

Berechnungen zum Thema

Netzaspekte von dezentralen Erzeugungseinheiten

Studie im Auftrag der E-Control GmbH



Institut für
Elektrische Anlagen

Institutsvorstand: Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. Lothar Fickert

Technische Universität Graz
A - 8010 GRAZ, Inffeldgasse 18 / 2
Telefon: (+43 316) 873 – 7551
Telefax: (+43 316) 873 – 7553
<http://www.ifea.tugraz.at>

Wissenschaftliche Ausarbeitung:

A.o. Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. Manfred Sakulin
Dipl.-Ing. Walter Hipp

November 2004



TUG Technische Universität Graz – Erzherzog-Johann-Universität

Inhaltsverzeichnis

1	Veranlassung und Zielsetzung der Studie	2
2	Allgemeine Grundlagen zur Berechnung der Spannungsverhältnisse von Verteilnetzen unter Berücksichtigung von dezentralen Einspeisungen.....	3
2.1	Kenngrößen für Mittel- und Niederspannungsnetze	3
2.2	Netztopologie	3
2.3	Grundlagen zur Berechnung des Spannungsniveaus und der Spannungsänderungen ..	5
3	Modellstudien über den Einfluss dezentraler Erzeugungsanlagen auf Verteilnetze	13
3.1	Untersuchungen über den Einfluss dezentraler Einspeiser auf die Spannungsverhältnisse	13
3.2	Betrachtung der Spannungsänderungen an einer langen Mittelspannungsleitung mit mehreren dezentralen Einspeisern.....	20
4	Diskussion der Ergebnisse	21
4.1	Durchgeführte Modellstudien	21
4.2	Abschätzung des energetischen Beitrags der dezentralen Einspeisungen	22
5	Abschließende Betrachtungen.....	23
5.1	Netztechnische Aspekte	23
5.2	Schlussfolgerungen	25
6	Literatur.....	25

1 Veranlassung und Zielsetzung der Studie

Die Durchführung der vorliegenden Studie erfolgte auf Veranlassung der Energie-Control-GmbH (E-Control), welche den Auftrag zur Erstellung von Berechnungen zum Thema „Netzaspekte von dezentralen Erzeugungseinheiten“ an das Institut für Elektrische Anlagen der TU Graz erteilte.

An Hand von Modellnetzen für Mittel- und Niederspannungsverteilnetze sollen – aufbauend auf realen Netz- und Verbrauchsstrukturen – die Auswirkungen zunehmender dezentraler Erzeugung für verschiedene Last-/Erzeugungsszenarien (Starklast mit minimaler Erzeugung, Schwachlast mit maximaler Erzeugung) analysiert werden.

Untersucht werden sollen insbesondere Fragen in Hinblick auf Veränderungen des Lastflusses, d.h. der Spannungsverhältnisse und der Strombelastung der Netzelemente, weiters Veränderungen der Netzverluste und den Einfluss von Blindleistungstransporten.

Bei der Wahl der Modellnetze sollen, abhängig von der Besiedlungscharakteristik der Versorgungsgebiete, unterschiedliche Netzkategorien festgelegt und verglichen werden.

Nach Darlegung der allgemeinen Grundlagen zur Berechnung der Spannungsverhältnisse in Verteilnetzen werden spezielle Näherungsformeln zur Ermittlung des Einflusses eines Kollektivs von Verbrauchern und Erzeugern auf die Spannungsverhältnisse von Niederspannungsnetzen abgeleitet.

Die entwickelten Formeln werden in den Modellstudien für die Berechnung und Analyse der Spannungsverhältnisse bei unterschiedlichen Belastungs-/Erzeugungssituationen und unterschiedlichen Siedlungsstrukturen angewendet. Hinsichtlich der Siedlungsstruktur werden 3 Netzkategorien, und zwar ländliche Struktur/Bauernhöfe, ländliche Siedlungsgebiete und städtische Gebiete, unterschieden.

In ländlichen Gebieten werden die Einspeisungen von kleinen Erzeugungsanlagen (Fotovoltaikanlagen bis 4 kW auf jedem 4. Gebäude) und von mittleren Erzeugungsanlagen (Biogasanlagen bis 200 kW) in das Niederspannungsnetz untersucht, im städtischen Gebiet werden Fotovoltaik- und Brennstoffzellenanlagen von 30 bis 200 kW angenommen. Für das Mittelspannungsnetz wird vorausgesetzt, dass in jeder 3. Transformatorstation eine Einspeisung erfolgt. Die Einspeiseleistungen in der Mittelspannung werden zwischen 100 kW und 10 MW variiert. (Diese angenommenen Größen stellen keine technischen Richtwerte dar, sondern sind reine Annahmen für die Modellbeispiele.)

In den abschließenden Bemerkungen werden allgemein die Einflüsse dezentraler Erzeugungseinheiten auf Verteilnetze aus netztechnischer Sicht beleuchtet und Fragen der möglichen Reserven für die dezentrale Energieerzeugung und die Versorgungssicherheit der Netze behandelt.

2 Allgemeine Grundlagen zur Berechnung der Spannungsverhältnisse von Verteilnetzen unter Berücksichtigung von dezentralen Einspeisungen

2.1 Kenngrößen für Mittel- und Niederspannungsnetze

Allgemeines

Wichtige Kenngrößen für ein Mittelspannungsnetz sind:

- Anstehende Kurzschlussleistung aus dem Hochspannungsnetz
- Nenndaten des HS/MS-Transformators (S_T , u_K , u_R)
- Leitungstypen und Leitungslängen im MS-Netz
- Leistungen an den MS-Abgängen

Wichtige Kenngrößen für ein Niederspannungsnetz sind:

- Anstehende Kurzschlussleistung aus dem Mittelspannungsnetz (oder Länge, Querschnitt und Typ der anspeisenden MS-Leitung)
- MS/NS-Transformatornenndaten (S_T , u_K , u_R)
- Leitungstypen und Leitungslängen im NS-Netz
- Leistungen an den NS-Abgängen

2.2 Netztopologie

Abbildung 1 zeigt Skizzen gängiger Netzformen.

Verteilnetze der Mittel- und Niederspannungsebene werden meist als Strahlennetze (Bild a), oder als verzweigte Strahlennetze (Bild b) betrieben. Bei vermaschten Netzen (Bild e) oder Ringnetzen (Bild cd), sind immer einige Trennstellen geöffnet, wodurch sich im Normalbetriebsfall wiederum Strahlennetze ergeben.

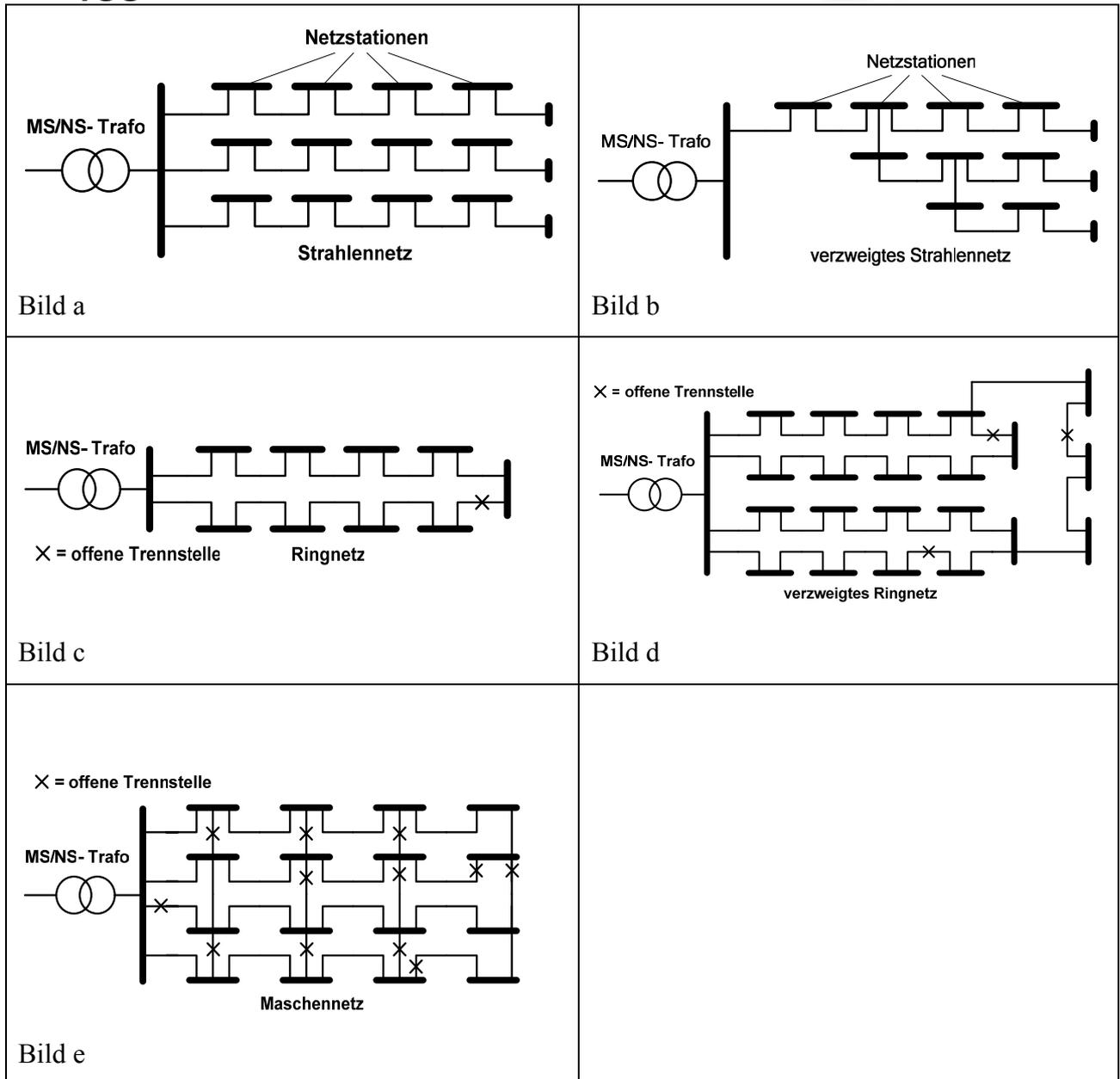


Abbildung 1: Übliche Netzformen von Verteilnetzen

Für die folgenden Modellrechnungen werden vereinfachend sowohl für Mittel- als auch für Niederspannungsnetze einzelne Netzstrahlen betrachtet. Der Einfluss der Nachbarstrahlen kann durch entsprechend fest zu legende Parallellasten an den Transformatorschienen berücksichtigt werden.

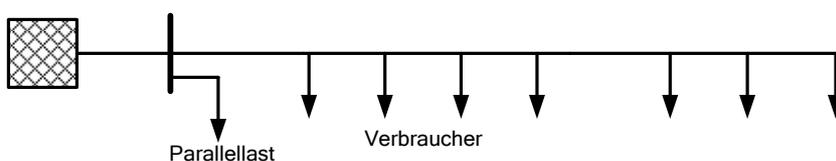


Abbildung 2: Ersatzschaltung für einen Netzstrahl im Verteilnetz

2.3 Grundlagen zur Berechnung des Spannungsniveaus und der Spannungsänderungen

Das Spannungsniveau wird generell durch das Verhalten des Kollektivs aller Verbraucher und Erzeuger bestimmt. Sowohl Verbraucher als auch Einspeiser sind zeitlich variabel, sie unterliegen tageszeitlichen und jahreszeitlichen Schwankungen.

Zu unterscheiden sind vor allem verschiedene Grenzsituationen, welche das minimale und das maximale Spannungsniveau in einem Verteilnetz bestimmen. Es sind dies:

- Starklast mit minimaler Einspeisung
- Schwachlast mit maximaler Einspeisung

In beiden Situationen müssen sowohl das Niederspannungstoleranzband in den einzelnen Netzen als auch das Mittelspannungstoleranzband im übergeordneten Mittelspannungsnetz eingehalten werden.

Zur exakten Ermittlung des Spannungsniveaus müssen sämtliche Verbraucher- und Einspeiseleistungen bekannt sein und mit einem entsprechenden Lastflussprogramm berechnet werden.

Änderungen des Spannungsniveaus ergeben sich, wenn sich die Zusammensetzung des Kollektivs verändert. Wenn z.B. eine zunehmende Anzahl von dezentralen Erzeugungsanlagen in das Netz integriert werden soll, kann dies zu einer Erhöhung der maximal auftretenden Spannung führen, - gleichzeitig kann aber auch – abhängig von der zeitlichen Charakteristik der Einspeiseanlagen – die minimal auftretende Spannung angehoben werden.

Spannungsänderungen ergeben sich durch Leistungsänderungen der Verbraucher und Einspeiser in den Knoten des Netzes.

Jede einzelne Leistungsänderung in einem Knoten verursacht nicht nur eine Spannungsänderung in diesem Knoten, sondern auch in allen übrigen Knoten des Netzes. Die Spannungsverhältnisse in einem Knoten (Spannungsniveau, Spannungsänderungen usw.) hängen daher von den Leistungsverhältnissen bzw. -änderungen in allen Knoten des Netzes ab. Zu unterscheiden sind einerseits Auswirkungen durch das Kollektiv der Verbraucher und/oder Einspeiser, andererseits Auswirkungen, die sich durch das Ein-/Ausschalten einzelner Verbraucher/Erzeuger ergeben.

Für die Beurteilung von Einzelverbrauchern bzw. -einspeisern muss die Störemission der Einzelanlage betrachtet werden, d.h. es sind nur die Auswirkungen, die von dieser Anlage verursacht werden, zu ermitteln. Diese müssen die Grenzwerte für Netzurückwirkungen (häufige Spannungsänderungen, seltene Spannungsänderungen, Flicker, Oberschwingungen, usw.) in ihrem Anschlusspunkt bzw. in jenem Netzpunkt, in dem die größten Auswirkungen auftreten, einhalten – siehe TOR D2 Kap.9.

Berechnungsformeln

Bei der mathematischen Berechnung gilt für die Ermittlung der Spannungen und Ströme im Netzwerk das Superpositionsprinzip, d.h. es überlagern sich in jedem Knoten bzw. Zweig die Teilspannungen bzw. -ströme, die sich in Folge der einzelnen Spannungs- und Stromquellen im Netz ergeben.

$\Delta U_{i(i)} = Z_{ii} \cdot \Delta I_i$	Formel 1a
$\Delta U_{j(i)} = Z_{ij} \cdot \Delta I_i = \Delta U_{i(i)} \cdot \frac{Z_{ij}}{Z_{ii}}$	Formel 1b
$\Delta U_j = \sum_i \Delta U_{j(i)}$	Formel 1c
$Z_{ii}, Z_{ij} \dots$ Elemente der Systemimpedanzmatrix $\Delta U_{i(i)}$ Teil-Spannungsänderung im Knoten i durch Änderung des i-ten Knotenstroms $\Delta U_{j(i)}$ Teil-Spannungsänderung im Knoten j durch Änderung des i-ten Knotenstroms ΔU_j Kumulierte Spannungsänderung im Knoten j	

Die Ermittlung der Knotenströme bzw. -stromänderungen erfolgt aus den Knotenleistungen bzw. -leistungsänderungen. Zu unterscheiden ist hierbei, ob es sich um Konstantleistungs-, Konstantstrom- oder Konstantimpedanz-Verbraucher/Erzeuger handelt. Diese Charakteristik führt zu (geringfügigen) Unterschieden in den resultierenden Spannungsänderungen – siehe Abbildung 5.

Spannungsänderung im Verknüpfungspunkt VP

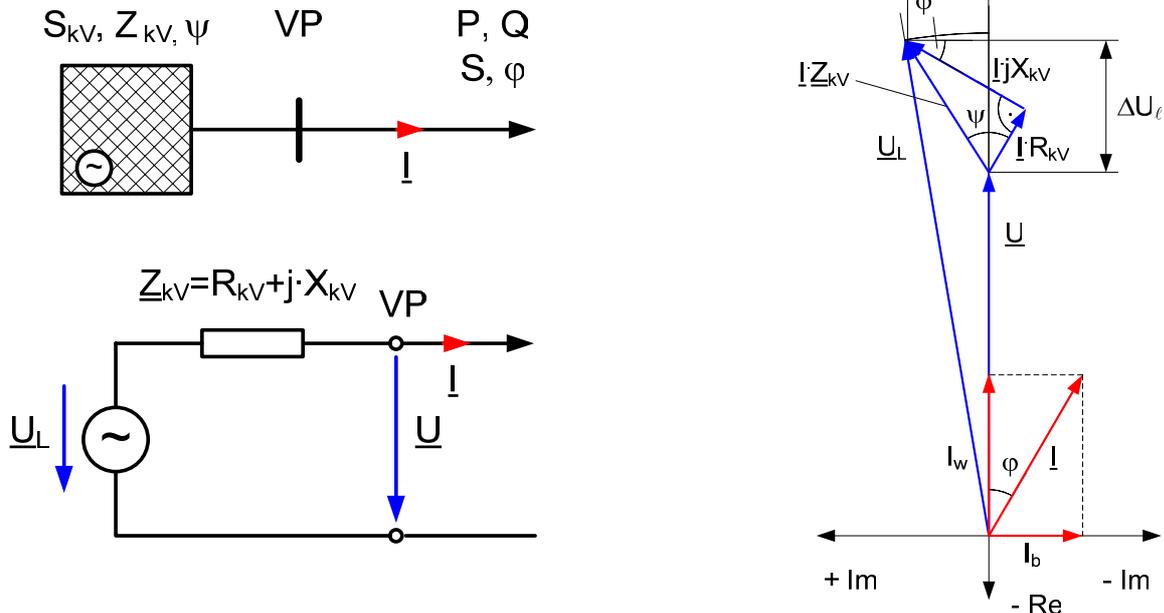


Abbildung 3: Spannungsänderung im Verknüpfungspunkt

$d = -\frac{R_{kV} \cdot P + X_{kV} \cdot Q}{U^2}$	Formel 2a
--	-----------

- P,Q Wirk-/Blindleistung in Knoten VP
- Positives Vorzeichen bedeutet Verbrauch, negatives Vorzeichen Einspeisung.
- d relative Spannungsänderung im Knoten VP (Änderung des Spannungsbetrags bzw. Längsspannungsänderung)
- Positives Vorzeichen bedeutet Spannungsanstieg bei Anschluss von P,Q. Bei negativer Wirkleistung (Einspeisung) ergibt sich eine positive Spannungsänderung (Spannungsanhebung).
- R_{kV}, X_{kV} Netzimpedanz des Verknüpfungspunktes VP

Die Spannung in Zwischenknoten eines Netzstrahls kann durch Anwendung der Spannungsteilerregel berechnet werden.

Spannungsänderung zwischen 2 Knoten

Für die Spannungsänderung zwischen 2 Knoten eines Netzstrahls folgt:

$d_{12} = -\frac{R \cdot P + X \cdot Q}{U^2}$	Formel 2b
---	-----------

- d₁₂ relative Spannungsänderung zwischen Knoten 1 und 2 (Änderung des Spannungsbetrags bzw. Längsspannungsänderung)
- Positives Vorzeichen bedeutet Spannungsanstieg in Knoten 2 (bei Leistungstransport in Richtung Knoten 2 – siehe Abbildung 4).
- R, X Impedanz zwischen Knoten 1 und 2

Näherungsrechnungen für Niederspannungsnetze bei verteilter Leistungsabgabe

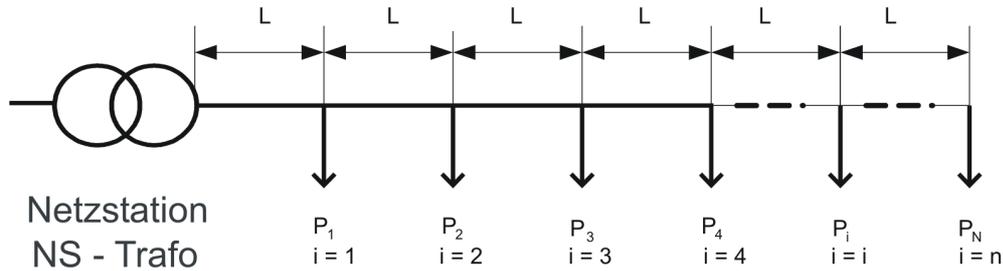


Abbildung 4 Verteilte Lastabgabe in einem NS-Strahl (z.B. n Haushalte)

In Niederspannungsnetzen kann vielfach von einer gleichmäßigen Verteilung der Lasten oder Einspeisungen ausgegangen werden. Bei Lastflüssen mit überwiegender Wirkleistungstransporten kann eine näherungsweise Berechnung der Spannungsänderungen unter Vernachlässigung der Blindleistungen angewendet werden.

Die Formel 2b für die Berechnung der Spannungsänderungen vereinfacht sich unter genannten Vernachlässigungen ($Q = 0$, $U \approx U_N$) wie folgt:

$d_{12} = -\frac{R \cdot P}{U_N^2} = -\frac{L_{12} \cdot P}{\gamma \cdot A \cdot U_N^2}$	Formel 3
--	----------

Die folgenden Näherungsformeln beschreiben unter Anwendung des Superpositionsprinzips sowohl den Einfluss von Einzelanlagen als auch den Einfluss des Kollektivs auf die Spannungsverhältnisse. Für das Kollektiv wurde angenommen, dass in allen Knoten die gleiche Knotenleistung P_N abgenommen bzw. eingespeist wird - siehe Abbildung 4. Für den Einfluss von Einzelanlagen werden die verursachten Spannungsänderungen in deren Anschlusspunkt (Formel 4a) und den anderen Netzknoten angegeben (Formel 4b und Formel 4c). Den Einfluss des Kollektivs beschreiben Formel 4a und Formel 4e.

Spannungsänderung am i-ten Knoten durch i-ten Kunden:

$d_{i(i)} [\%] = -\frac{P_N \cdot L \cdot i \cdot 100}{\gamma \cdot A \cdot U_N^2}$	Formel 4a
---	-----------

Spannungsänderung am i-ten Knoten für $i \geq k$ durch k-ten Kunden

$d_{k(k)} [\%] = -\frac{P_N \cdot L \cdot k \cdot 100}{\gamma \cdot A \cdot U_N^2} \quad \text{mit } i \geq k$	Formel 4b
--	-----------

Spannungsänderung am i-ten Knoten für $i < k$ durch k-ten Kunden

$d_{i(k)} [\%] = d_{k(k)} \cdot f(i, k)$ $f(i, k) = \frac{i}{k} \quad \text{für } i < k, \quad f(i, k) = 1 \quad \text{für } i \geq k$	Formel 4c
--	-----------

Kumulierter Spannungsabfall am i-ten Knoten

$d_i[\%] = -\frac{P_N \cdot L \cdot 100}{\gamma \cdot A \cdot U_N^2} \cdot i \cdot \left[n - \frac{i}{2} + \frac{1}{2} \right]$	Formel 4d
--	-----------

Kumulierter Spannungsabfall beim letzten Knoten

$d_N[\%] = d_{\max}[\%] = -\frac{P_N \cdot L \cdot 100}{2 \cdot \gamma \cdot A \cdot U_N^2} \cdot [n^2 + n]$	Formel 4e
--	-----------

- n ... Anzahl serieller, gleichartiger Knoten im konstanten Abstand L
- i ... Knotennummer
- P_N ... Knotennennleistung
- L ... mittlere Leitungslänge zwischen den einzelnen Abgängen (m)
- γ ... spezifischer Leitwert (z.B. Cu 56 m/ Ω mm²)
- A ... Querschnitt des Leiters (mm²)
- U_N ... Nennspannung (400 V)

Spannungscharakteristik der Lasten

Abbildung 5 zeigt den mit Hilfe eines Simulationsprogramms berechneten Spannungsverlauf in einem Niederspannungsstrahl mit 20 gleichen Verbrauchern bei Annahme unterschiedlicher Spannungscharakteristiken der Lasten. Die unter Anwendung von Formel 4d durchgeführte Näherungsrechnung entspricht mit hoher Genauigkeit der Simulation mit konstantem Strom.

In Realität müsste bei unregelmäßigen Lasten mit konstantem Widerstand, bei geregelten Geräten mit konstanter Leistung gerechnet werden. Für Haushalte stellt die Berechnung mit Konstantstromverhalten einen guten Kompromiss dar (siehe 2. Simulation in Abbildung 5).

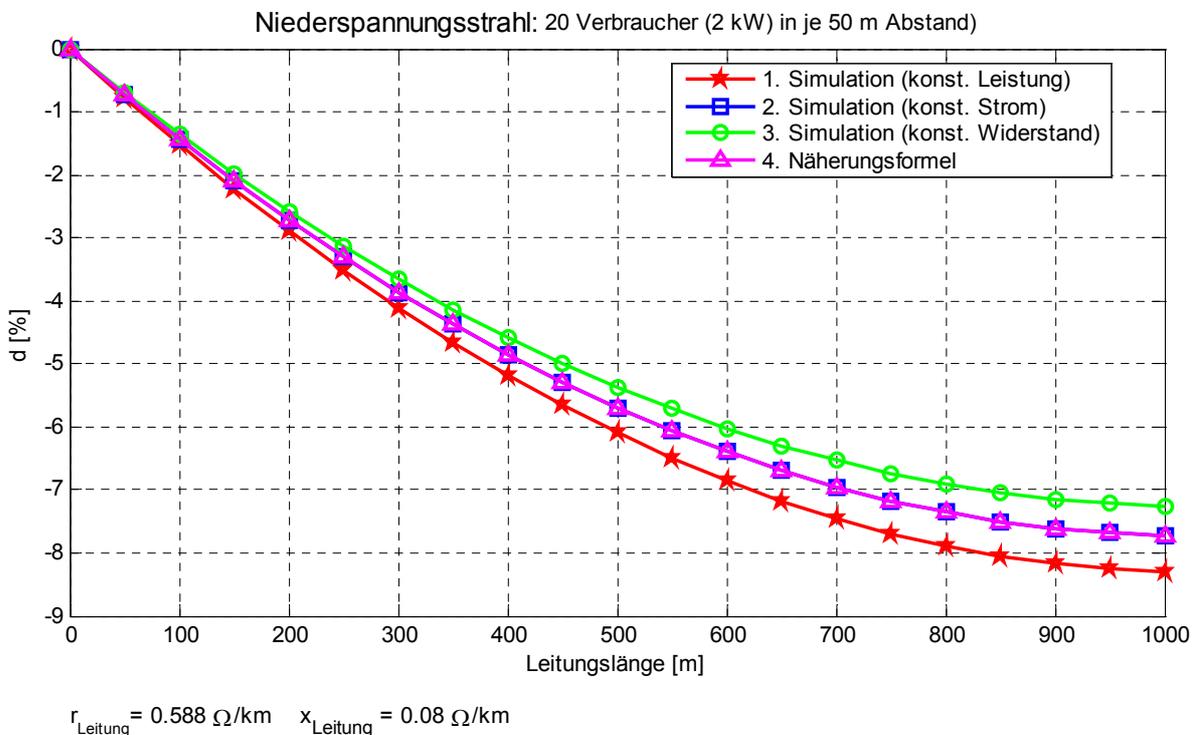


Abbildung 5 Spannungsänderungen in einem NS-Strahl in Abhängigkeit der Spannungscharakteristik der Lasten

Superposition der Spannungsverhältnisse (verteilte Lasten und Zusatzlast)

Die Näherungsformel (4) lässt sich auch auf verzweigte Strahlennetze anwenden, wenn man im Verzweigungsknoten eine Zusatzlast annimmt, die von dieser verursachte Spannungsänderung mit Hilfe der Formeln (4b,c) berechnet und den von der verteilten Last verursachten Spannungsänderungen überlagert. Die „zusätzliche“ Spannungsänderung nach Formel 4b steigt vom 1. Knoten bis zum Verzweigungsknoten linear an und bleibt für alle nachfolgenden Knoten nach Formel 4c konstant. Summiert man die Ergebnisse des 1. NS-Strahls mit den Ergebnissen der Zusatzlast, erhält man die resultierenden Spannungsänderungen – siehe Abbildung 6.

Knoten	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Abstand	0	100	200	300	400	500	600	700	800
NS-Strahl	0	-0,59	-1,10	-1,54	-1,91	-2,21	-2,43	-2,57	-2,65
Zusatzlast	0	-0,37	-0,74	-1,10	-1,47	-1,47	-1,47	-1,47	-1,47
Summe	0	-0,96	-1,84	-2,65	-3,38	-3,68	-3,90	-4,04	-4,12

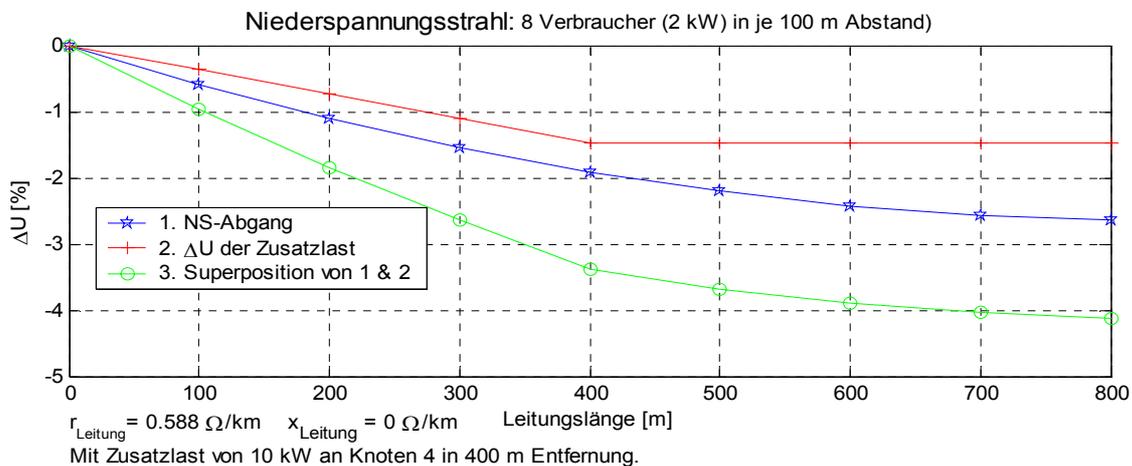


Abbildung 6: Verteilte Last und Zusatzlast in einem NS-Strahl

Spannungsänderungen im vorgelagerten Netz

Mit den Näherungsformeln (4) werden nur die Spannungsänderungen zwischen der Transformatorschiene und den im Laufe des Netzstrahls befindlichen Verbrauchern/-Einspeisern berechnet. Zur Berechnung des Spannungsniveaus sind auch der (kumulierte) Spannungsabfall am Transformator und der Spannungsabfall an der Mittelspannungsleitung zu berücksichtigen. Die Leistungen der Nachbarstrahlen im Niederspannungsnetz können durch eine Zusatzlast an der Transformatorschiene nachgebildet werden.

Spannungsänderung am Transformator

$X_T = u_K \cdot \frac{U^2}{S_T}$	X_T Transformatorreaktanz u_K rel. Kurzschlussleistung, S_T Transformatornennleistung
$u_K^2 = u_R^2 + u_X^2$	u_R, u_X ohmsche, induktive Komponente der rel. Kurzschlussleistung

Aus Formel (2b) folgt mit den o.a. bekannten Transformatorbeziehungen für die Spannungsänderung d_{Trafo} in Folge des Leistungsports P, Q die Beziehung (Formel 5)

$d_{\text{Trafo}} = - \left(u_R + u_X \frac{Q}{P} \right) \cdot \frac{P}{S_T} = d_{\text{Trafo spez}} \cdot P$ $d_{\text{Trafo spez}} = - \left(u_R + u_X \frac{Q}{P} \right) \cdot \frac{1}{S_T}$	<p>Formel 5</p> <p>P, Q übertragene Wirk-, Blindleistung</p> <p>d_{Trafo} Spannungsänderung am Transformator</p> <p>$d_{\text{Trafo spez}}$ Spezifische Spannungsänderung am Transformator (pro übertragener Wirkleistung)</p>
--	---

Das Verhältnis Q/P folgt aus dem Leistungsfaktor $\cos \varphi$ der Transformatorbelastung. Dieser wird in Abbildung 7 mit Werten zwischen 0,9-induktiv (Blindleistungsbezug) bis 0,95-kapazitiv (Blindleistungseinspeisung) angenommen.

$$\tan(\varphi) = \frac{Q}{P}$$

$$\cos(\varphi) = \cos \left(\arctan \left(\frac{Q}{P} \right) \right)$$

Abbildung 7 zeigt die Funktion $d_{\text{Trafo spez}}$ für übliche Verteilnetz-Transformatoren.

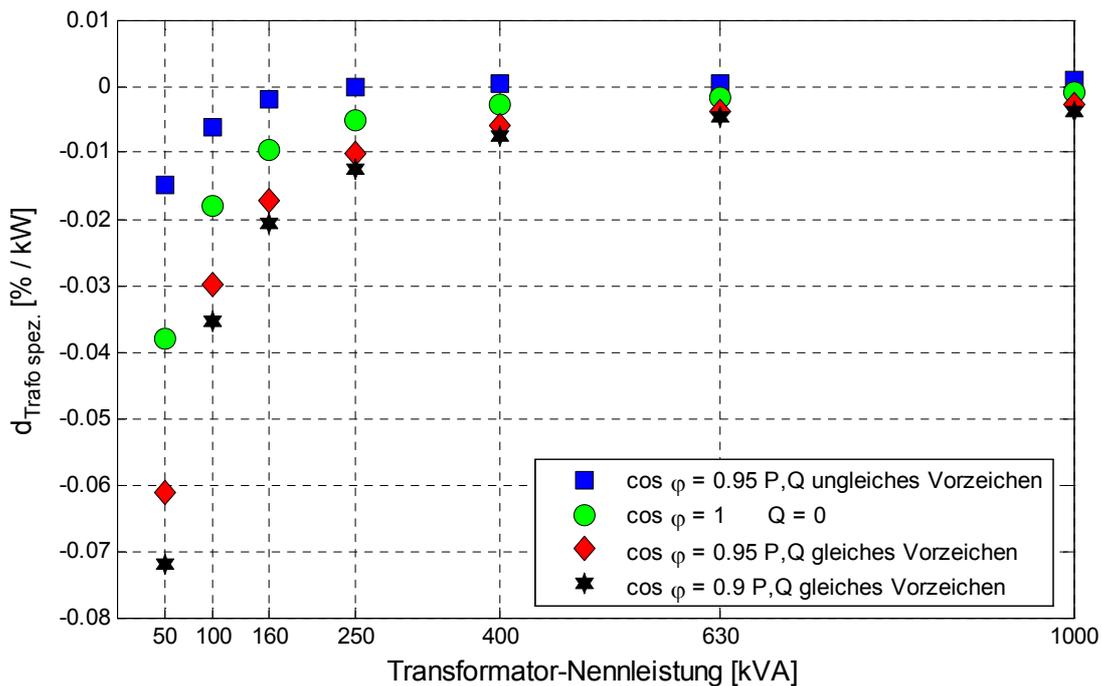


Abbildung 7 Spannungsänderung am Transformator bezogen auf die übertragene Wirkleistung

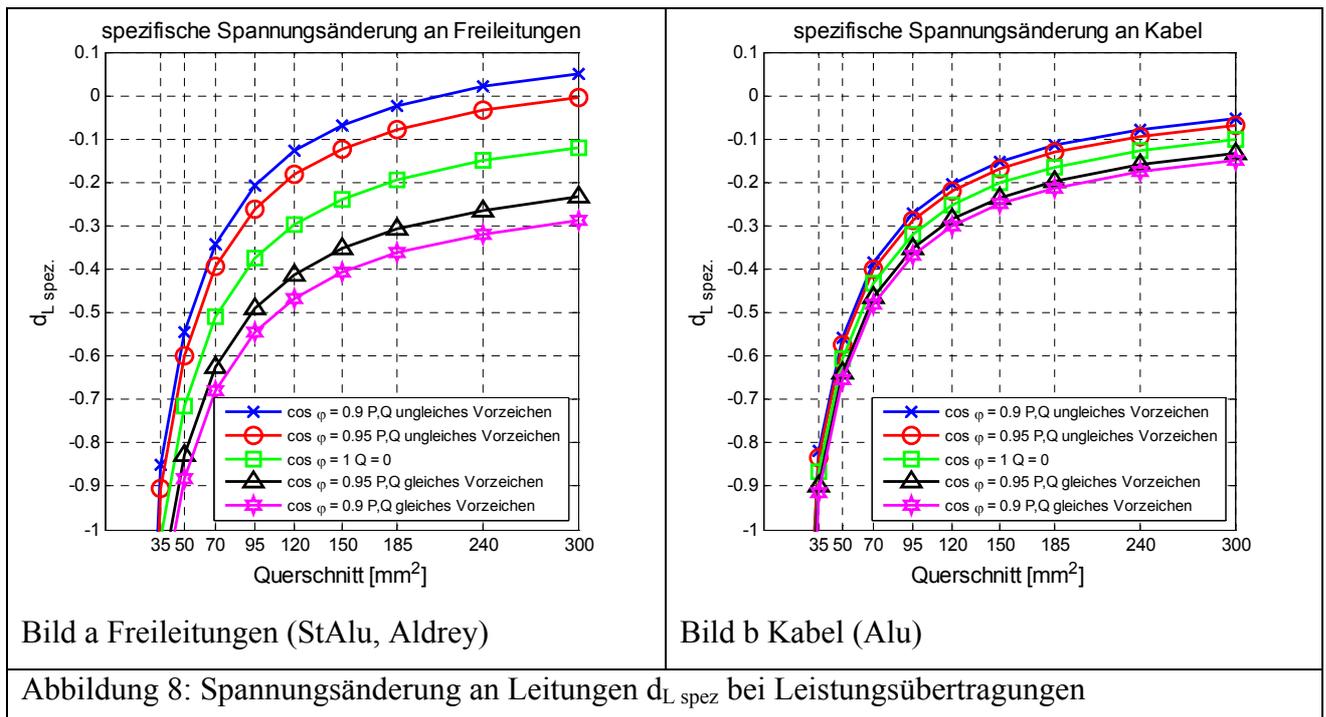
Beispiel: Die Gesamtbelastung eines 250 kVA Trafos beträgt $P = 100 \text{ kW}$ bei einem Leistungsfaktor von $\cos \varphi = 0,95_{\text{ind}}$. Daraus ergibt sich nach Abbildung 7 eine spezifische Spannungsänderung am Transformator von $-0,01 \text{ \% pro kW}$ Belastung. Dies ergibt, multipliziert mit der Wirkleistung eine relative Spannungsänderung von -1 \% .

Spannungsänderung an der Mittelspannungsleitung

Wird der Transformator über eine lange MS-Leitung versorgt, so ist auch die Spannungsänderung an dieser Leitung zu berücksichtigen.

Aus Gleichung 2 folgt mit den Parametern r_L , x_L und L der Leitung Gleichung (6):

$d_L = -\left(r_L + x_L \cdot \frac{Q}{P}\right) \cdot \frac{L \cdot P}{U^2} = d_{L\text{spez}} \cdot \frac{L \cdot P}{U^2}$	<p>Formel 6a P, Q übertragene Wirk-, Blindleistung L ... Länge der Leitung</p>
$d_{L\text{spez}} = -\left(r_L + x_L \cdot \frac{Q}{P}\right)$	<p>Formel 6b d_L Spannungsänderung an der Leitung $d_{L\text{spez}}$ spezifische Spannungsänderung</p>



Beispiel: Über eine 20 kV Freileitung StAlu 50 mm² mit 10 km Länge wird eine Wirkleistung von $P = 1$ MW bei einem Leistungsfaktor von $\cos \varphi = 0,95_{\text{ind}}$ übertragen. Nach Abbildung 8a folgt eine spezifische Spannungsänderung $d_{L\text{spez}}$ von $-0,83 \text{ kV}^2 / \text{MW} \cdot \text{km}$. Nach Formel 6a ergibt sich eine relative Spannungsänderung von $d_L = -0,83 \cdot 1 \text{ MW} \cdot 10 \text{ km} / 20^2 \text{ kV}^2 \cdot 100 \% = -2,075 \%$.

3 Modellstudien über den Einfluss dezentraler Erzeugungsanlagen auf Verteilnetze

3.1 Untersuchungen über den Einfluss dezentraler Einspeiser auf die Spannungsverhältnisse

Die folgenden Tabellen zeigen typische Netzparameter von Verteilnetzen. Unterschieden werden Netzkategorien mit folgenden Strukturen:

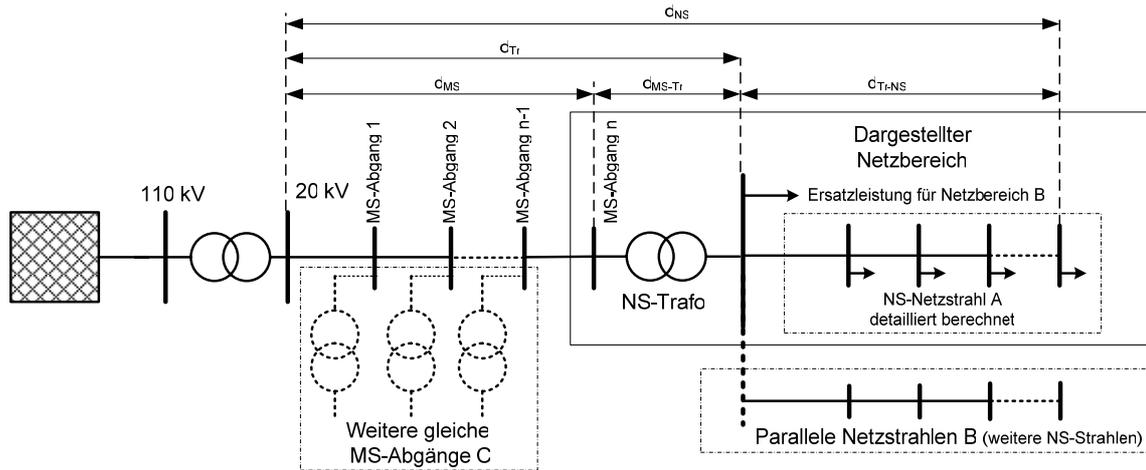
- Ländliche Verteilnetze (Bauernhöfe)
- Ländliche Siedlungen und Stadtumgebung
- Städtische Netze

Netzkategorie		Ländliche Struktur Bauernhöfe Kat 1	Ländliche Struktur Siedlung Kat 2	Städtische Struktur Kat 3
MS-Leitungen	mm^2	35 .. 70 FL	35 .. 95 FL	Ka 70 .. 240
NS-Trafoleistung	kVA	50 .. 160	100 .. 400	400 .. 2000
NS-Leitungen	mm^2	35 FL 50 FL iso	50 FL iso 95 FL iso	Ka 95 ... 240
NS-Einzelleistung	kW	4 .. 10	1,5 .. 2	1,1 .. 1,5
Gebäude / NS-Abzweig	<i>Stück</i>	2 .. 6	8 .. 20	15 .. 20
Gebäude / NS-Trafo	<i>Stück</i>	8	30 .. 40	60 .. 120
NS-Länge zw. Gebäuden	m	100 .. 250	20 .. 50	15 .. 30
NS-Länge / NS-Abzweig	m	500 .. 1500	200 .. 500	200 .. 400
Abgänge/Trafo	<i>Stück</i>	2	4	6
MS-Länge zw. NS-Trafos	km	1 .. 2	0,5 .. 1,5	0,1 .. 0,6

Tabelle 1: Typische Strukturparameter verschiedener Netzkategorien

Diese Strukturparameter dienen als Grundlage für die folgenden Modellstudien (Kat. 1ab, Kat. 2ab, Kat. 3ab), welche in Tabelle 2 definiert werden. Die Modellergebnisse befinden sich in Tabelle 3, die Darstellung der Ergebnisse in den Abbildungen 11-18.

Zur Erklärung der Vorgangsweise bei der Modellbildung dient Abbildung 9.
Abbildung 9: Struktur der Modellnetze



Am NS-Knoten des detailliert untersuchten Netzstrahls A liegen noch weitere Netzstrahlen B mit dem gleichen Verhalten wie Netzstrahl A, für die eine Ersatzleistung S direkt am NS-Transformator-knoten angebracht wird. Die Ersatzleistung des Netzbereichs B errechnet sich wie folgt:

$$S_{\text{Netzbereich B}} = [\text{Anzahl NS-Strahlen A je Trafo} - 1] \cdot \sum S_{\text{Netzstrahl A}}$$

Der MS-Knoten des untersuchten Netzbereichs wird über eine MS-Leitung versorgt, an welcher verteilt die MS-Abgänge C liegen. Die Leistung der einzelnen MS-Abgänge C (je Transformatorstation) errechnet sich wie folgt:

$$S_{\text{MS-Abgang C}} = \sum S_{\text{Netzstrahl A}} + \sum S_{\text{Netzstrahlen B}}$$

In den durchgeführten Variantenrechnungen werden die MS-Abgänge C gleichmäßig verteilt entlang der MS-Leitung angenommen. Dabei wird vorausgesetzt, dass das untersuchte Niederspannungsnetz immer am Ende des Mittelspannungsstrahles liegt. Durch diese Aufteilung wird auch der Einfluss des MS-Netzes auf das Spannungsniveau gut angenähert. Die Ergebnisse dieser Modellstudien werden wie in Abbildung 10 dargestellt. Punkte, die auf der Ordinate liegen, zeigen die Spannungsänderung am Transformator, wobei d_{MS} die Spannungsänderung an der MS-Leitung und $d_{\text{MS-Tr}}$ die Spannungsänderung am NS-Transformator darstellen.

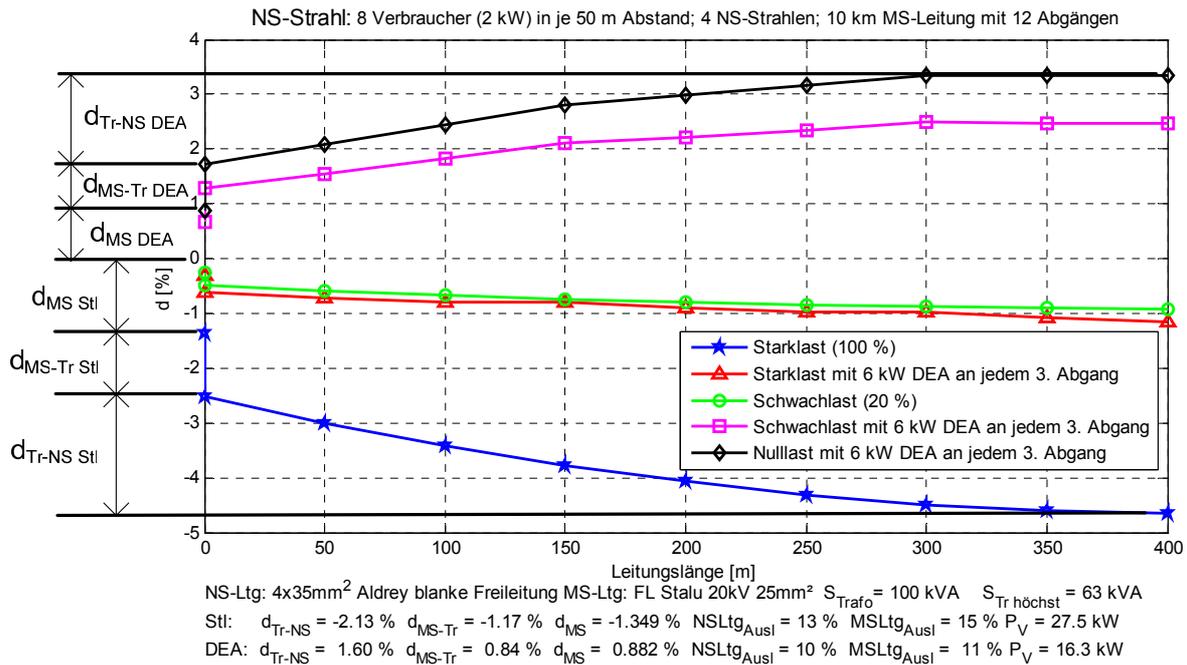


Abbildung 10: Spannungsniveau in einem NS-Strahl: Ergebnisdarstellung

Index DEA: für Ergebnisse bei reiner Einspeisung (DEA) ohne Last
 Index Stl : für Ergebnisse bei Starklast ohne Einspeisung

		Ländlich				Städtische	
		Bauernhöfe		Siedlung		Kat 3a	Kat 3b
		Kat 1a	Kat 1b	Kat 2a	Kat 2b		
MS-Leitungen	mm ²	25 FL	25 FL	70 FL	70 FL	95 Ka	95 Ka
MS-Länge	km	10	10	10	10	4	4
MS-Länge zw. NS-Trafos	km	0,50	2,00	1,00	1,00	0,67	0,67
Anzahl NS-Trafos im MS-Strahl	Stück	20	5	10	10	6	6
NS-Trafoleistung	kVA	160	160	250	250	2000	2000
NS-Leitungen	mm ²	35 FL	35 FL	50 iso	50 iso	240 Ka	240 Ka
NS-Gebäudeleistung	kW	6	6	2	2	20	20
Gebäude / NS-Strahl	Stück	2	4	16	12	12	12
NS-Strahlen / Trafo	Stück	2	2	4	4	6	6
Gebäude / NS-Trafo	Stück	4	8	64	48	72	72
NS-Länge zw. Gebäuden	m	500	250	50	50	30	30
NS-Länge / NS-Abzweigen	m	1000	1000	900	500	300	300
Einspeiseverteilung (x-ter Knoten)	Stück	2	2	4	4	4	8
Anzahl Einspeisungen / NS-Strahl	Stück	1	2	4	3	3	1
Einspeiseleistung einer DEA	kW	6	6	4	4	40	120
DEA-Leistung / NS-Trafo	kW	12	24	64	48	720	720
Gebäudeleistung / NS-Trafo	kW	24	48	128	96	1440	1440

Tabelle 2: Konfiguration der untersuchten Modellnetze

		Ergebnisse					
		Ländlich				Städtische	
		Bauernhöfe		Siedlung		Kat 3a	Kat 3b
		Kat 1a	Kat 1b	Kat 2a	Kat 2b		
Starklast (Stl)							
d_{NS}	%	-5,34	-8,91	-4,93	-2,83	-3,83	-3,83
d_{Trafo}	%	-0,23	-0,47	-0,67	-0,50	-0,68	-0,68
d_{MS}	%	-0,84	-0,44	-0,88	-0,63	-1,09	-1,09
ΔU_{max}	%	6,42	9,81	6,49	3,96	5,61	5,61
$P_{Verlust}$	kW	24,97	17,90	58,48	27,31	344,39	344,39
Starklast mit DEA							
d_{NS}	%	-1,78	-3,56	-2,03	-1,09	-1,47	-1,47
d_{Trafo}	%	-0,12	-0,23	-0,33	-0,25	-0,32	-0,32
d_{MS}	%	-0,40	-0,22	-0,40	-0,29	-0,52	-0,52
ΔU_{max}	%	2,30	4,01	2,77	1,63	2,31	2,31
$P_{Verlust}$	kW	5,17	3,67	12,33	5,64	71,57	71,57
Schwachlast							
d_{NS}	%	-1,07	-1,78	-0,99	-0,57	-0,77	-0,77
d_{Trafo}	%	-0,05	-0,09	-0,13	-0,10	-0,12	-0,12
d_{MS}	%	-0,15	-0,09	-0,15	-0,11	-0,20	-0,20
ΔU_{max}	%	1,27	1,96	1,27	0,78	1,09	1,09
$P_{Verlust}$	kW	1,00	0,72	2,33	1,09	13,73	13,73
Schwachlast mit DEA							
d_{NS}	%	2,49	3,56	1,91	1,17	1,59	1,59
d_{Trafo}	%	0,07	0,14	0,19	0,15	0,17	0,17
d_{MS}	%	0,22	0,13	0,20	0,16	0,29	0,29
ΔU_{max}	%	-2,78	-3,83	-2,31	-1,48	-2,05	-2,05
$P_{Verlust}$	kW	4,60	2,52	7,25	3,64	45,36	63,47
Nur Einspeisung mit Nulllast (DEA)							
d_{NS}	%	3,56	5,34	2,90	1,74	2,36	2,36
d_{Trafo}	%	0,11	0,23	0,32	0,24	0,27	0,27
d_{MS}	%	0,36	0,22	0,32	0,25	0,47	0,47
ΔU_{max}	%	-4,03	-5,79	-3,55	-2,23	-3,10	-3,10
$P_{Verlust}$	kW	9,45	5,81	17,63	8,58	107,31	129,95

Tabelle 3: Ergebnisse der untersuchten Modellnetze

d_{NS}	Spannungsänderung im NS-Strahl am letzten Knoten
d_{Tr}	Spannungsänderung am NS-Transformator
d_{MS}	Spannungsänderung am letzten MS-Abgang
ΔU_{max}	Spannungsabfall bis zum letzten Knoten des NS-Strahls
$P_{Verlust}$	Verlustleistung im gesamten Netz (MS und NS-Netze)

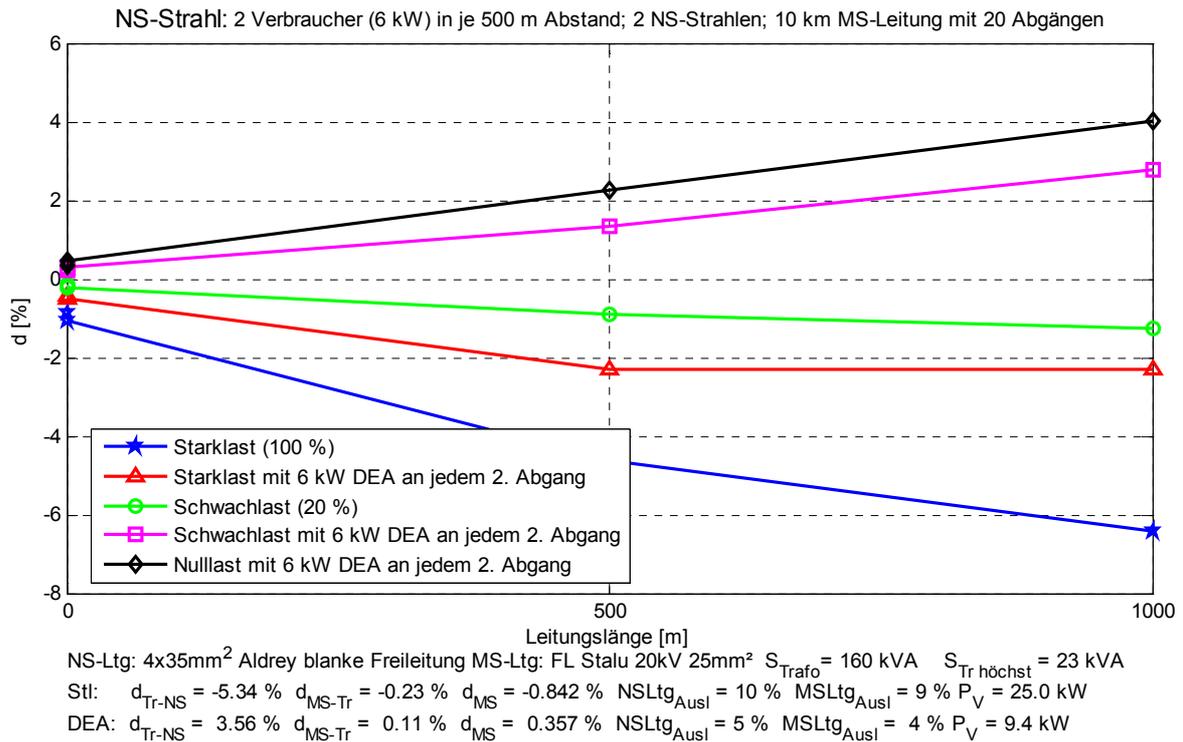


Abbildung 11: Spannungsniveaüänderungen im ländlichen Netz (Bauernhöfe) Kat 1a

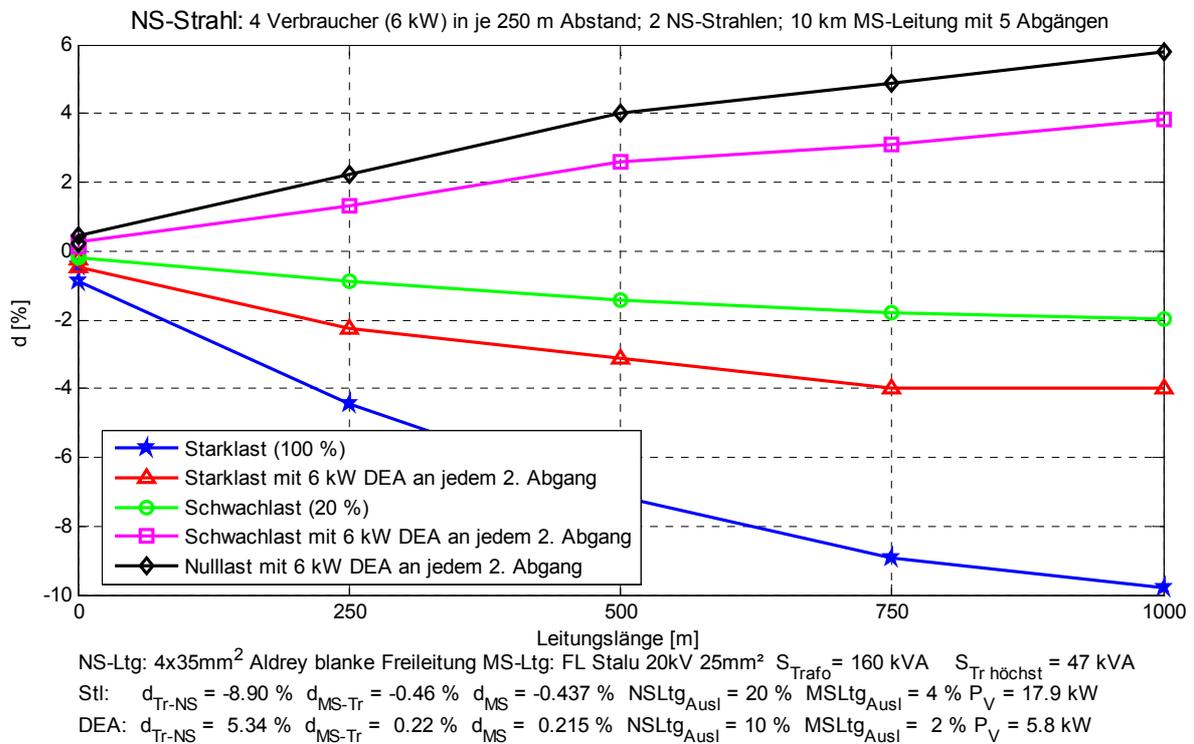


Abbildung 12: Spannungsniveaüänderungen im ländlichen Netz (Bauernhöfe) Kat 1b

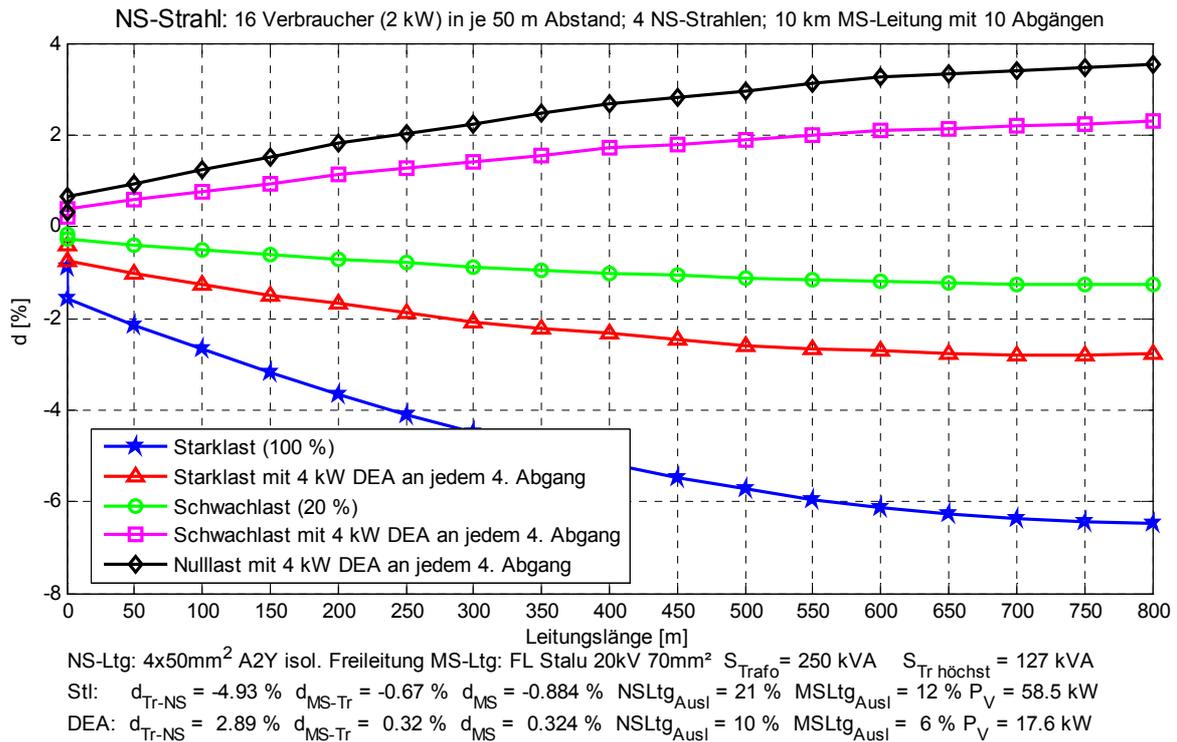


Abbildung 13: Spannungsniveaüänderungen im ländlichen Netz (Siedlungen) Kat 2a

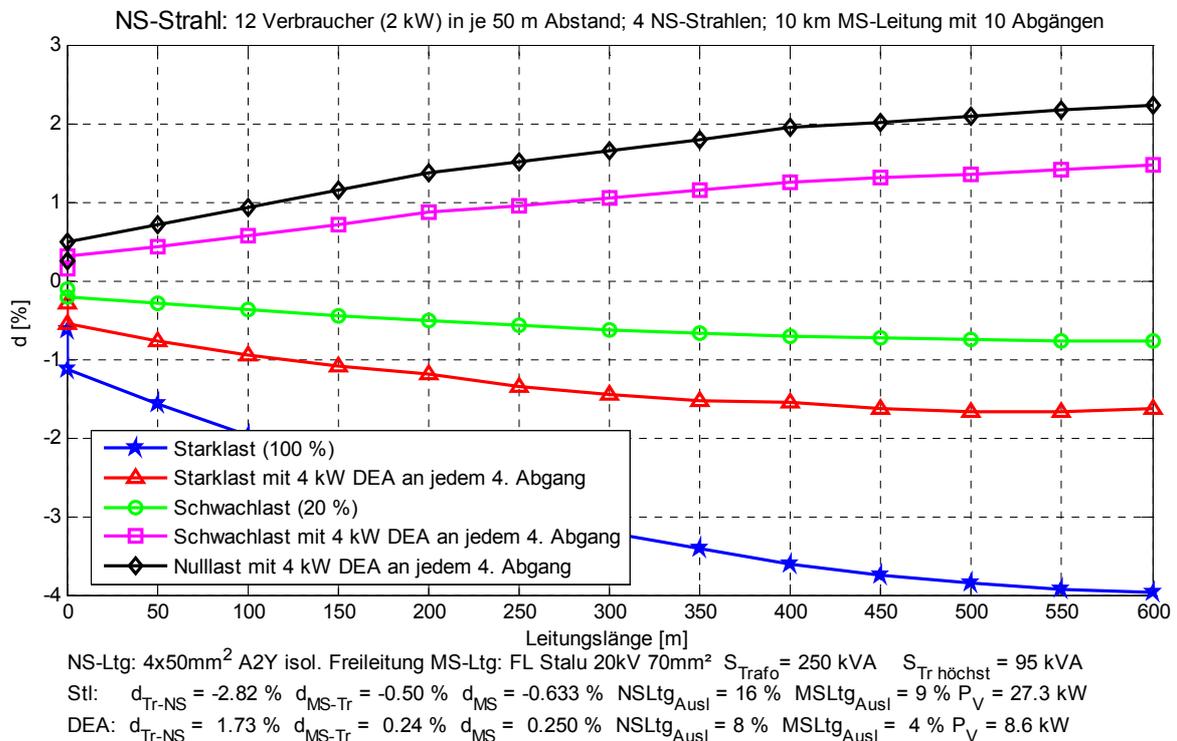


Abbildung 14: Spannungsniveaüänderungen im ländlichen Netz (Siedlungen) Kat 2b

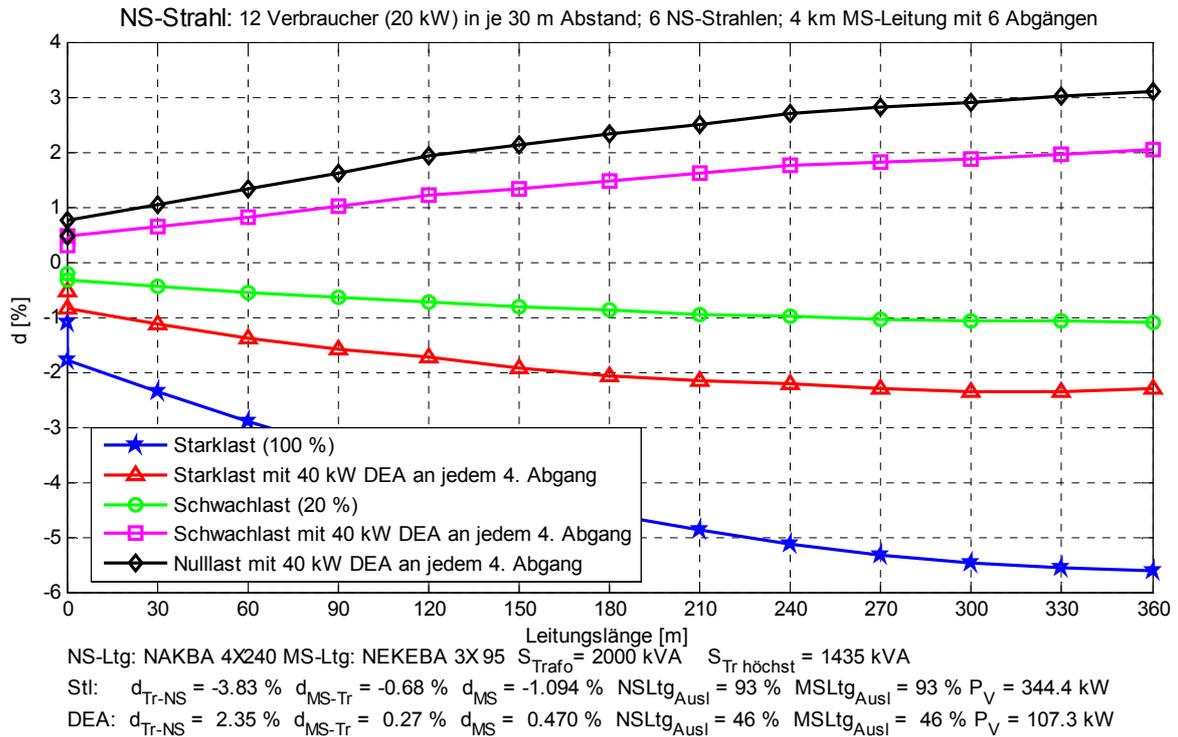


Abbildung 15: Spannungsniveauänderungen im städtischen Netz Kat 3a

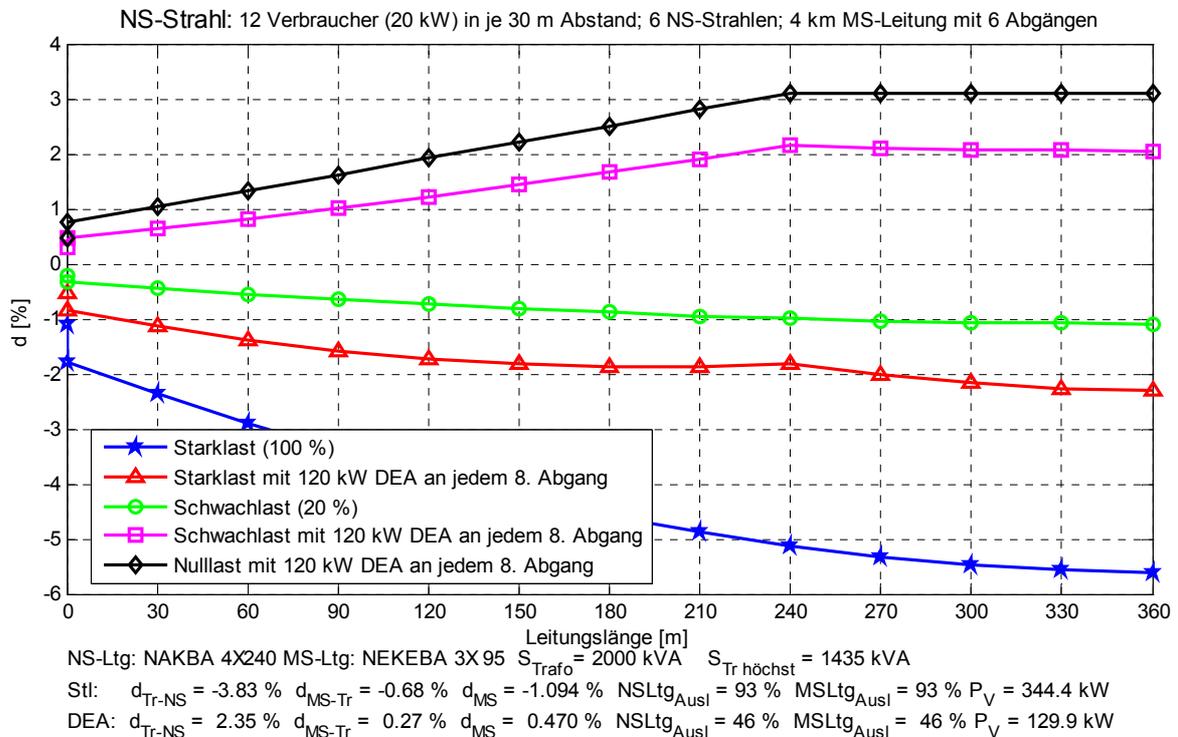


Abbildung 16: Spannungsniveauänderungen im städtischen Netz Kat 3b

3.2 Betrachtung der Spannungsänderungen an einer langen Mittelspannungsleitung mit mehreren dezentralen Einspeisern.

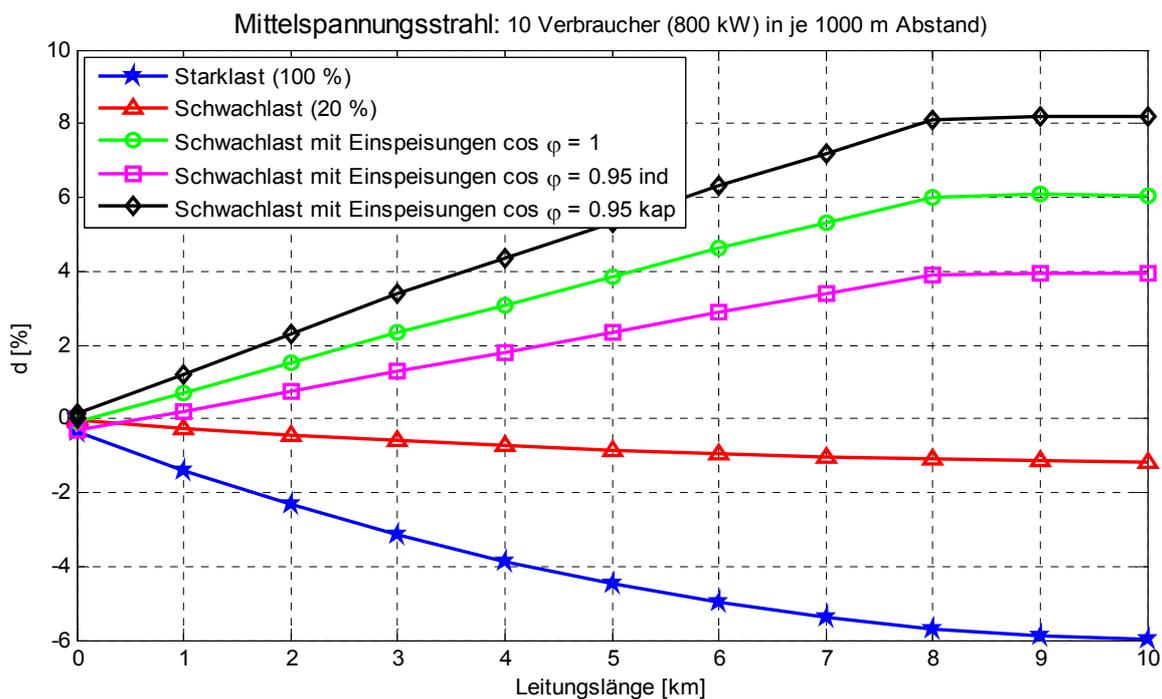
Es wird eine 10 km lange Leitung mit 10 bestehenden Abgängen zu je 800 kW angenommen. An jedem 3. Abgang wird eine DEA mit 1 MW und am 8. Abgang eine DEA mit 5 MW betrieben. Um den Einfluss des Leistungsfaktors $\cos \varphi$ der dezentralen Erzeugungseinheiten auf das Spannungsniveau hervorzuheben, werden diese wahlweise mit kapazitivem und induktivem Leistungsfaktor betrieben.

Am Knoten 0 kann von konstanter Spannung ausgegangen werden, da der Umspanntransformator die Mittelspannung auf einen konstanten Wert regelt.

Wie die Ergebnisse zeigen, ist der Einfluss des Leistungsfaktors sehr groß. Der Unterschied in der Spannungsänderung zwischen $\cos \varphi = 0,95_{\text{kap}}$ (Blindleistungseinspeisung) und $\cos \varphi = 0,95_{\text{ind}}$ (Blindleistungsbezug) ist gleich hoch wie der Unterschied zwischen Schwachlast und Starklast.

Die Strombelastung der Leitungen und die Verluste wären in beiden Fällen ($\cos \varphi = 0,95_{\text{ind}}$ und $\cos \varphi = 0,95_{\text{kap}}$) gleich hoch.

Aus Sicht der Spannungsanhebung wäre der Bezug von Blindleistung jedenfalls vorteilhafter als die Einspeisung von Blindleistung.



Leitung: FL Aldrey 20kV 70mm² $S_{\text{Trafo}} = 22 \text{ MVA}$ $S_{\text{Tr höchst}} = 8 \text{ MW}$
 Mit Zusatzeinspeisung von -5 MW an Knoten 8 in 8 km Entfernung.

Abbildung 17: Einfluss des Leistungsfaktors auf das Spannungsniveau einer langen Mittelspannungsleitung

4 Diskussion der Ergebnisse

4.1 Durchgeführte Modellstudien

Bei geringer Besiedlungsdichte, wie in Kat. 1a,b (Abbildung 11,12) angenommen, sind sowohl die NS-Leitungslängen als auch die MS-Leitungslängen groß und die Leitungsquerschnitte gering. Dementsprechend ergeben sich bereits an den Transformatoreinspeisepunkten hohe aus dem Mittelspannungsnetz resultierende Spannungsunterschiede.

Thermische Überlastungen treten bei den geringen Leistungen im ländlichen Bereich nicht auf.

Im Beispiel ländliches Netz Siedlungen (Kat 2a Abbildung 13) sind trotz „extremer“ Annahmen:

- viele Verbraucher,
- große Leitungslängen in Mittel- und Niederspannung,
- kleine Trafoleistung

die Ergebnisse hinsichtlich Spannungsniveau und thermischer Belastung unproblematisch.

Das Beispiel Kat 2b (Abbildung 14) untersucht zum Vergleich eine ähnliche Situation mit etwas geringerer Gesamtlänge und geringerem Gesamtverbrauch des NS-Strahles. Dementsprechend ergibt sich ein ausgeglicheneres Spannungsniveau.

Im Beispiel Kat 3a (Abbildung 15) - städtische Struktur mit verteilten Einspeisern - ist zu erkennen, dass auf Grund der kurzen Leitungslängen und der hohen Belastungsdichte, die thermische Belastung der Leitungen gegenüber den Unterschieden im Spannungsniveau in den Vordergrund tritt.

Das Beispiel Kat 3b (Abbildung 16) zeigt den Einfluss einzelner größerer Einspeiser (120 kW je NS-Strahl) im städtischen Niederspannungsnetz. Es ergibt sich eine Leitungsauslastung von 93 % im Starklastfall und von 46 % im theoretischen Fall „volle Einspeisung bei Nulllast“.

In gemischten Belastungs-/Einspeisesituationen kommt es zum Kompensationseffekt zwischen Verbrauch und Einspeisung, so dass sowohl Spannungsniveauunterschiede, Leitungsbelastungen und Netzverluste minimale Werte erreichen.

Im Beispiel „Einfluss des Leistungsfaktors auf das Spannungsniveau einer langen Mittelspannungsleitung“ (Abbildung 18) zeigt sich der überaus starke Einfluss des Blindleistungsmanagements. Blindleistungseinspeisungen dezentraler Einspeiser können unter Umständen zu überhöhten Spannungsanhebungen führen.

4.2 Abschätzung des energetischen Beitrags der dezentralen Einspeisungen

Die folgende Überlegung soll eine grobe Abschätzung erlauben, welcher energetische Beitrag durch die in den Modellstudien angenommene Verteilung der dezentralen Erzeugungseinheiten geleistet werden kann.

Für diese Abschätzung werden folgende vereinfachende Annahmen getroffen:

- a. Der elektrische Energie- und Leistungsbedarf der Gebäude (Wohnhäuser, gewerbliche und landwirtschaftliche Objekte, usw.) betrage 50% des österreichischen Gesamtbedarfs.
- b. Die Benutzungsdauer der Höchstlast dieser Gebäude betrage 4000 h.
- c. Die Benutzungsdauer von Fotovoltaikeinspeisungen betrage 1000 h.
- d. Die Benutzungsdauer von Biogasanlagen (oder Brennstoffzellen) betrage 4000 h.
- e. Die dezentralen Einspeisungen erfolgen auf jedem 4. Gebäude.
- f. Die Nennleistungen der dezentralen Einspeisungen betragen das Doppelte des jeweiligen Gebäudeverbrauchs.

Aus b und c folgt, dass der energetische Beitrag einer Fotovoltaiknennleistung nur ein Viertel der Energie eines Verbrauchers gleicher Leistung beträgt. Eine Biogasanlage (b,d) könnte den Energiebedarf eines Verbrauchers gleicher Leistung zur Gänze decken.

Aus e und f folgt, dass die installierte dezentrale Leistung die Hälfte der Gebäudeleistung beträgt. Somit kann laut b,c im Falle von Fotovoltaikanlagen ein Achtel des Gebäudeenergiebedarfs gedeckt werden. Da dieser nach Annahme a 50 % des österreichischen Gesamtbedarfs beträgt, ergibt sich für die getroffenen Modellannahmen ein möglicher Deckungsbeitrag der installierten Fotovoltaikeinspeisung von einem Sechzehntel bzw. 6,25% des Gesamtbedarfs.

Biogasanlagen oder Brennstoffzellen könnten – unter Außerachtlassung der Verfügbarkeit derartiger Anlagen – bei gleicher installierter Leistung den vierfachen energetischen Beitrag leisten.

Wie die Modellstudien zeigen, treten unter den getroffenen Modellannahmen weder unzulässige Spannungsverhältnisse noch Stromüberlastungen oder erhöhte Netzverluste auf.

Es kann daraus geschlossen werden, dass das angenommene Ausmaß an dezentralen Erzeugungseinheiten auch real im Netz verkraftet werden könnte, - vorausgesetzt, dass erforderliche Adaptionen der Schutzsysteme und allfällige notwendige Netzerweiterungen durchgeführt werden.

5 Abschließende Betrachtungen

5.1 Netztechnische Aspekte

Die im Ökostromgesetz festgelegten Verpflichtungen Österreichs im Sinne des Kyoto-Protokolls werden u.a. zu einem vermehrtem Einsatz von Erzeugungsanlagen mit dezentralen Standorten in den Verteilungsnetzen führen, und in der Folge Auswirkungen auf die Betriebsverhältnisse der Verteilnetze ausüben.

Dezentrale Energieerzeugungsanlagen unterscheiden sich im Wesentlichen nach:

- Art der Primärenergie und deren Dargebotscharakteristik
- Art der Netzanbindung und der Möglichkeit für Blindleistungsmanagement

Technische Auswirkungen dezentraler Energieerzeugungsanlagen auf Verteilnetze sind u.a. Beeinflussungen der Spannungsqualität (insbesondere Spannungsniveau und Spannungsänderungen), Veränderungen der Lastflüsse, der Strombelastung der Netzelemente und der Netzverluste.

Der Netzbetreiber hat die Aufgabe, das Spannungsniveau eines Verteilnetzes innerhalb der Grenzen des Spannungstoleranzbandes zu halten. Die Mittel, die ihm für diese Aufgabe zur Verfügung stehen, sind – siehe [Studie VEÖ-EFG]:

- die Festlegung des Sollwertes für die Spannung des zentralen Einspeisepunktes in das Mittelspannungsnetz (Stufenregelung des HS/MS-Einspeisetransformators)
- die Festlegung der Übersetzungsverhältnisse der Verteiltransformatoren der einzelnen Niederspannungsnetze (Diese können in fixen Stufen um je 2 mal 2,5% nach oben oder unten verstellt werden.)
- die Anwendung von Blindleistungsmanagement
 - die Vorgabe von Leistungsfaktoren für Verbraucher und dezentrale Einspeiser
 - der Einsatz aktiven Blindleistungsmanagements

Blindleistungsmanagement

Bestehende Netzanschlussbedingungen der Netzbetreiber schreiben z.T. vor, dass sich Erzeuger an der Blindleistungsbereitstellung zu beteiligen haben. Derartige Blindleistungseinspeisungen vergrößern jedoch die nicht vermeidbaren wirkleistungsbedingten Spannungserhöhungen und sollten daher nur bei unkritischen Netzbedingungen erfolgen. Die Reduktion der bestehenden dezentralen Blindleistungseinspeisungen bietet Reserven, die zu Gunsten neuer Anlagen genutzt werden können.

Aktives Blindleistungsmanagement bedeutet, dass eine dezentrale Anlage in der Lage ist, Blindleistung variabel und regelbar zu erzeugen und/oder zu verbrauchen. Damit ergibt sich die Möglichkeit, durch „Gegentransporte“ von Blindleistung den wirkleistungsbedingten Spannungsänderungen entgegen zu wirken. Bei leistungsstärkeren dezentralen Anlagen sollte diese Möglichkeit gegeben sein.

Auswirkungen des aktiven Blindleistungsmanagements:

Eine dezentrale Einspeisung mit induktivem Leistungsfaktor $\cos\varphi$ bedeutet, dass der Generator Wirkleistung einspeist und gleichzeitig Blindleistung aus dem Netz bezieht. Abweichungen

vom Betrieb mit $\cos\varphi=1$ können jedoch zu erhöhten Strombelastungen der Leitungen und damit zu erhöhten Verlusten führen.

Es sollte daher zuerst die Reserve im Spannungstoleranzband ausgenutzt werden und das Blindleistungsmanagement nur zur Verhinderung von Überschreitungen des Spannungstoleranzbandes eingesetzt werden. Wie die berechneten Modellstudien zeigen, reichen bereits relativ kleine Abweichungen vom Idealwert $\cos\varphi=1$ im Bereich von $\cos\varphi=1 \dots 0,95_{\text{ind}}$ aus, um das Spannungsniveau im Toleranzbereich halten zu können.

Strombelastbarkeit der Leitungen

Als weiteres Kriterium bei der Implementierung dezentraler Anlagen ist neben der Einhaltung des Spannungsniveaus die Strombelastung der Leitungen zu beachten. Leistungsstarke Einspeisungen können ein **Engpassmanagement** erfordern, d.h. die Verstärkung oder den Ausbau von Leitungen und Transformatoren oder die Verlegung des Anschlusses an die Transformatorscheine oder an die nächst höhere Spannungsebene notwendig machen.

Netzverluste

Generell ist davon auszugehen, dass durch dezentrale Einspeisungen in bestehende Netzzweige mit Vorbelastung eine Stromreduktion (Erzeugerströme gegen Verbraucherströme) erfolgt, welche die bestehenden Spannungsabsenkungen reduziert und bestehende Netzverluste verringert.

Bei der Betrachtung der Netzverluste und deren Veränderung durch dezentrale Erzeugungsanlagen ist zu unterscheiden, ob die Einspeisung in einen bestehenden Netzabzweig mit bestehenden Verbrauchern erfolgt, oder ob eine eigene „dezentrale“ Anschlussleitung zwischen Transformator und dezentraler Anlage errichtet wird. Eine eigene Anschlussleitung führt zu erhöhten Verlusten, weil der Effekt der Stromkompensation entfällt. Sie sollte nur errichtet werden, wenn dies aus Gründen der Strombelastbarkeit oder der Einhaltung der Spannungsgrenzwerte unbedingt erforderlich ist. Eine allfällige Verstärkung der bestehenden Leitungen (Querschnittsverstärkung oder Parallelleitung) ist im Hinblick auf die Vermeidung von Verlusten vorzuziehen.

Erhöhung der Versorgungssicherheit durch Inselbildung bei dezentraler Einspeisung

Die Möglichkeit der Inselbildung bei dezentraler Einspeisung kann eine Steigerung der Versorgungssicherheit bewirken, wenn durch geplante Umschaltung in den Inselbetrieb die lokale Stromversorgung aufrechterhalten werden kann. Dazu erforderlich sind eine Inselbetriebserkennung sowie entsprechende Regeleinrichtungen für das Leistungsmanagement (Wirk- und Blindleistung), so dass das Spannungsniveau und die Frequenz im zulässigen Bereich gehalten werden können.

Zu beachten ist, dass wegen geringerer Kurzschlussströme im Inselbetrieb eine geeignete Adaption des Schutzmaßnahmenkonzepts einzuplanen ist. Zur Vermeidung von Personenschäden muss die unkontrollierte Inselnetzbildung zuverlässig vermieden werden.

Schutztechnik

Auswirkungen auf die Schutztechnik (Personenschutz / Netz- und Anlagenschutz) entstehen unter anderem durch die mögliche Umkehr der Leistungsflussrichtung und der Fehlerstromrichtung bei Mehrfacheinspeisungen. Die herkömmlichen, für die rein zentrale Speisung konzipierten Schutzkonzepte müssen entsprechend adaptiert werden.

Verbesserungen des Netzschutzes sollten bereits im Zuge der normalen Erneuerung der Schutzeinrichtungen vorgenommen werden.

Vorschriftensituation

Mit Jänner 2004 wurde in Österreich einheitlich das Niederspannungstoleranzband mit $\pm 10\%$ der Nennspannung verpflichtend festgelegt. Gegenüber dem bisher (bis Ende 2003) gültigen Toleranzband von $-10\%/+6\%$ bedeutet dies eine wesentliche Erleichterung des Spannungshaltungsproblems.

5.2 Schlussfolgerungen

Mit dem im Rahmen der Studie entwickelten Formelsystem zur Berechnung der Spannungsverhältnisse durch ein Kollektiv von Verbrauchern/Einspeisern steht ein Werkzeug zur Verfügung, mit dem unterschiedliche Verteilnetze analysiert werden können und Einflüsse durch den zunehmenden Ausbau dezentraler Erzeugung abgeschätzt werden können.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass die mit dem vermehrten Einsatz dezentraler Energieerzeugungsanlagen zu erwartenden Probleme in den Verteilnetzen mit geeigneten technischen Maßnahmen betreffend Spannungshaltung und Strombelastbarkeit der Netzelemente gelöst werden können.

Bei Leitungsneubauten sollten wegen der geringeren Längsimpedanz Kabel verwendet werden, im Niederspannungsnetz sind Kabel oder isolierte Freileitungen den normalen Freileitungen vorzuziehen.

Wirkleistungsmanagement, das heißt die Reduktion der eingespeisten Wirkleistung, sollte nur in Ausnahmefällen angewendet werden, wenn dies aus Sicherheitsgründen nicht anders möglich ist.

Geht man von dem Szenario aus, dass in Zukunft eine Vielzahl von kleinen dezentralen Anlagen im Niederspannungsnetz (z.B. Fotovoltaikanlagen auf Gebäuden, Brennstoffzellenanlagen zur kombinierten Wärme- und Stromgewinnung in den Häusern, Biogasanlagen in Bauernhöfen, usw.) installiert werden, so ist mit Anhebungen des Spannungsniveaus zu rechnen.

Es ist jedoch davon auszugehen, dass das geplante Ausmaß an zusätzlicher dezentraler Erzeugung – insbesondere in Folge der geänderten Vorschriftensituation - im Rahmen der bereits heute bestehenden Blindleistungsmanagementmöglichkeiten beherrscht werden kann.

6 Literatur

- [1] TOR Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, Teil D2, Empfehlung für die Beurteilung von Netzurückwirkungen, 2004
- [2] VEÖ-EFG Projektnr. 10.36: Der Einfluss dezentraler Erzeugung auf die Verteilnetze. Institut für Elektrische Anlagen TU Graz, 2004