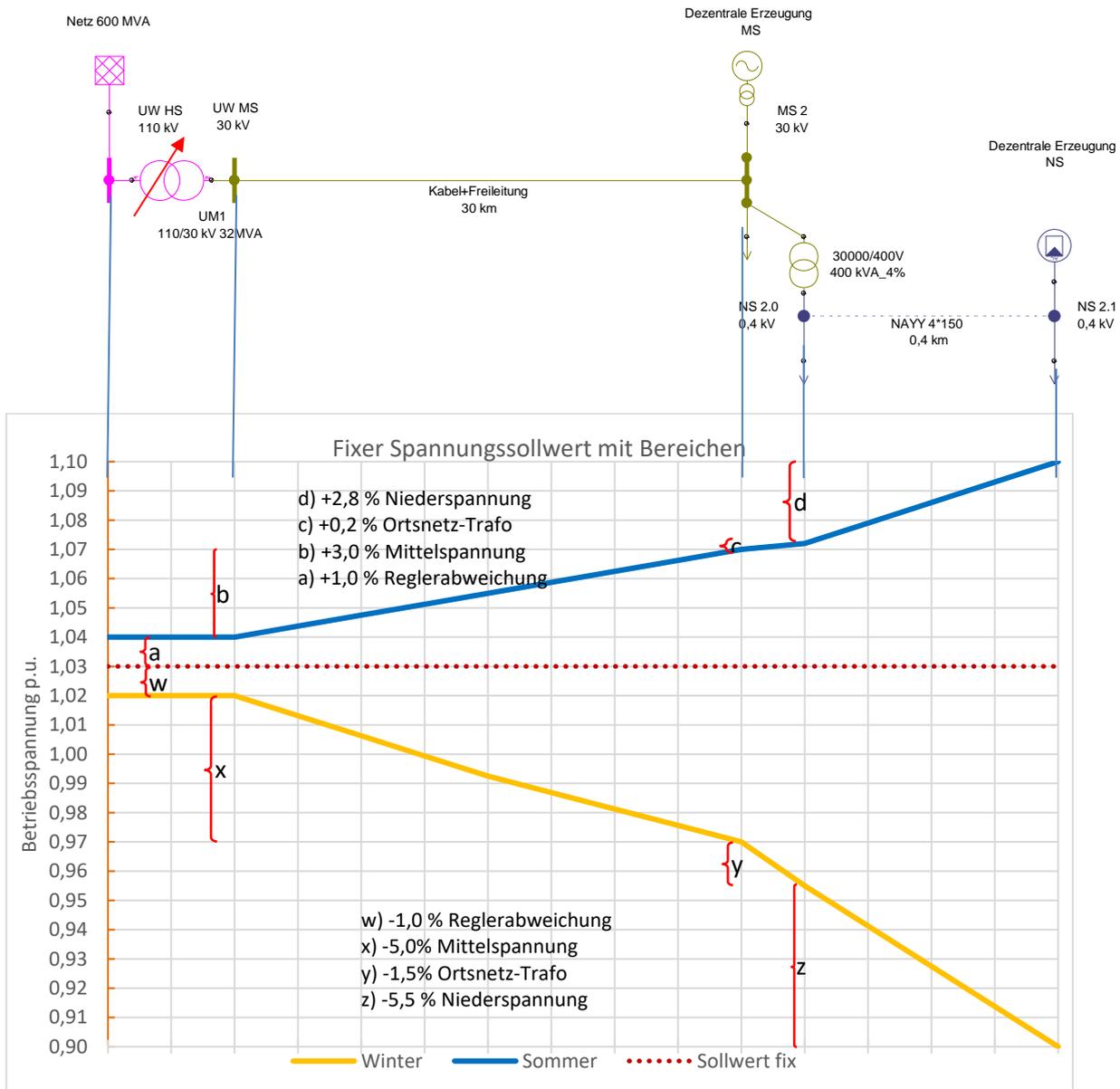


Abbildung 12: Grafische Darstellung der Spannungsänderungen bei fixem Spannungswert

Der Netzbetreiber ist bestrebt, den zulässigen Betriebsspannungsbereich möglichst nicht zur Gänze zu benötigen und die technisch möglichen Grenzen im Normalbetrieb nicht auszureizen. Die angegebenen Werte werden als Maximalwerte für die Beurteilung von Netzanschlüssen herangezogen. Dabei wird ein gleichzeitiges Auftreten der bestehenden Maximallast mit der angefragten Maximallast als Worst-Case angenommen. In der Praxis soll es möglichst vermieden werden, dass am Netzausläufer eines Mittelspannungsnetzes ein Niederspannungsstrang mit maximal zulässigem Spannungsabfall betrieben wird.

#### 4.2.5 Stromabhängige Spannungsregelung im Umspanner (HS/MS):

Bei der stromabhängigen Spannungsregelung wird der Spannungssollwert für die Mittelspannungssammelschiene im Umspannwerk im Spannungsregler des Umspanners (HS/MS) nicht fix vorgegeben, sondern abhängig von Betriebsstrom und Wirkleistungsrichtung verändert.

Die aktuelle Technologie der Spannungsregler erlaubt es, nach Scheinstrom, Wirkstrom ( $I_w$ ) oder Blindstrom zu regeln. Neben der Stromhöhe wird die Richtung der Wirkleistung berücksichtigt. Somit kann bei hohem Wirkleistungsbedarf durch die ans Netz angeschlossenen Verbraucher ein hoher Spannungssollwert für die Ausgangsspannung im Umspannwerk vorgegeben werden. Bei hohen Einspeise-Wirkleistungen durch Erzeugungsanlagen im Netz und geringer Verbraucherlast kann ein niedriger Spannungssollwert für die Ausgangsspannung im Umspannwerk vorgegeben werden. Dies ist vor allem für ländlichen Mittelspannungsnetze mit Einspeisung aus Kleinwasserkraftwerken und Photovoltaikanlagen interessant, da die hohen Einspeiseleistungen nicht zeitgleich mit den hohen Netzlasten auftreten. (H. Brunner, 2008)

In dieser Arbeit wird der Wirkstrom ( $I_w$ ) im Umspanner als Kriterium für die Spannungsregelung herangezogen. In 30-kV-Netzen wird bei geringer Netzlast der Scheinstrom je Mittelspannungsstrang stark durch den kapazitiven Blindstrom der Mittelspannungskabel beeinflusst.

In der Regelfunktion der wirkstromabhängigen Spannungsregelung  $U(I_w)$  wird ein Sollwert festgelegt, der obere und der untere zulässige Spannungswert begrenzt und die Steigung der Regelgeraden definiert. Es besteht die Möglichkeit eine durchgehende Regelgerade oder eine geknickte Regelgerade, mit unterschiedlicher Steigung für den Verbraucherstrom und den Rückspeisestrom, festzulegen.

Bei Regelung in Abhängigkeit des Wirkstromes  $I_w$  entscheidet nur der Wirkstromanteil des Scheinstromes über den Arbeitspunkt in der Kennlinie. Wenn ein Scheinstrom von z.B. 51 A beispielsweise aus 50 A kapazitivem Blindstrom der Mittelspannungskabel und 10 A Wirkstrom über den Umspanner zu den Lasten ins Mittelspannungsnetz besteht, so befindet sich der Arbeitspunkt dennoch auf der Laststromseite.

Nachstehend wird eine Muster-Regelgerade mit Knick im Nullpunkt und unterschiedlicher Steigung für Verbrauch und Einspeisung dargestellt. Wesentlich dabei ist auch die Betrachtung und Darstellung der zulässigen Reglerabweichung von meist  $\pm 1\%$ . Die Reglerabweichung ist in der Grafik kleiner als  $\pm 1\%$  dargestellt. Seitens des Netzbetreibers wird die Reglerabweichung bewusst nicht enger gewählt, um die Anzahl der erforderlichen Regelvorgänge möglichst gering zu halten. Damit wird das Revisionsintervall für den Lastregelschalter im Umspanner möglichst lange gehalten. (Salzburg Netz GmbH, 2019)

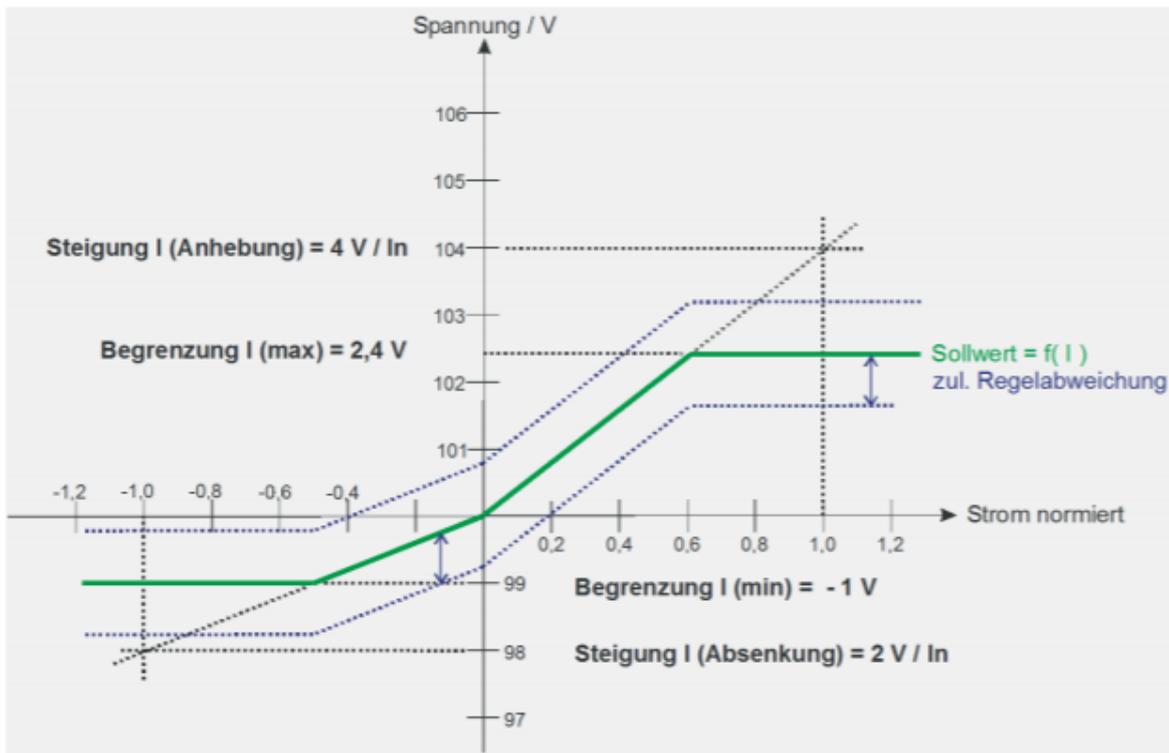


Abbildung 13: Kennlinie des Spannungssollwertes in Abhängigkeit des Stromes des Spannungsreglers REG D (A. Eberle GmbH, 2019)

Drehstrom hat bekanntlich kein negatives Vorzeichen. Zur Darstellung der Regelgerade wird das negative Vorzeichen verwendet, wenn die Energie von der Mittelspannungsebene in Richtung Hochspannungsebene fließt. Beim Blindstrom dient das negative Vorzeichen für den kapazitiven Stromanteil, d.h. jenen Anteil, der durch die Mittelspannungskabel erzeugt wird. Durch Reduktion der Betriebsspannung wird auch der kapazitive Strom aus den Kabeln geringfügig reduziert.

Für die stromabhängige Spannungsregelung am Umspanner wurde von einzelnen Herstellern von Spannungsreglern oder Netzberechnungssoftware der Begriff „Kompoundierung“ bzw. „Stromkompoundierung“ verwendet. Dieser Begriff stammt in der Elektrotechnik aus der Erregung von Generatoren, wobei der Laststrom des Generators über eine Hilfswicklung in den Erregerkreis des Generators einen zusätzlichen Erregerstrom induziert, um die Ausgangsspannung am Generator bei Belastung konstant zu halten. Damit wird der Spannungsabfall im Generator bei Belastung durch die Erhöhung des Erregerstromes kompensiert (Thomälen, 2013).

Der Begriff Kompoundierung wird mittlerweile kaum mehr verwendet. Zur Spannungsregelung ist es in modernen Spannungsreglern möglich neben dem Scheinstrom auch den Wirkstrom oder den Blindstrom als Regelkriterium heranzuziehen.

Nachstehend wird die Wirkung der wirkstromabhängigen Spannungsregelung  $U(I_w)$  beispielhaft grafisch dargestellt:

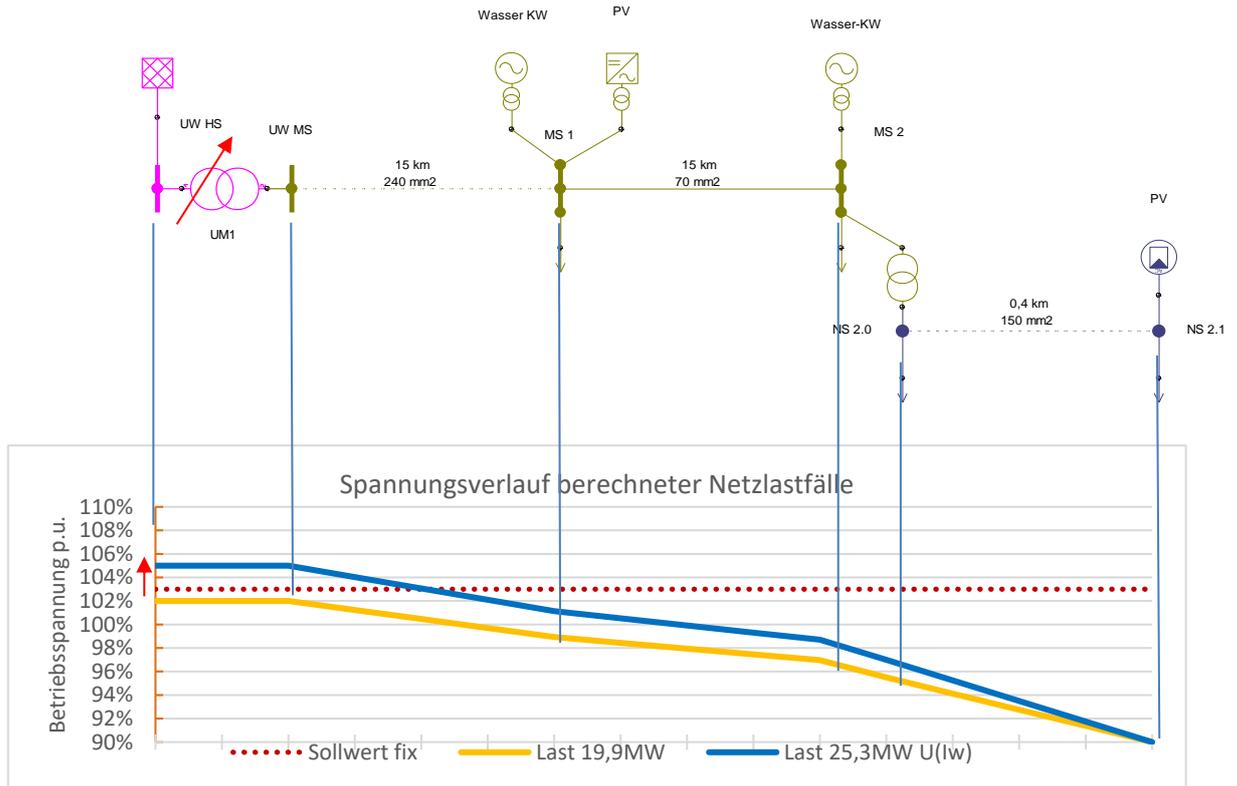


Abbildung 14: Spannungsverlauf Musternetz im Winter mit fixem Spannungssollwert (gelb) und U(Iw) am speisenden Umspanner

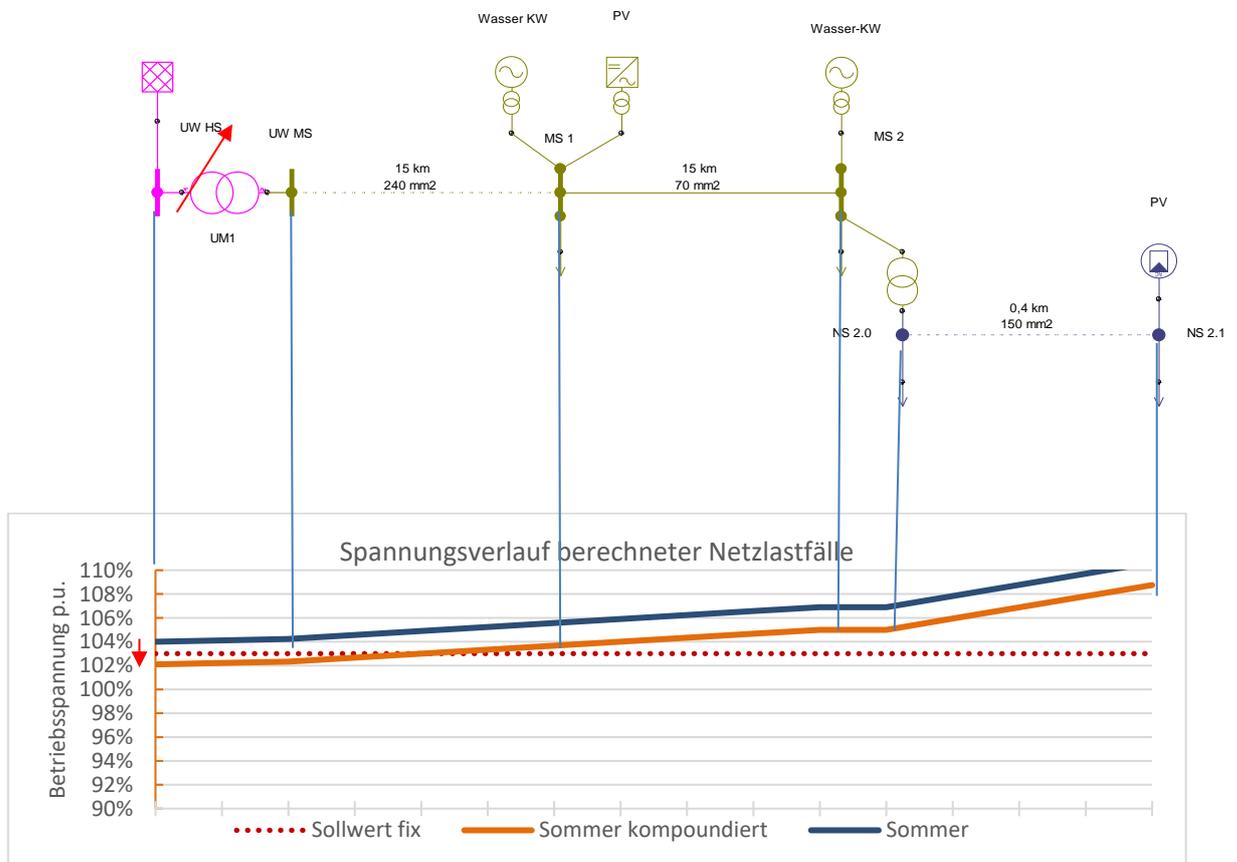


Abbildung 15: Spannungsverlauf Musternetz im Sommer mit fixen Spannungssollwert und U(Iw)

Der Sollwert der Ausgangsspannung an der Mittelspannungssammelschiene im Umspannwerk wurde hier durch die  $U(I_w)$ -Regelung beispielhaft wie folgt angepasst:

- Im Winter um 4% angehoben (grün) = 107% statt 103%
- Im Sommer um 1% gesenkt (orange) = 102% statt 103%

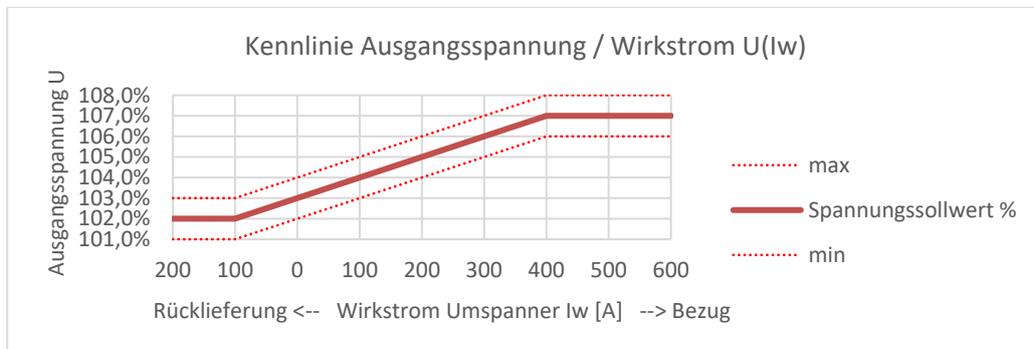


Abbildung 16:  $U(I_w)$ -Kennlinie als Spannungssollwert [% von  $U_N$ ] in Abhängigkeit von  $I_w$  [A]

Das oben abgebildete Musternetz wurde mit dem Netzberechnungsprogramm NEPLAN® nachgebildet und berechnet.

Verwendete Betriebsmittel der Spannungsebene 30 kV: ein Umspanner HS/MS mit Spannungsregler; 15 km Mittelspannungskabel [ NA2XS(F)2Y 3\*1\*240 30kV ]; 15 km Mittelspannungsfreileitung [ Ald 70 ]; ein 400 kVA Trafo uk 4%; 400 m Niederspannungskabel NAY2Y 4\*150.

#### 4.2.6 Spannungsabhängige Wirkleistungsreduktion $P(U)$ in Erzeugungsanlagen:

Die Spannungsabhängige Wirkleistungsreduktion [ $P(U)$ ] von Erzeugungsanlagen ermöglicht es, mehr Erzeugungsleistung ans Netz anzuschließen als Netzkapazität für den Energieabtransport gegeben ist. Es wird das Ziel verfolgt möglichst nur die Leistungsspitzen der Erzeugungsanlagen zu reduzieren, damit so viel Energie wie möglich eingespeist werden kann.

Im deutschen EEG 2012 wurde eine Einspeisebegrenzung der Wirkleistung von 70% der kWp Leistung für PV-Anlagen eingeführt. Ausgenommen davon sind Anlagen, die es dem Netzbetreiber von der Ferne ermöglichen, eine Reduktion durchzuführen. Je Erzeugungsanlage ergibt sich für das Stromnetz dadurch eine geringere Spannungsanhebung als bei Einspeisung mit maximaler Wirkleistung. Das Bundesumweltministerium in Deutschland hat eine Ertragsminimierung von 1-3 Prozent je Anlage angenommen ([www.bmu.de](http://www.bmu.de)). In der Praxis kann die Ertragsminderung bei einzelnen Anlagen bis zu 5% betragen (Photovoltaikforum, 2019). Mit diesen Maßnahmen wird die Maximalleistung jeder einzelnen Erzeugungsanlage beschränkt, in Summe können dafür mehr Erzeugungsanlagen im

bestehenden Verteilnetz angeschlossen werden. Die Wirkleistungsbegrenzung ist kein Ersatz für die P(U)-Regelung.

Die P(U)-Regelung hat vor allem im abnormalen Betriebsfall (z.B. bei einem Sonderschaltzustand im Netz) den Vorteil, dass die Spannungshaltung sichergestellt ist, ohne dass Erzeugungsanlagen durch Überspannung automatisch komplett abgeschaltet werden. Für die Maßnahmen im Netz die einen Sonderschaltzustand bedingen ist es somit nicht erforderlich, Einspeiseanlagen gezielt abzuschalten. (Thomas Stetz, 2014)

P(U) ist in der TOR D4 beschrieben und für alle neu angeschlossenen Erzeugungsanlagen verpflichtend umzusetzen. Es werden zwei Varianten unterschieden. In der Variante a) wird die Nennleistung  $P_n$  in Abhängigkeit der Betriebsspannung begrenzt, in Variante b) wird die tatsächlich eingespeiste Leistung  $P_{\text{Knick}}$  reduziert.

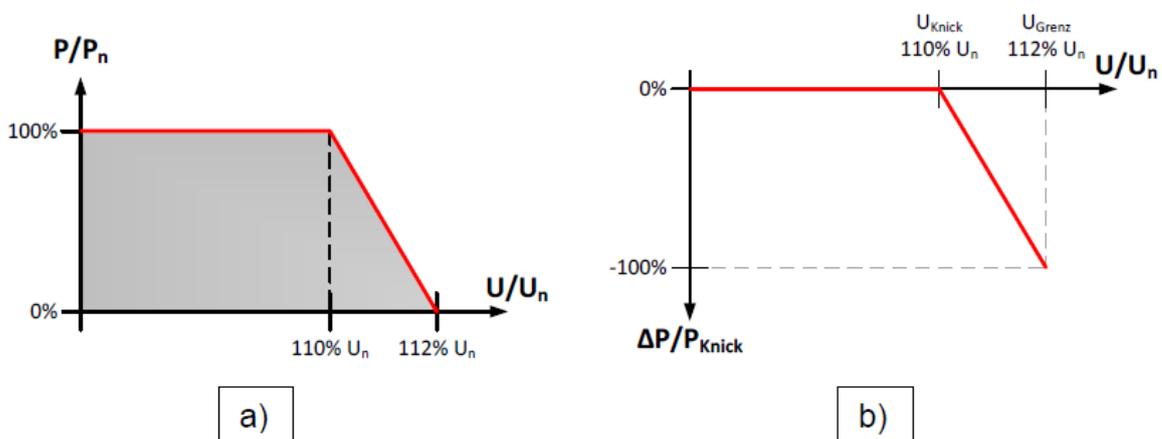


Abbildung 17 StandardEinstellung der P(U) Regelung gemäß TOR D4 V2.2

### 4.3 Blindleistungsmanagement im Verteilnetz

Neben der Beeinflussung der Betriebsspannung durch Stufung von Transformatoren kann die Beeinflussung der Blindleistung einen wesentlichen Beitrag zur Spannungshaltung leisten. In ländlichen Mittelspannungsnetzen mit Kabelanteilen von über 1/3 der Netzlänge herrscht meist ein Blindleistungsüberschuss, der durch die Kapazität der Kabel erzeugt wird. Die Längsimpedanzen in den Freileitungen ermöglichen es, durch eine Veränderung des Blindleistungslastflusses die Betriebsspannung merklich beeinflussen zu können.

Netzausbaumaßnahmen im Mittelspannungsnetz erfolgen ausschließlich durch Verlegung neuer Kabel. Im Land Salzburg werden seit über 25 Jahren keine Mittelspannungsfreileitungen mehr neu errichtet. (Salzburg Netz GmbH, 2019) Jedes neue Mittelspannungskabel wirkt wie ein Kondensator und liefert entsprechend der nachstehenden Formel zusätzliche Blindleistung ins Netz:

$$Q = 3 * \frac{U_{\text{phase}}^2}{X_c} = U_{\text{verkettet}}^2 * \omega * C = (U_{\text{verkettet}} V)^2 * 2 * \pi * 50 \frac{1}{s} * C \left[ \frac{\mu\text{F}}{\text{km}} \right] / 10^6$$

$$20 \text{ kV Kabel } 240^2 \text{ VPE: } Q = 20^2 V^2 * 100 * PI * 50 \frac{1}{s} * 0,31 \frac{\left[\frac{\mu F}{km}\right] * 10^6}{10^6} = \sim 39 \frac{\text{kVAr}}{\text{km}}$$

$$30 \text{ kV Kabel } 240^2 \text{ VPE: } Q = 30^2 V^2 * 100 * PI * 50 \frac{1}{s} * 0,227 \frac{\left[\frac{\mu F}{km}\right] * 10^6}{10^6} = \sim 64 \frac{\text{kVAr}}{\text{km}}$$

Ein Kilometer Standardkabel 240<sup>2</sup> liefert im 20 kV Netz 39 kVar und im 30-kV-Netz 64 kVar Blindleistung ins Mittelspannungsnetz.

### 4.3.1 Spannungsabhängige Blindleistungsregelung Q(U) in Erzeugungsanlagen:

Bei der Q(U)-Regelung wird die Blindleistung der Erzeugungsanlage in Abhängigkeit der örtlichen Betriebsspannung verändert. Bei hoher Betriebsspannung wird von der Erzeugungsanlage Blindleistung aus dem Netz bezogen, wodurch die Betriebsspannung gesenkt wird. Bei niedriger Betriebsspannung wird Blindleistung zur Spannungsanhebung ins Netz eingespeist. Die Q(U)-Regelung ist von der Wirkleistungseinspeisung weitgehend unabhängig und regulatorisch bei Teillasten unterhalb von 20% der Nennlast beschränkt. (Witzmann, 2012)

Die Q(U)-Regelung arbeitet autark und benötigt keine Freigabe oder Vorgabe von Sollwerten. Die Messung der Betriebsspannung als Regelkriterium erfolgt direkt beim Generator bzw. beim Wechselrichter. Bei Einspeisung ins Mittelspannungsnetz wird meist die Spannung des Einspeiseknotens als Kriterium herangezogen.

Wechselrichter können im „untererregten“ Arbeitsbereich der P-Q-Kennlinie einen Vorteil durch einen größeren Regelbereich gegenüber von Synchrongeneratoren aufweisen. Im untererregten Betrieb zeigt die praktische Betriebserfahrung, dass viele Synchrongeneratoren einen unerlaubten Arbeitsbereich aufweisen in dem ein „Kippen“ des Generators droht. Beim „Kippen“ kommt es zu einem Abreißen der magnetischen Erregung und der Generator fällt außer Tritt. (Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation, 2019)

Gemäß TOR D4 müssen alle neu errichteten Erzeugungsanlagen die Q(U)-Funktionen erfüllen. Siehe 3.1.3

In der Salzburg Netz GmbH gelten folgende Stützpunkte für die Q(U)-Kennlinie:

- Netzanschluss am Niederspannungsnetz:

$$a = 91\% \text{ bei } U_n = 400 \text{ V} = 364 \text{ V}$$

$$b = 96\% \text{ bei } U_n = 400 \text{ V} = 384 \text{ V}$$

$$c = 104\% \text{ bei } U_n = 400 \text{ V} = 416 \text{ V}$$

$$d = 109\% \text{ bei } U_n = 400 \text{ V} = 436 \text{ V}$$

(Salzburg Netz GmbH, 2019)

- Netzanschluss am Mittelspannungsnetz:

Für Erzeugungsanlagen mit Anschluss am Mittelspannungsnetz werden die Werte individuell in Abhängigkeit der Netzanforderungen festgelegt. In vielen bestehenden Erzeugungsanlagen (Kleinwasserkraftwerken) ist derzeit keine Blindleistungsregelung implementiert.

Für diese Arbeit wird beispielhaft nachfolgende realisierte  $Q(U)$ -Kennlinie für die Spannungsebene 30 kV und einer Ortsnetztrafo-Übersetzung von  $\ddot{U}=75$  dargestellt: (400 V \* 75 = 30000 V)

a = 98% von  $U_N = 29,4$  kV

b = 100% von  $U_N = 30,0$  kV

c = 104% von  $U_N = 31,2$  kV

d = 106% von  $U_N = 31,8$  kV

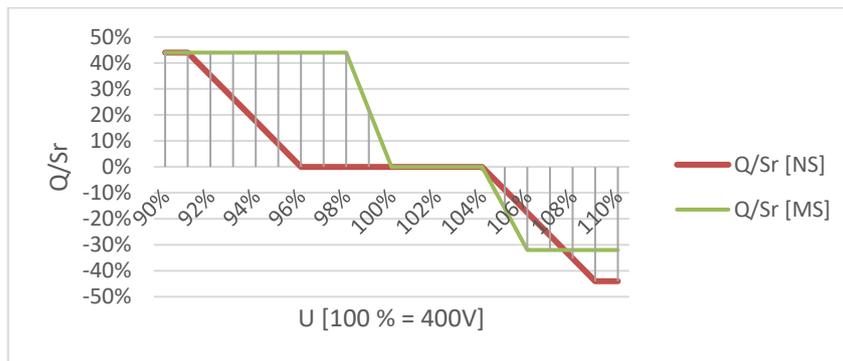


Abbildung 18:  $Q(U)$ -Kennlinie für Mittelspannung MS und Niederspannung NS

Anmerkung: Bei Mittelspannung gilt gemäß den TOR D4 (siehe 3.1.3)  $U_C$  als vereinbarte Versorgungsspannung.  $U_C$  beträgt im leerlaufenden unbelasteten Netz beispielsweise 103%  $U_N * \ddot{U}$  (Ortsnetztrafo-Übersetzung). In diesem Fall liegt  $U_C$  bei 103% bzw. 30,9 kV.

### 4.3.2 Kondensatoren und Drosseln im Verteilnetz

In großen Verbraucheranlagen sind vielfach Blindstromkompensationsanlagen installiert. Dabei werden meist Kondensatoren in Dreieckschaltung eingesetzt, die symmetrisch Blindleistung für den Betrieb von Motoren zur Verfügung stellen. Blindstromkompensationsanlagen müssen im Netz der Salzburg Netz GmbH verdrosselt ausgeführt werden, damit das Tonfrequenz-Rundsteuersignal mit 1050 Hz bzw. 1350 Hz nicht unzulässig beeinflusst wird.

Im Einlinienschaltbild rechts sind vier verdrosselte Kondensatoranordnungen dargestellt. Der Verdrosselungsfaktor  $p$  (hier 7%) gibt das Verhältnis zwischen induktivem Blindwiderstand der

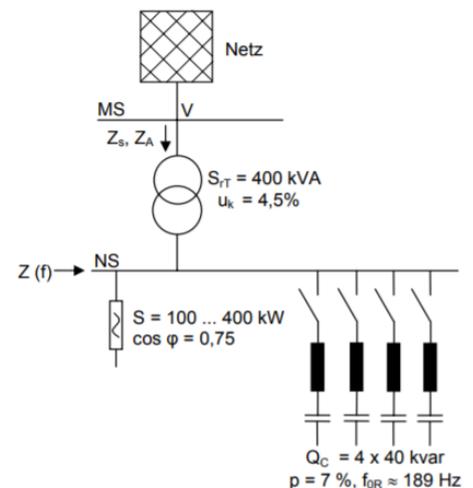


Abbildung 19  
Blindstromkompensation  
[aus TOR D3]

Filterkreisdrossel und kapazitivem Blindwiderstand der Kondensatoren (induktive/kapazitive Reaktanz) an.  $p = \frac{X_L}{X_C} * 100[\%]$

Blindstromkompensationsanlagen werden in Verbraucheranlagen entweder als geregelte zentrale Anlagen ausgeführt, oder dezentral mit den Blindleistungsverbrauchern fix zu und abgeschaltet. Die Kompensationsleistung wird erfahrungsgemäß so ausgelegt, dass bei maximalem Blindleistungsbedarf von Antriebsmotoren der Leistungsbezug aus dem Netz mit  $\cos \varphi = 0,95$  erfolgt. Bei Teillastbetrieb moderner Antriebssysteme kann es vorkommen, dass dezentrale Kompensationsanlagen mehr Blindleistung liefern als die Antriebe benötigen.

Wenn Blindstromkompensationsanlagen im Zuge der Erneuerung der Antriebsmotoren nicht angepasst werden, so ergibt sich in der Regel ein Betriebszustand mit Überkompensation und eine Rückspeisung von Blindleistung ins Niederspannungsnetz.

Im Niederspannungsnetz werden seitens der Netzbetreiber keine Drosseln oder Kondensatoren für Blindleistungsmaßnahmen eingesetzt. (Salzburg Netz GmbH, 2019)

## 4.4 Ergänzende Möglichkeiten zur Spannungshaltung

Nachstehend sind beispielhaft weitere Möglichkeiten zur Beeinflussung der Betriebsspannung angeführt. In dieser Arbeit werden diese Möglichkeiten nicht weiter betrachtet.

### 4.4.1 Regelbare Ortsnetztransformatoren (RONT)

Regelbare Ortsnetztransformatoren (RONT) können lokal eine Spannungsregelungs-Funktion für das versorgte Ortsnetz erfüllen. Bei inhomogenen Netzstrukturen ist der Einsatz eines RONT empfehlenswert. Eine inhomogene Struktur ist beispielsweise gegeben, wenn aus einem galvanisch verbundenen Mittelspannungsnetz einerseits ein großes Gewerbegebiet versorgt wird, und andererseits am Netzausläufer ein Wohngebiet mit viel installierter PV-Leistung angeschlossen ist. Während im Gewerbegebiet hohe Verbraucherleistungen benötigt werden, kann zeitgleich ein Überschuss an PV-Strom am Netzausläufer des Wohngebietes eine hohe Spannungsanhebung verursachen. Mit Hilfe eines RONT kann hier einfach gegengesteuert werden.

Regelbare Ortsnetztransformatoren sind etwa seit 2012 am Markt erhältlich. Die Maschinenfabrik Reinhausen hat für den RONT einen Regelschalter entwickelt, der die Umschaltvorgänge auf der Mittelspannungsseite durchführt. Andere Hersteller, wie Siemens, arbeiten mit Umschalteinrichtungen zur Spannungsregelung auf der Niederspannungsseite des RONT. Viele Verteilnetzbetreiber haben derzeit nur einzelne RONTs im Netz installiert, um Betriebserfahrungen zu sammeln. (Matthias Haslbeck, 2012). Im Mittelspannungsnetz der Salzburg Netz GmbH ist derzeit ein RONT im Einsatz. In dieser Arbeit werden RONT nicht betrachtet.

#### 4.4.2 Niederspannungs-Netzregler

Spannungsregler für Niederspannungsnetzausläufer sind vereinzelt in ländlichen Verteilnetzen eingesetzt. Im Jahr 1936/37 hat die Fa. AEG einen relaislosen Niederspannungsnetzregler (sogenannte Relo-Regler) auf den Markt gebracht. (VDI, 2019).

Die Technologie der damaligen Drehregler, die nur alle drei Phasen gemeinsam regeln konnten, wurde durch Niederspannungs-Netzregler ersetzt, die jede Phase einzeln ausregeln können. Als Reaktion auf die zunehmende dezentrale Energieerzeugung werden Niederspannungs-Netzregler nun so ausgelegt, dass neben der Erhöhung der Betriebsspannung auch eine Reduktion derselben je Phase möglich ist. Der Hersteller Walcher bietet hier auf seiner Homepage eine ausführliche Beschreibung der Technik dieser Regler. (Walcher, 2019)

Alternativ zum Niederspannungs-Netzregler kann bei auftretenden Spannungsproblemen das Niederspannungsnetz durch Verlegung von Kabeln verstärkt werden. Die Verlegung neuer Kabel bringt in der Regel auch eine Erhöhung der Netz-Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt von Kundenanlagen mit sich.

Gemäß der Norm DIN EN 61000-3-3 (VDE 0838-3):2002-05 und den TOR D2 der E-Control „Beurteilung von Netzurückwirkungen“ beträgt die Bezugsimpedanz für die Prüfung der Betriebsmittel auf Netzurückwirkungsfreiheit:  $Z_{3\text{ kref}} = R_{\text{Au}} + jX_{\text{Au}} = 0,24 + j0,15 = 0,28 \cdot e^{j32^\circ} \Omega$ . Dies entspricht einer Kurzschlussleistung von  $S_k \approx 570 \text{ kVA}$ . Bei geringerer Kurzschlussleistung am Anschlusspunkt der Kunden ist der Netzbetreiber angehalten, Verstärkungsmaßnahmen durchzuführen.

Die Verlegung neuer Niederspannungskabel wird beispielsweise in der Salzburg Netz GmbH gegenüber der Installation von Niederspannungs-Netzreglern bevorzugt. In den Niederspannungsnetzen der Salzburg Netz GmbH sind einzelne Niederspannungsnetzregler im Einsatz.

In dieser Arbeit werden Niederspannungsnetzregler nicht betrachtet.

#### 4.4.3 Betriebsbedingte Blindleistungsvorgaben für Erzeugungsanlagen

Betriebsbedingte Blindleistungsvorgaben sind in der TOR D4 unter „statische Netzstützung“ und in den Requirements for Generators (RfG) beschrieben. Die statische Netzstützung sieht vor, dass sich Erzeugungsanlagen generell an der Spannungshaltung bei langsamen Spannungsänderungen beteiligen müssen. Sollwerte und Kennlinien für die Blindleistungsanpassung werden vom Netzbetreiber vorgegeben und müssen durch automatische Regeleinrichtungen in der Erzeugungsanlage durchgeführt werden.

Die RfG sehen vor, dass Blindleistungsvorgaben von Stromerzeugungsanlagen des Typs B, C und D von der Ferne durch den Netzbetreiber online einstellbar sein müssen. (siehe 3.3)

Derzeit werden seitens der Salzburg Netz GmbH keine variablen betriebsbedingten Vorgaben für die Blindleistung von Erzeugungsanlagen vorgegeben.

Mit diesen Maßnahmen können zukünftig auch manuelle oder von einem zentralen Netzleitsystem errechnete Blindleistungsvorgaben zur Verbesserung der Spannungshaltung an die Stromerzeugungsanlagen gesendet werden.

#### **4.4.4 Betriebsbedingte Wirkleistungsbegrenzung für Erzeugungsanlagen**

Die TOR D4 ermöglichen grundsätzlich eine Wirkleistungsbegrenzung aus betrieblicher Sicht. Gemäß den Requirements for Generators (RfG) müssen Stromerzeugungsanlagen des Typs B, C und D künftig nach Anforderungen des Netzbetreibers Wirkleistungs- und Blindleistungsvorgaben unverzüglich umsetzen können.

Derzeit werden seitens der Salzburg Netz GmbH keine variablen betriebsbedingten Vorgaben für eine Wirkleistungsbegrenzung von Erzeugungsanlagen vorgegeben.

Mit diesen Maßnahmen können zukünftig auch manuelle oder von einem zentralen Netzleitsystem errechnete Wirkleistungsbegrenzungen zur Vermeidung von Überlastungen im Übertragungsnetz oder im Verteilnetz an die Stromerzeugungsanlagen gesendet werden.

#### **4.4.5 Zentrale Spannungsregelung mit dezentralem geregelten Netzknoten**

Als Sollwert für die Spannungsregelung kann ein dezentraler Spannungsmesswert herangezogen werden. Es besteht auch die technische Möglichkeit, die Betriebsspannung an mehreren strategisch ausgewählten Messpunkten im Mittelspannungsnetz zu messen und über einen Softwarealgorithmus einen optimalen Spannungssollwert zu errechnen und vorzugeben. Der Vorteil dieses Systems liegt darin, dass die Spannungsgrenzen bei richtiger Wahl der Messpunkte optimal ausgenutzt werden können. Mit mehreren Messwerten als Kriterium kann auch der Ausfall eines Messwertes durch Vorgabe eines Default-Wertes kompensiert werden, ohne dass es zu Problemen in der Spannungsregelung kommt.

Nachteilig ist bei diesem System die Abhängigkeit von dauerhaften online-Datenverbindungen. In dieser Arbeit wird auf diese Methode nicht eingegangen. Vorhandene dezentrale Messwerte aus einem Messwertarchiv werden zur Verifizierung der Funktionalität der zentralen wirkstromabhängigen Spannungsregelung herangezogen.

## 4.5 Generatoren im Stromnetz

### 4.5.1 Regelungsprinzip von Synchrongeneratoren

Die Netzfrequenz und die Betriebsspannung sind die wesentlichen Regelgrößen für einen stabilen Netzbetrieb. In einem stationären Stromnetzbetrieb herrscht ein Gleichgewicht zwischen der erzeugten und der aufgenommenen Wirkleistung, sowie zwischen der erzeugten und der aufgenommenen Blindleistung. Eine Erhöhung der verbrauchten Wirkleistung führt ohne Gegenmaßnahme zu einer Reduktion der Netzfrequenz und der Drehzahlen der Generatoren. Für die Frequenzhaltung muss dabei mehr Primärenergie zugeführt werden (z.B. eine größere Wassermenge bei Wasserkraftwerken). Eine Erhöhung der verbrauchten Blindleistung führt ohne Gegenmaßnahme zu einer Reduktion der Betriebsspannung aufgrund der Ankerrückwirkung in den Synchrongeneratoren. Für die Spannungshaltung durch Synchrongeneratoren muss der Erregerstrom erhöht werden.

Es gelten die Abhängigkeiten:

- Frequenz  $f \sim$  Drehzahl  $n \sim$  Wirkleistung  $P$
- Erregerstrom  $\sim$  Blindleistung  $Q$

Die Drehzahlregelung bzw. Frequenzregelung ist somit von der Spannungsregelung bzw. Erregung weitgehend unabhängig.

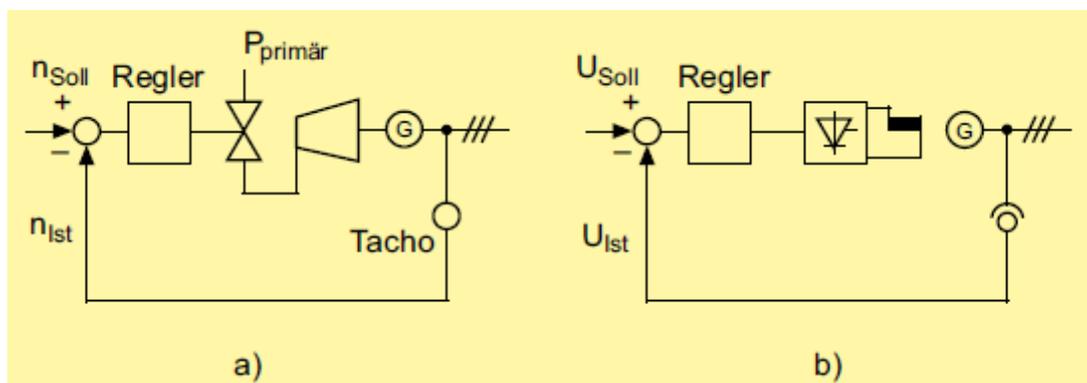


Abbildung 20: a) Prinzip der Frequenz- bzw. Drehzahlregelung und b) Prinzip der Spannungsregelung eines Synchrongenerators / (Schwab, 2009)

Im Bild a) ist das Prinzip der Drehzahlregelung dargestellt. Dabei erhält der Regler (Drehzahlregler) über den Tacho die Information der Ist-Drehzahl ( $n_{\text{ist}}$ ) und regelt den Zufluss an Primärenergie zum Erreichen der Soll-Drehzahl ( $n_{\text{soll}}$ ).

Im Bild b) ist das Prinzip der Spannungsregelung abgebildet. Es wird die Ist Spannung ( $U_{\text{ist}}$ ) am Generator gemessen und die Erregung vom Regler (Spannungsregler) so angepasst, dass die Soll-Spannung ( $U_{\text{soll}}$ ) erreicht wird.

In dieser Arbeit wird nachfolgend nur der Bereich der Spannungsregelung genauer betrachtet. Blindleistungsänderungen  $\Delta Q$  beeinflussen durch eine Änderung des Erregerstromes  $I_E$  die Höhe der Polradspannung  $U_p$ .

#### 4.5.2 Spannungsregelung von Synchrongeneratoren

Zur Veranschaulichung der Vorgänge in einem Synchrongenerator wird ein einphasiges Ersatzschaltbild herangezogen.

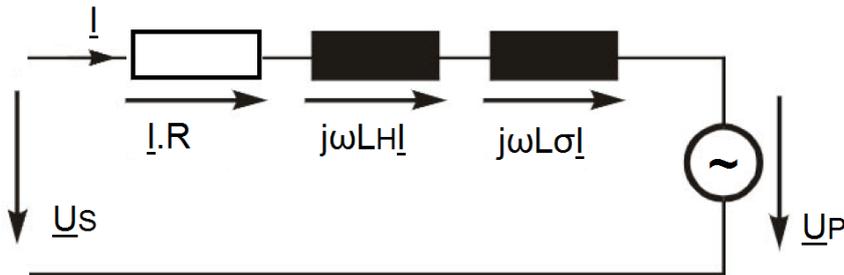
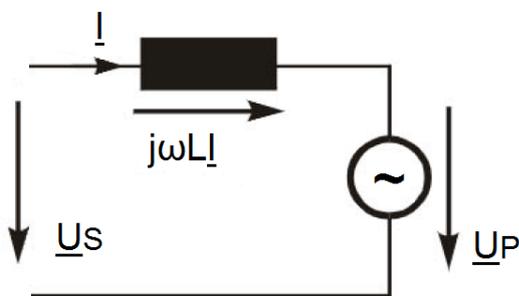


Abbildung 21: einpoliges Ersatzschaltbild eines Vollpol-Synchrongenerators

Der ohmsche Widerstand  $R$  ist im Verhältnis zur Reaktanz sehr klein und wird zur funktionalen Betrachtung vernachlässigt: Die Hauptinduktivität  $L_H$  und die Streuinduktivität  $L_\sigma$  werden zur synchronen Induktivität  $L$  zusammengefasst. Somit ergibt sich die dargestellte Vereinfachung des Ersatzschaltbildes eines Vollpol-Synchrongenerators.



$\underline{U}_p$ : Polradspannung;  
 $\underline{U}_s$ : Statorspannung;  
 $I$ : Strom im Stator;

$R$ : Wicklungswiderstand Stator;  
 $L_H$ : Hauptinduktivität;  
 $L_\sigma$ : Streuinduktivität;  
 $L = L_H + L_\sigma$ : synchrone Induktivität;

Abbildung 22: vereinfachtes Ersatzschaltbild Synchrongenerator

Es gilt:  $\underline{U}_s = j\omega L I + \underline{U}_p$

Nachstehend werden drei Zeigerdiagramme mit unterschiedlichen Erregerströmen dargestellt. Wenn die Polradspannung kleiner ist als die Statorspannung liegt ein untererregter Betrieb vor. Wird der Erregerstrom nun erhöht, so wird der Winkel der induzierten Spannung ( $j\omega L I$ ) nach „vor“ gedreht. Der resultierende Strom  $I$  steht im rechten Winkel zur induzierten Spannung.

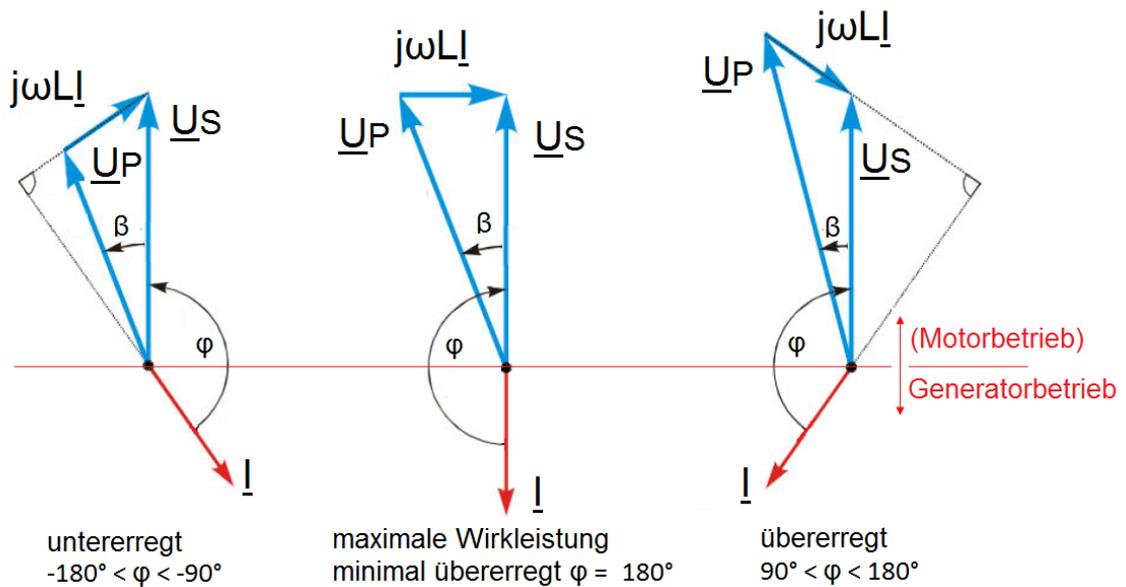


Abbildung 23: Vereinfachtes Zeigerdiagramm einer Synchronmaschine mit Stromvektoren im Betrieb als Generator bei starrer Klemmenspannung am Stator  $\underline{U}_S$

Der Winkel  $\varphi$  stellt die Phasenverschiebung zwischen dem Strom  $\underline{I}$  durch den Stator und der Klemmenspannung  $\underline{U}_S$  am Stator der Synchronmaschine dar. Wenn sich  $\varphi$  im Bereich von  $+90^\circ > \varphi > -90^\circ$  bewegt, so ist die Synchronmaschine in motorischem Betrieb. In dieser Arbeit wird der generatorische Betrieb der Synchronmaschine mit einem Winkel zwischen  $-90^\circ > \varphi > -270^\circ$  (bzw.  $270^\circ > \varphi > 90^\circ$ ) betrachtet.

Der Polradwinkel (Lastwinkel)  $\beta$  stellt sich zwischen der Klemmen- bzw. Statorspannung  $\underline{U}_S$  und der Polradspannung  $\underline{U}_P$  ein. Bei maximaler Wirkleistungslieferung sind Klemmenspannung  $\underline{U}_S$  und Statorstrom  $\underline{I}$  in Opposition, somit gilt  $P = 3 \cdot U_S \cdot (-I)$ . Das negative Vorzeichen bedeutet hier, dass Wirkleistung vom Generator geliefert wird.

Die Klemmenspannung am Stator  $\underline{U}_S$  ist im realen Netzbetrieb nicht konstant, sondern vom Verhältnis der Kurzschlussleistungen zwischen Generator und Netz abhängig. Für den Generator ist die subtransiente Reaktanz  $X_d''$  relevant, für das Netz die Netzimpedanz  $Z$  am Anschlusspunkt. In der Darstellung der Zeigerdiagramme wird  $\underline{U}_S$  vereinfacht konstant dargestellt, weil die Änderung von  $\underline{U}_P$  bei Änderung des Erregerstromes in der Praxis wesentlich größer ist als die Änderung von  $\underline{U}_S$ .

### 4.5.3 Asynchronmaschine im generatorischen Betrieb

Asynchrongeneratoren sind in der Regel Asynchronmotoren, die übersynchron betrieben werden. Der Läufer ist nicht ganz synchron mit der Netzdrehzahl und schlüpft im Generatorbetrieb mit etwas höherer Drehzahl gegenüber der Netzfrequenz von 50 Hz im Ständerdrehfeld. Beim Asynchrongenerator entfällt eine Synchronisierungseinrichtung, der Generator wird beim Zuschalten erregt und „synchronisiert“ sich innerhalb des zulässigen Schlupfes selbst.

Die Asynchronmaschine bezieht auch im generatorischen Betrieb den Blindstrom für die Erregung aus dem Netz. Im Gegensatz zum Synchrongenerator ist der Blindstrombezug nicht regelbar, sondern von der Bauart und dem Betriebszustand (Auslastung) abhängig. (Schwab, 2009)

Beim Einsatz von Asynchrongeneratoren im Niederspannungsnetz ist es erforderlich, die Netzurückwirkungen beim Zuschalten des Generators zu beurteilen, siehe dazu 3.1.2. Für Kleinwasserkraftwerke mit einer Leistung von bis zu etwa 30 kW ist der Einsatz von Asynchronmaschinen vor allem dann interessant, wenn ein Blindstromüberschuss im Verteilnetz gegeben ist und auf die Installation einer Blindstromkompensation verzichtet werden kann.

Asynchrongeneratoren werden in dieser Arbeit nicht speziell betrachtet.

#### **4.5.4 Doppelt gespeiste Asynchronmaschine**

Bei doppelt gespeisten Asynchronmaschinen erzeugt ein Direktumrichter im Läuferkreis (Schleifringläufer) ein netzsynchrones Spannungssystem. Die Frequenz des Direktumrichters wird so geregelt, dass sie zusammen mit der variablen Läuferfrequenz im Ständer immer eine 50 Hz-Spannung induziert. Damit ist es möglich, über- und untersynchrone Drehzahlen einzustellen.

Der doppelt gespeiste Asynchrongenerator ermöglicht eine unabhängige Regelung von Wirk- und Blindleistung. Im untererregten Betrieb wird der maximale Blindleistungsbezug aus dem Netz durch die Scheinleistung des Stators begrenzt. Im übererregten Betrieb wird die maximale Blindleistungslieferung durch den maximal zulässigen Rotorstrom begrenzt. Der Generator kann im übererregten Betrieb weniger Blindleistung liefern als er im untererregten Betrieb beziehen kann. Dies ist dadurch bedingt, weil vom Rotor auch der Magnetisierungsstrom geliefert werden muss. (Schwab, 2009)

Doppelt gespeiste Asynchronmaschinen wurden gerne in Windkraftanlagen eingesetzt, seit wenigen Jahren werden von den Herstellern stattdessen meist Anlagen mit Vollumrichter eingesetzt. In dieser Arbeit werden Windkraftanlagen und doppelt gespeiste Asynchronmaschinen nicht betrachtet.

### **4.6 Wechselrichter im Stromnetz**

Für den Anschluss von Photovoltaik-Anlagen ans öffentliche Netz werden meist netzgeführte Wechselrichter eingesetzt. Mit Wechselrichter ist es möglich, neben der Wirkleistung die von den Photovoltaik-Modulen im idealen Arbeitspunkt (maximum power point MPP) erzeugt wird, auch Blindleistung in Netz einzuspeisen oder aus dem Netz zu beziehen.

Bei Windenergieanlagen mit Synchrongeneratoren (auch permanent erregt) erfolgt die Energieerzeugung mit einer von der Drehzahl abhängigen Frequenz. Der Anschluss ans

öffentliche Netz erfolgt mittels Vollumrichter, d.h. über große netzgeführte Drehstrom-Wechselrichter.

In den RfG (requirements for generators) und den daraus abgeleiteten TOR D4 sind die Anforderungen an die Fähigkeiten der Wechselrichter für Blindleistungsmanagement festgelegt.

	$Q_{max}/S_r$	$\cos\varphi$ bei $Q_{max}$ und $S_r$
Anschluss im Niederspannungsnetz	$\pm 43,6\%$	0,90 (untererregt/übererregt)
Anschluss im Mittelspannungsnetz bei $P \geq 20\% S_r^*$	I	-43,6% bis +31,2%
	II	$\pm 38,0\%$
	III	-31,2% bis +43,6%

\* Bei Anschluss im Mittelspannungsnetz ist der Blindleistungsbereich II laut Tabelle gefordert. Bei begründeten lokalen Anforderungen kann vom *Netzbetreiber* stattdessen auch Blindleistungsbereich I oder III gefordert werden.

Tabelle 6: Blindleistungsbereich Wechselrichter bei Anschluss im MS-Netz / TOR D4

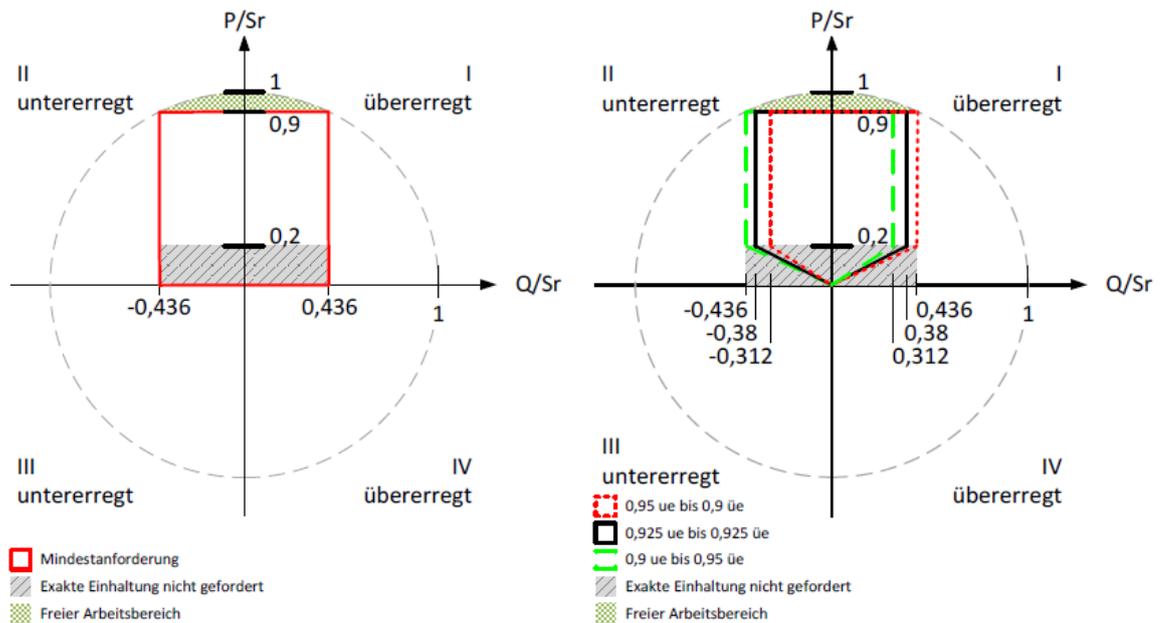


Abbildung 24: Blindleistungsbereich für Erzeugungsanlagen mit Wechselrichtern >3,68 kVA bei Anschluss im NS-Netz (links) und im MS-Netz (rechts) / TOR D4 (E-Control, 2019)

Aus den Grafiken ist erkennbar, dass ab 20% Wirkleistung seitens des Netzbetreibers für jeden installierten Wechselrichter bei Bedarf ein Arbeitsbereich im „untererregten“ und im „übererregten“ Betrieb mit einer Blindleistung von bis zu 43,6 % der Wechselrichterscheinleistung  $S_r$  vorgegeben werden kann. Damit können Wechselrichter aus technischer Sicht einen nennenswerten Beitrag zum Blindleistungsmanagement leisten.

Wechselrichter benötigen aus technischer Sicht keine Photovoltaikzellen, um netzparallel betrieben werden zu können. Bei entsprechender Parametrierung kann der Wechselrichter seine Verlustleistung aus dem Netz beziehen und damit bis zu 43,6% seiner Scheinleistung

an Blindleistung für das Netz bereitstellen bzw. Blindleistung aus dem Netz beziehen, um die Betriebsspannung zu beeinflussen.

Diese Fähigkeit kann für die Funktion „Q at night“, d.h. Blindleistungsbezug bei niedriger Netzlast in den Nachstunden, genutzt werden.

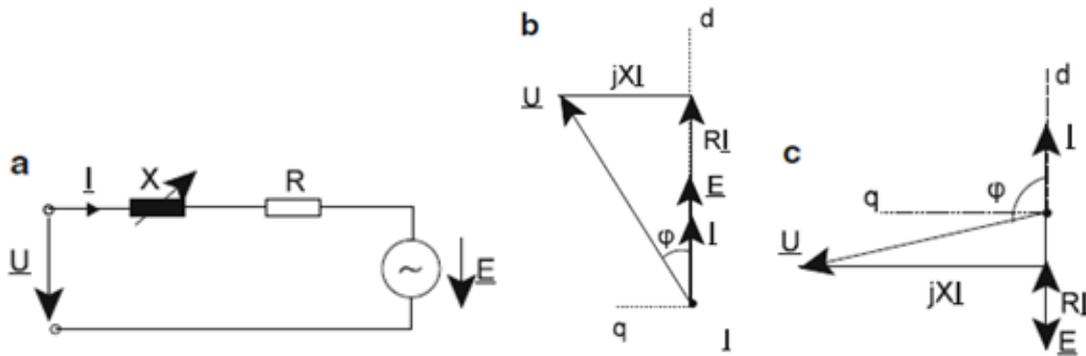


Abbildung 25: Netzgeführte Drehstrombrücke a: Ersatzschaltbild 1-polig b: Zeigerdiagramm Gleichrichterbetrieb c: Zeigerdiagramm Wechselrichterbetrieb (Crastan, 2012)

## 5 Methodisches Vorgehen

In dieser Arbeit werden technische Maßnahmen für aktive Spannungshaltung in Mittelspannungsnetzen identifiziert, die ohne Datenverbindung möglich sind. Die Eignung der Maßnahmen wird anhand eines Musternetzes technisch und organisatorisch bewertet und in einem realen Netz eingesetzt. Die ausgearbeiteten technischen Lösungen wurden in einem realen Netz umgesetzt, anhand von Messwerten validiert und bei Bedarf unter Berücksichtigung der Messwerte adaptiert.

Vor dem Start der Spannungsbetrachtungen wurden die gültigen Normen, die regulatorischen Rahmenbedingungen und die Anforderungen des Netzbetreibers erörtert, um die Möglichkeiten zur Beeinflussung der Betriebsspannung abzugrenzen.

Auf Basis eines Musternetzes wurden eine Reihe von Lastflussberechnungen durchgeführt. Dabei wurde die Ausgangsspannung an der Mittelspannungssammelschiene im Umspannwerk variiert, Belastungs- und Einspeisesituationen simuliert und die Blindleistung in den angeschlossenen Erzeugungsanlagen angepasst.

Die Erkenntnisse des Musternetzes wurden auf ein reales Netz übertragen. Das reale Netz wurde zu diesem Zweck für die Berechnungen auf wesentliche Knoten reduziert.

Im realen Netz ist eine wirkstromabhängige Spannungsregelung (Kompondierung) in Betrieb, wobei der Wirkstrom auf der Mittelspannungsseite des Umspanners und dessen Flussrichtung als Regelkriterium herangezogen wird. Der Jahresverlauf der Betriebsspannung an neuralgischen Punkten wurde ermittelt und mit den theoretischen Betrachtungen verglichen.

Anhand der Erkenntnisse wurden die Parameter der wirkstromabhängigen Spannungsregelung neu festgelegt und die Vorgaben für die spannungsabhängige Blindleistungsregelung der dezentralen Einspeiseanlagen überarbeitet.

### 5.1 Lastflussberechnungen mit NEPLAN®

Für diese Arbeit wurden Lastflussberechnungen mit der Netzberechnungssoftware NEPLAN® durchgeführt. (NEPLAN, 2019) Lastflussberechnungen basieren auf Näherungsverfahren, wobei NEPLAN die Möglichkeit bietet, zwischen unterschiedlichen Verfahren zu wählen. Die auswählbaren Berechnungsmethoden sind: Erweiterter Newton-Raphson, Stromiteration, Newton-Raphson, Spannungsabfall und DC-Lastfluss. Als Standard wird das Verfahren des Erweiterten Newton-Raphson vorgeschlagen.

Die Newton-Raphson-Methode ist ein Standardverfahren in der Mathematik zur Lösung von nichtlinearen Gleichungen. Beim erweiterten Newton-Raphson wird das klassische Gleichungssystem auf ein allgemeines Gleichungssystem „erweitert“. Durch diese offene Formulierung des Gleichungssystems können komplexe Netzelemente (z.B. FACTS) und spezielle Funktionen des Netzes problemlos modelliert werden. Dadurch wird dieses Verfahren sehr stabil und konvergiert auch bei Berechnung von sehr großen komplexen Netzen. (NEPLAN, 2019)

Für diese Arbeit wurde eine Vielzahl von Lastflussfällen mit unterschiedlichen Einspeise- und Belastungssituationen simuliert und deren Auswirkung auf die Spannungshaltung betrachtet. Neben der Wirkleistung wurde die Blindleistung der Erzeugungsanlagen im Rahmen der technischen und regulatorischen Möglichkeiten verändert. Für jede Berechnung wurden die Parameter manuell an die Anforderungen der Ausgangsspannung und der Blindleistung angepasst.

Die Berechnungen wurden im ersten Schritt mit einem einfachen Musternetz durchgeführt. Im zweiten Schritt wurde ein bestehendes reales Mittelspannungs-Teilnetz gewählt und auf ein kleines überschaubares Netz reduziert, wobei die relevanten Netzeigenschaften beibehalten wurden.

Die Funktion der wirkstromabhängigen Spannungsregelung  $U(I_w)$  (Kompoundierung) kann im NEPLAN® in der Spannungsregelung eines Umspanners implementiert werden. Dabei erfolgt die Stufenstellung während der Lastflussberechnung automatisch anhand der eingegebenen Kennlinie, sofern die Funktionalität der automatischen Regelung aktiviert ist. Im Netzberechnungsprogramm NEPLAN wird die Kompoundierung wie nachfolgend abgebildet eingegeben. Negative Prozent-Werte des Stromes wurden nur für die grafische Darstellung gewählt und visualisieren vereinfacht eine Rückspeisung von Wirkleistung vom Mittelspannungsnetz ins Hochspannungsnetz.

Kompoundierung

Imin .. %:	<input type="text" value="10"/>	U min .. %:	<input type="text" value="100"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Aktiv
Imax .. %:	<input type="text" value="50"/>	U max .. %:	<input type="text" value="106"/>	

Imin auf derselben Achse wie Imax

Abbildung 26: Eingabemaske Kompoundierung in der Spannungsregelung im NEPLAN

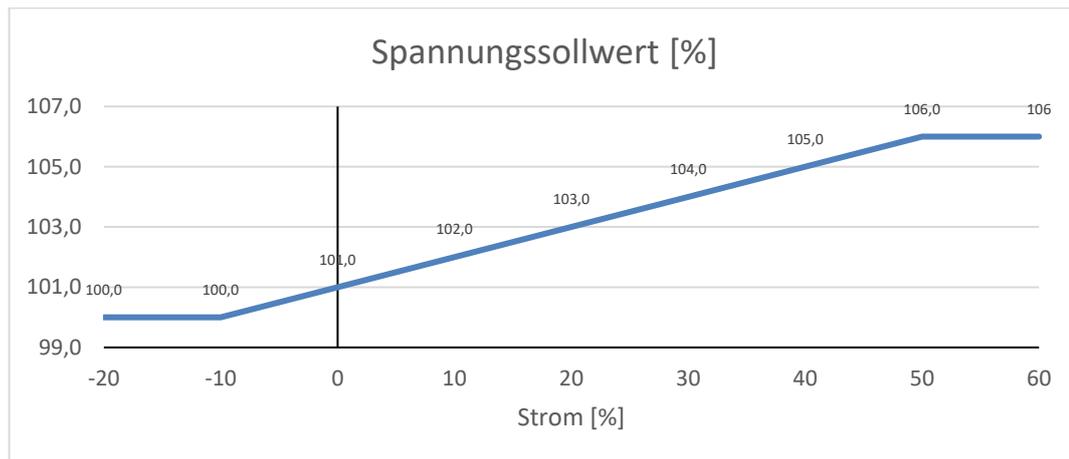


Abbildung 27: Darstellung der Kompoundierung als Spannungssollwert [% von  $U_n$ ] in Abhängigkeit des Stromwertes [% von  $I_n$ ] gemäß Neplan

Die Funktion der Kompoundierung im NEPLAN wurde für die Berechnungen in dieser Arbeit nicht verwendet. Stattdessen wurde die Reglerabweichung jeweils vorzeichenrichtig berücksichtigt und für den jeweiligen Lastflussfall in vollem Ausmaß angesetzt.

Für die Berechnungen wurde im NEPLAN eine Netzeinspeisung vom Lastflusstyp „Slack“ an der 30-kV-Sammelschiene im Umspannwerk gesetzt. Der speisende Umspanner wurde ausgeschaltet. Jeder Spannungssollwert konnte damit manuell mit dessen maximaler Reglerabweichung vorgegeben werden. Für Betrachtungen von Einspeiselastflüssen (Sommerbetrieb) wurde eine Reglerabweichung von +1% vom Sollwert berücksichtigt, für die Betrachtung von Verbraucherlastflüssen (Winterbetrieb) wurden -1% als Reglerabweichung berücksichtigt.

Für Lasten im Mittelspannungsnetz wird ein Leistungsfaktor  $\lambda$  (Lambda), bzw. Wirkleistungsfaktor  $\cos \varphi = 0,97$  zugrunde gelegt. Dabei beträgt die Blindleistung 1/4 der Wirkleistung. Wirkleistung und Blindleistung werden bei der Nachbildung aller Lasten aus dem Netz bezogen = verbraucht.

Für Lasten im Niederspannungsnetz wird ein Leistungsfaktor  $\lambda$  (Lambda), bzw. Wirkleistungsfaktor  $\cos \varphi = 0,99$  zugrunde gelegt. Dabei beträgt die Blindleistung 1/7 der Wirkleistung. Wirkleistung und Blindleistung werden aus dem Netz bezogen = verbraucht.

Bei Erzeugungsanlagen werden die Basisberechnungen mit ein Leistungsfaktor  $\lambda$  (Lambda), bzw. Wirkleistungsfaktor  $\cos \varphi = 1$  durchgeführt. Dabei wird die Blindleistung auf null gesetzt, d.h. es wird weder Blindleistung eingespeist, noch Blindleistung bezogen. Die Vorgabe an die Erzeugungsanlagen, dass der Betrieb möglichst mit  $\cos \varphi = 1$ , d.h. ohne Blindleistungslieferung, erfolgen soll, ist im Netz der Salzburg Netz GmbH eine Standardvorgabe für die Sommermonate.

## 5.2 Betrachtung eines charakteristischen Musternetzes

Zur Berechnung und zur Visualisierung der Ergebnisse der Spannungsregelung und der Blindleistungsregelung wurde ein Musternetz im NEPLAN konzipiert. Das Musternetz wurde bewusst überschaubar klein gehalten, um möglichst übersichtlich die Problemstellungen und die zugehörigen Lösungen darstellen zu können.

### 5.2.1 Konzeption des Musternetzes

Für die Erstellung eines Musternetzes wurden im Vorfeld eine Reihe von Mittelspannungsstränge abgehend von Umspannwerken im ländlichen Verteilnetz der Salzburg Netz GmbH analysiert. Als Ergebnis der Analysen wurde folgendes Musternetz konzipiert:

- Als Spannungsreihe wurde 30 kV gewählt. Im ländlichen Bereich des Bundeslandes Salzburg sind vorwiegend 30-kV-Netze in Betrieb.
- Die Länge eines 30-kV-Leitungsstranges ab Umspannwerk wurde mit 30 km festgelegt. In der Praxis beträgt diese Länge 5 bis 45 Kilometer.
- Im ersten Abschnitt sind 15 km Kabel abgehend vom Umspannwerk verlegt. Für die Verstärkung von Mittelspannungssträngen werden vorzugsweise in den ersten Abschnitten ab Umspannwerk Freileitungen durch Kabel ersetzt.
  - Bei der Salzburg Netz GmbH werden vorzugsweise VPE-isolierte Kabel mit 240 mm<sup>2</sup> Alu als Hauptleiter eingesetzt. Dabei werden drei Einzelleiter des Typs „NA2XS(F)2YV 1\*240 RM25 18/30kV“ im Dreieck angeordnet (ohne Abstand) verlegt.
  - Die Kabellänge mit 15 km wurde bewusst sehr hoch gewählt um die Kapazität abgehender Stickleitungen mit zu berücksichtigen.
- Im zweiten Abschnitt wurden 15 km Freileitung mit dem Seiltyp Aldrey, einem Querschnitt von 70 mm<sup>2</sup> (Ald 70) und einem Mastkopfbild eines Einleitungsnetzes ohne Erdseil für eine Regelspannungsfeldlänge von 75 m eingesetzt. Die Hauptleitungsstränge wurden im ländlichen Netz in Salzburg ursprünglich im Standard als Freileitungsnetze mit dem gewählten Seiltyp errichtet.
- Es wird ein Ortsnetz-Transformator mit 400 kVA Scheinleistung und 4% Kurzschlussspannung ( $u_k$ ) die Umspannung von Mittel- auf Niederspannung gewählt.
  - In der Bestandsstatistik der Salzburg Netz GmbH des Jahres 2018 sind 5628 Transformatoren in Stationen für die Ortsnetzversorgung mit Leistungen von 50 kVA bis 2000 kVA enthalten. Die mittlere installierte Leistung betrug 399 kVA. Bei Transformatoren mit 400 kVA Scheinleistung ist eine  $u_k = 4\%$  ein gängiger Standard.
- Es wird ein Niederspannungskabel NAYY 4\*150 SE mit 400 m Länge gewählt.
  - In Niederspannungsnetzen werden mit Ausnahme von Anschlusskabeln die Standardquerschnitte 150<sup>2</sup> und 240<sup>2</sup> mit Leitermaterial Aluminium in den Kabeln verwendet.

- Der Verkabelungsgrad betrug im Jahr 2018 im Niederspannungsnetz der Salzburg Netz GmbH 93%. Im Musternetz werden daher keine Freileitungsanteile berücksichtigt.
- Ab Umspannwerk wird ein zusätzlicher Leitungsstrang mit 7 km Länge als Freileitungsabgang zur Versorgung einer unabhängigen Netzlast installiert.

Der Sollwert der Betriebsspannung im Umspannwerk wurde mit 103% festgelegt. Dies entspricht 103%  $U_N$  \* Übersetzung Ortsnetztrafos:  $U_{Soll} = 1,03 * 400 V * \frac{30000 V}{400 V} = 30900 V$

Es wurde folgendes Musternetz für die Betrachtungen konzipiert und mit dem Netzberechnungsprogramm NEPLAN® nachgebildet:

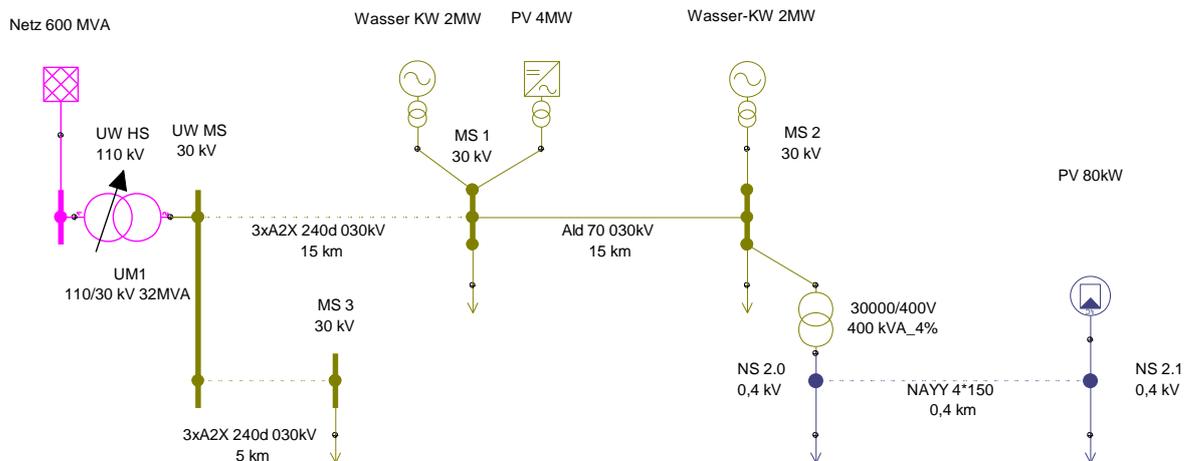


Abbildung 28: Musternetz

Auf Basis dieses Musternetzes wurden eine Reihe von Lastflussberechnungen durchgeführt. Dabei wurden die Ausgangsspannung an der Mittelspannungssammelschiene im Umspannwerk variiert, Belastungs- und Einspeisesituationen simuliert und die Blindleistung in den angeschlossenen Erzeugungsanlagen angepasst.

## 5.2.2 Lasten und Erzeugungsanlagen im Musternetz

Es wurden Erzeugungsanlagen in Form von Kleinwasserkraftwerken und Photovoltaikanlagen berücksichtigt.

- Kleinwasserkraftwerke werden einerseits am Mittelspannungsknoten des Netzausläufers und andererseits am Zentralen Knoten im Abzweig als Summe von Anlagen in abgehenden Netzstichen berücksichtigt. Kleinwasserkraftwerke sind gemäß der praktischen Erfahrung meist an abgehenden Stichen von der Hauptleitung und an Netzausläufern situiert und speisen vorzugsweise ins Mittelspannungsnetz ein.
- Photovoltaikanlagen werden einerseits am zentralen Netzknoten als PV-Park mit Einspeisung ins Mittelspannungsnetz betrachtet. Andererseits erfolgt eine Betrachtung

tung einer PV-Anlage am Niederspannungsnetzausläufer als Summe von dezentralen Anlagen. In den Sonnenhängen von Alpentälern mit Höhenlagen über 1000 m ü. M. können mit PV-Anlagen höhere Volllaststunden als in niedrigeren Regionen erzielt werden.

Den einzelnen Knoten werden im Basislastfluss derart hohe Erzeugungsleistungen zugeordnet, dass die maximal zulässige Betriebsspannungsobergrenze  $U_N + 10\%$  erreicht wird. Dabei wird ein fixer Spannungssollwert von  $103\% U_{NMS}$  im Umspannwerk (klassischer Spannungsregelung) vorausgesetzt. Die Lasten im Netz werden für die Betrachtung des maximalen Einspeiselastrflusses vernachlässigt, d.h. auf null gesetzt.

Die Lasten im Musternetz wurden nach den betrieblichen Erfahrungen im Netzbetrieb im Land Salzburg wie folgt angesetzt:

- Der Lastschwerpunkt wurde nach dem ersten Leitungsabschnitt gesetzt.
- Allen Knoten wurden im Basislastfluss derart hohe Lasten zugeordnet, dass eine Versorgung mit fixem Spannungssollwert von  $103\% U_{NMS}$  im Umspannwerk (klassischer Spannungsregelung) unter Einhaltung der unteren Spannungsgrenzen  $U_N - 10\%$  möglich ist. Dabei werden für die Betrachtung des maximalen Verbraucherlastflusses Erzeugungsleistungen im Netz auf null gesetzt und somit nicht berücksichtigt.

Hinweis zu Erzeugungsanlagen und Lasten: In der Praxis ist eine Ausreizung der Spannungsgrenzen aus Sicht des Netzbetreibers Salzburg Netz GmbH nicht erstrebenswert. Diese theoretische Betrachtung dient zur Darstellung der Wirksamkeit der Spannungs- und Blindleistungsregelung im Netz.

### 5.2.3 Lastflussberechnungen mit fixem Spannungssollwert

Der Spannungssollwert wird gemäß der theoretischen Betrachtung unter 4.2.4 an der Mittelspannungssammelschiene im Umspannwerk als fixer Wert von  $103\% U_{NMS}$  vorgegeben. Die Reglerabweichung von  $\pm 1\%$  wird vorzeichenrichtig berücksichtigt.  $103\% U_{NMS}$  im Mittelspannungsnetz entspricht  $103\% U_N$  im Niederspannungsnetz nach der Umrechnung mit der Ortsnetztrafo-Übersetzung auf die Mittelspannungsebene. Die Ortsnetztrafo-Übersetzung beträgt in unserem Betrachtungsfall  $\ddot{U}=75$  (30000V/400V).

#### 5.2.3.1 Maximallast mit fixem Spannungssollwert $U_{\text{soll}} = 103\%$

Der Spannungssollwert im Umspannwerk beträgt  $103\% U_{NMS}$ , die Berechnung erfolgt abzüglich 1% Reglertoleranz mit 102%. Die Erzeugungsanlagen werden nicht berücksichtigt und auf null gesetzt.

Die Spannungsabfälle im Betriebsspannungsband  $U_N \pm 10\%$  werden gemäß Kapitel 4.2.4 und nachfolgender Tabelle in der Berechnung berücksichtigt:

Spannung [p.u.]	Spannung [V]	Änderung %
1,030 SOLL	30900	Umspannwerk
1,020	30600	-1,0 % Regler Abweichung
0,970	29100	-5,0 % Mittelspannung
0,955	382	-1,5 % Ortsnetz-Trafo
0,900	360	-5,5% Niederspannung

Tabelle 7: Einteilung Betriebsspannungsband  $U_N \pm 10\%$  für Spannungsabfälle

Berechnungsergebnis: Eine maximale Netzlast von 19,9 MW kann versorgt werden. Am Slack im Umspannwerk sind 20,55 MW ersichtlich, es treten in diesem Lastflussfall 650 kW Verluste auf.

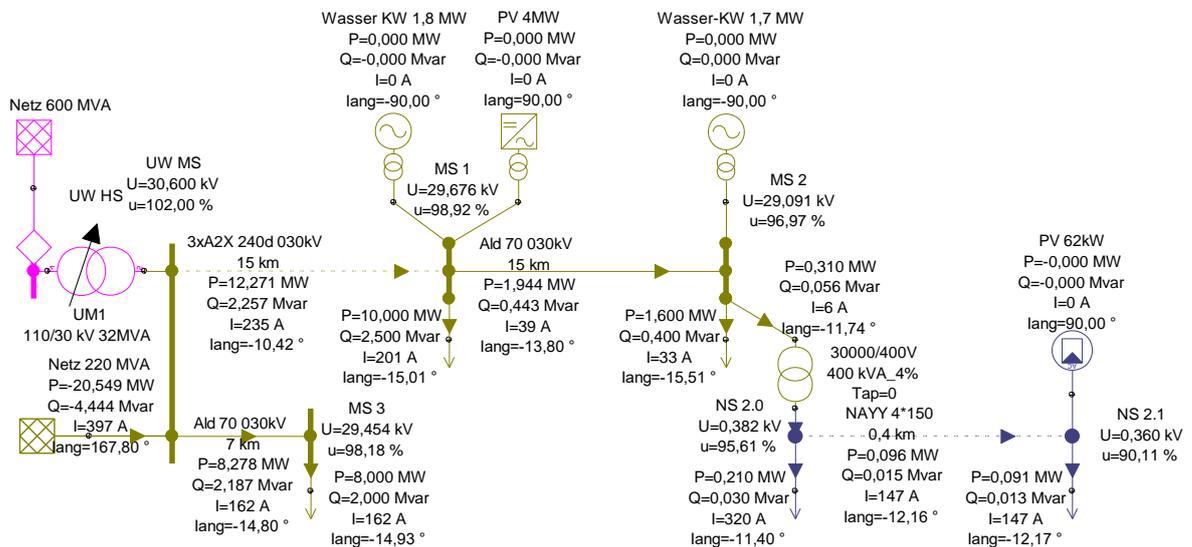


Abbildung 29: Lastfluss max. Netzlast 100%, U-Soll=103%, ohne dezentrale Erzeugung

In diesem Musterlastfluss wird bewusst der gesamte Spannungsabfall  $U_N -10\%$  genutzt, die Summe der versorgten Netzlasten von 19,9 MW stellen den Basislastfluss mit 100% Verbraucherlast im bestehenden Netz bei bestehender Spannungsregelung dar.

### 5.2.3.2 Einspeisemaximum mit fixem Spannungswert $U_{\text{Soll}}= 103\%$

Der Spannungswert im Umspannwerk beträgt  $103\% U_{N, MS}$ , die Berechnung erfolgt zusätzlich der Reglertoleranz mit  $104\%$ . Verbraucher werden nicht berücksichtigt und auf null gesetzt.

Die Spannungsanhebungen im Betriebsspannungsband  $U_N \pm 10\%$  werden gemäß Kapitel 4.2.4 und nachfolgender Tabelle in der Berechnung berücksichtigt:

Spannung p.u.	Spannung [V]	Änderung %
1,100	440	
1,072	429	+2,8 % Niederspannung
1,070	32100	+0,2 % Ortsnetz-Trafo
1,040	31200	+3,0 % Mittelspannung
1,030 SOLL	30900	+1,0 % Regler Abweichung
		Umspannwerk

Tabelle 8: Einteilung Betriebsspannungsband  $U_N \pm 10\%$  für Spannungsanhebungen

Berechnungsergebnis: Eine maximale dezentrale Einspeiseleistung von 7,56 MW kann abtransportiert werden. Der Slack im Umspannwerk zeigt 7,23 MW, damit treten 330 kW Verluste auf.

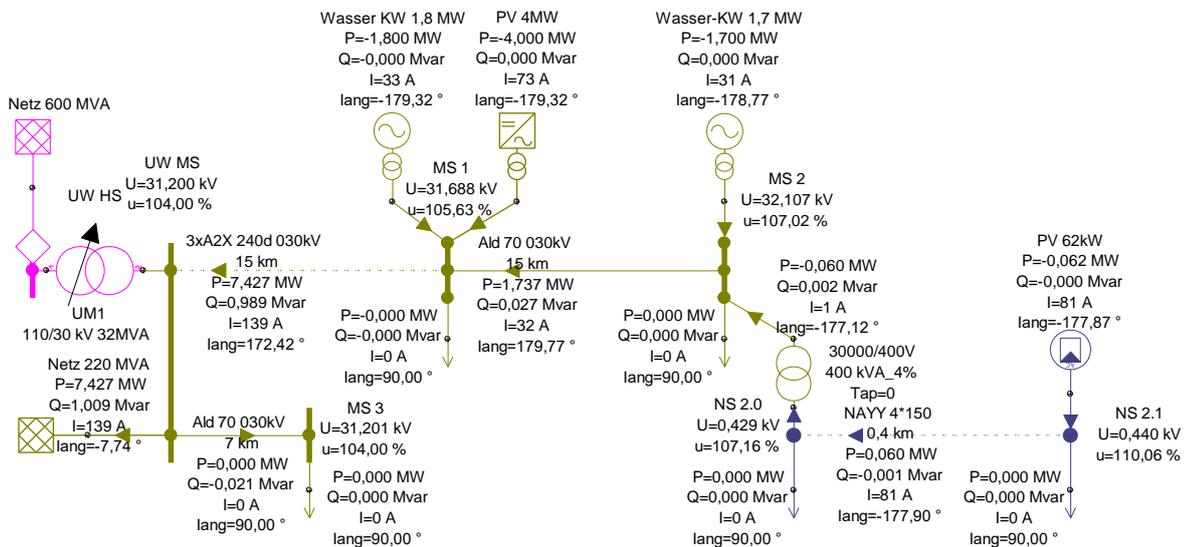


Abbildung 30: Lastfluss max. Einspeise-Wirkleistung ohne Netzlast

Für die gemeinsame Beurteilung von Mittel- und Niederspannungsnetz wird die minimale Netzlast zur einfachen Betrachtung vernachlässigt. In Niederspannungsnetzen wird für die Anschlussbeurteilung von dezentralen Erzeugungsanlagen eine Betrachtung ohne Netzlast seitens Salzburg Netz GmbH empfohlen. Für Anschlussbeurteilungen im ländlichen Mittelspannungsnetz kann eine minimale Netzlast mit beispielsweise 10% der Maximallast berücksichtigt werden.

In diesem Musterlastfluss wird bewusst die gesamte Spannungsanhebung  $U_N + 10\%$  genutzt, die Summe der dezentralen Erzeugungsleistungen von 7,56 MW stellen den Basislastfluss mit 100% Erzeugung im bestehenden Netz bei bestehender Spannungsregelung dar.

### 5.2.4 Festlegung einer Spannungsregelungs-Kennlinie $U(I_w)$

Für die Festlegung einer Spannungsregelungs-Kennlinie  $U(I_w)$  (Kompoundierung) im Umspannwerk wurden vorbereitende Lastflussberechnungen durchgeführt. Die festgelegten Betriebsspannungsgrenzen sind einzuhalten, die erarbeitete  $U(I_w)$ -Regelungs-Kennlinie soll sowohl für Verbraucherlasten als auch für die Erzeugung zusätzliche Übertragungskapazitäten ermöglichen.

Bei Betrachtung der maximalen Verbraucherlast ist eine etwaige Inhomogenität zwischen den einzelnen Mittelspannungsabzweigen zu berücksichtigen. Dies können beispielsweise zeitgleich einspeisende dezentrale Erzeugungsanlagen sein, die in einen Netzstrang einspeisen während die maximale Verbraucherlast aus einem anderen Netzstrang versorgt wird.

Im betrachteten ländlichen Musternetz treten hohe Netzlasten im Winter und hohe Erzeugungsleistungen von Kleinwasserkraftwerken und PV-Anlagen im Frühjahr und Sommer auf. Hohe Netzlast und hohe dezentrale Einspeisung treten in den betrachteten Netzstrukturen nicht zeitgleich auf. Diese Erfahrung wurde aus dem ländlichen Netz der Salzburg Netz GmbH ins Musternetz übertragen.

Basisdaten:

- Die maximal zulässige 30-kV-Betriebsspannung beträgt 32,1 kV (107%) im Netz. Dies entspricht 428 V am leerlaufenden Trafo. Unter Berücksichtigung der Reglerabweichung von  $\pm 1\%$  wird  $U_{\max} = 31,8$  kV (106%) als höchster Spannungs-Regelwert im Umspannwerk gewählt.
- Die minimal zulässige 30-kV-Betriebsspannung beträgt 29,1 kV (97%) im Netz. Dies entspricht 388 V am leerlaufenden Trafo. Theoretisch könnte unter Berücksichtigung der Reglerabweichung von  $\pm 1\%$   $U_{\min} = 29,4$  kV (98%) gewählt werden. Dies würde bedeuten, dass die Regelgerade  $U(I_w)$  für den Einspeisefall zwischen dem Sollwert von 103% und dem Minimalwert von 98% sehr steil wäre. Unter Berücksichtigung einer gleichbleibenden Steigung der Regelgerade für den Rückspeisefall wird  $U_{\min} = 30,3$  kV (101%) als niedrigster Spannungs-Regelwert im Umspannwerk gewählt.
- Festlegung des Last-Wirkstromes des Umspanners, bei dem die Betriebsspannung ihr Maximum erreichen soll: Es treten rechnerisch 397 A auf, wobei 235 A im relevanten Netzstrang fließen.
  - Festlegung  $I_w = 300$  A für  $U_{\max}$
- Festlegung des minimalen Last-Wirkstromes für den unteren Sollwert der Betriebsspannung: Es treten rechnerisch 139 A auf. Um die Steilheit der Regelgerade gleichbleibend zu halten, wird  $I_w$  wie folgt festgelegt:
  - Festlegung  $I_w = „-“ 200$  A für  $U_{\min}$ . Drehstrom kann kein negatives Vorzeichen haben. Das Vorzeichen betrifft die Richtung des Wirklastflusses vom

Mittelspannungsnetz ins Hochspannungsnetz und wird zur einfacheren Darstellung herangezogen.

Somit ergibt sich folgende Kennlinie für die wirkstromabhängige Spannungsregelung  $U(I_w)$  im Musternetz:

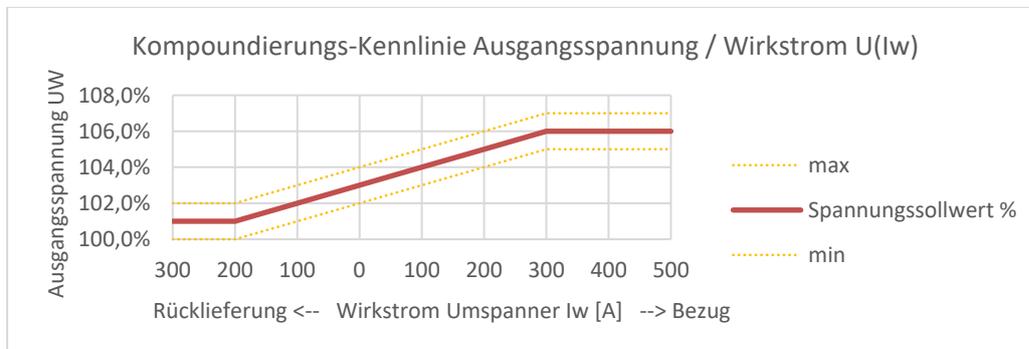


Abbildung 31: Kennlinie der  $U(I_w)$  (Kompoundierung) im Musternetz

### 5.2.5 Lastflüsse mit wirkstromabhängiger Spannungsregelung $U(I_w)$

Ziel der wirkstromabhängigen Spannungsregelung ist es, im bestehenden Netz mehr dezentrale Erzeugungsleistung und mehr Verbraucherlasten installieren zu können, ohne dass dadurch Einschränkungen für den Netzbetrieb entstehen.

Die Berechnungen erfolgen mit jener Ausgangsspannung  $U$ , die sich gemäß der festgelegten Strom-Spannungs-Kennlinie  $U(I_w)$  ergibt.

Die Blindleistung wird bei der Betrachtung der  $U(I_w)$ -Regelung in Erzeugungsanlagen nicht beeinflusst und für alle Anlagen weiterhin mit null angenommen ( $\cos \varphi = 1$ ). Bei Verbraucherlasten wird der  $\cos \varphi$  konstant belassen, d.h. bei Erhöhung der Wirkleistung erhöht sich auch die Blindleistung im entsprechenden Ausmaß mit.

Die Erhöhung von Erzeugungsleistung und Verbraucherlast erfolgt prozentuell gleichmäßig verteilt.

Die nachstehenden Berechnungsergebnisse zeigen, dass im bestehenden Netz mit Hilfe von  $U(I_w)$  mehr Leistung übertragen werden kann:

- 27% zusätzliche Verbraucherlast kann versorgt werden.
- 30% zusätzliche Erzeugungsleistung kann abtransportiert werden.

### 5.2.5.1 Maximallast mit wirkstromabhängiger Spannungsregelung U(Iw)

Gemäß der nachstehenden Kennlinie wird die Ausgangsspannung im Umspannwerk in Abhängigkeit des Wirkstromes über den Umspanner erhöht. Die Verbraucherlast wird gleichmäßig so lange erhöht, bis die unteren Spannungsgrenzen wieder erreicht werden. Der Arbeitspunkt in der U(Iw) Kennlinie ist mit einem blauen Pfeil dargestellt. Die Berechnung erfolgt für den Sollwert von 106% abzüglich der Reglerabweichung mit 105%.

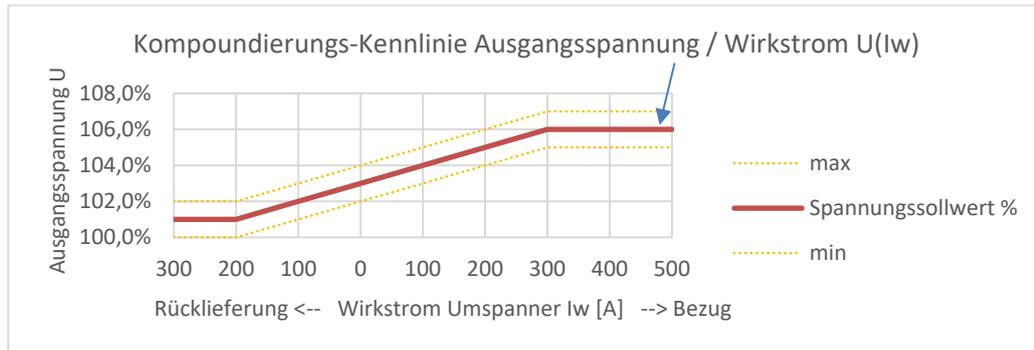


Abbildung 32: Kennlinie U(Iw) mit Arbeitspunkt

Durch die Spannungsanhebung um 3% (rechnerisch von 102% auf 105%) kann **27% mehr Verbraucherlast** (P und Q) über das bestehende Netz versorgt werden.

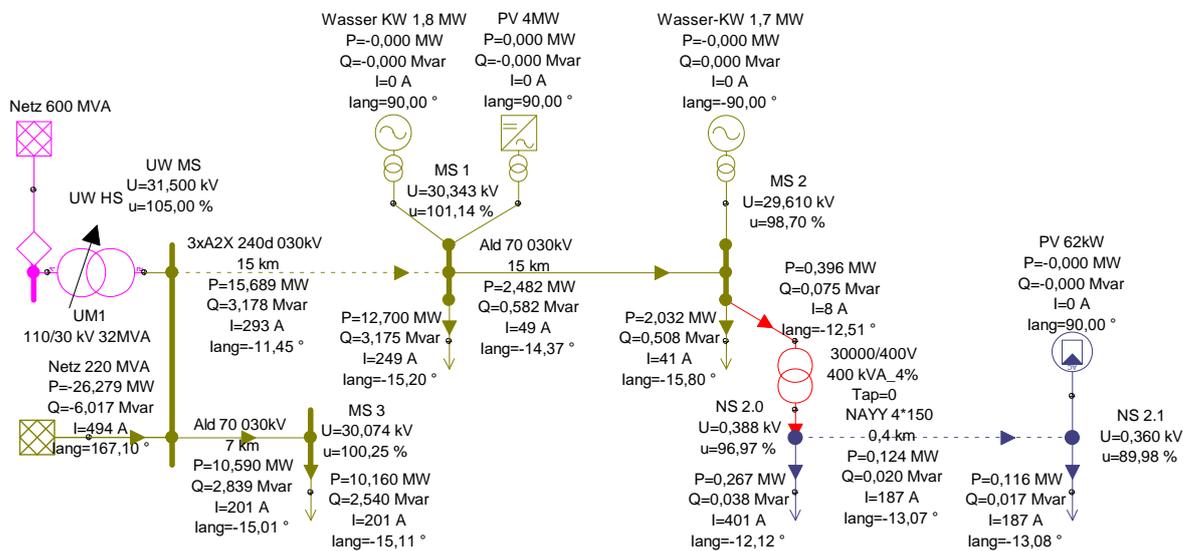


Abbildung 33: Lastfluss max. Netzlast +27%, mit U(Iw)

Der eingesetzte Ortsnetz-Trafo wird dabei rechnerisch überlastet.

### 5.2.5.2 Einspeisemaximum mit wirkstromabhängiger Spannungsregelung $U(I_w)$

Die Ausgangsspannung im Umspannwerk wird gemäß der Kennlinie  $U(I_w)$  in Abhängigkeit des Stromes über den Umspanner angepasst. Der Sollwert der Ausgangsspannung beträgt bei 181 A Wirkstrom 101,2% (blauer Pfeil). Die Berechnung erfolgt für den Sollwert von 101,2% zuzüglich der Reglerabweichung mit 102,2%.

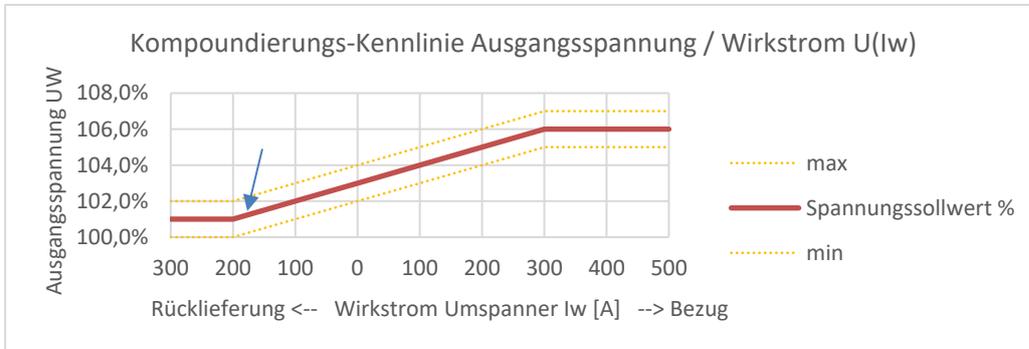


Abbildung 34: Kennlinie  $U(I_w)$  mit Arbeitspunkt

Durch die Spannungsreduktion um 1,8% (rechnerisch von 104% auf 102,2%) kann **30% mehr Erzeugungsleistung** über das bestehende Netz abtransportiert werden.

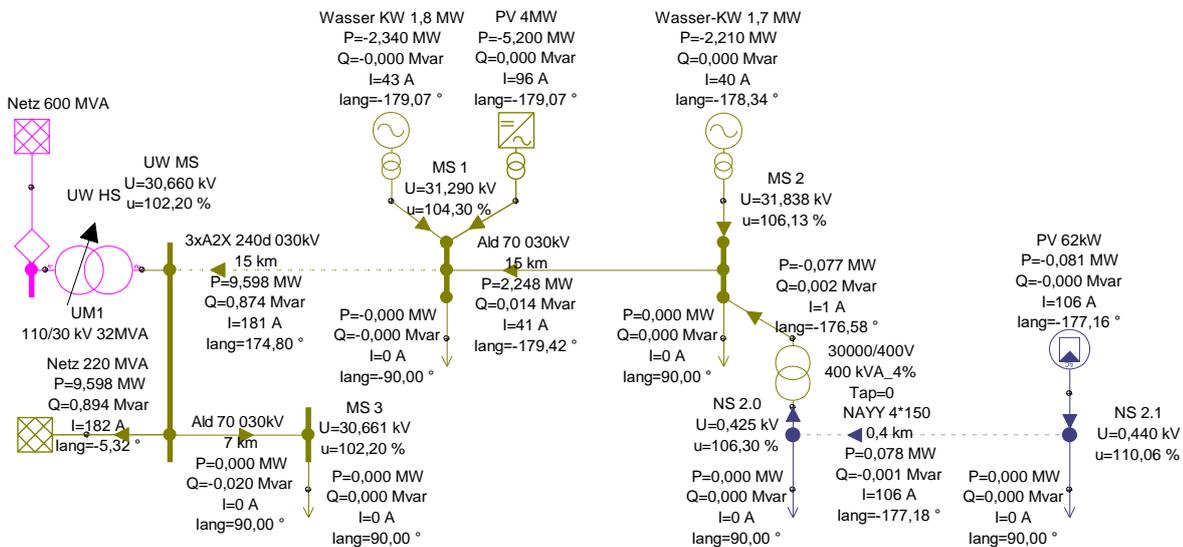


Abbildung 35: Lastfluss max. Einspeise-Wirkleistung +30% mit  $U(I_w)$

## 5.2.6 Spannungsabhängige Blindleistung $Q(U)$ in dezentralen Erzeugungsanlagen

Für die Fähigkeit der Blindleistungsregelung von PV-Anlagen werden die Vorgaben für die Einspeisung ins Niederspannungsnetz mit  $Q_{\max}/S_r = -43,6\%$  bis  $+43,6\%$  zugrunde gelegt (siehe 4.3.1).

Bei Kleinwasserkraftwerken ist es in dieser Netzkonstellation vorteilhaft, wenn bei hoher Wirkleistungseinspeisung möglichst viel Blindstrom bezogen werden kann, um die Spannungsanhebung reduzieren zu können. Die praktischen Erfahrungen im Netz der Salzburg Netz GmbH zeigen, dass Kleinwasserkraftwerke, die bis zum Jahr 2010 errichtet wurden, im untererregten Bereich meist nicht mit  $\cos\varphi = 0,9$  betrieben werden können. Bis zu  $\cos\varphi = 0,95$  ist dies untererregt gemäß praktischen Erfahrungen meist möglich. Im übererregten Betrieb sind hier keine Einschränkungen bekannt. Die Fähigkeit des Regelbereichs für die Blindleistung wird für Kleinwasserkraftwerke mit  $Q_{\max}/S_r = -31,2\%$  bis  $+43,6\%$  angenommen (siehe 3.1.3).

Die Blindleistung  $Q$  ist von der Nennscheinleistung  $S_r$  abhängig, positive Werte von  $Q$  bedeutet Einlieferung von Blindleistung vom Generator bzw. Wechselrichter ins Netz (übererregter Betrieb; Wirkung wie ein Kondensator).  $Q/S_r$  von  $43,6\%$  entspricht einem Betrieb mit  $\cos\varphi = 0,9$  bei einem Nenn  $\cos\varphi = 0,9$  des Generators ( $P_n = S_r \cdot 0,9$ ).  $Q/S_r$  von  $31,2\%$  entspricht einem  $\cos\varphi = 0,95$ .

Somit stellt sich die Spannungsabhängigkeit der Blindleistung  $Q$  für Niederspannung [NS] und Mittelspannung [MS] wie folgt dar:

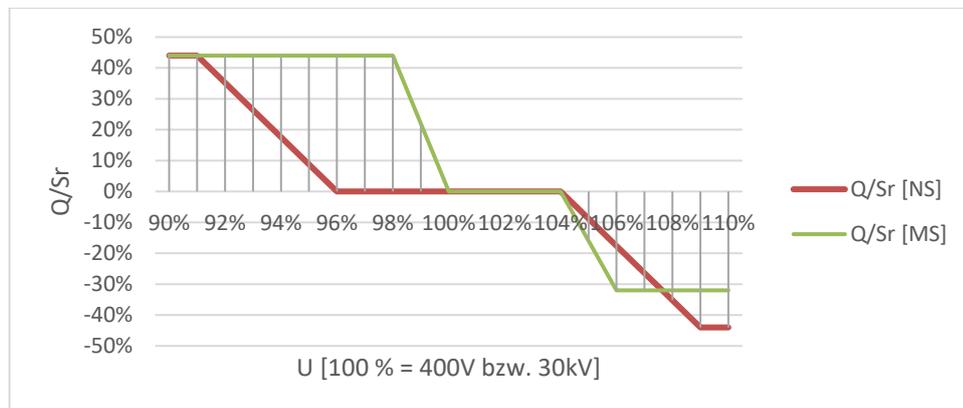


Abbildung 36: Kennlinie  $Q/S_r$  in Abhängigkeit von  $U$

Die Berechnungsergebnisse zeigen den Einfluss der Blindleistung auf die Übertragungsfähigkeit des Netzstranges im Sommer- und im Winterbetrieb. Es wird ermittelt, wie viel zusätzliche Verbraucherlast und wie viel zusätzliche Erzeugungsleistung durch die  $Q(U)$ -Regelung im Vergleich zu den Basis-Lastflüssen mit fixem Spannungswert ans Netz angeschlossen werden kann.

Die nachstehenden Berechnungsergebnisse zeigen, dass im bestehenden Netz mit Hilfe von  $Q(U)$  mehr Leistung übertragen werden kann:

- 18% zusätzliche Verbraucherlast kann versorgt werden.
- 39% zusätzliche Erzeugungsleistung kann abtransportiert werden.

### 5.2.6.1 Lastfluss Maximallast mit $Q(U)$ bei fixem $U_{\text{soll}}=103\%$

Für diese Arbeit wird die spannungsabhängige Blindleistungsregelung  $Q(U)$  ohne Wirkleistungseinspeisung betrachtet. In der Praxis ist eine Blindleistungseinspeisung aus dezentralen Erzeugungsanlagen nur bei gleichzeitiger Wirkleistungseinspeisung möglich. Um eine bessere Vergleichbarkeit der Maßnahmen  $Q(U)$  und  $U(I_w)$  zu erreichen wird bewusst bei der Betrachtung der  $Q(U)$  Regelung auf eine Wirkleistungseinspeisung der dezentralen Erzeugungsanlagen verzichtet.

Aus den Kennlinien  $Q(U)$  kann die Blindleistungsvorgabe für Erzeugungsanlagen im Mittel- und Niederspannungsnetz abgelesen werden. Die Arbeitspunkte sind mit den blauen Pfeilen gekennzeichnet. Der Wechselrichter im Knoten NS 2.1 und Wasserkraftwerk im Knoten MS 2 werden im Arbeitspunkt  $Q=43,6\% \cdot S_r$  betrieben. Das Wasserkraftwerk im Knoten MS1 wird mit  $Q=26\% \cdot S_r$  betrieben (rechter blauer Pfeil im Diagramm).

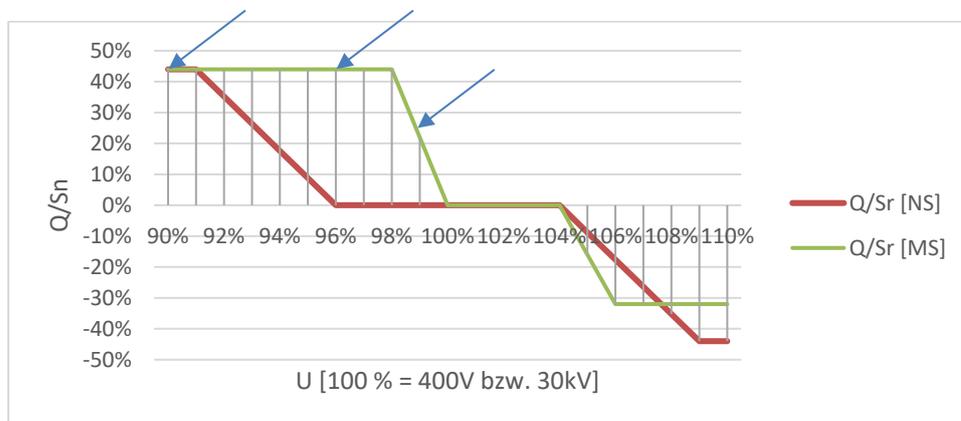


Abbildung 37: Kennlinien  $Q(U)$  mit Arbeitspunkten

Berechnungsergebnis: Mit  $Q(U)$  können 118% der maximalen Netzlast des Basislastflusses (vergleiche 5.2.3.1) versorgt werden.

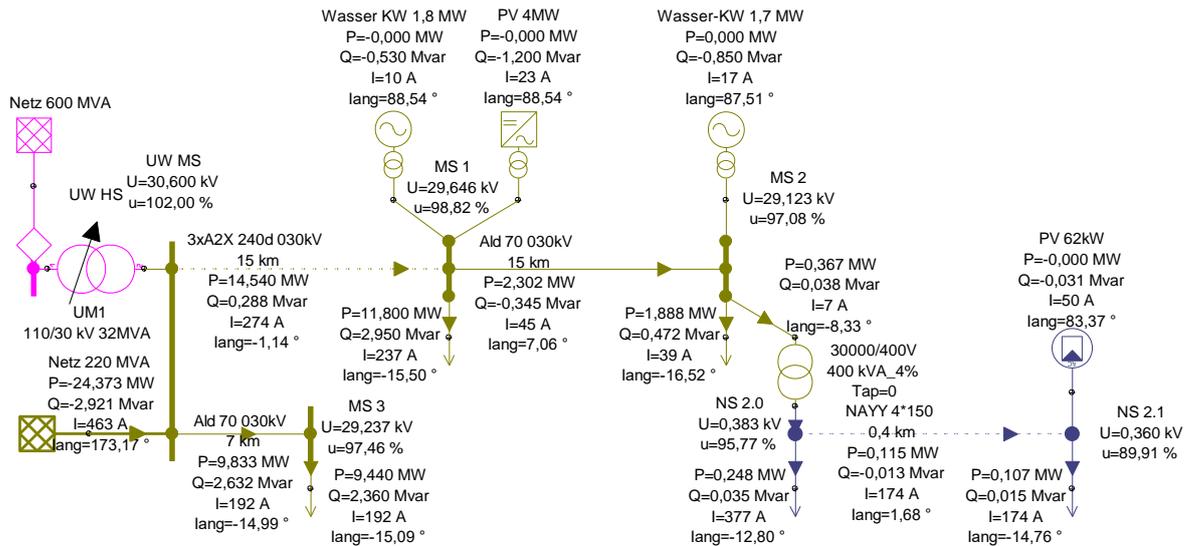


Abbildung 38: Lastfluss max. Netzlast +18%, mit Q(U) bei U<sub>soll</sub>=103%

**5.2.6.2 Lastfluss Einspeisemaximum mit Q(U) bei fixem U<sub>soll</sub>= 103%**

Die Blindleistung der dezentralen Erzeugungsanlagen wird in Abhängigkeit der örtlichen Spannung anhand einer vorgegebenen Kennlinie eingestellt. Die blauen Pfeile weisen auf die Arbeitspunkte in der Q(U)-Kennlinie, wobei der rechte Pfeil den Arbeitspunkt im Niederspannungs-Netzausläufer darstellt.

Der Wechselrichter im Knoten NS 2.1 wird mit  $Q = -43,6\% \cdot S_r$  betrieben. Das Wasserkraftwerk im Knoten MS 2 wird im Arbeitspunkt  $Q = -31,2\% \cdot S_r$  betrieben. Das Wasserkraftwerk und die PV-Anlage im Knoten MS1 werden mit  $Q = -24,2\% \cdot S_r$  betrieben.

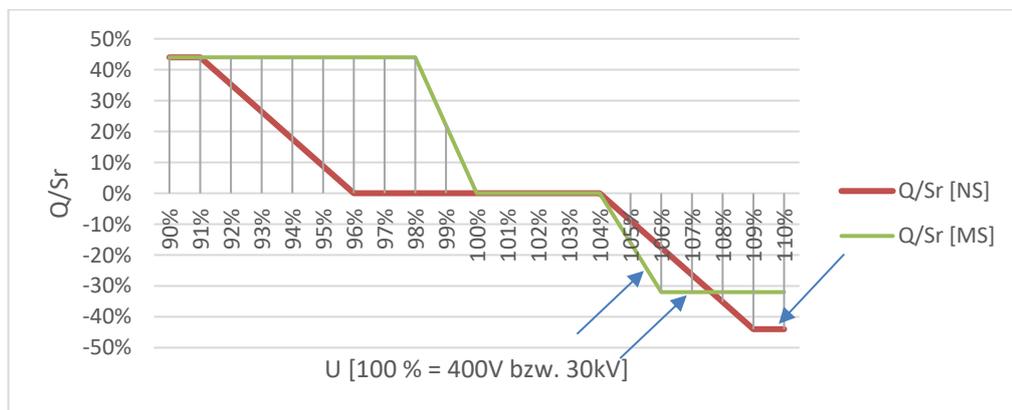


Abbildung 39: Kennlinien Q(U) mit Arbeitspunkten

Berechnungsergebnis: Die maximal mögliche dezentrale Einspeiseleistung mit Q(U) beträgt 139% des Basis-Einspeise-Lastflusses.

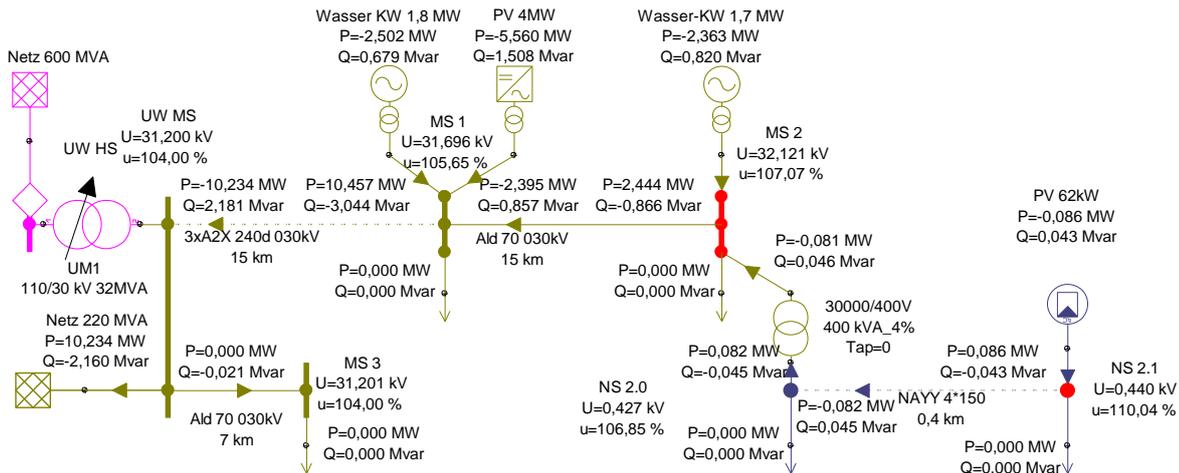


Abbildung 40: Lastfluss max. Einspeise-Wirkleistung +39% mit Q(U)

Die Nennleistungen aller Erzeugungsanlagen wurden um 39% erhöht. Die PV\_4MW-Anlage hat somit 5,56 MW. Im selben Ausmaß erhöht sich die Blindleistungsfähigkeit der Erzeugungsanlagen.

Aus den Ergebnissen ist ersichtlich, dass die Q(U)-Regelung für die maximale Einspeisesituation sehr wirkungsvoll ist. Aus der Kurve der Q/Sr [NS] ist ersichtlich, dass die gewählte Regelung erst im Grenzbereich der Spannung wirksam ist.

An der Netzeinspeisung (Slack) im Umspannwerk ist ersichtlich, dass 10,23 MW Wirkleistung rückgeliefert werden und 2,16 Mvar Blindleistung bezogen werden. Ein auftretender Blindleistungsbezug durch die Q(U)-Regelung der Erzeugungsanlagen an einem einzelnen Mittelspannungs-Netzstrang stellt gemäß der praktischen Erfahrungen in der Salzburg Netz GmbH kein Problem dar. Dieser Blindleistungsbedarf kann erfahrungsgemäß aus Blindleistungsüberschüssen anderer Netzstränge abgedeckt werden.

### 5.2.7 Kombination aus U(lw) zentral und Q(U) dezentral

Die wirkstromabhängige Spannungsregelung im Umspannwerk U(lw) und die spannungsabhängige Blindleistungsregelung Q(U) in den dezentralen Erzeugungsanlagen werden gemeinsam angewendet.

Die nachstehenden Berechnungsergebnisse zeigen, dass im bestehenden Netz mit Hilfe von U(lw) und Q(U) mehr Leistung übertragen werden kann:

- 39% zusätzliche Verbraucherlast kann versorgt werden.
- 70% zusätzliche Erzeugungsleistung kann abtransportiert werden.

**5.2.7.1 Lastfluss Maximallast mit Q(U) bei variablem U<sub>soll</sub>= U(I<sub>w</sub>)**

Durch die erhöhte Ausgangsspannung ist die Q(U)-Regelung bei Umspannwerksnahen Erzeugungsanlagen nicht wirksam. Es wird wesentlich weniger Blindleistung ins Netz eingespeist als in der Betrachtung mit fixem Spannungswert.

Die Wirkleistungseinspeisung durch die dezentralen Erzeugungsanlagen wird wiederum vernachlässigt, um eine direkte Vergleichbarkeit zu erzielen. Dies ist somit eine rein theoretische Betrachtung.

Die blauen Pfeile weisen auf die Arbeitspunkte in der Q(U)-Kennlinie, wobei der linke Pfeil den Arbeitspunkt im Niederspannungs-Netzausläufer darstellt.

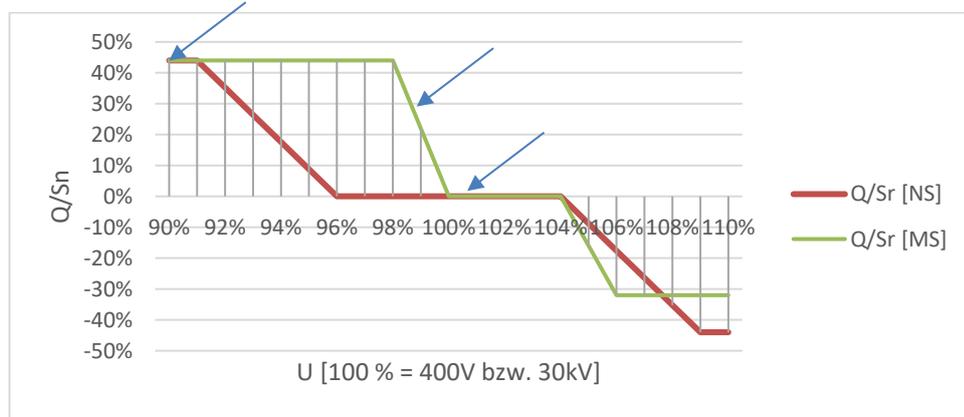


Abbildung 41: Kennlinien Q(U) mit Arbeitspunkten

Berechnungsergebnis: Mit Q(U) und U(I<sub>w</sub>) können 139% der maximalen Netzlast des Basislastflusses (siehe 5.2.3.1) versorgt werden.

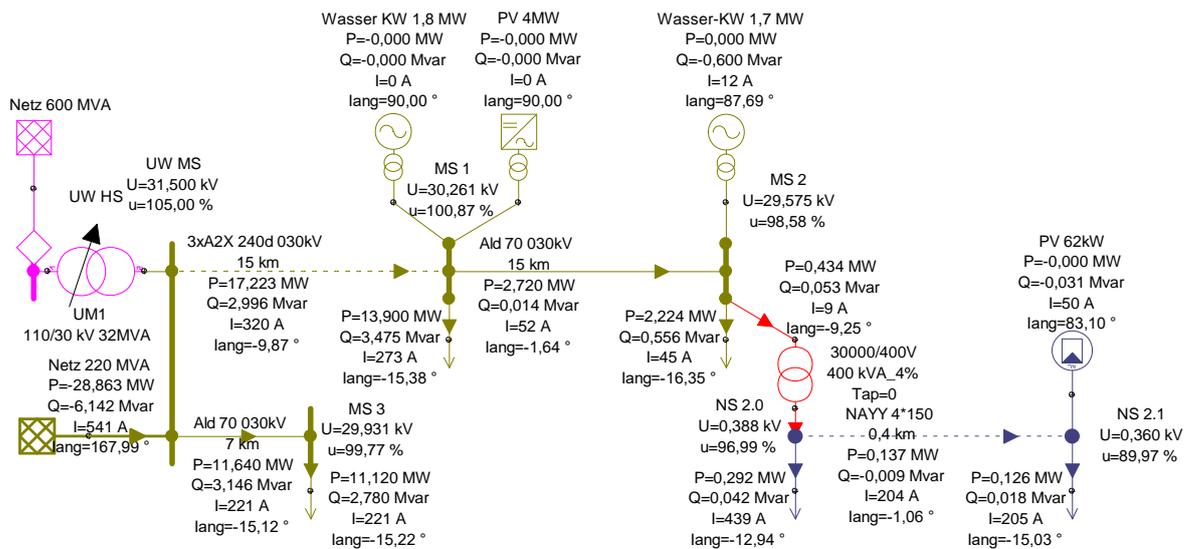


Abbildung 42: Lastfluss max. Netzlast +39%, mit U(I<sub>w</sub>) und Q(U)

Anmerkung aus der Erfahrung im Netzbetrieb: Maximale Netzlasten treten in ländlichen, vom Wintertourismus geprägten Regionen, an kalten Wintertagen auf. Mit einer Einspeisung aus Photovoltaikanlagen kann dabei auch unter Tags nicht gerechnet werden, weil die PV-Module eingeschneit sein können. Die Einspeisung aus Kleinwasserkraftwerken ist im Winter durch die geringe Wasserführung sehr reduziert. Darüber hinaus können Vereisungen im Zuflussbereich zu Ausfällen führen. Auch Instandhaltungsmaßnahmen an Kleinwasserkraftwerken werden vielfach im Winter durchgeführt. Daher ist es empfehlenswert, Einspeisungen aus dezentralen Kleinwasserkraftwerken und PV-Anlagen bei der Betrachtung von maximalen Verbraucherlastflüssen im Winter zu vernachlässigen.

### 5.2.7.2 Lastfluss Einspeisemaximum mit $Q(U)$ bei variablem $U_{\text{Soll}} = U(I_w)$

Durch die reduzierte Ausgangsspannung im Umspannwerk ist die  $Q(U)$ -Regelung bei Umspannwerksnahen Erzeugungsanlagen nur mehr minimal wirksam. Es wird dadurch weniger Blindleistung durch die Erzeugungsanlagen bezogen als in der Betrachtung mit fixem Spannungssollwert.

Die blauen Pfeile weisen auf die Arbeitspunkte in der  $Q(U)$ -Kennlinie, wobei der rechte Pfeil den Arbeitspunkt im Niederspannungs-Netzausläufer darstellt.

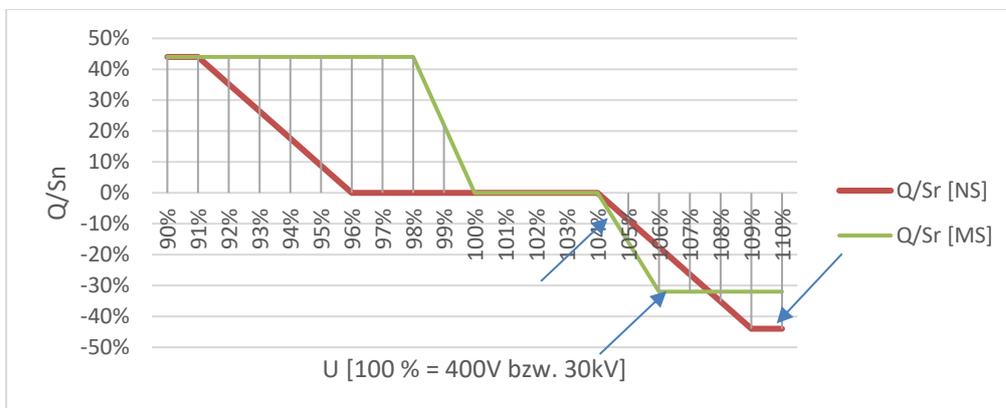


Abbildung 43: Kennlinien  $Q(U)$  mit Arbeitspunkten

Berechnungsergebnis: Mit  $U(I_w)$  und  $Q(U)$  beträgt die maximal mögliche dezentrale Einspeiseleistung 170% des Basis-Einspeise-Lastflusses:

Mit der gemeinsamen Anwendung von  $Q(U)$  und  $U(I_w)$  kann in diesem Fall 70% mehr dezentral erzeugter Energie abtransportiert werden als im Basislastfluss. Dabei ist der Blindstrombezug durch die Erzeugungsanlagen mit  $U(I_w)$  bedeutend geringer als ohne die wirkstromabhängige Spannungsregelung (vergleiche mit 5.2.6.2).

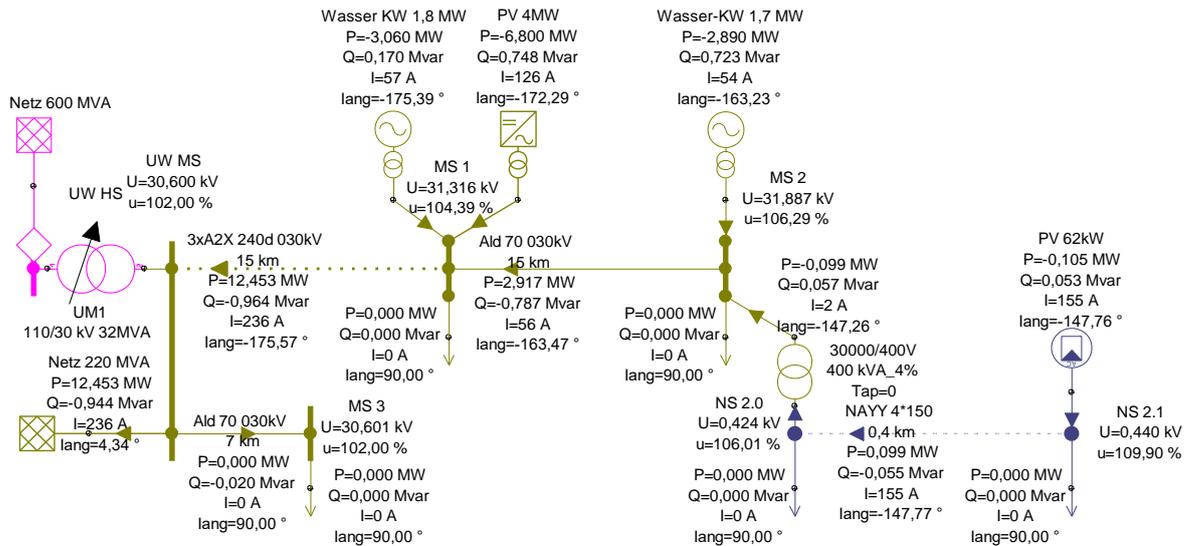


Abbildung 44: Lastfluss max. Einspeise-Wirkleistung +70% mit U(Iw) und Q(U)

### 5.2.8 Optimierte Blindleistung Q(optimiert) bei variablem $U_{soll} = U(I_w)$

Die geringsten Verluste treten im Stromnetz dann auf, wenn ausschließlich Wirkleistung übertragen werden muss. Zur theoretischen Betrachtung der Wirksamkeit von dezentralen Blindleistungsmaßnahmen werden nachstehend Berechnungen durchgeführt, bei denen die Blindleistung möglichst dort erzeugt wird wo sie benötigt wird, bzw. dort kompensiert wird wo Überschüsse auftreten.

#### 5.2.8.1 Lastfluss Maximallast mit Q(optimiert) bei variablem $U_{soll} = U(I_w)$

Die Blindleistung in den Erzeugungsanlagen wird unabhängig von deren Vermögen theoretisch so angepasst, dass in möglichst allen Abschnitten des Netzstranges eine ausgeglichene Blindleistungsbilanz herrscht.

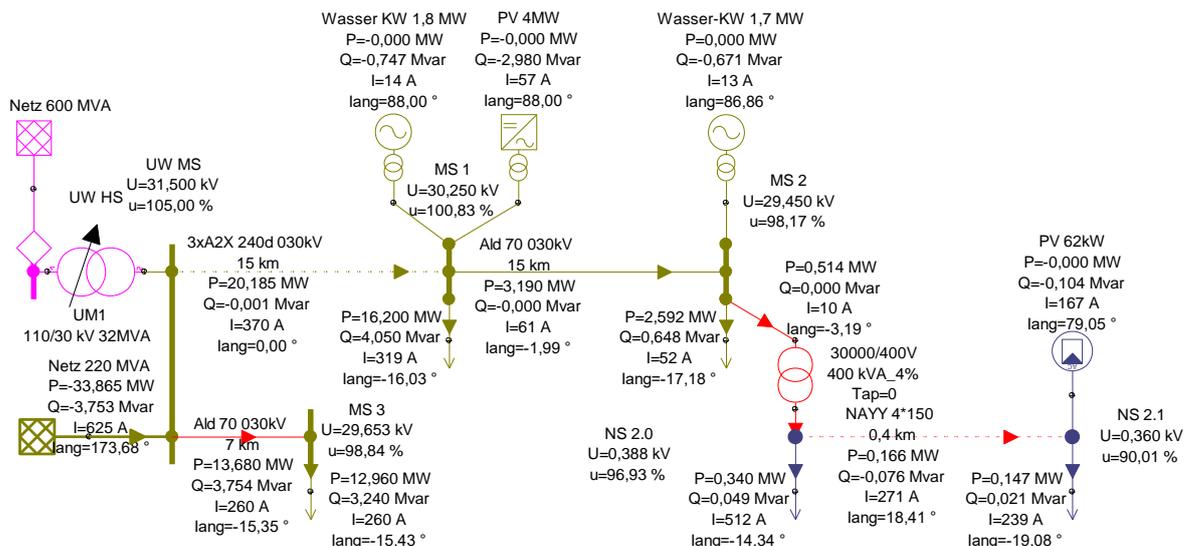


Abbildung 45: Lastfluss 162% max. Netzlast, mit U(Iw) und Q(optimiert)

Diese Betrachtung dient zur Feststellung der theoretischen Wirkleistungs-Übertragung-Kapazität des Stanges für den Verbraucherlastfall. Es kann mit optimierter Blindleistung 162% der Wirkleistung des Basislastflusses übertragen werden.

Die Spannungsänderung am Ortsnetz-Trafo beträgt dabei trotz 29% Überlastung nur 1,2%, weil der Blindleistungsbedarf des Trafos aus den Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz eingespeist wird.

Diese Berechnung zeigt, dass in der Blindleistungsbereitstellung durch die dezentralen Erzeugungsanlagen ein großes Potential für einen optimierten Netzbetrieb enthalten ist. Dabei ist wesentlich, dass die Blindleistung unabhängig von der Wirkleistung regelbar ist.

### 5.2.8.2 Lastfluss Einspeisemaximum mit $Q(\text{optimiert})$ bei variablem $U_{\text{Soll}} = U(I_w)$

Die Blindleistung in den Erzeugungsanlagen wird theoretisch so angepasst, dass in möglichst allen Abschnitten des Netzstranges eine ausgeglichene Blindleistungsbilanz herrscht. Es wird nur das Optimum eines Netzstranges betrachtet. Der Einspeisewirkstrom von 185 A über den Umspanner bewirkt einen Spannungswert  $U_{\text{Soll}} = 101,15\%$  als Ausgangsspannung im Umspannwerk. Zuzüglich der Reglerabweichung wird mit 102,15% gerechnet.

Berechnungsergebnis: Mit  $U(I_w)$  und  $Q(\text{optimiert})$  beträgt die maximal mögliche dezentrale Einspeiseleistung 133% des Basis-Einspeise-Lastflusses.

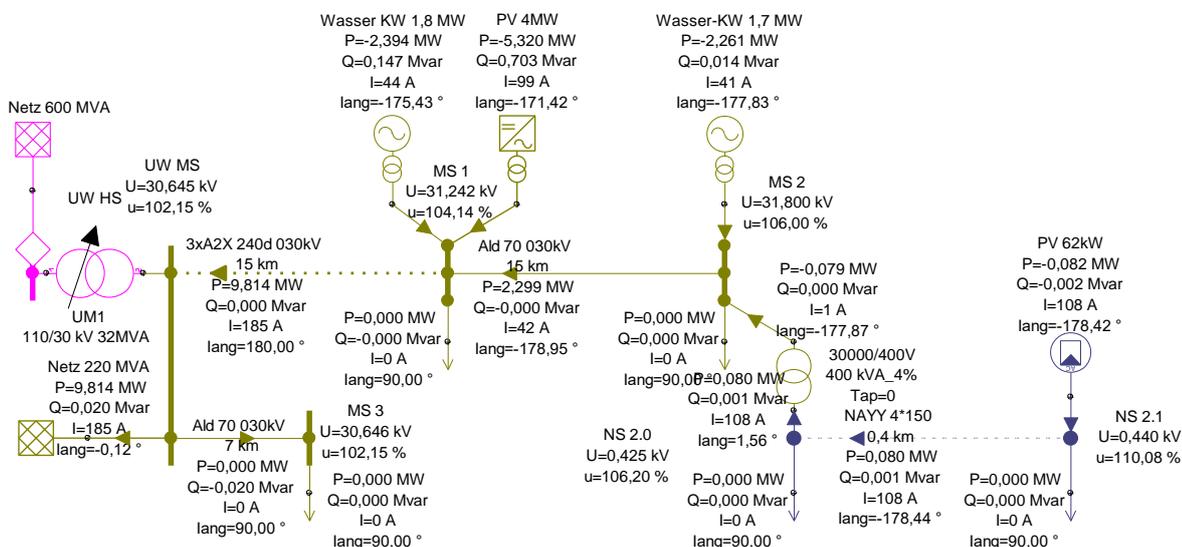


Abbildung 46: Lastfluss max. Einspeise-Wirkleistung +33% mit  $U(I_w)$  und  $Q(\text{optimiert})$

Der Großteil der zusätzlichen Wirkleistung (30 % von 33%) wird durch die  $U(I_w)$  Regelung im Umspannwerk getriggert. Dieses Ergebnis (+33%) kann mit dem Ergebnis aus Punkt 5.2.7.2 der Berechnung mit  $U(I_w) + Q(U)$  (+70%) verglichen werden.

Zur Spannungshaltung kann mehr Blindleistung aus einem Netzstrang bezogen werden als dort vorhanden ist, um zusätzliche Übertragungskapazitäten nutzbar zu machen. Diese

Maßnahme ist bei geringen auftretenden Jahresstunden, als Übergangslösung und bei Sonderschaltzuständen empfehlenswert.

### 5.3 Betrachtung eines realen Mittelspannungsnetzes

Im realen Netz wird ausschließlich der Mittelspannungsbereich betrachtet. Für die Niederspannung wird eine entsprechende Reserve im Spannungsband von +3 % für die Spannungsanhebung durch dezentrale Erzeugungsanlagen und von -7 % für den Spannungsabfall für Verbraucher berücksichtigt. (siehe Spannungsband im Kapitel 4.2.4)

Das gewählte Mittelspannungsnetz besteht aus drei 30-kV-Strängen eines Umspannwerks, die unterschiedliche charakteristische Merkmale aufweisen:

- Strang 1 dient der Versorgung eines Schigebietes. Hohe Winterlast, sehr geringe Sommerlast. Geringe dezentrale Erzeugung aus Kleinwasserkraftwerken (92%) und PV-Anlagen.  $P_{\text{LAST}} = 9,7 \text{ MW}$ ;  $P_{\text{ERZEUGUNG}} = 0,4 \text{ MW}$
- Strang 2 versorgt die regionale Bezirksstadt, den ganzjährigen Lastschwerpunkt der Region. Die Netzlastspitze tritt im Winter auf. Die dezentrale Erzeugung stammt etwa zu 75% aus PV-Anlagen und zu 25% aus Kleinwasserkraftwerken.  $P_{\text{LAST}} = 8,5 \text{ MW}$ ;  $P_{\text{ERZEUGUNG}} = 2,4 \text{ MW}$
- Strang 3 dient vornehmlich dem Energieabtransport von Kleinwasserkraftwerken. Die dezentrale Erzeugung stammt zu 93% aus Kleinwasserkraftwerken und zu 7% aus PV-Anlagen.  $P_{\text{LAST}} = 1,4 \text{ MW}$ ;  $P_{\text{ERZEUGUNG}} = 8,2 \text{ MW}$
- Die Stränge 2 und 3 werden im geschlossenen Netzing betrieben.

Das betreffende Teilnetz wurde im Berechnungsprogramm NEPLAN® im Detail erfasst.

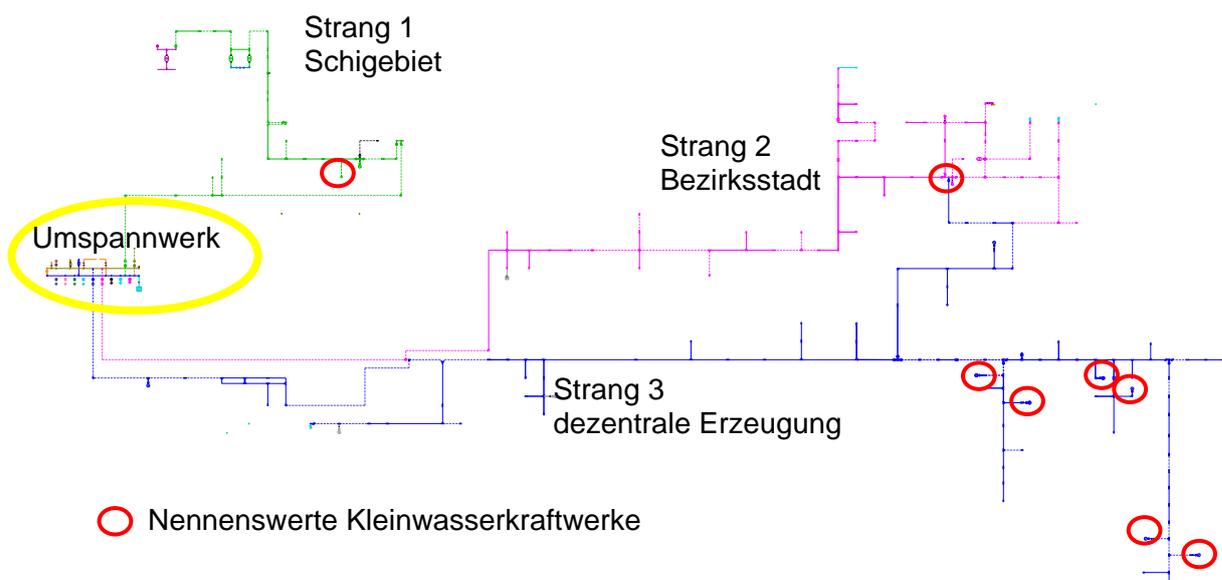


Abbildung 47: Betrachtetes Teilnetz mit allen Betriebsmitteln als Übersichtsbild aus NEPLAN

Zur besseren Darstellung und einfacheren Handhabung wurde der betrachtete Netzbereich auf wesentliche Knoten reduziert. Dafür wurden die Leitungsstränge durch Ersatzleitungen ersetzt, wobei die Impedanzen der Hauptstränge beibehalten wurden. Die abgehenden Leitungsstiche vom Hauptstrang wurden weggelassen, deren kapazitives Verhalten wurde in den verbleibenden Ersatzleitungen mitberücksichtigt. Lasten und Erzeugungsanlagen wurden jeweils getrennt voneinander summiert und den wenigen verbleibenden Knoten zugewiesen.

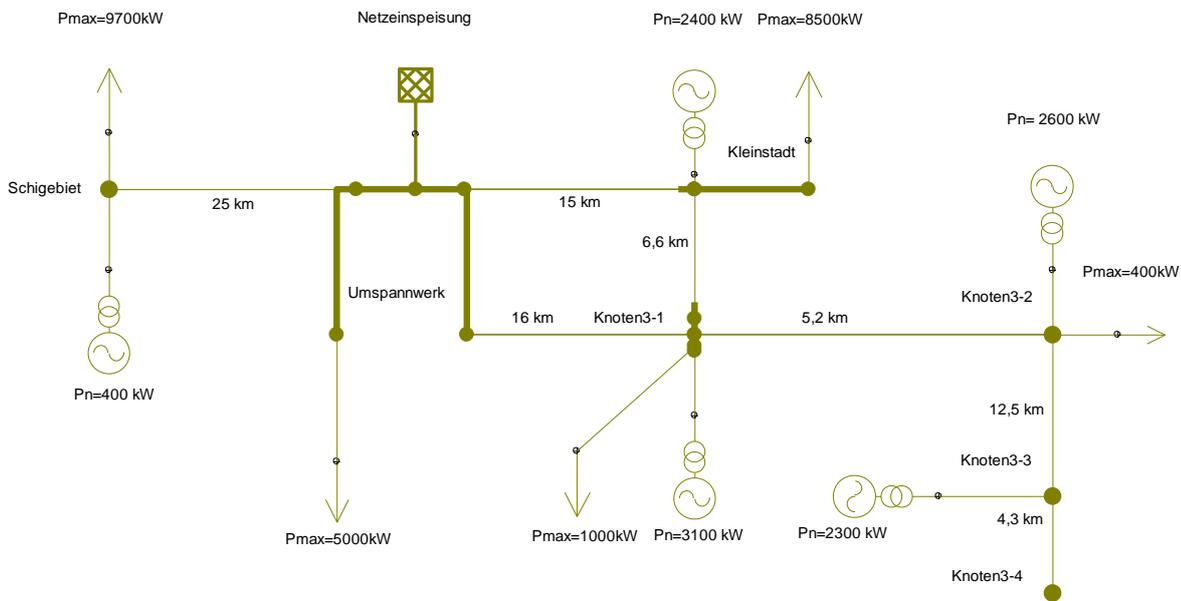


Abbildung 48: Reduziertes Teilnetz aus NEPLAN

Die Berechnungen für maximale Winterlast und maximale dezentrale Erzeugung im Sommer erfolgen ausschließlich im geschlossenen Netzing. Ohne Netzingbetrieb können im praktischen Netzbetrieb die zulässigen Spannungsgrenzen in beiden Extremlastfällen nicht eingehalten werden.

### 5.3.1 Festlegung eines Spannungswertes

Im betrachteten Teilnetz beträgt die maximale Verbraucherlast 19,6 MW. Dem gegenüber stehen 11,0 MW maximale dezentrale Erzeugung. Die max. Erzeugungsleistung ist im Verhältnis zur max. Verbraucherlast wesentlich höher als im vorhin betrachteten Musternetz. Wirk- und Blindleistung an den vom Umspannwerk abgehenden Strängen werden gemäß den tatsächlich aufgetretenen Messwerten nachgebildet.

Nachstehend werden Lastflüsse mit fixen Spannungswerten durchgeführt. Die beiden Lastflüsse können wiederum als Referenz für die Wirksamkeit der Regulationsmaßnahmen herangezogen werden. Anhand deren Ergebnissen wird der Spannungswert als Ausgangsspannung für die wirkstromabhängige Spannungsregelung  $U(I_w)$  festgelegt.

Es wird berücksichtigt, dass im Falle maximaler Verbraucherlast auch aufgrund der Situierung der Erzeugungsanlagen kein wirksames Blindleistungsmanagement durch dezentrale Erzeugungsanlagen möglich ist. Für den Fall der maximalen dezentralen Erzeugung kann, dank der Längsimpedanzen in den Freileitungsabschnitten durch geringen Blindleistungsbezug, die Betriebsspannung nennenswert reduziert werden.

Als Referenzspannungswert für die Spannungsregelung wird die Nennspannung  $U_N = 400 \text{ V}$  im Niederspannungsnetz herangezogen und mit der mittleren Übersetzung der installierten Ortsnetztrafos umgerechnet. Damit ergibt sich eine Nennspannung im Mittelspannungsnetz  $U_{N \text{ MS}}$ . Im betrachteten Netz mit einer Ortsnetztrafo-Übersetzung von  $31500\text{V}/420 \text{ V}$  ( $\ddot{U}=75$ ) gilt die mittelspannungsseitige Nennspannung  $U_{N \text{ MS}}=30,0 \text{ kV}$ . Die vereinbarte Versorgungsspannung  $U_C$  gemäß EN 50160 entspricht dem eingestellten Spannungssollwert, nicht der  $U_{N \text{ MS}}$ .

Der Spannungssollwert wird im betrachteten Netz  $U_{\text{soll}} = 101,33\% \cdot U_{N \text{ MS}} = 30,4 \text{ kV}$  festgelegt. Im Gegensatz zu den gängigen 103% wurde der Sollwert in diesem Teilnetz bewusst aufgrund der hohen dezentralen Erzeugungsleistung um 1,66% niedriger gewählt.

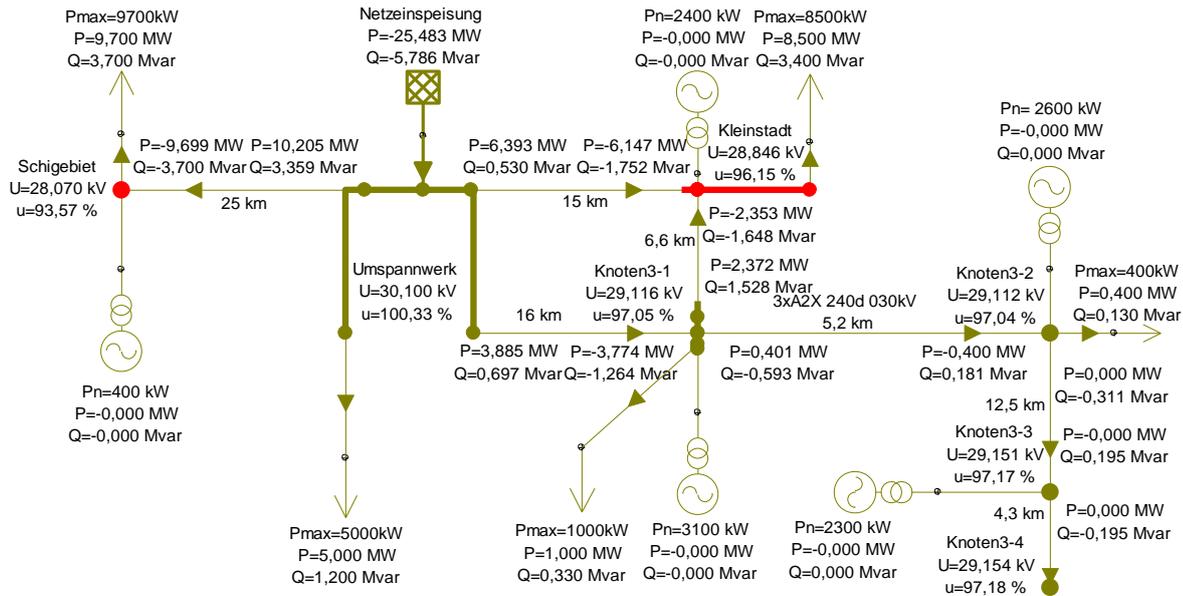
Im betreffenden Teilnetz ist eine zentrale wirkstromabhängige Spannungsregelung  $U(I_w)$  aktiv. In den dezentralen Kleinwasserkraftwerken mit Anschluss im Mittelspannungsnetz ist meist eine spezifische spannungsabhängige Blindleistungsregelung  $Q(U)$  aktiviert, die speziell für das betreffende Kleinwasserkraftwerk konzipiert wurde. In den dezentralen PV-Anlagen ist  $Q(U)$  gemäß den Standardanforderungen für  $Q(U)$  im Niederspannungsnetz der Salzburg Netz GmbH aktiviert.

Die Ergebnisse der Basislastflüsse für die maximale Verbraucherlast und die maximale Erzeugungsleistung werden ohne wirkstromabhängiger Spannungsregelung  $U(I_w)$  und ohne  $Q(U)$  in den dezentralen Erzeugungsanlagen ermittelt und stellen daher Referenzwerte dar, die in der Praxis nicht auftreten.

#### **5.3.1.1 Lastfluss Maximallast mit fixem Sollwert $U_{\text{soll}} = 101,33\%$**

Die Berechnung erfolgt mit  $U = 100,33\%$  im Umspannwerk (abzüglich 1% Reglertoleranz). Die dezentralen Erzeugungsanlagen liefern keine Wirkleistung und keine Blindleistung ( $P=0 \text{ kW}$ ,  $Q=0 \text{ kVar}$ ).

Berechnungsergebnis: Die Betriebsspannungen im Mittelspannungsnetz sind niedriger als die zulässige untere Spannungsgrenze von 97%.

Abbildung 49: max. Verbraucherlastfluss mit  $U_{\text{Soll}} = 101,33\%$ 

Im Knoten Kleinstadt ist die Unterschreitung der zulässigen unteren Spannungsgrenze um **0,85%** nicht zulässig.

Anmerkung: Im Schigebiet werden die Netzkundenanlagen aus einem unterlagerten 10-kV-Netz versorgt. Die 10-kV-Spannung wird in den Umspannern 30/10 kV unabhängig geregelt. Der 30-kV-Spannungswert im Schigebiet darf den zulässigen unteren Spannungsgrenzwert somit unterschreiten.

### 5.3.1.2 Lastfluss Einspeisemaximum mit fixem $U_{\text{Soll}} = 101,33\%$

Die Berechnung erfolgt mit  $U = 102,33\%$  im Umspannwerk (zuzüglich 1% Reglertoleranz). Es wird eine minimale Netzlast mit 10% der maximalen Netzlast (für P und Q) berücksichtigt. Die dezentralen Erzeugungsanlagen liefern keine Blindleistung ( $Q=0$  kVar).

Berechnungsergebnis: Die Betriebsspannungen im Mittelspannungsnetz sind höher als die zulässige obere Spannungsgrenze von 107%.

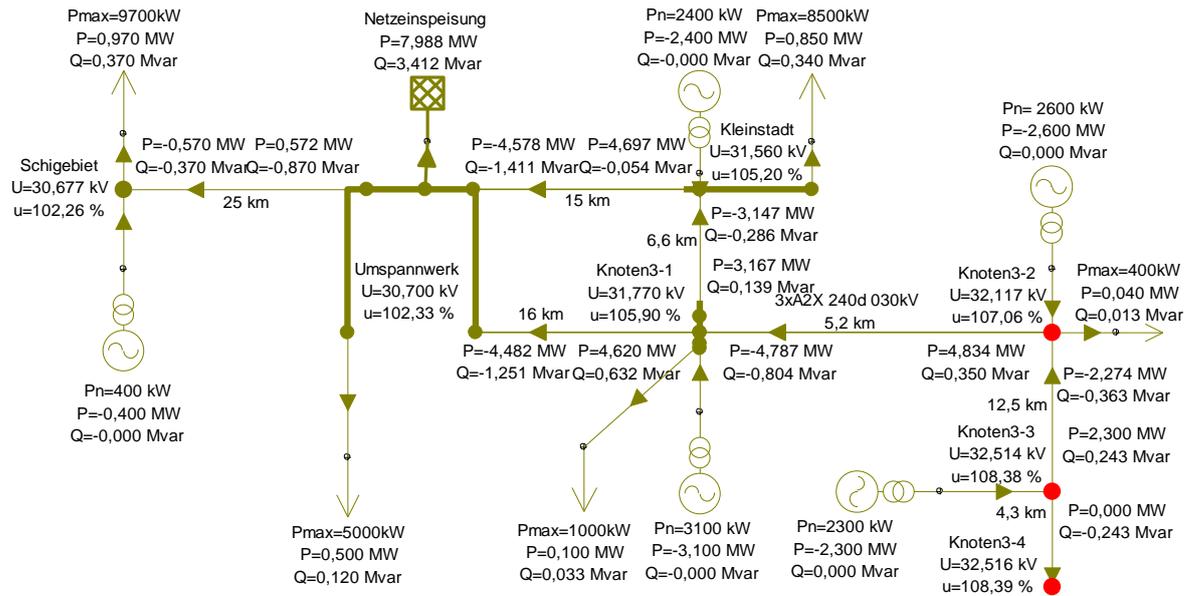


Abbildung 50: max. Einspeiselastrfluss mit  $U_{soll} = 101,33\%$

Die obere Betriebsspannungsgrenze wird um **1,39%** überschritten.

### 5.3.2 Kennlinie wirkstromabhängige Spannungsregelung $U(I_w)$

Die Ausgangsspannung im Umspannwerk wird gemäß der nachfolgenden Kennlinie  $U(I_w)$  in Abhängigkeit des Stromes über den Umspanner angepasst. Im betrachteten Teilnetz wird die Ausgangsspannung zwischen 101,33% (30,4 kV) bei 0 A (null) Wirkstrom und 104,33% (31,3 kV) bei 300 A Wirkstrom über den Umspanner verändert. (siehe 5.3.2.1)

Nach der Netzintegration eines zusätzlichen Wasserkraftwerks und den stetigen Leistungssteigerungen ist es erforderlich, die  $U(I_w)$ -Regelung zu validieren und anzupassen.

#### 5.3.2.1 Lastfluss Maximallast mit wirkstromabhängiger Spannungsregelung $U(I_w)$

Der 30-kV-seitige Wirkstrom über den Umspanner errechnet sich aus der Wirkleistung:

$$I_w = \frac{P}{U \cdot \sqrt{3}} = \frac{24280 \cdot 10^3}{30900 \cdot \sqrt{3}} = 454,2 \text{ A}$$

Beim errechneten Wirkstrom  $I_w = 454 \text{ A}$  beträgt der Sollwert der Ausgangsspannung  $U_{soll} = 104,33\%$  (blauer Pfeil).

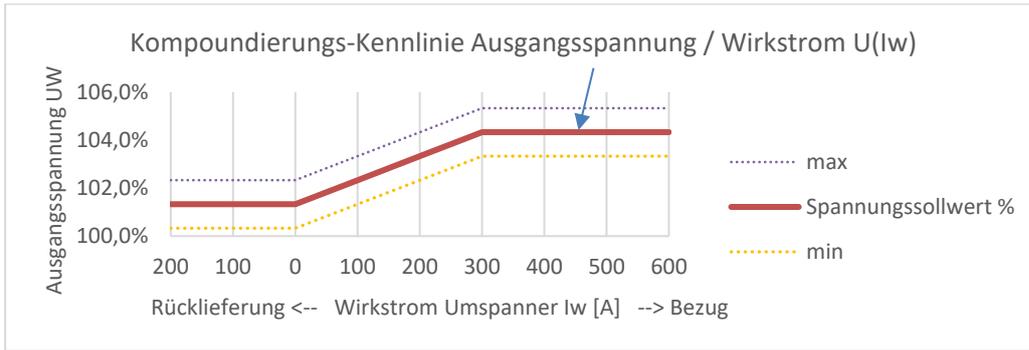


Abbildung 51: Kennlinie U(Iw) mit Arbeitspunkt USoll max= 104,33%

Berechnungsergebnis: Die minimale errechnete Betriebsspannung im Mittelspannungsnetz beträgt 99,64% und liegt damit wesentlich über dem Minimum von 97%.

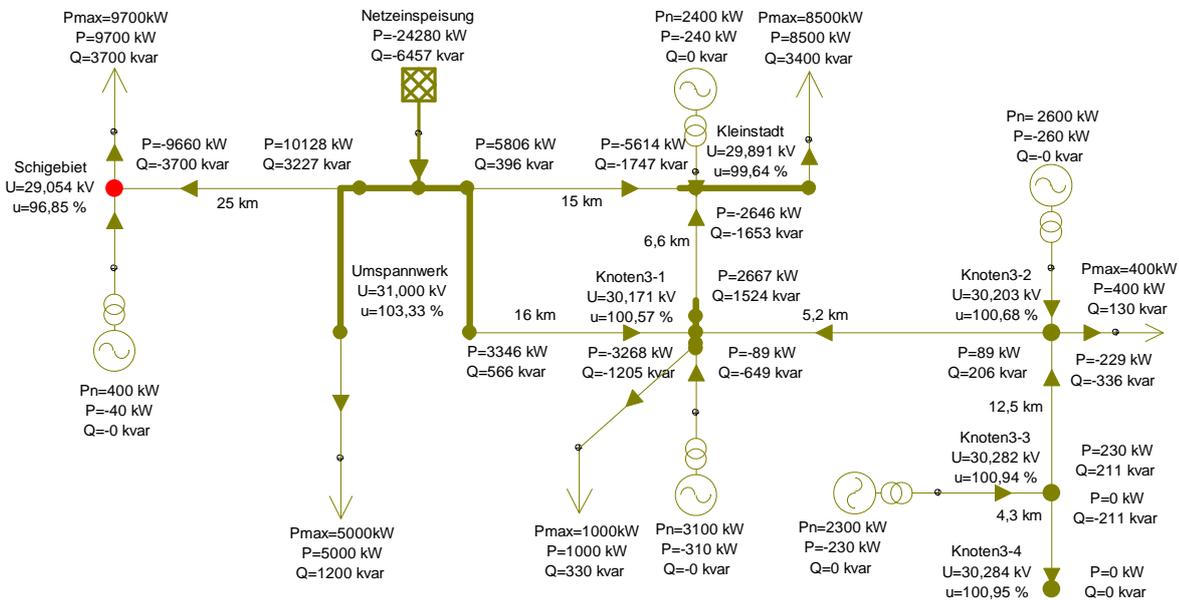


Abbildung 52: max. Verbraucherlastfluss mit Usoll = U(Iw)

Anmerkung: Im Schigebiet darf die 30-kV-Spannung den unteren Grenzwert von 97% unterschreiten.

**5.3.2.2 Lastfluss Einspeisefall mit wirkstromabhängiger Spannungsregelung U(Iw)**

Der 30-kV-seitige Wirkstrom über den Umspanner errechnet sich aus der Wirkleistung:

$$I_w = \frac{P}{U \cdot \sqrt{3}} = \frac{7988 \cdot 10^3}{30700 \cdot \sqrt{3}} = 150,4 \text{ A Rücklieferung}$$

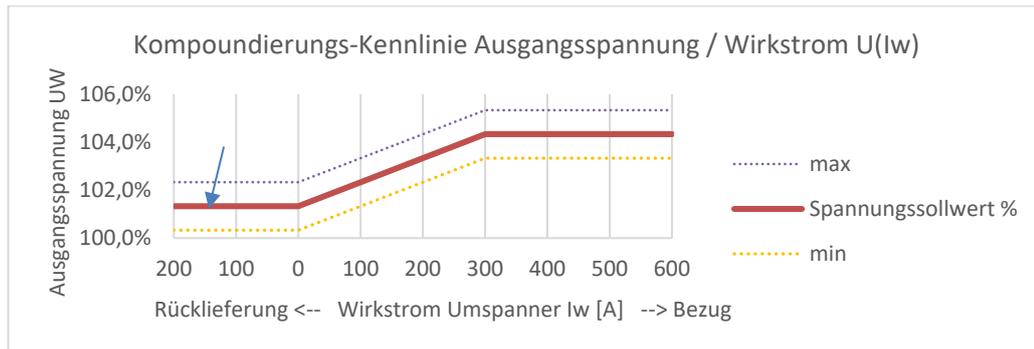


Abbildung 53: Kennlinie U(Iw) mit Arbeitspunkt USoll min= 101,33%

Der Sollwert der Ausgangsspannung beträgt bei 151 A zurückgeliefertem Wirkstrom  $U_{Soll} = 101,33\%$  (blauer Pfeil), die Berechnung erfolgt zuzüglich 1% Regler toleranz.

Berechnungsergebnis: Die errechnete Betriebsspannung im Mittelspannungsnetz ist um 1,39% höher als die zulässige obere Spannungsgrenze von 107% trotz U(Iw) im Umspannwerk.

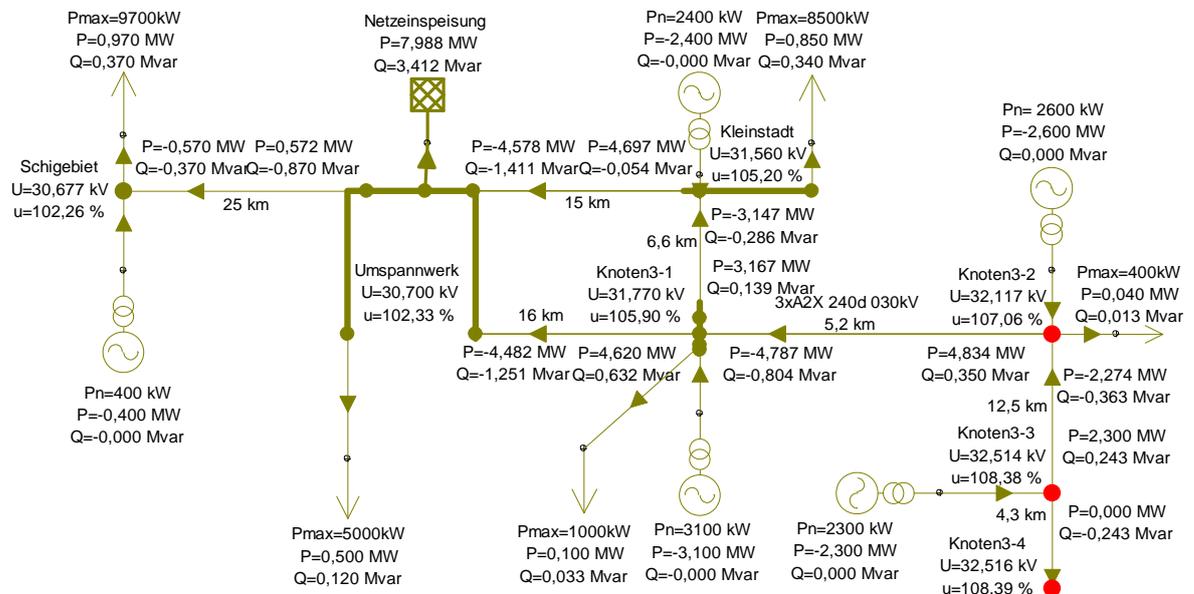


Abbildung 54: max. Einspeiselastfluss mit U(Iw)

Daraus ist ersichtlich, dass ohne weitere Maßnahmen die zulässigen maximalen Spannungsgrenzen überschritten werden. Die Spannungserhöhung im Mittelspannungsnetz zwischen Umspannwerk und Netzausläufer beträgt etwa 6%!

### 5.3.3 Neue Kennlinie wirkstromabhängige Spannungsregelung U(Iw)

Nach der Netzintegration eines zusätzlichen (bereits berücksichtigten) Wasserkraftwerks und den stetigen Leistungssteigerungen ist es erforderlich, die U(Iw)-Regelung zu validieren und anzupassen. Die obigen Berechnungsergebnisse zeigen, dass für die Rückspeisung eine U(Iw)-Regelkennlinie mit Reduktion der Ausgangsspannung empfehlenswert ist.

Die neue Kennlinie  $U(I_w)$  wird linear in den negativen Bereich verlängert, sodass die Ausgangsspannung bei einer Rückspeisung von Wirkstrom um bis zu 1,0% reduziert wird. Der minimale Sollwert der Ausgangsspannung beträgt dann  $100,33\% U_N = 30,1\text{ kV}$  bei einem rückgelieferten Wirkstrom von 100 A. Der Spannungssollwert bei 0 A bleibt bei 101,33%.

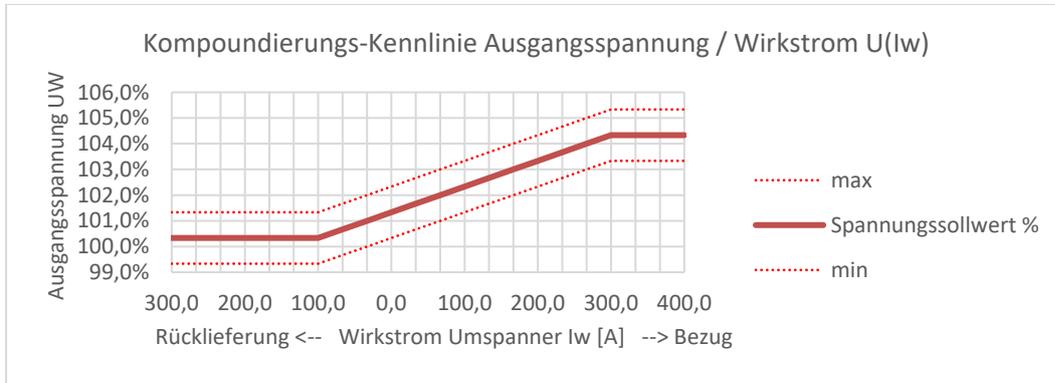


Abbildung 55: Kennlinie  $U(I_w)$  mit Arbeitspunkt  $U_{Soll} = 100,33\% - 104,33\%$

Die vorherige Lastflussberechnung zeigt, dass die Betriebsspannung ohne  $Q(U)$  um 1,4% zu hoch liegt. Die neue  $U(I_w)$ - Kennlinie wurde „nur“ 1,0% nach unten verlängert.

Für die Versorgung von Teilnetzen ohne dezentrale Erzeugung beträgt die minimale leerlaufende Betriebsspannung nun 99,33%. Unter Einhaltung der zugeteilten Spannungsgrenzen stehen für die Mittelspannung dabei noch 2,33% Spannungsabfall zu Verfügung.

**5.3.3.1 Lastfluss max. Einspeisefall  $U(I_w)$  mit neuer Kennlinie**

Mit der neuen Kennlinie  $U(I_w)$  wird bei einer Rückspeisung ab 100 A ein Spannungssollwert von 100,33 % vorgegeben. Die Berechnung erfolgt zuzüglich 1% Reglerabweichung mit 101,33%. Die zulässige Spannungsgrenze wird rechnerisch um 0,43% überschritten.

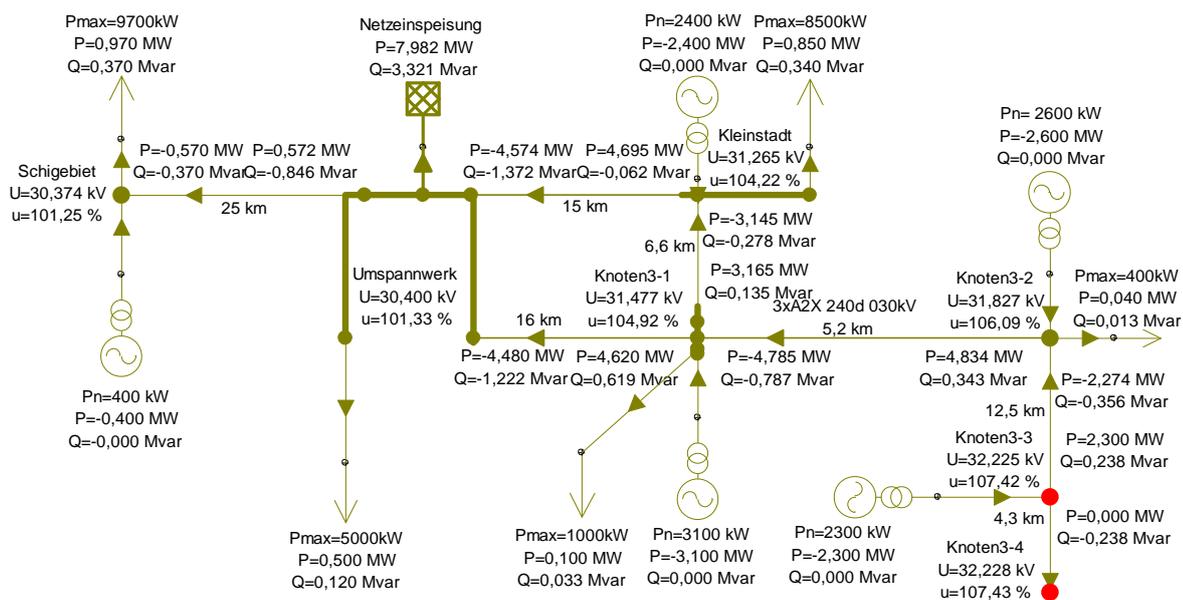


Abbildung 56: maximaler Einspeiselastfluss mit  $U(I_w)$  bei neuer  $U(I_w)$ -Kennlinie

### 5.3.3.2 Lastfluss max. Einspeisefall U(lw) mit neuer Kennlinie und 60% Netzlast

Die volle Einspeiseleistung aus dezentralen Erzeugungsanlagen kann auch bei etwa mittlerer Netzlast auftreten. Zur Sicherstellung, dass die Spannungsgrenzen eingehalten werden können, wird eine Lastflussberechnung mit maximaler Einspeisung bei 60% Netzlast berechnet. Die Einhaltung der Spannungsgrenzen ist gegeben.

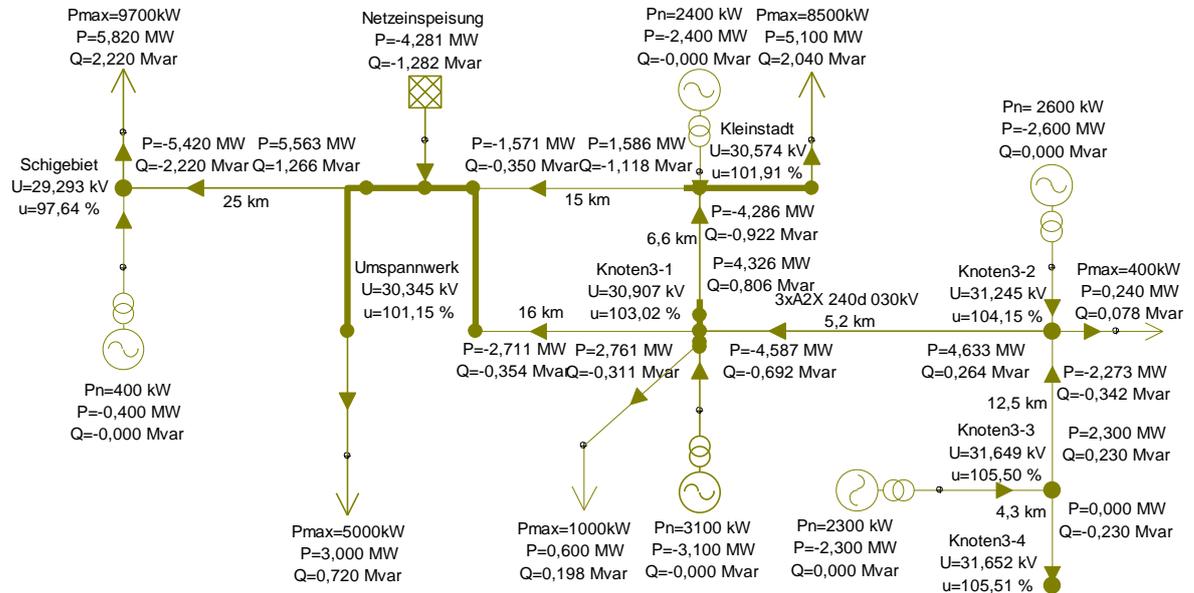


Abbildung 57: maximale dezentrale Erzeugung mit 60% Netzlast mit U(lw)

### 5.3.4 Kombination aus U(lw) zentral und Q(U) dezentral

Für die Lastflussberechnung mit maximaler dezentraler Energieerzeugung wird eine minimale Netzlast mit 10% der maximalen Netzlast berücksichtigt.

Die Q(U)-Regelung wurde für die Erzeugungsanlagen im Mittelspannungsnetz individuell festgelegt. Zur Vereinfachung wird eine Kennlinie für alle Erzeugungsanlagen herangezogen. Es wird die Q(U)-Kennlinie aus dem Musternetz angewendet.

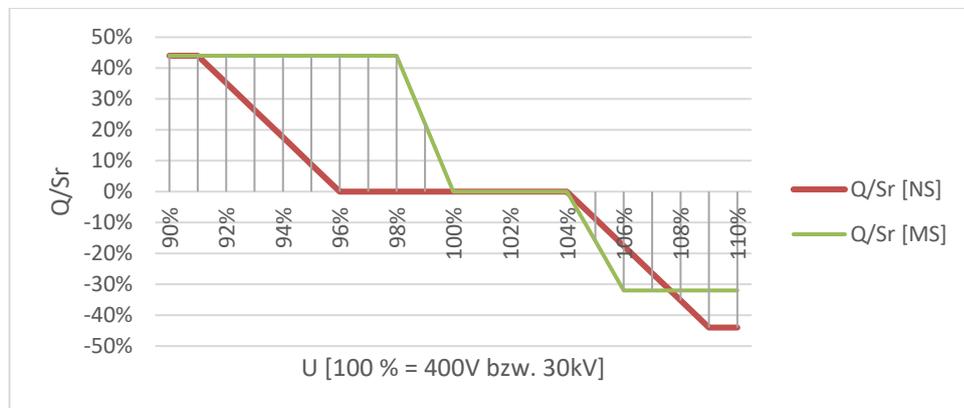


Abbildung 58: Kennlinie Q/Sr in Abhängigkeit von U

**5.3.4.1 Lastfluss Maximallast mit Q(U) bei variablem USoll= U(lw)**

Der Sollwert der Ausgangsspannung beträgt wie im vorhergehenden Fall 104,33%, in der Lastflussberechnung wird 1% Regelabzweigung berücksichtigt. Die Blindstromlieferung in den dezentralen Erzeugungsanlagen erfolgt gemäß der Kennlinie für Mittelspannung (blaue Pfeile). Bei U= 100%: Q/Sn= 0; bei U= 98% Q/Sn = 44%.

Die Wirkleistungseinspeisung der dezentralen Erzeugungsanlagen wird zum Zeitpunkt der Netzhöchstlast mit 10% ihrer Nennleistung angenommen. Im Bereich unterhalb von 20% der Nennleistung muss gemäß TOR D4 die Blindleistungsvorgabe nicht exakt eingehalten werden (siehe 3.1.3). Für diese Betrachtung wird angenommen, dass die Blindleistungslieferung von dezentralen Erzeugungsanlagen mit Einspeisung ins Mittelspannungsnetz bei 10% Wirk-Nennleistung mit Q/Sn = 20% erfolgt (grüne Linie im Diagramm).

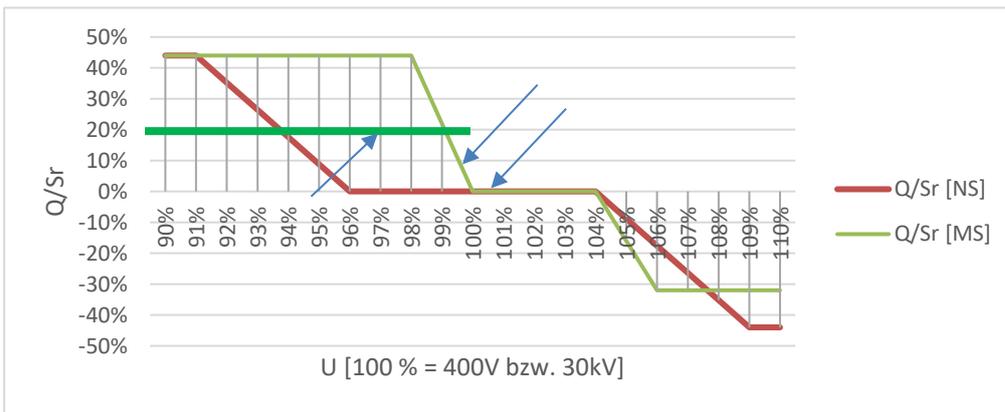


Abbildung 59: Kennlinien Q(U) mit Arbeitspunkten

Berechnungsergebnis: Die Q(U)-Regelung in den dezentralen Erzeugungsanlagen ist kaum wirksam. Dies ist auch aus dem realen Netzbetrieb bekannt. Bei minimalem Betrieb der Erzeugungsanlagen ist eine zuverlässige Blindleistungslieferung technisch nicht immer möglich.

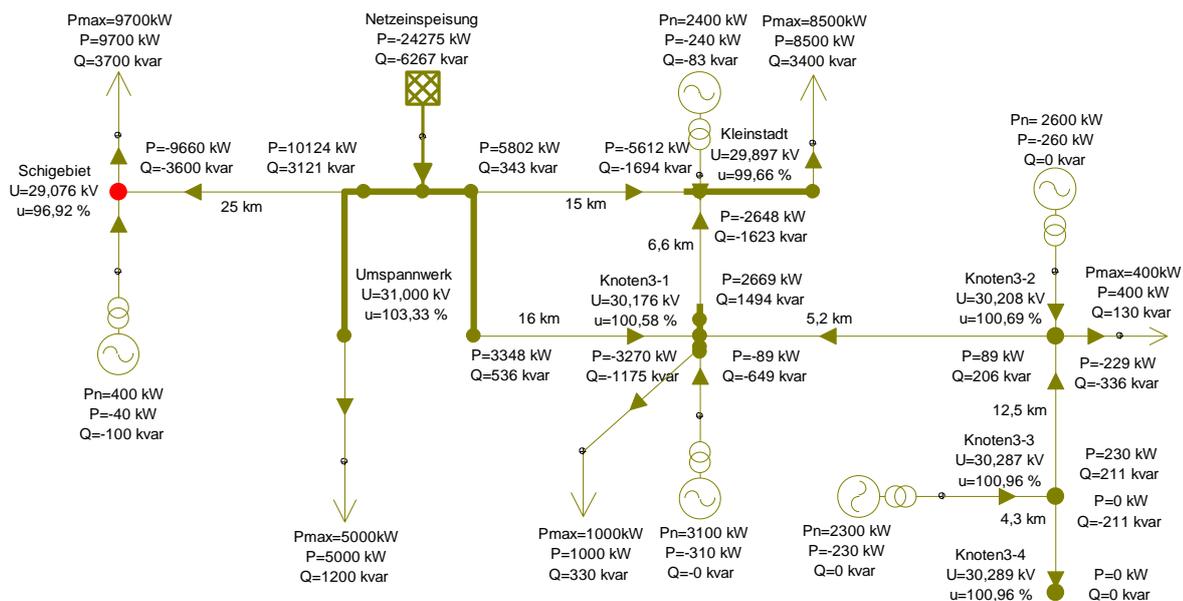


Abbildung 60: max. Verbraucherlastfluss mit  $U_{soll} = U(lw)$  und Q(U)

Die hohe Ausgangsspannung der U(Iw)-Regelung bewirkt, dass nur wenige dezentrale Erzeugungsanlagen im Mittelspannungsnetz eine Betriebsspannung unterhalb von 100 %  $U_N$  aufweisen. Damit ist die Q(U)-Regelung weitgehend unwirksam.

**5.3.4.2 Lastfluss bei unterschiedlicher Netzlast mit Q(U) und U(Iw)**

Die Verbraucherlastspitze tritt zu einem anderen Zeitpunkt auf als die Lastspitze im Schiegebiet. Im nachfolgenden Lastfluss wurde mit 100% Verbraucherlast im Netzring Kleinstadt und mit 25% Verbraucherlast im Schiegebiet bei maximaler Ausgangsspannung im Umspannwerk (zuzüglich 1% Reglerabweichung) gerechnet:

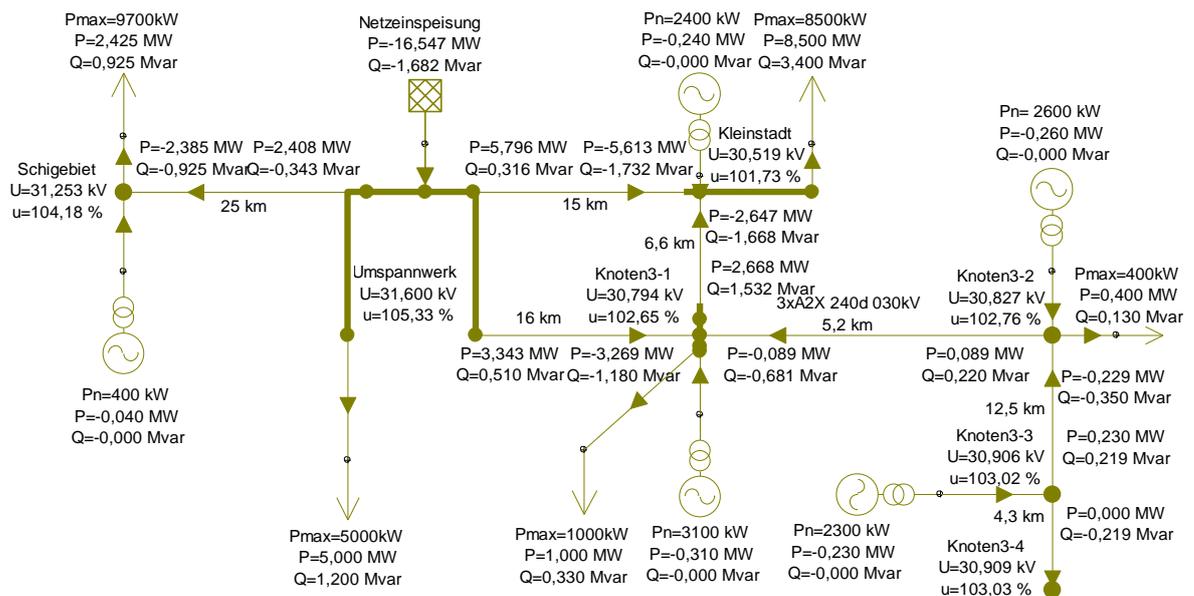


Abbildung 61: 100% Verbraucherlastfluss (ausgenommen Schiegebiet 25%)  $U_{soll} = U(Iw)$  und  $Q(U)$

**5.3.4.3 Lastfluss Einspeisemaximum mit Q(U) bei variablem  $U_{soll} = U(Iw)$**

Der Sollwert der Ausgangsspannung beträgt wie gehabt 101,33%.

Der Blindstrombezug in den dezentralen Erzeugungsanlagen erfolgt gemäß der Kennlinie für Mittelspannung (blaue Pfeile). Bei  $U = 104\%$ :  $Q/S_n = 0$ ; bei  $U = 106\%$   $Q/S_n = 31,2\%$ .

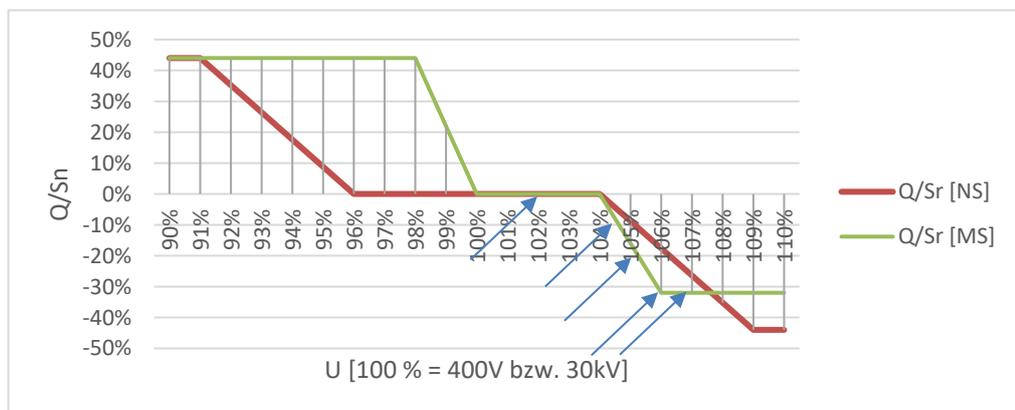


Abbildung 62: Kennlinien  $Q(U)$  mit Arbeitspunkten



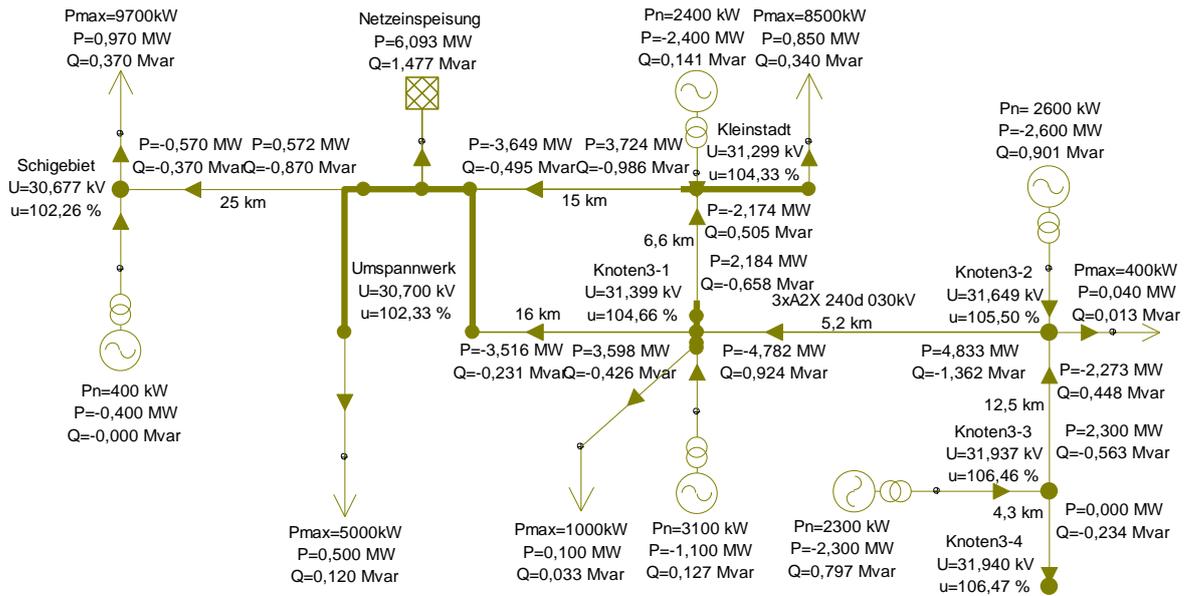


Abbildung 64: Reales Netz max. Einspeiselastfluss mit U(lw) und Q(U) 2018

### 5.3.4.5 Lastfluss Einspeisemaximum mit Q(U) und U(lw) neu

Mit der neuen Kennlinie U(lw) gemäß 5.3.3 und dem neuen Kleinwasserkraftwerk in Knoten 3-1 mit 2,0 MW Leistung ergibt sich folgender maximaler Einspeiselastfluss:

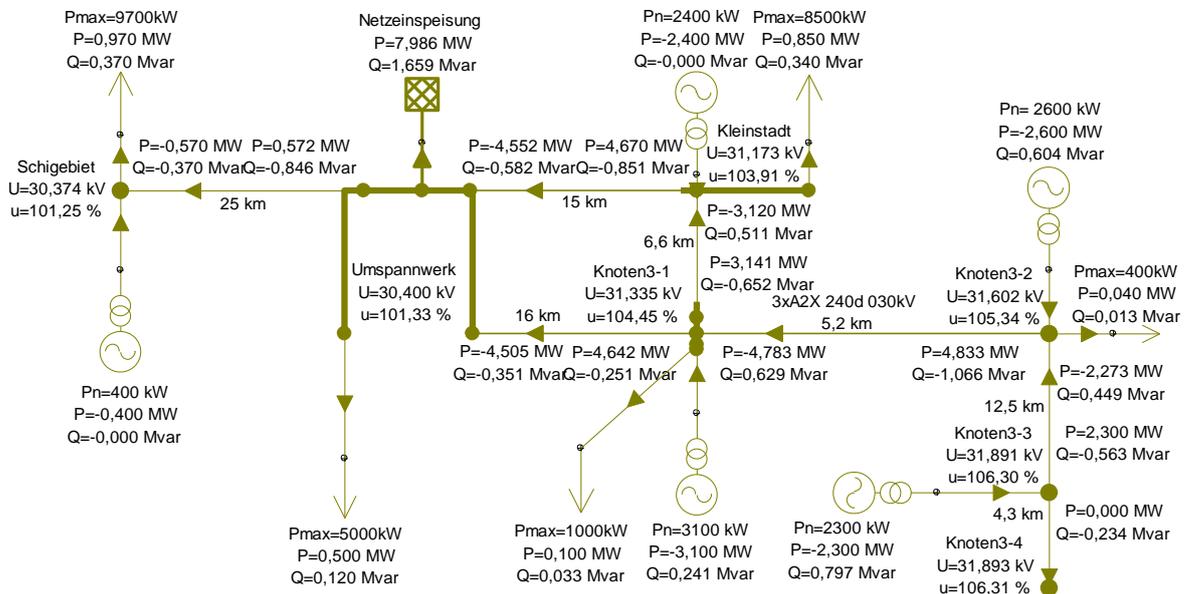


Abbildung 65: Reales Netz max. Einspeiselastfluss aktuell mit U(lw) neu und Q(U)

Die maximal zulässige Betriebsspannung im Mittelspannungsnetz von 107% kann eingehalten werden.

Aus den Berechnungsergebnissen ist ersichtlich, dass die Q(U)-Regelung in den Erzeugungsanlagen im Mittelspannungsnetz in Kombination mit der geringen Ausgangsspannung im Umspannwerk gemäß der U(I<sub>w</sub>)-Kennlinie im Knoten 3-1 einen geringen Blindleistungsbezug verursacht. Auch im Knoten 3-2 wird nicht das volle Ausmaß an verfügbarem Blindleistungsbezug abgerufen.

Damit das volle Ausmaß an Blindleistung abgerufen wird ist es erforderlich, die Q(U)-Kennlinie im Mittelspannungsnetz anzupassen. Dabei ergibt sich eine Konfliktsituation mit der U(I<sub>w</sub>)-Regelung im Umspannwerk. Der Sollwert der Ausgangsspannung beträgt bei hoher Netzlast bis zu 104,33%. Oberhalb des Spannungswertes von 104% beginnt die dezentrale Q(U)-Regelung, in den Erzeugungsanlagen einen Blindleistungsbezug abzurufen. Ein früher einsetzender Blindleistungsbezug (z.B. bei 103%) würde die Spannungshaltung bei maximaler Netzlast beeinträchtigen.

Eine Erhöhung der Steilheit der Flanken in der Q(U)-Kennlinie kann wiederum zum Pendeln der Regler in den dezentralen Erzeugungsanlagen führen. Alternativ zur Q(U)-Kennlinie kann auch eine  $\cos\varphi(U)$ -Kennlinie vorgegeben werden.

Als individuelle Lösung wird für die Kraftwerke im Knoten 3-1 eine Q(U)-Regelung umgesetzt, die bereits bei 103%  $U_{NMS}$  mit dem Blindleistungsbezug startet, mit dem Wissen, dass hiermit beinahe dauerhaft Blindleistung aus dem Netz bezogen wird.

## 5.4 Validierung des realen Netzes mit Messwerten

In den Knoten des reduzierten Netzes wurden, ausgenommen Knoten 3-1 und 3-3, Spannungsmessungen an der Mittelspannungssammelschiene installiert, um die tatsächlich auftretenden Betriebsspannungen als ¼-h-Momentanwerte zu erfassen. Die Spannungsverläufe wurden nachstehend ausgewertet.

In den Kurven sind der Tagesmittelwert, das Tagesmaximum und das Tagesminimum aus den ¼-h-Werten dargestellt. Der Bereich dazwischen wurde zur Darstellung des genutzten Betriebsspannungsbandes grau hinterlegt.

### 5.4.1 Betriebsspannungsverlauf im Umspannwerk:

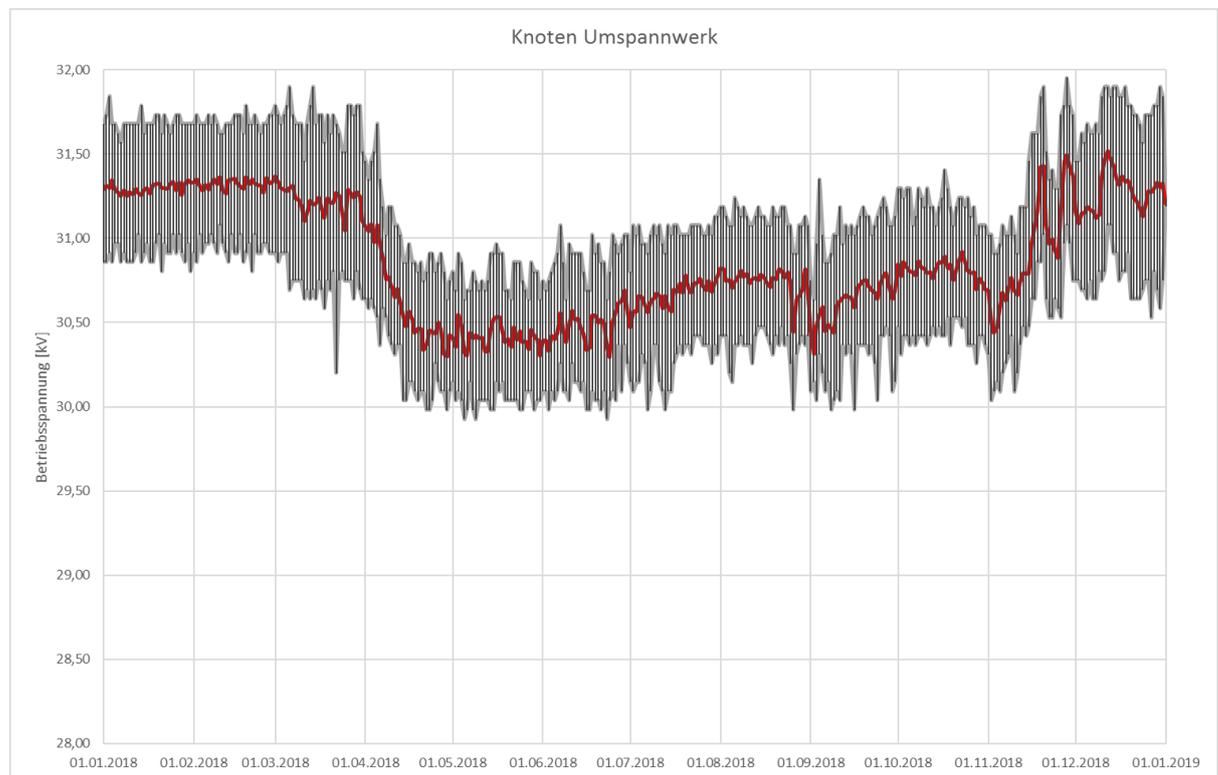


Abbildung 66: 30-kV-Spannungsverlauf im Umspannwerk mit U(Iw) im Jahr 2018

Der Spannungssollwert bei 0 (Null) A Wirkstrombezug über den Umspanner beträgt 30,4 kV (101,33%), dies stellt den minimalen Wert des Tagesmittelwertes dar. Die bisherige U(Iw)-Regelung hat den Spannungssollwert bei einem Wirkleistungsfluss von der Mittelspannung Richtung Hochspannung bisher nicht reduziert.

Der obere Spannungssollwert beträgt gemäß der wirkstromabhängigen Spannungsregelung U(Iw) 31,2 kV (104,33%). Hierbei sind vereinzelt geringfügig höhere Tagesmittelwerte von bis zu 31,5 kV aufgetreten.

Die Reglerabweichung von  $\pm 1\%$  ist aus dieser Darstellung nicht ablesbar, da sich über den Verlauf eines Tages der Sollwert zumindest geringfügig ändert. Die geringsten Abweichungen vom Spannungsmittelwert sind im Zeitraum um den 10.04.2018 ersichtlich.

Aus dem Spannungsverlauf können folgende charakteristische Merkmale abgelesen werden:

- Von Jänner bis Anfang April herrscht Winterbetrieb mit hohen Lasten und konstant hohem Spannungssollwert.
- Anfang April hat die Schneeschmelze eingesetzt, der Übergang zum Sommerbetrieb hat im Jahr 2018 etwa von 01.04. bis 20.04. gedauert.
- Ab 01.07. geht das Wasserdargebot zurück

- Ende August, Anfang September und Anfang November treten Tage mit hohen Niederschlagsmengen auf.
- Ende November bis Mitte Dezember treten drei Spannungsspitzen auf, die durch die Beschneigungsanlagen im Schigebiet getriggert wurden.

### 5.4.2 Betriebsspannungsverlauf im Schigebiet:

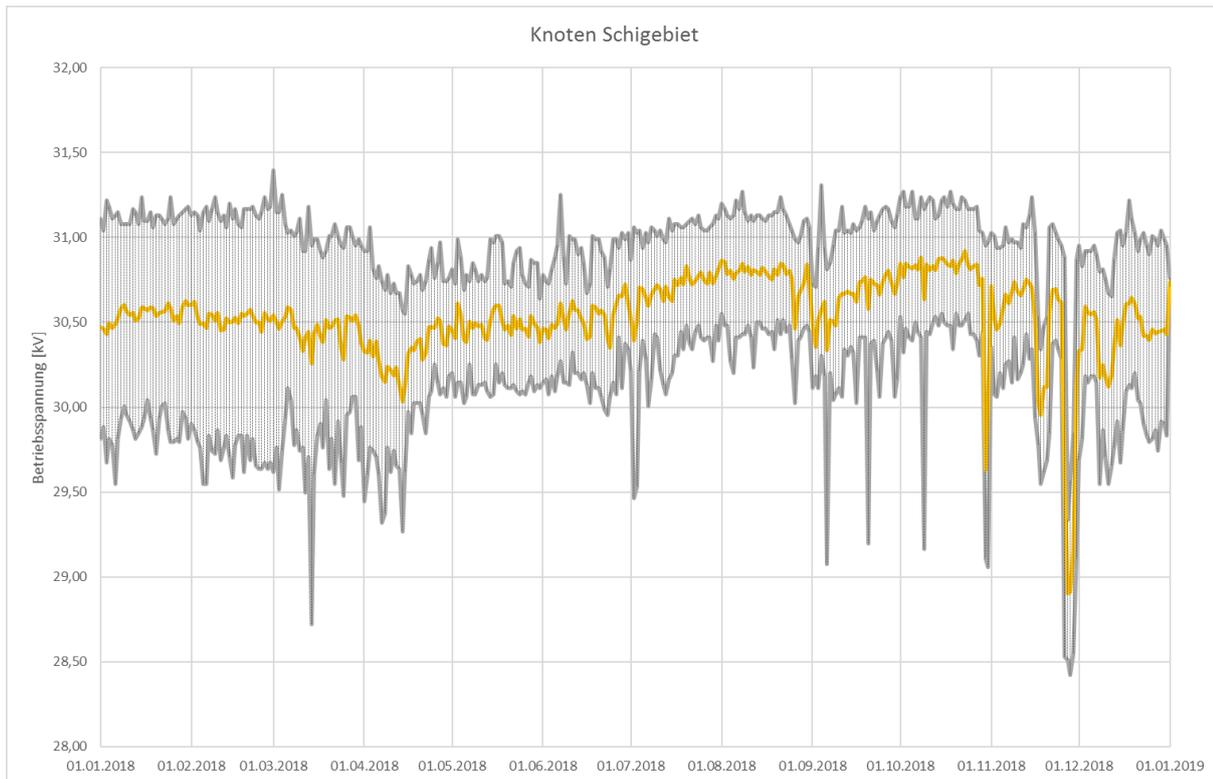


Abbildung 67: 30-kV-Spannungsverlauf im Schigebiet im Jahr 2018

Der Tages-Mittelwert der Betriebsspannung pendelt die meiste Zeit im Jahr um den Wert von 30,5 kV (101,66%) und ist damit konstanter als im Umspannwerk.

Im Zeitraum von Anfang bis Mitte April nehmen die Kleinwasserkraftwerke durch die Schneeschmelze in den Tälern des galvanisch verbundenen Teilnetzes den Vollbetrieb auf. Dadurch sinkt der Laststrom über den Umspanner und die Ausgangsspannung wird reduziert. Im betrachteten höher gelegenen Schigebiet herrscht noch Winterbetrieb. Durch den Laststrom des Schigebietes und der geringen Ausgangsspannung im Umspannwerk sinkt die mittlere Spannung im Schigebiet in diesem Zeitraum um bis zu 0,5 kV ab.

Im Hochsommer treten die geringsten Verbraucherlasten auf. Es treten die höchsten Betriebsspannungen aufgrund der Kapazitäten in den leerlaufenden Kabelnetzen auf.

Der erste Einsatz der Beschneigungsanlagen hat Anfang November stattgefunden und ist mit Niederschlägen in den Tälern einhergegangen, wodurch nur im Schigebiet eine Span-

nungseinsenkung ersichtlich ist. Ende November tritt die geringste Betriebsspannung aufgrund des Vollbetriebes der Beschneigungsanlagen auf. Dabei wirkt der Blindstrombezug während der Beschneigung zusätzlich spannungssenkend.

Einzelne Dips nach unten wurden durch geplante oder ungeplante Versorgungsunterbrechungen verursacht.

### 5.4.3 Betriebsspannungsverlauf in der regionalen Kleinstadt:

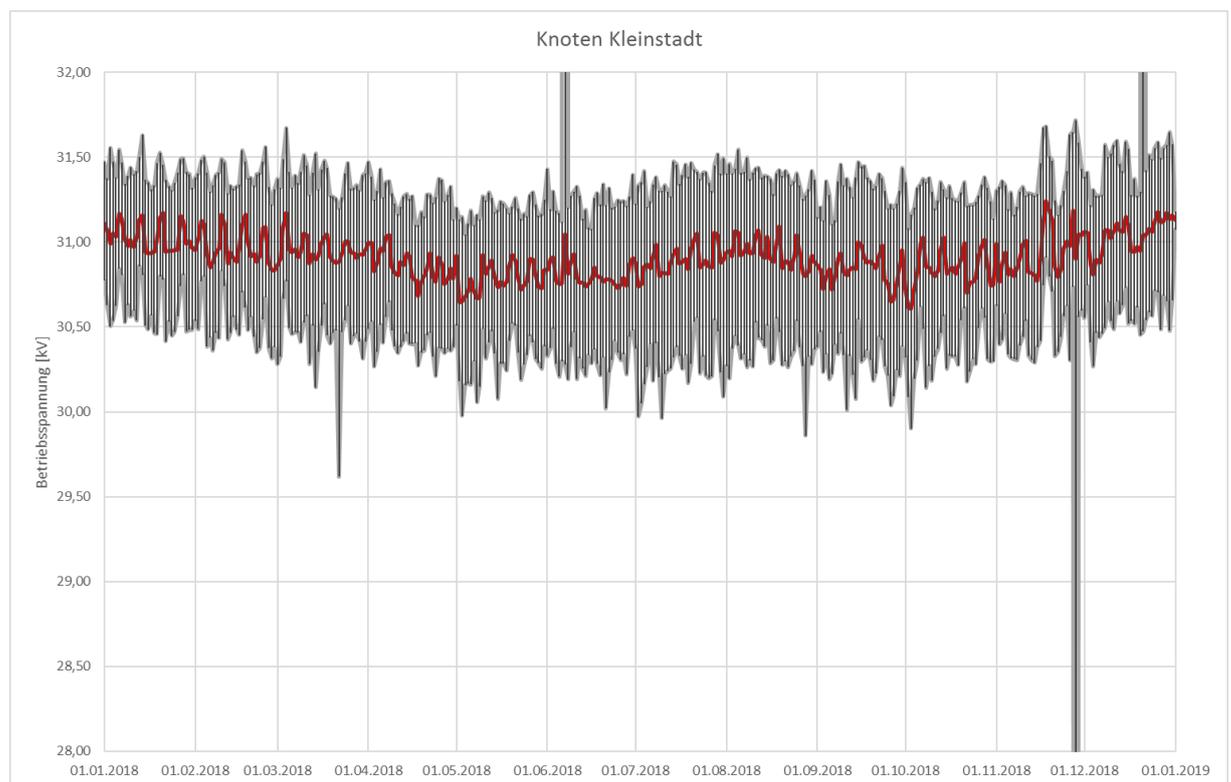


Abbildung 68: 30-kV-Spannungsverlauf im Schigebiet im Jahr 2018

In der Kleinstadt ist ganzjährig ein Leistungsbedarf durch die angeschlossenen Verbraucher gegeben. Durch den Netzingbetrieb mit dem Strang 3 (Erzeugungsstrang) treten keine gravierenden Schwankungen während des Jahres auf. Die sich stark ändernde Ausgangsspannung im Umspannwerk ist im Betriebsspannungsverlauf der Kleinstadt nicht mehr erkennbar.

Die Betriebsspannung ist im Winter geringfügig höher als im Sommer. Die Wochenzyklen sind im Spannungsverlauf zwischen Jänner und April eindeutig sichtbar.

Die Einsenkung Ende November wurde durch eine geplante oder ungeplante Unterbrechung verursacht.

#### 5.4.4 Betriebsspannungsverlauf im Knoten 3-2 Erzeugungsanlagen:

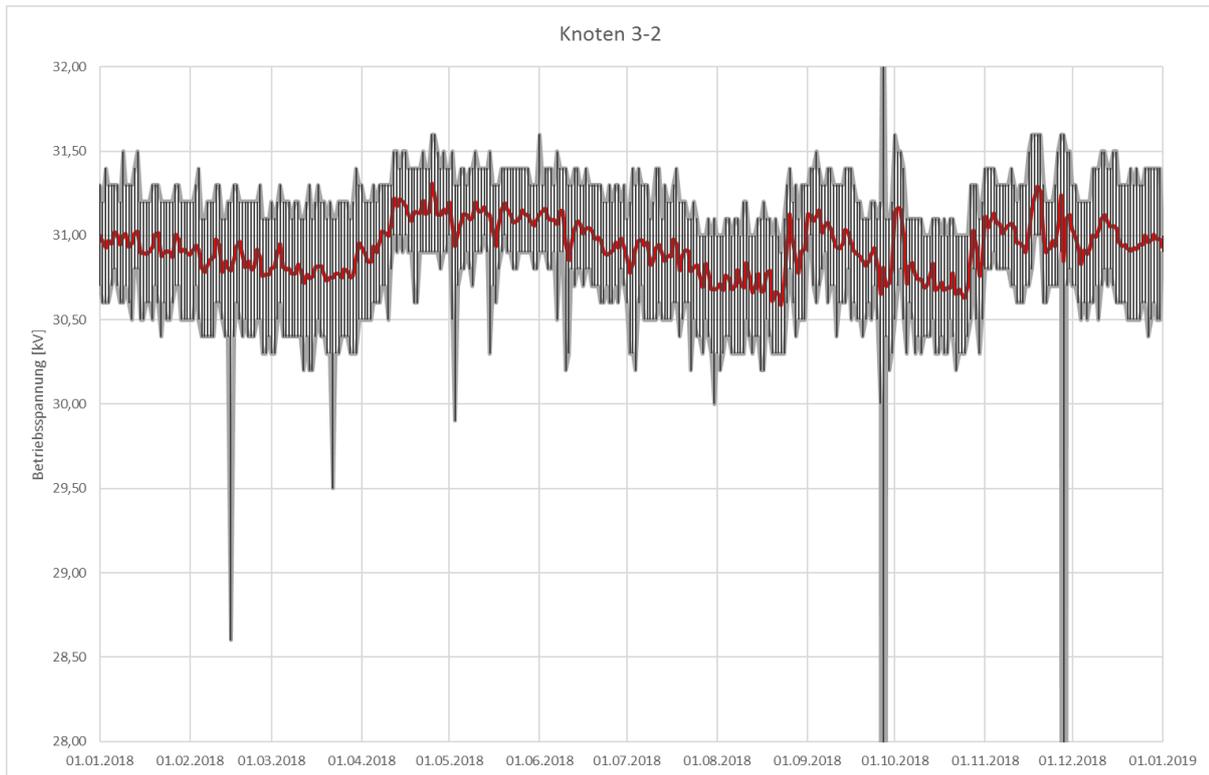


Abbildung 69: 30-kV-Spannungsverlauf Knoten 3-2 dezentrale Erzeugung im Jahr 2018

In den dezentralen Erzeugungsanlagen treten hohe Betriebsspannungen bei der Schneeschmelze (Ende April), bei starken Niederschlägen (Anfang Oktober) und bei hohen Netzlasten in anderen Netzbereichen (Anfang Dezember) auf. Gemäß der Berechnungsergebnisse (siehe 5.3.4.4) treten maximale Spannungen bis 31,65 kV auf. In der Realität wurden am 25. und 26.04.2018 31,6 kV gemessen.

Die niedrigen Spannungswerte Ende März sind durch die Trockenheit mit wenig Wasserkrafterzeugung und durch den Winterbetrieb in der Kleinstadt (Netzring) verursacht. Niedrige Betriebsspannungen Mitte August treten bei geringen Netzlasten und geringer Einspeisung auf, wobei im Umspannwerk bei geringem Wirkstrom über den Umspanner der Spannungswert niedrig gehalten wird. Bei maximaler Verbraucherlast treten rechnerisch Spannungen mit minimal 30,2 kV auf (siehe 5.3.4.1). Ende Dezember wurden 30,4 kV Minimum gemessen. Das Spannungsminimum beträgt Mitte März und gegen Ende Oktober etwa 30,2 kV.

Einsenkungen wurden durch geplante oder ungeplante Unterbrechungen verursacht.

### 5.4.5 Wirkstromverlauf I<sub>w</sub> über den Umspanner 110/30 kV

Der Wirkstrom I<sub>w</sub> über den Umspanner wird in Abhängigkeit der Wirkleistungsrichtung dargestellt. Bei negativer Wirkleistung, d.h. Wirkleistungsfluss von der Mittelspannungsseite auf die Hochspannungsseite, erhält der Wirkstrom für die einfachere Darstellbarkeit ein negatives Vorzeichen. Das Vorzeichen bezieht sich dabei auf die Wirkleistungsrichtung.

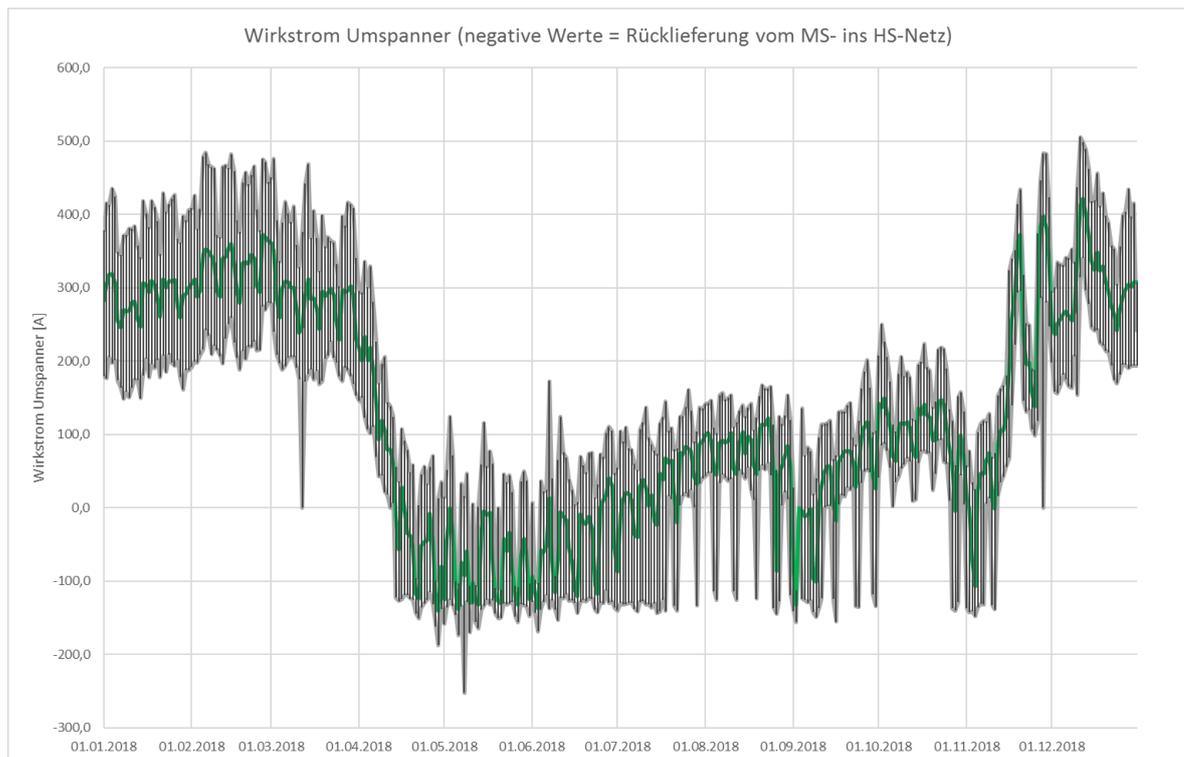


Abbildung 70: Verlauf Wirkstrom des Umspanners mit Vorzeichen der Wirkleistung im Jahr 2018

### 5.4.6 Scheinstromverlauf I<sub>s</sub> über den Umspanner 110/30 kV

Nachfolgend wird der Scheinstrom I<sub>s</sub> über den Umspanner in Abhängigkeit der Wirkleistungsrichtung dargestellt. Es ist ersichtlich, dass der Scheinstrom keinen Nullpunkt erreicht. Dies ist dadurch begründet, dass die Kabel im Mittelspannungsnetz bei null Wirkleistungsbezug über den Umspanner einen Blindstrom von etwa 90 A liefern.

Wenn die Scheinleistung und die Richtung der Wirkleistung als Basis für eine stromabhängige Spannungsregelung herangezogen werden, so kann die Betriebsspannung nie Ihren Ausgangswert (Spannungssollwert bei 0 A) erreichen. Bei null Wirkleistung ( $P=0$ ) beträgt der Scheinstrom 90 A. Beim Nulldurchgang der Wirkleistung würde sich die Regelgröße für den Scheinstrom sprunghaft von +90 A auf -90 A ändern. Auf Basis der U(I)-Kennlinie gemäß 5.3.3 würde der Spannungssollwert im Bereich des Nullpunktes der Wirkleistung zwischen 100,43% und 102,23 % springen.

Bei negativer Wirkleistung, d.h. Wirkleistungsfluss von der Mittelspannungsseite auf die Hochspannungsseite erhält der Scheinstrom für die einfachere Darstellbarkeit ein negatives Vorzeichen. Das Vorzeichen bezieht sich dabei auf die Wirkleistungsrichtung.

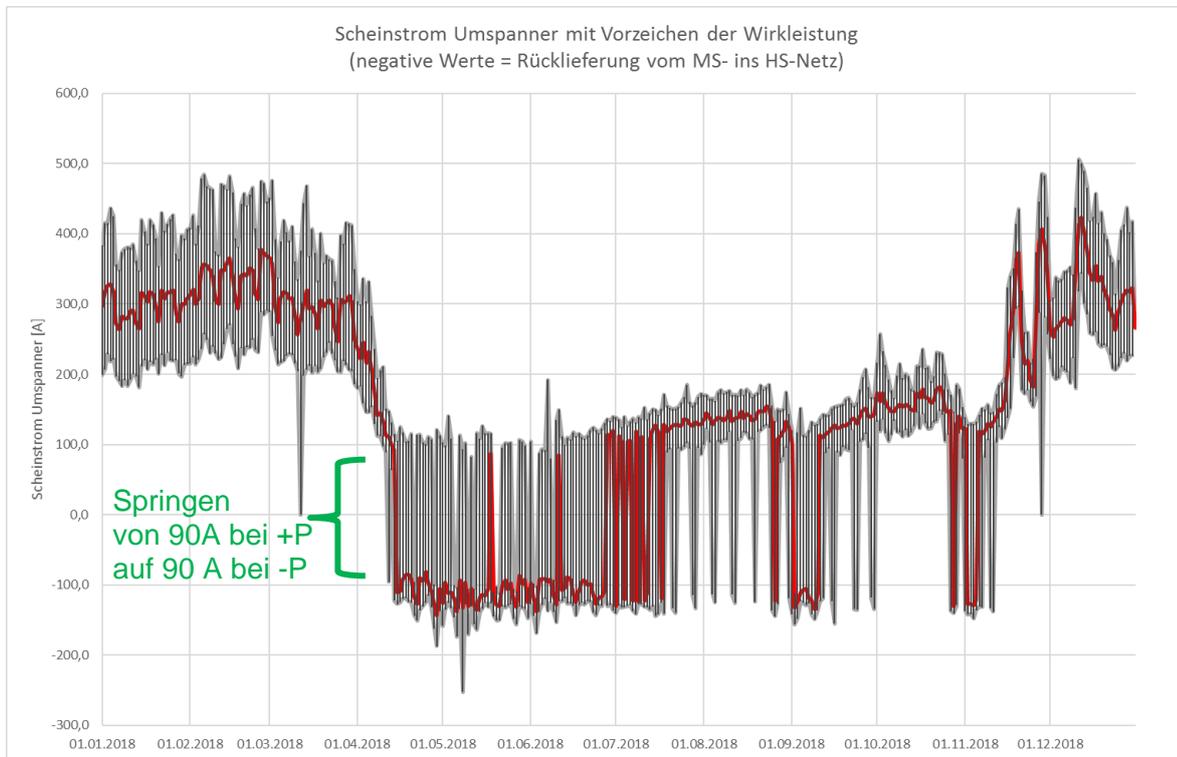


Abbildung 71: Verlauf Scheinstrom des Umspanners mit Vorzeichen der Wirkleistung im Jahr 2018

In Verteilnetzen bei denen sich die Wirkleistungsrichtung über den Umspanner HS/MS durch die dezentrale Erzeugung umkehren kann ist der Scheinstrom  $I_s$  als Basis für eine stromabhängige Spannungsregelung  $U(I)$  nicht geeignet.

#### 5.4.7 P-Q-Verlauf in einem dezentralen Wasserkraftwerk mit Q(U):

Aus dem Lastprofil eines der dezentralen Kleinwasserkraftwerke wurden die ¼-Stunden-Arbeitswerte in einem Jahresdiagramm mit Tages-Maxima der Wirkleistung P (Einspeisung) und Tages-Minima der Blindleistung Q (Bezug) ausgewertet.

Daraus kann abgeleitet werden, dass von der Q(U)-Regelung bei maximaler Wirkleistungserzeugung nur dann Blindleistung in vollem Umfang abgerufen wird, wenn dies durch die Betriebsspannungshöhe erforderlich ist. In den Monaten April bis Juni tritt trotz dauerhafter maximaler Wirkleistungseinspeisung kein dauerhafter maximaler Blindleistungsbezug auf.

Gemäß TOR D4 (siehe 3.1.3) kann für Einspeiseanlagen am Mittelspannungsnetz ein Ausmaß von 31,2% ( $\cos \varphi = 0,95$ ) der Generatorscheinleistung an Blindleistung gefordert wer-

den. Die Scheinleistung des Generators beträgt 1760 kVA. Die maximal bezogene Blindleistung beträgt derzeit 309 kVar, gemäß TOR D4 können  $Q = 1760 \text{ kVA} \cdot 0,312 = 549,8 \text{ kVar}$  gefordert werden.

Eine Anpassung der Q(U)-Regelung ist in diesem Fall zweckmäßig.

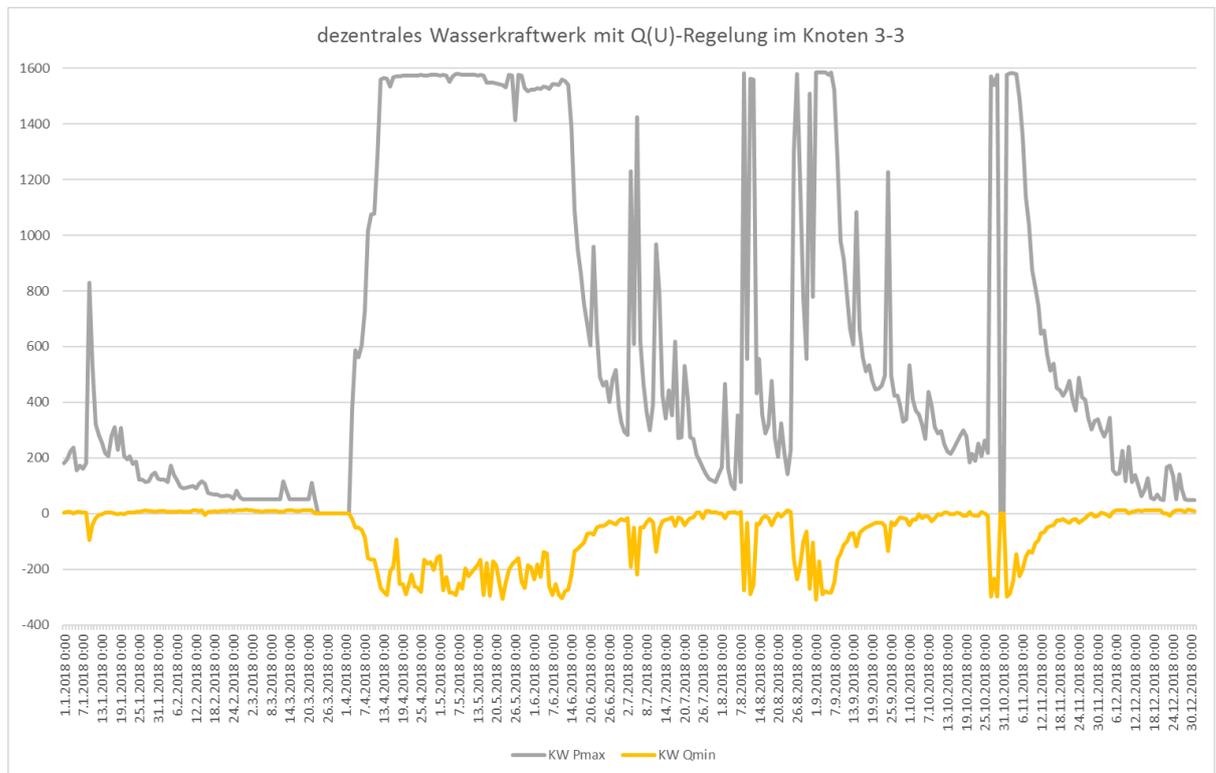


Abbildung 72: Verlauf von Pmax und Qmin je Tag eines dezentralen Kleinwasserkraftwerks 2018

Es ist ersichtlich dass das Kraftwerk Ende März und Ende Oktober 2018 nicht in Betrieb war.

#### 5.4.8 P-Q-U-Verlauf im Schigebiet durch Beschneiungsanlagen:

Der Einsatz der Beschneiungsanlagen in den Schigebieten ist vor dem Start der Wintersaison besonders intensiv. Die ersten kalten Tage im November werden genutzt, um auf den Pisten eine Grundschneelage herstellen zu können. Dabei können nur durch die Beschneiungsanlagen ohne Betrieb der Seilbahnanlagen sehr hohe Leistungsbezüge aus dem Stromnetz auftreten.

Nachstehend wird die Auswirkung der Beschneiungsanlagen auf die Wirk- und Blindleistung (P, Q) am abgehenden Mittelspannungsstrang im Umspannwerk und auf die Betriebsspannung im Umspannwerk (U<sub>UW</sub>) und im Schigebiet (U<sub>Schi</sub>) aus aufgezeichneten ¼-h-Momentan Werten dargestellt.

Die Funktion der wirkstromabhängigen Spannungsregelung  $U(I_w)$  (Kompoundierung) ist eindrucksvoll ersichtlich.

Mit dem Anstieg der Wirkleistung sinkt die Betriebsspannung im Schigebiet trotz höherer Ausgangsspannung im Umspannwerk ab. Der Spannungsabfall beträgt bis zu 1,95 kV (6,2%). Die minimale Betriebsspannung liegt bei 29,4 kV (98%). Ohne Erhöhung der Ausgangsspannung durch die Kompoundierung im Umspannwerk wäre der Spannungsabfall zwischen Umspannwerk und Schigebiet aufgrund des höheren Stromes bei gleichem Leistungsbedarf noch geringfügig höher. Es würde sich eine rechnerisch ermittelte minimale Spannung von etwa 28,4 kV (94,7%) ergeben.

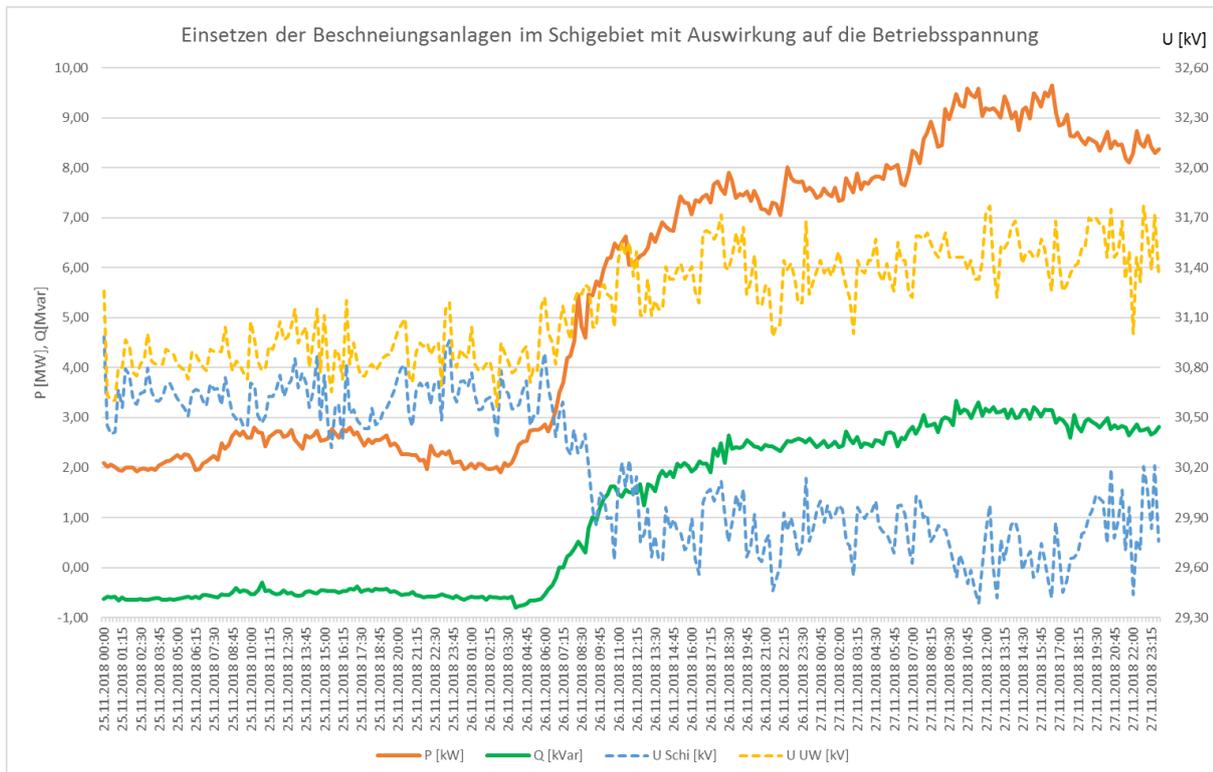


Abbildung 73: P, Q und U (1/4-h-Werte) beim Start der Beschneigungsanlagen im Schigebiet

## 6 Ergebnisse

Die Berechnungsergebnisse aus dem Musternetz, die Berechnungsergebnisse aus dem realen Netz und die Ergebnisse der Messwertaufzeichnungen aus dem realen Netz werden nachstehend dargestellt und verglichen.

### 6.1 Ergebnisse aus der Musternetzbetrachtung

Für die Betrachtungen wurde ein charakteristisches ländliches Musternetz entwickelt, das aus einem 30-kV-Mittelspannungsnetz und einem 400-V-Niederspannungsstrang besteht. An das Musternetz wurden Lasten und dezentrale Erzeugungsanlagen in Form von Kleinwasserkraftwerken und PV-Anlagen angeschlossen, sodass die zulässigen Spannungsgrenzen von  $U_N \pm 10\%$  im Niederspannungsnetz zur Gänze ausgenutzt wurden.

Zu Beginn wurden Lastflussberechnungen mit typischer starrer Ausgangsspannung im Umspannwerk von  $103\% U_{NMS}$  durchgeführt. Als Ergebnis daraus wurden Basislastflüsse für die maximale Verbraucherlast (max. Winterlast) und für die maximale dezentrale Einspeisung (Sommerbetrieb) als Referenzen erstellt. Aufbauend darauf wurde eine wirkstromabhängige Spannungsregelung  $U(I_w)$  im Umspannwerk konzipiert und eine spannungsabhängige Blindleistungsregelung  $Q(U)$  in den dezentralen Erzeugungsanlagen festgelegt.

Mit den Maßnahme  $U(I_w)$ ,  $Q(U)$  und deren Kombination kann die Übertragungsfähigkeit des bestehenden Musternetzes, unter Einhaltung der Spannungsgrenzen, wie folgt erhöht werden:

- **Maximale Verbraucherlast:**

○ Basislastfluss	100% P
○ wirkstromabhängige Spannungsregelung $U(I_w)$	127% P
○ spannungsabhängige Blindleistungsregelung $Q(U)$	118% P
○ Kombination $U(I_w)$ und $Q(U)$	139% P
○ Kombination $U(I_w)$ und $Q(\text{optimiert})$	162% P

Die Blindleistung wird dabei im gleichen Ausmaß erhöht ( $\cos\varphi$  konstant)

- **Einspeisemaximum:**

○ Basislastfluss	100% P
○ wirkstromabhängige Spannungsregelung $U(I_w)$	130% P
○ spannungsabhängige Blindleistungsregelung $Q(U)$	139% P
○ Kombination $U(I_w)$ und $Q(U)$	170% P
○ Kombination $U(I_w)$ und $Q(\text{optimiert})$	133% P

### 6.1.1 Ergebnisvergleich U fix zu U(lw) (Kompoundierung)

Im Basislastfluss können 100% der Leistung (Wirk- und Blindleistung) sowohl für den maximalen Verbraucherlastfluss im Winter als auch für die maximale Einspeisung im Sommer bei konstantem Spannungswert im Umspannwerk übertragen werden. Im Sommerlastfluss wurden die Verbraucher vernachlässigt, im Winterlastfluss wurden die Erzeuger auf null gesetzt.

Durch die wirkstromabhängige Spannungsregelung im Umspannwerk steht für die Winter- Maximallast um 3% mehr Spannungsabfall zur Verfügung (15% statt 12%), für die maximale dezentrale Energieerzeugung im Sommer darf die Spannungsanhebung um 2% höher sein (8% statt 6%).

Durch U(lw) kann bei maximaler Verbraucherlast um **27%** mehr Scheinleistung übertragen werden, bei maximaler dezentraler Erzeugung kann um **30 %** mehr Wirkleistung übertragen werden. Die Blindleistung wurde im Verbraucherlastfall ebenfalls um 27% erhöht, im Erzeugerlastfluss wurde die Blindleistung in den dezentralen Erzeugungsanlagen in beiden Lastflussberechnungen auf null gesetzt.

In der nachstehenden Grafik ist der Bereich der Mittelspannung gelb, der Ortsnetztransformator grün und die Niederspannung blau hinterlegt. Damit ist erkennbar, welche Spannungsänderungen in welchem Bereich des Netzstranges entstehen.

Oberhalb des Diagrammes ist der Netzstrang grafisch abgebildet, wobei die Bereiche des Diagrammes (Mittelspannung, Ortsnetztrafo und Niederspannung) zueinander passend angeordnet sind. Die angegebenen Leistungen in der Netzstranggrafik beziehen sich auf den Basislastfluss, bei wirkstromabhängiger Spannungsregelung U(lw) werden die angegebenen 127% der Lasten bzw. 130% der Einspeiser übertragen.

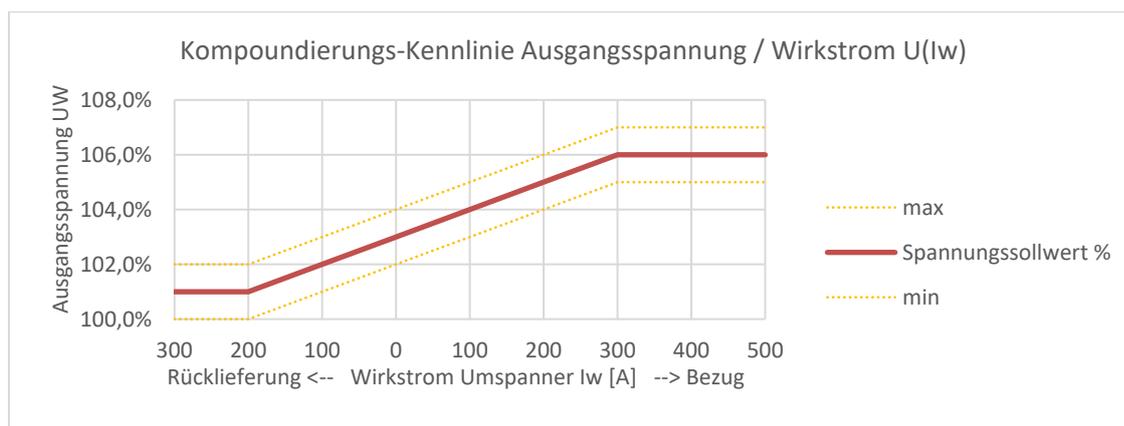


Abbildung 74: Kennlinie der U(lw) (Kompoundierung) im Musternetz

Grafische Darstellung der Wirksamkeit der wirkstromabhängigen Spannungsregelung  $U(l_w)$  als Spannungsverlauf  $U/U_N$  [%], auch als Compoundierung bezeichnet:

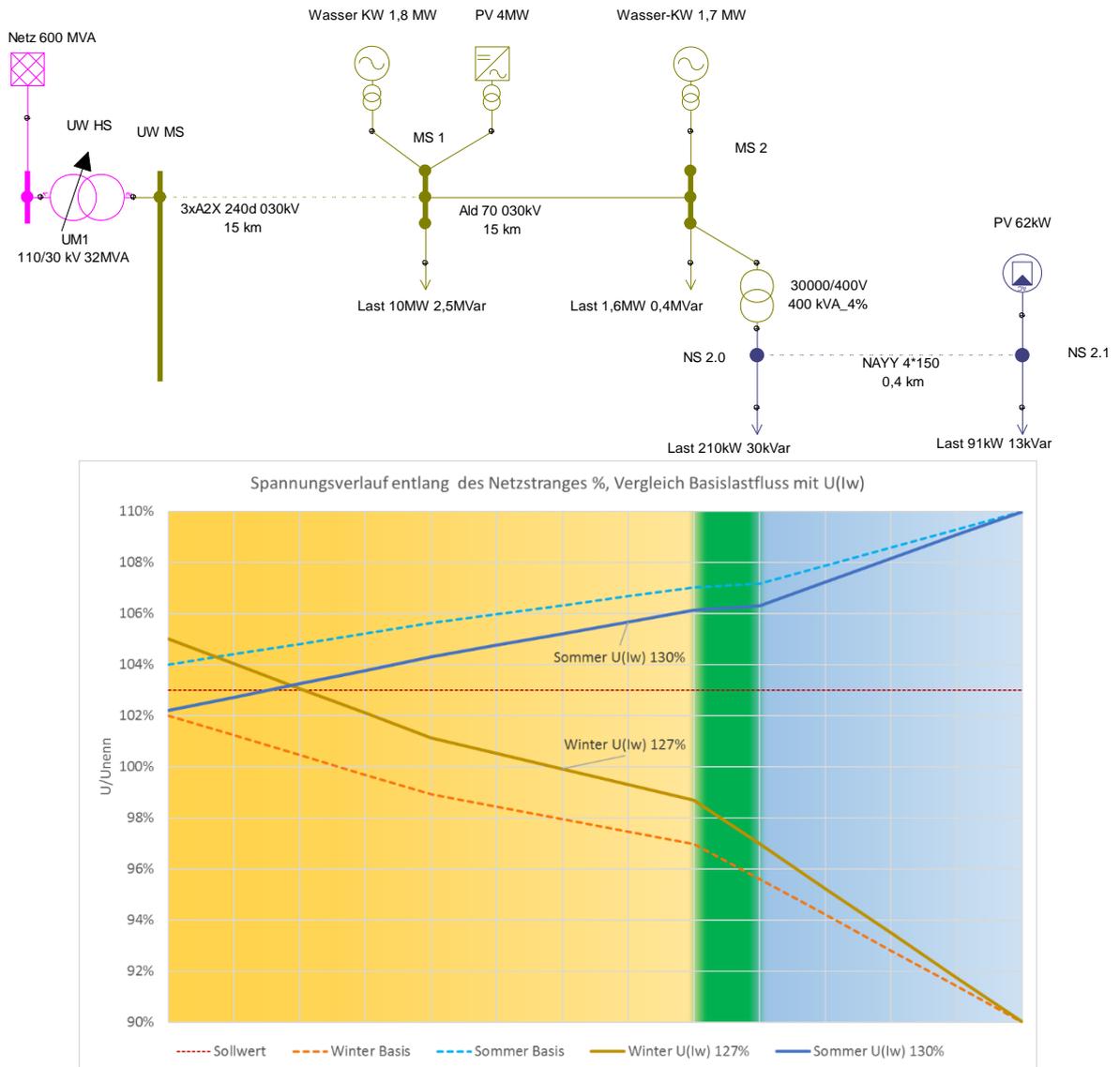


Abbildung 75: Netzstrang und zugehöriger Spannungsverlauf Vergleich von U fix (Basis) und U(lw)

### 6.1.2 Ergebnisvergleich U fix zu Q(U) dezentral

Im Basislastfluss können 100% der Leistung (Wirk- und Blindleistung) sowohl für den maximalen Verbraucherlastfluss im Winter als auch für die maximale Einspeisung im Sommer bei konstantem Spannungssollwert im Umspannwerk übertragen werden. Im Sommerlastfluss wurden die Verbraucher vernachlässigt, im Winterlastfluss wurden die Erzeuger auf null gesetzt.

Durch die spannungsabhängige Blindleistungsregelung  $Q(U)$  in den dezentralen Erzeugungsanlagen steht in der Praxis zu Zeiten der Winter-Maximallast ein sehr geringes Ausmaß an Blindleistungseinspeisung durch dezentrale Erzeugungsanlagen zur Verfügung. Dies ist dadurch begründet, dass die betrachteten Erzeugungsanlagen (Kleinwasserkraftwerke und PV-Anlagen) oftmals weniger als 20% ihres Leistungsvermögens einspeisen und in diesem Bereich die Blindleistungseinspeisung in den Technischen Regeln (siehe 3.1.3) nicht genau definiert ist. Für diese Betrachtungen im Musternetz wurde trotzdem das volle Vermögen an Blindleistungseinspeisung herangezogen. Um die Auswirkung der Blindleistung mit den anderen Maßnahmen vergleichen zu können, wurde bewusst auf die Wirkleistungseinspeisung verzichtet. D.h. in den dezentralen Erzeugungsanlagen wurde für den Winterlastfluss mit voller Blindleistungseinspeisung und ohne Wirkleistungseinspeisung gerechnet.

Für die Betrachtung des Sommerlastflusses mit maximaler Rückspeisung aus dezentralen Erzeugungsanlagen wurde das volle Blindleistungsvermögen gemäß der Technischen Regeln angesetzt.

Die  $Q(U)$ -Kennlinien sind für Mittelspannung und Niederspannung unterschiedlich. Bei der Festlegung der Kennlinie für die Mittelspannung ist zu berücksichtigen, dass die Betriebsspannung im Mittelspannungsnetz einen eingeschränkten Bereich einnehmen darf. Für diese Arbeit wurden 97% - 107%  $U_{NMS}(U_N \cdot \text{Ortsnetztrafo-Übersetzung})$  als maximaler Bereich angesetzt. Eine individuelle Anpassung der Knickpunkte der  $Q(U)$ -Kennlinie wird als Erkenntnis dieser Arbeit besonders für Erzeugungsanlagen im Mittelspannungsnetz empfohlen.

Gemäß TOR D4 entspricht 43,8%  $Q/S_r$  einem  $\cos \varphi = 0,9$ .  $S_r$  kann vereinfacht aus der Engpassleistung  $P$  der Erzeugungsanlage und einem angenommenen Nenn- $\cos \varphi = 0,9$  des Generators ermittelt werden.

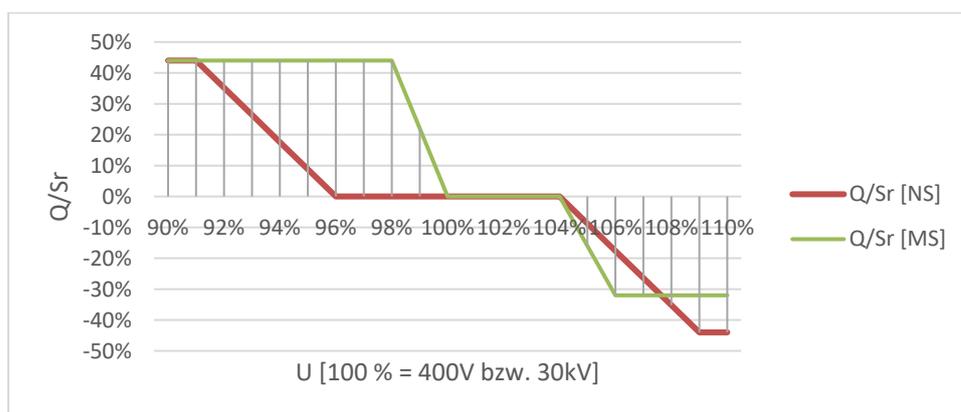


Abbildung 76: Kennlinie  $Q/S_r$  in Abhängigkeit von  $U$

Die  $Q(U)$ -Regelung ist vor allem im Grenzbereich der Betriebsspannung wirksam und leistet dabei für die Spannungshaltung sehr wertvolle Dienste. Eine gleichmäßige Verteilung des Blindleistungsbezuges im Netz ist dabei nicht gegeben.

Grafische Darstellung der Wirksamkeit der spannungsabhängigen Blindleistungsregelung  $Q(U)$  als Prozentwert von  $Q/P$ :

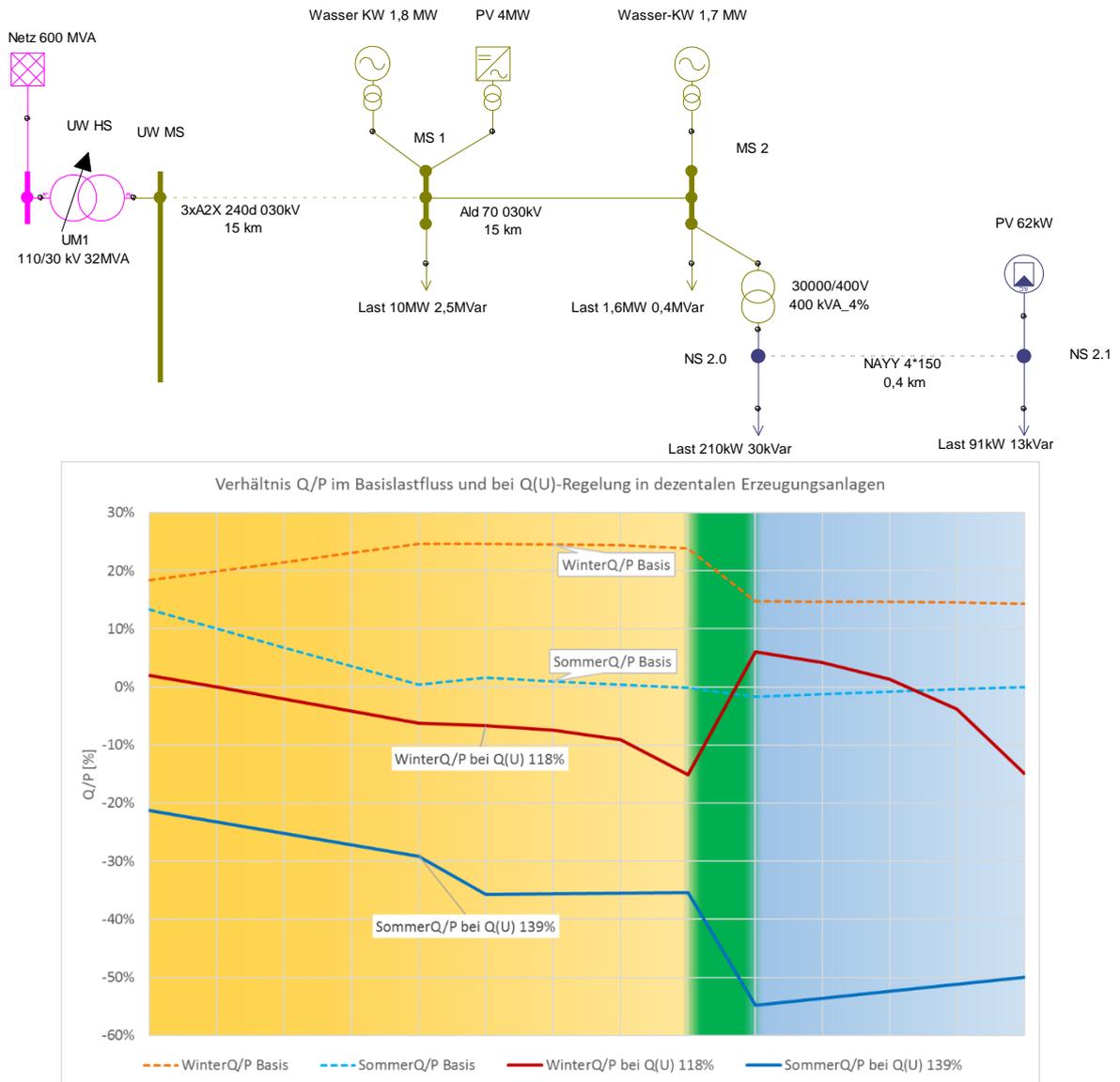


Abbildung 77: Netzstrang mit Verlauf von  $Q/P$  [%] Vergleich von  $U$  fix (Basis) und  $Q(U)$

Ein negatives Verhältnis  $Q/P$  [%] bedeutet, dass während der Wirkleistungslieferung Blindleistung bezogen wird und umgekehrt. Mit einem negativen Verhältnis  $Q/P$  können höhere Leistungen übertragen werden. Im grünen Bereich der Grafik (der Ortsnetztrafo) treten bei  $Q(U)$ -Regelung die größten Veränderungen auf. Dies ist dadurch begründet, dass der Trafo im Gegensatz zu den Leitungen ein dauerhafter Blindleistungsverbraucher ist und bei höheren Lastströmen mehr Blindleistung verbraucht wird.

### 6.1.3 Ergebnisvergleich U fix zur Kombination U(Iw) mit Q(U)

Durch Kombination von zentraler wirkstromabhängiger Spannungsregelung und spannungsabhängiger Blindleistungsregelung in den dezentralen Erzeugungsanlagen kann über die bestehende Netzstruktur sowohl im Verbraucherlastfall als auch im Erzeugungsfall mehr Leistung übertragen werden als durch die beiden Maßnahmen für sich.

Für den Wintermaximal-Lastfluss wird aufgrund der gewählten Q(U)-Kennlinie bei erhöhter Betriebsspannung aus den Erzeugungsanlagen im Mittelspannungsnetz im Vergleich zur Q(U)-Regelung ohne Einfluss auf die Betriebsspannung eine reduzierte bzw. keine Blindleistung geliefert. Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetzausläufer liefern Blindleistung im vollen Umfang.

Im Wintermaximallastfluss kann 39% mehr Leistung übertragen werden als im Basislastfluss. Dies stellt gegenüber dem Maximallastfluss mit U(Iw) eine Steigerung von 9,4%, von 127% auf 139% des Basislastflusses, dar. Über die bestehende Netzstruktur kann damit eine Wirkleistung von 16,54 MW anstatt 11,9 MW und eine Blindleistung von 4,09 MVar anstatt 2,94 MVar unter Einhaltung der Spannungsgrenzen versorgt werden. Dabei werden 0,63 MVar aus dezentralen Erzeugungsanlagen durch Q(U) zur Verfügung gestellt.

Für den Sommer-Lastflussfall mit maximaler Erzeugung wirkt sich die Kombination aus Q(U) und U(Iw) sehr vorteilhaft aus. Dabei sind 170% der Wirkleistung des Basislastflusses übertragbar. Es ist ersichtlich, dass die Vorteile beider Regelungen [U(Iw) und Q(U)] addiert werden können und sich in diesem Fall nicht gegenseitig beeinflussen. Über die bestehende Netzstruktur kann somit aus den dezentralen Erzeugungsanlagen eine Wirkleistung von 12,85 MW anstatt 7,56 MW unter Einhaltung der Spannungsgrenzen versorgt werden. Dabei wird durch Q(U) Blindleistung im Ausmaß von 1,69 MVar durch die Erzeugungsanlagen bezogen.

Mit der Darstellung von Q/P kann das Vorzeichen von Wirk- und Blindleistung mitberücksichtigt werden, dies ist bei Verwendung der gängigen Beschreibungsweise des Verhältnisses von Wirk- und Blindleistung durch den  $\cos \varphi$  nicht möglich.

Grafische Darstellung der Wirksamkeit von  $U(lw)$  als Spannungsverlauf  $U/U_N$  [%] in Kombination mit  $Q(U)$  als Verhältnis  $Q/P$  [%]:

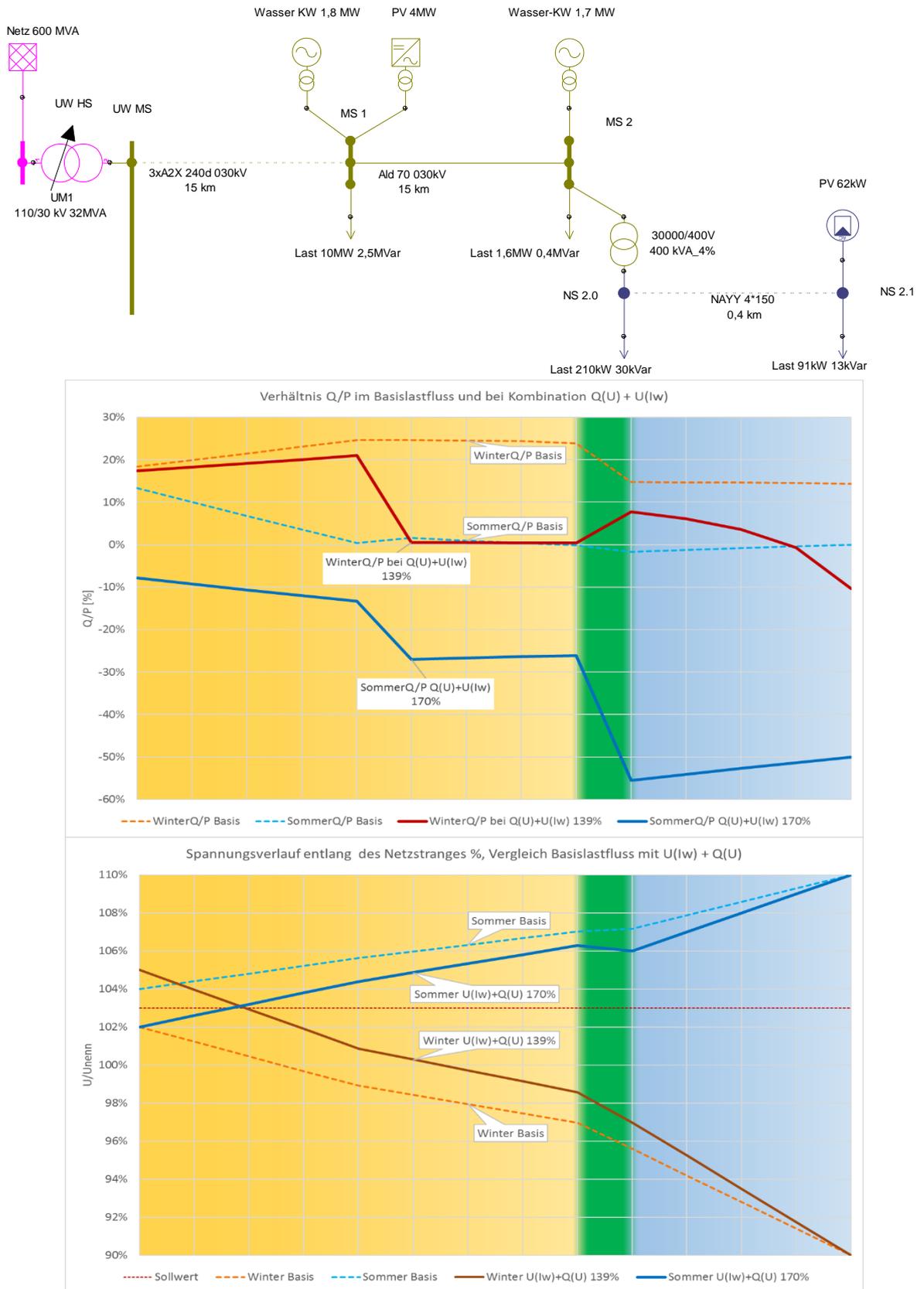


Abbildung 78: Netzstrang mit Verlauf von  $Q/P$  [%] und  $U/U_{Nenn}$ , Basis und  $Q(U)+U(lw)$

#### 6.1.4 Ergebnisvergleich U fix zu U(lw) mit Q(optimiert)

Mit optimiertem Blindleistungshaushalt treten die geringsten Verluste bei der Übertragung der elektrischen Energie auf. Dabei wird die von Verbrauchern und Netz benötigte bzw. gelieferte Blindleistung durch die verfügbaren dezentralen Erzeugungsanlagen zur Verfügung gestellt. Der Blindleistungslastfluss im Netz ist beinahe null.

Bei Betrachtung der Winter-Maximallast ist ersichtlich, dass durch eine Optimierung der Blindleistung ein Maximum an Wirkleistung übertragen werden kann. Gegenüber dem Basislastfluss sind dies 162%.

Im blindleistungsoptimierten Sommer-Einspeiselastfluss sind 133% mehr Wirkleistung möglich als im Basislastfluss. Mit der Q(U)-Regelung sind höhere Übertragungsleistungen möglich. Mit einem Blindleistungsbezug während der Wirkleistungseinspeisung wird der Spannungsanhebung entgegengewirkt, somit können höhere Erzeugungsleistungen abtransportiert werden als bei ausgeglichenen Blindleistungsverhältnissen.

Der höchste Blindleistungsbedarf im Verhältnis zur Wirkleistung ist durch den Ortsnetztransformator gegeben. Dieser Bedarf wird durch die PV-Anlage am Niederspannungsnetzausläufer gedeckt. Damit wird im Winter-Maximallastfall durch die Blindleistungslieferung die Betriebsspannung im Niederspannungsnetz hoch gehalten. Es kann unter Einhaltung der Spannungsgrenzen eine höhere Leistung im Netz übertragen werden als wenn die Blindleistung für den Ortsnetztrafo durch die Erzeugungsanlage im Mittelspannungsnetz geliefert wird.

Die übertragbare Wirkleistung hängt dabei von der zulässigen Spannungsänderung ab. Für den Einspeisefall sind 8%, für den Verbraucherlastfall 15% Spannungsänderung im Spannungsband verfügbar.

Grafische Darstellung der Wirksamkeit von  $U(lw)$  als Spannungsverlauf  $U/U_N$  [%] in Kombination mit  $Q(U)$  als Verhältnis  $Q/P$  [%] bei minimiertem Blindleistungsfluss:

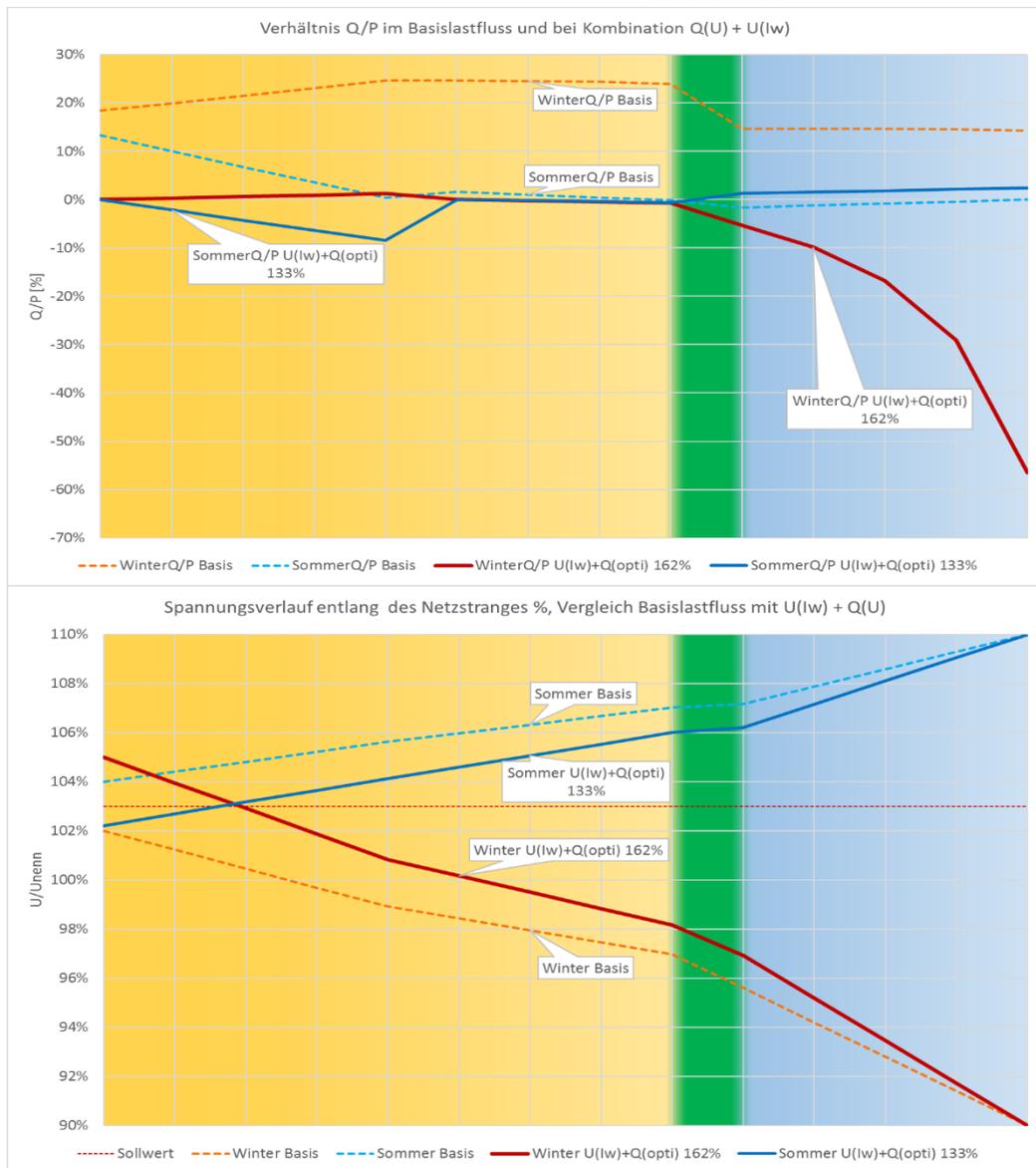
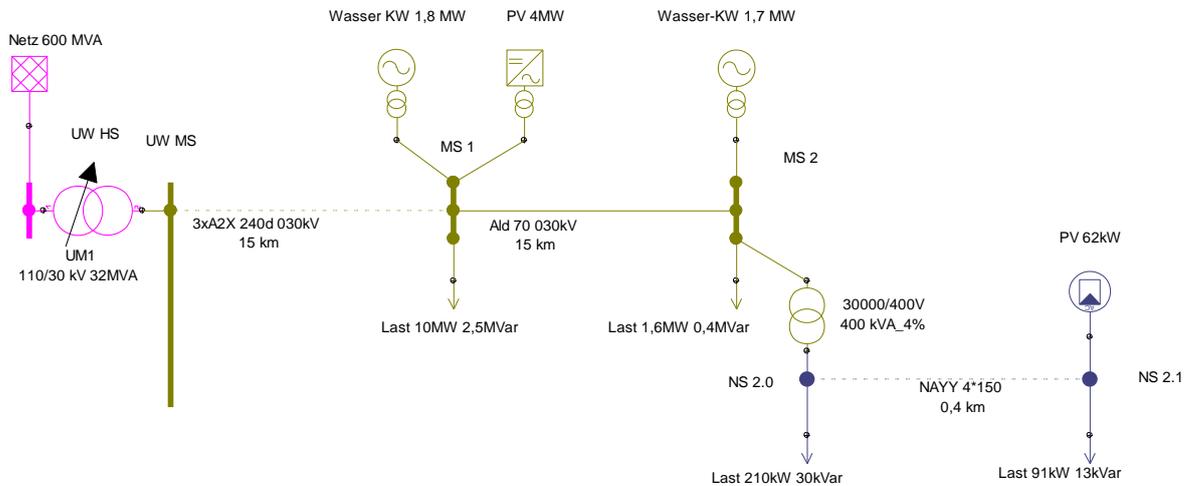


Abbildung 79: Netzstrang mit Verlauf von  $Q/P$  [%] und  $U/U_{nenn}$ , minimierte Blindleistung

## 6.2 Ergebnisse aus dem realen Mittelspannungsnetz

In einem reduzierten realen Mittelspannungsteilnetz mit wirkstromabhängiger zentraler Spannungsregelung im Umspannwerk  $[U(I_w)]$  und spannungsabhängiger Blindleistungsregelung in den dezentralen Erzeugungsanlagen  $[Q(U)]$  wurde die Wirksamkeit der Maßnahmen rechnerisch nachgebildet und mit Messwerten überprüft. Die Berechnungen haben ergeben, dass es im betrachteten Netz für die Einhaltung der Spannungsgrenzen erforderlich ist, sowohl die zentrale wirkstromabhängige Spannungsregelung  $U(I_w)$  im Umspannwerk als auch die dezentrale Blindleistungsregelung  $Q(U)$  in den Erzeugungsanlagen aktiv zu betreiben.

Im betrachteten Netz ist die dezentrale Erzeugungsleistung im Verhältnis zur versorgten maximalen Verbraucherlast sehr hoch. Es steht der maximalen aufgetretenen Verbraucherlast von 19,6 MW eine dezentrale Erzeugungsleistung von 11,0 MW gegenüber.

Aus den Berechnungsergebnissen ist ableitbar, dass es empfehlenswert ist, den Spannungssollwert im Umspannwerk niedriger zu wählen, als dies in typischen Verbrauchernetzen der Fall ist. Im betrachteten Netz wurde der Spannungssollwert mit 101,33 %  $U_{N MS}$  bewusst niedriger als die gängigen 103%  $U_{N MS}$  festgelegt. Der Spannungssollwert bezieht sich dabei auf die Nennspannung im Niederspannungsnetz  $U_N = 400 \text{ V}$  und wird mit dem Übersetzungsverhältnis der Ortsnetztransformatoren von 75 (Übersetzung 30000V/400V) hochgerechnet. Dies entspricht hier 30,4kV.

Ausgehend vom Spannungssollwert wurde auf Basis der Ergebnisse von Lastflussberechnungen die Kennlinie für die wirkstromabhängige Spannungsregelung  $U(I_w)$  im Umspannwerk festgelegt. Die bestehende  $U(I_w)$ -Kennlinie wurde adaptiert, nachdem im Herbst 2018 ein neues Wasserkraftwerk mit 2,0 MW Engpassleistung zusätzlich an den durch Erzeugungsanlagen dominierten Netzstrang angeschlossen wurde.

Die erarbeitete  $U(I_w)$ -Kennlinie stellt sich wie folgt dar:

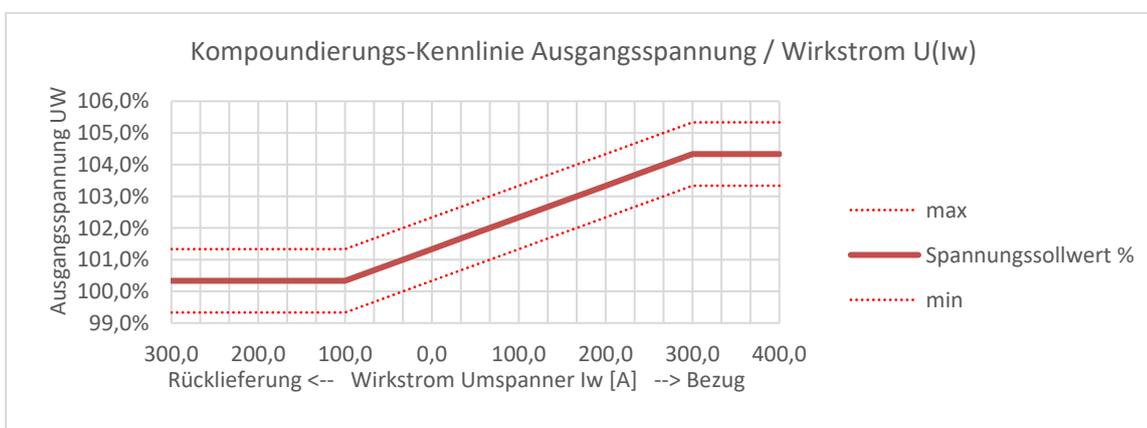


Abbildung 80: Kennlinie  $U(I_w)$  mit Arbeitspunkt  $U_{Soll} = 100,33 \% - 104,33\%$

Ausgehend von einem Spannungssollwert von 101,33 %  $U_{NMS}$  (30,4 kV) bei 0 (null) A Wirkstrom über den Umspanner HS/MS (hier 110000V/30000V) im Umspannwerk wird die Ausgangsspannung linear bis zu einem Laststrom von 300 A linear auf 104,33% (31,3 kV) erhöht und dort begrenzt. Bei einem aus der Mittelspannung zurückgespeisten Strom wird die Ausgangsspannung bis zu einem Rückspeisestrom von 100 A linear auf 100,33% (30,1 kV) gesenkt und dort begrenzt.

In einigen bestehenden dezentralen Erzeugungsanlagen und in den neu angeschlossenen Kleinwasserkraftwerken mit Anschluss ans Mittelspannungsnetz wurden in den letzten Jahren spannungsabhängige Blindstromregelungen aktiviert. Ohne diese Maßnahme wäre der Anschluss zusätzlicher Erzeugungsanlagen nicht möglich gewesen. Die Kennlinie für Q(U)-Regelung wurde individuell für die Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz vorgegeben, die nachstehende Kennlinie für Mittelspannung stellt einen Mittelwert der vorgegebenen Q(U)-Kennlinien dar. Für Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz ist in der Salzburg Netz GmbH die standardisierte Kennlinie (siehe 4.3.1) vorgeschrieben.

Kennlinie Q(U) für Erzeugungsanlagen im Nieder- und Mittelspannungsnetz:

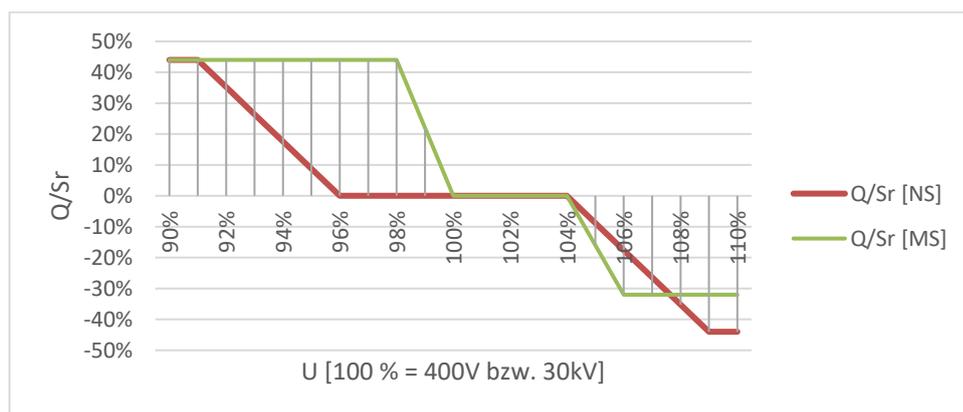


Abbildung 81: Kennlinie Q(U): Q/Sr in Abhängigkeit von U

Berechnungsergebnisse im betrachteten realen Netz:

- **Maximale Netzlast:**

- Basislastfluss mit fixem Spannungssollwert  $U_{min} = 93,57^* / 96,15\% < 97\%$ !
  - wirkstromabhängige Spannungsregelung  $U(I_w)$   $U_{min} = 96,85^* / 99,64\%$
  - Kombination  $U(I_w)$  und Q(U)  $U_{min} = 96,92^* / 99,66\%$
- \* Knoten Schigebiet mit unterlagertem geregelt 10 kV Netz.

- **Einspeisemaximum:**

- Basislastfluss mit fixem Spannungssollwert  $U_{max} = 108,39\% > 107\%$ !
- wirkstromabhängige Spannungsregelung  $U(I_w)$   $U_{max} = 108,39\% > 107\%$ !
- mit neuer Kennlinie  $U(I_w)$   $U_{max} = 107,43\% > 107\%$ !
- Kombination  $U(I_w)$  und Q(U)  $U_{max} = 106,47\%$
- Neue Kennlinie  $U(I_w)$  und Q(U) und neues Kraftwerk  $U_{max} = 106,31\%$

### 6.2.1 Berechnete Spannungsverläufe mit $U(lw)$ im realen Netz

Im Basislastfluss sind keine Regelungsmaßnahmen enthalten, die Berechnung erfolgt mit fixem Spannungswert. Die Ergebniskurven für die Erzeugungsspitze im Sommer (Sommer Basis) und für die Winterlast (Winter Basis) zeigen, dass die zulässigen Spannungsgrenzen (97% und 107%) in beiden Fällen nicht eingehalten werden können. Im Winter ist der Knoten Kleinstadt für die Spannungshaltung relevant, im Schigebiet wird ein unterlagertes 10 kV Netz mit unabhängiger Spannungsregelung betrieben.

Die Spannungsverläufe mit wirkstromabhängiger Spannungsregelung  $U(lw)$  zeigen, dass die Spannungsgrenzen im Winter eingehalten werden, im Sommer jedoch nicht.

Nachstehend wird die berechnete Netzstruktur gedehnt dargestellt, um die Knoten in der schematischen Netzdarstellung der Spannungsgrafik darunter zuordnen zu können. Jedem Knoten ist mittig ein Spannungswert je Betrachtungssituation zugeordnet.

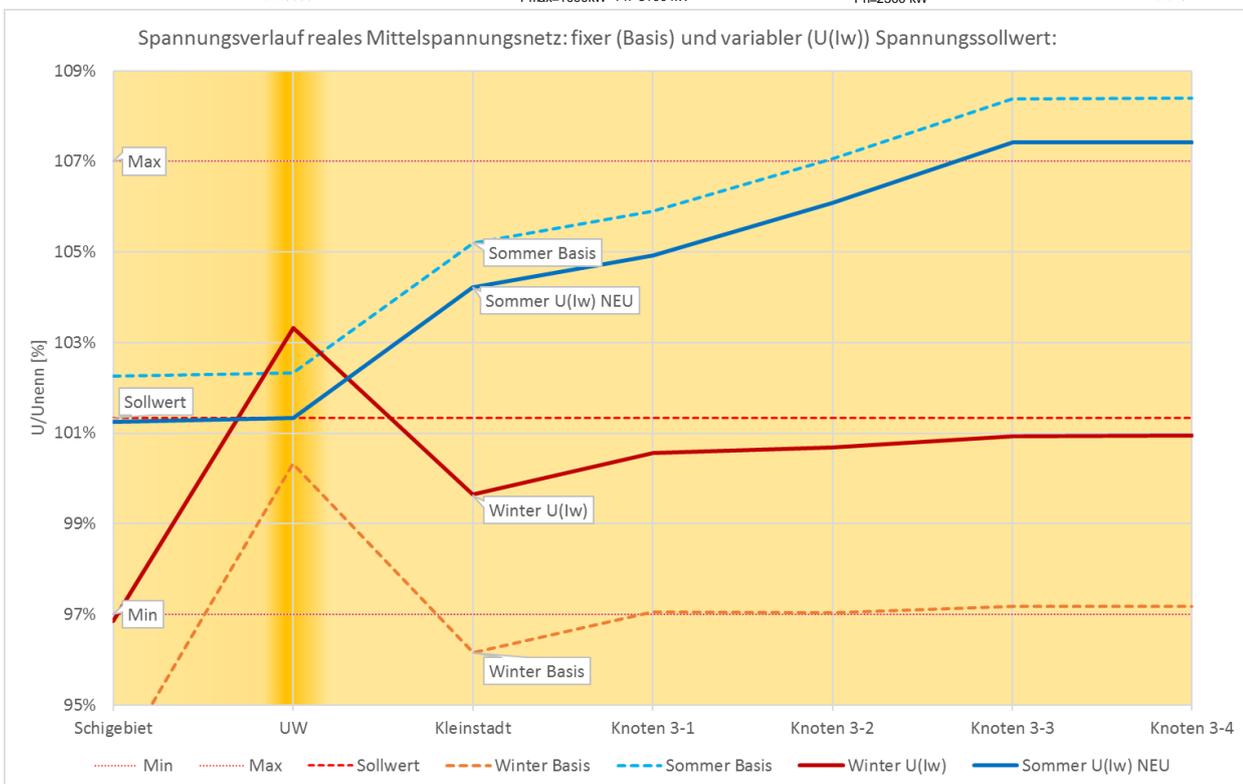
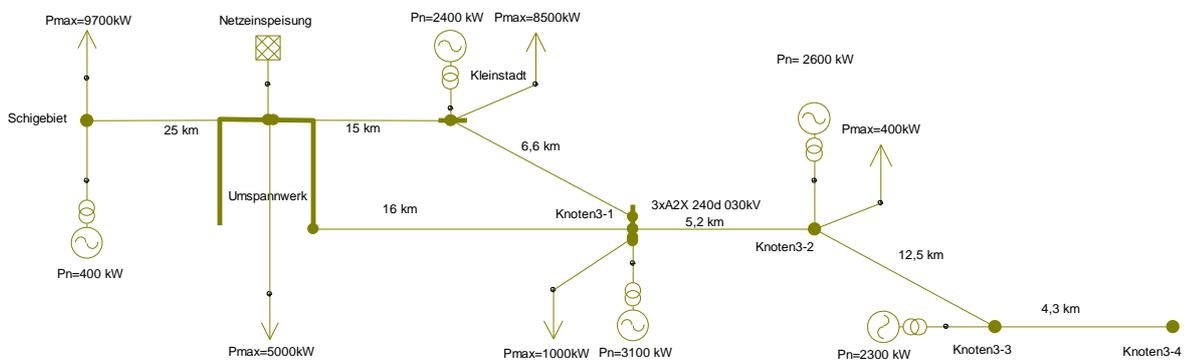


Abbildung 82: Netzstrang mit Verlauf der Spannung  $U/Unenn$ , Basis und  $U(lw)$

Aus dem Spannungsverlauf mit wirkstromabhängiger Spannungsregelung  $U(I_w)$  bei maximaler dezentraler Erzeugung ist ersichtlich, dass weitere Maßnahmen für die Einhaltung der Spannungsgrenzen erforderlich sind. Für diese Betrachtung wurde die Verbraucherlast mit 10% der Maximallast berücksichtigt.

### 6.2.2 Berechnete Spannungsverläufe mit $Q(U) + U(I_w)$ im realen Netz

Nachstehend wird ein grafischer Vergleich der errechneten Betriebsspannungen mit wirkstromabhängiger Spannungsregelung  $U(I_w)$  alleine und  $U(I_w)$  gemeinsam mit dezentraler spannungsabhängiger Blindleistungsregelung  $Q(U)$  dargestellt.

Die Betriebsspannungen bei maximaler Verbraucherlast sind in beiden Fällen [ $U(I_w)$  und  $U(I_w)+Q(U)$ ] ident. Die  $Q(U)$ -Regelung in den dezentralen Erzeugungsanlagen ist somit im betrachteten Lastflussfall beinahe unwirksam.

Die  $Q(U)$ -Regelung ist bei Winterlast in allen Netzknoten, in denen die Betriebsspannung über 100%  $U_{MNS}$  liegt, unwirksam. Dies betrifft alle Knoten im Einspeisestrang 3.

Aufgrund der geringen eingespeisten Wirkleistung (10% der Nennleistung) wurde auch die Blindleistungseinspeisung mit max. 20% anstatt max. 43,6% der Scheinleistung begrenzt. Diese Begrenzung stammt aus praktischen Erfahrungswerten. In den zugehörigen Richtlinien (TOR D4 und deren Nachfolgerichtlinien) ist die Blindleistungsfähigkeit unterhalb von 20 % der Nennleistung nicht genau definiert. Die resultierenden Blindleistungseinspeisungen in den beiden Knoten Schigebiet und Kleinstadt wirken sich nur minimal auf die Betriebsspannung aus. Das rechnerische Ergebnis deckt sich mit den praktischen Erfahrungen im Netzbetrieb.

Für den maximalen Einspeiselastfluss ist die  $Q(U)$ -Regelung in den dezentralen Erzeugungsanlagen sehr wirkungsvoll. Die Betriebsspannung wird dadurch von 107,4 % auf 106,3%  $U_{NMS}$  reduziert und liegt damit innerhalb der zulässigen maximalen Spannungsgrenze. Dabei wird in den Knoten 3-1 und Kleinstadt nur ein Teil des verfügbaren Potentials an Blindleistungsbezügen durch die  $Q(U)$ -Regelung abgerufen. Dies ist in den zugehörigen Berechnungen im Kapitel 5.3.4.5 ersichtlich.

Im betrachteten Teilnetz ist der minimale Spannungswert der wirkstromabhängigen Spannungsregelung  $U(I_w)$  mit 100,33% sehr niedrig gewählt. Dadurch ergibt sich für das Mittelspannungsnetz eine zulässige Spannungsanhebung von rechnerisch 5,67% (Obergrenze 107%-Sollwert 100,33%-Reglerabweichung 1%). Durch die reduzierte Betriebsspannung ist weniger Blindleistungsbezug in umspannungsnahen Erzeugungsanlagen erforderlich.

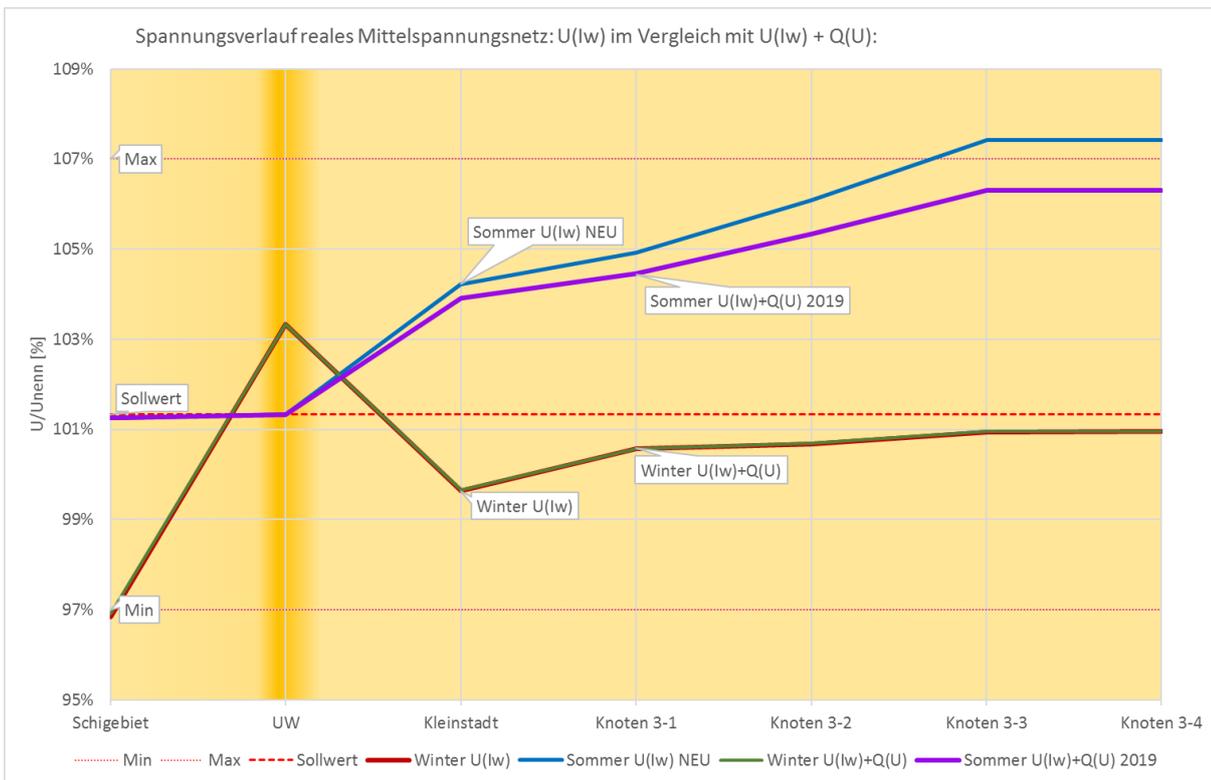
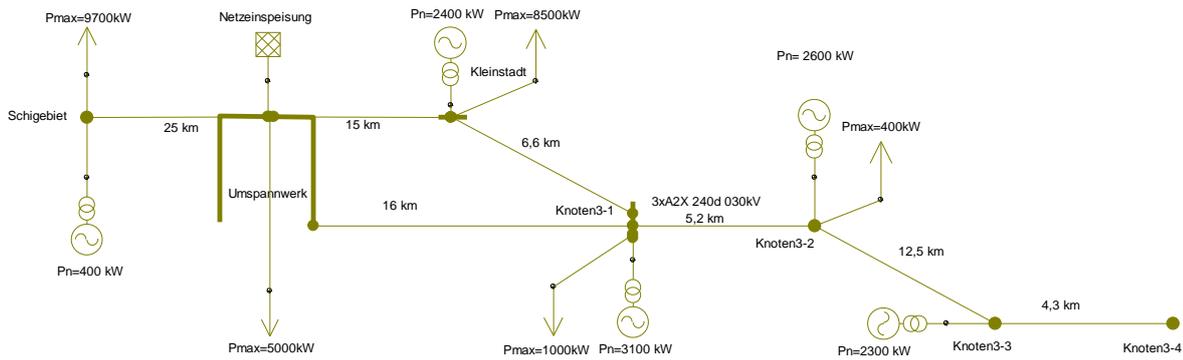


Abbildung 83: Netzstrang mit Spannungen  $U/Unenn$ ,  $U(I_w)$  im Vergleich mit  $U(I_w) + Q(U)$

### 6.2.3 Vergleich von Berechnungen und Messungen

Die Berechnungen im realen Netz wurden für die maximale Verbraucherlast im Winter und für den Abtransport der maximalen Erzeugung im Sommer durchgeführt. Darauf aufbauend wurden der Spannungssollwert, die zentrale wirkstromabhängige Spannungsregelung  $U(I_w)$  und die spannungsabhängige Blindleistungsregelung in den dezentralen Erzeugungsanlagen konzipiert.

Die Ergebnisse der Spannungsmessungen wurden über den Betrachtungszeitraum des Kalenderjahres 2018 ausgewertet. Damit ist es möglich, die Funktion der Maßnahmen zur Spannungshaltung ganzjährig zu überprüfen.

Die Funktion der Q(U)-Regelung wurde durch Auswertung des Lastprofils (P-Q-Verlauf) eines Wasserkraftwerks im Betrachtungszeitraum des Jahres 2018 überprüft. Dabei ist auffällig, dass der Blindleistungsbezug geringer ist als dies gemäß den gültigen Richtlinien und dem Netzvertrag gefordert ist.

Eine Besonderheit im betrachteten realen Netz ist durch die Versorgung eines dezentral situierten Schigebietes gegeben. Dabei wurde der Spannungs-, Wirk- und Blindleistungsverlauf beim Start der Beschneigung der Schipisten im Detail betrachtet. Diese Auswertung im Kapitel 5.4.8 zeigt die Wirksamkeit der wirkstromabhängigen Spannungsregelung  $U(I_w)$  im Übergang von sehr geringer Netzlast (Sonntag 25.11.2018) zur hohen Netzlast durch einen Wetterumschwung mit Eintreffen einer Kaltfront und dem Start der Beschneigungsanlagen (Montag 26.11.2018).

### 6.2.3.1 Spannungen im Umspannwerk: Berechnungen und Messungen

Die wirkstromabhängige Spannungsregelung  $U(I_w)$  hat im Jahr 2018 die Betriebsspannung zwischen den Sollwerten 101,33 % und 104,33 % UN MS angepasst. Unter Berücksichtigung der Reglerabweichung von  $\pm 1\%$  ergibt sich ein rechnerischer Spannungsbereich von 100,33% (30,1 kV) bis 105,33% (31,6 kV).

In der nachstehenden Grafik ist ersichtlich, dass in der Praxis höhere Schwankungen der Betriebsspannung auftreten. Maximal treten 31,95 kV (106,5 %) und minimal 29,9 kV (99,7 %) auf. Es handelt sich bei den Messwerten um 15-Minuten-Momentanwerte, aus denen je Kalendertag das Maximum und das Minimum herangezogen und der Mittelwert errechnet wurde.

Diese abweichenden Spannungswerte liegen innerhalb der Toleranzgrenzen für die Betriebsspannung im Mittelspannungsnetz (97% - 107%). Bei der Konzeption der wirkstromabhängigen Spannungsregelung  $U(I_w)$  ist es empfehlenswert, diese Toleranzen zu berücksichtigen.

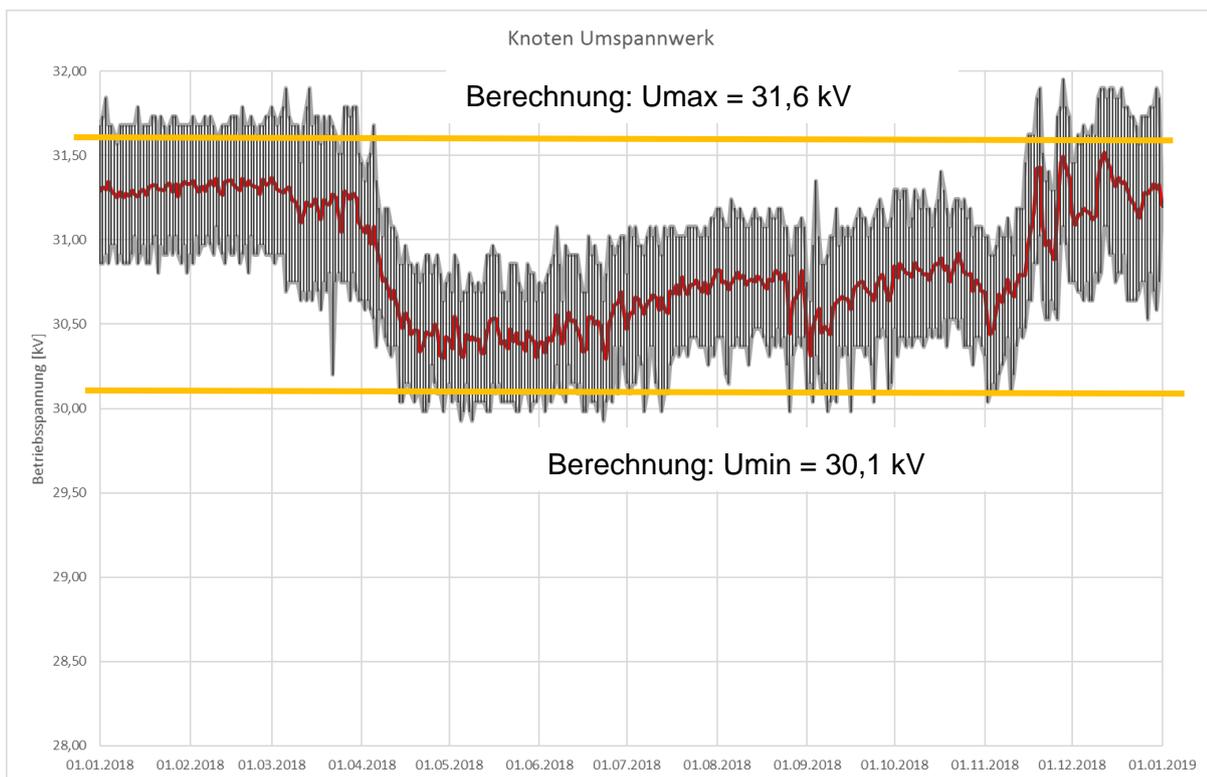


Abbildung 84: 30-kV-Spannung im Umspannwerk Vergleich Messung-Rechnung

### 6.2.3.2 Spannungen im Schigebiet: Berechnungen und Messungen

Für das Jahr 2018 können aus den Berechnungsergebnissen Betriebsspannung zwischen 104,18 %  $U_{NMS}$  (31,25 kV) und 96,92 %  $U_{NMS}$  (29,08 kV) entnommen werden.

Dabei ist erkennbar, dass die Ergebnisse der Berechnung nur geringfügig von den Ergebnissen der Messungen abweichen.

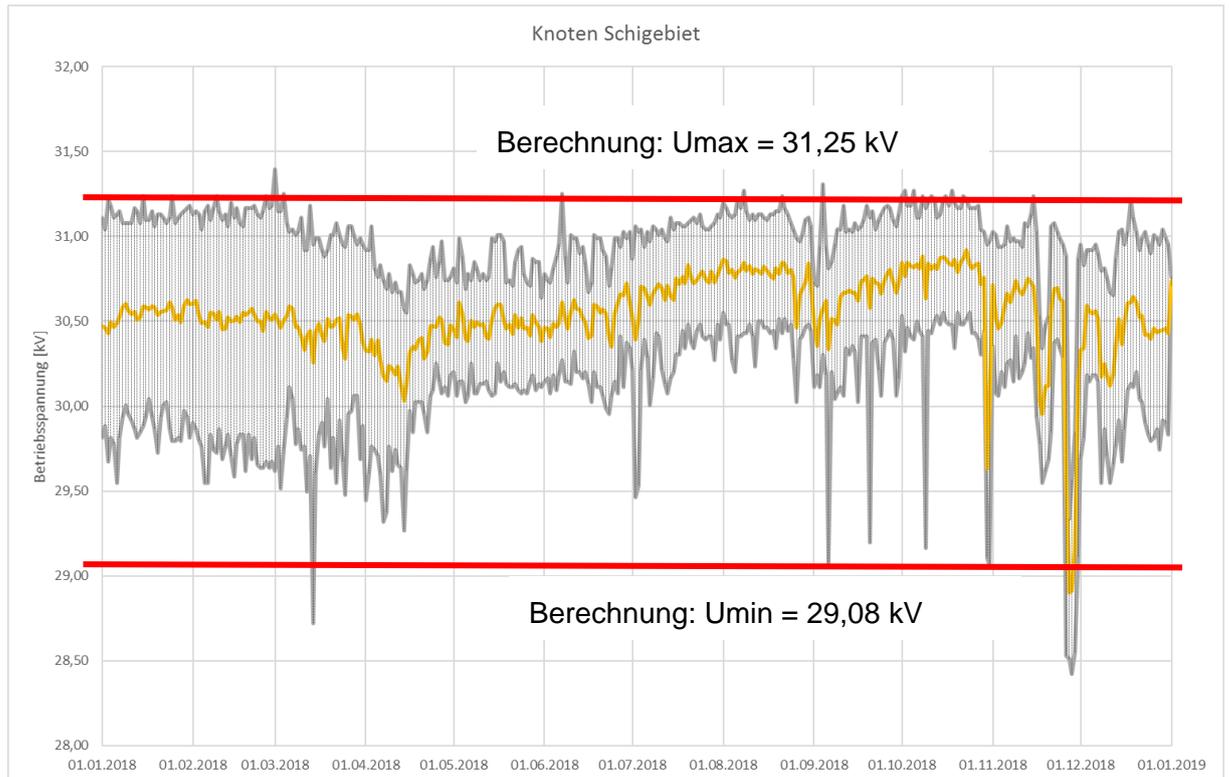


Abbildung 85: 30-kV-Spannung im Schigebiet im Jahr 2018: Messung und Berechnung

### 6.2.3.3 Spannungen in Erzeugungsanlagen: Berechnungen und Messungen

Im Knoten 3-2 wurden Spannungsmessungen durchgeführt. Für das Jahr 2018 können aus den Berechnungsergebnissen Betriebsspannung zwischen 105,5 %  $U_{NMS}$  (31,65 kV) und 100,7 %  $U_{NMS}$  (30,21 kV) entnommen werden.

Es ist erkennbar, dass Messwerte innerhalb der Berechnungsergebnisse liegen.

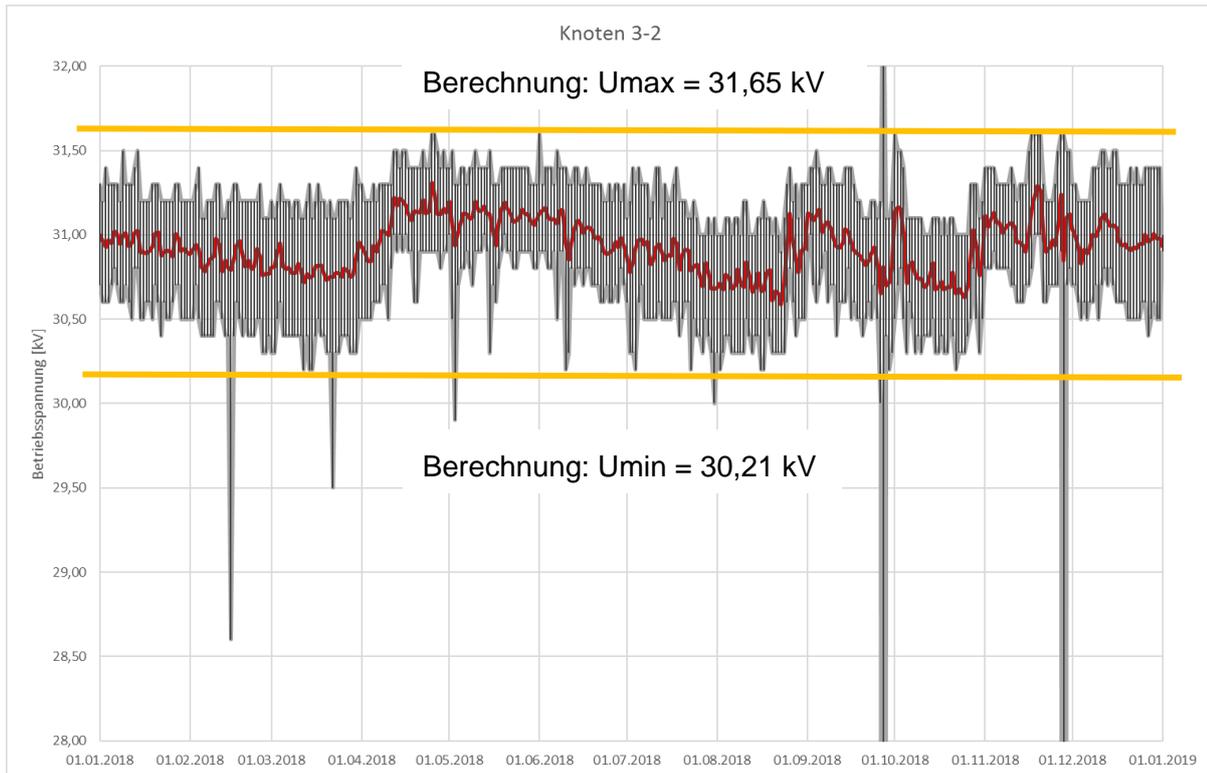


Abbildung 86: 30-kV-Spannung Knoten 3-2 Erzeugung Jahr 2018: Messung und Berechnung

### 6.2.4 Wirkstrom als geeigneter Strom für die Kompoundierung $U(I_w)$

Für die stromabhängige Spannungsregelung (Kompoundierung) können in einem Spannungsregler neuer Generation wahlweise der Wirkstrom  $I_w$ , der Scheinstrom  $I_s$ , der Blindstrom  $I_b$  und andere Kriterien für die Regelung der Ausgangsspannung herangezogen werden. Ursprünglich wurde in der Salzburg Netz GmbH der Scheinstrom für die Regelung verwendet. In Abhängigkeit der Wirkleistungsrichtung über den Umspanner wurde das Vorzeichen für die  $U(I)$ -Regelung vorgegeben.

Der Scheinstrom besteht im Nullpunkt des Wirkstromes nur aus dem Blindstromanteil, der durch die Mittelspannungskabel im Netz erzeugt wird. Der Blindstromanteil erreicht keinen Nullpunkt. Bei Spannungsregelung in Abhängigkeit von Scheinstrom und Wirkleistungsrichtung tritt ein Sollwertsprung im Nullpunkt der Wirkleistung auf.

In Mittelspannungsnetzen mit so hoher dezentraler Erzeugung dass die über den Umspanner versorgte Wirkleistung annähernd null werden kann ist die Verwendung des Scheinstromes für die U(I)-Regelung nicht geeignet.

Aus den Messergebnissen des realen Netzes im Kapitel 5.4.6 ist erkennbar, dass die Kurve des Scheinstromes mit Wirkleistungsvorzeichen zwischen +90 A und -90 A (90 A Blindstromanteil) einen Sprung macht.

In der nachstehenden Kennlinie sind die Spannungssollwerte bei Kompoundierung mit Wirkstrom  $U(I_w)$  und jene bei Scheinstrom  $U(I_s)$  aufgetragen. Der Sprung im Nullpunkt der Wirkleistung ist gut erkennbar.

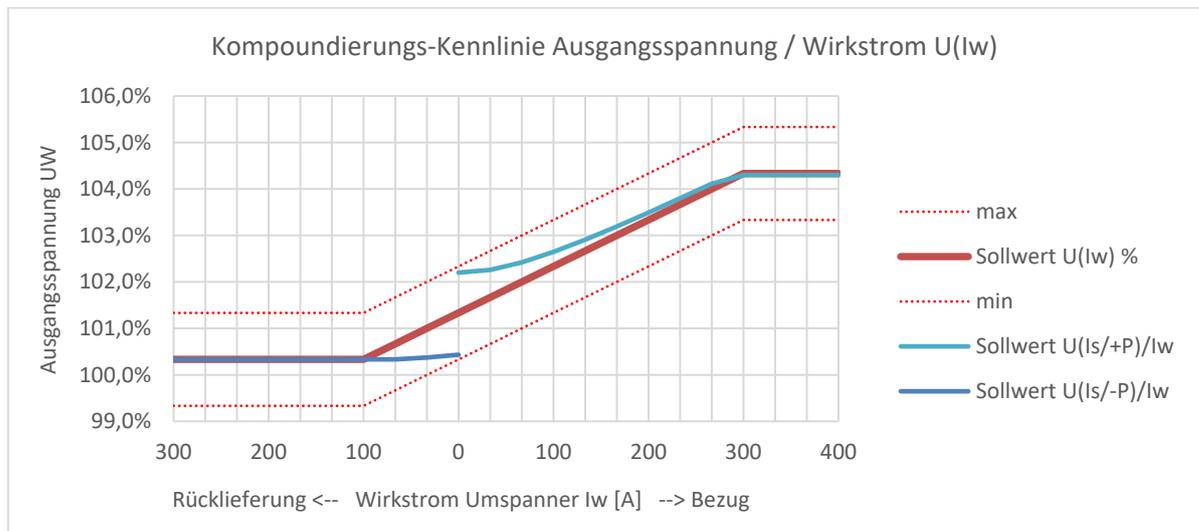


Abbildung 87: Vergleich Kompoundierung  $U(I_w)$  mit  $U(I_s)$  [ $I_w$  mit Vorzeichen von P]

## 7 Schlussfolgerung und Ausblick

Im Verteilnetz der Salzburg Netz GmbH waren im Jahr 2018 Wasserkraftwerke mit 786 MW, und PV-Anlagen mit 82 MW Summenleistung in Betrieb. Die Summe der Verbraucherlasten (Netzhöchstlast) betrug 860 MW. (Salzburg Netz GmbH, 2019).

In dieser Arbeit wurden die Möglichkeiten zur Verbesserung der Spannungshaltung in ländlichen Mittelspannungsnetzen mit nennenswerter dezentraler Einspeisung aus Kleinwasserkraftwerken und PV-Anlagen betrachtet. Die Versorgung eines dezentralen Lastschwerpunktes in Form eines Schigebietes wurde mitberücksichtigt. Mit den beschriebenen Maßnahmen der stromabhängigen Spannungsregelung im Umspannwerk und der spannungsabhängigen Blindleistungsregelung in den dezentralen Erzeugungsanlagen kann in bestehenden Netzen wesentlich mehr Leistung aus Erzeugungsanlagen abtransportiert und wesentlich mehr Verbraucherlast versorgt werden. Dadurch können erforderliche Netzausbaumaßnahmen verschoben werden oder ggf. erst nach dem Anschluss zusätzlicher Einspeiser bzw. Verbraucher durchgeführt werden.

Die Betriebsspannung der ans Verteilnetz angeschlossenen Verbraucher- und Erzeugungsanlagen wird zentral im Umspannwerk durch Spannungsregler in den Umspannern HS/MS geregelt. Zusätzliche Regelungen in Ortsnetztrafos oder in Umspannanlagen von Mittelspannung auf Mittelspannung stellen hier Ausnahmen dar.

Bei der Einstellung der Spannungsregelung in den Umspannern HS/MS muss speziell in Mittelspannungsnetzen mit langen Netzsträngen auf die stetig steigende Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen Rücksicht genommen werden. Der Spannungssollwert für eine Mittelspannungssammelschiene im Umspannwerk wird in der klassischen Spannungsregelung als fixer Wert vorgegeben. Bei zusätzlichen Spannungsanhebungen durch neue Erzeugungsanlagen im Netz kann in Einzelfällen der Spannungssollwert im Umspannwerk niedriger gewählt werden, dadurch reduziert sich jedoch die Übertragungsfähigkeit des Netzes für die Versorgung von Verbraucherlasten. Als Lösung kann alternativ zu Netzverstärkungsmaßnahmen eine stromabhängige Spannungsregelung implementiert werden.

Mit einer stromabhängigen Spannungsregelung im Umspanner HS/MS, auch als Kompoundierung bezeichnet, kann innerhalb eines Mittelspannungsnetzes einerseits mehr Spannungsabfall für Verbraucherlasten ermöglicht werden, und andererseits mehr Spannungserhöhung für dezentralen Erzeugungsanlagen zur Verfügung gestellt werden. Um die Vorteile der stromabhängigen Spannungsregelung in vollem Umfang nutzen zu können, dürfen Erzeugungsspitzen und Verbrauchsspitzen nicht zeitgleich an unterschiedlichen Strängen im Mittelspannungsnetz auftreten.

Auswertungen von Messdaten haben gezeigt, dass der mittelspannungsseitige Wirkstrom im Umspanner als Regelkriterium für den variablen Spannungswert an der Mittelspannungssammelschiene im Umspannwerk sehr gut geeignet ist. Die Richtung der Wirkleistung ist dabei ein wichtiges Nebenkriterium, vor allem, wenn so viel Erzeugungsleistung innerhalb des Netzes installiert ist, dass sich die Energieflussrichtung im Umspanner umkehren kann.

Als Ergebnis dieser Arbeit wird die Implementierung einer wirkstromabhängigen Spannungsregelung **U(I<sub>w</sub>)** mit der Wirkleistungsrichtung als Nebenkriterium empfohlen. Im betrachteten Musternetz kann mit U(I<sub>w</sub>) 3% mehr Spannungsabfall für Verbraucherlasten und 2% mehr Spannungsanhebung für Erzeuger verfügbar gemacht werden. Damit gelingt es, im Musternetz rechnerisch **27% mehr** Verbraucherlast zu versorgen und **30 % mehr** Erzeugungsleistung abzutransportieren. Die Wirksamkeit der wirkstromabhängigen Spannungsregelung U(I<sub>w</sub>) wurde rechnerisch in einem Musternetz und in einem realen Mittelspannungsnetz betrachtet. Für das reale Netz wurden die rechnerischen Werte mit Messergebnissen bestätigt.

Mit dem Anschluss neuer dezentraler Erzeugungsanlagen an ländliche Verteilnetze wird mehr Leistung ins Netz eingespeist, wodurch sich eine Anhebung der Betriebsspannung in Netzausläufern ergeben kann. Als Gegenmaßnahme bieten die regulatorischen Rahmenbedingungen die Möglichkeit, die Betreiber von Erzeugungsanlagen zu verpflichten, Blindleistung durch die Erzeugungsanlagen aus dem Netz beziehen zu lassen um einen Beitrag zur Spannungshaltung zu leisten. Es liegt an den Verteilnetzbetreibern, aus den regulatorischen Rahmenbedingungen die für das Netz geeigneten Maßnahmen je Erzeugungsanlage zu wählen und von den Betreibern der Erzeugungsanlagen einzufordern.

Die spannungsabhängigen Blindleistungsregelungen Q(U) in den dezentralen Erzeugungsanlagen sind eine wirksame Maßnahme, um die Betriebsspannung an Netzausläufern effizient zu beeinflussen. Mit Q(U) kann bei hohen Betriebsspannungen Blindstrom aus dem Netz bezogen werden, um die Spannungen zu senken, und bei niedrigen Betriebsspannungen Blindstrom ins Netz eingespeist werden, um die Spannungen anzuheben. Dabei wird die Betriebsspannung vor Ort in der Erzeugungsanlage gemessen, jede Q(U)-Regelung arbeitet für sich autark.

Die Kennlinie der Q(U)-Regelung ist in den regulatorischen Regeln beispielhaft vorgegeben. Innerhalb eines vorgegebenen Spannungsbereiches in der Nähe der Nennspannung wird mit der in dieser Arbeit betrachteten Kennlinie keine Blindleistung abgerufen. Bei Überschreitung von Knickpunkten in der Kennlinie wird bei hohen Spannungen Blindleistung aus dem Netz bezogen und bei niedrigen Spannungen Blindleistung eingeliefert. Die Q(U)-Regelung wird bei geringen Spannungsänderungen, z.B. im Nahbereich von Umspannwerken, nicht wirksam. Wenn die Betriebsspannung in die Nähe ihrer zulässigen Grenzen  $U_N \pm 10\%$  kommt, wird das volle Ausmaß an Blindleistung abgerufen. Im berechneten Musternetz kann mit Hilfe der **Q(U)**-Regelung rechnerisch **18% mehr** Verbraucherlast versorgt und **39**

% **mehr** Erzeugungsleistung abtransportiert werden. Die Wirksamkeit der spannungsabhängigen Blindleistungsregelungen  $Q(U)$  wurde rechnerisch in einem Musternetz und in einem realen Mittelspannungsnetz betrachtet. Für das reale Netz wurden die rechnerischen Werte den Messergebnissen gegenübergestellt.

Die **Kombination** aus  $U(I_w)$  im zentralen Umspannwerk **und**  $Q(U)$  in den dezentralen Erzeugungsanlagen lieferte in der Betrachtung des Musternetzes die besten Ergebnisse. Mit den beiden Maßnahmen ist es rechnerisch möglich, **39% mehr** Verbraucherlast zu versorgen und **70 % mehr** Erzeugungsleistung abzutransportieren. In der Konzeption der beiden Regelungen  $U(I_w)$  und  $Q(U)$  ist zu berücksichtigen, dass eine gegenseitige Beeinflussung vermieden wird. Eine bewusste Reduktion der Betriebsspannung soll beispielsweise möglichst keine unerwünschte Einspeisung von Blindleistung verursachen. Die Anwendung von  $U(I_w)$  und  $Q(U)$  wurde rechnerisch in einem Musternetz und in einem realen Netz durchgeführt. Für das reale Netz wurden die Berechnungsergebnisse mit Messergebnissen untermauert.

Für diese Arbeit wurde für die Betrachtung ein reales Mittelspannungsnetz gewählt, in dem einerseits hohe Verbraucherlasten im Winterbetrieb auftreten, und andererseits durch die dezentralen Erzeugungsanlagen im Sommer Wirkleistung aus dem Mittelspannungsnetz ins Hochspannungsnetz zurück geliefert wird. Die Ergebnisse der Berechnungen und Messungen zeigen, dass die installierte wirkstromabhängige Spannungsregelung  $U(I_w)$  im Umspannwerk und die spannungsabhängigen Blindleistungsregelungen  $Q(U)$  in den dezentralen Erzeugungsanlagen ganzjährig wirkungsvoll sind. Die Berechnungsergebnisse konnten durch Messergebnisse über ein Jahr Betrachtungszeitraum bestätigt werden. Es wurden Kennlinien für  $U(I_w)$  und  $Q(U)$  erarbeitet, mit denen die oberen und unteren Grenzen der Betriebsspannung nicht zur Gänze ausgereizt werden. Das verfügbare Betriebsspannungsband  $U_N \pm 10\%$  wurde dafür in die Bereiche Spannungsregler (Reglerabweichung), Mittelspannung, Ortsnetztrafo und Niederspannung aufgeteilt.

Für den Anschluss zusätzlicher Verbraucher und neuer Erzeugungsanlagen ist es erforderlich, die Mittelspannungsnetze weiter auszubauen, dies erfolgt in der Regel durch Verlegung neuer Kabel. Mittelspannungskabel wirken dabei auch als Kondensator und erzeugen dauerhaft Blindstrom. Im betrachteten realen Mittelspannungsnetz wurden bei ausgeglichener Bilanz zwischen Erzeugungs- und Verbraucherlast am Umspanner bei 0 A Wirkstrom 90 A Blindstrom gemessen. Das entspricht ca. 4,8 Mvar Blindleistung, die vom Mittelspannungsnetz ins Hochspannungsnetz zurück gespeist wurde. Als Ausblick in die Zukunft des Verteilnetzbetriebes können neben den Maßnahmen der spannungsabhängigen Blindleistungsregelung künftig auch spannungsunabhängige netzspezifische Blindleistungsmaßnahmen erforderlich werden. Für den Bezug von Blindleistung können dafür neben den Erzeugungsanlagen auch Drosseln im Netz eingesetzt werden.

Neue dezentrale Erzeugungsanlagen müssen gemäß den neuen regulatorischen Vorgaben in der Lage sein, einen Beitrag zur Spannungshaltung, zur Blindleistungsregelung und zur Netzstabilität leisten zu können. Damit ergibt sich als weiterer Ausblick die Möglichkeit, dass

viele kleine Erzeugungsanlagen gemeinsam neben der lokalen Spannungshaltung auch ein regionales Blindleistungsmanagement bieten können. Die Verteilnetzbetreiber sind gefordert bereits jetzt die möglichen Maßnahmen bei den Errichtern und Betreibern neuer Erzeugungsanlagen einzufordern, um diese in Zukunft nutzen zu können.

Die zukünftige Energieversorgung sieht gemäß der Mission 2030 der österreichischen Bundesregierung eine Reduktion der kalorischen Energieträger und eine Steigerung des Anteiles der erneuerbaren elektrischen Energie am Gesamtenergieverbrauch vor. Um die Klimaziele der Mission 2030 in Österreich annähernd erreichen zu können, ist es vorgesehen bei der Mobilität und der Raumwärmeerzeugung verstärkt auf elektrische Energie zu setzen. Um die zusätzlich benötigte elektrische Energie aus erneuerbaren Quellen zur Verfügung stellen zu können, ist ein starker Zubau von Wasserkraftwerken, Windkraftanlagen und PV-Anlagen erforderlich.

Es ist zu erwarten, dass mit der Ausbreitung der Elektro-Mobilität die Verbraucherlast in den öffentlichen Verteilnetzen zunehmend ansteigt. Im Bereich Raumwärme wird neben dem Energiesparen durch die Gebäudeisolation die Wärmepumpentechnologie für die Raumheizung gefördert. Die höchsten zeitgleichen Leistungen treten bei Wärmepumpen im Winter auf, d.h. zeitgleich mit den derzeitigen Netzlastspitzen im Bundesland Salzburg. Als Ausblick in die Zukunft können die Erkenntnisse aus dieser Arbeit zur wirkstromabhängigen Spannungsregelung  $U(I_w)$  genutzt werden, um die von E-Ladestationen und Wärmepumpen benötigten Leistungen aus bestehenden ländlichen Netzstrukturen verfügbar zu machen.

Die Ergebnisse dieser Arbeit können als Basis für die Weiterentwicklung von Spannungsregelungsmaßnahmen und für die Betrachtung eines Blindleistungsmanagements innerhalb von Verteilernetzen herangezogen werden. Weiterführend kann aufbauend untersucht werden, inwiefern dezentraler Erzeugungsanlagen zu einer Optimierung von Blindleistungsflüssen in den Netzen beitragen können.



## Literatur

- A. Eberle GmbH. (Mai 2019). <https://www.a-eberle.de>. Von A-Eberle: [https://www.a-eberle.de/sites/default/files/media/2015\\_07\\_ba\\_reg\\_d\\_de.pdf](https://www.a-eberle.de/sites/default/files/media/2015_07_ba_reg_d_de.pdf) abgerufen
- APG . (2017). *Netzbertrieblicher Erfahrungsaustausch Salzburg Netz mit APG*. Salzburg.
- APG. (01 2019). [www.apg.at](http://www.apg.at). Von Engpassmanagement: <https://www.apg.at/de/markt/Markttransparenz/Uebertragung/Engpassmanagemen> tkosten abgerufen
- Crastan, V. (2012). *Elektrische Energieversorgung 1*. Berlin: Springer Verlag.
- Deutsches Museum München. (01. 03 2019). [www.deutsches-museum.de](http://www.deutsches-museum.de). Von <https://www.deutsches-museum.de/sammlungen> abgerufen
- E-Control. (März 2019). *Technisch Organisaorische Regeln*. Von [www.e-control.at](http://www.e-control.at): <https://www.e-control.at/recht/marktregeln/tor> abgerufen
- E-Control RfG. (Mai 2019). <https://www.e-control.at/rfg-network-code>. Von RfG Network-code: <https://www.e-control.at/rfg-network-code> abgerufen
- Engineering and Technology History Wiki. (20. 01 2019). [www.ethw.org](http://www.ethw.org). Von [www.ethw.org](http://www.ethw.org) abgerufen
- H. Brunner, B. B. (01. 12 2008). Technische und ökonomische Bewertung des Einsatzes von innovativen Spannungsregelungskonzepten in Verteilernetzen mit hoher Dichte an dezentralen Stromerzeugern. *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik*, S. 419-425.
- Humbolt Universität zu Berlin. (19. 01 2019). *Dinglers Polytechnisches Journal*. Von <http://www.polytechnischesjournal.de/startseite/> abgerufen
- Kleinwasserkraft Österreich. (21. 02 2019). [www.kleinwasserkraft.at](http://www.kleinwasserkraft.at). Von <https://www.kleinwasserkraft.at/bundeslaender/salzburg/> abgerufen
- Klima- und Energiefond. (Mai 2019). [www.klimafonds.gv.at](http://www.klimafonds.gv.at). Von <https://www.klimafonds.gv.at/call/photovoltaik-anlagen-5/>: [www.klimafonds.gv.at](http://www.klimafonds.gv.at) abgerufen
- Lafenthaler, A. E. (2007). <https://gastein-im-bild.info>. Von <https://gastein-im-bild.info/gekraftw.html> abgerufen

- Leifi Physik. (31. 01 2019). [www.leifiphysik.de](http://www.leifiphysik.de). Von [www.leifiphysik.de/elektrizitaetslehre/elektromagnetische-induktion/ausblick/dynamoelektrisches-prinzip](http://www.leifiphysik.de/elektrizitaetslehre/elektromagnetische-induktion/ausblick/dynamoelektrisches-prinzip) abgerufen
- Matthias Haslbeck, M. S. (2012). *Mehr Netzanschlusskapazität durch regelbare Ortsnetztransformatoren*. ETZ.
- Meixner, E. M. (1952). *Wirtschaftsgeschichte des Landes Oberösterreich*. Kammer der gewerblichen Wirtschaft Oberösterreich.
- NEPLAN. (April 2019). [www.neplan.ch](http://www.neplan.ch). Von <https://www.neplan.ch/neplanproduct/electricity/?lang=de> abgerufen
- Netz Oberösterreich GmbH. (2019). <https://www.netzooe.at/>. Von Netz Oberösterreich: <https://www.netzooe.at/> abgerufen
- Normenportal Austrian Standards. (Mai 2019). [www.austrian-standards.at](http://www.austrian-standards.at). Von <https://www.austrian-standards.at/home/> abgerufen
- Oberösterreichischer Musealverein. (1991). *Der Aufstand von Goisern am 13.12.1921*. Liinz.
- OeMAG . (April 2019). [www.oem-ag.at](http://www.oem-ag.at). Von Abwicklungsstelle für Ökostrom AG: <https://www.oem-ag.at/de/oekostromneu/installierte-leistung/> abgerufen
- Österreichische Bundesregierung. (April 2019). <https://mission2030.info>. Von [https://mission2030.info/wp-content/uploads/2018/04/mission2030\\_Klima-und-Energiestrategie.pdf](https://mission2030.info/wp-content/uploads/2018/04/mission2030_Klima-und-Energiestrategie.pdf) abgerufen
- Österreichs Energie. (03 2019). <https://oesterreichsenergie.at>. Von <https://oesterreichsenergie.at/die-welt-des-stroms/stromnetze/e-mobilitaet.html> abgerufen
- Photovoltaikforum. (April 2019). <https://www.photovoltaikforum.com>. Von <https://www.photovoltaikforum.com/thread/79307-70-regelung-oder-netzmanagement-verluste-bei-70-kappung/> abgerufen
- Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation. (20. 01 2019). <https://www.salzburg-ag.at>. Von Kraftwerke Gasteiner Tal: <https://www.salzburg-ag.at/content/dam/web18/dokumente/unternehmen/Kraftwerke-GasteinerTal.pdf> abgerufen
- Salzburg Landesregierung. (2019). <https://www.salzburg.gv.at/sagisonline/>. Von [https://service.salzburg.gv.at/wisonline/wbo\\_wb\\_auszug.aspx?ANL\\_ID=A1805174R161](https://service.salzburg.gv.at/wisonline/wbo_wb_auszug.aspx?ANL_ID=A1805174R161) abgerufen

- Salzburg Netz GmbH. (April 2019). <https://www.salzburgnetz.at>. Von <https://www.salzburgnetz.at/content/dam/websites/salzburgnetz/Downloads/Anschlusse/Parametrierung-PV-Wechselrichter.pdf> abgerufen
- Salzburger Nachrichten. (2018). [www.sn.at/wiki](http://www.sn.at/wiki). Von [https://www.sn.at/wiki/Erstes\\_Salzburger\\_Elektricit%C3%A4tswerk](https://www.sn.at/wiki/Erstes_Salzburger_Elektricit%C3%A4tswerk) abgerufen
- Schwab, A. J. (2009). *Elektroenergiesysteme*. Berlin: Springer Verlag.
- Stadt Wien. (1873). [www.geschichtewiki.wien.gv.at](http://www.geschichtewiki.wien.gv.at). Von <https://www.geschichtewiki.wien.gv.at/Weltausstellung> abgerufen
- Stadt Wien. (20. 01 2019). *Geschichtewiki Wien*. Von <https://www.wien.gv.at/>: <https://www.geschichtewiki.wien.gv.at/Elektrizit%C3%A4t> abgerufen
- Sturm, R. (2018). *Geschichte der Hydroelektrizität im Raum Salzburg*. Hamburg: disserta Verlag.
- Taurachsoft. (20. 01 2019). [www.taurachsoft.at](http://www.taurachsoft.at). Von Lungauer Bergbaugeschichte: [http://www.taurachsoft.at/erzweg/allgemein/mauterndorf\\_hammerwerk\\_text2.htm](http://www.taurachsoft.at/erzweg/allgemein/mauterndorf_hammerwerk_text2.htm) abgerufen
- Thomälen, A. (2013). *Kurzes Lehrbuch der Elektrotechnik*. Springer Verlag.
- Thomas Stetz, C. T. (2014). *Zusatznutzen von Photovoltaik-Wechselrichtern mit kombinierter Q(U)- P(U)- Regelung in der Niederspannung*. München: Forschungsprojekt PV-Integrated. Abgerufen am 20. 04 2018 von [https://www.researchgate.net/profile/Markus\\_Kraicz/publication](https://www.researchgate.net/profile/Markus_Kraicz/publication)
- VDI. (April 2019). [www.vdi.de](http://www.vdi.de). Von [https://www.vdi.de/fileadmin/vdi\\_de/redakteur/bvs/bv\\_thueringen\\_dateien/Ausgaben\\_2006/3\\_2006/geschichte.pdf](https://www.vdi.de/fileadmin/vdi_de/redakteur/bvs/bv_thueringen_dateien/Ausgaben_2006/3_2006/geschichte.pdf) abgerufen
- Verbund AG. (1997). *Österreichische Elektrizitäts-Aktiengesellschaft: Energie für unser Leben*. Wien: Überreuter.
- Verein Via Aurea. (2018). *Ignaz Rojacher*. Rauris: Eigenverlag Verein Via Aurea. Von [via-aurea.com](http://via-aurea.com) abgerufen
- Vögtle, F. (1982). *Thomas Alva Edison*. Rowolth.
- Walcher. (April 2019). [www.walcher.com](http://www.walcher.com). Von <https://www.walcher.com/de/produkte/energieuebertragung/netzregler-laengsregler.html> abgerufen

Witzmann, R. (2012). *Q(U)-Studie Schlussbericht*. Elektrische Energieversorgungsnetze. München: TU München. Abgerufen am 20. 05 2018 von <https://mediatum.ub.tum.de/doc/1114994/file.pdf>

Zeitschrift für Elektrotechnik. (1884). Elektrisches Glühlicht im Hochgebirge. *Zeitschrift für Elektrotechnik, Band 254/Miszelle 6*, S. 138 - 139. Von [http://dingler.culture.hu-berlin.de/article/pj254/mi254mi03\\_6](http://dingler.culture.hu-berlin.de/article/pj254/mi254mi03_6) abgerufen





## **Selbstständigkeitserklärung**

Hiermit erkläre ich, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig und nur unter Verwendung der angegebenen Literatur und Hilfsmittel angefertigt habe.

Stellen, die wörtlich oder sinngemäß aus Quellen entnommen wurden, sind als solche kenntlich gemacht.

Diese Arbeit wurde in gleicher oder ähnlicher Form noch keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegt.

Thalgau, den 14. Juli 2019

David Grubinger