

# Leistungsabhängige Spannungsregelung im Mittelspannungsnetz

## Load-Dependent Medium Voltage Regulation

Dipl.-Ing. Christian Körner, EnBW Regional AG, Stuttgart, [c.koerner@enbw.com](mailto:c.koerner@enbw.com)  
Dr.- Ing. Fred Oechsle, EnBW Regional AG, Stuttgart  
Prof. Dr.-Ing. Martin Braun, IEH Universität Stuttgart  
Dipl.-Ing. Alexander Probst, IEH Universität Stuttgart

### Kurzfassung

Das Energieversorgungsnetz wird durch den verstärkten Einsatz von regenerativen Energiequellen vor große Herausforderungen gestellt. Vor allem im Mittelspannungsnetz können die dezentralen Einspeiser eine Lastflussumkehr verursachen. Diese Änderung des Lastflusses beeinflusst die einzelnen Knotenspannungen im Mittel- und Niederspannungsnetz. So kann es passieren, dass bei starker Einspeisung einzelne Knoten eine zu hohe Spannung aufweisen und die Grenzen gemäß DIN EN 50160 erreichen.

Mit Hilfe einer lastabhängigen Sollwertanpassung am Spannungsregler des HS/MS-Transformators kann das Spannungsniveau im Mittelspannungsnetz an die verschiedenen Zustände (Rückspeisung, Schwachlast, Starklast) angepasst werden. Simulationen haben bestätigt, dass es durch dieses Verfahren möglich ist die Spannungshaltungsprobleme zu lösen. Allerdings wird sich die Situation bei einem weiteren Zubau von erneuerbaren Energien verschärfen und einen Netzausbau notwendig machen.

### Abstract

The electrical energy system is facing great challenges by the increased use of renewable energy sources. Especially in the medium voltage network, dispersed generation causes power flow reversal. This change of power flow direction affects the individual node voltages in medium and low voltage grids. It can happen that, due to heavy infeed from dispersed generation, individual nodes have too high voltages and reach the limits according to power quality standard DIN EN 50160.

Using a load-dependent set point adjustment on the voltage regulator of the HV/MV-transformer, the voltage level in the medium voltage grid can be adjusted to the various states (reverse energy supply, low-load, heavy load).

The simulations have confirmed that by this method it is possible to solve voltage level problems. However, the situation will worsen with increasingly extensive use of renewable energies and will make grid reinforcement necessary

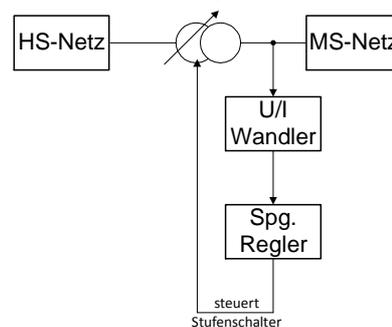
## 1 Einführung

Der Zubau von dezentralen Erzeugungskapazitäten wird aus heutiger Sicht weiter voranschreiten. Das Ziel der Bundesregierung bis 2030 den Bruttostrombedarf zu 50% durch erneuerbare Energie zu decken ist offen kommuniziert. Nach einer vorläufigen Abschätzung der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistik (AGEE-Stat), die im Auftrag des Bundesumweltministeriums arbeitet, wurde ein Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung im Jahr 2011 von 20% ermittelt. Grundsätzlich steht die Energieversorgung dabei vor drei großen physikalisch-elektrotechnischen Herausforderungen:

Das Einhalten einer stabilen Frequenz (f-Problematik), keine unzulässige Überlastung der Betriebsmittel zu verursachen (I-Problematik) sowie das Einhalten des Spannungsbandes (U-Problematik). Das lastabhängige Sollwertanpassungsverfahren zur Regelung des Übersetzungsverhältnisses eines Transformators ist eine Lösungsmöglichkeit für die U-Problematik.

Tritt keine dezentrale Einspeisung auf, so sinkt die Spannung vom Umspannwerk (UW) bis zum Hausanschluss stetig ab. Durch den starken Zubau von EEG-Anlagen wird inzwischen jedoch häufig in solchen MS/NS-Netzen

mehr elektrische Energie erzeugt als verbraucht. Die überschüssige Energie wird dann in die Hochspannungsebene (110 kV) eingespeist und der Lastfluss dreht sich. Damit verändert sich auch der Spannungsabfall auf den Leitungen, da dieser immer in Lastflussrichtung auftritt. Diese beiden unterschiedlichen Lastflussrichtungen entstehen aufgrund der Volatilität der Einspeiser und Verbraucher in Abhängigkeit der Tages- und Jahreszeit, der Wetterlage etc. Für jeden Fall muss die Spannungsqualitätsnorm DIN EN 50160 [2], also auch die maximale Spannungsabweichung von  $\pm 10\%$ , eingehalten werden. Im **Bild 1** ist der Regelkreis eines HS/MS-Trafos dargestellt.



**Bild 1** Regelkreis eines Stufenschalters

Prinzipiell sind drei Regelvarianten zur Generierung eines Sollwerts möglich:

- die Vorgabe eines festen Sollwerts
- eine verteilte Spannungsmessung im MS-Netz
- oder das lastabhängige Sollwertanpassungsverfahren.

Die Vorgabe eines festen Sollwerts ist unter der Bedingung eines Lastflusses in Richtung der vorgelagerten Spannungsebene nicht zu empfehlen, da das Spannungsregelpotential am HS/MS-Transformator nur teilweise genutzt wird. Die verteilte Spannungsmessung erlaubt eine genaue Erfassung der Spannungshöhe im MS-Netz und ermöglicht dadurch das gesamte Spannungsband auszunutzen. Allerdings sind Investitionen in die verteilt eingesetzte Mess- und Kommunikationstechnik und die Integration der Messdaten in den Spannungsregler im Umspannwerk notwendig (vgl. [3]). Die grundsätzliche Idee des lastabhängigen Sollwertanpassungsverfahrens ist, dass bei einem Lastfluss über den HS/MS-Transformator ins HS-Netz (negativer Lastfluss) die Spannung an der UW Sammelschiene abgesenkt wird. Ist der Lastfluss hingegen positiv, soll die Spannung angehoben werden. Dem Verfahren liegt die Annahme zu Grunde, dass der Erzeugungs-Verbrauch-Zustand des MS-Netzes durch den Lastfluss, der durch den Transformator fließt, festgestellt werden kann. Folglich muss dafür eine gewisse Homogenität der Einspeiser und Lasten vorliegen. Mit Hilfe von realen Daten eines Mittelspannungsnetzes und verschiedenen Szenarien werden nun sowohl die Möglichkeiten als auch die Grenzen des lastabhängigen Sollwertanpassungsverfahrens diskutiert.

## 2 Simulation

### 2.1 Netzdaten

Das ausgewählte MS-Netz befindet sich in Oberschwaben, Baden-Württemberg und besitzt 253 Ortsnetzstationen (ONS). Regenerative Kraftwerke sind mit einer installierten Leistung von  $P_{EEG} = 21,4$  MW vorhanden. Dabei bilden die PV – Anlagen mit  $P_{PV} = 17,4$  MW den größten Anteil. Danach folgen Biogas- und Wasserkraftwerke mit  $P_{Biogas} = 2,2$  MW bzw.  $P_{Wasser} = 1,9$  MW. Windkraftanlagen sind in diesem Netzgebiet nicht installiert. Es gibt 4 Wasserkraftwerke und 6 Biogasanlagen, die direkt an das MS Netz angeschlossen sind. An 172 ONS befinden sich PV-Einspeisungen, die hauptsächlich in das unterlagerte Niederspannungsnetz einspeisen. Die maximale Last  $P_{Last,max}$  betrug im Jahr 2010 14,8 MW.

Leistungsstufen	Anzahl der Lasten an ONS
0-50 kW	155
51-100 kW	66
101-200 kW	27
201-300 kW	1
301-2000 kW	4

**Tabelle 1** Anzahl der Lasten an Ortsnetzstationen

Leistungsstufen	Anzahl der PV-Leistung an ONS
0-50 kW	55
51-100 kW	45
101-200 kW	53
201-300 kW	15
301-500 kW	4

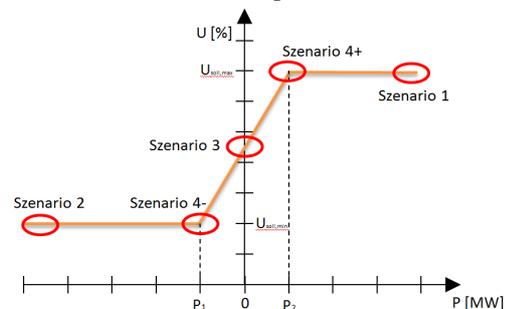
**Tabelle 2** Anzahl der PV-Leistung an Ortsnetzstationen

Entsprechend der Auflistung kann davon ausgegangen werden, dass eine gewisse gleichmäßigen Verteilung der Verbraucher (**Tabelle 1**) und Einspeiser (**Tabelle 2**) vorliegt.

### 2.2 Lastabhängiger Sollwertverlauf

Ein prinzipieller lastabhängiger Sollwertverlauf ist im **Bild 2** dargestellt. Die roten Ellipsen markieren die Szenarien, die die Antwort auf folgende Fragen liefern sollen:

- Was ist der maximal bzw. minimal mögliche Sollwert bei Volllast bzw. voller Rückspeisung?
- Welchen Wert muss bzw. soll der Sollwert beim Ordinatendurchgang aufweisen?
- Wo sollen die Knickpunkte sein?



**Bild 2** lastabhängiger Sollwertverlauf

### 2.3 Szenarien

Das Szenario 1 untersucht das Verhalten bei Starklast, wenn keine Einspeisung vorhanden ist. Der andere Extremfall „volle Rückspeisung“ wird im Szenario 2 bei unterschiedlich viel Last simuliert. Im Szenario 3 wird ermittelt, welcher Sollwert für den Ordinatendurchgang optimal ist. Wo die Knickpunkte des Sollwertverlaufs sein sollen, wird mithilfe des Szenarios 4 ermittelt. Abschließend werden Last-, Einspeiseunsymmetrien simuliert. Für alle Szenarien gilt, dass die Knotenspannungen und Lastflüsse jeder ONS in PowerFactory 14 simuliert wurden.

#### 2.3.1 Szenario 1 „Starklast“

Im Starklastfall, also bei 14,8 MW Lastfluss über den Trafo im Umspannwerk, gibt es keine Einspeisung. Die Simulation des Szenario 1 ergab in dem untersuchten MS-Netz einen Spannungsfall von 2,36% bezogen auf die Spannung an der Sammelschiene.

#### 2.3.2 Szenario 2 „volle Rückspeisung“

In den **Tabellen 3 und 4** sind die Spannungsabweichungen des anderen Extremfalls „volle Rückspeisung“ abgebildet. Über alle Knotenspannungen der Ortsnetzstationen und Lastfälle wurde ein Maximum von 7,54% festgestellt.

Die Spreizung nimmt mit steigender Last ab. Die minimale Abweichung nach unten beträgt im Fall „50% Last“ - 0,33%.

Abweichung vom Sollwert in [%]	5% Last	10% Last	15% Last	20% Last	25% Last
Maximum	7,54	7,41	7,28	7,15	7,02
95%- Quantil	6,50	6,40	6,30	6,20	6,10
5%- Quantil	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Minimum	0,07	0,07	0,06	0,04	-0,02
Spreizung	7,47	7,34	7,22	7,11	7,04

**Tabelle 3** Verteilung der Spannungsabweichungen im Szenario 2 die Lastfälle 5% - 25%

Abweichung vom Sollwert in [%]	30% Last	35% Last	40% Last	45% Last	50% Last
Maximum	6,89	6,76	6,63	6,50	6,37
95%- Quantil	6,00	5,90	5,80	5,70	5,60
5%- Quantil	0,10	0,10	0,00	0,00	0,00
Minimum	-0,08	-0,14	-0,20	-0,26	-0,33
Spreizung	6,97	6,90	6,83	6,76	6,70

**Tabelle 4** Verteilung der Spannungsabweichungen im Szenario 2 die Lastfälle 30% - 50%

### 2.3.3 Szenario 3

Bezogen auf die 8760 Jahresstunden treten aber viel häufiger verschiedene Kombinationen von Last- und Einspeiseverhältnissen auf. In der **Tabelle 5** sind solche Kombinationen für 0 MW Lastfluss über den HS/MS-Trafo bei einer Gesamtlast von 14,8 MW und der EEG-Gesamtleistung von 21,4 MW dargestellt. Es sind Netzverluste in Höhe von 50kW berücksichtigt.

%-Last Anteil	Last	%-EEG Anteil	EEG-Einspeisung
10 % Last	1,48 MW	7,1 %	1,52 MW
15 % Last	2,22 MW	10,6 %	2,27 MW
20 % Last	2,96 MW	14,1 %	3,02 MW
25 % Last	3,70 MW	17,5 %	3,75 MW
30 % Last	4,44 MW	21,0 %	4,49 MW
35 % Last	5,18 MW	24,4 %	5,22 MW
40 % Last	5,92 MW	27,9 %	5,97 MW
45 % Last	6,66 MW	31,4 %	6,72 MW
50 % Last	7,40 MW	34,8 %	7,45 MW
100% Last	14,8 MW	69,4 %	14,85 MW

**Tabelle 5** Last-, Einspeiseverhältnisse Szenario 3

Bei Betrachtung der einzelnen Ergebnisse der Lastfälle, wie sie in **Tabelle 6** und **Tabelle 7** abgebildet sind, wird deutlich, dass bei steigender Last und Einspeisung die Spreizung stets zunimmt. In Zahlen bedeutet dies, dass bei einer Last von 10% die Spreizung nur 0,91% beträgt während bei 50% Last schon 2,34% simuliert wurde. Besonders hervorzuheben ist die asymmetrische Zunahme. Während das Minimum bezogen auf den Sollwert um - 0,43% absinkt, steigt das Maximum um 1,91. Wird das Szenario 3 für den ungünstigsten Fall hochgerechnet, d.h.

100% Last und eine Einspeisung von 69,4%, steigt die Spreizung je 5% Lasterhöhung um ca. 0,2%. Insgesamt wird somit eine Spreizung von 4,34% erreicht. Bei einem linearen Abfall des Minimums liegt der kleinste Wert - 0,86% unterhalb des Sollwerts und der größte Wert 3,48% oberhalb des Sollwerts.

Abweichung vom Sollwert in [%]	10% Last	15% Last	20% Last	25% Last	30% Last
Maximum	0,92	1,04	1,17	1,29	1,41
95%- Quantil	0,81	0,92	1,04	1,15	1,26
5%- Quantil	0,06	0,05	0,04	0,04	0,03
Minimum	0,01	-0,04	-0,10	-0,15	-0,21
Spreizung	0,91	1,08	1,27	1,44	1,62

**Tabelle 6** Verteilung der Spannungsabweichungen im Szenario 3 die Lastfälle 10% - 30%

Abweichung vom Sollwert in [%]	35% Last	40% Last	45% Last	50% Last	100% Last*
Maximum	1,54	1,66	1,78	1,91	3,48
95%- Quantil	1,37	1,48	1,59	1,70	2,80
5%- Quantil	0,00	-0,03	-0,05	-0,08	-0,38
Minimum	-0,26	-0,32	-0,37	-0,43	-0,86
Spreizung	1,80	1,98	2,151	2,34	4,34

**Tabelle 7** Verteilung der Spannungsabweichungen im Szenario 3 die Lastfälle 35% - 50%

\*Werte des Falls „100% Last“ wurden extrapoliert

### 2.3.4 Szenario 4-

Die verschiedenen Last- und Einspeisevarianten für das Szenario 3 „0 MW“ sind in in der **Tabelle 8** bei einer konstanten Rückspeisung von -4 MW dargestellt. Dabei entsprechen -4MW ca. 20% der installierten Erzeugungslleistung von 21,4 MW. Netzverluste von 140 kW wurden in der Festlegung der prozentualen Anteile berücksichtigt.

%-Last Anteil	Last	%-EEG Anteil	EEG-Einspeisung
10 % Last	1,48 MW	26,2 %	5,62 MW
15 % Last	2,22 MW	29,7 %	6,36 MW
20 % Last	2,96 MW	33,2 %	7,10 MW
25 % Last	3,70 MW	36,6 %	7,84 MW
30 % Last	4,44 MW	40,1 %	8,58 MW
35 % Last	5,18 MW	43,5 %	9,32 MW
40 % Last	5,92 MW	47,0%	10,06 MW
45 % Last	6,66 MW	50,4 %	10,8 MW
50 % Last	7,40 MW	53,9 %	11,54 MW
100% Last	14,8 MW	88,5 %	18,94 MW

**Tabelle 8** Last-, Einspeiseverhältnisse Szenario „4-“

Die Verteilung der einzelnen Knotenspannungen sind in **Tabelle 9** und **Tabelle 10** abgebildet. Der Anstieg der Spreizung bei steigender Last ist deutlich zu sehen. Dies wird durch den höheren Anteil an regenerativen Einspeisern verursacht. Bei der Differenzbildung zwischen zwei benachbarten Maxima entsteht ein Anstieg des relativen Maximums je 5% Lastschritt von 0,13%. Das

relative Minimum fällt ab dem „15% Lastfall“ bei gleichen Bedingungen allerdings nur um ca. 0,05%. Bei Annahme eines linearen Verhaltens, steigt das relative Maximum bezogen auf den Sollwert auf 4,70% an. In diesem ungünstigsten Fall, der extrapoliert wurde, beträgt die Spreizung 5,63% und die Abweichung nach unten ist -0,93% groß. Besonders hervorzuheben ist bereits die Spreizung in dem unspektakulären Fall „10% Last und 26,2% Einspeisung“ von 2,38%. Sie entspricht nahezu der Spreizung im „Starklastfall“.

Abweichung vom Sollwert in [%]	10% Last	15% Last	20% Last	25% Last	30% Last
Maximum	2,40	2,53	2,65	2,78	2,90
95%- Quantil	2,10	2,21	2,32	2,43	2,55
5%- Quantil	0,04	0,04	0,02	0,02	0,01
Minimum	0,02	-0,04	-0,09	-0,15	-0,21
Spreizung	2,38	2,57	2,74	2,93	3,11

**Tabelle 9** Verteilung der Spannungsabweichungen im Szenario „4-“ die Lastfälle 10% - 30%

Abweichung vom Sollwert in [%]	35% Last	40% Last	45% Last	50% Last	100% Last*
Maximum	3,03	3,16	3,28	3,40	4,70
95%- Quantil	2,66	2,77	2,88	2,99	4,09
5%- Quantil	0,00	-0,02	-0,05	-0,08	-0,38,
Minimum	-0,26	-0,32	-0,38	-0,43	-0,93
Spreizung	3,29	3,48	3,66	3,83	5,63

**Tabelle 10** Verteilung der Spannungsabweichungen im Szenario „4-“ die Lastfälle 35% - 50%

\*Werte des Falls „100% Last“ wurden extrapoliert

### 2.3.5 Szenario 4+

Wird nun der Fall „+ 4 MW“ betrachtet, so sind 4 MW erst ab dem 30% Lastfall möglich. Die dazugehörigen Last- und Einspeisekombinationen sind in **Tabelle 11** dargestellt.

%-Last Anteil	Last	%-EEG Anteil	EEG-Einspeisung
30 % Last	4,44 MW	2,3 %	0,49 MW
35 % Last	5,18 MW	5,8 %	1,24 MW
40 % Last	5,92 MW	9,3 %	1,99 MW
45 % Last	6,66 MW	12,7 %	2,72 MW
50 % Last	7,40 MW	16,2 %	3,47 MW
100% Last	14,8 MW	50,75 %	10,86 MW

**Tabelle 11** Last-, Einspeiseverhältnisse Szenario „4+“

Die Spreizung nimmt zwar bei steigender Last und Einspeisung zu, wie es in **Tabelle 12** und **Tabelle 13** dargestellt ist, dennoch beträgt sie im Fall „50% Last“ nur 0,94%. Die Aufteilung „nach oben“ bzw. „nach unten“ erfolgt ungefähr in gleichen Teilen.

Werden die Werte extrapoliert (100% Last/ 50,75% Einspeisung) und eine Spreizung je 5% Lasterhöhung von 0,17% zugrunde gelegt, dann beträgt die Spreizung insge-

samt 2,64%. Somit ergibt sich das Maximum 1,54% und das Minimum -1,1%.

Abweichung vom Sollwert in [%]	10% Last	15% Last	20% Last	25% Last	30% Last
Maximum	0,31	0,20	0,14	0,10	0,15
95%- Quantil	0,29	0,18	0,12	0,09	0,10
5%- Quantil	0,04	0,03	0,00	-0,13	-0,12
Minimum	-0,02	-0,09	-0,15	-0,21	-0,27
Spreizung	0,33	0,29	0,29	0,31	0,39

**Tabelle 12** Verteilung der Spannungsabweichungen im Szenario „4+“ die Lastfälle 10% - 30%

Abweichung vom Sollwert in [%]	35% Last	40% Last	45% Last	50% Last	100% Last*
Maximum	0,16	0,22	0,33	0,44	1,54
95%- Quantil	0,13	0,20	0,31	0,42	1,52
5%- Quantil	-0,15	-0,17	-0,19	-0,22	-0,52
Minimum	-0,33	-0,38	-0,44	-0,5	-1,1
Spreizung	0,49	0,60	0,77	0,94	2,64

**Tabelle 13** Verteilung der Spannungsabweichungen im Szenario „4+“ die Lastfälle 35% - 50%

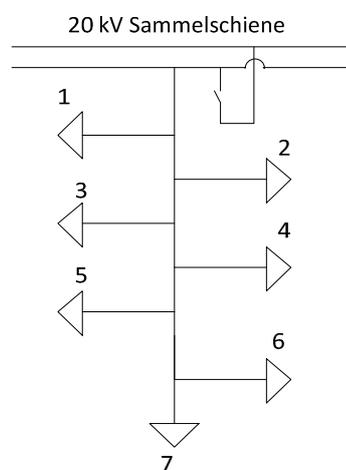
\*Werte des Falls „100% Last“ wurden extrapoliert

## 2.4 Last- und Einspeisunsymmetrien

Neben der Betrachtung der Standardszenarien müssen auch weitere Zustände betrachtet werden, die in jedem Mittelspannungsnetz vorkommen. Denn auch diese Fälle haben einen Einfluss auf den Verlauf der lastabhängigen Sollwertkurve.

### 2.4.1 Lastunsymmetrien bei einem kurzen Abgang

In den Szenarien 1-4 wurde eine gleichmäßige Lastverteilung angenommen. Das bedeutet, dass die gemessene maximale Abgangsleistung an der Sammelschiene proportional auf die einzelnen Lasten des Abgangs aufgeteilt wurde. Jedoch ist an den einzelnen Ortsnetzstationen ein größerer Maximalwert gemessen worden. Deshalb werden



nun die Lasten mit ihren Maximalwerten im Abgang näher betrachtet. Hierfür wurde aus dem untersuchten MS-Netz ein kurzer Abgang (**Bild 3**) ausgewählt, der aus 7 Ortsnetzstationen (ONS) besteht, eine Gesamtlänge von 3256 m und eine maximale Abgangsleistung von 781,4 kW aufweist.

**Bild 3** kurzer Abgang im untersuchten MS-Netz

Die Verteilung der Lasten ist in **Tabelle 14** abgebildet.

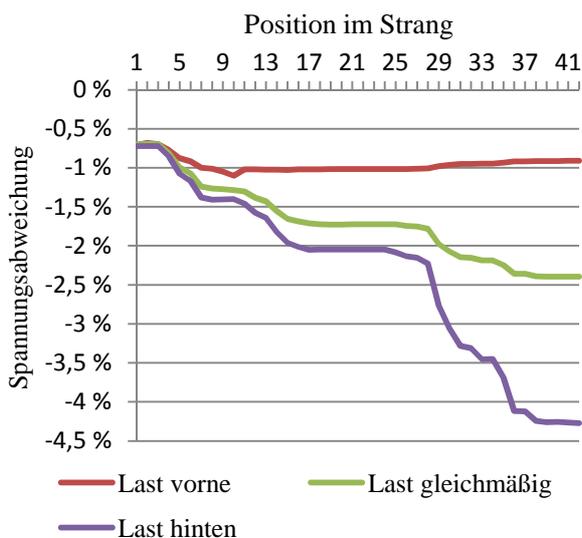
Position im Strang	Last vorne [kW]	Last gleich [kW]	Last hinten [kW]	Entfernung zum UW [m]
1	299,3	131,7	0,0	495
2	329,2	144,8	0,0	892
3	152,9	98,8	0,0	1632
4	0,0	109,7	107,9	2298
5	0,0	164,6	374,1	2698
6	0,0	65,9	149,7	3030
7	0,0	65,9	149,7	3256

**Tabelle 14** Verteilung der Lasten im kurzen Abgang

Der maximale Unterschied der Spannungsabweichungen zwischen den drei Lastverteilungen beträgt gerade einmal 0,16%. Die auftretenden Abweichungen sind sehr klein, weshalb die unterschiedliche Lastverteilung für einen kurzen Abgang nicht berücksichtigt werden muss.

### 2.4.2 Lastunsymmetrie bei einem langen Abgang

Für diese Untersuchung wurde ein Abgang ausgewählt, der aus 42 Abzweigen besteht und dessen Hauptpfad eine Länge von 24,7 km aufweist. Im **Bild 4** ist die Spannungsabweichung bezogen auf den Sollwert abgebildet. Die Verteilung der Lasten „vorne“, „gleichmäßig“ und „hinten“ erfolgte analog zu dem Vorgehen bei einem kurzen Abgang. Es sind deutliche Unterschiede zwischen den Lastverteilungen erkennbar. Tritt die Last nur vorne auf, so ergibt sich erwartungsgemäß der geringste Spannungsabfall. Er beträgt maximal -1,10% und somit 1,29% weniger wie im Vergleich bei gleichmäßiger Lastverteilung. Bedeutsamer ist allerdings der Spannungseinbruch im Fall „Last hinten.“ Durch Berücksichtigung der inhomogenen Verteilung der Lasten ergibt sich hier eine zusätzliche Spannungsreduzierung um 1,91%. Bezogen auf den Sollwert sinkt die Spannung um -4,27%.

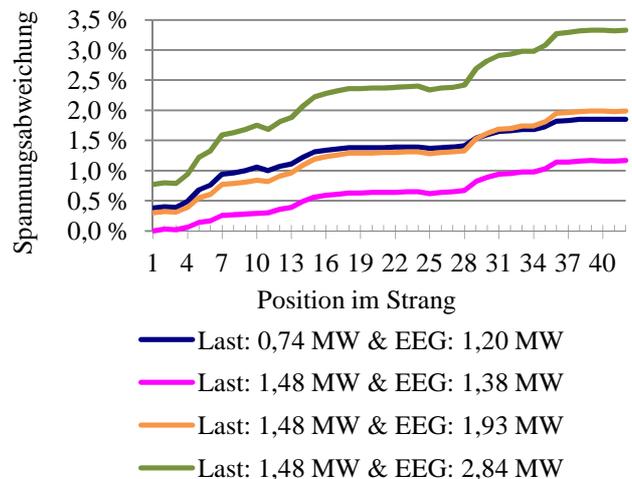


**Bild 4** Spannungsabweichung bei einem langen Abgang

Die Lastverteilung darf bei langen Abgängen erwartungsgemäß nicht vernachlässigt werden. Die Abweichung in Höhe von -4,27% wird für den lastabhängigen Sollwertverlauf, wie in **Tabelle 15** abgebildet ist, berücksichtigt.

### 2.4.3 Last- und Einspeisungsasymmetrie bei einem langen Abgang

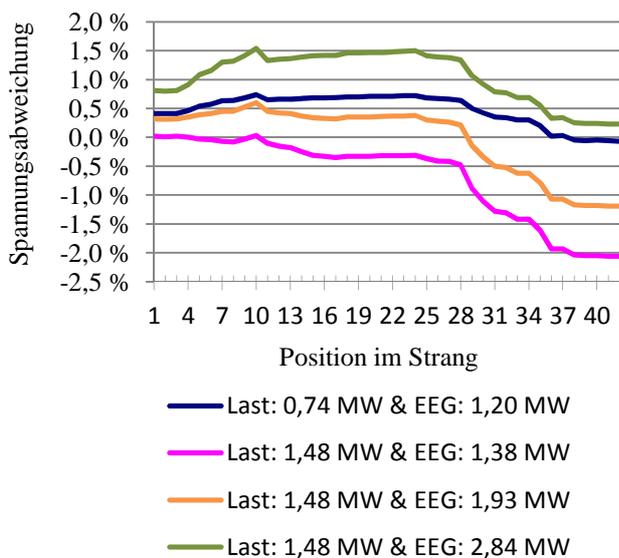
Bei dieser Untersuchung wurde das Szenario „4-“ um die unterschiedlichen Lastverteilung erweitert. Es fließen bei den beiden folgenden Fällen immer -4 MW über den HS/MS-Trafo ins HS-Netz. Im **Bild 5** sind vier ausgewählte Spannungsverläufe des verwendeten langen Abgangs im Fall „Last vorne“ bezogen auf die Spannungsabweichung vom Sollwert abgebildet. Der lange Abgang weist insgesamt eine maximale Last von 1,48 MW und eine Gesamteinspeisung von 5,29 MW auf.



**Bild 5** Spannungsabweichung im Fall „Last vorne“ beim langen Abgang

Beim Vergleich der blauen und rosa Kurve ist deutlich zu sehen, dass sich die Abweichung am Ende bei einer geringen Differenz der Einspeisung von 0,18 MW, aber einer Verdopplung der Last um 0,7%, reduziert. Bei steigender Einspeisung und gleichbleibender Abgangslast erhöht sich die Abweichung erheblich. Ist die Einspeisung mit 2,84 MW ungefähr doppelt so groß wie die Last, dann beträgt sie bezogen auf den Sollwert 3,3%.

Beim Vergleich der blauen und rosa Kurve des Falls „Last hinten“ (**Bild 6**) stellt sich heraus, dass eine Lasterhöhung bei ungefähr gleicher Einspeisung eine maximale Abweichung bezogen auf den Sollwert von -2,06% bewirkt. Steigt aber die Einspeisung, so wird die Spannung dadurch gestützt. Beim grünen Verlauf beträgt die Spreizung nur noch 1,3%. Die Lastverteilung verändert deutlich den Spannungsverlauf an einem Strang. Deshalb ersetzt das hier ermittelte Minimum in Höhe von -2,06% das Minimum des Szenarios 4- aus **Tabelle 10**. Die Spannungserhöhung bei „Last vorne“ in Höhe von 3,3% wird nicht berücksichtigt, da die maximale Spannungsanhebung durch das Szenario 2 „volle Rückspeisung“ mit 7,54% festgelegt wird.



**Bild 6** Spannungsabweichung im Fall „Last hinten“ beim langen Abgang

### 3 Lastabhängiger Sollwertverlauf

In der **Tabelle 15** sind nun die minimalen und maximalen Abweichungen aus den Szenarien und der Untersuchung zur Last-, Einspeisungsasymmetrie eingetragen.

Abweichung vom Sollwert in [%]	Werte aus Szenarien	
	Minima	Maxima
Szenario 1 „Starklast“	-2,36 - 1,91 = -4,27	0,06
Szenario 2 „volle Rückspeisung“	-0,33	7,54
Szenario 3 „0 MW“	-0,86	3,48
Szenario „4+“	-1,10	1,54
Szenario „4-“	-0,93 - 1,13 = -2,06	4,70

**Tabelle 15** Übersicht über die Spannungsabweichungen aller Szenarien

Bevor nun ein lastabhängiger Sollwertverlauf generiert werden kann, muss zusätzlich die Regelabweichung des Stufenschalters berücksichtigt werden. Sie beträgt bezogen auf den Sollwert in den meisten Anwendungsfällen  $\pm 1,1\%$ . Bei der verwendeten Spannungsregelung kann nur eine Steigung hinterlegt werden. Deshalb ergibt sich aus der oberen und unteren Grenze, sowie aus zwei weiteren festgelegten Punkten, der Sollwertverlauf.

Die Sollwertobergrenze wird aus dem Maximum des Szenarios 4+ und der Regelabweichung berechnet und beträgt  $110\% - 1,1\% - 1,54\% = 107,36\%$ . Es ist sinnvoll eine Toleranz zu diesem Maximalwert einzuhalten, da bis jetzt keine weiteren Erfahrungen gesammelt werden konnten und das Verfahren auch in anderen Netzen angewandt werden soll.

Solange keine weiteren Messwerte aus dem MS- und NS-Netz vorliegen und damit ein Vorhandensein von NS-Abgängen, die keine elektrische Energie zurückspeisen, nicht ausgeschlossen werden kann, muss ein typischer

Spannungsfall von 5% für das NS-Netz berücksichtigt werden. Weiterhin darf der Spannungsfall am Transformator (ca. 3%) und die Stufung des Ortsnetztransformators (ONT) nicht vernachlässigt werden. Für die weiteren Überlegungen wird angenommen, dass der ONT ein Übersetzungsverhältnis von 20:0,4 besitzt. Um nun die untere Sollwertgrenze zu bestimmen, werden die aufgezählten Spannungsfälle und das Minimum des Szenario 4- (**Tabelle 10**) zum minimalen Spannungswert gemäß DIN EN 50160 addiert. Somit beträgt der minimale Sollwert  $90\% + 5\% + 3\% + 1,1\% + 2,06\% = 101,16\%$ .

Der Knickpunkt aus dem Szenario 4+ entspricht ungefähr 30% der maximalen Last. Gegen diese frei gewählte Grenze wurde nichts Nachteiliges festgestellt. Dagegen bestätigte die Simulation, dass es schon bei einer Rückspeisung von „-4MW“, dies entspricht ca. 20% der gesamten EEG-Leistung, notwendig ist, den Sollwert auf das Minimum abzusenken, da die Spannungserhöhung im MS-Netz bereits 4,7% beträgt.

## 4 Zusammenfassung

Das Verfahren der lastabhängigen Sollwertanpassung am Spannungsregler der HS/MS-Transformatoren kann innerhalb bestehender Standards mit lokalen, autarken Spannungsreglern kostengünstig und schnell implementiert werden und dadurch die Spannungsproblematik in vielen Netzen entschärfen. Durch weitere Messungen im MS- und NS-Netz kann der Kurvenverlauf optimiert werden. Auch bei der prozentualen Festlegung der Knickpunkte und der Steigung ist eine Verbesserung durch weitere Daten und Simulationen möglich.

Allerdings kann das Verfahren zum jetzigen Zeitpunkt die Spannungsproblematik im MS- und NS-Netz wahrscheinlich nicht in jedem Einzelfall vollständig lösen, insbesondere wenn die Spannungserhöhung durch die regenerative Einspeisung zu groß ist und das Vorhandensein von Abzweigen ohne Einspeisung nicht ausgeschlossen werden kann. Allerdings dürften dann die Möglichkeiten der zentralen Spannungsregelung insgesamt ausgeschöpft und als letzte Maßnahmen Netzausbau oder dezentrale Spannungsregelung an den MS/NS-Transformatoren erforderlich sein.

## 5 Literatur

- [1] Körner, C.: Untersuchung von Konzepten zur Spannungsregelung in Mittelspannungsnetzen bei starker Einspeisung regenerativer Stromerzeuger. Universität Stuttgart, 2011
- [2] Europäisches Komitee für elektrotechnische Normung (CENELEC); Deutsches Institut für Normung e.V. (DIN): „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“, DIN EN 50160, Februar 2011, Beuth Verlag GmbH, Berlin
- [3] Dr. Benz, T; Dr. Borchard, T; Dr. Slupinski, A.: „geänderte Netzanforderungen Weitbereichsregelung in Verteilungsnetzen, ew Jg.110 (2011), Heft17-18, Seite 58-62