

Kurzgutachten zur Ermittlung von Verlustanteilen je Netzebene

Untersuchung im Auftrag von

**Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und
Erdgaswirtschaft (E-Control)**

Rudolfsplatz 13a, 1010 Wien, Österreich

und

Oesterreichs Energie

Brahmsplatz 3, 1041 Wien, Österreich

12. Juli 2013

Consentec GmbH

Grüner Weg 1
D-52070 Aachen

Tel. +49. 241. 93836-0

Fax +49. 241. 93836-15

E-Mail info@consentec.de

www.consentec.de

Inhalt

1	Hintergrund und Zielsetzung	1
2	Untersuchungsmethodik und Daten	3
2.1	Methodik der Verlustermittlung	3
2.2	Verwendete Daten und Parameter	5
2.3	Sensitivitätsuntersuchungen	14
3	Ergebnisse	16
3.1	Vorbemerkungen	16
3.2	Verlustanteile gemäß Angaben aus Erhebungsbögen	16
3.3	Basisuntersuchung	18
3.4	Sensitivitätsuntersuchungen	21
3.4.1	Freileitungsquerschnitte Mittel- und Niederspannung	21
3.4.2	Altersstruktur von Mittel-/Niederspannungstransformatoren	22
3.4.3	Einsatzzeiten von Kompensationselementen in Netzebene 3	22
3.4.4	Dezentrale Erzeugung	23
3.4.5	„Idealnetz“	25
4	Schlussfolgerungen	28
	Literatur	29

1 Hintergrund und Zielsetzung

Das österreichische Entgeltsystem für die Nutzung der Stromversorgungsnetze sieht vor, dass Stromerzeuger mit einer Anschlussleistung über 5 MW sowie Entnehmer unter anderem ein Netzverlustentgelt zahlen. Mit diesem Entgelt werden gemäß § 53 EIWOG 2010 „jene Kosten abgegolten, die dem Netzbetreiber für die transparente und diskriminierungsfreie Beschaffung von angemessenen Energiemengen zum Ausgleich physikalischer Netzverluste entstehen“.

Die Höhe der Verlustkosten ergibt sich aus der Menge der Verlustenergie und den spezifischen Beschaffungskosten für die Verlustenergie. Die aktuellen Regelungen sehen vor, dass die bei den Netzbetreibern anfallenden Kosten zur Deckung der Verlustenergiemengen in voller Höhe über das Verlustentgelt erstattet werden, sofern die Mengen in einem transparenten, diskriminierungsfreien und marktorientierten Verfahren beschafft werden und die Verlustenergiemengen einen bestimmten prozentualen Anteil des Energieabsatzes eines Netzes nicht überschreiten. Etwaige über diese Schwelle hinausgehende Verlustkosten werden nur teilweise in der Kalkulation des Verlustentgelts berücksichtigt, so dass ein Anreiz für Netzbetreiber entsteht, eine Überschreitung dieser Schwelle zu vermeiden.

Für diese Schwelle wird bisher ein pauschaler Prozentsatz angesetzt, der nicht nach den von einem Netzbetreiber betriebenen Netzebenen differenziert ist. Die Regulierungsbehörde E-Control strebt an, diese Schwelle in der Anfang 2014 beginnenden dritten Regulierungsperiode nach Netzebenen zu differenzieren, um physikalisch bedingten prinzipiellen Unterschieden zwischen den Netzebenen Rechnung tragen zu können. Bei Anwendung dieses Ansatzes ergibt sich für jeden Netzbetreiber je nach betriebenen Netzebenen ein individueller Schwellenwert. E-Control hat diesen Ansatz grundsätzlich mit dem Branchenverband Oesterreichs Energie abgestimmt.

Für die Parametrierung dieses Ansatzes werden Angaben zu den prozentualen Verlustanteilen je Netzebene benötigt. Solche Angaben wurden in dem 1998 abgeschlossenen Gutachten zur Gestaltung der Systemnutzungstarife („Haubrich/Swoboda-Gutachten“ [1]) auf Basis einer Erhebung unter den österreichischen Verteilernetzbetreibern (VNB) ermittelt und dokumentiert. Diese Angaben wurden jedoch nicht durch detaillierte technische Untersuchungen verifiziert und sind in Bezug auf Repräsentativität und Erhebungszeitpunkt für die Parametrierung eines ab 2014 anzuwendenden Regulierungsinstruments nur bedingt geeignet.

Vor diesem Hintergrund haben E-Control und Oesterreichs Energie uns gemeinsam den Auftrag erteilt, auf Basis einer technischen Modelluntersuchung Angaben zu den Verlustanteilen je Verteilernetzebene, d. h. für die Netzebenen 3-7, zu ermitteln und im Rahmen des vorliegenden Kurzgutachtens zu dokumentieren.

Die verwendete Untersuchungsmethodik beruht auf der Modellierung typischer und aktueller Netzstrukturen und Betriebsmittel der betrachteten Netzebenen und der Ermittlung und Hochrechnung der Netzverlustmengen für diese modellhaften Netzkonstellationen unter Berücksichtigung typischer Belastungsprofile. (Dabei werden nur die Netzverluste einbezogen, die in den betrachteten Betriebsmitteln anfallen. Dies schließt z. B. nicht den Eigenverbrauch von sekundärtechnischen Anlagen ein.) Sie ist somit ein „Bottom-up“-Ansatz, der sich prinzipiell von der in [1] verfolgten „Top-down“-Methodik unterscheidet, bei der die von den Netzbetreibern erhobenen Verlustanteile in erster Linie aus den bilanziell ermittelten Verlustmengen je Netzbetreiber und den Verteilungen der Gesamtabnahme auf die Netzebenen hergeleitet wurden.

Der hier verfolgte „Bottom-up“-Ansatz ermöglicht eine höhere Ergebnisgenauigkeit als der in [1] verfolgte Ansatz und liefert inhärent eine technische Verifizierung der Ergebnisse, da er auf konkreten Betriebsmittelmodellen basiert und nicht durch sonstige Einflüsse wie z. B. Stromdiebstahl beeinflusst wird. Es handelt sich dennoch um einen Näherungsansatz, da eine (nahezu) exakte Nachrechnung der Verlustmengen eine weitaus detailliertere Modellierung der Netze und Belastungsfälle erfordern würde. Diese wäre aber mit unverträglichem hohem Aufwand verbunden und für die unteren Verteilernetzebenen schon aufgrund mangelnder Datenverfügbarkeit seitens der Netzbetreiber nicht realisierbar.

Wir beschreiben nachfolgend die verwendete Methodik und Datengrundlage (Kapitel 2) und stellen anschließend die Untersuchungsergebnisse dar (Kapitel 3). Kapitel 4 fasst wesentliche Schlussfolgerungen aus der Untersuchung zusammen.

2 Untersuchungsmethodik und Daten

2.1 Methodik der Verlustermittlung

Die in Betriebsmitteln der Stromversorgungsnetze anfallenden elektrischen Verluste können bei genauer Kenntnis der technischen Eigenschaften der Betriebsmittel und ihrer Anordnung im Netz sowie der zeitlichen Verläufe der Stromentnahmen und -einspeisungen an allen Netzanschlusspunkten nahezu exakt durch Lastflussberechnungen ermittelt werden. Die genannten Eingangsdaten liegen heute für die Übertragungsnetze und teilweise für Hochspannungsnetze vollständig vor, so dass im Rahmen der Betriebsführung sehr genaue Angaben zum aktuellen Umfang der Netzverluste berechnet werden können. Für die anderen Netzebenen liegen diese Daten jedoch allenfalls teilweise vor, so dass präzise Verlustberechnungen dieser Art für die Verteilernetze praktisch nicht durchführbar sind. Es ist jedoch möglich, durch geeignete vereinfachte Modelle der Verteilernetze und unter Betrachtung weniger typischer Belastungssituationen die Höhe der Netzverluste mit einer für viele Zwecke ausreichenden Genauigkeit abzuschätzen und hochzurechnen. Ein solcher Näherungsansatz liegt der für das vorliegende Gutachten durchgeführten Untersuchung zugrunde.

Der Modellierungsansatz besteht – aufbauend auf aktuellen Gegebenheiten des Geschäftsjahres 2011 – im Kern darin,

- für jede zu betrachtende Leitungsebene typische Formen von Leitungsabgängen zu definieren, die sich nach Leitungslänge und Verzweigungsgrad unterscheiden, und für die zu betrachtenden Gebietsstrukturen Annahmen über die prozentuale Aufteilung des Netzes auf diese typischen Abgangsformen zu machen,
- für jede zu betrachtende Umspannebene Annahmen oder Angaben zur Anzahl der Stationen und der Transformatoren pro Station zugrunde zu legen,
- für alle Betriebsmittel (Leitungen und Transformatoren sowie evtl. weitere relevante Betriebsmittel wie Stromzähler) typische technische Kenndaten – ggf. unter Berücksichtigung der Verteilung auf unterschiedliche Bauformen und Herstellungsjahre – anzusetzen, anhand derer sowohl die lastabhängigen als auch die lastunabhängigen Verlustanteile ermittelt werden können,

- typische Belastungsfälle auf Basis aggregierter Daten zu Stromeinspeisung und -entnahme (Höchstlast, Energieabgabe, Energieeinspeisung) zu definieren und auf die einzelnen Netzknoten herunterzubrechen, und
- die Netzverluste für diese Belastungsfälle mittels Lastflussberechnung zu ermitteln und die Ergebnisse auf Basis typischer, aktuell vorherrschender Belastung-/Einspeisungsverläufe (bzw. der hieraus zu ermittelnden „Verluststundenzahlen“) auf jährliche Energiemengen hochzurechnen.

Für die vorliegende Untersuchung haben wir die benötigten gebiets- und netzstrukturellen Angaben sowie Daten zu den Belastungsfällen möglichst weitgehend aus den Angaben übernommen, die die Netzbetreiber in den an E-Control übermittelten Erhebungsbögen gemacht haben; so konnten wir für 20 Netzbetreiber, für die die entsprechenden Angaben vollständig verfügbar waren, entsprechende Modelle parametrieren, die den aktuellen realen Status widerspiegeln. Diese Netzbetreiber decken bezogen auf die Abgabemengen den überwiegenden Teil der österreichischen Verteilernetze ab.

Ziel der Untersuchung ist jedoch nicht, für einzelne Netzbetreiber jeweils individuelle Ergebnisse für die Verlustanteile je Netzebene zu berechnen, sondern Netzbetreiber-übergreifende Bandbreiten der Verlustanteile zu ermitteln. Hierzu haben wir die jeweiligen Minimal- und Maximalwerte der Ergebnisse für die 20 betrachteten Netzbetreiber herangezogen. Darüber hinaus haben wir gewichtete Mittelwerte und Standardabweichungen der erhaltenen Verlustanteile ermittelt.

Die Untersuchung bezieht sich auf die Netzebenen 3-7 der Verteilernetzbetreiber. Die vom Übertragungsnetzbetreiber APG betriebenen Teile der Netzebene 3 wurden nicht berücksichtigt. Für die Netzebene 3 wurden reine 110-kV-Netze betrachtet, d. h. die von einzelnen Verteilernetzbetreibern betriebenen Leitungen und Netze auf einer der Höchstspannungsebenen 220 kV und 380 kV wurden nicht berücksichtigt, auch wenn diese regulatorisch der Netzebene 3 zugerechnet werden. Die mit dem Betrieb dieser Netzteile verbundenen Netzverluste müssen daher bei der Anwendung des Regulierungsinstruments für Netzverlustkosten ggf. gesondert berücksichtigt werden.

Neben den in Leitungen und Transformatoren auftretenden Verlusten wurden auch die Verluste in verschiedenen weiteren Betriebsmitteln berücksichtigt, und zwar konkret in Energiezählern (Netzebene 7), Hausanschlusssicherungen (Netzebene 7), Abgangssicherungen von

Mittel-/Niederspannungstransformatoren (Netzebene 6), Transformatorsicherungen (Netzebene 6) und in Ladestrom-Kompensationselementen für Kabel (Netzebene 3). Zusätzlich wurden die Verluste abgeschätzt, die auf den Leitungen zwischen Hausanschlüssen und Stromzählern entstehen. Diese Leitungen gehören zwar in der Regel nicht dem Netzbetreiber, sind messtechnisch aber nicht vom Netz abgegrenzt, so dass die hier anfallenden Verluste in die vom Netzbetreiber zu deckenden Netzverluste eingehen.

Nicht berücksichtigt wurden hingegen Verluste in sekundärtechnischen Einrichtungen (z. B. Schutztechnik) und sonstigen Neben- und Hilfsanlagen. Die ermittelten Verlustmengen stellen somit tendenziell eine Abschätzung nach unten dar, wobei wir davon ausgehen, dass diese nicht berücksichtigten Verlustbeiträge allenfalls sehr geringen Einfluss auf die letztendlich relevanten Bandbreiten der Verlustanteile hätten.

2.2 Verwendete Daten und Parameter

Wir haben für diese Untersuchung von E-Control Daten aus den Erhebungsbögen („Anlagenklassen Strom“ und „Zusatzabfrage Benchmarking“) von insgesamt ca. 50 Netzbetreibern erhalten. Wie bereits erwähnt, konnten wir hieraus für 20 Netzbetreiber (siehe Tabelle 2.1) vollständige und plausible Sätze der benötigten Daten zur Parametrierung der Netzeigenschaften und Versorgungsaufgaben (d. h. Einspeise- und Entnahmesituationen) gewinnen.

Die in den Erhebungsbögen der nicht berücksichtigten Netzbetreiber festgestellten Datenlücken und/oder Unplausibilitäten sind möglicherweise auf nachvollziehbare sachliche Gründe zurückzuführen. Dies konnte und sollte jedoch in dieser Untersuchung nicht im Einzelnen aufgeklärt werden. Teilweise hätten die fehlenden Daten durch sinnvolle Annahmen ersetzt werden können, jedoch hätte dies die Realitätsnähe der verwendeten Datensätze ggf. beeinträchtigt. Zudem hat sich gezeigt, dass die betrachteten 20 Netzbetreiber bezogen auf die an Entnehmer gelieferte Energie ca. 96% des Umfangs der Netze der ca. 50 Netzbetreiber, zu denen insgesamt Daten vorlagen, abdecken, so dass auch mit der eingeschränkten Stichprobe eine ausreichende Repräsentativität erreicht wird.

Elektrizitätswerke Reutte AG	Salzburg Netz GmbH
Energie AG Oberösterreich Netz GmbH	Stadtwerke Feldkirch
Energie Klagenfurt GmbH	Stadtwerke Hartberg Energieversorgungs-Ges.m.b.H.
Energie Ried GmbH	Stadtwerke Mürzzuschlag Ges.m.b.H.
EVN Netz GmbH	Stromnetz Graz GmbH & Co KG
E-Werk Gösting Stromversorgungs GmbH	Stromnetz Steiermark GmbH
Innsbrucker Kommunalbetriebe AG	TIWAG-Netz AG
KELAG Netz GmbH	Vorarlberger Energienetze GmbH
LINZ STROM NETZ GmbH	Wels Strom GmbH
Netz Burgenland Strom GmbH	WIEN ENERGIE Stromnetz GmbH

Tabelle 2.1: Liste der Netzbetreiber, deren Daten für die Modellierung verwendet wurden

Vorteil dieser Vorgehensweise ist, dass so ausschließlich Kombinationen von Parametern zu derzeit vorherrschenden Netzstrukturen und Versorgungsaufgaben verwendet werden, die in der Praxis vorkommen. Die alternativ denkbare (und zu Beginn der Untersuchung in Betracht gezogene) Vorgehensweise, für alle Parameter jeweils individuelle Bandbreiten abzustimmen und diese bei der Netzmodellierung zu kombinieren, hätte neben realitätsnahen auch realitätsferne oder gar unmögliche Parameterkombinationen hervorgebracht, die anschließend (unter evtl. willkürlicher Grenzziehung) aus dem Spektrum der Modellparametrierungen hätten herausgefiltert werden müssen. Wir halten die gewählte Vorgehensweise daher für den hier verfolgten Zweck für sachgerechter. Gleichwohl ist bei der Verwendung der Untersuchungsergebnisse zu berücksichtigen, dass die Parameterkombinationen der 20 berücksichtigten Netzbetreiber nicht zwingend das gesamte in Österreich auftretende Spektrum von gegenwärtigen Netzstrukturen und Versorgungsaufgaben abdecken. Insbesondere Netze mit geringer Ausdehnung können im Einzelfall extreme Parameter aufweisen. Dies muss bei der regulatorischen Verwendung ggf. fallweise berücksichtigt werden.

Die verwendeten Daten der 20 betrachteten Netzbetreiber umfassen folgende Angaben zu den Netzbetriebsmitteln je Netzbetreiber, differenziert nach den angegebenen Netzebenen:

- Leitungslänge differenziert nach Kabel und Freileitung (Netzebenen 3/5/7)

- Anzahl und installierte Leistung der Transformatoren (Netzebenen 4/6)
- Anzahl von Abgangsschaltfeldern Mittel- und Niederspannung (Netzebenen 5/7)
- Anzahl von Schaltfeldern Hochspannung (Netzebene 3)

Die Daten zu den Versorgungsaufgaben umfassen folgende Angaben je Netzbetreiber:

- Höchstlastwerte und Viertelstunden-Zeitreihen der Energieabgabe für die (Gruppen von) Netzebenen 3-7, 4-7 und 6-7 (wobei die Netzverluste aller Ebenen in den Höchstlastwerten für die Ebenen 6-7 enthalten sind)
- Energieabgabe je Netzebene
- Anzahl und Leistung von Einspeisern, differenziert nach Energieträgern und Netzebenen, sowie Viertelstunden-Zeitreihen der gesamten Einspeisemengen

Hinsichtlich der Höchstlasten ist zu berücksichtigen, dass die Angaben in den Erhebungsbögen die (zeitgleichen) Höchstlastbeiträge der einzelnen Netzebenen zur Gesamthöchstlast des jeweiligen Netzes betreffen, während für die Verlustermittlung die zeitungleichen Höchstlasten der einzelnen Ebenen maßgeblich sind. Um die zeitungleichen Höchstlasten abzuschätzen, haben wir für die Netzebenen 5-7 Gleichzeitigkeitsgrade angesetzt, die üblicherweise im Rahmen der Netzplanung verwendet werden und in der einschlägigen Fachliteratur dokumentiert sind. Ab der Netzebene 4 aufwärts findet in der Regel keine wesentliche Durchmischung mehr statt. Daher haben wir für diese Ebenen die Höchstlastangaben aus den Erhebungsbögen unverändert übernommen.

Aus den Viertelstunden-Zeitreihen der Energieabgabe haben wir – zunächst für die einzelnen Netzbetreiber – ebenenspezifische Verluststundenzahlen berechnet, mittels derer aus der Verlustleistung zum Höchstlastzeitpunkt die jährliche Verlustenergie bestimmt werden kann. Hieraus haben wir anschließend Mittelwerte je Netzebene gebildet und einheitlich für alle Netzbetreiber für die Verlustberechnung verwendet.

Zusätzlich zu den oben genannten Daten haben wir aus den Erhebungsbögen der Netzbetreiber Angaben zu den Altersverteilungen der Netzbetriebsmittel (Transformatoren und Kabel) entnommen. Auch diese Daten wurden bei der Modellbildung nicht Netzbetreiber-spezifisch berücksichtigt, sondern zu Österreich-weiten Altersverteilungen aggregiert. Im Einzelnen wurden Altersverteilungen für die Transformatoren der Netzebenen 4 und 6 und für Kabel der Netzebenen 5 und 7 hergeleitet. Die Altersverteilungen dieser Betriebsmittel sind für die

Untersuchung von Bedeutung, da sich die spezifischen Verlusteigenschaften dieser Betriebsmittel mit der Zeit durch den technischen Fortschritt stark verändert haben.

Neben den Daten aus den Erhebungsbögen sind in die Untersuchung Parameter eingegangen, die wir aus technischen Angaben von Betriebsmittel-Herstellern und aus Erfahrungswerten abgeleitet haben. Dies betrifft insbesondere Angaben zu den derzeitigen Netzstrukturen sowie den technischen Kenndaten der Betriebsmittel.

Die Strukturen von Verteilernetzen weisen naturgemäß stark gebietsabhängige wie auch von den Planungsgrundsätzen der Netzbetreiber abhängige Unterschiede auf. Die verwendeten Grundformen von Leitungsabgängen sind dennoch meist ähnlich. Daher können die für die Höhe der Netzverluste relevanten Eigenschaften durch eine Einteilung der Netze in „Cluster“ von Strukturformen relativ genau modelliert werden. Die in dieser Untersuchung verwendeten Einteilungen der Netze in Strukturformen sind in Bild 2.1 für städtische und Bild 2.2 für ländliche Mittelspannungsnetze und in Bild 2.3 für städtische und Bild 2.4 für ländliche Niederspannungsnetze dargestellt. Die Netze der betrachteten 20 Netzbetreiber wurden nach ihren dominierenden Eigenschaften jeweils einer der Kategorien „städtisch“ und „ländlich“ zugeordnet; hierdurch wurden Netze mit gemischter Struktur einer der Kategorien an den Rändern der so aufgespannten Bandbreite zugeordnet.

Die Hochspannungsnetze werden durch homogene Ringnetze modelliert. Hierzu wurden Netzbetreiber-spezifische Angaben zu der Zahl der einspeisenden Umspannwerke der Netzebene 2, zur Leitungslänge der Netzebene 3 (unterteilt in Kabel und Freileitungen) und zur Zahl und Höchstlast der Umspannwerke der Netzebene 4 aus den Erhebungsbögen herangezogen. Es wurde unterstellt, dass aus einem Umspannwerk der Ebene 2 genau ein Ring gespeist wird und jeder Ring die gleiche Leitungslänge und die gleiche Zahl an Umspannwerken der Ebene 4 aufweist.

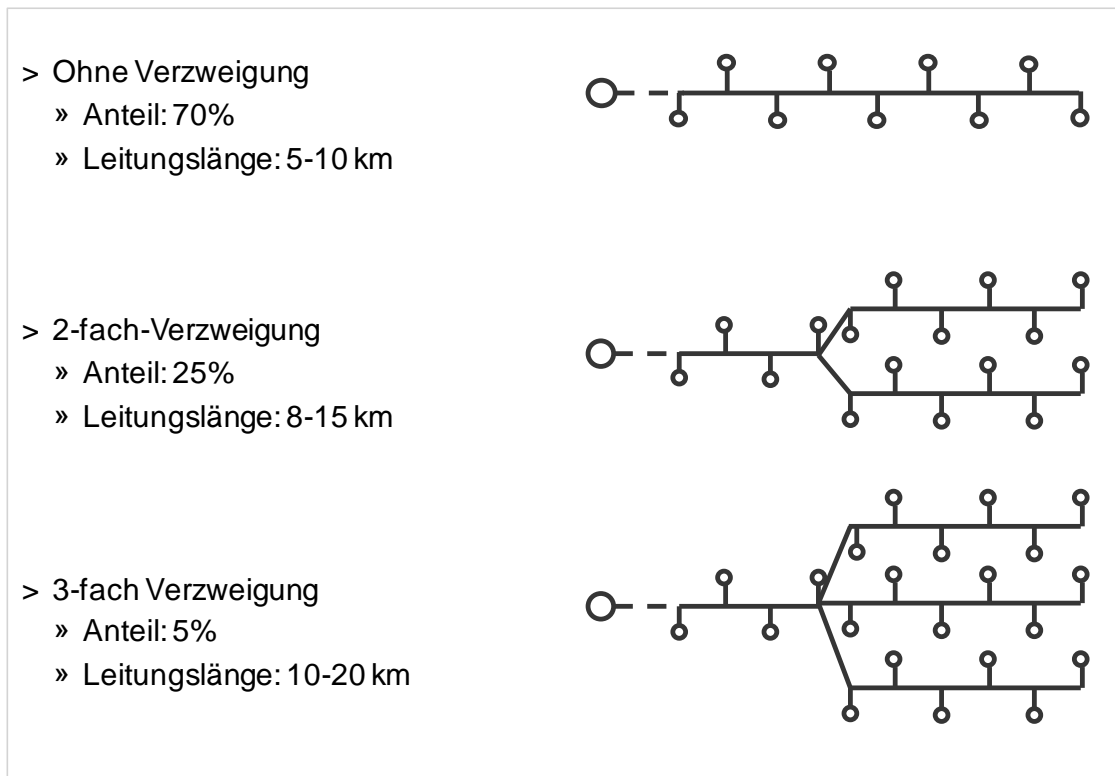


Bild 2.1: Modellierung von Netzstrukturen: Städtische Mittelspannungsnetze (10 kV)

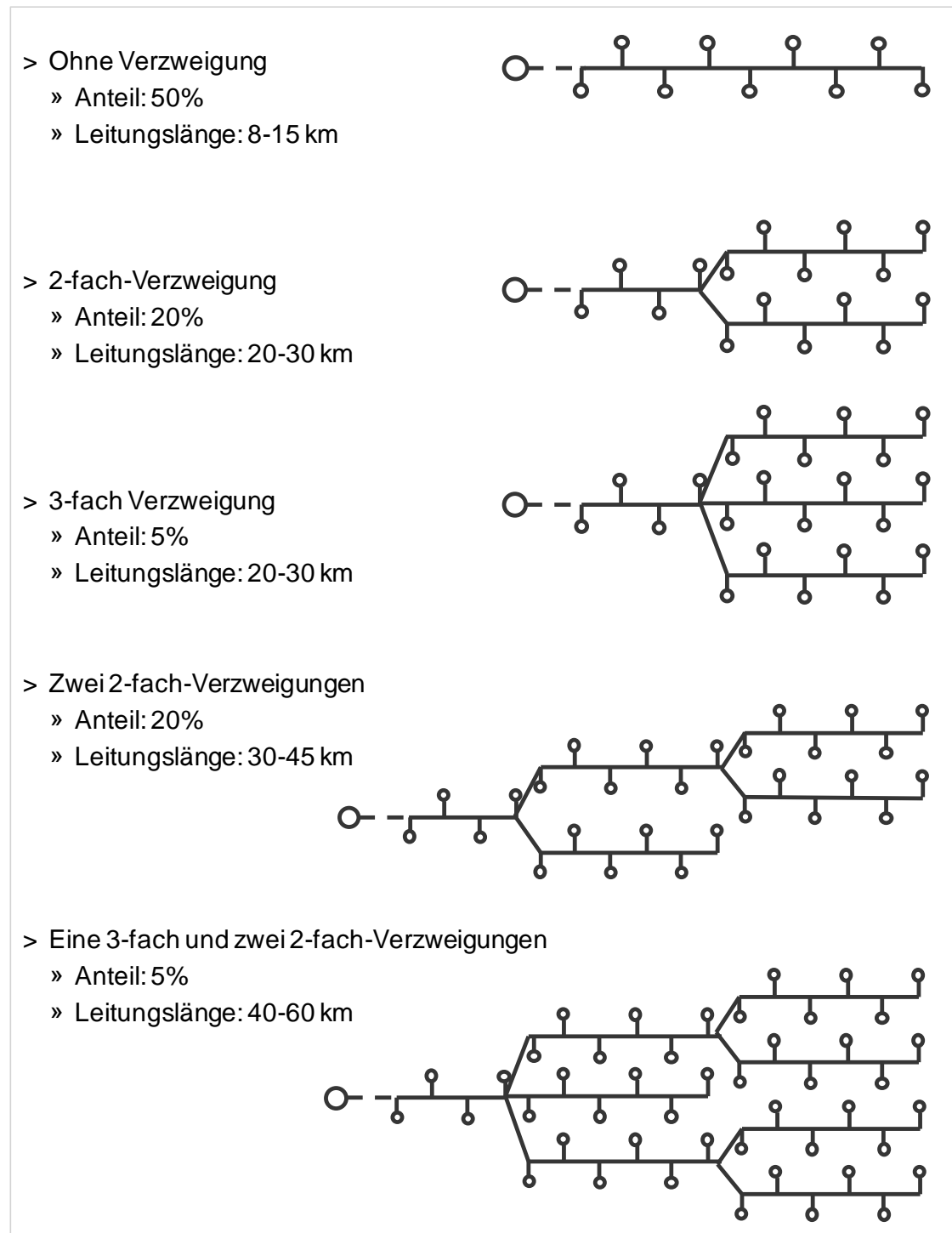


Bild 2.2: Modellierung von Netzstrukturen: Ländliche Mittelspannungsnetze (20 kV)

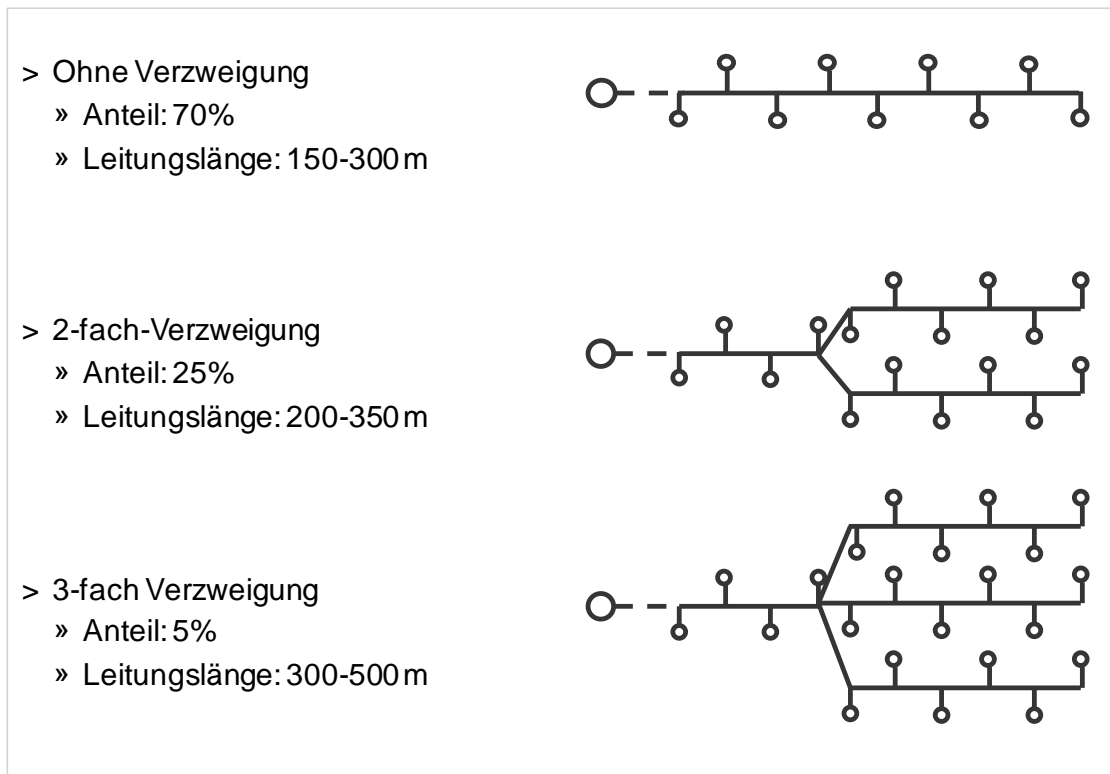


Bild 2.3: Modellierung von Netzstrukturen: Städtische Niederspannungsnetze

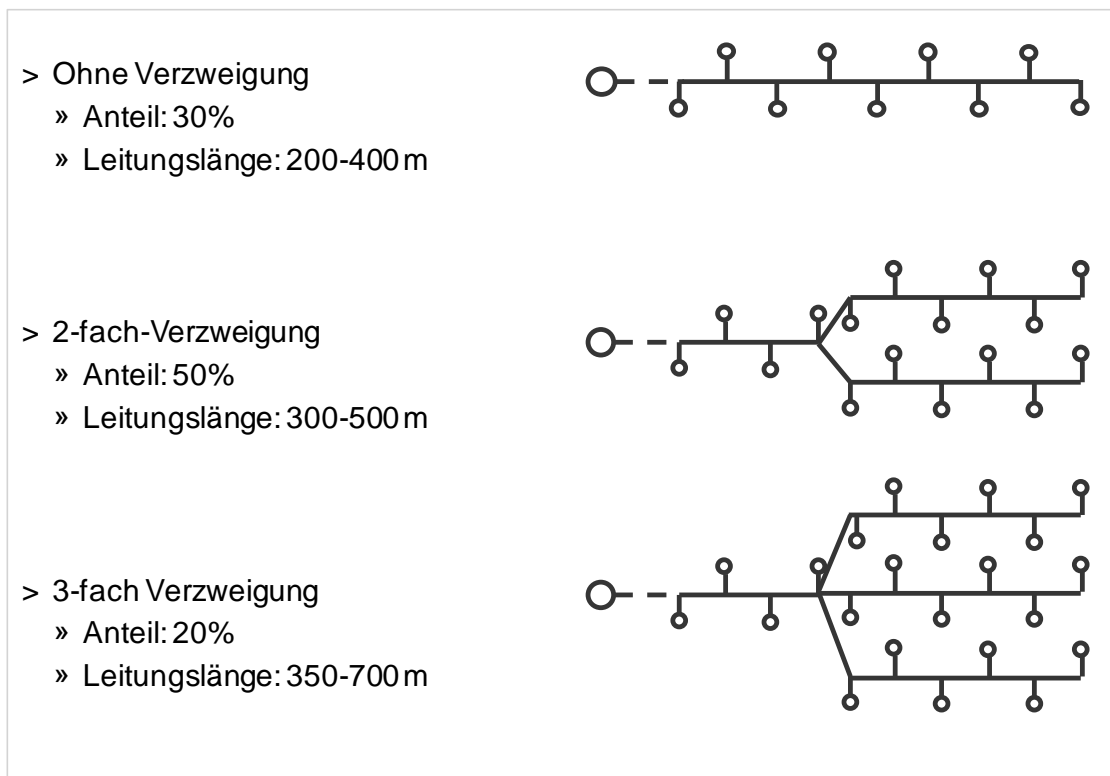


Bild 2.4: Modellierung von Netzstrukturen: Ländliche Niederspannungsnetze

Für die Leitungen der betrachteten Netzebenen wurden jeweils standardisierte Leitungstypen und einheitliche Verteilungen der Leitungsquerschnitte zugrundegelegt. Die verwendeten Angaben sind Tabelle 2.2 zu entnehmen. Bei den Nieder- und Mittelspannungskabeln wurde Baujahr-abhängig nach Isolations-Technologien differenziert.

Leitungsquerschnitte Kabel Nieder- und Mittelspannung				
mm ²	<=50	95	150	>=185
NS	10%	30%	50%	10%
MS	10%	30%	50%	10%

Leitungsquerschnitte Freileitung Nieder- und Mittelspannung			
mm ²	<=35	50	>=95
NS	20%	50%	30%
MS	10%	60%	30%

Leitungsmaterialien Nieder- und Mittelspannung
> Niederspannungskabel
» Leitermaterial: Alu
» Baujahr < 1980: Papier-Masse-Isolierung
» Baujahr >= 1980: Kunststoff-Isolierung
> Mittelspannungskabel
» Leitermaterial: >= 185mm ² Kupfer, sonst Alu
» Baujahr < 1980: Papier-Masse-Isolierung
» Baujahr >= 1980: Kunststoff-Isolierung

Hochspannung
> Einheitliche Verwendung folgender Leitungstypen
» Freileitung: Al/St 265/35
» Kabel: N2XS2Y 400mm ²

Tabelle 2.2: Parameter zu Leitungsmaterialien und -querschnitten

Die für Transformatoren angesetzten Parameter zu Leistungsklassen und technischen Kenndaten sind in Tabelle 2.3 für Netzebene 6 (Mittel-/Niederspannung) und in Tabelle 2.4 für Netzebene 4 (Hoch-/Mittelspannung) aufgeführt. Für Netzebene 6 wird die bereits bei den Netzstrukturen berücksichtigte Einteilung in städtische und ländliche Netze aufgegriffen.

Zuordnung von MS-/NS-Transformatoren zu Leistungsklassen

- > Auswertung durchschnittlicher Transformatorgröße aus Erhebungsbögen zeigt
 - » MS-/NS-Trafo Stadt: ca. 500kVA
 - » MS-/NS-Trafo Land: ca. 300kVA
- > Annahme: jeweils Verwendung von 3 Leistungsklassen für MS-/NS-Trafo
 - » Stadt: 400kVA, 630kVA, 800kVA mit Anteilen 60%/35%/5%
 - » Land: 100kVA, 250kVA, 400kVA mit Anteilen 20%/30%/50%

Eisenverluste von MS-/NS-Transformatoren in Watt

Baujahr/ Leistung	<= 100 kVA	250 kVA	400 kVA	630 kVA	>= 800 kVA
1960	380	680	1200	2100	2800
1965	280	500	900	1500	2400
1970	240	500	800	1100	1500
1975	240	440	700	920	1300
1980	240	380	600	780	1100
1985	200	340	600	730	1100
1990	180	320	600	730	1100
1995	150	300	470	700	1000
2000	160	310	470	600	1000
2005	160	350	530	650	800
2010	160	350	530	650	800

Kupferverluste von MS-/NS-Transformatoren in Watt

Baujahr/ Leistung	<= 100 kVA	250 kVA	400 kVA	630 kVA	>= 800 kVA
1960	1700	3300	5500	10400	12500
1965	1700	3500	5800	7800	12000
1970	1700	3600	5800	7800	10000
1975	1700	3200	5000	6600	8000
1980	1700	3000	4600	6500	7500
1985	1700	2900	4300	6400	7500
1990	1400	2700	4000	6400	7500
1995	1000	2600	3100	4300	7500
2000	1100	2500	3500	5500	7500
2005	1000	2400	3700	5500	7500
2010	1000	2500	3700	5500	7500

Tabelle 2.3: Parameter zur Dimensionierung und zu technischen Daten von Transformatoren Mittel-/Niederspannung

Behandlung von HS-/MS-Transformatoren

- > Auswertung durchschnittlicher HS-/MS-Transformatorgröße aus Erhebungsbögen liefert nahezu einheitlich 30 MVA
- > Daher Verwendung folgender spezifischer Verluste für 32 MVA-Transformatoren

Baujahr	Eisenverluste [kW]	Kupferverluste [kW]
1960	30	150
1965	25	120
1970	25	120
1975	20	120
1980	20	100
1985	15	100
1990	12	100
1995	12	100
2000	15	120
2005	15	120
2010	15	120

Tabelle 2.4: Parameter zur Dimensionierung und zu technischen Daten von Transformatoren Hoch-/Mittelspannung

Auch für die sonstigen berücksichtigten Betriebsmittel wurden standardisierte Kenndaten zugrundegelegt, so z. B.

- für Stromzähler in der Netzebene 7 eine mittlere jährliche Verlustmenge von 25 kWh (ermittelt aus Zählerdatenblättern, die von Oesterreichs Energie bereitgestellt wurden) und
- für Blindleistungs-Kompensationselemente in Netzebene 3 ein spezifischer Verlustanteil von 0,2% bei einer Einschaltdauer von 1/3 der Stunden eines Jahres.

Analoges gilt für Sicherungen und Hausanschlussleitungen, wobei sich gezeigt hat, dass die hierdurch verursachten Verlustbeiträge im Vergleich zu den Verlusten der anderen Betriebsmittel praktisch vernachlässigbar sind.

2.3 Sensitivitätsuntersuchungen

Um den Einfluss verschiedener Parameter auf die Untersuchungsergebnisse aufzuzeigen, haben wir neben der Basisuntersuchung mehrere Sensitivitätsuntersuchungen unter Variation jeweils eines oder mehrerer Parameter durchgeführt. Konkret umfasst dies Untersuchungen zur Variation

- der Verteilungen der Leitungsquerschnitte von Freileitungen in den Ebenen Nieder- und Mittelspannung,

- der Altersverteilung der Mittel-/Niederspannungstransformatoren,
- der Einsatzzeiten von Blindleistungs-Kompensationselementen in der Hochspannungsebene sowie der Berücksichtigung der 380-kV-Drosseln im Netz der WIEN ENERGIE Stromnetz GmbH (die im speziellen Fall dieses Netzes der Netzebene 3 zugeordnet werden) und
- des Einflusses dezentraler Erzeugung und hierbei speziell des Umfangs an Rückspeisungen, die bei zu geringer lokaler Stromabnahme durch Einspeisungen bewirkt werden.

Die hierbei jeweils berücksichtigten Parametervariationen sind der Übersichtlichkeit halber zusammen mit den Ergebnissen der Sensitivitätsuntersuchungen in Abschnitt 3.4 dargestellt.

3 Ergebnisse

3.1 Vorbemerkungen

Die nachfolgend dargestellten Untersuchungsergebnisse stellen jeweils Verlustanteile je Netzebene dar. Diese Anteile ergeben sich durch Division der jährlichen Verlustmenge in einer Netzebene durch die Summe der jährlichen Energieabgaben an Endverbraucher und Weiterverteiler in der betrachteten und allen unterlagerten Netzebenen eines Netzbetreibers. Angegeben werden die Verlustanteile in Prozent, gerundet auf eine Nachkommastelle.

Die Angaben zum Minimum und Maximum beziehen sich jeweils auf die in der betrachteten Stichprobe von 20 Netzbetreibern aufgetretenen niedrigsten und höchsten Werte auf Basis der derzeitigen Situation. Die Angaben zum Mittelwert verstehen sich als gewichtete Mittelwerte, wobei als Gewichtungsfaktor wiederum die Energieabgabe an Endkunden und Weiterverteiler in der betrachteten und allen unterlagerten Ebenen herangezogen wird, die auch als Bezugsgröße für die Verlustanteile verwendet wird.

Bei den rechnerisch ermittelten Verlustanteilen wird darüber hinaus für die Basisuntersuchung und für eine der Sensitivitätsuntersuchungen die Standardabweichung der Verlustanteile angegeben. Diese ergibt sich aus den (ungewichteten) 20 Einzelwerten der jeweiligen Verlustanteile.

Neben den Verlustanteilen für einzelne Netzebenen werden auch Verlustanteile für Gruppen von Netzebenen (3-7, 4-7, 5-7 und 6-7) angegeben. Diese ergeben sich durch Division der Summe der jährlichen Verlustmengen in allen jeweils einbezogenen Netzebenen durch die Summe der jährlichen Energieabgaben an Endverbraucher und Weiterverteiler in allen jeweils einbezogenen Netzebenen.

3.2 Verlustanteile gemäß Angaben aus Erhebungsbögen

Angaben zu den Verlustmengen je Netzebene gehen auch aus den Erhebungsbögen der Netzbetreiber hervor. Diese sind zwar nicht in die Berechnungen für die vorliegende Untersuchung eingegangen, erlauben aber einen Vergleich mit den rechnerisch ermittelten Verlustanteilen und eine näherungsweise Validierung des technischen Rechenmodells. Die aus diesen Angaben ermittelten Verlustanteile für die 20 betrachteten Netzbetreiber gibt Tabelle 3.1 wieder.

	Minimum	Mittelwert	Maximum
NE 3	0,0%	0,7%	1,5%
NE 4	0,1%	0,4%	1,2%
NE 5	0,2%	1,0%	2,1%
NE 6	0,3%	1,4%	3,3%
NE 7	1,3%	3,3%	5,8%
NE 3 -7	2,2%	3,9%	5,6%

Tabelle 3.1: Verlustanteile gemäß Netzebenen-spezifischen Verlustangaben aus den Erhebungsbögen der 20 detailliert betrachteten Netzbetreiber

Es zeigt sich, dass die Verlustanteile in allen Netzebenen eine erhebliche Streuung aufweisen. Bei Summation über alle betrachteten Netzebenen (3-7) ergibt sich naturgemäß eine geringere Streuung, aber auch hier liegt der Maximalwert noch ungefähr beim 2,5-fachen des Minimalwerts. Die Mittelwerte liegen meist ungefähr in der Mitte zwischen Minimal- und Maximalwert, was auf eine näherungsweise symmetrische Verteilung der Einzelwerte hindeutet.

Um einen detaillierteren Eindruck von dieser Verteilung zu vermitteln, ist in Bild 3.1 für die Summe der Netzebenen 3-7 eine sortierte Reihe der Verlustanteile der Netzbetreiber dargestellt, und zwar hier – anders als bei allen sonstigen Ergebnisdarstellungen – für eine erweiterte Stichprobe von 49 Netzbetreibern, aus denen die für die Modellbildung herangezogenen 20 Netzbetreiber ausgewählt wurden. Es ist zu beachten, dass nicht alle der hier dargestellten Netzbetreiber über alle Netzebenen verfügen.

Hieraus geht hervor, dass die Verlustanteile in einem Bereich von rund 2-6% relativ gleichmäßig verteilt sind und Werte unterhalb und oberhalb dieser Bandbreite jeweils nur bei wenigen Netzbetreibern auftreten. Diese Netzbetreiber mit Verlustanteilen außerhalb des „Kernbereichs“ sind in der für die Modellbildung herangezogenen Stichprobe von 20 Netzbetreibern nicht enthalten, denn bei diesen 20 Netzbetreibern liegen die Verlustanteile über alle Netzebenen, wie Tabelle 3.1 zeigt, in der Bandbreite von 2,2-5,6% und somit innerhalb des „Kernbereichs“.

In Bild 3.1 sind die Angaben zusätzlich nach Größenklassen der Netzbetreiber eingefärbt, gemessen an der jährlichen Energieabgabe an Endkunden und Weiterverteiler. Hieraus geht hervor, dass die Höhe der Verlustanteile keinen eindeutigen Zusammenhang mit der Netzgröße aufweist. Allenfalls ist eine Tendenz dahingehend zu erkennen, dass große Netze eher niedrigere Verlustanteile aufweisen und umgekehrt.

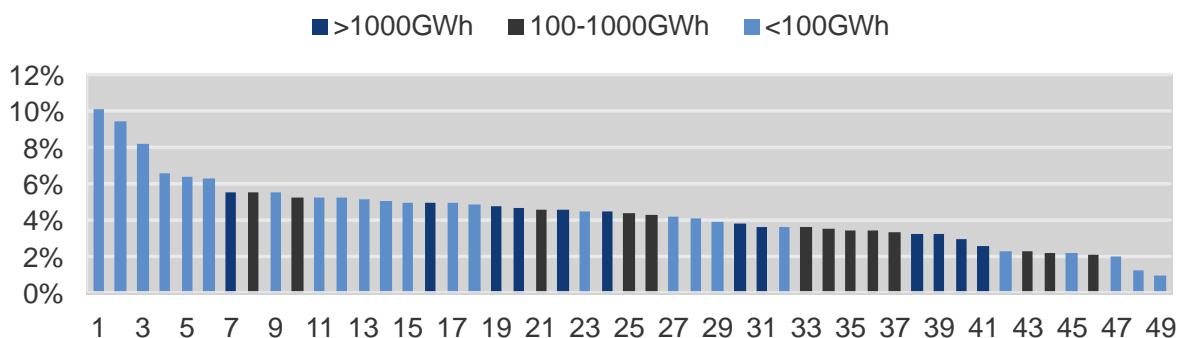


Bild 3.1: Verlustanteile gemäß Verlustangaben aus den Erhebungsbögen von 49 Netzbetreibern

3.3 Basisuntersuchung

Die mit der in Abschnitt 2.1 erläuterten Methodik und unter Verwendung der in Abschnitt 2.2 beschriebenen Datengrundlage und Parametrierung („Basisuntersuchung“, in Abgrenzung zu den Sensitivitätsuntersuchungen) ermittelten Verlustanteile sind in Tabelle 3.2 je Netzebene und in Tabelle 3.3 für Gruppen von Netzebenen dargestellt. In Tabelle 3.3 sind jeweils nur die Ergebnisse für die Netzbetreiber in die Berechnung eingegangen, die über alle in einer Gruppe enthaltenen Netzebenen verfügen. Für die Netzebenen 3-7 sind dies z. B. 13 der insgesamt 20 betrachteten Netzbetreiber. Demgegenüber basieren die Ergebnisse in der Zeile „NE 3-7“ in Tabelle 3.2 – analog zu der entsprechenden Zeile in Tabelle 3.1 – auf den Ergebnissen für alle 20 Netzbetreiber, unabhängig davon, ob ein Netzbetreiber über alle diese Ebenen verfügt oder nicht.

Für die meisten Ebenen sind die Verlustanteile der betrachteten Netzbetreiber relativ gleichmäßig auf die angegebenen Bandbreiten verteilt. Speziell für Netzebene 3 hat sich hingegen gezeigt, dass der Verlustanteil für einen der 13 Netzbetreiber, die über diese Ebene verfügen, erheblich höher ist als für die verbleibenden 12 dieser Netzbetreiber. Dieser Fall dürfte daher einen nicht repräsentativen Sonderfall darstellen. Daher sind zu dieser Netzebene in Tabelle

3.2 in Klammern zusätzlich die Werte angeben, die sich bei Nichtberücksichtigung dieses „Ausreißers“ ergeben.

	Minimum	Mittelwert	Maximum	Standard-abweichung
NE 3	0,3%	0,7% (0,6%)	2,7% (1,5%)	0,7% (0,4%)
NE 4	0,2%	0,3%	0,5%	0,1%
NE 5	0,2%	0,9%	1,7%	0,5%
NE 6	1,0%	1,6%	2,1%	0,3%
NE 7	1,2%	3,1%	6,0%	1,4%
NE 3 -7	2,2%	3,6%	5,7%	1,0%

Tabelle 3.2: Verlustanteile je Netzebene und für alle jeweils von einem Netzbetreiber betriebenen Ebenen („NE 3-7“) als Ergebnis der Modelluntersuchung (Angaben in Klammern bei Herausnahme eines „Ausreißers“)

	Minimum	Mittelwert	Maximum	Standard-abweichung
NE 3-7 (13 NB)	2,3%	3,5%	5,7%	1,0%
NE 4-7 (16 NB)	2,2%	3,6%	5,7%	1,0%
NE 5-7 (20 NB)	2,0%	3,8%	5,5%	1,1%
NE 6-7 (20 NB)	2,1%	4,1%	6,9%	1,4%
NE 7 (20 NB)	1,2%	3,1%	6,0%	1,4%

Tabelle 3.3: Verlustanteile für Gruppen von Netzebenen als Ergebnis der Modelluntersuchung; Berücksichtigung jeweils nur der Netzbetreiber (NB), die über alle in einer Gruppe enthaltenen Netzebenen verfügen

Der Vergleich mit den in Abschnitt 3.2 dargestellten Ergebnissen zeigt, dass die rechnerisch ermittelten Verlustanteile überwiegend – für Netzebene 3 bei Vernachlässigung des Ausreißers – gut mit den Angaben aus den Erhebungsbögen übereinstimmen und ebenfalls eine

erhebliche Streuung aufweisen. Dies deutet darauf hin, dass die Streubreite der in den Erhebungsbögen erfassten Netzverlustwerte sich weitgehend auf Unterschiede in den (bei der Modelluntersuchung betrachteten) unmittelbar exogenen Strukturmerkmalen zurückführen lässt. Hierzu ist zu beachten, dass wesentliche Aspekte der Betriebsmitteltechnologie, -dimensionierung und -altersstruktur, die tendenziell stärker (wenn auch nicht ausschließlich) auf endogenen Entscheidungen der Netzbetreiber beruhen, für alle Netzbetreiber einheitlich modelliert wurden.

Die Streubreite der rechnerisch ermittelten Verlustanteile lässt sich auch aus den in den Tabellen angegebenen Standardabweichungen ablesen. Bei einer Normalverteilung (die hier allerdings nur näherungsweise vorliegen dürfte) liegen innerhalb des Intervalls von Mittelwert abzüglich der Standardabweichung bis Mittelwert zuzüglich der Standardabweichung ca. 68% der Einzelergebnisse. Übertragen beispielsweise auf die Ergebnisse für Netzebene 7 bedeutet dies, dass rund zwei Drittel der betrachteten Netzbetreiber Verlustanteile in dieser Netzebene in einem Intervall von 1,7% bis 4,5% aufweisen, während die Verlustanteile des verbleibenden Drittels der Netzbetreiber außerhalb dieses Intervalls liegen.

Aus den Detailergebnissen der Untersuchung lassen sich auch Erkenntnisse darüber gewinnen, welche Verlustbeiträge in den Netzebenen jeweils besonders relevant sind:

- Die Verluste in Netzebene 7 sind überwiegend durch stromabhängige Leitungsverluste und Verluste in Stromzählern bedingt, wohingegen spannungsabhängige Leitungsverluste und Verluste in Sicherungen und Leitungen zwischen Gebäudeanschlusspunkten und Zählern zusammengenommen weniger als 1% der Verluste ausmachen.
- Die Verluste in Netzebene 6 ergeben sich zu ca. 70% aus Eisenverlusten und zu knapp 30% aus Kupferverlusten der Transformatoren; auf die Sicherungen entfallen im Mittel weniger als 2% der Verluste.
- In Netzebene 5 sind die Verluste überwiegend (zu rund 90%) durch stromabhängige Leitungsverluste bestimmt.
- Die Verluste in Netzebene 4 entfallen ähnlich wie in Netzebene 6 fast vollständig auf Transformatorverluste, und zwar zu ca. 80% auf Eisen- und ca. 20% auf Kupferverluste.
- In Netzebene 3 entfallen die Verluste überwiegend auf stromabhängige Leitungsverluste. Die Verluste in Kompensationselementen tragen bei der Basisparametrierung nur ca. 1% zu den Gesamtverlusten bei, können allerdings, wie die diesbezügliche Sensitivitätsunter-

suchung zeigt, im Mittel auf rund 2,5% und in Einzelfällen auf ca. 13% steigen, abhängig von der angenommenen Zahl und Einsatzweise der Kompensationselemente.

3.4 Sensitivitätsuntersuchungen

3.4.1 Freileitungsquerschnitte Mittel- und Niederspannung

Die Sensitivitätsuntersuchung zur Verteilung der Leitungsquerschnitte von Freileitungen in den Netzebenen 5 und 7 wurde durchgeführt, um zu berücksichtigen, dass in der Praxis neben 50-mm²- häufig auch 70-mm²-Leitungen im Einsatz sind. Hierzu wurde als Variation gegenüber der in Tabelle 2.2 dargestellten Referenzparametrierung unterstellt, dass

- in der Mittelspannungsebene nicht 60% auf 50 mm², sondern 75% auf 70 mm² und dafür nur 15% anstelle von 30% auf Querschnitte ≥ 95 mm² entfallen, und
- in der Niederspannungsebene nicht 50% auf 50 mm², sondern 65% auf 70 mm² und ebenfalls nur 15% anstelle von 30% auf Querschnitte ≥ 95 mm² entfallen.

Die Ergebnisse dieser Untersuchung zeigt Tabelle 3.4. In dieser wie auch den weiteren Ergebnisdarstellungen zu Sensitivitätsuntersuchungen sind die Ergebnisse der Basisuntersuchung als „Referenz“ erneut dargestellt und den Ergebnissen der Sensitivitätsuntersuchung („Sensitivität“) gegenübergestellt. Für die betrachtete Variation der Freileitungsquerschnitte ergeben sich nur minimale Differenzen zwischen den beiden Varianten.

	Minimum	Mittelwert	Maximum
NE 5, Referenz	0,2%	0,9%	1,7%
NE 5, Sensitivität	0,1%	0,8%	1,6%
NE 7, Referenz	1,2%	3,1%	6,0%
NE 7, Sensitivität	1,2%	3,1%	5,9%

Tabelle 3.4: Ergebnisse der Sensitivitätsuntersuchung zu Freileitungsquerschnitten in den Netzebenen 5 und 7

3.4.2 Altersstruktur von Mittel-/Niederspannungstransformatoren

Die spezifischen Verluste von Transformatoren hängen stark von deren Alter ab und sind v. a. bei einem Alter von mehr als 30 Jahren deutlich höher als bei neueren Transformatoren. Um diesen Einfluss mittels Sensitivitätsuntersuchung für die Transformatoren der Netzebene 6 zu beurteilen, wurde die Altersstruktur gegenüber der Referenzparametrierung in Richtung einer Erhöhung des Transformatoralters verändert. Die aus den Daten der Erhebungsbögen ermittelte Netzbetreiber-übergreifende Altersverteilung, bei der ca. 2/3 der Transformatoren jünger und ca. 1/3 älter sind als 30 Jahre, wurde hierzu so umskaliert, dass bei der Sensitivitätsvariante nur ca. 1/3 der Transformatoren jünger und dafür ca. 2/3 älter sind als 30 Jahre.

Die in Tabelle 3.5 dargestellten Ergebnisse zeigen, dass die Altersverteilung der Transformatoren tatsächlich einen nicht vernachlässigbaren Einfluss auf die Verlustanteile hat, wobei anzumerken ist, dass die unterstellte Veränderung der Altersstruktur schon sehr erheblich ist. Der Einfluss des Transformatoralters auf die Verlustanteile schlägt sich auch in den in Abschnitt 3.4.5 dargestellten Ergebnissen der „Idealnetz“-Untersuchung zu den Umspannebenen 4 und 6 nieder.

	Minimum	Mittelwert	Maximum
NE 6, Referenz	1,0%	1,6%	2,1%
NE 6, Sensitivität	1,2%	1,9%	2,5%

Tabelle 3.5: Ergebnisse der Sensitivitätsuntersuchung zur Altersstruktur von Transformatoren der Netzebene 6

3.4.3 Einsatzzeiten von Kompensationselementen in Netzebene 3

Um den Einfluss der Einsatzzeiten von Kompensationselementen in Netzebene 3 zu untersuchen, wurde gegenüber der Referenzannahme einer Einsatzzeit von 1/3 der Stunden eines Jahres (d. h. 2.920 h/a) unterstellt, dass die betrachteten Kompensationselemente in 80% der Zeit (d. h. 7.008 h/a) eingeschaltet sind („Sensitivität 1“). Darüber hinaus wurden in einer weiteren Untersuchung („Sensitivität 2“) gegenüber der Referenzvariante, in der die der Netzebene 3 zugerechneten 380-kV-Drosseln im Netz der WIEN ENERGIE Stromnetz GmbH mit berücksichtigt sind, diese Kompensationselemente nicht berücksichtigt.

Die in Tabelle 3.6 dargestellten Ergebnisse zeigen, dass diese Parametervariationen im Rahmen der hier wiedergegebenen Ergebnissenauigkeit keinen Einfluss auf die Verlustanteile haben.

	Minimum	Mittelwert	Maximum
NE 3, Referenz	0,3%	0,7%	2,7%
NE 3, Sensitivität 1	0,3%	0,7%	2,7%
NE 3, Sensitivität 2	0,3%	0,7%	2,7%

*Tabelle 3.6: Ergebnisse der Sensitivitätsuntersuchung zu Einsatzzeiten von Kompensations-
elementen in Netzebene 3*

3.4.4 Dezentrale Erzeugung

Der Einfluss von Einspeisungen aus dezentralen Erzeugungsanlagen auf die Netzverluste hängt insbesondere in der Anschlussebene dieser Anlagen stark davon ab, wie sich die durch Einspeisungen und Entnahmen bedingten Lastflüsse auf den betroffenen Leitungen bzw. Transformatoren durchmischen und dadurch teilweise gegenseitig kompensieren. Für die Basisuntersuchung haben wir eine homogene Verteilung der Einspeisungen auf das Netz und damit auf die einzelnen Leitungen und Transformatoren unterstellt, so dass die Ergebnisse dieser Untersuchung in dieser Hinsicht tendenziell eine Abschätzung der Verluste zur unteren Seite darstellen.

In der Praxis sind vielfach weniger homogene Verteilungen von Einspeisungen vorzufinden. Daher wird als Sensitivitätsuntersuchung die – wohlgemerkt extreme und in der Praxis seltene – Variante betrachtet, bei der alle Einspeisungen in den Leitungsebenen vollständig an eigene, nur für Einspeisungen genutzte Leitungen und in den Umspannebenen an eigene, nur für Einspeisungen genutzte Transformatoren angeschlossen sind. Die sonstigen Eigenschaften der Leitungen in den modellierten Netzen (Anzahl, Dimensionierung, technische Kenndaten) wurden beibehalten. Hieraus folgt, dass die Entnahmen für die Sensitivitätsvariante entsprechend „dichter“ auf die Leitungen und Transformatoren verteilt wurden.

Die Sensitivitätsuntersuchung wurde für die Netzebenen 5-7 durchgeführt. Die Ergebnisse zeigt Tabelle 3.7. Demnach ergibt sich hier nur für Netzebene 5 eine im Rahmen der darge-

stellten Ergebnisgenauigkeit erkennbare Veränderung der Verlustanteile; diese ist allerdings relativ erheblich, insbesondere mit Blick auf die maximal erreichten Verlustanteile. Interessante zusätzliche Erkenntnisse für diese Netzebene liefert die in Bild 3.2 dargestellte Gegenüberstellung der Verluständerungen („Sensitivität“ gegenüber „Referenz“ in Prozentpunkten) und des Anteils der dezentralen Einspeisung an der gesamten Energieabgabe für die betrachteten Netzbetreiber. Es ergibt sich – abgesehen von zwei deutlich überdurchschnittlichen Werten – ein relativ gleichmäßiger Anstieg der Verlustanteile mit steigendem Umfang der dezentralen Einspeisung. Bei zukünftig weiter zunehmender dezentraler Einspeisung ist somit (bei ansonsten unveränderten Bedingungen) mit einer Zunahme der Verlustanteile in dieser Netzebene zu rechnen.

	Minimum	Mittelwert	Maximum
NE 5, Referenz	0,2%	0,9%	1,7%
NE 5, Sensitivität	0,2%	1,2%	3,3%
NE 6, Referenz	1,0%	1,6%	2,1%
NE 6, Sensitivität	1,0%	1,6%	2,1%
NE 7, Referenz	1,2%	3,1%	6,0%
NE 7, Sensitivität	1,2%	3,1%	6,0%

Tabelle 3.7: Ergebnisse der Sensitivitätsuntersuchung zu dezentraler Erzeugung für die Netzebenen 5-7

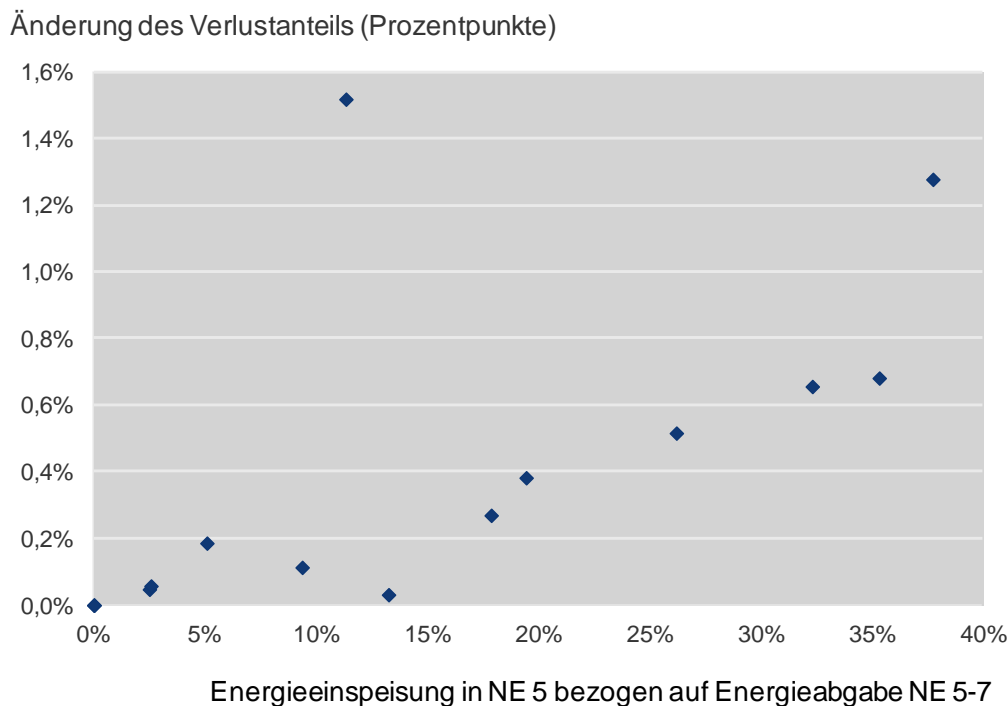


Bild 3.2: Detailergebnisse zum Einfluss dezentraler Erzeugung für Netzebene 5

3.4.5 „Idealnetz“

In Ergänzung zu den bisherigen Analysen wurde untersucht, welche Verlustanteile sich bei Annahme eines „Idealnetzes“ bezogen auf die Betriebsmitteldimensionierung und -altersstruktur ergeben würden. Hierbei ist anzumerken, dass im Rahmen der Parametervariation beim Idealnetz ebenfalls auf derzeit vorherrschende Netzstrukturen, Einspeise- und Lastsituationen abgestellt wird und die betriebsmittelspezifischen Verluste auf Basis von derzeit verfügbaren Betriebsmitteln modelliert werden. Die getroffenen Annahmen spiegeln somit keinen dynamischen Aspekt im Sinne eines technologischen Fortschritts wieder.

Diese Untersuchung ist nicht auf die Beurteilung des Einflusses einzelner unsicherer Parameter ausgerichtet, sondern auf die Frage, welche Verlustabsenkung (theoretisch) durch konsequente Umsetzung verlustreduzierender Maßnahmen bei der Auswahl der verwendeten Betriebsmittel erzielt werden könnte. Die für diese Untersuchung von den Auftraggebern abgestimmten Parameterwerte sind in Tabelle 3.8 aufgeführt.

- > Netzebene 3: unverändert gegenüber Referenz
- > Netzebene 4:
 - » Größenverteilung der Transformatoren gemäß Referenz
 - » Alter: ausschließlich neue Transformatoren
- > Netzebene 5:
 - » Kabel: Querschnitt 240 mm²; kunststoffisoliert
 - » ländlich: 70% Kabelanteil, Freileitung gemäß Referenz
 - » städtisch: 100% Kabelanteil
- > Netzebene 6:
 - » Größenverteilung der Transformatoren gemäß Referenz
 - » Alter: ausschließlich neue Transformatoren mit Verlusteigenschaften gemäß EN 50464-1, Klasse A
- > Netzebene 7:
 - » Kabel: Querschnitt 150 mm²; kunststoffisoliert
 - » ländlich: 80% Kabelanteil, Freileitung gemäß Referenz
 - » städtisch: 100% Kabelanteil

Tabelle 3.8: Parameterangaben für die Sensitivitätsuntersuchung „Idealnetz“

Die Ergebnisse dieser Sensitivitätsuntersuchung sind in Tabelle 3.9 für einzelne und in Tabelle 3.10 für Gruppen von Netzebenen dargestellt. Demnach könnten mit den hier unterstellten Maßnahmen (langfristig und unter sonst unveränderten Bedingungen) signifikante Verlustabsenkungen erreicht werden, die sich allerdings von Netzebene zu Netzebene deutlich unterscheiden.

	Minimum	Mittelwert	Maximum	Standardabweichung
NE 3, Referenz	0,3%	0,7%	2,7%	0,7%
NE 3, „Idealnetz“	0,3%	0,7%	2,7%	0,7%
NE 4, Referenz	0,2%	0,3%	0,5%	0,1%
NE 4, „Idealnetz“	0,1%	0,3%	0,4%	0,1%
NE 5, Referenz	0,2%	0,9%	1,7%	0,5%
NE 5, „Idealnetz“	0,1%	0,5%	1,0%	0,3%
NE 6, Referenz	1,0%	1,6%	2,1%	0,3%
NE 6, „Idealnetz“	0,7%	1,1%	1,4%	0,2%
NE 7, Referenz	1,2%	3,1%	6,0%	1,4%
NE 7, „Idealnetz“	1,1%	2,6%	5,7%	1,2%

Tabelle 3.9: Ergebnisse der Sensitivitätsuntersuchung „Idealnetz“ für einzelne Netzebenen

	Minimum	Mittelwert	Maximum	Standard- abweichung
NE 3 -7, Referenz	2,3%	3,5%	5,7%	1,0%
NE 3 -7, „Idealnetz“	1,7%	2,7%	4,9%	1,0%
NE 4-7, Referenz	2,2%	3,6%	5,6%	1,0%
NE 4 -7, „Idealnetz“	1,7%	2,6%	4,7%	0,8%
NE 5-7, Referenz	2,0%	3,8%	5,5%	1,1%
NE 5-7, „Idealnetz“	1,4%	2,7%	4,5%	0,9%
NE 6-7, Referenz	2,1%	4,1%	6,9%	1,4%
NE 6-7, „Idealnetz“	1,6%	3,0%	5,5%	1,1%
NE 7, Referenz	1,2%	3,1%	6,0%	1,4%
NE 7, „Idealnetz“	1,1%	2,6%	5,7%	1,2%

Tabelle 3.10: Ergebnisse der Sensitivitätsuntersuchung „Idealnetz“ für Netzebenen-Gruppen

4 Schlussfolgerungen

Die auf einem „Bottom-up“-Ansatz beruhende Modelluntersuchung der Netzverluste für die Netzebenen 3-7 hat gezeigt, dass sich die Verlustanteile, die direkt aus den Angaben der Netzbetreiber in den Erhebungsbögen hervorgehen, mit guter Übereinstimmung sowohl der Mittelwerte als auch der Streubreiten rechnerisch nachvollziehen lassen. Diese weitgehende Übereinstimmung spricht dafür, dass einerseits die von den Netzbetreibern angegebenen Netzverluste je Netzebene überwiegend auf die auch in der Modelluntersuchung berücksichtigten technischen Verlustanteile zurückzuführen sind und andererseits die verwendete Modellierung und Parametrierung zu validen Ergebnissen führt.

Aus der „Basisuntersuchung“ mit der in Abschnitt 2.2 beschriebenen Datengrundlage und Parametrierung geht hervor, dass die Verlustanteile in allen Netzebenen erhebliche Streuungen aufweisen, die auf rein exogene Einflüsse (ländliches vs. städtisches Gebiet; Last- und Einspeisungscharakteristik) und auf überwiegend exogen getriebene Netzeigenschaften wie Leitungslängen und Stationszahlen zurückzuführen sind.

Über alle betrachteten Netzebenen 3-7 ergibt sich eine Bandbreite der Verlustanteile von 2,2-5,7% mit einem Mittelwert von 3,6% und einer Standardabweichung von 1,0%.

Bei den Sensitivitätsuntersuchungen haben sich die Altersstruktur der Transformatoren und die Heterogenität der Verteilung dezentraler Einspeisungen auf das Netz als relevante Treiber der Verlustanteile herausgestellt, während die betrachteten Variationen der Verteilung der Freileitungsquerschnitte und der Einsatzcharakteristik von Kompensationselementen nur geringen bis vernachlässigbaren Einfluss gezeigt haben. Bei der dezentralen Erzeugung zeigt eine Detailauswertung, dass – insbesondere bei stark ungleichmäßiger, aber mitunter in der Praxis vereinzelt auftretender Verteilung der Anlagen auf das Netz – eine Zunahme des Umfangs der Einspeisung eine signifikante Zunahme der Verlustanteile mit sich bringt.

Die abschließend vorgestellte Sensitivitätsuntersuchung zur Umsetzung eines „Idealnetzes“ hat gezeigt, dass die hier betrachteten Maßnahmen des Einsatzes neuerer Transformatoren und der weitgehenden Verkabelung der Mittel- und Niederspannungsnetze unter sonst unveränderten Bedingungen langfristig eine signifikante Verlustabsenkung bewirken würden, deren Ausmaß sich allerdings von Netzebene zu Netzebene deutlich unterscheidet.

Literatur

[1] Haubrich, H.-J.; Swoboda, P.

**Grundlagen für Systemnutzungs-/tarif/-regelungen im Bereich der öffentlichen
Elektrizitätsnetze**

Wissenschaftliches Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für wirtschaftliche
Angelegenheiten der Republik Österreich, Aachen/Graz, Juni 1998