

**Auswirkungen eines verstärkten Ausbaus
der dezentralen Erzeugung
auf die Schweizer Verteilnetze**

Untersuchung im Auftrag vom

Bundesamt für Energie (BFE)

CH-3003 Bern

Abschlussbericht

29. Mai 2012

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

Abkürzungen	iv
1 Hintergrund und Ziel der Untersuchung	1
2 Analyse der Aufgabenstellung und Auswahl der Untersuchungsmethodik	3
2.1 Übersicht über Untersuchungsmethodik	3
2.1.1 Vorbemerkungen	3
2.1.2 Betrachtete Verteilnetzebenen	4
2.1.3 Netzauslegung	4
2.2 Betrachtete Erzeugungsvarianten und Lastszenarien	6
2.3 Weitere Parameter	9
3 Auswirkungen auf Netzausbau und Netzkosten	14
3.1 Untersuchungsmethodik	14
3.2 Maßnahmen zur Netzverstärkung	14
3.3 Ermittelte Netzmengenveränderungen je Netzebene	19
3.3.1 Allgemeine Erkenntnisse	19
3.3.2 Ergebnisse bei klassischem Netzausbau	20
3.3.3 Ergebnisse bei innovativem Netzausbau	25
3.4 Zusammenfassender Vergleich der Netzmengenveränderungen	31
4 Investitionskosten und Auswirkungen auf Netznutzungsentgelte	35
4.1 Vorbemerkungen	35
4.2 Investitionskosten	37
4.3 Auswirkung auf Netzkosten und Netznutzungsentgelte	39
5 Zusammenfassung	46
A Überblick über Entwicklung dezentraler Erzeugung im Vergleich zur Vorgängerstudie	A-1
A.1 Wind	A-1
A.2 Photovoltaik	A-3
A.3 Wärme-Kraft-Kopplung	A-5

B	Detailergebnisse Netzmengenveränderung	B-1
B.1	Szenario „weiter wie bisher“, Zeitpunkt 2035, Angebotsvariante D+E	B-1
B.1.1	Klassischer Netzausbau	B-1
B.1.2	Innovativer Netzausbau	B-4
B.2	Szenario „neue Energiepolitik“, Zeitpunkt 2035, Angebotsvariante D+E	B-7
B.2.1	Klassischer Netzausbau	B-7
B.2.2	Innovativer Netzausbau	B-10
B.3	Szenario „weiter wie bisher“, Zeitpunkt 2050, Angebotsvariante D+E	B-13
B.3.1	Klassischer Netzausbau	B-13
B.3.2	Innovativer Netzausbau	B-16
B.4	Szenario „neue Energiepolitik“, Zeitpunkt 2050, Angebotsvariante D+E	B-19
B.5	Szenario „weiter wie bisher“, Zeitpunkt 2035, Angebotsvariante C+E	B-19
B.5.1	Klassischer Netzausbau	B-19
B.5.2	Innovativer Netzausbau	B-22
B.6	Szenario „neue Energiepolitik“, Zeitpunkt 2035, Angebotsvariante C+E	B-25
B.6.1	Klassischer Netzausbau	B-25
B.6.2	Innovativer Netzausbau	B-28
B.7	Szenario „weiter wie bisher“, Zeitpunkt 2050, Angebotsvariante C+E	B-31
B.7.1	Klassischer Netzausbau	B-31
B.7.2	Innovativer Netzausbau	B-34
B.8	Szenario „neue Energiepolitik“, Zeitpunkt 2050, Angebotsvariante C+E	B-37
B.8.1	Klassischer Netzausbau	B-37
B.8.2	Innovativer Netzausbau	B-40
C	Allgemeine Methodenbeschreibung der Modellnetzanalyse	C-1
C.1	Modellierungsansatz	C-1
C.1.1	Grundsätzliches	C-1
C.1.2	Modellierung der Versorgungsaufgabe	C-2

C.1.3	Teilgebietsansatz	C-4
C.1.4	Eingangsgrößen zur Beschreibung des Last- und Erzeugungsmodells	C-5
C.1.5	Planungsvorgaben	C-8
C.1.6	Netzauslegung	C-11
C.1.7	Kostenermittlung	C-14
C.1.8	Stromnetzspezifische Planungsvorgaben	C-14

Abkürzungen

BFE	Bundesamt für Energie
wwb	weiter wie bisher
nEP	neue Energiepolitik
PV	Photovoltaik
WKK	Wärme-Kraft-Kopplung
BHKW	Blockheizkraftwerk
NE	Netzebene
MNA	Modellnetzanalyse

1 Hintergrund und Ziel der Untersuchung

Das Bundesamt für Energie (BFE) hat in den vergangenen Jahren in einem umfangreichen Projekt mit dem Titel „Energieperspektiven 2035“ unter Mitwirkung verschiedener Institutionen und Dienstleister energiepolitische und wirtschaftliche Szenarien und Prognosen für die Schweiz erarbeitet. Ein hieraus hervorgegangener Bedarf für weitere Untersuchungen war die Frage, welche technischen und wirtschaftlichen Auswirkungen ein starker Ausbau der dezentralen Erzeugung auf die Übertragungs- und Verteilnetze und den Systembetrieb hätte. Kernaufgabe des Projekts „Wirtschaftlichkeit dezentraler Einspeisungen in der Schweiz“, das wir federführend bearbeitet haben, war es, etwaige mit Netzveränderungen einhergehenden Mehr- oder Minderkosten grob zu quantifizieren und Wechselwirkungen mit relevanten Einflussfaktoren aufzuzeigen. In der Anfang 2010 abgeschlossenen Studie konnte gezeigt werden, dass für die Höhe eines durch den Zubau dezentraler Einspeisungen möglicherweise erforderlichen Netzausbaus sowohl die räumliche Verteilung der Einspeisungen in den betroffenen Netzbereichen als auch der Umfang der dezentralen Erzeugungen insgesamt und der jeweiligen Last relevant sind.

Ausgelöst durch den Reaktorunfall in Japan im März 2011 wird nun (auch) in der Schweiz langfristig ein Ausstieg aus der Kernenergie angestrebt. Dementsprechend werden aktuell andere als die seinerzeit der oben genannten Studie zugrunde gelegten Last- und Erzeugungsszenarien erwartet. Darüber hinaus sind die in den „Energieperspektiven“ erstellten Analysen für einen Zeithorizont bis 2050 erweitert worden. Hieraus leitet sich nun unmittelbar die Frage ab, inwieweit diese Veränderungen die in der damaligen Studie abgeleiteten Erkenntnisse und Schlussfolgerungen beeinflussen.

Aus diesem Grund hat das BFE uns beauftragt, ein Update der Studienergebnisse auf Basis der aktuell als relevant diskutierten Erzeugungsvarianten und Lastszenarien „weiter wie bisher“ und „neue Energiepolitik“ für einen Zeitbereich bis 2050 durchzuführen. Darüber hinaus sollen neben klassischen Netzverstärkungsmaßnahmen nun auch Potenziale sogenannter innovativer Maßnahmen zur Netzintegration dezentraler Einspeisungen betrachtet werden.

Um Änderungen und Übereinstimmungen zwischen der Vorgängerstudie und dieser Aktualisierung schnell auffindbar zu machen, haben wir uns entschieden, in diesem Dokument die

identische Struktur wie in der Vorgängerstudie¹ zu verwenden. In den einzelnen Kapiteln werden dann entsprechende Änderungen kenntlich gemacht und auf Übereinstimmungen hingewiesen, so dass auf textliche Wiederholungen weitgehend verzichtet werden kann.

Dieser Bericht fasst die bei den Untersuchungen angewandte Methodik, die im Wesentlichen mit der aus der Vorgängerstudie identisch ist, sowie die verwendeten Daten (Kapitel 2) kurz zusammen und stellt die daraus resultierenden Ergebnisse für ausgewählte Berechnungsszenarien detailliert im Hauptteil (Kapitel 3 und 4) dar. Die Ergebnisse der übrigen Berechnungsszenarien sind im Anhang des Berichts dokumentiert. Der Bericht schließt mit einer Zusammenfassung der in den Untersuchungen erhaltenen wesentlichen Ergebnisse und daraus abgeleiteter Schlussfolgerungen (Kapitel 5).

¹ Consentec (2010), Wirtschaftlichkeit dezentraler Einspeisung auf die elektrischen Netze der Schweiz, verfügbar auf www.bfe.admin.ch

2 Analyse der Aufgabenstellung und Auswahl der Untersuchungsmethodik

2.1 Übersicht über Untersuchungsmethodik

2.1.1 Vorbemerkungen

Da es sich in dieser Studie in weiten Teilen um eine Aktualisierung der Ergebnisse der Vorgängerstudie aufgrund geänderter Prognosen der Last- und Erzeugungsentwicklung (s. Abschnitt 2.2) handelt und mit der in der Vorgängerstudie verwendeten Methodik auch die Wirkungen der hier zusätzlich zu betrachtenden innovativen Maßnahmen zur Netzintegration dezentraler Einspeisungen ermittelt werden können, wird unverändert auf die Methodik der Vorgängerstudie zurückgegriffen. Daher soll an dieser Stelle die Methodik nur schwerpunktartig vorgestellt werden. Eine detaillierte Beschreibung des eingesetzten Verfahrens kann dem Anhang dieses Berichts entnommen werden.

Kern der eingesetzten Methodik, die wir zur Bestimmung der Auswirkungen der veränderten Last- und Erzeugungsentwicklung auf den Netzausbau verwendet haben, ist das Verfahren der Modellnetzanalyse (MNA). Der MNA liegt die Idee zugrunde, die Versorgungsaufgabe in stark abstrahierter Form unter Verwendung des „Grüne-Wiese-Ansatzes“ mit nur wenigen Eingangsgrößen zu beschreiben, so dass die wesentlichen Wirkungszusammenhänge zwischen Eingangsgrößen und Ausgangsgrößen anhand kostenoptimaler Netzstrukturen leicht untersucht werden können, losgelöst von fallspezifischen Einzeleinflüssen. Als charakteristische Eingangsgrößen werden beispielsweise die versorgte Fläche, Anzahl, Lage und Verhalten der Lasten und Erzeuger sowie technische Nebenbedingungen definiert. Ausgangsgröße sind die Mengengerüste pro Netzebene (NE) aus denen wiederum die sich ergebenden Kosten abgeleitet werden können. Der Ansatz der „Grüne-Wiese-Planung“ unterstellt dabei implizit einen vollständigen Netzaufbau im Zielzeitpunkt, der optimal an die Leistungsanforderungen angepasst ist, so dass die durch die MNA bestimmten Kosten ein Minimum darstellen. Die Betrachtung eines Übergangspfads vom Ist- zum ermittelten Zielnetzengengerüst wird höhere Netzkosten aufweisen, da es zu zeitlichen Verzögerungen im Netzausbau, vorzeitigen Netzerneuerungen oder spannungsebenenübergreifenden Abhängigkeiten (Versorgungsradien) kommen kann, die kostensteigernd wirken. Um diese stark vom jeweiligen Einzelfall

abhängigen Einflüsse zumindest grob bewerten zu können, haben wir bei der Ermittlung der Netzkosten- und -entgeltwirkungen verschiedene Entwicklungsszenarien betrachtet.

2.1.2 Betrachtete Verteilnetzebenen

Die Dimensionierung der Ebenen 4 bis 7 wird neben der räumlichen Verteilung der Netzan-
schlüsse überwiegend von den Leistungsanforderungen der Netznutzer geprägt. Bei dem
erwarteten Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen sind deutliche Änderungen der Leistungs-
anforderungen und somit deutliche Änderungen der Dimensionierung dieser Ebenen zu erwar-
ten. Sämtliche quantitative Betrachtungen in dieser Studie beziehen sich auf die Ebenen 4 bis
7.

Die Netze der Ebene 3 weisen in der Regel höhere Reserven im Hinblick auf eine Integration
dezentraler Erzeugungsanlagen auf, so dass hier erst später (das heißt bei höheren installierten
Leistungen) Netzausbauten zu erwarten sind. Dennoch gewinnt auch diese Ebene insbesonde-
re mit zunehmender dezentraler und stochastischer Einspeisung (wie sie in den dieser Studie
zugrundeliegenden Erzeugungsvarianten erwartet werden), an Bedeutung. Je nach örtlicher
Konzentration und Höhe der Einspeisungen insbesondere bei in lastschwachen Gebieten
entsprechend dimensionierten Netzen kann deshalb auch in Hochspannungsnetzen ein lokaler
Netzausbau erforderlich sein. In Anbetracht des begrenzten Anteils der Kosten der Ebene 3 an
den Gesamtnetzkosten ist von einer etwaigen Kostenzunahme in der Ebene 3 jedoch kein
übermäßiger Einfluss auf die gesamten Netzkosten zu erwarten. Folglich wird diese Ebene
bei den nachfolgenden quantitativen Betrachtungen nicht weiter behandelt.

2.1.3 Netzauslegung

Die Auslegung der Leitungsebenen 7 und 5 wird im Wesentlichen von der Verteilung der
Netzan-
schlüsse determiniert. Dabei wird der Leitungsbedarf maßgeblich von der zwischen
den Netzan-
schlüssen zu überwindenden Distanz bestimmt. Demgegenüber hat die an den
Netzan-
schlüssen entnommene oder eingespeiste Leistung erst in zweiter Linie Einfluss auf
den Leitungsbedarf der betrachteten Netzebene. Dies liegt daran, dass die zur Verbindung der
Netzan-
schlüsse errichteten Anlagen immer bereits eine Mindestkapazität aufweisen, die in der
Regel auch den jeweils zu erfüllenden Leistungsanforderungen genügt. Somit wird erst bei
starken Änderungen der Leistungsanforderungen (Leistungszunahmen durch z. B. Zubau
dezentraler Erzeugungsanlagen und Leistungsabnahmen durch z. B. strukturwandelbedingte

Umnutzung von Industriearealen) ein leistungsstärkerer bzw. leistungsschwächerer Leitungstyp als der Standardtyp verwendet.

Im Gegensatz zur Auslegung der Leitungsebenen wird die Auslegung der Umspannebenen 6 und 4 im Wesentlichen von der zeitgleichen Höchstleistung aller an der jeweiligen Umspannebene sowie an unterlagerte Netzebenen angeschlossenen Lasten und Einspeisungen bestimmt. Dabei ist es unerheblich, auf wie viele Netzanschlüsse (unterhalb der jeweils betrachteten Umspannebene) sich diese Höchstleistung verteilt.

Für die MNA ist es relevant, wie sich Erzeuger und Lasten räumlich verteilen. Dimensionierungsrelevante Belastungsfälle können sowohl die Spannungsgrenzen als auch die Stromgrenzen betreffen. In Netzgebieten, die nicht an ihren Spannungsgrenzen betrieben werden und in denen die maximale Erzeugungsleistung angeschlossener dezentraler Einspeisungen die Last nicht übersteigt, tritt eine netzentlastende Wirkung in Höhe der durch den Leistungsnutzen der dezentralen Anlagen „sicher“ zur Verfügung stehenden Erzeugungsleistungen auf. Für Netzgebiete mit einer hohen Durchdringung dezentraler Einspeiser wird hingegen eine netzbelastende Wirkung spätestens dann erreicht, wenn die Erzeugungsleistung die doppelte Höchstlast überschreitet.

Um die unterschiedlichen Charakteristika städtischer Netze (deren Dimensionierung überwiegend aus Sicht der Stromgrenzen erfolgt) und ländlicher Netze (deren Dimensionierung überwiegend aus Sicht der Spannungsgrenzen erfolgt) ebenso berücksichtigen zu können, wie die räumliche Verteilung der dezentralen Erzeugungsanlagen, haben wir die Gesamtfläche der Schweiz in ein ländliches und ein städtisches Gebiet unterteilt, und diese weiterhin durch jeweils zwei Netzgebiete mit und ohne dezentrale Erzeugungsanlagen.

In der Vorgängerstudie konnte bereits gezeigt werden, dass die räumliche Verteilung der Erzeugungsanlagen im Netz einen signifikanten Einfluss auf die benötigte Netzmenge besitzt. Daher wurde in dieser Untersuchung wie bereits in der Vorgängerstudie die räumliche Verteilung über die Größe „Konzentrationsgrad“ (hier: auf welchem Anteil der städtischen bzw. ländlichen Fläche werden die Erzeugungsanlagen errichtet) variiert und die Netzmenge in Abhängigkeit des Konzentrationsgrades bestimmt. In Bild 2.1 ist das Prinzip der Berechnungen unter Berücksichtigung des Konzentrationsgrads schematisch dargestellt.

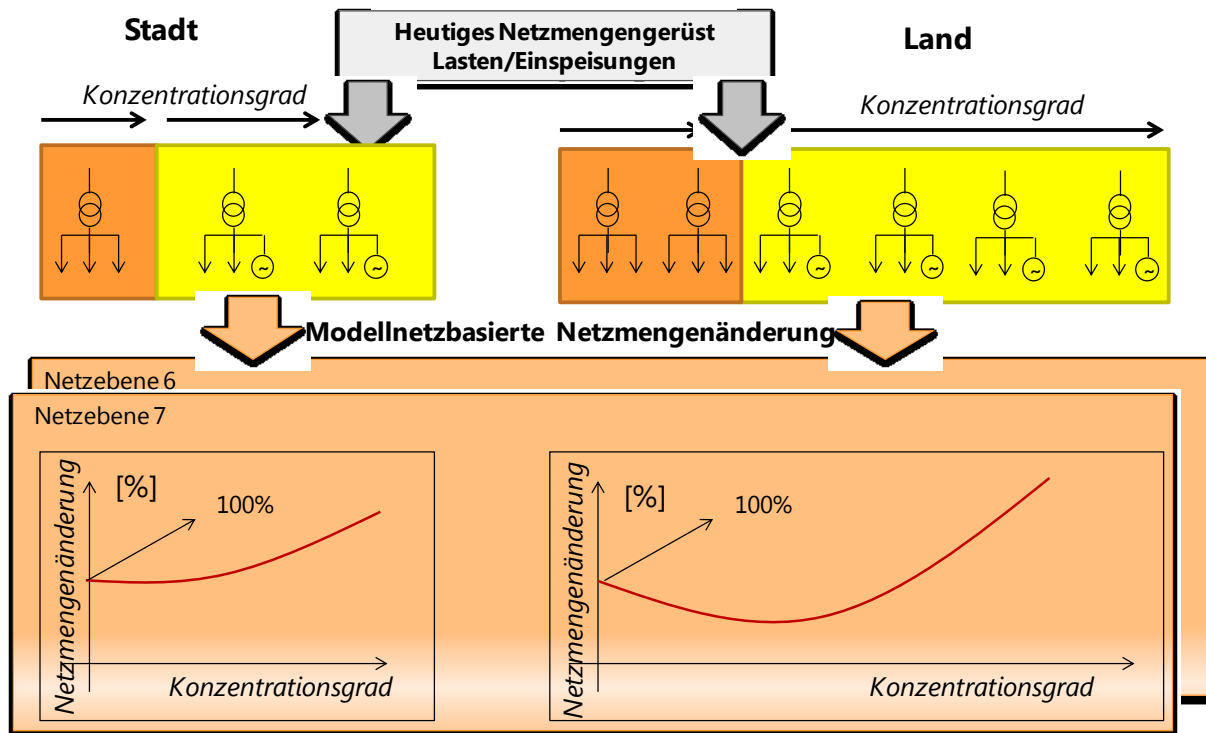


Bild 2.1: Berechnungsmethodik unter Berücksichtigung des Konzentrationsgrads (schematisch)

2.2 Betrachtete Erzeugungsvarianten und Lastszenarien

Aus dem Projekt „Energieperspektiven 2035“ wurden eine Reihe unterschiedlicher Erzeugungsvarianten und Lastszenarien abgeleitet, aus denen für die Berechnungen der Vorgängerstudie das „Szenario III, Angebotsvariante D+E“ ausgewählt wurde. Für die Aktualisierung der Ergebnisse im Rahmen der vorliegenden Studie wurde die Szenarienauswahl vergrößert, indem sowohl der Betrachtungszeitraum als auch die Entwicklungsszenarien erweitert wurden. Als „Grundentwicklungsszenarien“ der Nachfrage werden in den aktualisierten Prognosen zwei Szenarien unterschieden, die nachfolgend mit „weiter wie bisher“ (wwb) und „neue Energiepolitik“ (nEP) bezeichnet werden. Die Szenarien unterscheiden sich untereinander durch eine signifikant voneinander abweichende Entwicklung des Stromverbrauchs, der im Fall wwb bis 2050 um gut 30% ansteigt, während dieser bei nEP um ca. 5% abnimmt (s. Bild 2.2). (Insgesamt wird von einem Bevölkerungszuwachs in der Schweiz um 5% zwischen 2035 und 2050 ausgegangen).

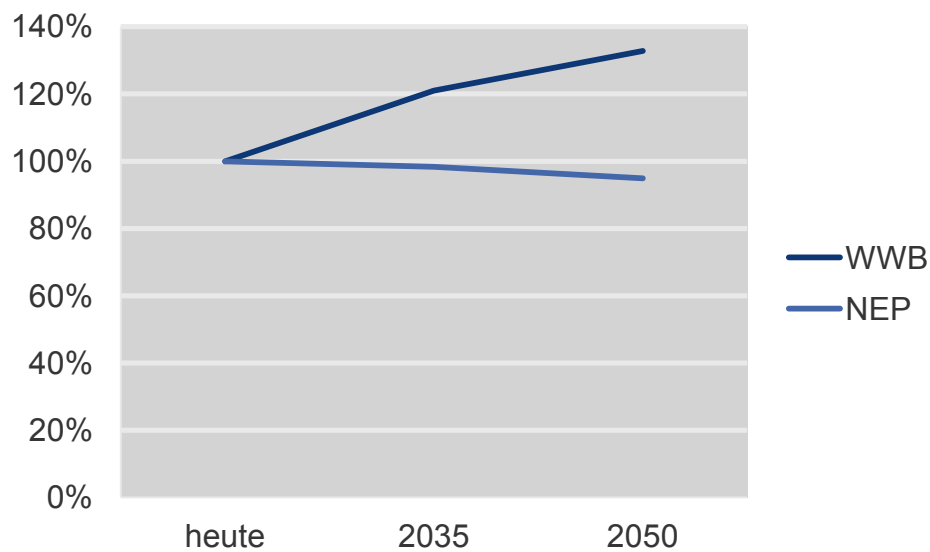


Bild 2.2: Entwicklung der Stromnachfrage bis 2050 im Szenario wwb und nEP

Bei den Prognosen der dezentralen Erzeugung wurde im direkten Vergleich der Vorgängerstudie (jeweils Angebotsvariante D+E) mit der vorliegenden Studie eine Reihe von Parametern, wie Benutzungsstunden, erzeugte Energiemengen oder auch die Berücksichtigung neuer Anlagentypen, angepasst, so dass sich die installierte Leistung dezentraler Erzeugungsanlagen bereits für den in beiden Studien berücksichtigten Zeitpunkt 2035 nennenswert unterscheiden (s. Bild 2.3). Insbesondere bei Photovoltaikanlagen (PV) wird ein deutlicherer Leistungszuwachs erwartet als in der Vorgängerstudie. Wesentlicher Treiber für den zwischen 2035 und 2050 erwarteten Leistungszuwachs dezentraler Erzeugungsanlagen von ca. 9.000 MW auf knapp 18.000 MW sind Zubauten bei PV-Anlagen. Auf einen detaillierten Vergleich der aktualisierten Prognosen mit denen der Vorgängerstudie je Erzeugungstechnologie soll aus Gründen der Übersichtlichkeit im Hauptteil dieses Berichts verzichtet werden. Entsprechende detaillierte Angaben sind jedoch im Anhang dieses Dokuments zu finden.

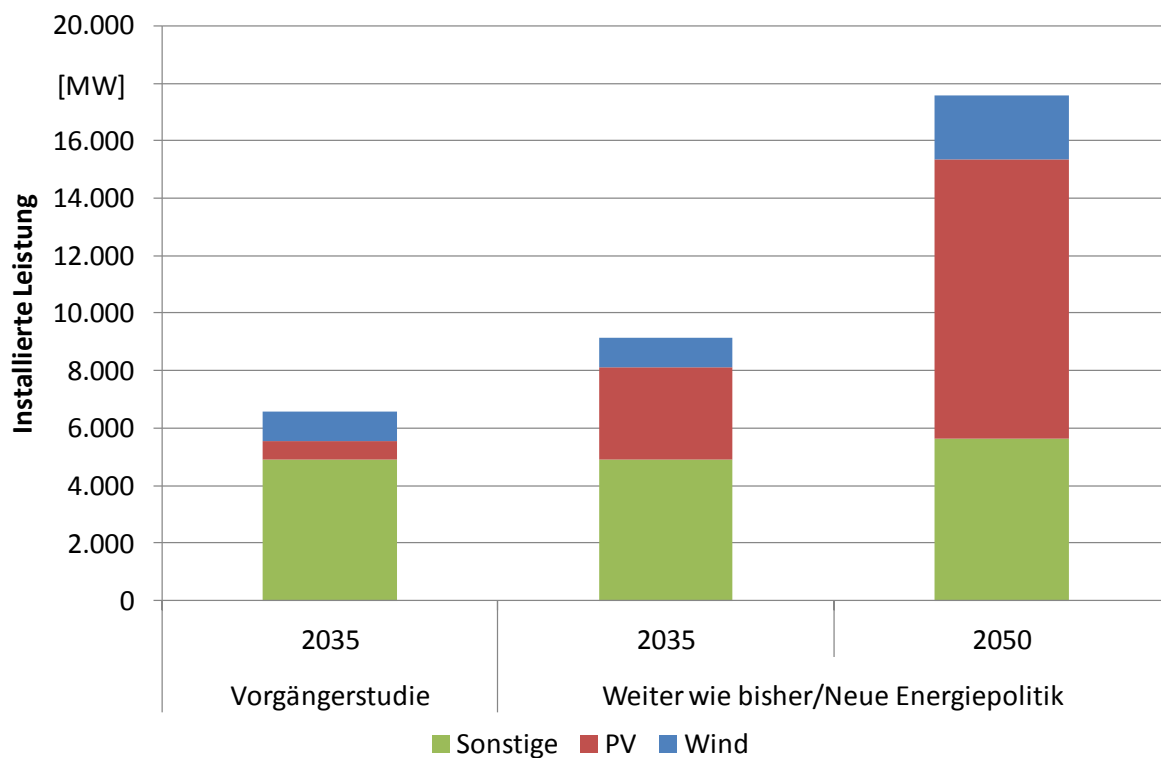


Bild 2.3: Überblick über installierte Leistung dezentraler Erzeugungsanlagen, Angebotsvariante D+E

Neben der Angebotsvariante D+E wurden im Rahmen der vorliegenden Studie auch die Auswirkungen bei Eintreffen des Szenarios „Angebotsvariante C+E“ betrachtet, das sich im Bereich der für diese Untersuchung relevanten dezentralen Einspeisungen in die Netzebenen 4 bis 7 nur bei den BHKWs unterscheidet², deren Leistung in der Variante C+E etwas geringer ist als bei der Variante D+E.

² Ein weiterer wesentlicher Unterschied ist der Einsatz von Gas-GuD-Kraftwerken in der Angebotsvariante C+E, die jedoch auf die Ergebnisse dieser Untersuchung keinen Einfluss haben, da die Gas-Kraftwerke wegen der Höhe ihrer Erzeugungsleistung üblicherweise nicht in den hier betrachteten Netzebenen angeschlossen werden und daher im Rahmen dieser Studie nicht weiter betrachtet werden.

2.3 Weitere Parameter

Anschlussspannungsebene

Die Zuordnung von Erzeugungsanlagen zu Netzebenen erfolgt wie in der Vorgängerstudie anhand der Leistungsklasse eines Anlagentyps, wobei die dort gewählte Zuordnung zu Netzebenen unverändert übernommen wurde (s. Tabelle 2.1).

Netzebene		Installierte Leistung [kW]
3	HS	> 15.000
4	HS/MS (UW)	5.000 – 15.000
5	MS	500 – 5.000
6	MS/NS (ONS)	250 – 500
7	NS	< 250

Tabelle 2.1: Zuordnung dezentraler Erzeugungsanlagen zu Netzebenen anhand der installierten Leistung der Einzelanlagen

Anzumerken ist hierbei, dass wir dabei Anlagen mit vergleichsweise hohen Einspeiseleistungen noch den jeweils niedrigstmöglichen Spannungsebenen zugeordnet haben, um sicher zu stellen, dass die maximal möglichen Wirkungen auf das Netz betrachtet werden.

Räumliche Verteilung der Erzeugungsanlagen und Lasten

Für die Netzdimensionierung ist es relevant, wie sich Erzeuger und Lasten räumlich verteilen. Dimensionierungsrelevante Belastungsfälle können sowohl die Spannungsgrenzen als auch die Stromgrenzen betreffen. In Netzgebieten, die nicht an ihren Spannungsgrenzen betrieben werden und in denen die maximale Erzeugungsleistung angeschlossener dezentraler Einspeisungen die Last nicht übersteigt, tritt eine netzentlastende Wirkung in Höhe der durch den Leistungsnutzen der dezentralen Anlagen „sicher“ zur Verfügung stehenden Erzeugungsleistungen auf. Für Netzgebiete mit einer hohen Durchdringung dezentraler Einspeiser wird hingegen eine netzbelastende Wirkung etwa dann erreicht, wenn die Erzeugungsleistung die doppelte Last überschreitet.

Um die unterschiedlichen Charakteristika städtischer Netze (deren Dimensionierung überwiegend aus Sicht der Stromgrenzen erfolgt) und ländlicher Netze (deren Dimensionierung überwiegend aus Sicht der Spannungsgrenzen erfolgt) ebenso berücksichtigen zu können, wie die räumlich konzentrierte Verteilung von dezentraler Erzeugungsanlagen im Netz, haben wir – wie bereits oben erwähnt – analog zur Vorgängerstudie die Gesamtfläche der Schweiz in ein ländliches und ein städtisches Gebiet unterteilt, und diese weiterhin durch jeweils zwei Netzgebiete mit und ohne dezentrale Erzeugungsanlagen. Die Grundparametrierung der Netzmodelle erfolgte wie im Vorgängerprojekt und ist dabei so gewählt, dass die realen Verhältnisse so gut wie möglich wiedergegeben werden:

- Flächenverhältnis Stadt/Land: 10% / 90%
- Lastverhältnis Stadt/Land: 50% / 50%
- Aufteilung dezentrale Erzeugungsanlagen Stadt / Land: 10% / 90 %

In der Vorgängerstudie konnte bereits gezeigt werden, dass die räumliche Verteilung der Erzeugungsanlagen im Netz einen signifikanten Einfluss auf die zur Versorgung benötigte Netzmenge besitzt. Da die räumliche Verteilung der zukünftigen Erzeugungsanlagen kaum vorhergesagt werden kann, wurde in dieser Untersuchung wie bereits in der Vorgängerstudie die räumliche Verteilung über die Größe Konzentrationsgrad (hier: auf welchem Anteil der städtischen bzw. ländlichen Fläche werden die Erzeugungsanlagen errichtet) variiert und die Netzmenge folglich für eine große Bandbreite denkbarer Konzentrationsgrade bestimmt.

Entwicklung der Leistungs- und Energiebezüge

Die Höhe der Netznutzungsentgelte hängt von den Netzkosten, aber (aufgrund des Prinzips der Kostenwälzung) auch vom Stromverbrauch (und den Höchstleistungen) und dabei insbesondere von der Aufteilung des Stromverbrauchs (und der Höchstleistungen) auf Netzebenen ab. Somit werden für die Untersuchung der Auswirkungen des Zubaus dezentraler Erzeugung auf die *Netznutzungsentgelte* Angaben über den Leistungs- und Energiebezug je Netzebene benötigt.

Da in den damaligen wie in den aktualisierten Entwicklungsprognosen keine Angaben zur Aufteilung der Höchstleistung auf Netzebenen gemacht werden, wurde in der Vorgängerstudie auf Basis von Erfahrungswerten ein entsprechender Schlüssel abgeschätzt, der für diese Studie zunächst als Grundlage übernommen wird.

Den aktualisierten Entwicklungsprognosen können darüber hinaus Angaben zur Veränderung der Energiebezüge für verschiedene Kundengruppen (z. B. Haushalte, Verkehr, Industrie, usw.) entnommen werden, die wiederum direkt einzelnen Netzebenen zugeordnet werden können (z. B. Haushalte zu Netzebene 7). Dementsprechend lässt sich zwischen den betrachteten Szenarien (wwb und nEP) und Zeitpunkten (2035 und 2050) eine netzebenenspezifische Veränderung des Energiebezugs bestimmen (Bild 2.4), aus der unter Berücksichtigung des aus der Vorgängerstudie abgeleiteten Schlüssels eine Veränderung der Last je Netzebene ermittelt werden kann. Insbesondere im Szenario nEP ist eine deutliche Zunahme des Verbrauchs in der Netzebene 5 zu erkennen, die darauf zurückzuführen ist, dass eine deutliche Zunahme der Elektromobilität erwartet wird, die den Aufbau einer entsprechenden Ladeinfrastruktur erfordert. Durch den vergleichsweise geringen Energieverbrauch von Elektrofahrzeugen gehen wir davon aus, dass in den Niederspannungsnetzen insbesondere bei der hier unterstellten gesteuerten Ladung kaum nennenswerte Auswirkungen auf die Bezugsleistungen zu beobachten sein werden. Eher ist zu erwarten, dass an zentralen, öffentlichen Plätzen (z. B. Parkhäusern oder großen Parkplätzen von Supermärkten) Ladestationen für eine größere Anzahl an Fahrzeugen errichtet werden, die dann wegen der vglw. hohen Leistungsaufnahme an die Netzebene 5 (Mittelspannungsnetz) angeschlossen werden dürften.

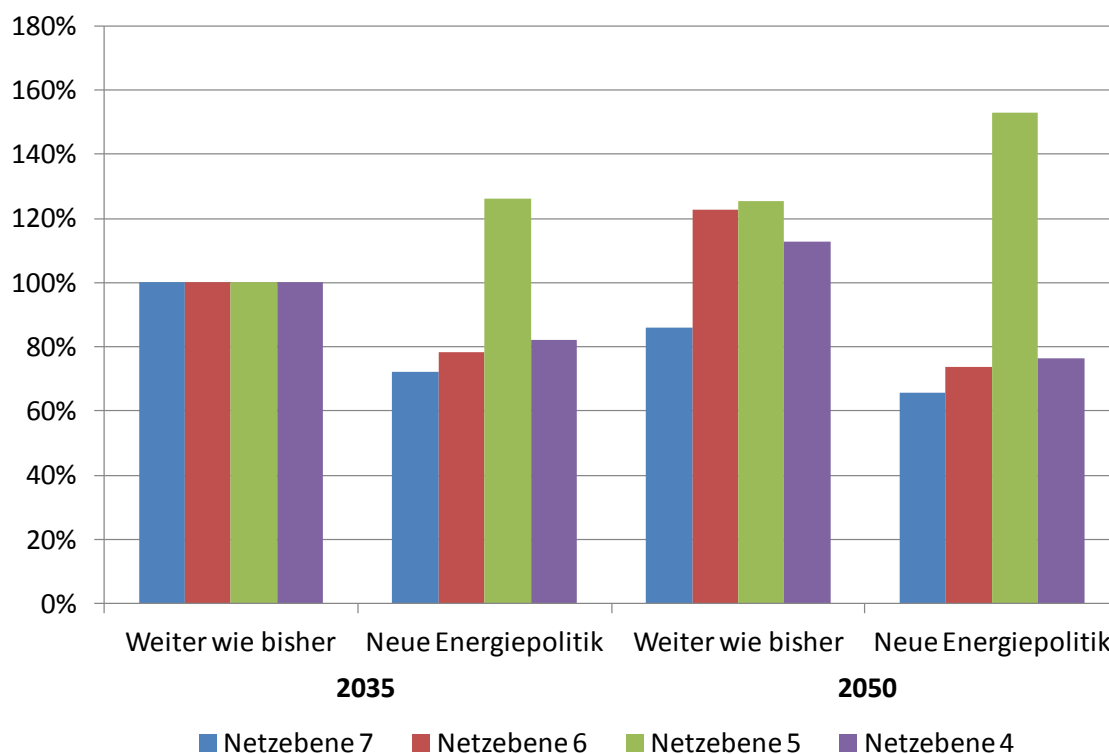


Bild 2.4: *Relativer Vergleich der Stromverbräuche je Netzebene zwischen den betrachteten Szenarien und Zeitpunkten (auf wwb 2035 bezogen)*

Einsatzcharakteristik dezentraler Erzeugungsanlagen

Der Einsatz dezentraler Erzeugungsanlagen richtet sich je nach Anlagentyp nach unterschiedlichen Gesichtspunkten, z. B. nach dem Dargebot des Primärenergieträgers. Entscheidend ist hier die Frage, in welchem Zusammenhang der zeitliche Verlauf des Einsatzes der Erzeugungsanlagen mit dem der Last steht, d. h. inwieweit die Einsatzcharakteristik der Anlagen an der Last orientiert ist. Für alle hier betrachteten Erzeugungsanlagen gilt allerdings, dass der jeweilige Anlagenbetreiber über deren Einsatz entscheidet und dabei in der Regel nicht die aktuelle Höhe der Last berücksichtigen kann, die für die Netzbelastung hinsichtlich Bezug und Spannungshaltung relevant ist.

Zwar wird der Netzbetreiber nach aktuellem Regelwerk über den Einsatz zumindest eines Großteils (abhängig von der Höhe der installierten Leistung) der dezentralen Erzeugungsanlagen informiert, aber er hat hierauf keinen Einfluss. Somit müssen Netzbetreiber bei der Auslegung ihrer Netze bzw. der Bewertung der Netzanschlussituation davon ausgehen, dass der Einsatz der Erzeugungsanlagen im Rahmen des üblichen bestimmungsgemässen Einsatzes

(z. B. wärmegeführt) unabhängig von der Last erfolgt. Dies wurde im Hinblick auf die Berechnung einer maximalen Netzbelastung als auch maximalen Netzentlastung entsprechend berücksichtigt.

Die Einspeisecharakteristiken der verschiedenen Erzeugungstypen (PV, Wind, usw.) wurden aus der Vorgängerstudie unverändert übernommen und werden daher hier nicht weiter beschrieben.

3 Auswirkungen auf Netzausbau und Netzkosten

3.1 Untersuchungsmethodik

In der hier vorliegenden Untersuchung wurde die bereits in der Vorgängerstudie verwendete Methodik erneut eingesetzt. Insbesondere gelten die Ausführungen zu Determinanten der Netzauslegung, zu Auswirkungen dezentraler Einspeisungen auf den Netzausbau sowie zum Zusammenhang zwischen Netzausbau und Netzkosten unverändert auch für diese Studie.

3.2 Maßnahmen zur Netzverstärkung

In der Vorgängerstudie wurden ausschließlich klassische Netzverstärkungsmaßnahmen (Zubau an Leitungs- und TransformatorKapazität) zur Integration der dezentralen Erzeugungen betrachtet und die dabei entstehenden Kosten bestimmt. Neben dieser Art von Maßnahme existieren weitere Maßnahmen, die dazu geeignet sind, die Aufnahmekapazität der Netze für dezentrale Erzeugungen zu erhöhen und somit klassischen Netzausbau (teilweise) zu vermeiden. Vielfach werden diese Maßnahmen als „innovativ“ bezeichnet, da die Technologien zwar – wenn teilweise auch erst seit kurzer Zeit – am Markt erhältlich sind oder zumindest in Pilotprojekten getestet werden, aber derzeit noch nicht flächendeckend von Netzbetreibern eingesetzt werden. Teilweise erfordern diese Maßnahmen im Gegensatz zu klassischen Maßnahmen auch eine aktive Beteiligung oder zumindest eine Einbeziehung der Netzkunden (Verbraucher und/oder Einspeiser).

Grundsätzlich ist bei den innovativen Maßnahmen zu unterscheiden, ob diese als Gegenmaßnahme bei Überschreiten von Spannungsgrenzen oder von Betriebsmittelbelastungsgrenzen eingesetzt werden können, da es, im Gegensatz zur klassischen Leitungsverstärkung, nur wenige innovative Maßnahmen gibt, die in der Lage sind, beide Grenzen gleichzeitig zu erhöhen.

In dieser Studie wurden folgende Technologien betrachtet:

- Primäre Wirkung auf Spannungsniveau
 - Spannungsregelung an Mittel-/Niederspannungs-Umspannstationen
 - Erweiterte Spannungsregelung in Hoch-/Mittelspannungs-Umspannstationen (Weitbereichsregelung)

- Primäre Wirkung auf Betriebsmittelbelastung, indirekte Wirkung auf Spannungsniveau
 - Batteriespeicher
 - „Power 2 Gas“
 - Wärmespeicher
 - Einspeisemanagement
 - Aktive Verbrauchssteuerung (Active Demand)

Prinzipielle Wirkungsweise von spannungsregelnden Elementen

Typischerweise ist die letzte Stelle, an der die Höhe der Spannung aktiv geregelt werden kann, die Unterspannungsseite der HS-/MS-Transformatoren, die auf einen vorgegebenen Spannungssollwert geregelt wird. Dieser Spannungssollwert wird aus Gründen der Verlustminimierung oder zur Kompensation von lastbedingten Spannungsabsenkungen in der Regel einige Prozentpunkte oberhalb der Nennspannung eingestellt. Die MS-/NS-Transformatoren hingegen sind in der Regel auf ein festes Verhältnis der Eingangs- zur Ausgangsspannung eingestellt, so dass die Spannung an der Unterspannungsseite des Transformators Änderungen der Oberspannungsseite entsprechend nachfolgt. Dadurch sind die Spannungen der Mittel- und Niederspannungsebene in der Regel starr miteinander gekoppelt.

Durch den Einsatz von spannungsgeregelten MS-/NS-Transformatoren wird diese feste Kopplung (festes Übersetzungsverhältnis) der beiden Spannungsebenen aufgehoben, so dass dynamisch in Abhängigkeit der Belastungs- und Einspeisesituation für das Versorgungsgebiet des Transformators eine individuelle Spannungseinstellung erfolgen kann. Dadurch kann das für die Niederspannung verfügbare Spannungsband im Vergleich zur starren Kopplung etwa verdoppelt werden, sofern die verschiedenen NS-Abgänge der jeweils betrachteten MS-/NS-Station gleichmäßig mit Erzeugungsanlagen durchdrungen sind. Sind hingegen einzelne Abgänge ausschließlich verbrauchs determiniert und andere überwiegend einspeisedeterminiert, ist der Nutzen einer solchen Regelung vergleichsweise gering.

Bei einer Weitbereichsregelung wird der Regelungssollwert an der Unterspannungsseite der HS-/MS-Transformatoren anhand des Spannungsniveaus an Messpunkten im Mittelspannungsnetz bestimmt. Somit kann auf das vorherrschende Spannungsniveau im Netz reagiert werden und z. B. bei hoher Einspeisung, die eine Spannungsanhebung verursacht, die Span-

nungsvorgabe in der Hoch-/Mittelspannungs-Umspannstation gesenkt werden. Somit kann das verfügbare Spannungsband effizienter ausgenutzt werden und entsprechend mehr Erzeugungsleistung integriert werden. Dies gilt umso mehr, je gleichmäßiger die verschiedenen MS-Abgänge der jeweils betrachteten Umspannstation mit Erzeugungsanlagen durchdrungen sind. Auch hier ist zu beachten, dass der Nutzen einer solchen Regelung gering ist, sofern einzelne Abgänge ausschließlich verbrauchs determiniert und andere überwiegend einspeisedeterminiert sind.

Prinzipielle Wirkungsweise von belastungsverändernden Elementen

In der Vorgängerstudie wurden detailliert die Determinanten der Netzauslegung und die Auswirkungen dezentraler Erzeugung auf den Netzausbau beschrieben und hergeleitet (Kapitel 5 des Berichts zur Vorgängerstudie). Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass Rückspeisungen (aktuelle Einspeisung größer als aktuelle Last) je nach ihrer Höhe und Netzgegebenheiten zu Spannungs- und/oder Stromgrenzwertverletzungen führen können. Solche Grenzwertverletzungen durch Rückspeisungen können entweder dadurch behoben werden, dass Grenzwerte erhöht werden, wie es z. B. bei den zuvor beschriebenen spannungsregelnden Elementen der Fall ist, oder indem die Höhe der Rückspeisung verringert wird.

Die Höhe von Rückspeisungen kann gesenkt werden, indem Einspeisungen gespeichert (betrachtete Technologien: Batteriespeicher, Power-To-Gas, Wärmespeicher) oder abgesenkt (Einspeisemanagement) werden oder indem die Last erhöht (Aktive Verbrauchssteuerung) wird. Dabei ist allerdings zu beachten, mit welchem Ziel derartige last- und/oder einspeisungsbeeinflussende Technologien eingesetzt werden. Prinzipiell können diese Technologien auch zu einer Erhöhung der Rückspeisung und damit der Netzbelastung führen, wenn sie nicht netz- (wie hier unterstellt), sondern marktorientiert eingesetzt werden.

Die prinzipielle Wirkungsweise der in dieser Studie betrachteten Technologien ist somit weitgehend identisch, da im Kern jeder Anwendung Rückspeisungen durch Verringerung der Einspeisung oder Erhöhung der Last verringert werden sollen. Die individuelle Wirkung der Maßnahmen auf den Netzausbaubedarf je Spannungsebene ist jedoch jeweils leicht unterschiedlich.

Batteriespeicher werden auf absehbare Zeit wirtschaftlich allenfalls zur Kappung von Belastungsspitzen vergleichsweise kleiner Leistungen eingesetzt werden können. (Für größere Leistungen und vor allem für größere Energiemengen sind die Kosten von Batteriespeichern

im Vergleich zu alternativen Technologien wie z. B. Pumpspeicherkraftwerken aus derzeitiger Sicht nicht konkurrenzfähig.) Daher haben wir in unseren Betrachtungen unterstellt, dass Batteriespeicher nur bei PV-Anlagen mit Anschluss in der Netzebene 5 bis 7 angewendet werden. Die prinzipielle Wirkungsweise einer solchen Netzeinspeiseleistungsbegrenzung auf die Erzeugungsganglinie von PV-Anlagen ist in Bild 3.1 exemplarisch für zwei Begrenzungshöhen dargestellt.

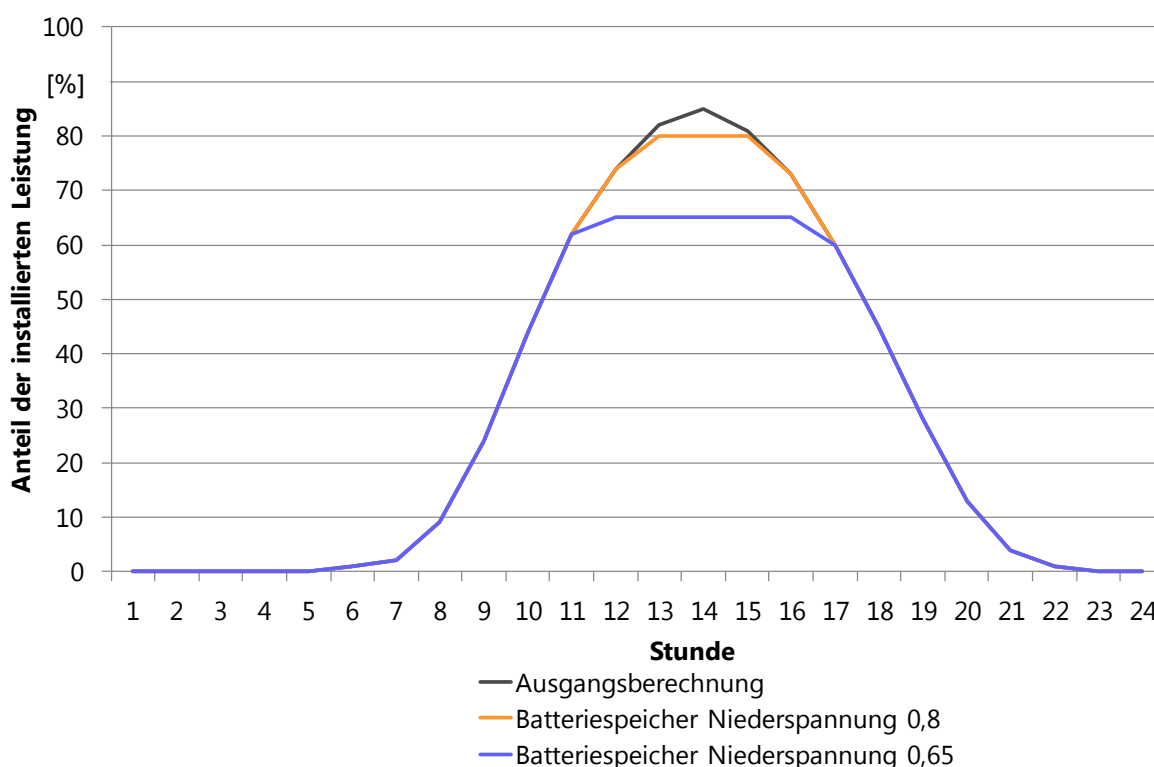


Bild 3.1: Illustration der prinzipiellen Wirkungsweise von Netzeinspeiseleistungsbegrenzung durch Batteriespeicher/Einspeisemanagement³

Gleiches gilt analog auch für die Maßnahme einer aktiven Verbrauchssteuerung (Active Demand), bei der angenommen wird, dass zur PV-Einspeisespitze die Nachfrage erhöht wird,

³ Da für die Netzdimensionierung ausschließlich Leistungswerte relevant sind, wurde nur die Leistungswirkung der Maßnahme berücksichtigt. Die spätere „Ausspeicherung“, wie sie in der Realität stattfinden muss, wurde vernachlässigt, da angenommen wurde, dass diese in ihrem Leistungsausmaß deutlich geringer ist und somit nicht zum dimensionierungsrelevanten Fall wird.

um die Rückspeisung zu dämpfen. Daher ist die Wirkung auf die Netzdimensionierung in dieser Untersuchung mit der eines Speichers identisch.

Die Technologie „Power 2 Gas“ ist derzeit primär für die Vermeidung von Windenergieeinspeisespitzen konzipiert worden (vielfach als „Windgas“ bezeichnet), so dass wir bei unseren Untersuchungen zur Wirkungsweise dieser Maßnahme davon ausgegangen sind, dass diese nur auf Windenergieanlagen (Netzebene 4 und 5) angewendet wird.

Wärmespeicher können dazu verwendet werden Wärme-Kraft-Kopplungs-Anlagen, die primär zur Deckung eines Heizbedarfs vorgesehen sind, auch in Zeiten geringeren Wärmebedarfs (z. B. nachts) einzusetzen und die Wärme für den eigentlichen Abruf zwischenspeichern. Ebenso können diese Anlagen in Zeiten hoher Netzbelastung gedrosselt gefahren werden und so zur Netzentlastung beitragen, wenn der Wärmebedarf durch den Speicher ausgeglichen werden kann. Daher haben wir angenommen, dass durch Wärmespeicher die Stromeinspeiseleistung aus WKK-Anlagen mit Anschluss in Netzebene 5 reduziert werden kann.

Als weitere Maßnahme zur Vermeidung unzulässiger Netzzustände kann auch die Maßnahme des sogenannten „Einspeisemanagements“ eingesetzt werden, bei der auf Anweisung des Netzbetreibers Erzeugungsanlagen ihre Einspeisung reduzieren müssen. (Diese Maßnahme reduziert natürlich die eingespeiste Energiemenge und hat damit für die Betreiber von Erzeugungsanlagen Ertragseinbußen zur Folge, die bei einer umfassenden wirtschaftlichen Bewertung berücksichtigt werden müssen.) In dieser Untersuchung haben wir angenommen, dass alle Anlagen in allen betrachteten Netzebenen (NE 4-7) grundsätzlich in der Lage sind, die Einspeiseleistung zu begrenzen und die Maßnahme somit auf alle Anlagen wirkt. Einspeisemanagement auf beispielsweise 90% bedeutet dementsprechend, dass die Einspeiseleistung aller Anlagen in allen Netzebenen um 10% reduziert wird.

3.3 Ermittelte Netzmengenveränderungen je Netzebene

3.3.1 Allgemeine Erkenntnisse

3.3.1.1 Klassische Netzverstärkung

Der von der MNA verwendete Ansatz der „Grüne-Wiese-Planung“ unterstellt einen vollständigen Netzaufbau im Zielzeitpunkt, der optimal an die Leistungsanforderungen angepasst ist, so dass die durch die MNA bestimmte Netzmenge (und entsprechenden Kosten) ein Minimum darstellt⁴. Wegen des „Grüne-Wiese-Ansatzes“ wird die Netzmenge der Netzebene 7 (Niederspannungsleitungen) im Wesentlichen durch die zu versorgende Fläche und die Zahl der zu versorgenden Netzanschlüsse und weniger über die Leistungshöhe der angeschlossenen Lasten und Erzeugungen bestimmt, so dass eine erhöhte Rückspeisung infolge einer großen Zahl von dezentralen Erzeugungsanlagen im Modell durch eine Erhöhung der Leiterquerschnitte abgefangen wird, die nicht auf die Leitungslänge wirkt. Spannungsprobleme infolge dezentraler Erzeugungen, die nicht durch die Erhöhung des Leistungsquerschnitts beseitigt werden können, werden durch Verkleinerung des Versorgungsbereichs der Netzebene 6 Stationen behoben, so dass sich die Zahl dieser Stationen erhöht, nicht aber (oder nur in sehr geringem Umfang) die gesamte Leitungslänge der Netzebene 7.

Mit steigender Einspeisung in die Netzebene 7 erhöht sich auch die Belastung der MS-/NS-Stationen, die ebenfalls zu einer Vergrößerung der Netzebene 6 Stationszahl führt. Bedingt durch die Zunahme an Stationen wächst auch die Mittelspannungsleitungslänge, da mehr Stationen angebunden werden müssen. Die durch die Einspeisungen und Stationen hervorgerufenen erhöhten Transportleistungen der Mittelspannungsleitungen werden analog zur Niederspannung durch Querschnittsverstärkungen ausgeglichen (und führen nicht zu einer Zunahme der gesamten Leitungslänge).

⁴ Die Betrachtung eines Übergangspfads vom Ist- zum ermittelten Zielnetzmengengerüst wird höhere Netzkosten aufweisen, da es zu zeitlichen Verzögerungen im Netzausbau, vorzeitigen Netzerneuerungen oder spannungsebenenübergreifenden Abhängigkeiten (Versorgungsradien) kommen kann, die kostensteigernd wirken. Um diesem Aspekt nachzukommen wurden bei der Ermittlung der Netzkosten- und -entgeltwirkungen zwei Entwicklungsszenarien berechnet (s. Kapitel 4).

Der HS-/MS-Umspannwerksleistungsbedarf wiederum hängt wie bei der Netzebene 6 direkt von der Entwicklung der dezentralen Einspeiseleistung ab. Die Abstände zwischen den Stationen der Netzebene 4 (und damit auch deren Anzahl) werden vorwiegend durch die Spannungshaltung im Mittelspannungsnetz bestimmt.

3.3.1.2 Innovative Maßnahmen

Spannungsregelnde Elemente

Durch Spannungsregelung in den Ortsnetzstationen (Netzebene 6) sind (im Vergleich zu unregulierten Stationen) größere Versorgungsradien in der Niederspannungsleitungsebene möglich, da die durch dezentrale Erzeugungsanlagen hervorgerufenen Spannungserhöhungen zumindest teilweise ausgeregelt werden können. Dadurch verringert sich der Mehrbedarf an Ortsnetzstationen und die entsprechende Anschlusszunahme in der Mittelspannungsebene, so dass der Leitungsmehrbedarf in der Mittelspannungsebene ebenfalls gedämpft wird. Durch eine erweiterte Spannungsregelung in HS-/MS-Umspannwerken (Weitbereichsregelung) kann die Spannungshaltung im Mittelspannungsnetz positiv beeinflusst werden, so dass die aus Spannungsgründen zusätzlich benötigte Anzahl von HS-/MS-Umspannwerken reduziert werden kann.

Belastungsändernde Elemente

Die im Rahmen dieser Studie betrachteten Maßnahmen wirken jeweils auf die Einspeisung der Erzeugungsanlagen in verschiedenen Spannungsebenen. Da die Dimensionierung und damit der Netzbedarf der einzelnen Netzebenen sukzessiv aufeinander aufbaut, sind in der Regel alle Ebenen (Ausnahme Netzebene 7, s.o.) von der Durchführung einer belastungsverändernden Maßnahme betroffen. Das Ausmaß der Netzmengenveränderung einer Maßnahme kann bei den netzebenenspezifischen Ergebnissen entsprechend abgelesen werden.

3.3.2 Ergebnisse bei klassischem Netzausbau

Aufgrund der sich durch die verschiedenen Zeitpunkte, Angebotsvarianten und Lastszenarien sowie betrachteten Netzebenen ergebenden Vielzahl an Ergebnissen, soll an dieser Stelle exemplarisch für einen Zeitpunkt und ein Nachfrageszenario (hier: neue Energiepolitik und

Jahr 2050) die sich ergebenden Netzmengenveränderungen detailliert je Netzebene vorgestellt werden. Die übrigen Ergebnisse werden nachfolgend in zusammengefasster Form vergleichend bewertet. (Detailldarstellungen aller Ergebnisse finden sich im Anhang dieses Berichts.)

3.3.2.1 Netzebene 7

Wie bereits in den allgemeinen Erkenntnissen (s. Abschnitt 3.3.1) festgehalten wurde, hängt die Netzmenge der Netzebene 7 bei einer „Grüne-Wiese-Planung“ nicht von der Höhe und Verteilung der dezentralen Erzeugungsanlagen ab, so dass die Netzmengen unabhängig vom Konzentrationsgrad sind (s. Bild 3.2). Die Leitungslänge im betrachteten städtischen wie auch im ländlichen Gebietstyp entspricht damit den Ausgangswerten im heutigen Netz.

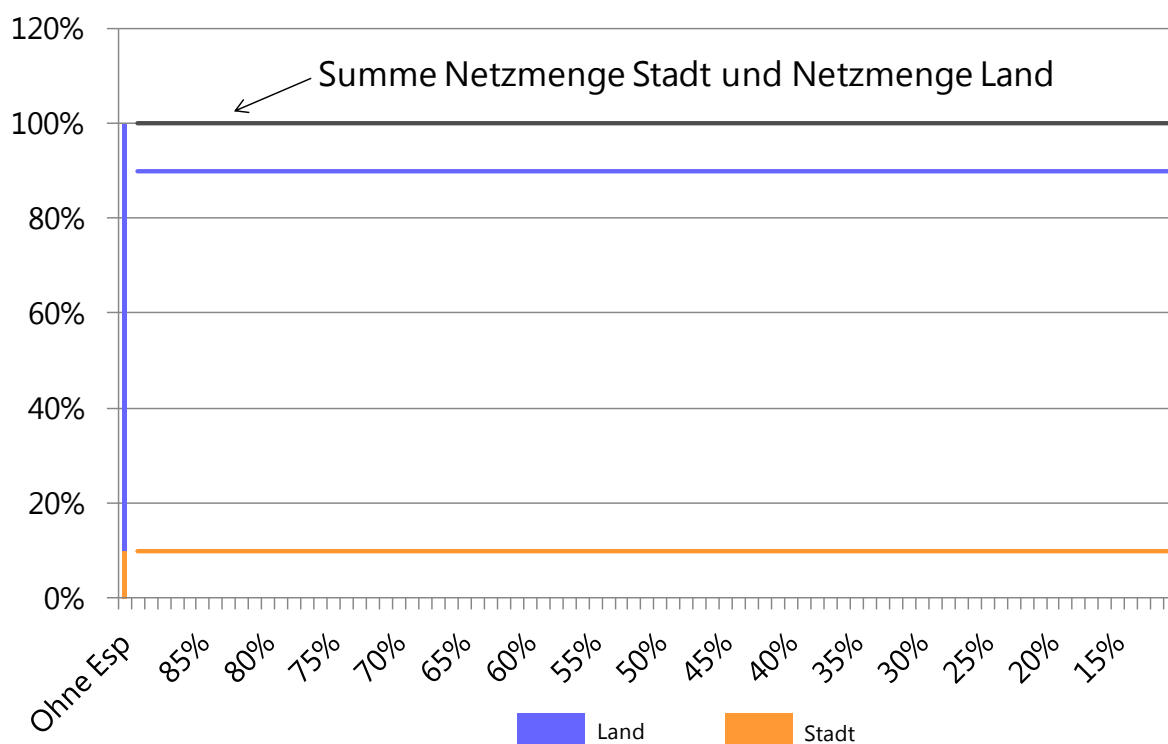


Bild 3.2: Netzmengenveränderung Netzebene 7 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads für Zeitpunkt 2050 im Szenario neue Energiepolitik

3.3.2.2 Netzebene 6

Die Zahl der benötigten Stationen in der Netzebene 6 wird bei dem hier betrachteten Szenario im Jahr 2050 selbst bei vollständig gleichmäßiger räumlicher Verteilung der dann erwarteten

Erzeugungsanlagen auf die gesamte Schweiz um rund 30% über der heutigen Zahl liegen. Je stärker die Erzeugungsanlagen räumlich konzentriert werden (hier entsprechend kleinere Werte des Konzentrationsgrads), desto stärker steigt die Zahl der insgesamt benötigten Ebene 6 Stationen (s. Bild 3.3).

Bei sehr starker Verdichtung der Anlagen übersteigt die Höhe der Rückspeisungen die Umspannkapazität der Transformatoren, so dass entsprechend die Zahl der Stationen erhöht werden muss. Im städtischen Gebiet ist dieser Effekt bei dem hier betrachteten Szenario bei Konzentrationsgraden kleiner ca. 10% zu beobachten.

In ländlichen Gebieten ist bereits bei Konzentrationsgraden unterhalb von ca. 85% ein mit sinkendem Konzentrationsgrad stetig steigender Mehrbedarf von Ebene 6 Stationen zu verzeichnen, der nicht auf eine nicht mehr ausreichende Stromtragfähigkeit der Transformatoren in den Stationen sondern auf Verletzungen der Spannungsgrenzen zurückgeführt werden kann. Im Modell sind wir davon ausgegangen, dass die Zahl aller Ebene 6 Stationen so bestimmt ist, dass der Versorgungsbereich einer Station so groß ist, dass das verfügbare Spannungsband vollständig ausgenutzt wird. Sobald nun Rückspeisungen auftreten, kommt es zu Spannungsanhebungen, die in der Folge zu einer Verletzung des zulässigen Spannungsbands führen. Diese Verletzungen werden im Modell (bei klassischem Netzausbau) durch eine Verkleinerung des Versorgungsbereichs der betroffenen und damit Zubau weiterer Stationen behoben. Dementsprechend kommt es insgesamt zu einem Anstieg der Ebene 6 Stationszahlen.

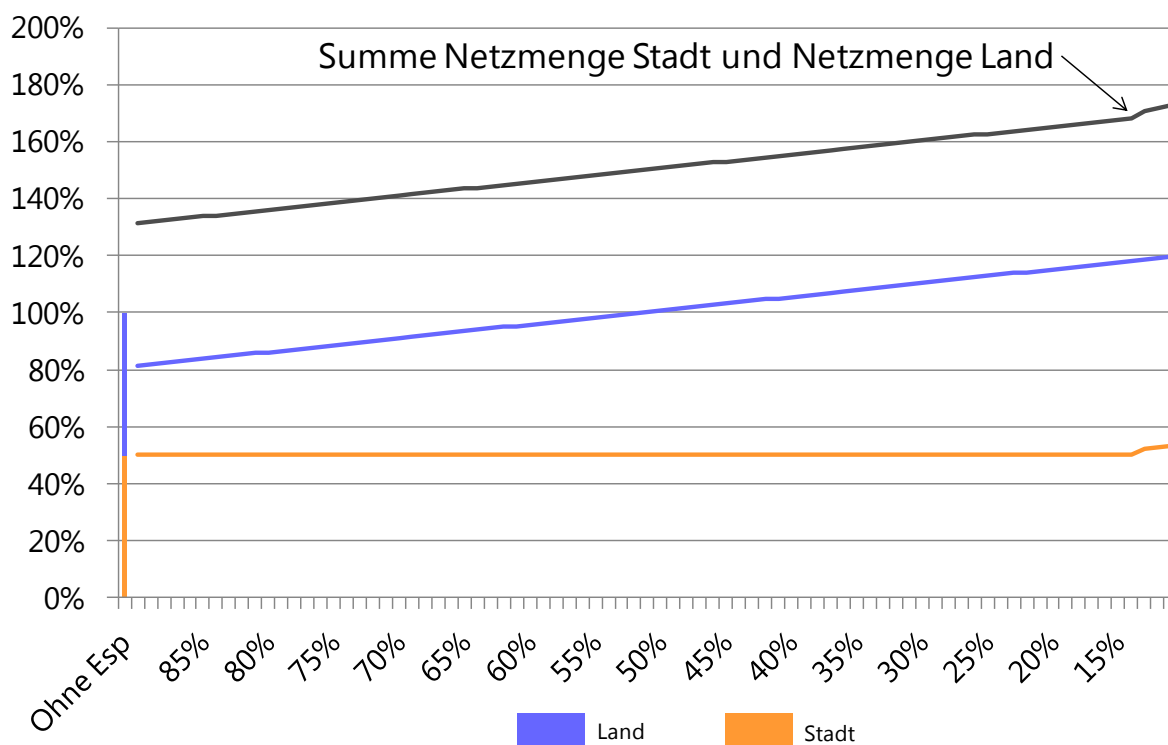


Bild 3.3: Netzengenveränderung Netzebene 6 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads für Zeitpunkt 2050 im Szenario neue Energiepolitik

3.3.2.3 Netzebene 5

Die Leitungslänge in der Netzebene 5 wird bei dem hier betrachteten Szenario im Jahr 2050 selbst bei vollständig gleichmäßiger räumlicher Verteilung der dann erwarteten Erzeugungsanlagen auf die gesamte Schweiz um rund 30% über der heutigen Länge liegen.

Ein Mindestbedarf an Mittelspannungsleistungslänge ist analog zur Netzebene 7 (Niederspannungsleitungen) durch die zu versorgende Fläche geben, da jede Netzebene 6 Station an eine Mittelspannungsleitung angebunden sein muss. Steigt nun die Zahl der Netzebene 6 Stationen kommt es in der Folge auch zu einer Erhöhung der Mittelspannungsleistungslänge, da (bei gleicher Fläche) insgesamt mehr Stationen „aufgefädelt“ werden müssen. Zudem ist zu beachten, dass an eine Mittelspannungsleitung nur eine bestimmte Anzahl an Stationen angeschlossen werden kann, ohne die Leitung zu überlasten, so dass insgesamt mehr Mittelspannungsabgänge benötigt werden. In Bild 3.4 ist dieser Effekt bis zu Konzentrationsgraden von ca. 35% gut zu erkennen. Bei Konzentrationsgraden unterhalb dieses Werts nimmt der Leitungsbedarf jedoch wieder ab. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die (zusätzlichen) Stationen bei

sehr hohen Verdichtungen immer dichter beieinander stehen (müssen) und daher der zusätzlich benötigte Leitungsweg abnimmt. Die erhöhte Transportaufgabe (mehr Anschlüsse auf kleinerer Fläche, damit mehr abzutransportierende Leistung für jede Leitung im verdichteten Gebiet) wird beim „Grüne-Wiese“-Ansatz durch den Einsatz von Leitungen mit höherer Stromtragfähigkeit gelöst, was daher nicht zu einem Anstieg der Leitungslänge führt.

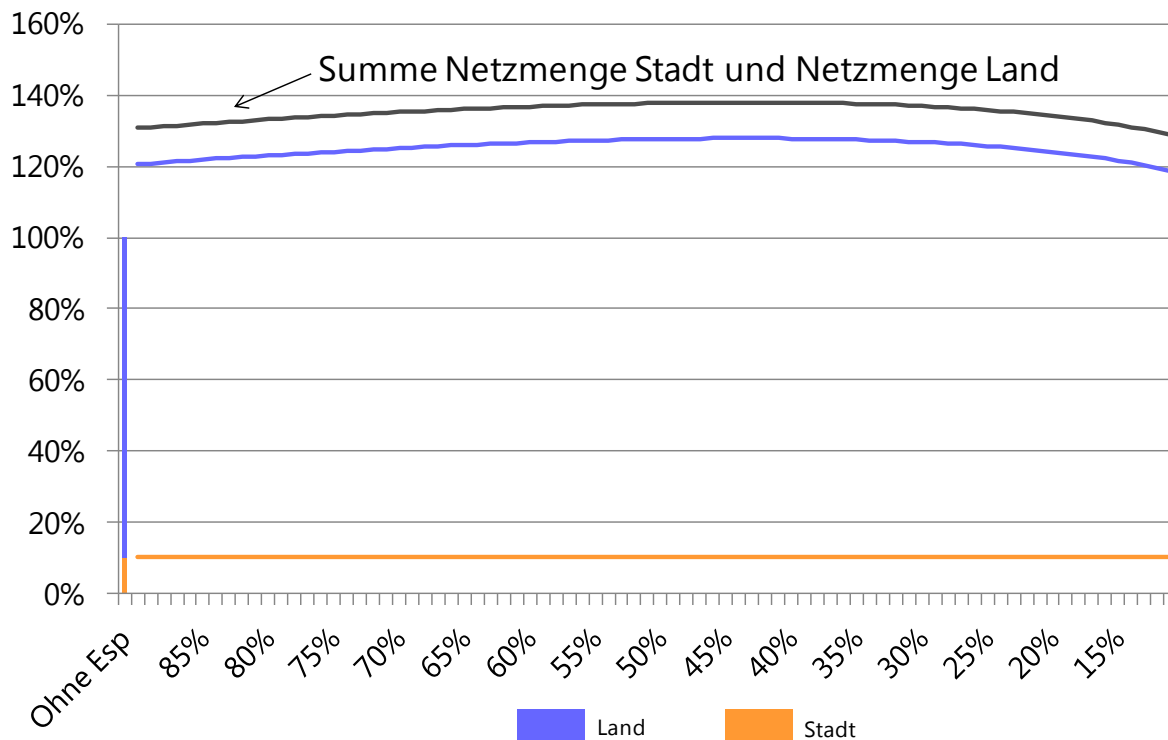


Bild 3.4: Netzmengenveränderung Netzebene 5 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads für Zeitpunkt 2050 im Szenario neue Energiepolitik

3.3.2.4 Netzebene 4

Für die Netzmengenveränderung der Netzebene 4 Stationen greift analog der gleiche Wirkungsmechanismus wie bei den Ebene 6 Stationen. Die Zahl der benötigten Stationen in der Netzebene 4 wird bei dem hier betrachteten Szenario im Jahr 2050 selbst bei vollständig gleichmäßiger räumlicher Verteilung der dann erwarteten Erzeugungsanlagen auf die gesamte Schweiz um rund 80% über der heutigen Zahl liegen.

Auch hier ist in den ländlichen Gebieten bereits bei geringen Verdichtungen der Erzeugungsanlagen eine spannungsbedingte Verkleinerung der Versorgungsradien notwendig, die im Modell zu einer Erhöhung der Netzebene 4 Stationen führt (s. Bild 3.5). In städtischen Gebie-

ten ist der Anstieg der Stationszahlen erst bei Konzentrationsgraden unterhalb von ca. 20% zu beobachten, ab denen im Modell die Höhe der Rückspeisungen die maximale Umspannkapa- zität der Transformatoren übersteigt und somit auch hier zusätzliche Stationen erforderlich werden.

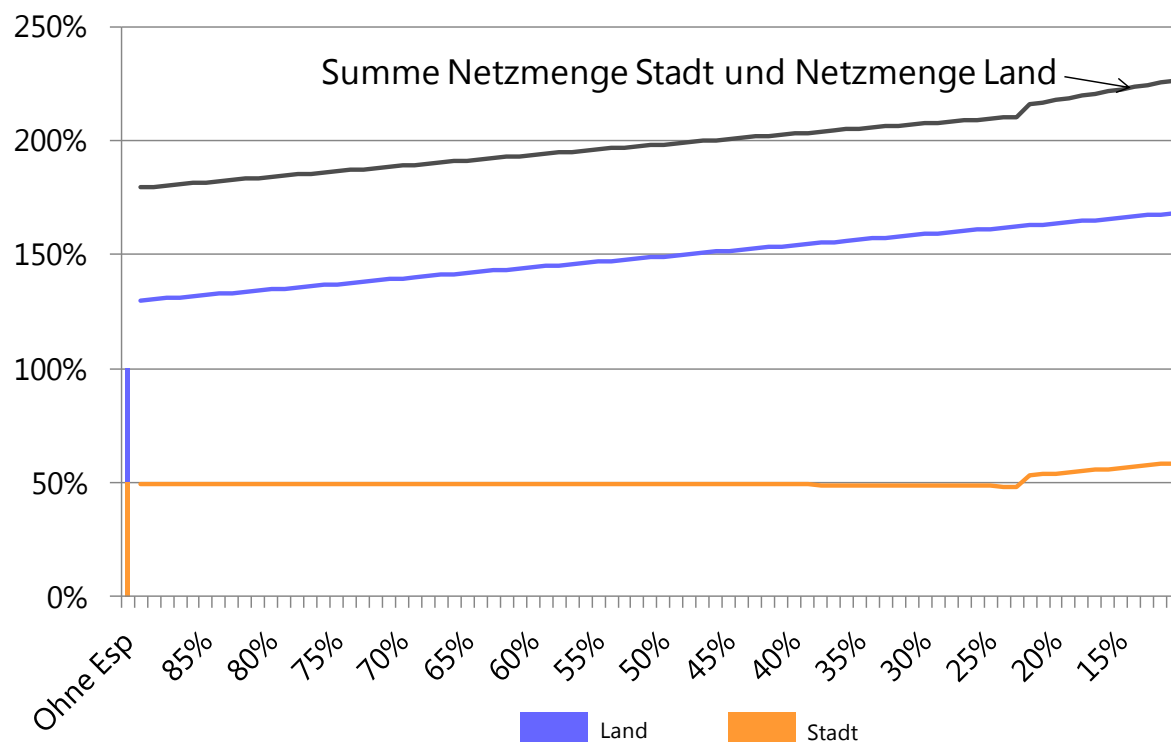


Bild 3.5: Netzengenveränderung Netzebene 4 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads für Zeitpunkt 2050 im Szenario neue Energiepolitik

3.3.3 Ergebnisse bei innovativem Netzausbau

3.3.3.1 Netzengenveränderungen bei Einsatz von spannungsgeregelten Mittel-/Niederspannungstransformatoren

Eine aktuell viel diskutierte und in einer Reihe von Pilotprojekten bereits eingesetzte Technologie sind spannungsgeregelte Mittel-/Niederspannungstransformatoren. In unserem Modell haben wir vereinfachend unterstellt, dass es durch deren Einsatz möglich ist, Spannungsprob-

leme, die durch den Zubau von dezentralen Erzeugungsanlagen entstehen, vollständig zu vermeiden⁵. Insofern kann die Anzahl benötigter Netzebene 6 Stationen näherungsweise konstant gehalten werden, so dass sich in der Folge der Bedarf an Mittelspannungsleitungen über die betrachtete Bandbreite des Konzentrationsgrads nicht verändert (s. Bild 3.6). Da spannungsregelnde MS-/NS-Transformatoren nur bei Überschreitungen des zulässigen Spannungsbands (und somit nicht bei Erreichen der Kapazitätsgrenze der Transformatoren) die Aufnahmefähigkeit der Netze für Erzeugungen erhöhen können, müssen die regelbaren Transformatoren nicht flächendeckend in allen MS-/NS-Stationen eingesetzt werden. Im hier verwendeten Modell ist das Spannungsband nur im mit Erzeugungsanlagen versehenen Teil des ländlichen Gebiets dimensionierungsrelevant, so dass die Transformatoren nur in Stationen in diesem Teilgebiet errichtet werden müssen. Zudem müssen in Realität auch in den ländlichen grundsätzlich betroffenen Netzbereichen nicht in jeder Station Spannungsregler eingesetzt werden, sondern lediglich in den Stationen im „hinteren“ Teil der MS-Abgänge, in dem – aufgrund des großen Abstands zum spannungsgeregelten HS/MS-Umspannwerk – tatsächlich Grenzwertverletzungen auftreten. Somit ist letztlich nur ein Bruchteil aller Stationen mit einer solchen Regelung auszurüsten.

⁵ Dass Spannungsprobleme durch den Einsatz spannungsgeregelter Transformatoren vollständig vermieden werden können, ist eine vereinfachende Annahme und setzt voraus, dass die verschiedenen NS-Abgänge der jeweils betrachteten MS-/NS-Station gleichmäßig mit Erzeugungsanlagen durchdrungen sind (was bei der hier verwendeten Methodik grundsätzlich unterstellt wird) und, dass die Stromtragfähigkeit der Leitungen und des Transformators so groß sind, dass die anschließbare Leistung hiervon nicht begrenzt wird.

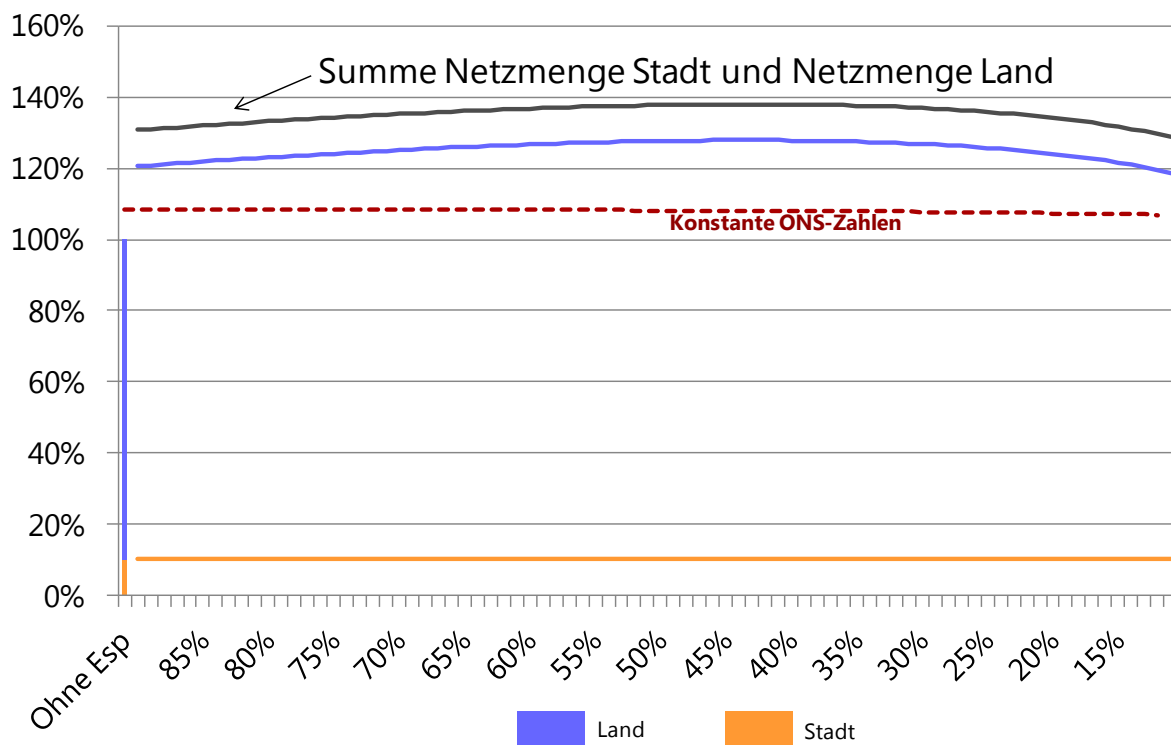


Bild 3.6: Netzengenveränderung Netzebene 5 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads für Zeitpunkt 2050 im Szenario neue Energiepolitik bei Einsatz spannungsgeregelter Ebene 6 Stationen (rot-gestrichelte Linie) im Vergleich zu klassischem Netzausbau (schwarze Linie)

3.3.3.2 Netzengenveränderungen bei Einsatz erweiterter UW-Spannungsregelung

Gemäß Prämisse kann ein spannungsbedingter Ausbau der Netzebene 4 bei Einsatz erweiterter UW-Spannungsregelung vermieden werden, so dass die Zahl der Stationen in dieser Ebene konstant gehalten werden kann (s. Bild 3.7).

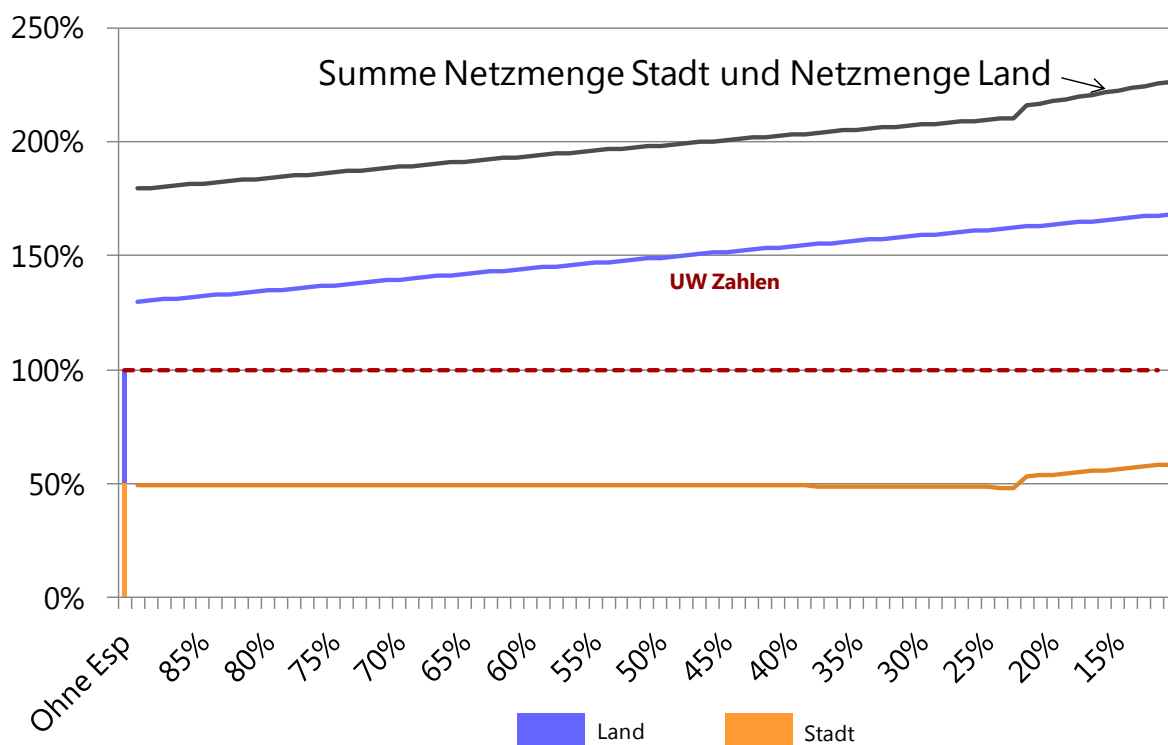


Bild 3.7: Netzengenveränderung Netzebene 5 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads für Zeitpunkt 2050 im Szenario neue Energiepolitik bei Einsatz erweiterter UW-Spannungsregelung (rot-gestrichelte Linie) im Vergleich zu klassischem Netzausbau (schwarze Linie)

3.3.3.3 Netzengenveränderungen bei übrigen betrachteten innovativen Maßnahmen

Die übrigen betrachteten innovativen Maßnahmen besitzen im Wesentlichen jeweils die gleiche Wirkung auf den Netzausbaubedarf, da die Maßnahmen, auf jeweils unterschiedliche Weise, die ins Netz zu integrierende Erzeugungslleistung verringern. Dies führt dazu, dass in den Netzebenen vier, fünf, und sechs ein entsprechend geringerer Netzbedarf als beim klassischen Netzausbau entsteht. Bei einer zunehmenden Verdichtung der Erzeugungsanlagen ergeben sich die gleichen Verhältnisse wie beim klassischen Netzausbau, so dass sich für die innovativen Maßnahmen im Vergleich zur Referenz (klassischer Netzausbau) jeweils parallel nach unten verschobene Netzengenveränderungsverläufe ergeben (s. Bild 3.8 bis Bild 3.10).

Insgesamt lässt sich die Netzengenveränderung durch die übrigen betrachteten innovativen Maßnahmen in der Größenordnung von 5% bis 10% dämpfen. An dieser Stelle muss aller-

dings darauf hingewiesen werden, dass den hierdurch eingesparten Kosten für klassische Netzverstärkungsmaßnahmen jedoch die Ausgaben für die innovativen Maßnahmen entgegengesetzt sind. Eine genauere Analyse der Kostenwirkung verschiedener untersuchter Netzverstärkungsmaßnahmen erfolgt im Anschluss an dieses Kapitel.

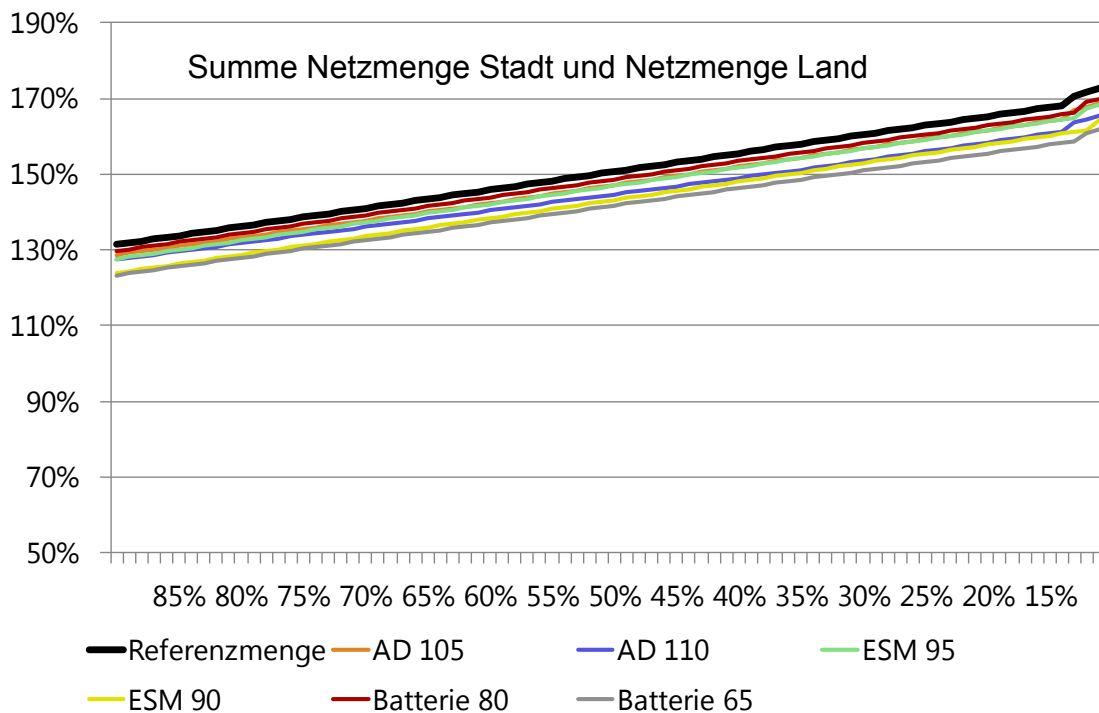


Bild 3.8: *Netzmengenveränderung Netzebene 6 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads für Zeitpunkt 2050 im Szenario neue Energiepolitik bei Einsatz übriger betrachteter innovativer Maßnahmen*

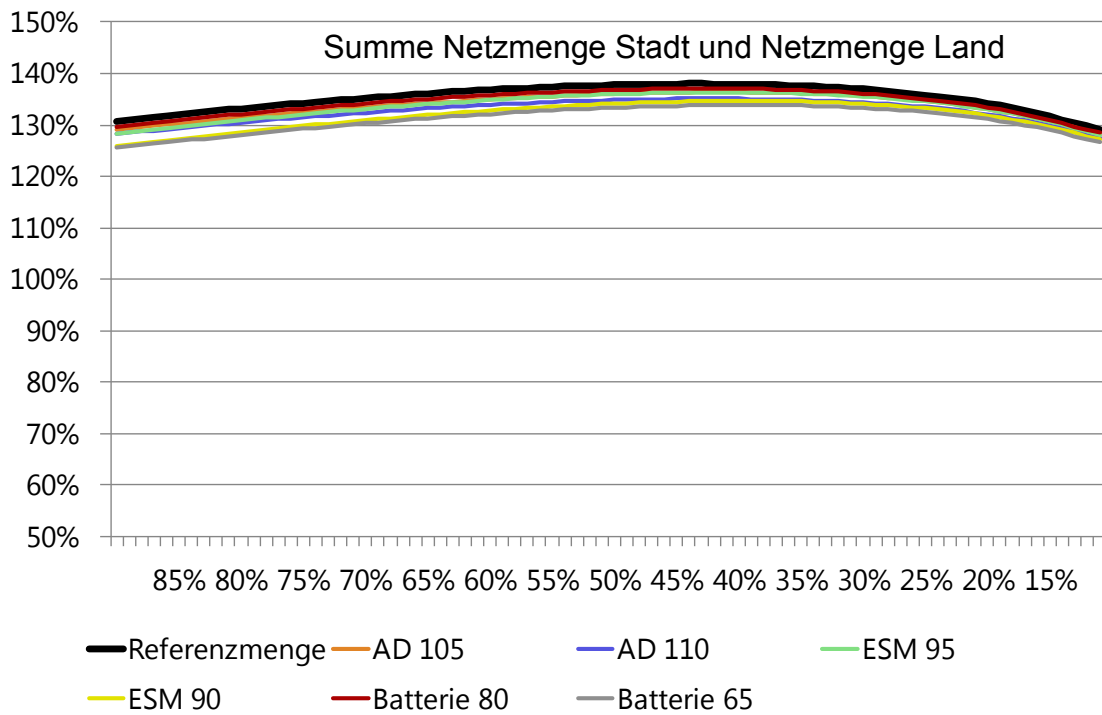


Bild 3.9: *Netzmengenveränderung Netzebene 5 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads für Zeitpunkt 2050 im Szenario neue Energiepolitik bei Einsatz übriger betrachteter innovativer Maßnahmen*

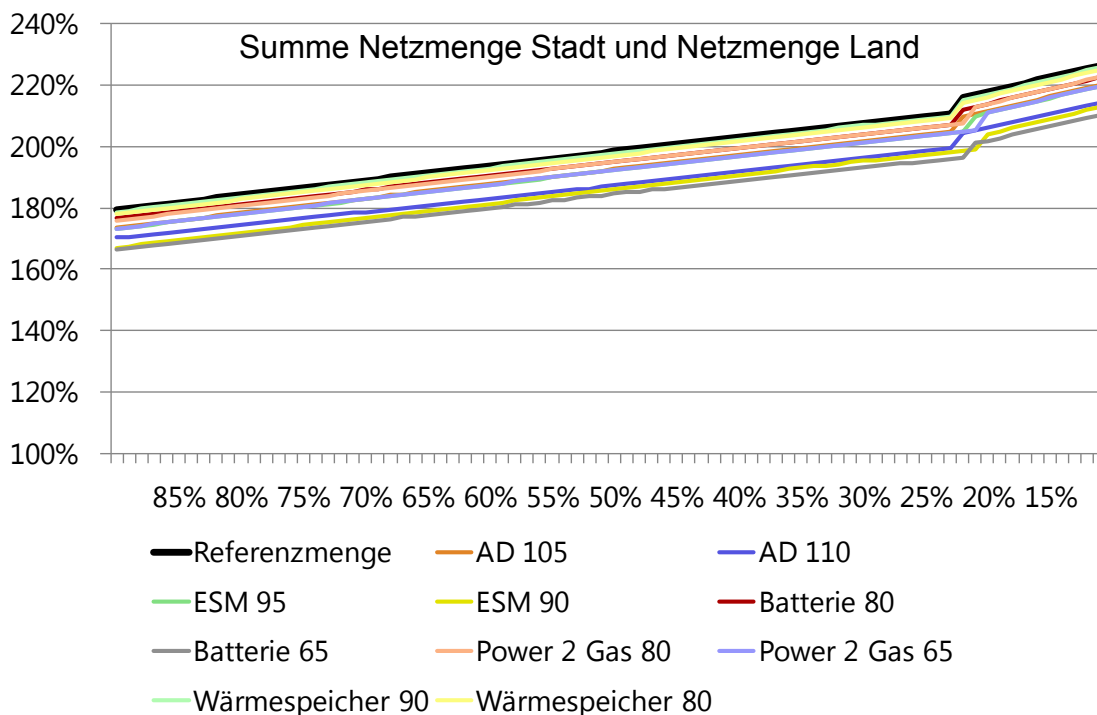


Bild 3.10: *Netzmengenveränderung Netzebene 4 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads für Zeitpunkt 2050 im Szenario neue Energiepolitik bei Einsatz übriger betrachteter innovativer Maßnahmen*

3.4 Zusammenfassender Vergleich der Netzmengenveränderungen

Durch die Betrachtung mehrerer Zeitpunkte, Nachfrageszenarien und Deckungsvarianten sowie Netzebenen und Konzentrationsgrade ist eine Vielzahl von Ergebnissen entstanden, dessen Bandbreite sinnvoll eingeschränkt werden muss, um einen zweckmäßigen Überblick über den Umfang der Netzmengenveränderungen in den jeweiligen Berechnungsvarianten geben zu können. Es ist zu erwarten, dass sich langfristig Konzentrationsgrade der Anlagen zwischen 30% und 70% einstellen werden. Ausgehend von dieser Bandbreite der Konzentrationsgrade ergibt sich die maximale Bandbreite der Netzmenge, wenn bei einem Konzentrationsgrad von 30% der Netzausbau ausschließlich mit klassischen Maßnahmen erfolgt (Maximum der Netzmenge) und bei einem Konzentrationsgrad von 70% die je Netzebene wirksamste innovative Maßnahme zur Netzverstärkung eingesetzt wird (Minimum der Netzmenge). In Bild 3.11 bis Bild 3.14 ist die jeweilige Bandbreite der Netzmenge je Netzebene und Deckungsvariante (C+E, D+E) für die Szenarien „weiter wie bisher“ und „neue Energiepolitik“ für die Zeitpunkte 2035 und 2050 dargestellt.

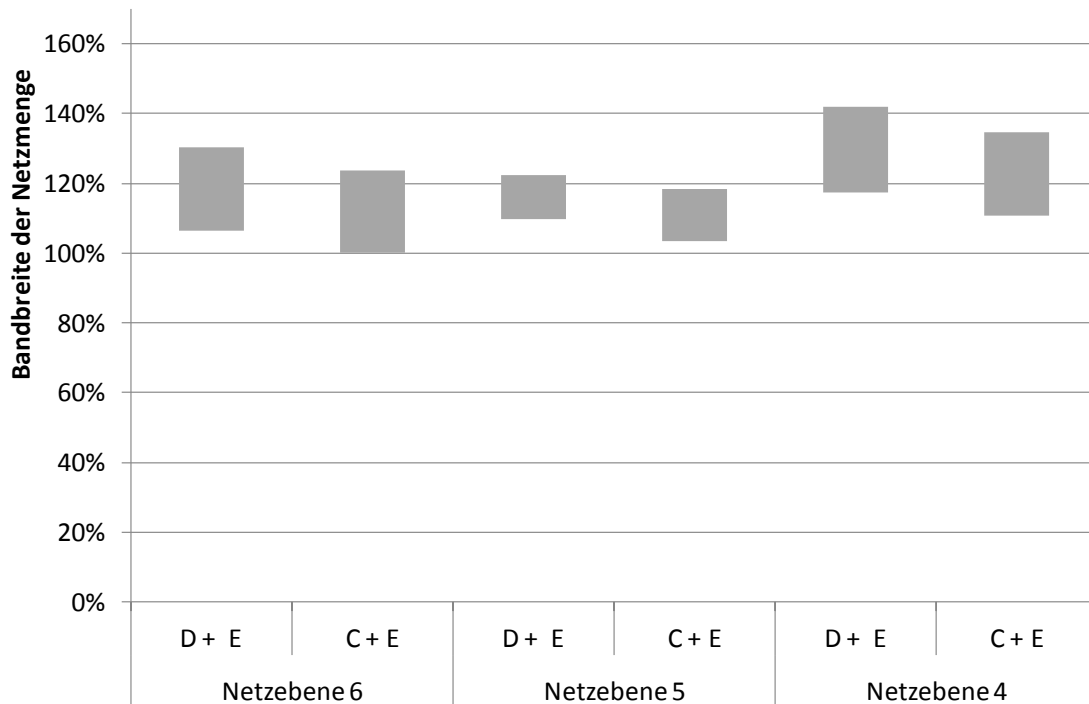


Bild 3.11: Erwartete Bandbreite der Netzmenge je Netzebene und Deckungsvariante (C+E, D+E) im Szenario „weiter wie bisher“ für Zeitpunkt 2035

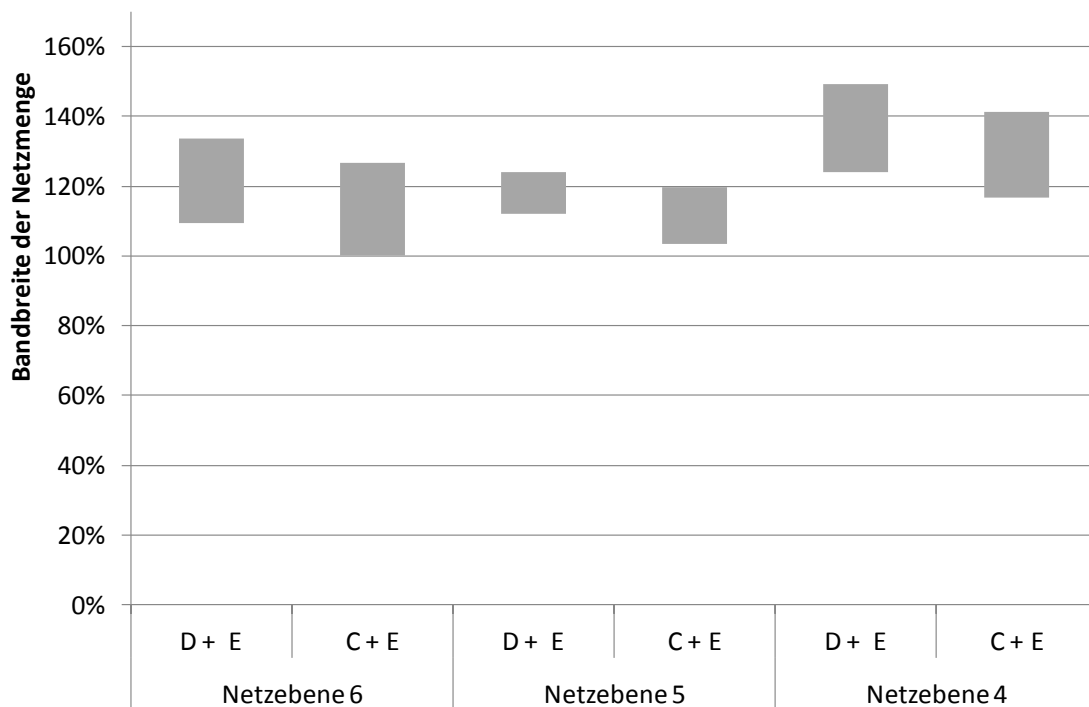


Bild 3.12: Erwartete Bandbreite der Netzmenge je Netzebene und Deckungsvariante (C+E, D+E) im Szenario „neue Energiepolitik“ für Zeitpunkt 2035

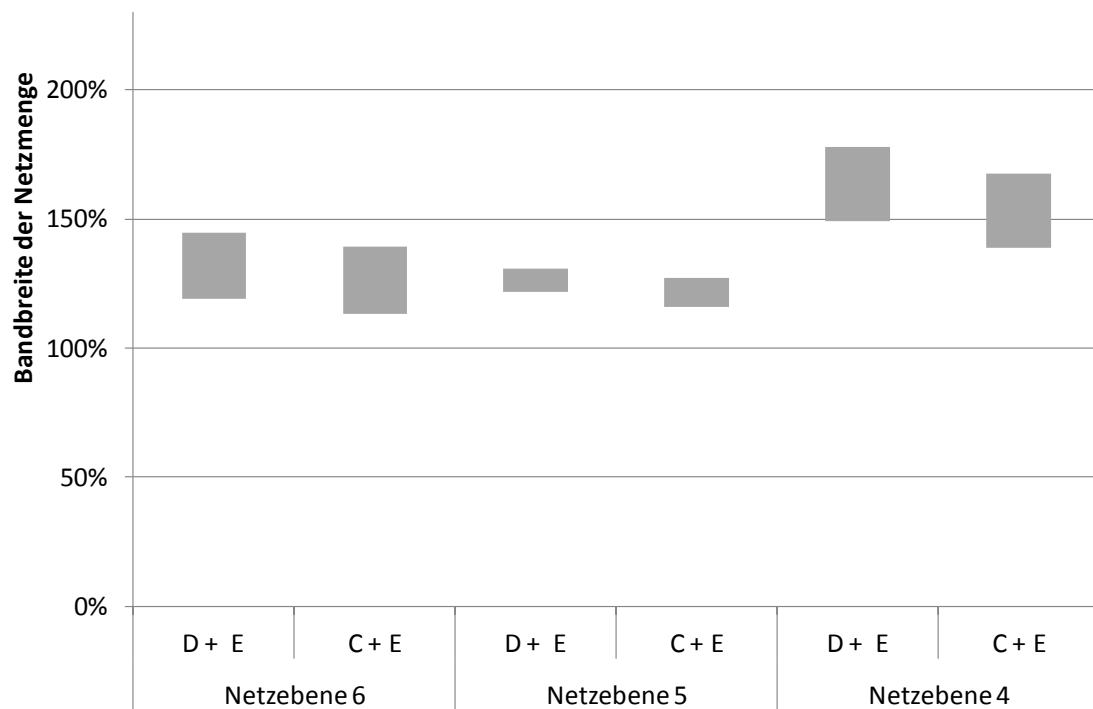


Bild 3.13: Erwartete Bandbreite der Netzmenge je Netzebene und Deckungsvariante (C+E, D+E) im Szenario „weiter wie bisher“ für Zeitpunkt 2050

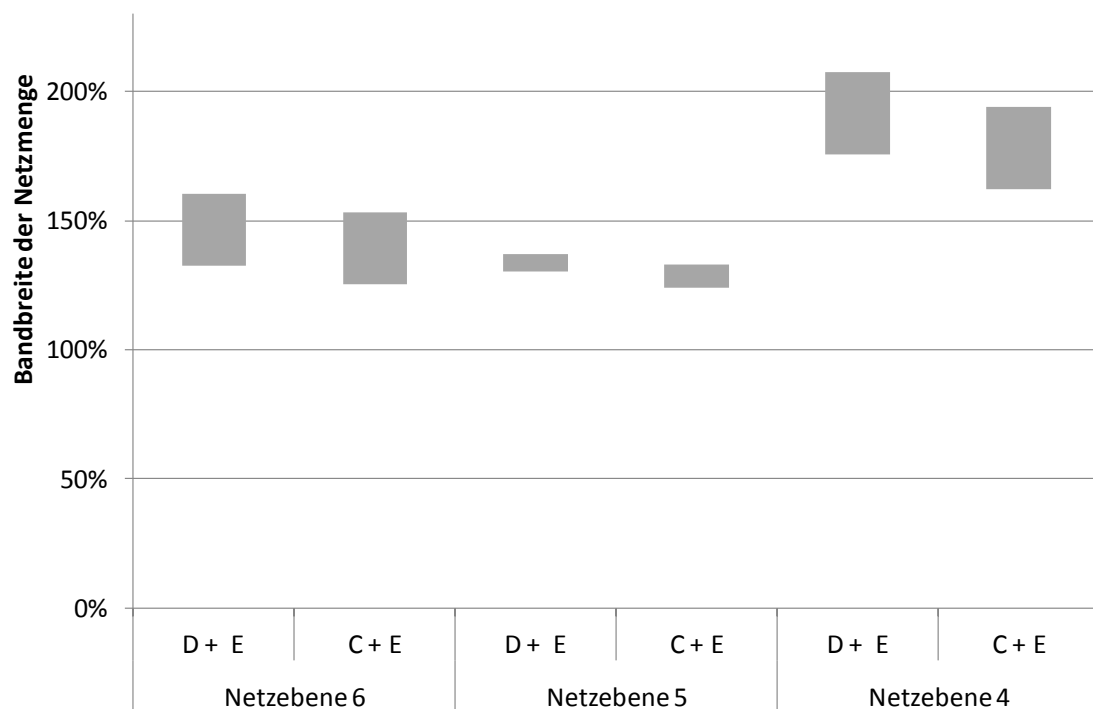


Bild 3.14: Erwartete Bandbreite der Netzmenge je Netzebene und Deckungsvariante (C+E, D+E) im Szenario „neue Energiepolitik“ für Zeitpunkt 2050

Grundsätzlich ist zu erkennen, dass die Netzmenge im Szenario „neue Energiepolitik“ höher als im Szenario „weiter wie bisher“ sind, was wesentlich auf den Nachfragerückgang bei neuer Energiepolitik zurückzuführen ist, der bei gleicher installierter Erzeugungsleistung zu höheren Rückspeisungen mit entsprechend höherem Netzverstärkungsbedarf führt. Vergleicht man die Bandbreiten der Netzmenge, die sich in den jeweiligen Szenarien und Zeitpunkten für die beiden betrachteten Deckungsvarianten (C+E, D+E) ergeben, ist zu beobachten, dass in der Variante C+E das obere und untere Ende der Bandbreite jeweils unterhalb der Variante D+E liegt. Dies liegt daran, dass in der Variante C+E weniger Erzeugungsleistung in den Netzebenen 4 bis 7 (s. Abschnitt 2.2) angeschlossen ist, so dass im direkten Vergleich der Netzausbaubedarf geringer ausfällt.

Im Vergleich der Netzebenen untereinander fällt auf, dass die Netzebene 4 den höchsten Ausbaubedarf in allen Szenarien und Zeitpunkten aufweist. Dies ist darauf zurückzuführen, dass eine Ebene 4 Station alle in ihrem Netzbereich angeschlossenen Erzeugungsanlagen „sieht“. Bei der Deckungsvariante D+E werden im Zeitpunkt 2050 knapp 18.000 MW dezentraler Erzeugungsleistung erwartet, so dass bei gleichmäßiger Verteilung auf die Schweiz gut 70 MW Erzeugungsleistung an eine (der heute vorhandenen) Ebene 4 Station angeschlossen wären, was in etwa der Bemessungsleistung einer solchen Station entspricht. Dementsprechend kann es bereits bei einer geringfügig stärkeren Verdichtung der Erzeugungsanlagen im Schwachlastzeitpunkt zu Rückspeisungen kommen, die die installierte Transformatorleistung übersteigen, so dass die Stationen verstärkt oder vielmehr zusätzliche Stationen errichtet werden müssen. Dieser Effekt ist prinzipiell auch in der Netzebene 6 zu beobachten, wirkt dort jedoch nur in abgeschwächter Form, da die im Bereich einer Station angeschlossene Erzeugungsleistung deutlich geringer ist und, insbesondere in ländlichen Gebieten, bereits früher Spannungsgrenzen verletzt werden, die Netzausbaubedarf nach sich ziehen.

4 Investitionskosten und Auswirkungen auf Netznutzungsentgelte

4.1 Vorbemerkungen

Das Verfahren der Modellnetzanalyse bestimmt, wie in den vorangegangenen Kapiteln dargestellt, primär Netzmengengerüste in Abhängigkeit von Last und Erzeugung, die optimal an die Versorgungsaufgabe angepasst sind. Die Differenz der Mengengerüste in den jeweiligen Betrachtungszeitpunkten ergibt bei dem von der MNA angewendeten Prinzip der „grüne Wiese“-Planung die zusätzlich benötigte Netzmenge. Diese Netzmengendifferenz ergibt, mit entsprechenden Kostenansätzen bewertet, den zugehörigen Investitionsbedarf, der aufgrund der „grüne Wiese“-Betrachtung ein Minimum darstellt.

Um die Vergleichbarkeit der Ergebnisse, insbesondere bei der Entwicklung der Netznutzungsentgelte, zwischen der Vorgängerstudie und dieser Studie zu gewährleisten, werden die nachfolgenden Kostenberechnungen für den gleichen Konzentrationsgrad wie in der Vorgängeruntersuchung (30%, d. h. Erzeugungsanlagen auf 30% der Fläche der Schweiz konzentriert) durchgeführt.

Bei hoher Korrelation des Zubaus dezentraler Erzeugungsanlagen und einer ohnehin stattfindenden Netzerneuerung kann die Netzverstärkung im Zuge der altersbedingten Erneuerung erfolgen, so dass lediglich Zusatzkosten für die Netzverstärkung entstehen. Tatsächlich wird sich in der Praxis in hohem Umfang die Notwendigkeit ergeben, bestehende Netze vorzeitig um- und/oder auszubauen. Wesentliche Gründe hierfür sind:

- Der Zubau der Erzeugung erfolgt nicht zeitsynchron mit der Netzerneuerung, entweder weil der Zubau der Erzeugungsanlagen weniger gleichmäßig erfolgt, als die Netzerneuerung und/oder weil der Zubau in Gebieten erfolgt, in denen zum jeweiligen Errichtungszeitpunkt der Erzeugungsanlage gerade kein altersbedingter Ersatz der Netzanlagen geplant ist.
- Selbst wenn die Netzverstärkungsmaßnahmen vollständig im Zuge der Erneuerung durchgeführt werden könnten, werden in der Praxis Kosten in einer Höhe anfallen, die über die hier aus dem Verhältnis der Netzmengen bestimmten Kosten hinausgehen. Ein Grund hierfür ist die Notwendigkeit, bestehende Netze umzustrukturieren, d. h. zum Beispiel Leitungsumlegungen vorzunehmen ohne die Gesamtleitungslänge zu beeinflussen.

- Zudem ist zu beachten, dass je nach regulatorischen Randbedingungen ein vorausschauender Netzausbau nicht unbedingt angereizt wird.

Dies ist bei der Bestimmung der Auswirkungen auf Netzkosten und Tarife nachfolgend durch Szenarienbetrachtung berücksichtigt, die sich ebenfalls an den Annahmen der Vorgängerstudie orientieren: „Netzerweiterung erfolgt vollständig im Zuge Erneuerung“, was als theoretische Minimalausbaukostenvariante aufgefasst werden kann und „Netzerweiterung erfolgt zur Hälfte im Zuge Erneuerung“. Letzteres sollte allerdings aufgrund der zuvor genannten Gründe nicht als dasjenige Szenario aufgefasst werden, das die Ausbaukosten nach oben hin abschätzt.

Neben der klassischen Netzverstärkung wurde in dieser Studie auch die Wirkung innovativer Maßnahmen zur Erhöhung der Netzaufnahmefähigkeit für Erzeugungsanlagen untersucht. Da die Übersichtlichkeit der Ergebnisdarstellung durch die Aufführung aller möglichen Ergebnisszenarien eingeschränkt werden würde, werden nachfolgend neben den Ergebnissen bei klassischer Netzverstärkung zur Gewährleistung der Vergleichbarkeit mit der Vorgängerstudie nur die Ergebnisse für die im Hinblick auf das Kosten-/Netzmengenveränderungsverhältnis effizientesten innovativen Maßnahmen dargestellt. Dies sind die Maßnahmen „Einsatz von spannungsgeregelten MS-/NS-Transformatoren“ (ONS-Regelung) und „Einspeisemanagement mit Reduktion der Erzeugungsleistung auf 90% der installierten Leistung“ (ESM90).

Grundlage der Berechnung der Netzkostenveränderungen sind, wie schon bei der Ermittlung der Investitionskosten, die mittels Modellnetzanalyse bestimmten Netzmengengerüste (Leitungslängen, Zahl der Umspannstationen). Grundsätzlich wird davon ausgegangen, dass die auf diese Assets bezogenen Netzkosten direkt proportional zur Netzmenge sind, so dass die entsprechenden Netzkosten (und deren Änderungen) direkt aus den Netzmengengerüsten (bzw. deren Änderungen) berechnet werden können. Die Höhe der in den Verteilnetzebenen jährlich anfallenden und über Netztarife an die Kunden weitergegebenen Netzkosten haben wir mit 3,5 Mrd. CHF/a abgeschätzt. Die Netzkosten umfassen dabei jedoch nur die direkten Kosten der jeweiligen Netzebene. Die durch Kostenwälzung berücksichtigten, d. h. als Entgelte der vorgelagerten Netzebenen in Rechnung gestellten Kosten sind in dieser Betrachtung noch nicht enthalten, müssen aber bei der Bestimmung der Netznutzungsentgeltveränderung berücksichtigt werden.

Die möglichen Auswirkungen des Zubaus von dezentraler Erzeugung auf die Netznutzungsentgelte hängen stark davon ab, nach welchen Prinzipien die Kostenwälzung von den vor- zu den nachgelagerten Netzebenen vorgenommen wird und inwieweit Änderungen der Netzkosten und/oder der für die Kostenwälzung maßgeblichen Abgabe-Mengengerüste überhaupt in Änderungen der Netzentgelte umgesetzt werden. Der letztgenannte Aspekt betrifft die Prinzipien der Entgeltregulierung, die in dieser Studie nicht im Detail diskutiert werden sollen, so dass das derzeit in der Schweiz gültige Kostenwälzungsprinzip angewendet wird.

Hierbei werden die Netzkosten der vorgelagerten Netzebenen zu 30% nach Brutto-Energie (Summe der Jahresenergie, die an Verbraucher der jeweiligen Ebene abgegeben wird) und zu 70% nach Netto-Leistung (Bezugsleistung aus der vorgelagerten Netzebene) an die Endverbraucher der jeweiligen Netzebene sowie der jeweils nachgelagerten Ebene gewälzt. Bei den für die Kostenwälzung relevanten Leistungswerten handelt es sich um den Durchschnitt aus den zwölf Monatsmaxima der jeweiligen Jahreshöchstlast der Gruppe der nachgelagerten Netze und der Gruppe der an die jeweilige Netzebene angeschlossenen Endverbraucher. Bei den nachfolgenden Darstellungen zur Veränderung der Netznutzungsentgelte sind wir davon ausgegangen, dass die oben genannten auf den Jahreshöchstlastzeitpunkt bezogenen durch den Zubau der dezentralen Erzeugung verursachten relativen Reduktionen der Leistungsbezüge in gleicher relativer Höhe für alle 12 Monate gültig sind.

4.2 Investitionskosten

Um den in den Berechnungsvarianten entstehenden Investitionsbedarf zu bestimmen, wurden folgende Kostenansätze verwendet:

- Netzebene 4, HS-/MS-Umspannwerk: 10.000.000,- CHF/Stück
- Netzebene 5, MS-Leitung einschließlich Trasse (Annahme 30% Freileitung, 70% Kabel): 300.000,- CHF/km
- Netzebene 6, MS-/NS-Station: 100.000,- CHF/Stück
- Netzebene 6, Spannungsgeregelter MS-/NS-Transformator: 60.000,- CHF/Stück
- Netzebene 7, NS-Leitung: nicht relevant, da keine Mengenveränderung

Damit ergeben sich für die Angebotsvariante D+E (Referenzfall) je nach Nachfrageszenario bis 2035 Investitionskosten von ca. 7 Mrd. CHF und bis 2050 ca. 10 bis 12,5 Mrd. CHF

(s. Tabelle 4.1). In der Angebotsvariante C+E sowie bei Einsatz eines flächendeckenden permanenten Einspeisemanagements auf 90% der installierten Erzeugungsleistung in der Variante D+E werden näherungsweise identische Investitionskosten erreicht, die ca. 0,7 bis 1,5 Mrd. CHF unter dem Referenzfall liegen. Hierbei sind allerdings Kompensationsansprüche, die durch entgangene Einspeiseerlöse aufgrund des Einspeisemanagements entstehen, nicht berücksichtigt.

Bei Einsatz spannungsgeregelter MS-/NS-Transformatoren überwiegt die Ersparnis bei der nicht benötigten Netzverstärkungsmaßnahmen die Zusatzkosten für die Transformatoren, so dass der Investitionsbedarf im Vergleich zum Referenzfall um ca. 60% reduziert werden kann.

Aus Sicht der Investitionskosten ergeben sich somit klare Vorteile bei Einsatz von spannungsgeregelten MS-/NS-Transformatoren, da die Kosten im Vergleich zu anderen hier betrachteten innovativen Maßnahmen oder dem klassischen Netzausbau deutlich reduziert werden können und die dezentral erzeugte Energie vom Netz vollständig aufgenommen werden kann.

Mio. CHF	wwb		nEP	
	Bis 2035*	Bis 2050*	Bis 2035*	Bis 2050*
C+E	5.550	8.750	6.200	11.150
D+E	6.750	10.100	7.500	12.600
D+E, ESM90	6.050	9.100	6.750	11.400
D+E, ONS-Regelung	2.300	3.850	2.450	4.500

* In Werten „bis 2050“ auch Kosten „bis 2035“ enthalten, Werte daher nicht summarisch zu betrachten!

Tabelle 4.1: Abschätzung der Investitionskosten für zusätzlich benötigte Netzbetriebsmittel

4.3 Auswirkung auf Netzkosten und Netznutzungsentgelte

Vergleicht man die errechneten Netzmengenveränderungen mit der Entwicklung der Netzkosten (s. Bild 4.1), fällt auf, dass die Netzkostenentwicklung wesentlich flacher verläuft. Wenn der Zubau der dezentralen Erzeugungsanlagen, wie hier zunächst angenommen, zeitlich so erfolgt, dass etwaige Netzverstärkungen/-umstrukturierungen vollständig im Rahmen von Erneuerungsmassnahmen umgesetzt werden, steigen die jeweiligen Kosten je Netzebene in noch geringerem Maße als die Netzmenge, da ein Teil der durchzuführenden Maßnahmen durch einen Teilaustausch, z. B. Austausch eines Transformators und Ersatz durch einen Transformator mit höherer Bemessungsleistung, erfolgen kann, der entsprechend geringere Kosten aufweist als der zur Mengenveränderung proportionale Zubau zusätzlicher Anlagen. Im Maximum wird hier eine Netzkostensteigerung von gut 10% im Zeitpunkt 2050 erreicht. Die in der Vorgängerstudie, deren Betrachtungszeitraum sich nur bis 2035 erstreckte, berechnete Netzkostenzunahme lag bei knapp 2% und damit gut die Hälfte unterhalb der in den aktuellen Szenarien mit klassischem Netzausbau erwarteten Netzkosten. Bei Einsatz spannungsgeregelter MS-/NS-Transformatoren beträgt die Netzkostensteigerung ebenfalls ca. 2%.

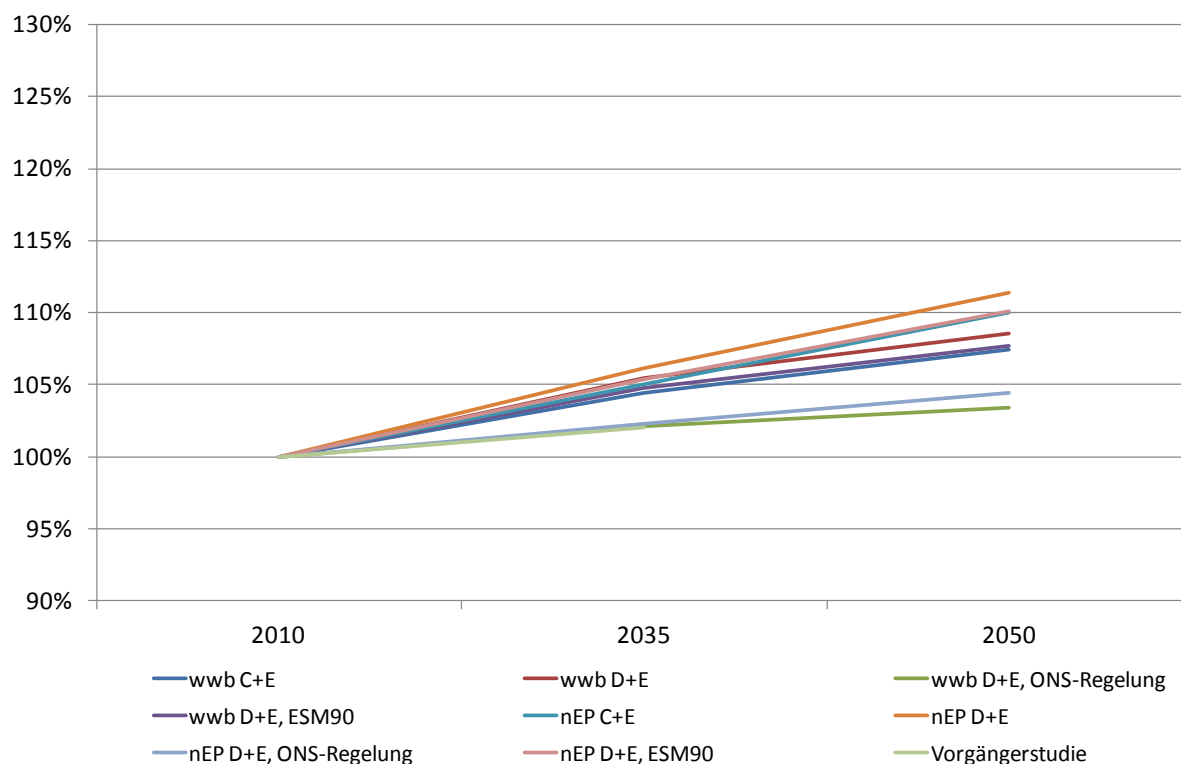


Bild 4.1: Relative Netzkostenveränderung, wenn Netzerweiterung vollständig im Zuge altersbedingter Erneuerung erfolgen kann

Wenn der Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen derart erfolgt, dass bei der Hälfte der Netzerweiterung Betriebsmittel vorzeitig ersetzt werden müssen, steigen die Netzkosten mit bis zu knapp 25% deutlich stärker an (s. Bild 4.2), da neben den Kosten für zusätzlich benötigte Betriebsmittel auch die der vorzeitig zu ersetzenden Netzteile in die Netzkosten eingehen.

Die Entwicklungspfade der Netzkosten sind bei fast allen betrachteten Szenarienkombinationen sehr ähnlich und liegen nur wenige Prozentpunkte über dem der Vorgängerstudie, allerdings heben sich die Netzkostenentwicklungen bei Einsatz spannungsgeregelter MS-/NS-Transformatoren davon erkennbar ab und liegen deutlich unterhalb der übrigen Verläufe. Dies ist darauf zurückzuführen, dass im Vergleich weniger Betriebsmittel von einem Umbau betroffen sind, da im Wesentlichen Transformatoren in bestehenden Stationen ersetzt werden müssen und keine zusätzlichen Stationen benötigt werden.

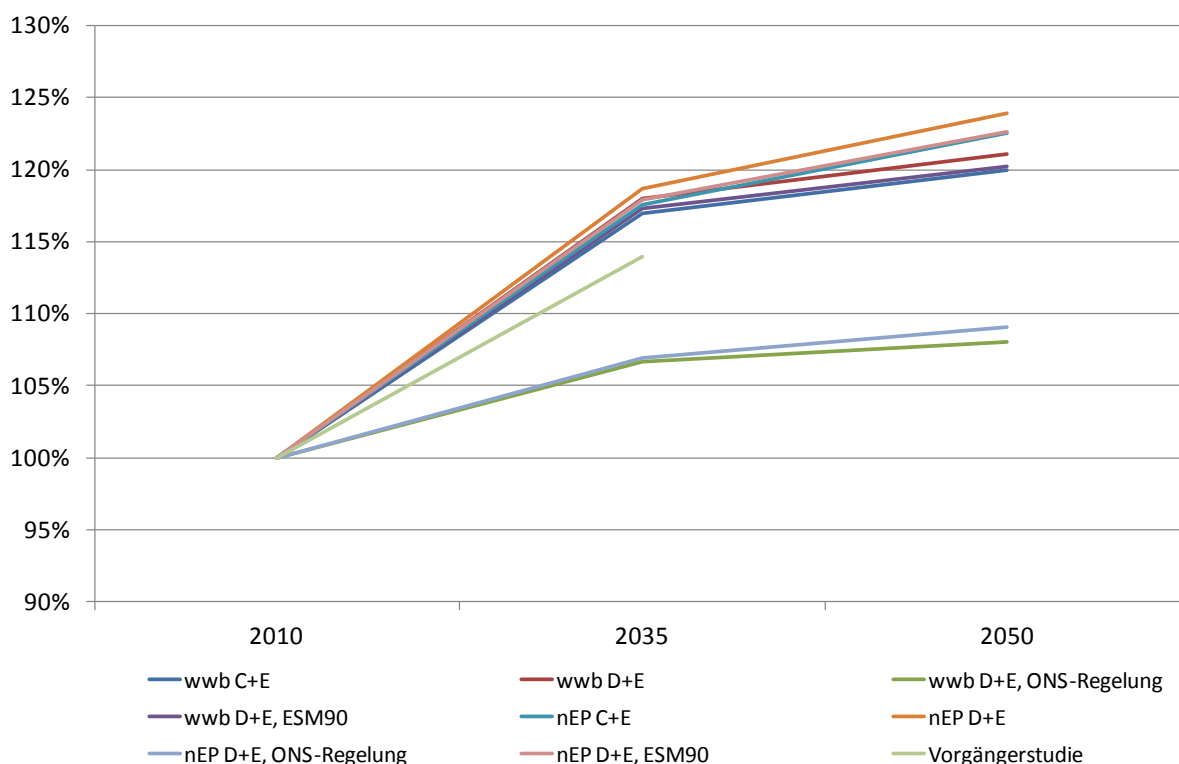


Bild 4.2: Relative Netzkostenveränderung, wenn Netzerweiterung nur zur Hälfte im Zuge altersbedingter Erneuerung erfolgen kann

Neben der Entwicklung der gesamten jährlichen Netzkosten, die an alle Netznutzer über Tarife weitergegeben werden, ist es insbesondere für Haushaltskunden interessant, welchen Einfluss diese auf ihren Netztarif hat. In Bild 4.3 und Bild 4.4 ist zu erkennen, dass die Steigerung des Niederspannungstarifs deutlich höher als die der Netzkosten ist. Dies ist da-

rauf zurückzuführen, dass durch die Kostenwälzung bei der Tarifierung der überwiegende Teil der Netzkosten von Niederspannungskunden getragen werden muss und zudem auf eine insbesondere beim Szenario nEP deutlich geringere Verbrauchsmenge umgelegt werden.

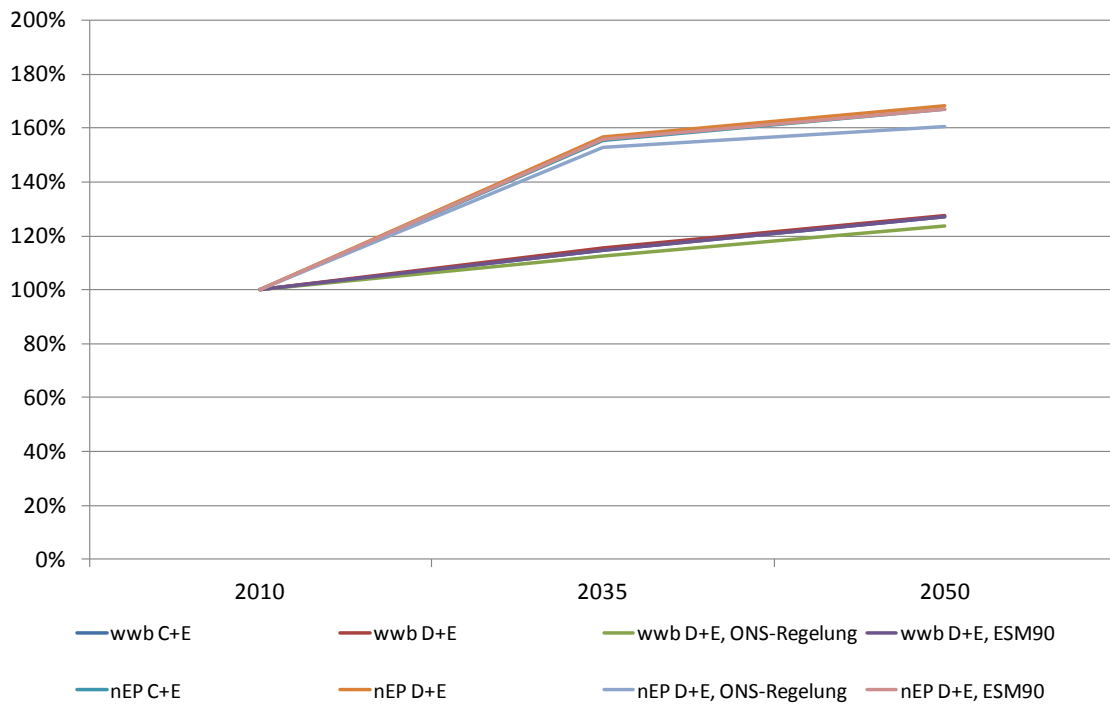


Bild 4.3: Relative Veränderung der Haushaltstarife (Netzanteil), wenn Netzerweiterung vollständig im Zuge altersbedingter Erneuerung erfolgen kann

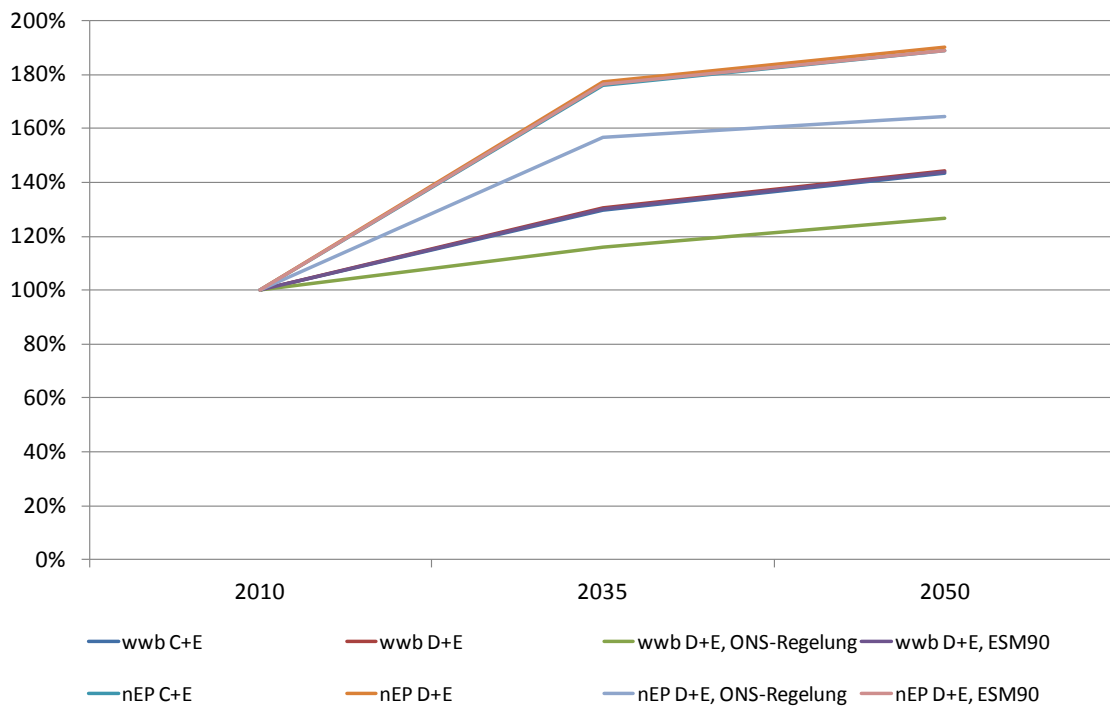


Bild 4.4: Relative Veränderung der Haushaltstarife (Netzanteil), wenn Netzerweiterung nur zur Hälfte im Zuge altersbedingter Erneuerung erfolgen kann

Um die Auswirkungen einer je nach Szenarienkombination recht deutlichen Netztarifsteigerung im Niederspannungsnetzkundenbereich auch absolut zu quantifizieren, haben wir exemplarisch für das Haushaltsprofil „H4“ mit einer Abnahme von 4.500 kWh/a die jeweils in den Szenarienkombinationen auf einen Haushalt mit diesem Profil entfallenden Netzkosten bestimmt. In 2010 betragen die reinen Netzkosten (ohne Kosten für Energie, Abgaben, etc.) für ein H4-Profil ca. 430 CHF.

Die Veränderung der Netzkosten je Haushalt ist bei konstanter Abnahme direkt mit der relativen Entwicklung der Haushaltstarife verknüpft, so dass sich auch bei den jährlichen Netzkosten im Maximum fast eine Verdopplung einstellt (s. Bild 4.5). Zwischen den Nachfrageszenarien wwb und nEP ergibt sich in beiden betrachteten Zeitpunkten ein Unterschied von etwa 200 CHF pro Haushalt und Jahr, wobei hier zunächst unverändert ein Verbrauch von 4.500 kWh/a unterstellt wird. Vergleicht man für einen Zeitpunkt und ein Nachfrageszenario die Netzkosten je Haushalt untereinander, ist zwischen den Angebotsvarianten nahezu kein Unterschied festzustellen. Demgegenüber zeigt sich auch hier, dass der Einsatz spannungsgeregelter MS-/NS-Transformatoren deutlich vorteilhaft sein kann.

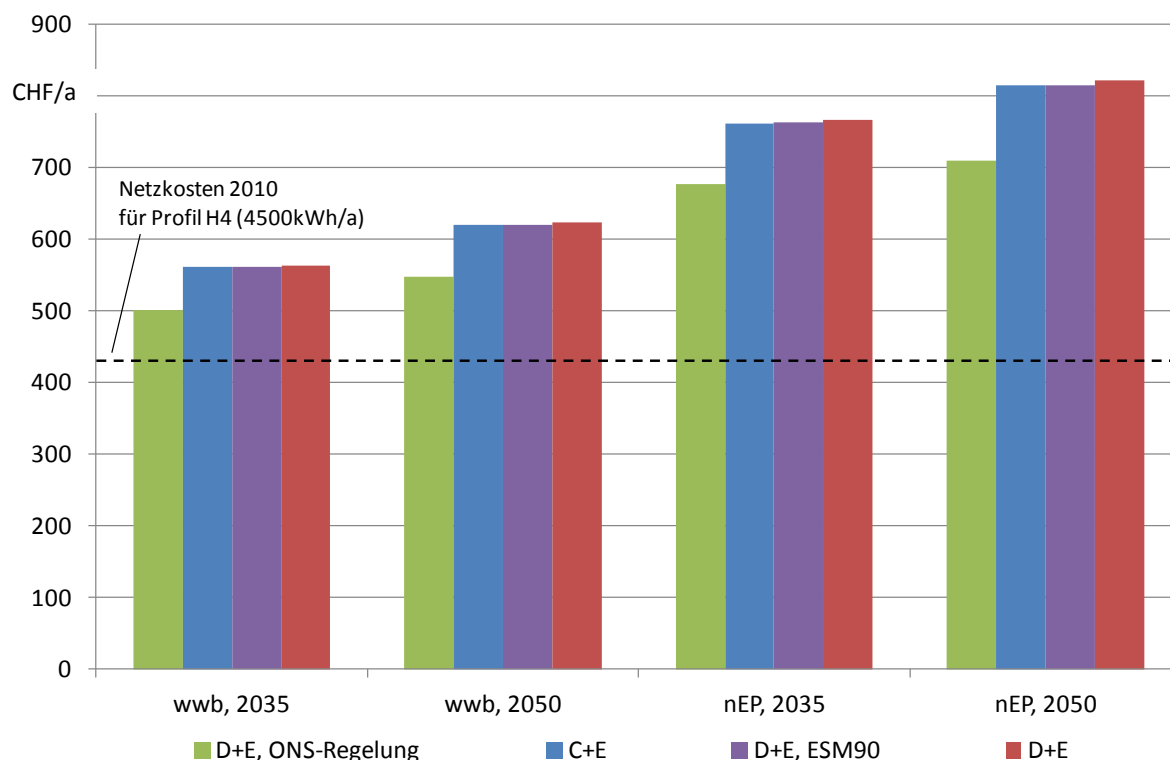


Bild 4.5: Entwicklung der jährlichen Netzkosten eines Haushalts (Profil H4) wenn Netzerweiterung nur zur Hälfte im Zuge altersbedingter Erneuerung erfolgen kann

Bei der Interpretation der obigen Kostenentwicklung je Haushalt ist zu beachten, dass bei der Bestimmung der Netztarifentwicklung zwei Effekte berücksichtigt wurden, die beide zu einer Erhöhung der spezifischen (energiebezogenen) Netztarife führen. Neben der Erhöhung der Netzkosten wirken auch Änderungen der Netzkostenwälzung, die sich durch geänderte Abnahmen der Nutzer in den einzelnen Netzebenen ergeben, auf den Netztarif der Niederspannungskunden. In Nachfrageszenario wwb wird bis 2050 insgesamt von einem Anstieg der Gesamtnachfrage an elektrischer Energie von gut 30% ausgegangen. Für die Niederspannungsebene wird allerdings erwartet, dass deren Verbrauch im gleichen Zeitraum um fast 40% zurückgeht (s. Tabelle 4.2). Selbst bei konstanten Netzkosten würde allein durch diese Verbrauchsreduktion der spezifische Netztarif steigen, da die Kosten auf eine geringere Energiemenge umgelegt werden müssten. Gleiches gilt analog auch für das Nachfrageszenario nEP bei dem der Effekt noch stärker ausgeprägt ist, da sowohl die umzulegenden Netzkosten höher sind als bei wwb als auch die Abnahmemenge der Niederspannungsebene nochmals geringer ist als bei wwb.

TWh	wwb		nEP	
	Σ	NE 7	Σ	NE 7
2010*	59,5	27,1	59,5	27,1
2035**	72 (+21%)	19,5 (-28%)	58,5 (-2%)	14 (-48%)
2050**	79 (+33%)	16,5 (-39%)	56,5 (-5%)	13 (-52%)

* Werte aus Vorgängerstudie, dabei keine Differenzierung nach Szenarien

** prozentuale Veränderung jeweils bezogen auf 2010er Werte

Tabelle 4.2: Entwicklung des Stromverbrauchs

In den Nachfrageszenarien wird insgesamt ein geringfügiges Bevölkerungswachstum erwartet, so dass der Rückgang der Nachfrage nach elektrischer Energie nicht durch eine Verringerung der Anzahl Haushalte, sondern durch effizientere Nutzung zu begründen ist. Insofern ist anzunehmen, dass entsprechend der Abnahmereduktion der gesamten Niederspannungsebene auch die Abnahmemenge des Haushaltsprofil „H4“ in gleicher Weise verändert wird und die Energiemenge bis 2050 um etwa 40% bzw. gut 50% bei wwb bzw. nEP abnimmt, so dass der durchschnittliche Stromverbrauch dann nicht mehr 4.500 kWh/a sondern nur noch 2.700 kWh/a bzw. ca. 2.200 kWh/a beträgt. Bestimmt man mit diesen reduzierten Abnahmemengen die sich entsprechend ergebenden jährlichen Netzkosten eines Niederspannungskunden, ist eine deutliche Reduktion der Mehrkosten im Vergleich zu 2010 zu erkennen (s. Bild 4.6). Insgesamt rücken die Kosten aller betrachteten Szenarienkombinationen vergleichsweise eng zusammen und liegen in einem Korridor zwischen knapp 500 und etwa 600 CHF, was im Mittel einer monatlichen Mehrbelastung von ca. 10 CHF im Vergleich zu 2010 entspricht.

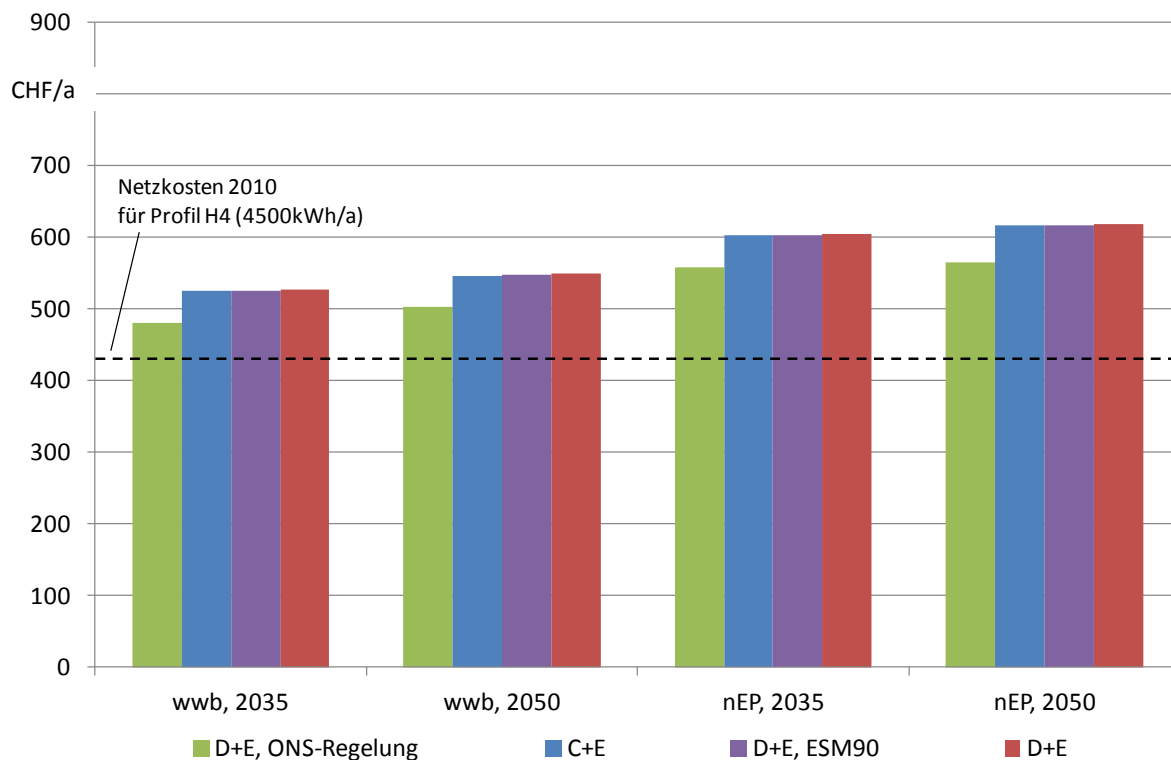


Bild 4.6: Entwicklung der jährlichen Netzkosten eines Haushalts (Profil H4) bei Berücksichtigung der Verbrauchsentwicklung, wenn Netzerweiterung nur zur Hälfte im Zuge altersbedingter Erneuerung erfolgen kann

5 Zusammenfassung

Aus den zuvor dargestellten Analysen ergeben sich folgende Erkenntnisse:

- Bei den dieser Studie zu Grunde gelegten Szenarien zur Entwicklung des Stromverbrauchs und insbesondere der Varianten zum Zuwachs der dezentralen Erzeugungen, der durch die Energiestrategie 2050 wesentlich größer ausfällt als bisher angenommen, ergibt sich ein wesentlicher größerer Netzausbaubedarf in den Verteilnetzen.
- Die Höhe des Netzausbaubedarfs in den Verteilnetzen hängt von zahlreichen Randbedingungen ab. Wesentlich sind:
 - Höhe der in dezentralen Erzeugungsanlagen installierten Leistung
 - Höhe der Last (Lastrückgang führt zu höherem Netzausbaubedarf, da Rückspeiseleistungen dann höher)
 - Räumliche Verteilung der Erzeugungsanlagen
 - Alter der Netzanlagen zum Zeitpunkt des Zubaus der Erzeugungsanlagen, das heißt Umfang des vorzeitigen Netzersatzes bzw. vorzeitiger Netzverstärkung
 - Praktische Randbedingungen bei Netzausbau und Netzverstärkung. (Z.B. können die Versorgungsbereiche/-radien von Umspannwerken nicht beliebig angepasst werden, da verfügbare Standorte sowie Möglichkeiten zur Anpassung von Leitungstrassen meist sehr begrenzt sind)
- Insofern können die Kosten für den Netzausbaubedarfs lediglich in einer relativ großen Bandbreite abgeschätzt werden.
- Die Bandbreite der hier quantifizierten Mehrkosten beträgt beispielsweise für das Szenario „Neue Energiepolitik“ im Jahr 2050 bei klassischem Netzausbau im Bereich von 10% bis 25% der heutigen Netzkosten.
- Neben klassischem Netzausbau stehen innovative Maßnahmen zur Verfügung, die geeignet sein können, die Mehrkosten zu dämpfen. Hier ist vor allem der Einsatz spannungsgegener Mittelspannungs-/Niederspannungs-Transformatoren zu nennen. Hierdurch lassen sich die Mehrkosten in den betroffenen Netzbereichen um etwa die Hälfte senken.
- Bezogen auf einen Haushaltskunden mit einem Verbrauch von 4500 kWh/a ergeben sich (bei Beibehaltung der heutigen Grundsätze zur Kostenwälzung) beispielsweise für das

Szenario „Neue Energiepolitik“ im Jahr 2050 Mehrkosten im Bereich von ca. 250-350 CHF/a.

- Berücksichtigt man die in den Nachfrageszenarien unterstellte effizientere Stromnutzung und geht somit davon aus, dass die Abnahmemenge eines Haushaltskunden von heute 4500 kWh/a bis 2050 um 40%-50% abnimmt, so ergeben sich für das Szenario „Neue Energiepolitik“ im Jahr 2050 für einen Haushaltskunden mit ca. 100-150 CHF/a deutlich geringere Mehrkosten.
- Die genannten Zahlenwerte sind als Durchschnittswerte für die Gesamtschweiz zu verstehen. Der Veränderungsbedarf kann bei einzelnen Netzbetreibern deutlich vom Durchschnitt abweichen.

Anhang

A Überblick über Entwicklung dezentraler Erzeugung im Vergleich zur Vorgängerstudie

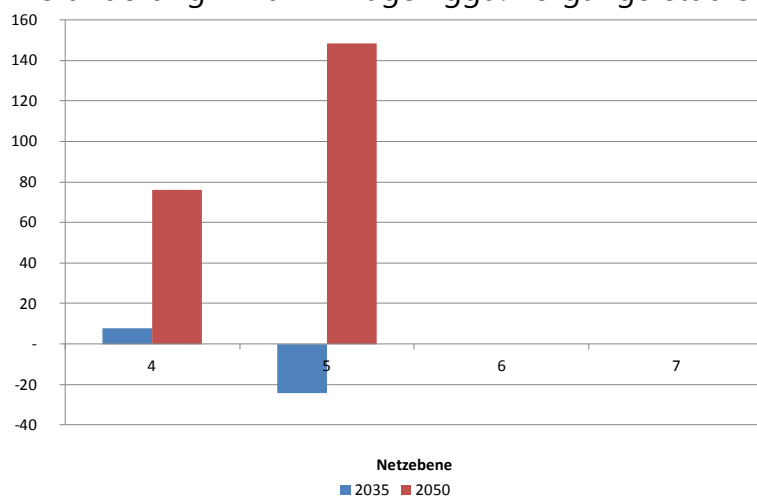
A.1 Wind

Wesentliche Änderungen gegenüber der Vorgängerstudie sind:

- Vorhandensein größerer Anlagen oder kleiner Windparks mit einer installierten Leistung von 10 MW je Anlage und Anschluss in NE 4
- Zunahme der Benutzungsstunden und erzeugten Energie

Damit ergibt sich insgesamt eine Zunahme der Anlagenzahlen und installierten Leistungen bei Windenergieanlagen.

Veränderung Anzahl Anlagen ggü. Vorgängerstudie



Vorgängerstudie:

Leistung je Anlage: 3 MW

Anzahl Anlagen: 343

Erzeugte Energie: 1,28 TWh/a

Bild A.1: Veränderung Anzahl Windenergieanlagen gegenüber Vorgängerstudie

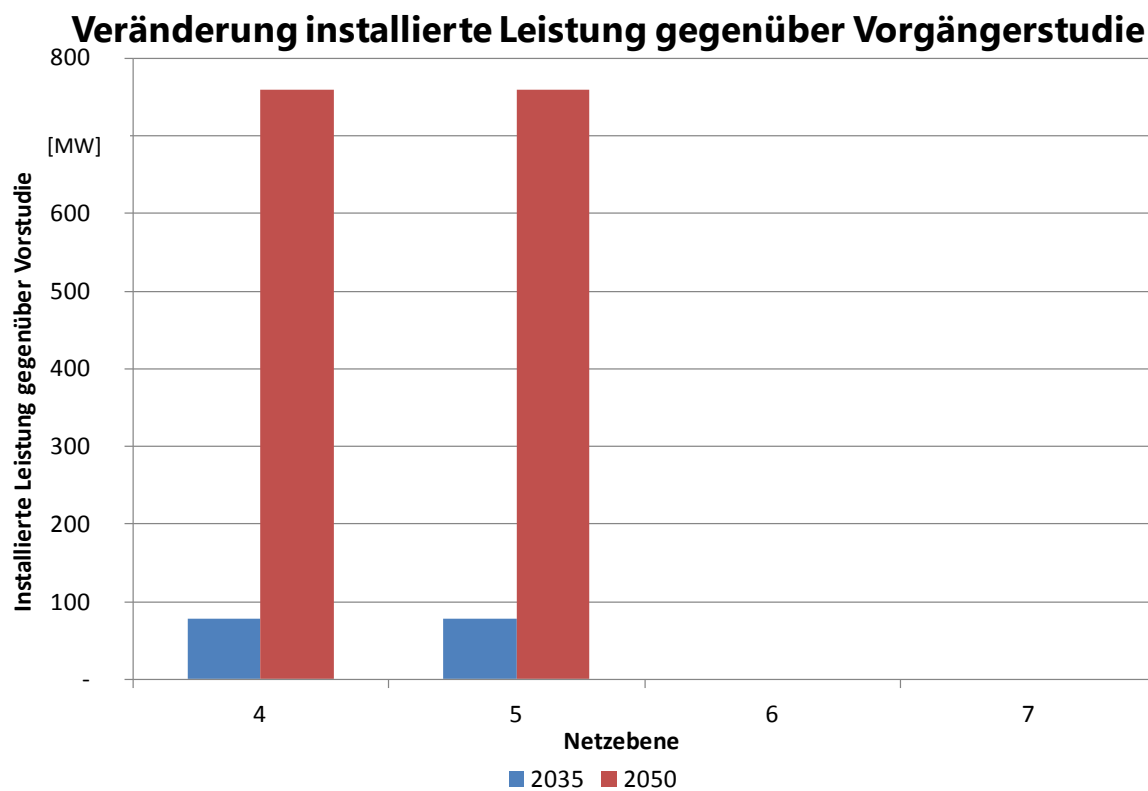


Bild A.2: *Veränderung installierte Leistung Windenergieanlagen gegenüber Vorgängerstudie*

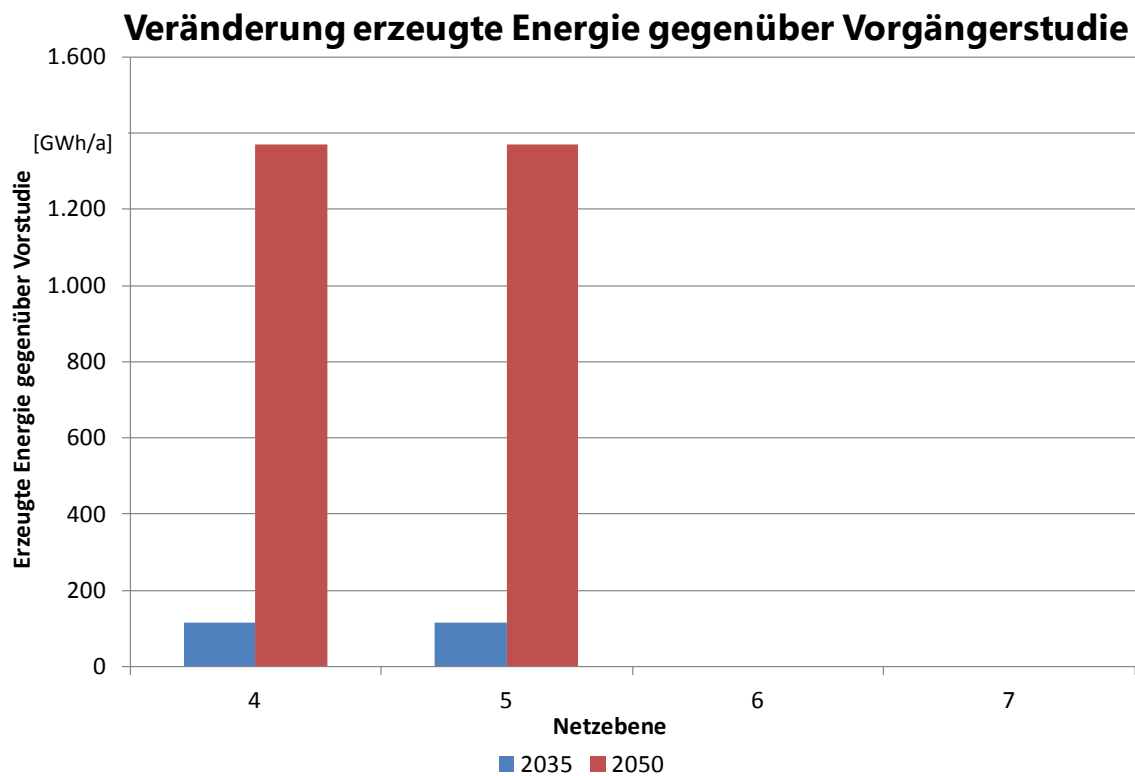


Bild A.3: Veränderung erzeugte Energie Windenergieanlagen gegenüber Vorgängerstudie

A.2 Photovoltaik

Wesentliche Änderungen gegenüber der Vorgängerstudie sind:

- Vorhandensein größerer Anlagen mit einer installierten Leistung von 3.000 kW je Anlage in der Mittelspannungsebene (Netzebene 5) (in der Vorgängerstudie sind lediglich kleine PV-Anlagen mit Anschluss in Netzebene 7 betrachtet worden)
- Veränderung der Benutzungsstunden und deutliche Zunahme der erzeugten Energie

Damit ergibt sich insgesamt ein starkes Wachstum der Anlagenzahlen und installierten Leistungen.

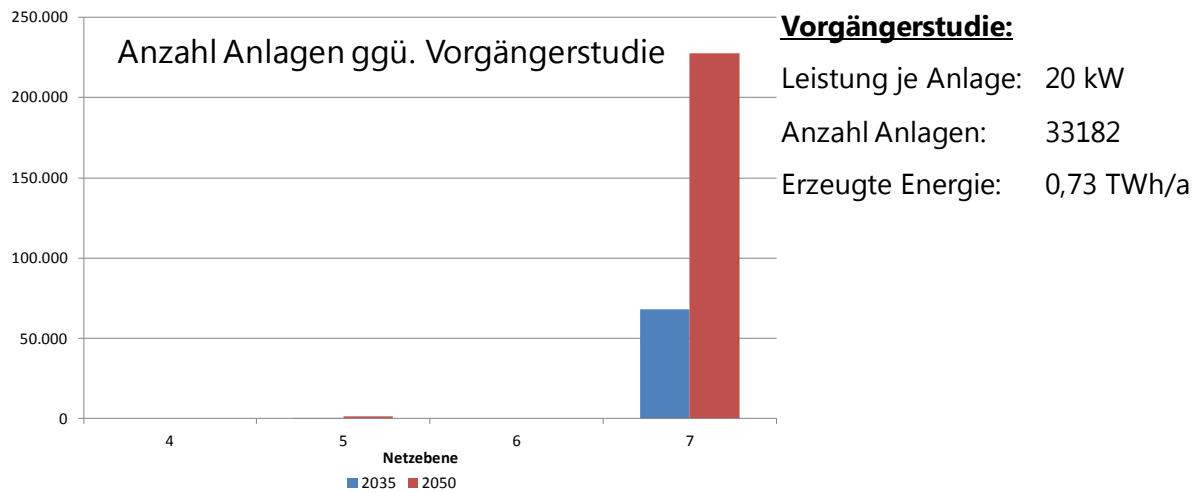


Bild A.4: Veränderung Anzahl PV-Anlagen gegenüber Vorgängerstudie

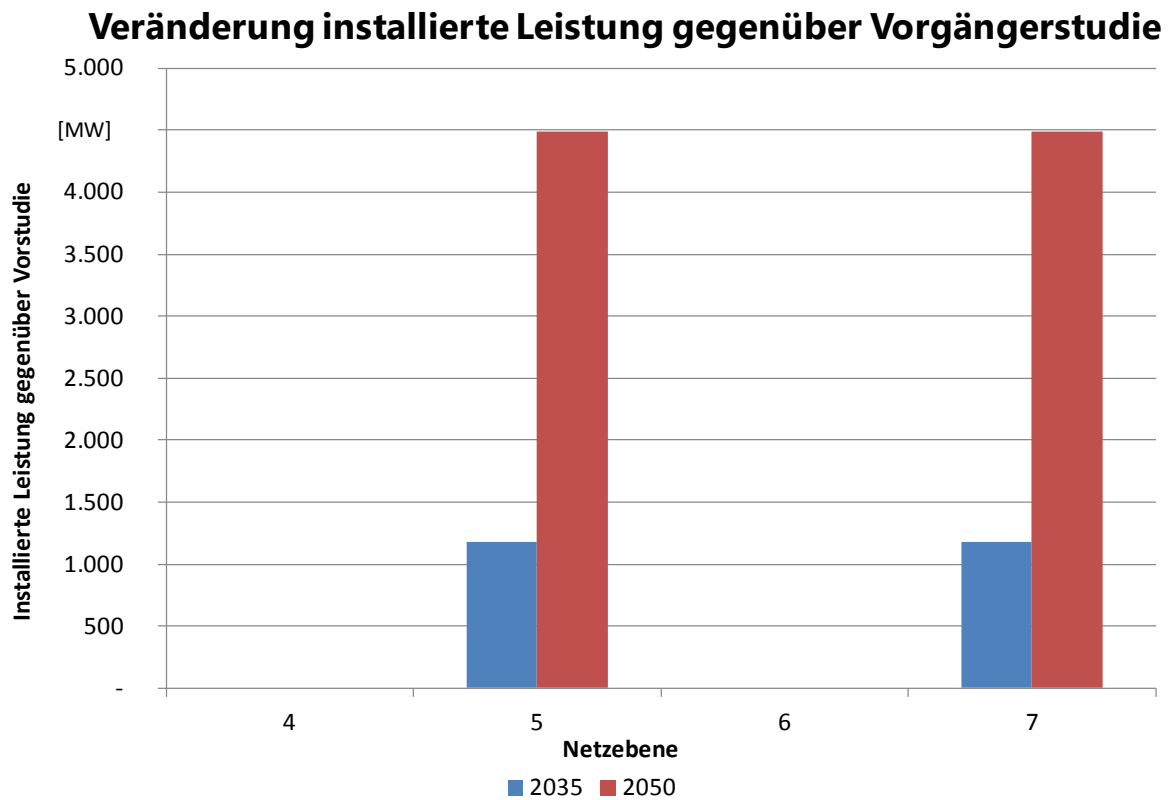


Bild A.5: Veränderung installierte Leistung PV-Anlagen gegenüber Vorgängerstudie

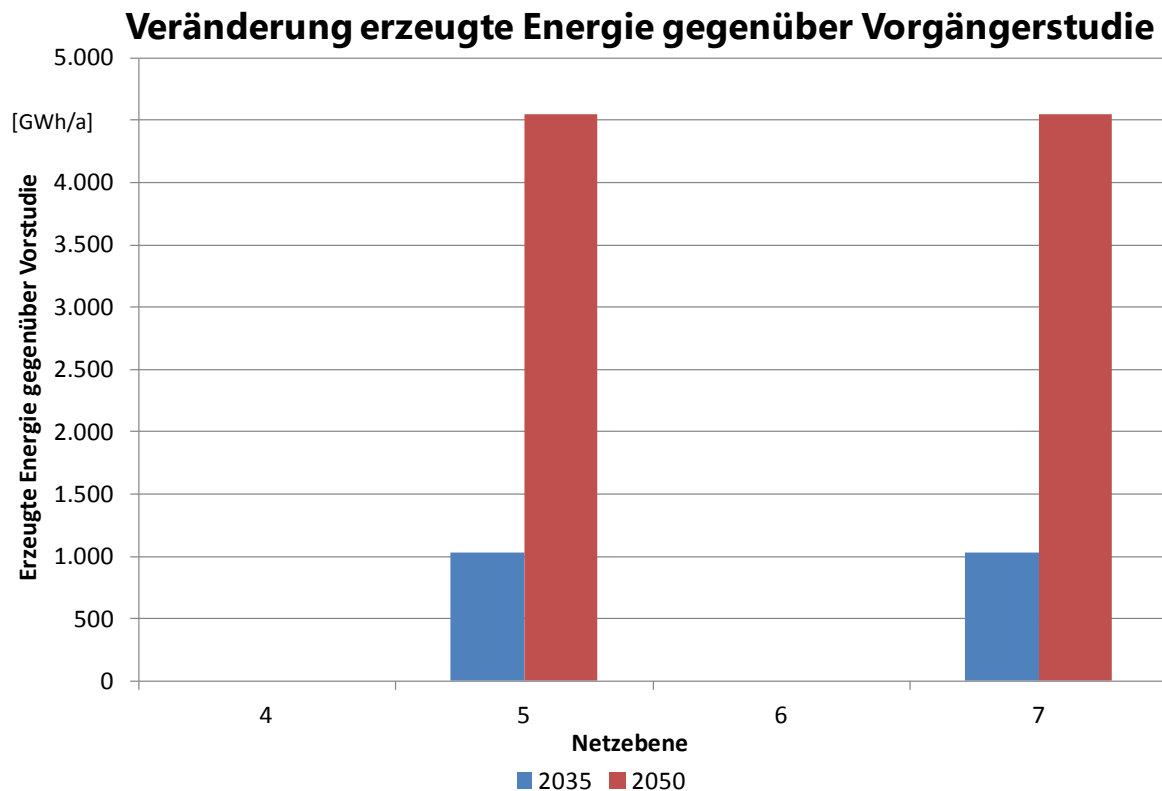


Bild A.6: Veränderung erzeugte Energie PV-Anlagen gegenüber Vorgängerstudie

A.3 Wärme-Kraft-Kopplung

Der WKK-Erzeugungspark wurde auf Basis der vom BFE zur Verfügung gestellten Daten zu Größenklassen und installierten Leistungen geändert. Wesentliche Änderungen gegenüber der Vorgängerstudie sind:

- Ein Teil der bisherigen Netzebene 6 Anlagen werden den Netzebenen 5 und 7 zugeordnet, dies betrifft
 - BHKW 4
 - Mikrogastrubine II
- Veränderungen des Anlagenbestandes
 - Betrachtungszeitpunkt 2035: keine Änderungen
 - Betrachtungszeitpunkt 2050: Anlagenzubau in Netzebene 5: 752 Anlagen vom Typ BHKW V (1 MW/Anlage)

Fossil: BHKW				
Anlagentyp*	Anzahl**	Netzebene	Leistung [kW]	Benutzungsstunden
BHKW I	6.131	7	10	3.750
BHKW II	6.453	7	50	3.750
BHKW III	2.538	7	100	4.150
BHKW IV	1.062	6	400	4.300
BHKW V	589	5	1.000	4.500

Tabelle A.1: Veränderungen BHKWs gegenüber Vorstudie (gelb: neu zugeordnet, rot: neue Anlagen)

Fossil: Mikrogas				
Anlagentyp*	Anzahl**	Netzebene	Leistung [kW]	Benutzungsstunden
Stirlingmotor	4.388	7	25	3.750
Mikrogasturbine I	2.538	7	100	4.100
Mikrogasturbine II	1.176	6	250	4300
Fossil: Brennstoffzelle				
Brennstoffzelle I	5.808	7	5	3.750
Brennstoffzelle II	2.538	7	100	4.100
Brennstoffzelle III	1.176	6	250	4.300

Tabelle A.2: Veränderungen übrige WKK-Erzeugung gegenüber Vorstudie (gelb: neu zugeordnet)

B Detailergebnisse Netzmengenveränderung

B.1 Szenario „weiter wie bisher“, Zeitpunkt 2035, Angebotsvariante D+E

B.1.1 Klassischer Netzausbau

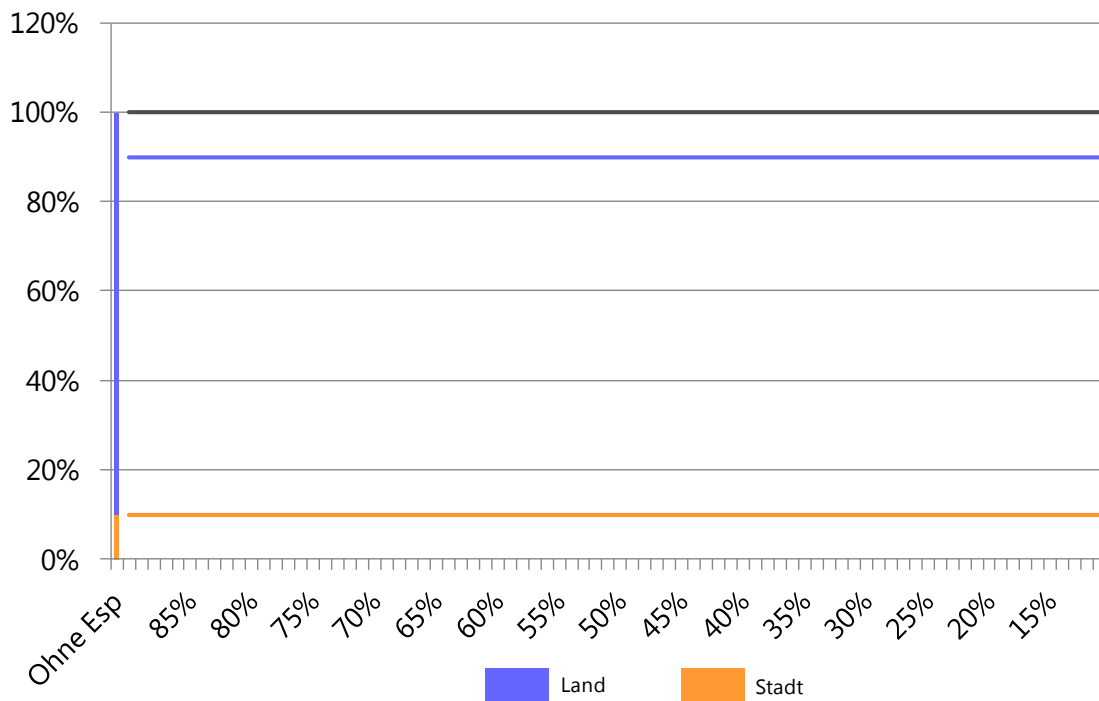


Bild B.1: Netzmengenveränderung Netzebene 7 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads

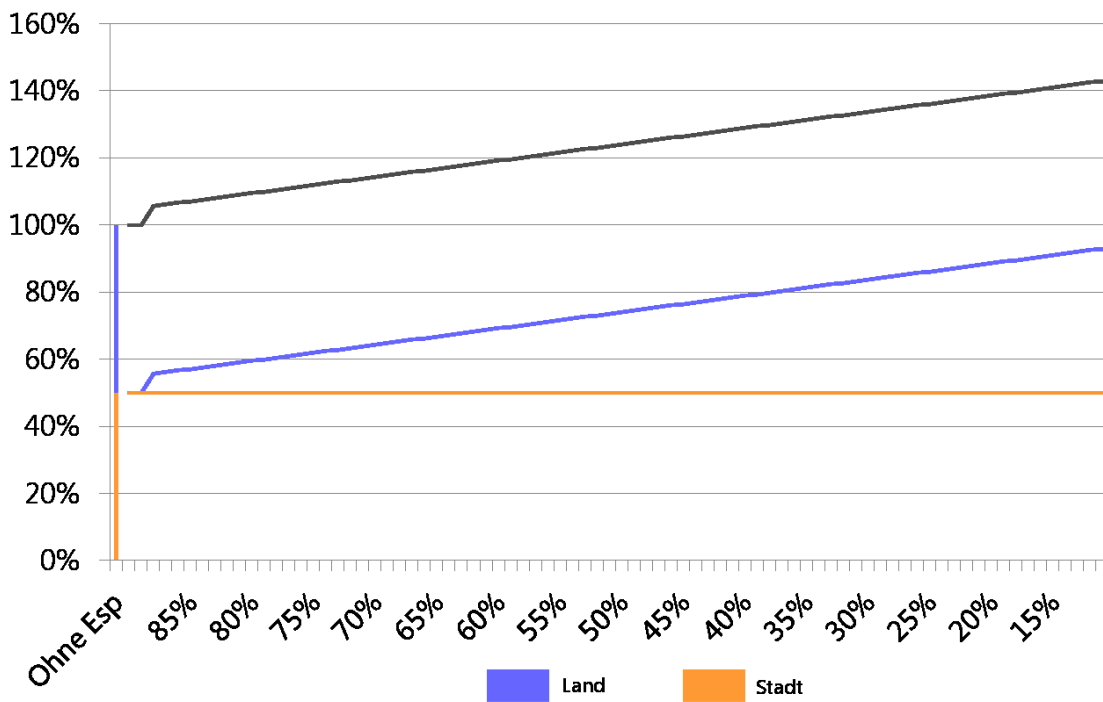


Bild B.2: Netzmengenveränderung Netzebene 6 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads

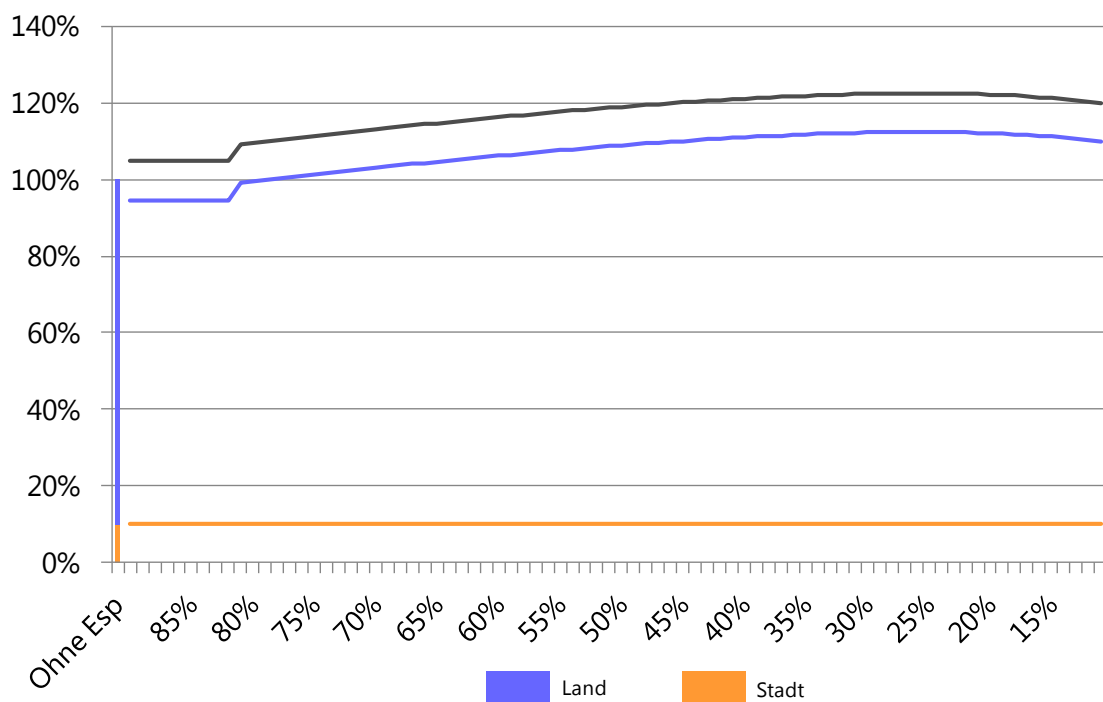


Bild B.3: Netzmengenveränderung Netzebene 5 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads

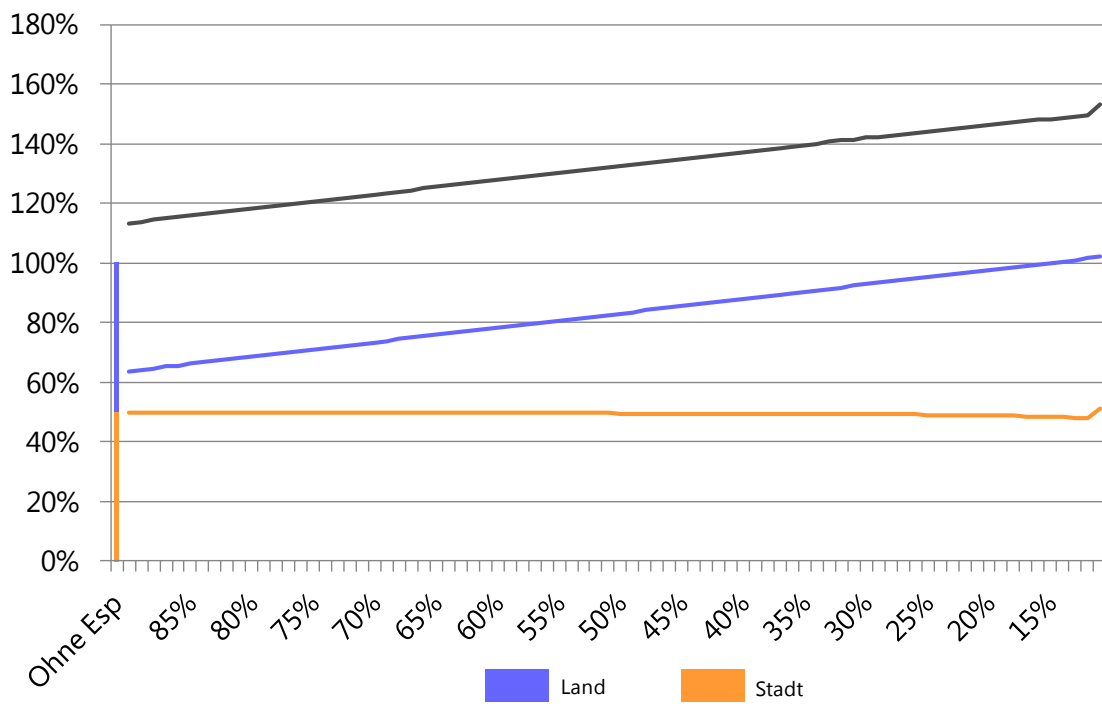


Bild B.4: Netzmengenveränderung Netzebene 4 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads

B.1.2 Innovativer Netzausbau

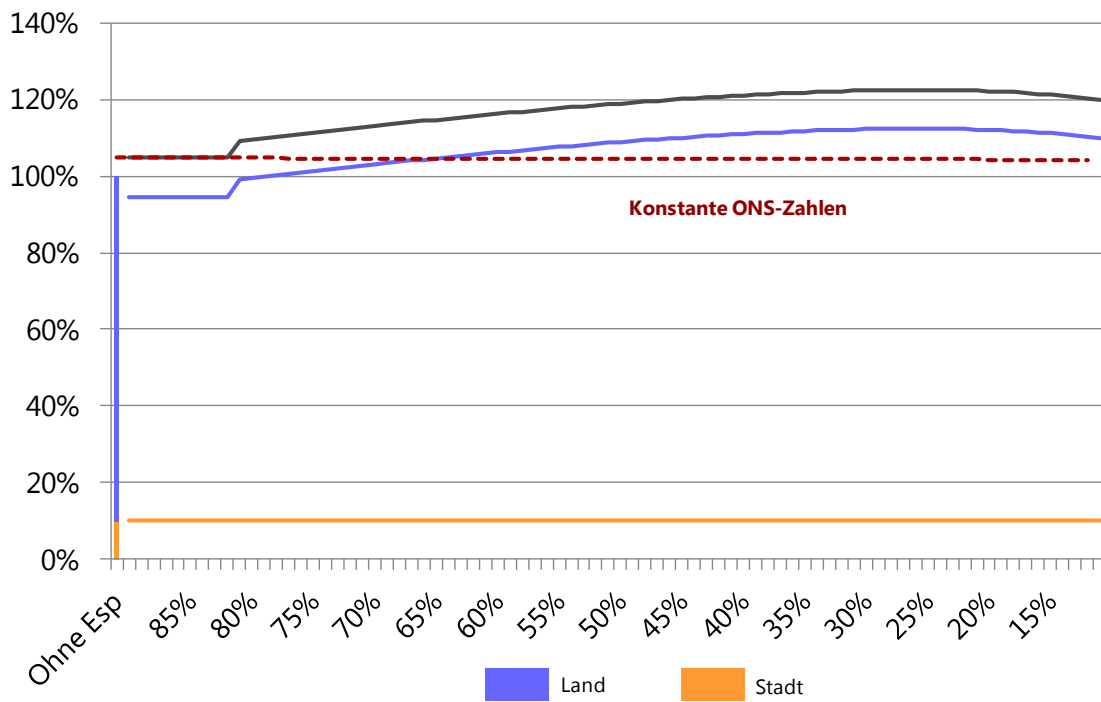


Bild B.5: Netzmengenveränderung Netzebene 5 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads bei ONS-Spannungsregelung

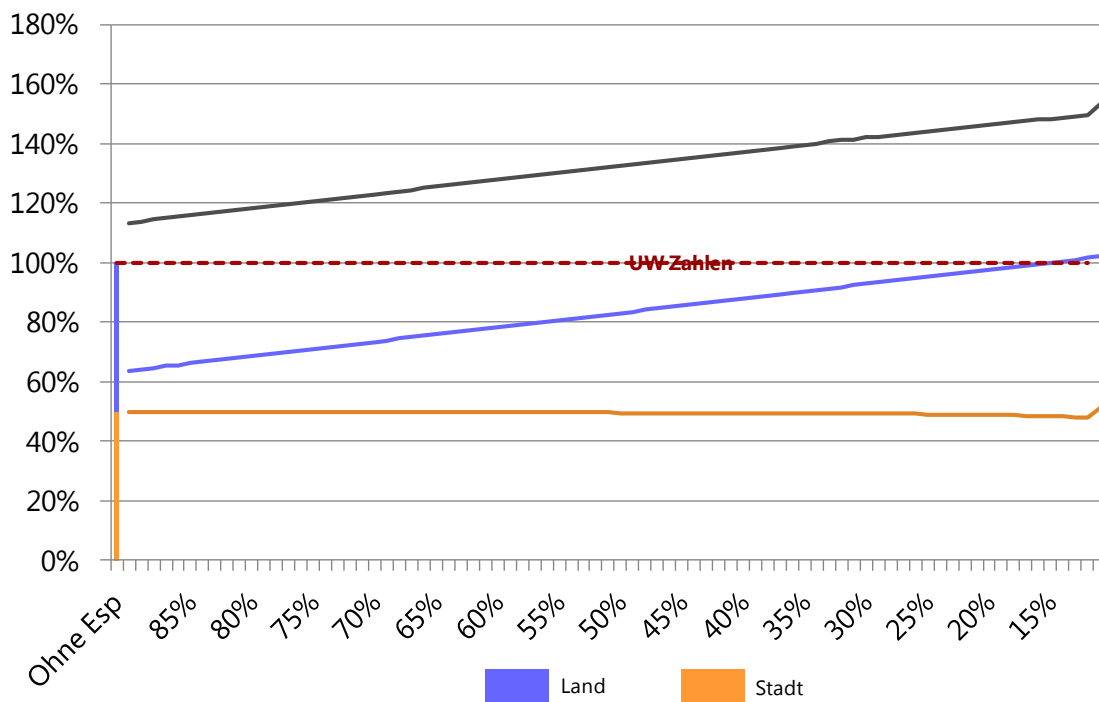


Bild B.6: Netzmengenveränderung Netzebene 4 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads bei erweiterter UW-Spannungsregelung

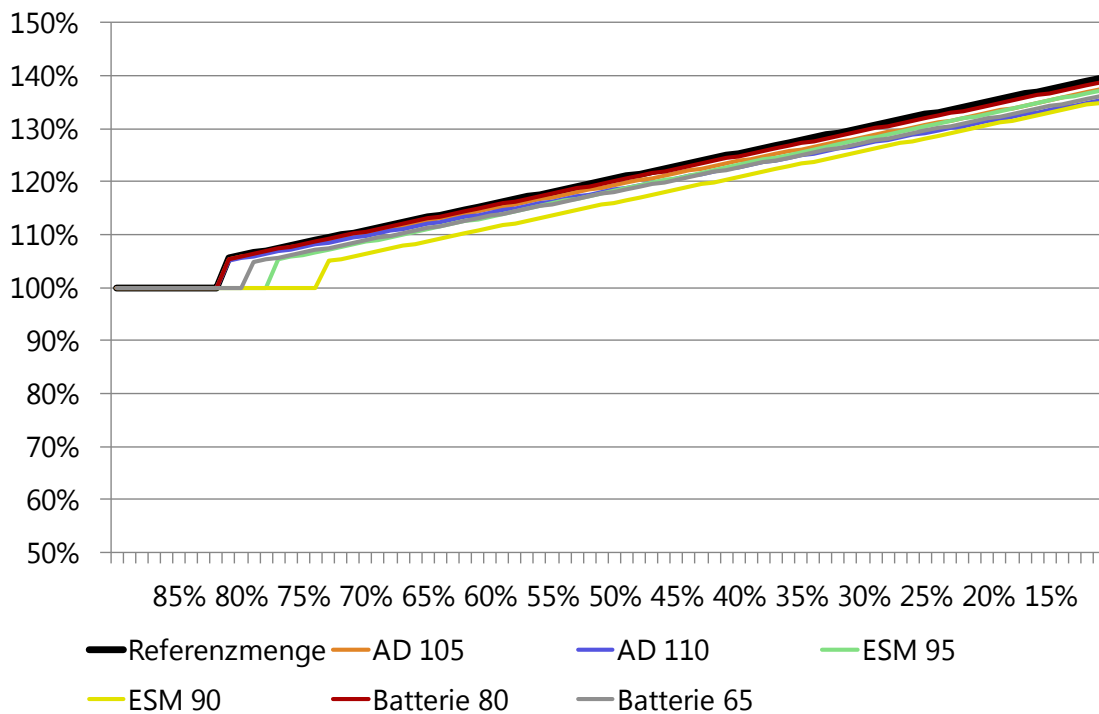


Bild B.7: Netzmengenveränderung Netzebene 6 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads bei übrigen betrachteten Maßnahmen

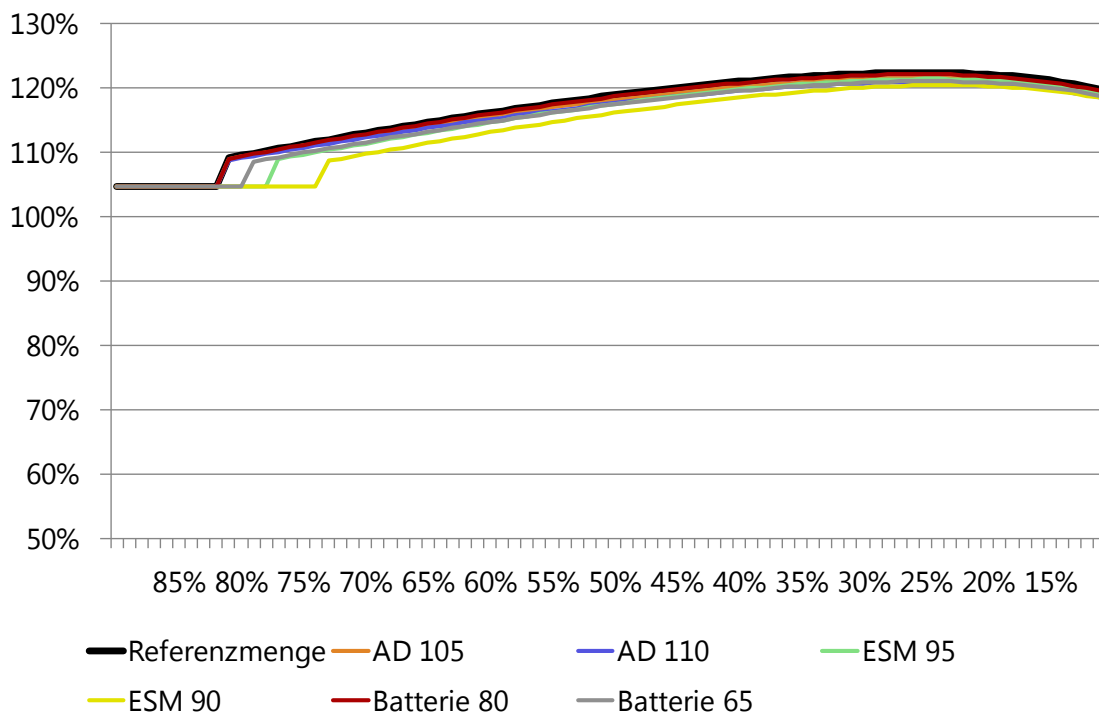


Bild B.8: Netzmengenveränderung Netzebene 5 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads bei übrigen betrachteten Maßnahmen

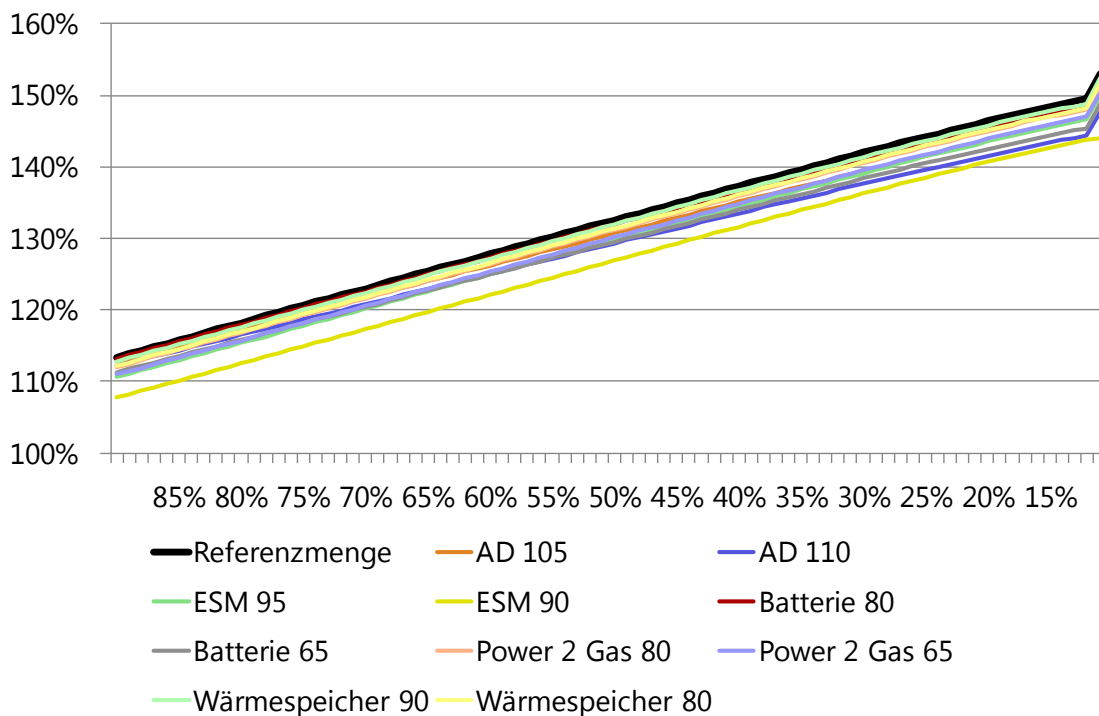


Bild B.9: Netzmengenveränderung Netzebene 4 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads bei übrigen betrachteten Maßnahmen

B.2 Szenario „neue Energiepolitik“, Zeitpunkt 2035, Angebotsvariante D+E

B.2.1 Klassischer Netzausbau

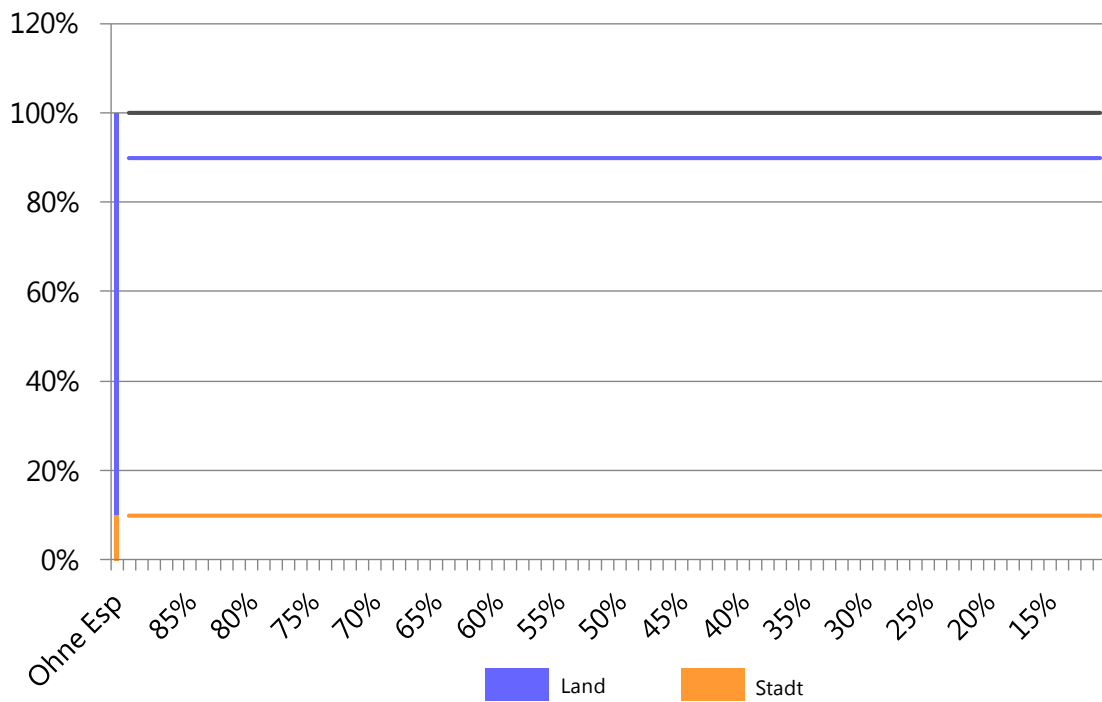


Bild B.10: Netzmengenveränderung Netzebene 7 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads

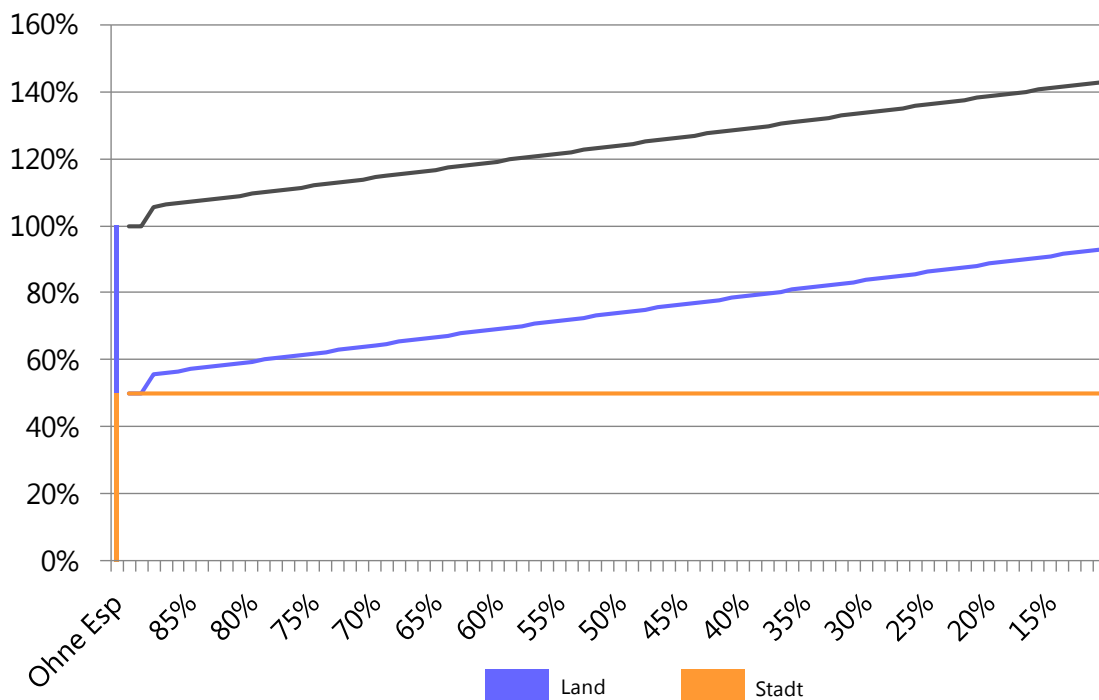


Bild B.11: Netzmengenveränderung Netzebene 6 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads

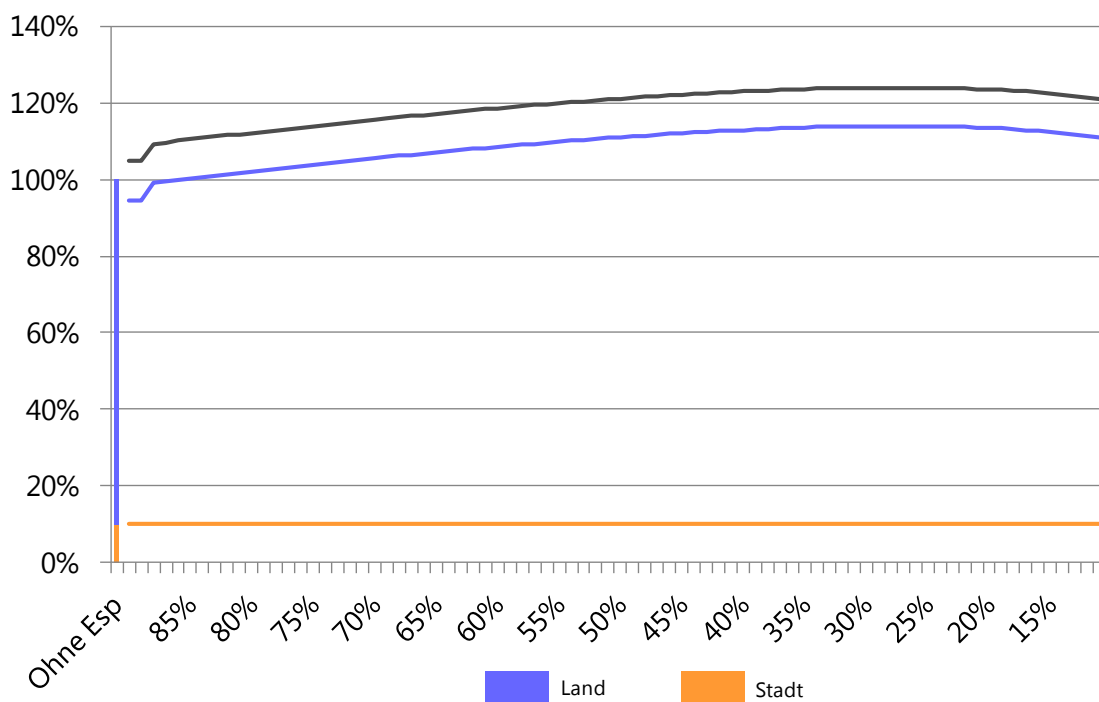


Bild B.12: Netzmengenveränderung Netzebene 5 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads

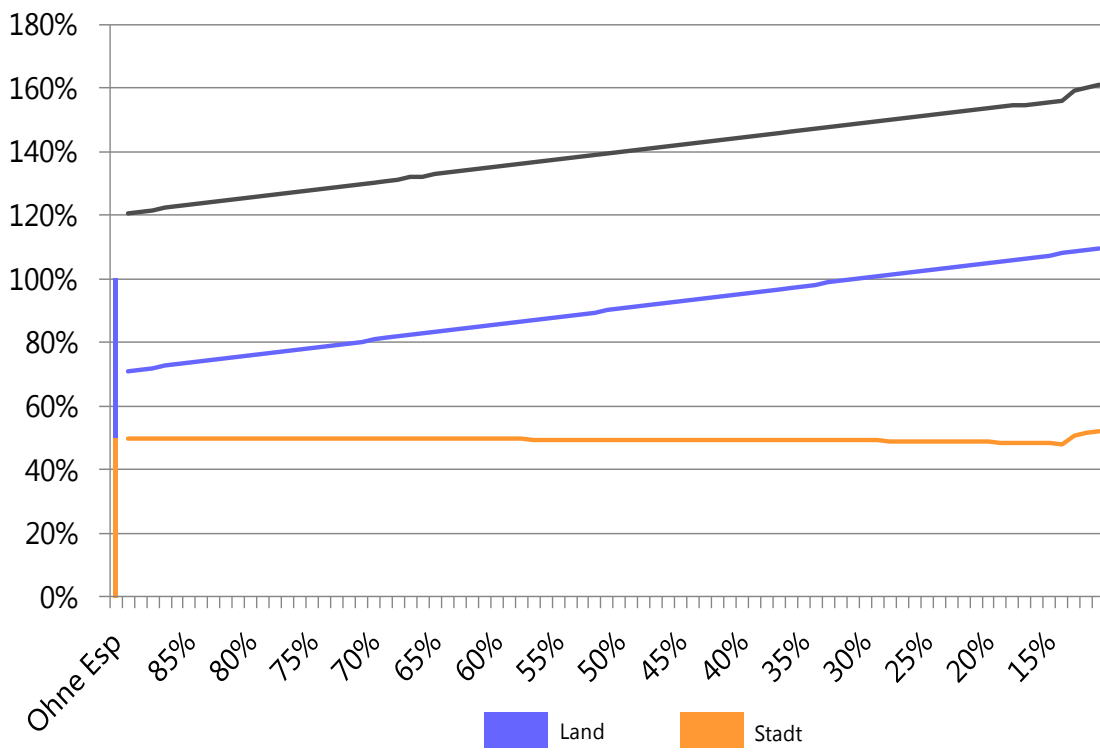


Bild B.13: Netzmengenveränderung Netzebene 4 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads

B.2.2 Innovativer Netzausbau

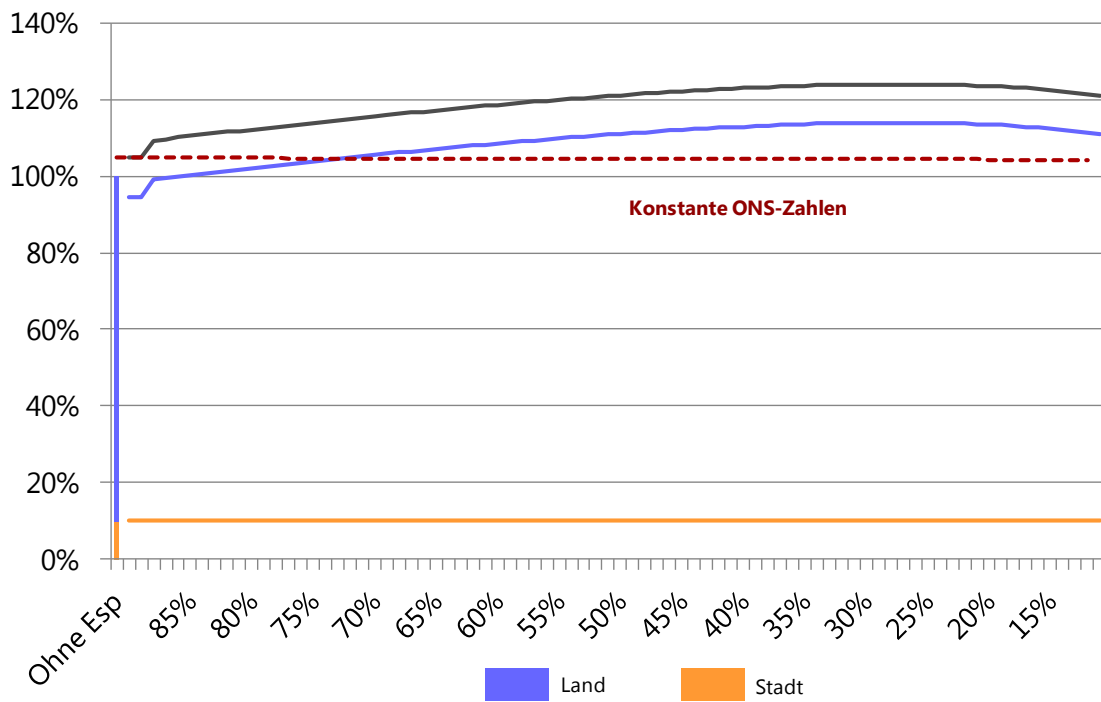


Bild B.14: Netzmengenveränderung Netzebene 5 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads bei ONS-Spannungsregelung

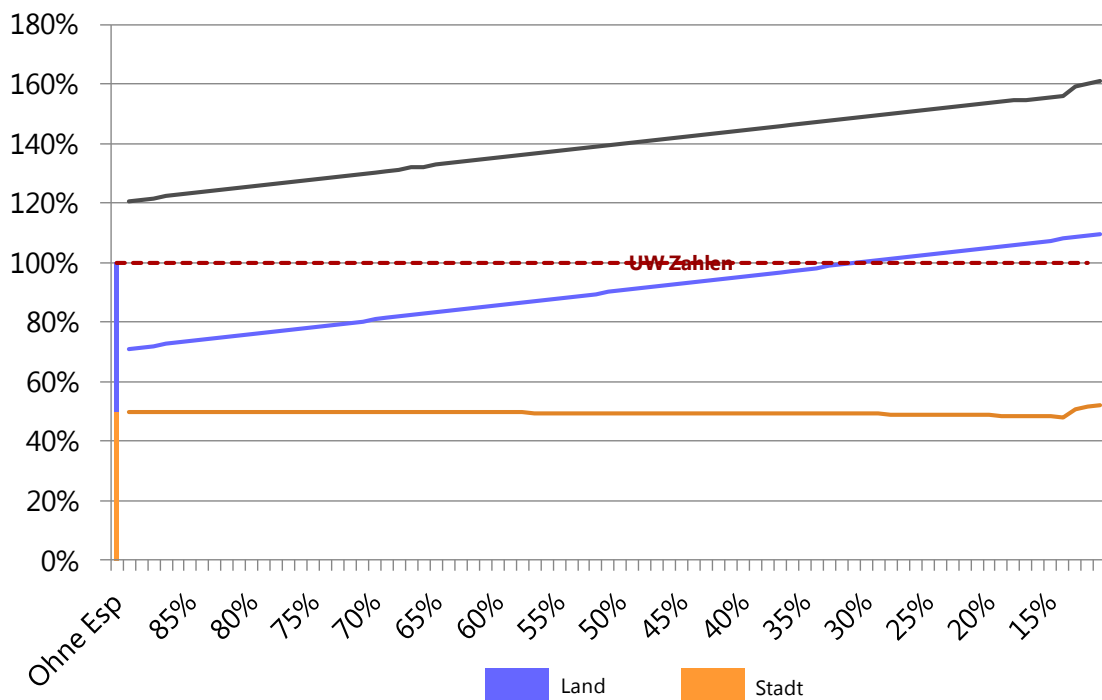


Bild B.15: Netzmengenveränderung Netzebene 4 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads bei erweiterter UW-Spannungsregelung

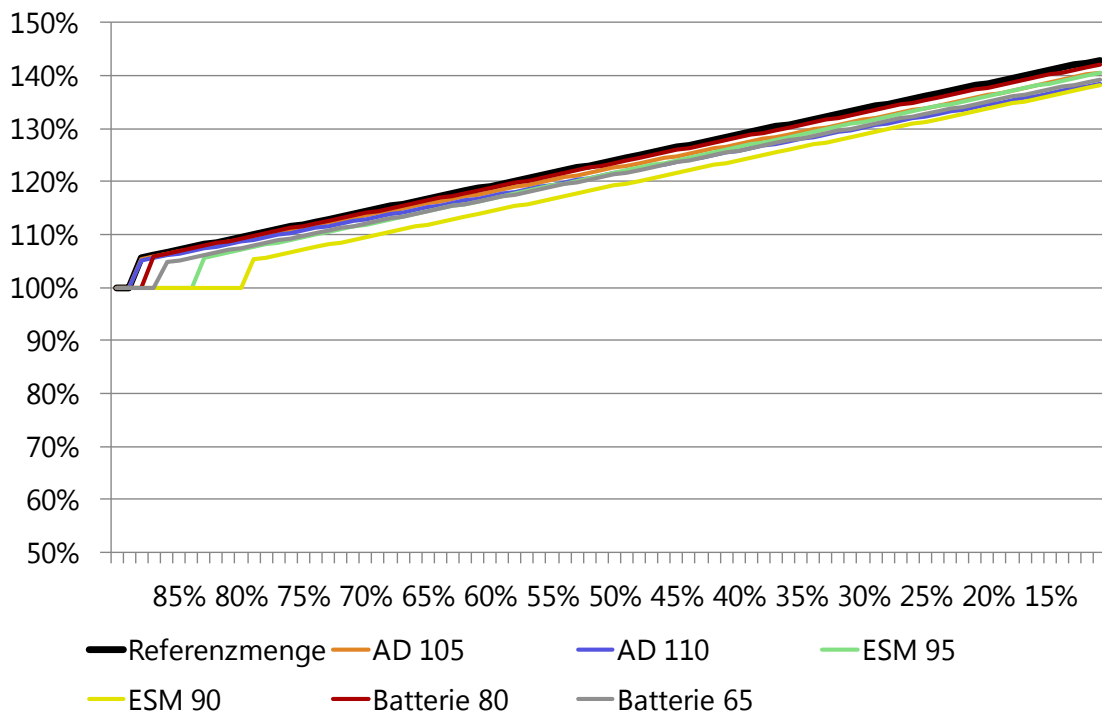


Bild B.16: Netzmengenveränderung Netzebene 6 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads bei übrigen betrachteten Maßnahmen

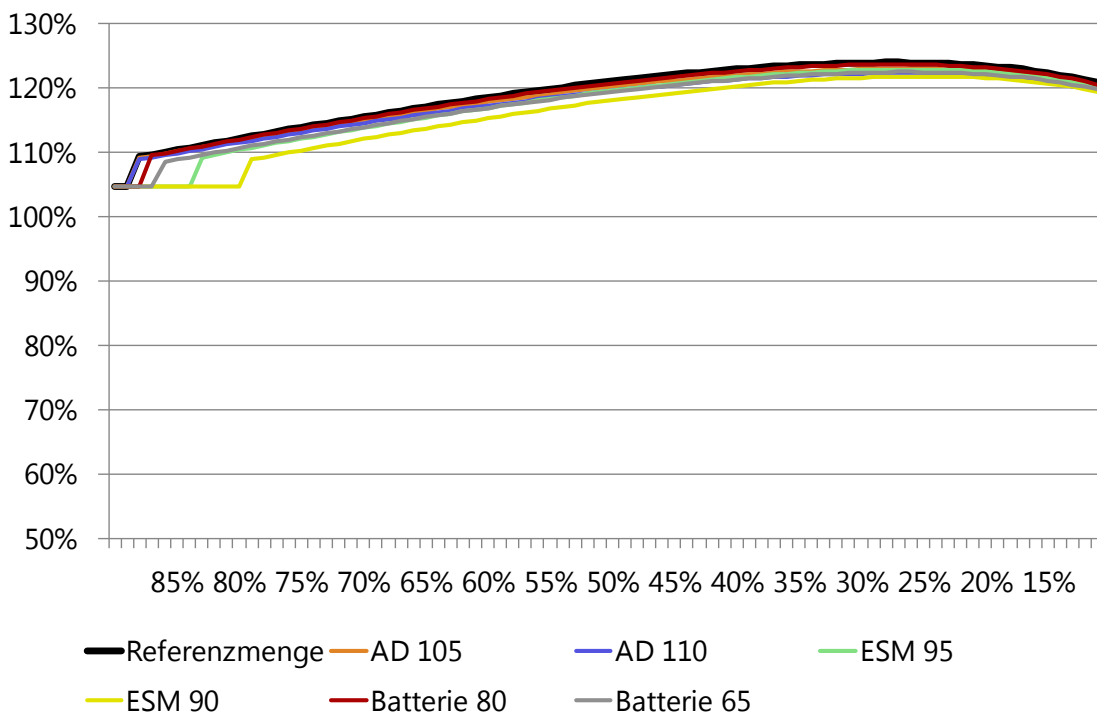


Bild B.17: Netzmengenveränderung Netzebene 5 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads bei übrigen betrachteten Maßnahmen

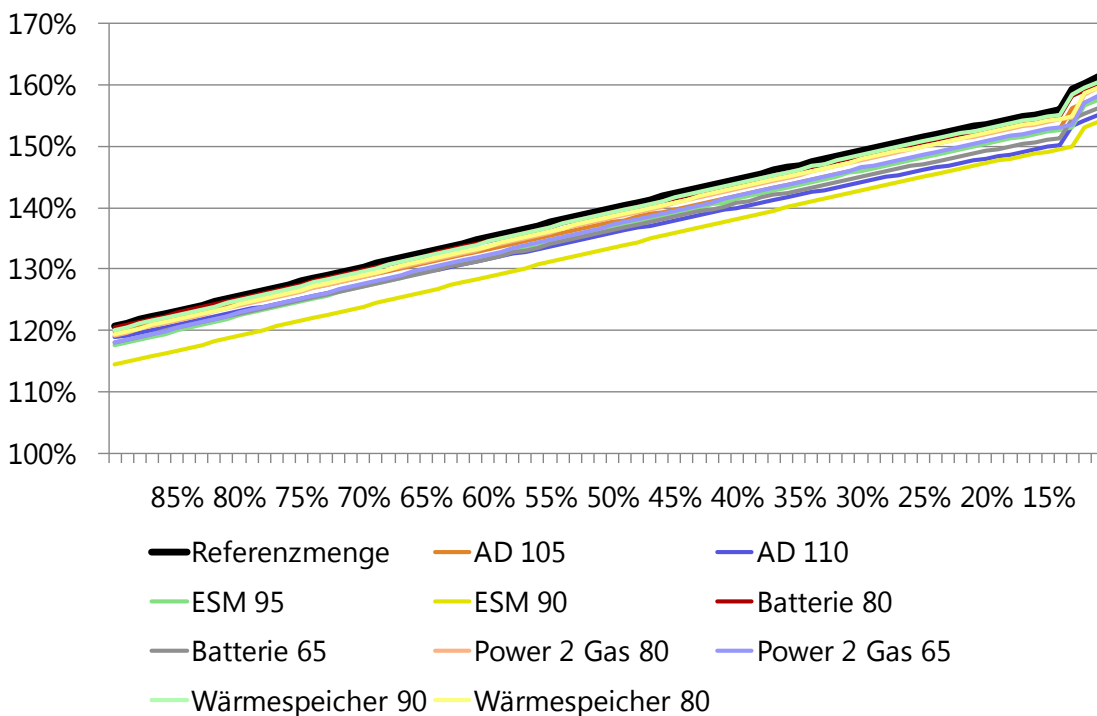


Bild B.18: Netzmengenveränderung Netzebene 4 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads bei übrigen betrachteten Maßnahmen

B.3 Szenario „weiter wie bisher“, Zeitpunkt 2050, Angebotsvariante D+E

B.3.1 Klassischer Netzausbau

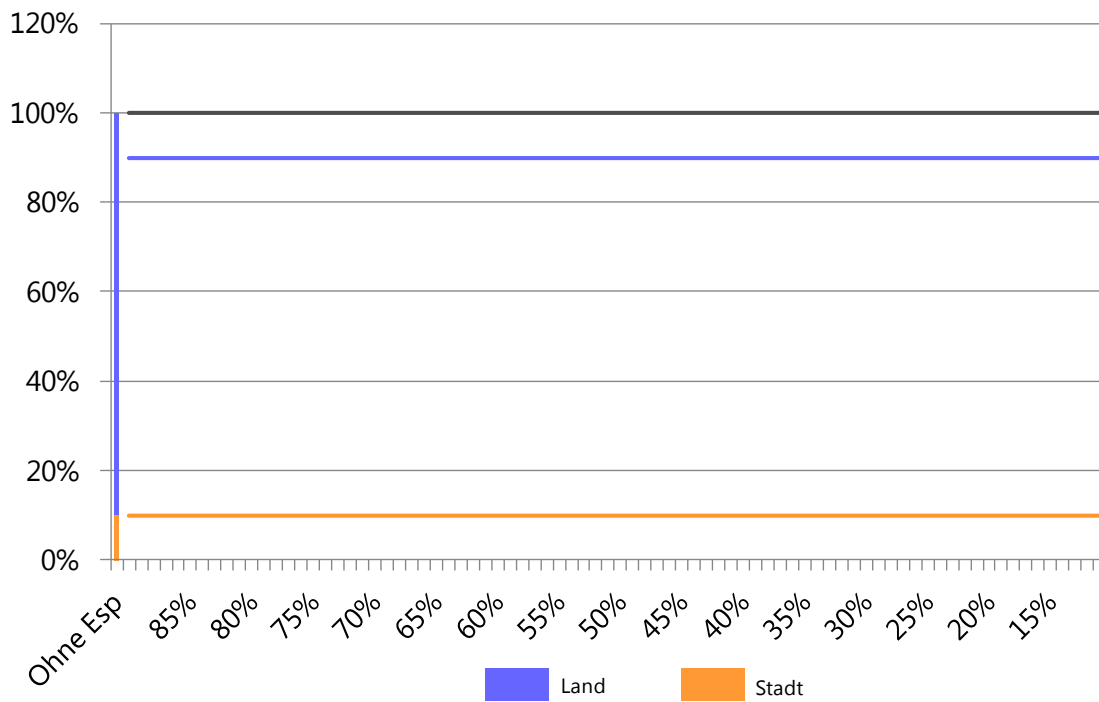


Bild B.19: Netzmengenveränderung Netzebene 7 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads

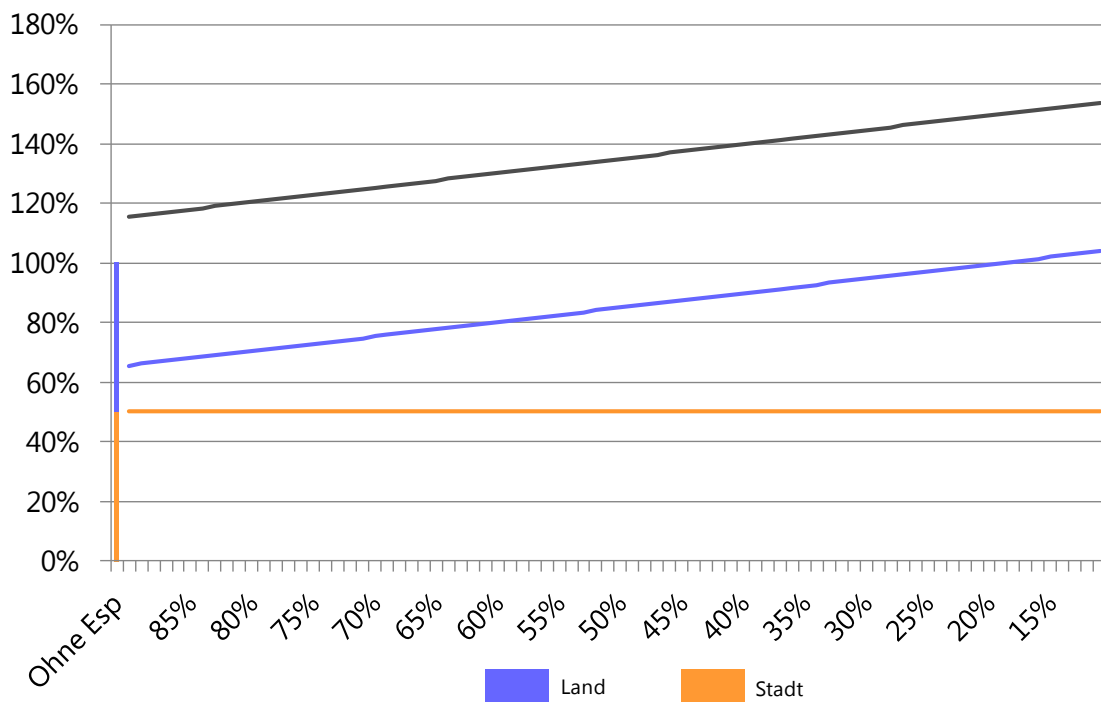


Bild B.20: Netzmengenveränderung Netzebene 6 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads

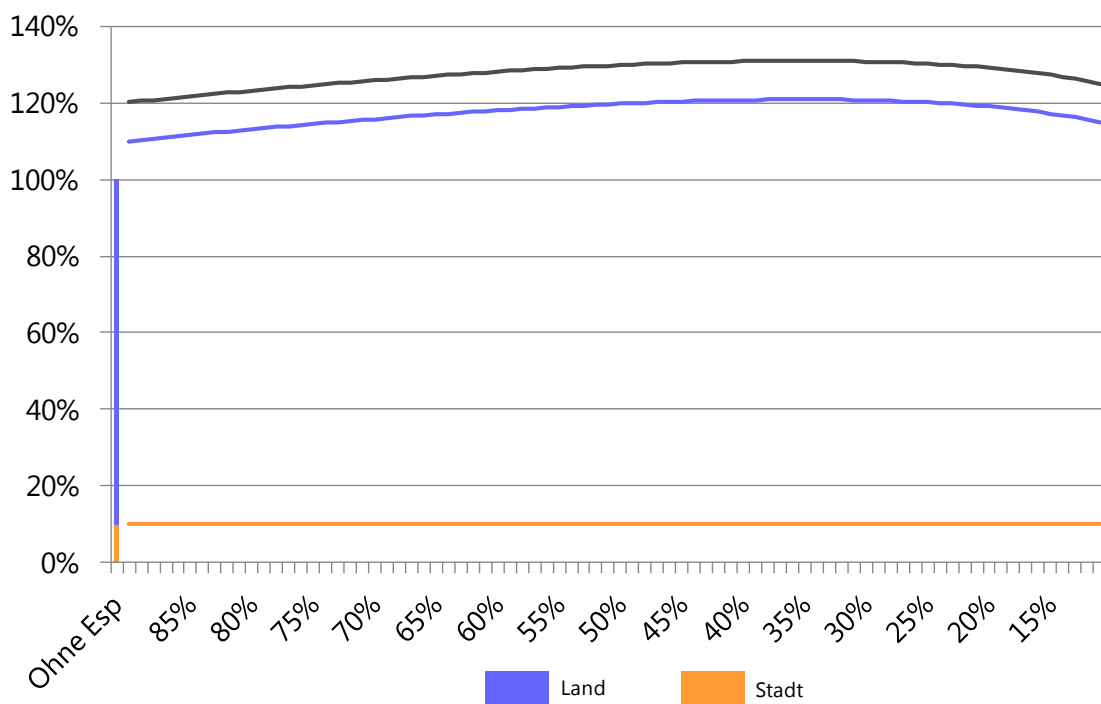


Bild B.21: Netzmengenveränderung Netzebene 5 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads

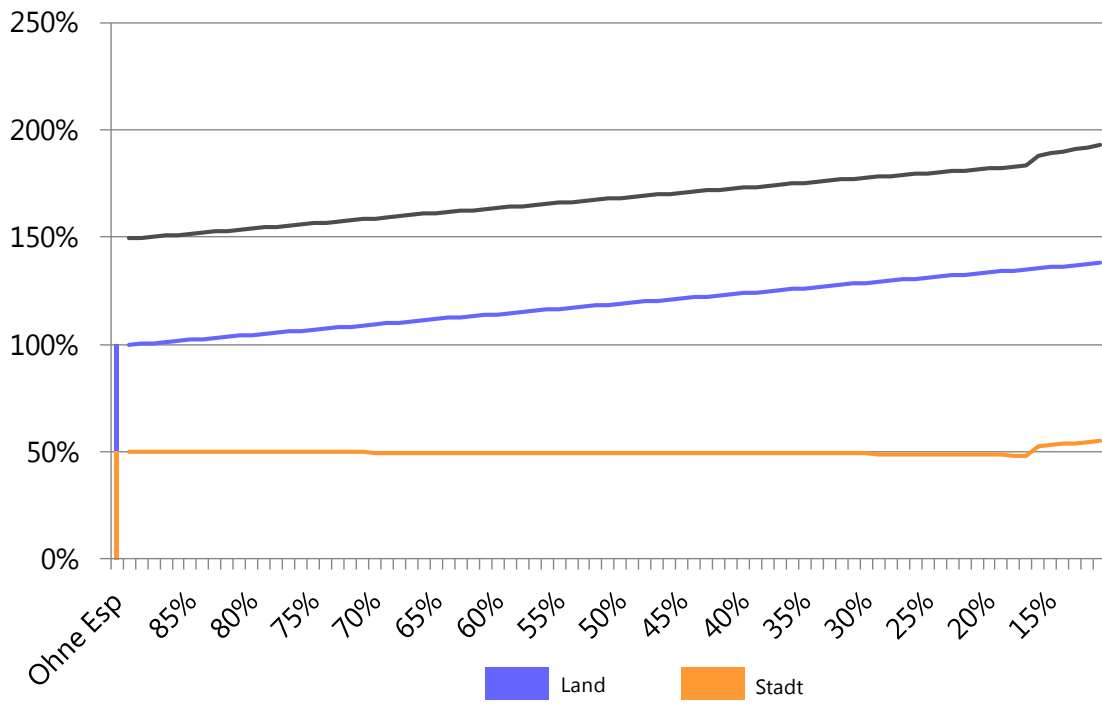


Bild B.22: Netzmengenveränderung Netzebene 4 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads

B.3.2 Innovativer Netzausbau

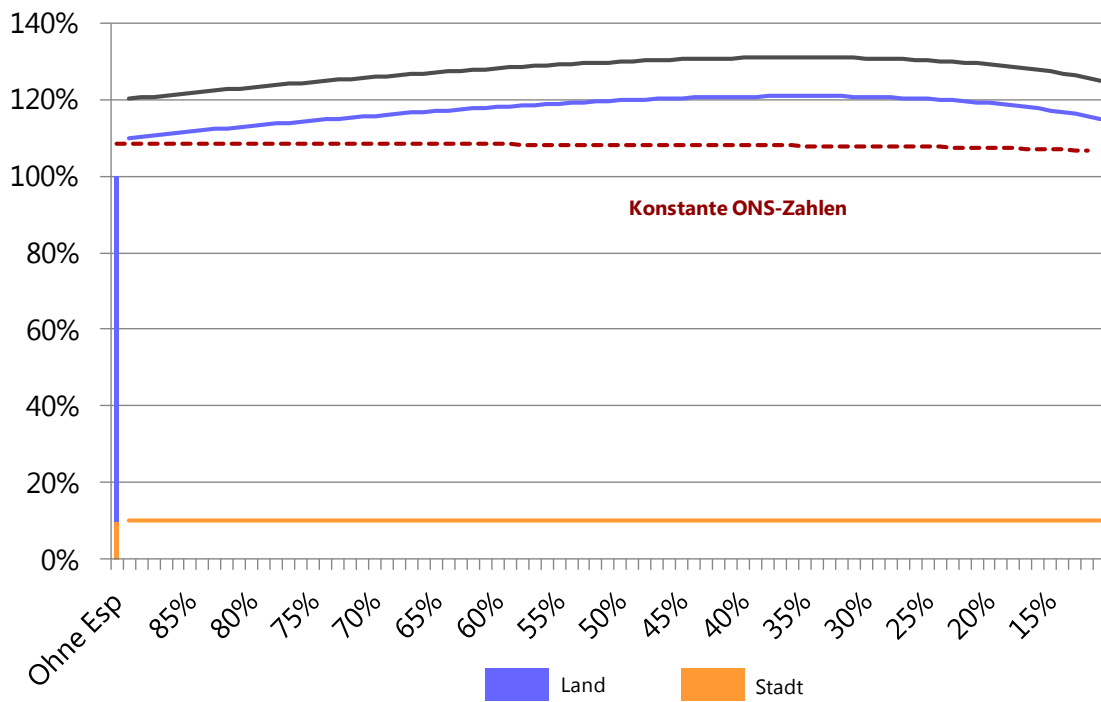


Bild B.23: Netzmengenveränderung Netzebene 5 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads bei ONS-Spannungsregelung

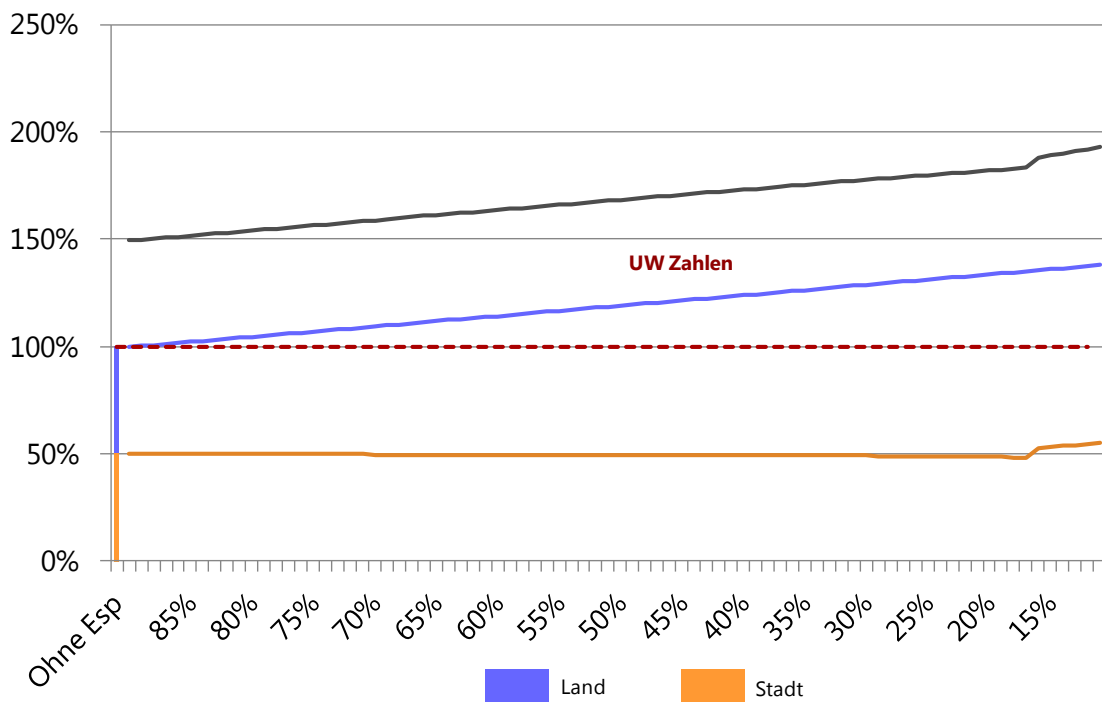


Bild B.24: Netzmengenveränderung Netzebene 4 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads bei erweiterter UW-Spannungsregelung

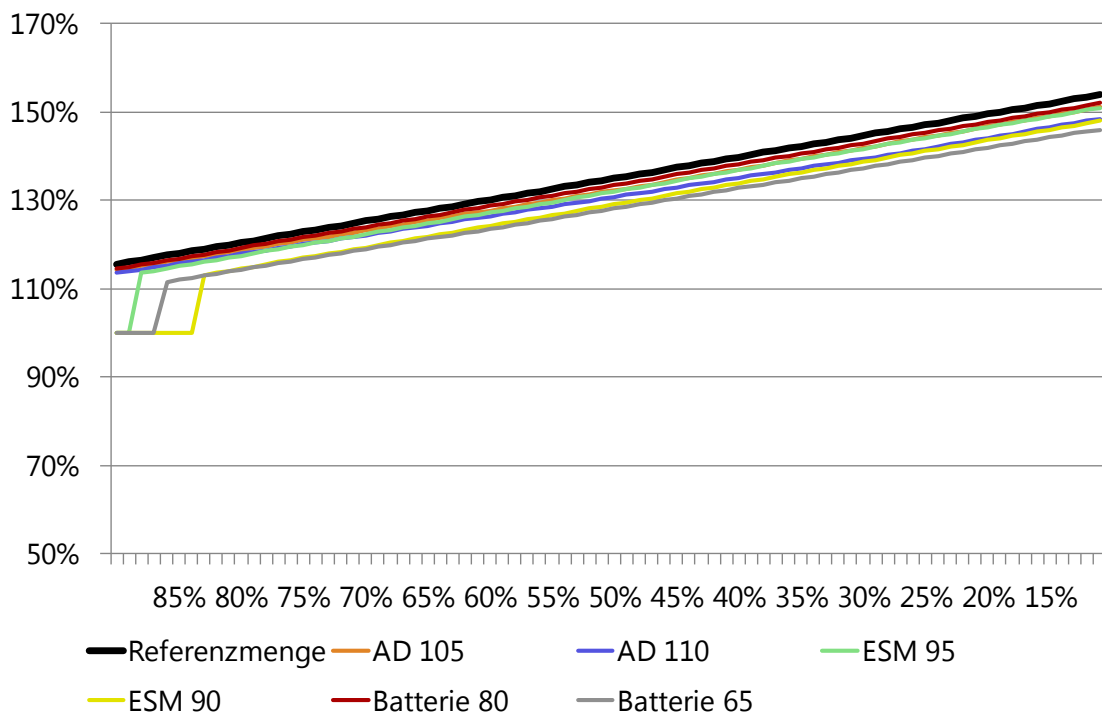


Bild B.25: Netzmengenveränderung Netzebene 6 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads bei übrigen betrachteten Maßnahmen

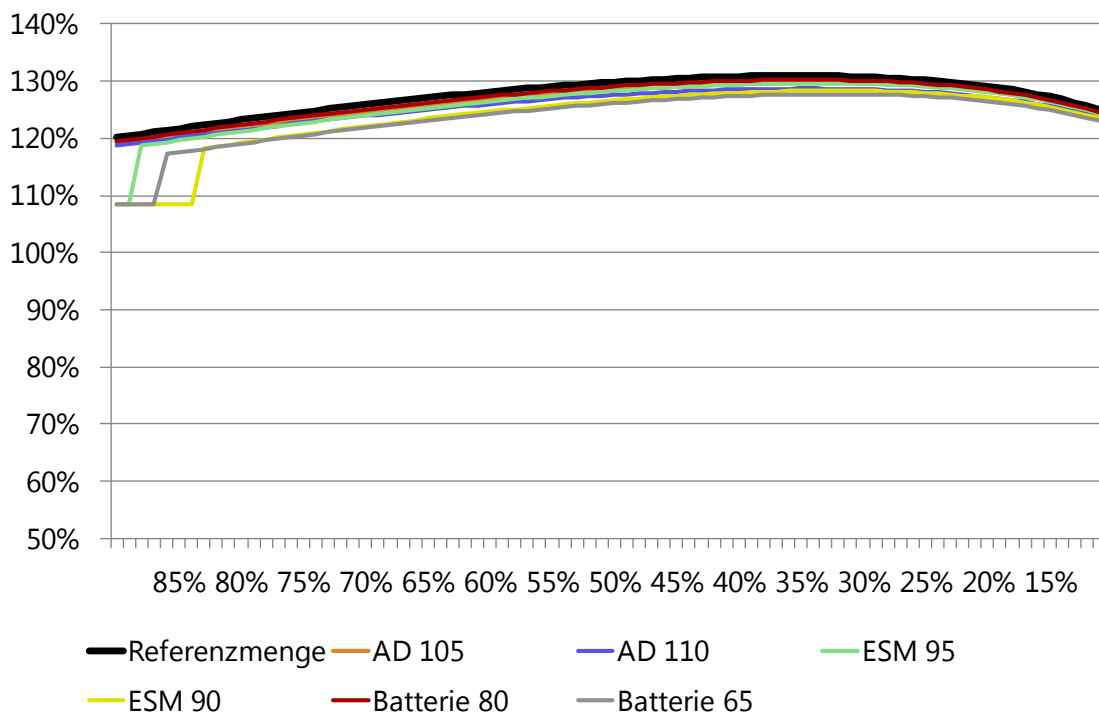


Bild B.26: Netzmengenveränderung Netzebene 5 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads bei übrigen betrachteten Maßnahmen

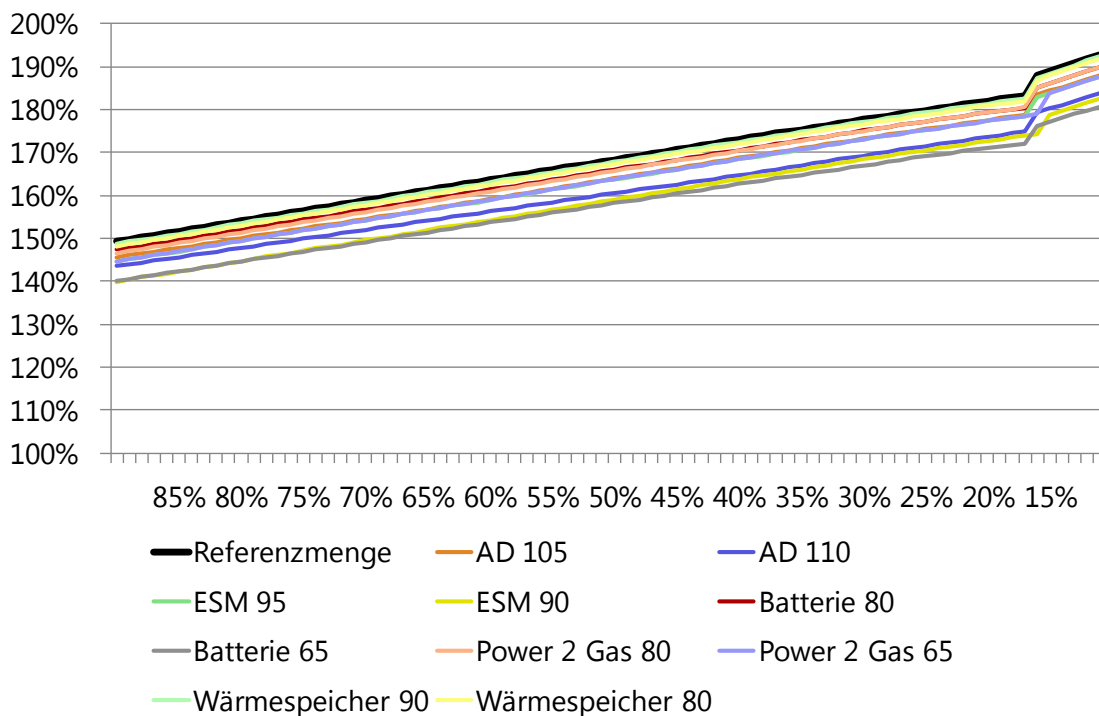


Bild B.27: Netzmengenveränderung Netzebene 4 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads bei übrigen betrachteten Maßnahmen

B.4 Szenario „neue Energiepolitik“, Zeitpunkt 2050, Angebotsvariante D+E

Siehe Hauptteil des Berichts, Abschnitt 3.3

B.5 Szenario „weiter wie bisher“, Zeitpunkt 2035, Angebotsvariante C+E

B.5.1 Klassischer Netzausbau

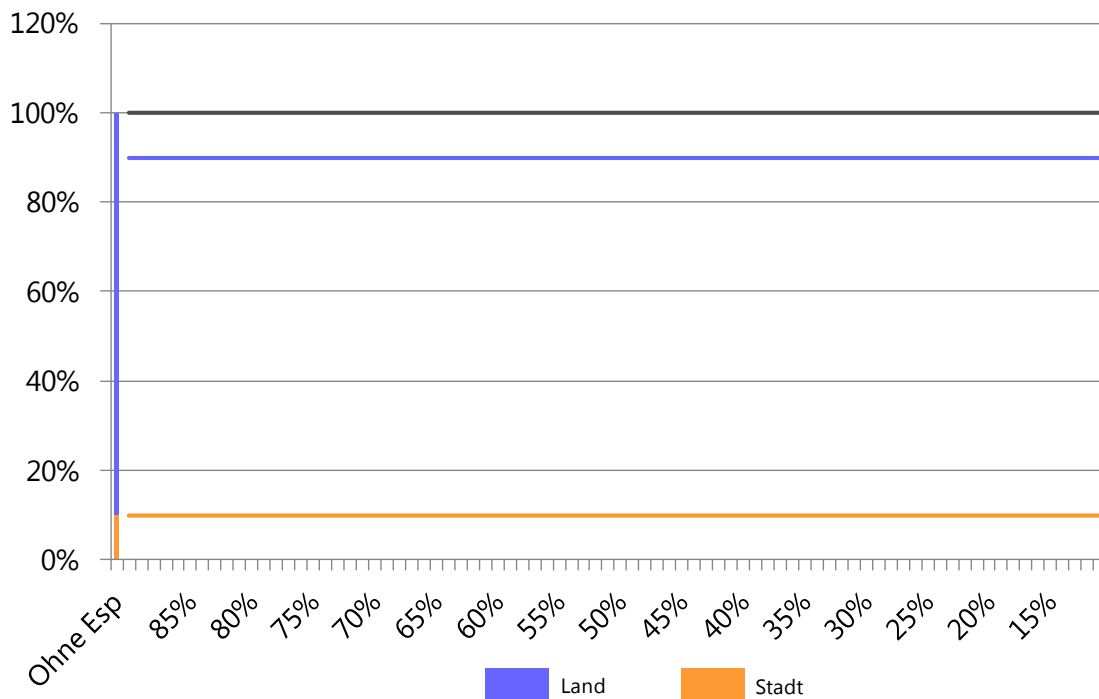


Bild B.28: Netzmengenveränderung Netzebene 7 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads

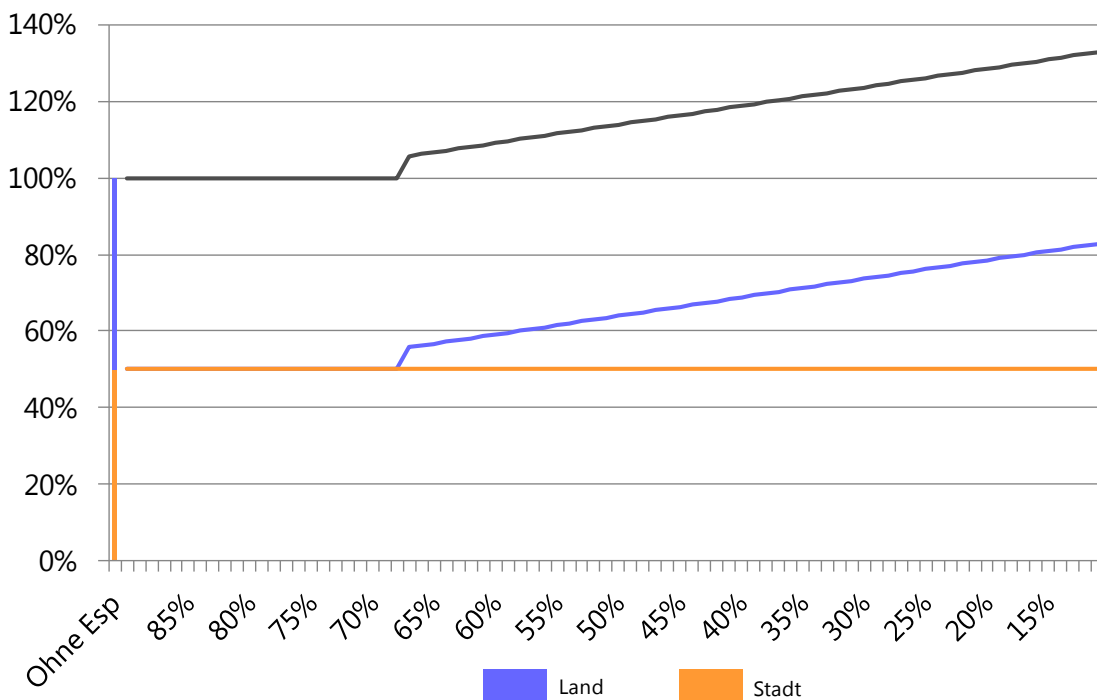


Bild B.29: Netzmengenveränderung Netzebene 6 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads

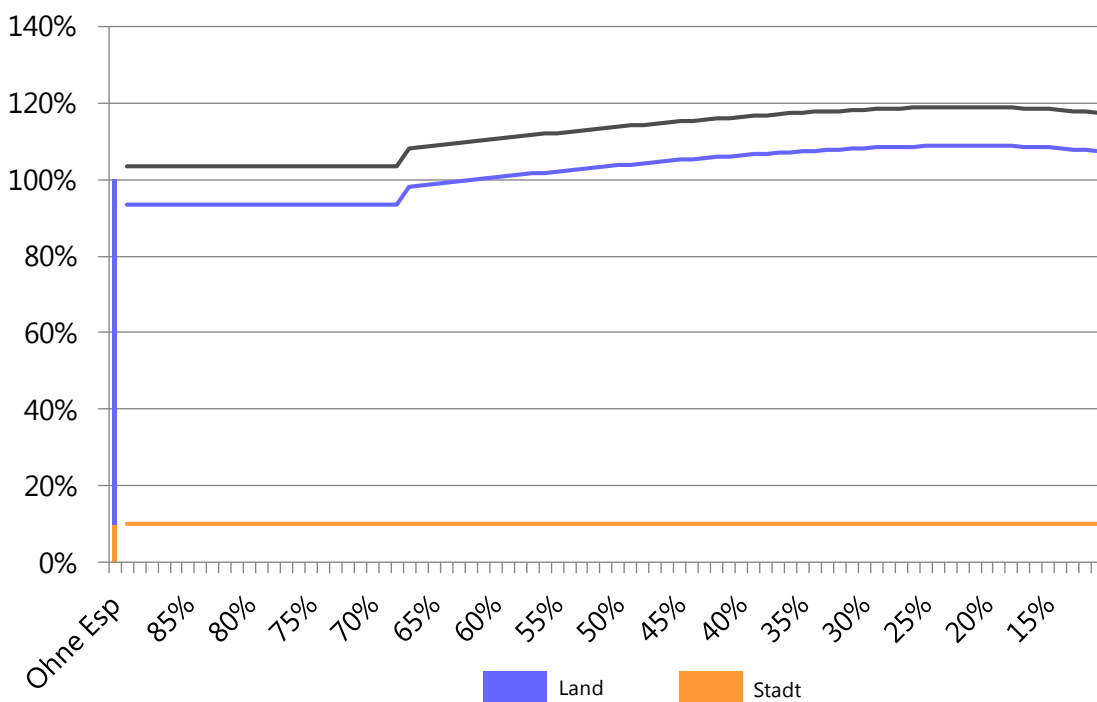


Bild B.30: Netzmengenveränderung Netzebene 5 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads

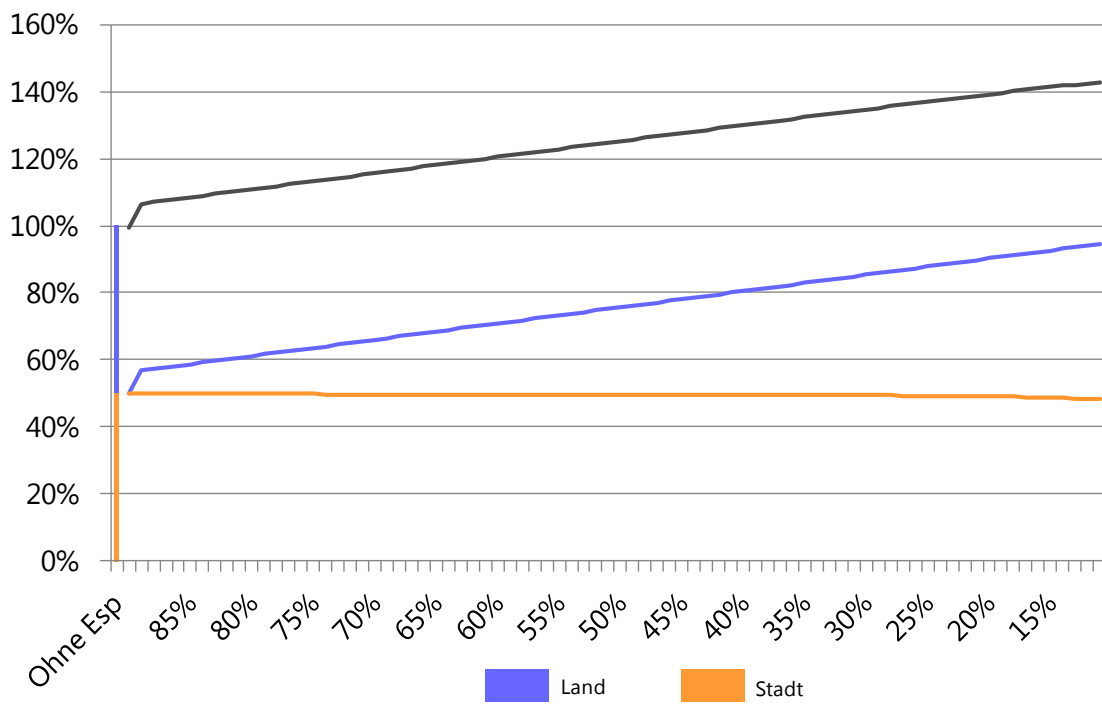


Bild B.31: Netzmengenveränderung Netzebene 4 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads

B.5.2 Innovativer Netzausbau

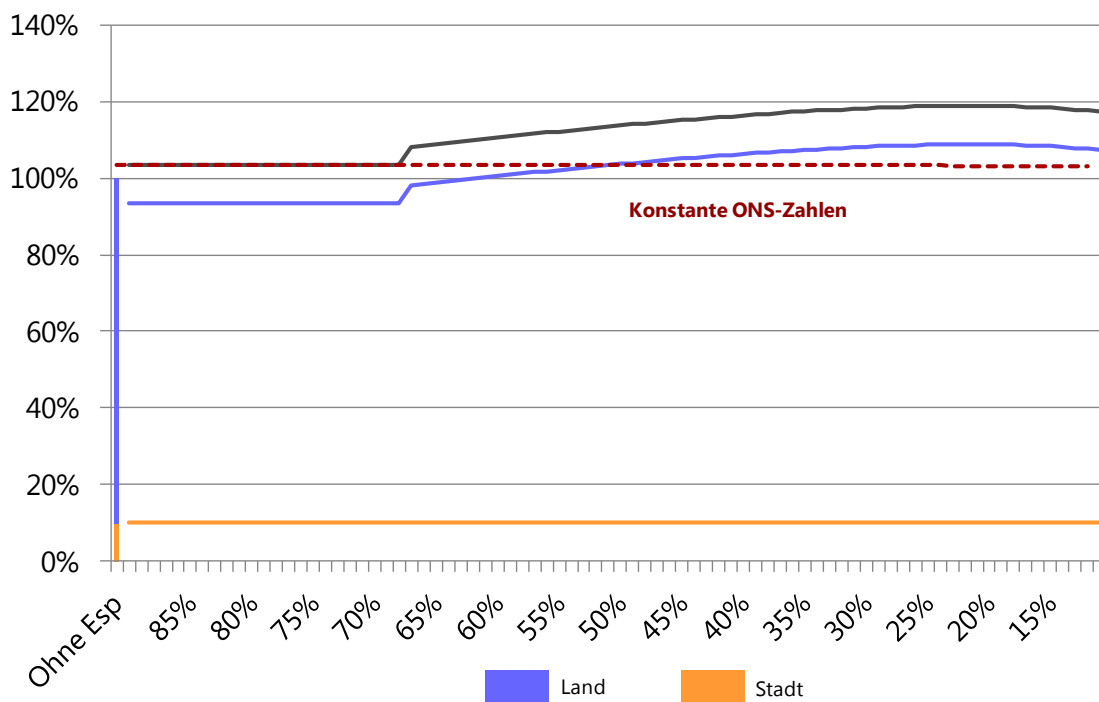


Bild B.32: Netzmengenveränderung Netzebene 5 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads bei ONS-Spannungsregelung

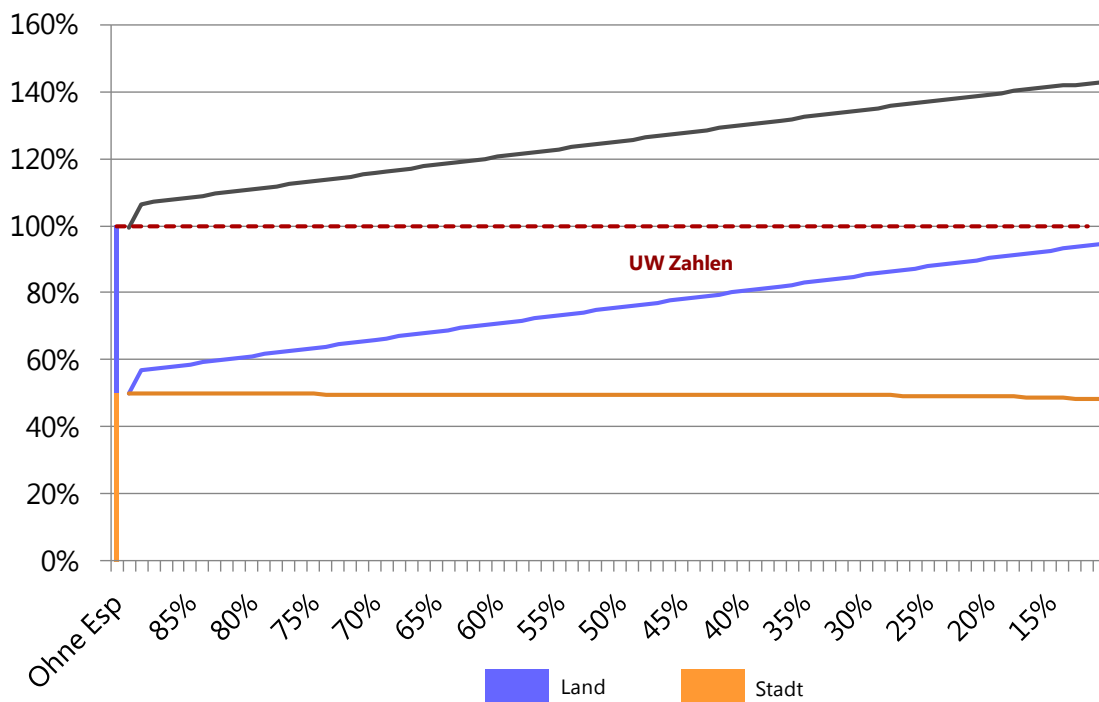


Bild B.33: Netzmengenveränderung Netzebene 4 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads bei erweiterter UW-Spannungsregelung

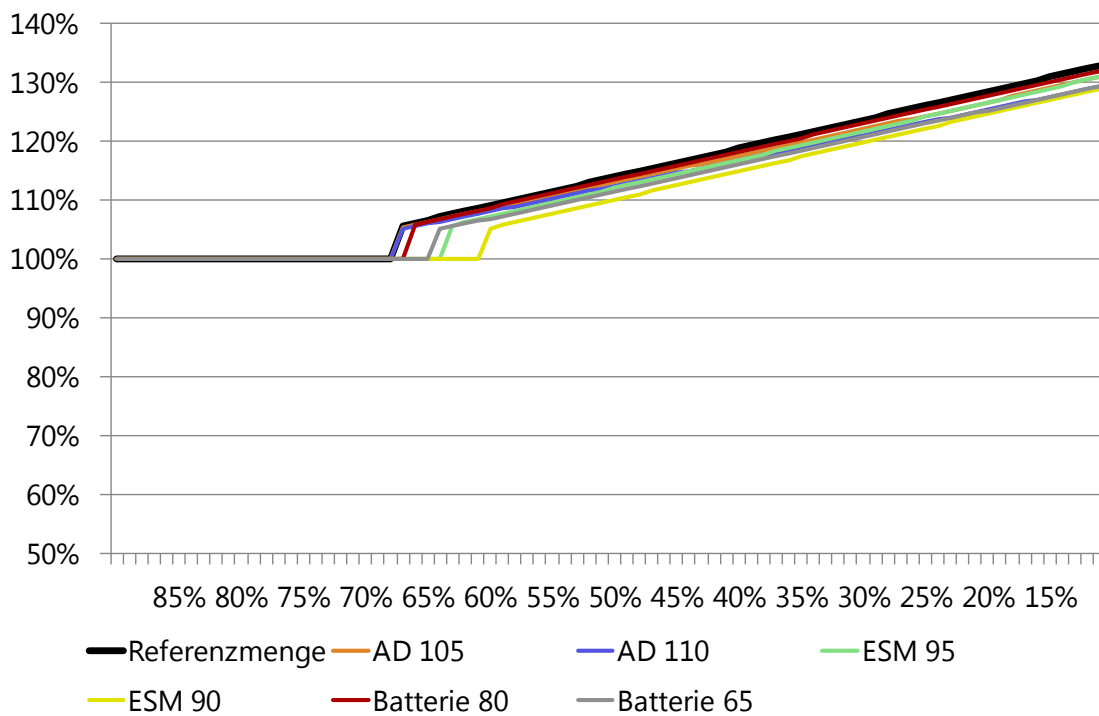


Bild B.34: Netzmengenveränderung Netzebene 6 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads bei übrigen betrachteten Maßnahmen

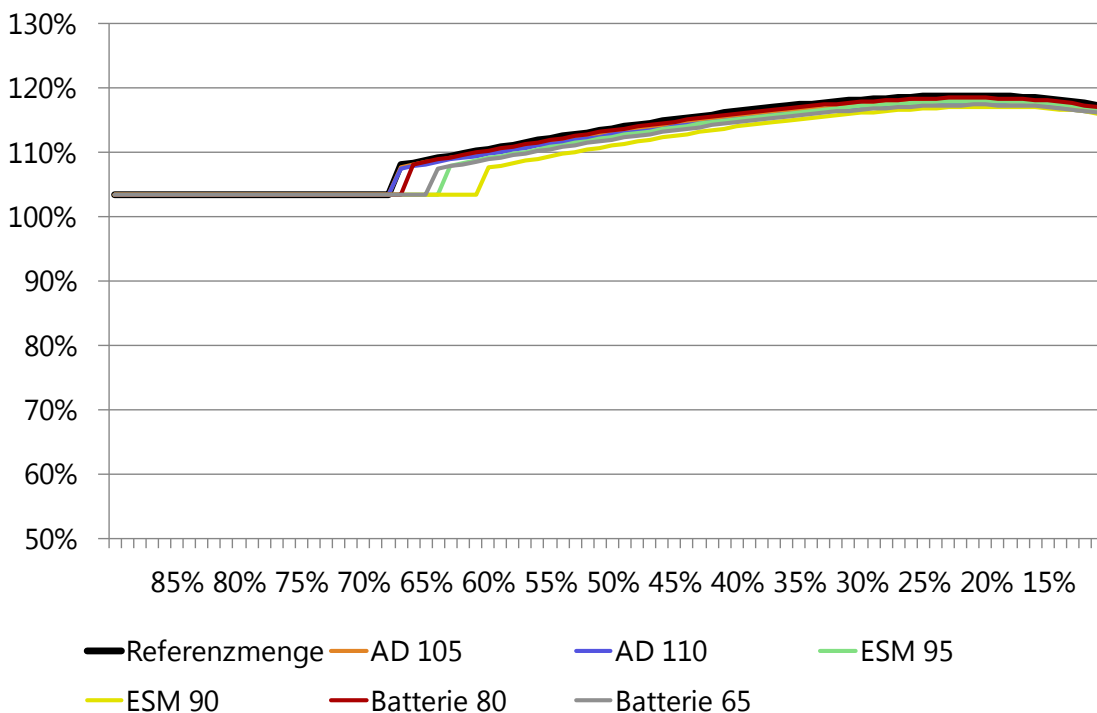


Bild B.35: Netzmengenveränderung Netzebene 5 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads bei übrigen betrachteten Maßnahmen

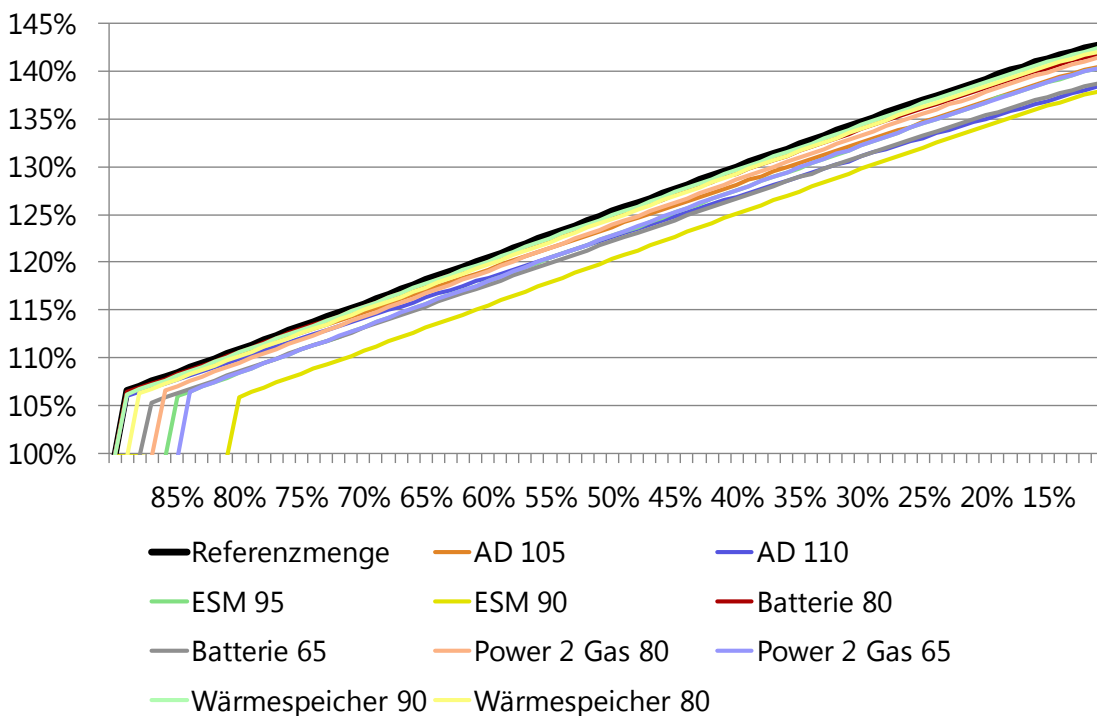


Bild B.36: Netzmengenveränderung Netzebene 4 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads bei übrigen betrachteten Maßnahmen

B.6 Szenario „neue Energiepolitik“, Zeitpunkt 2035, Angebotsvariante C+E

B.6.1 Klassischer Netzausbau

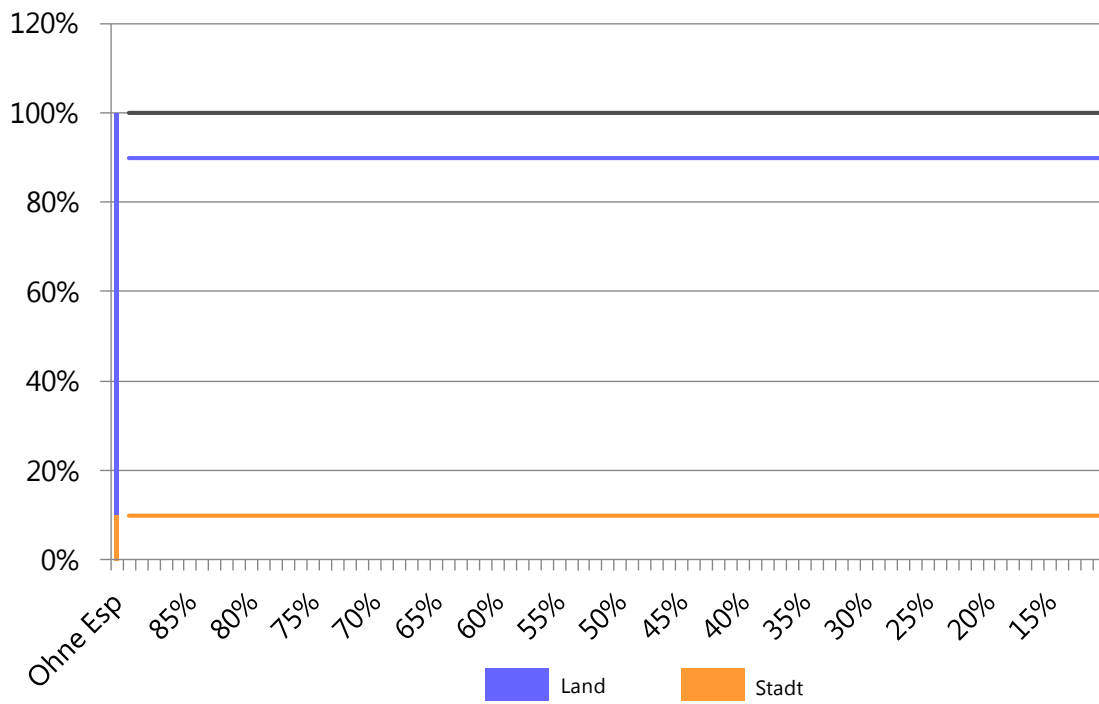


Bild B.37: Netzmengenveränderung Netzebene 7 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads

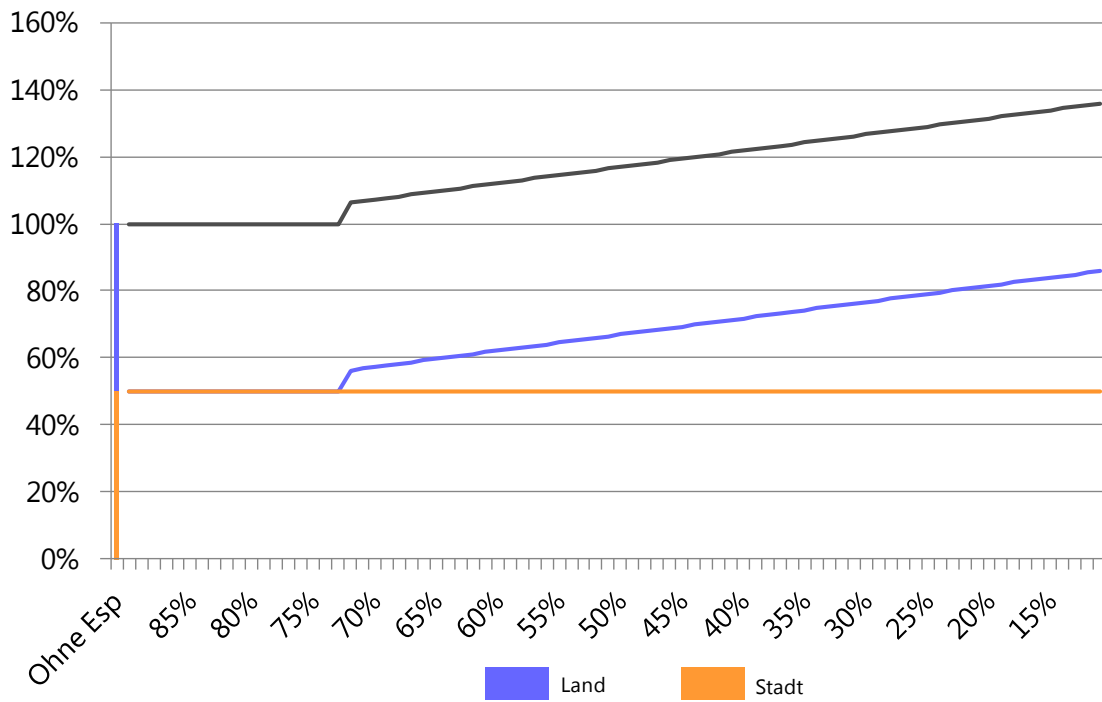


Bild B.38: Netzmengenveränderung Netzebene 6 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads

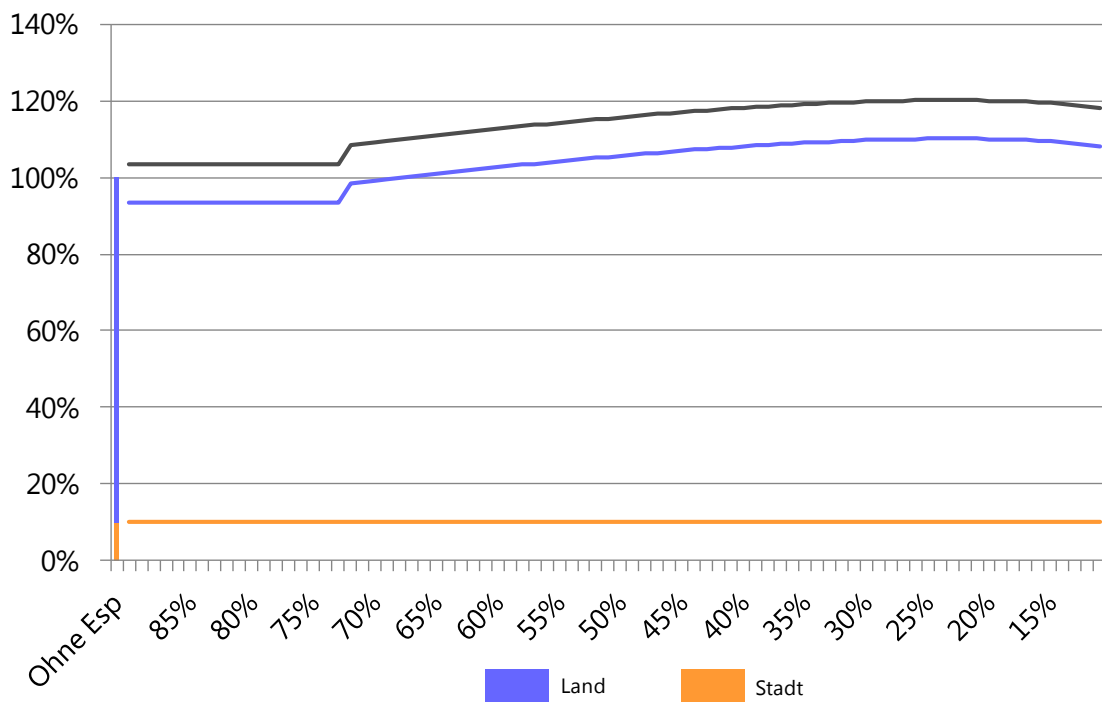


Bild B.39: Netzmengenveränderung Netzebene 5 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads

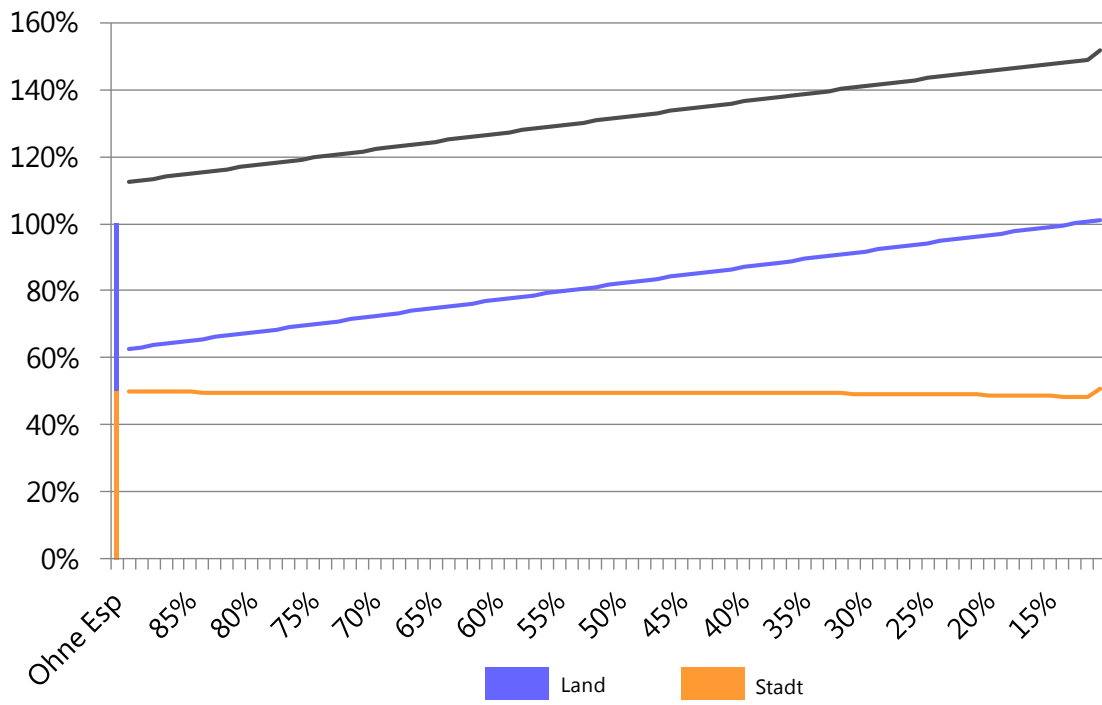


Bild B.40: Netzmengenveränderung Netzebene 4 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads

B.6.2 Innovativer Netzausbau

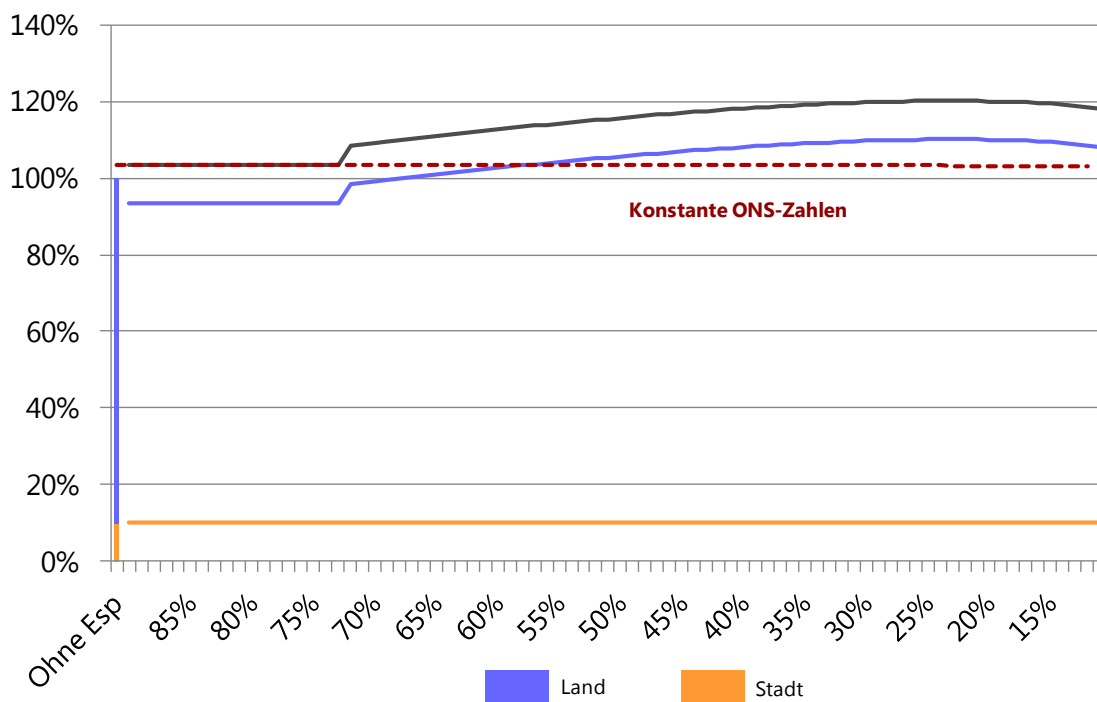


Bild B.41: Netzmengenveränderung Netzebene 5 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads bei ONS-Spannungsregelung

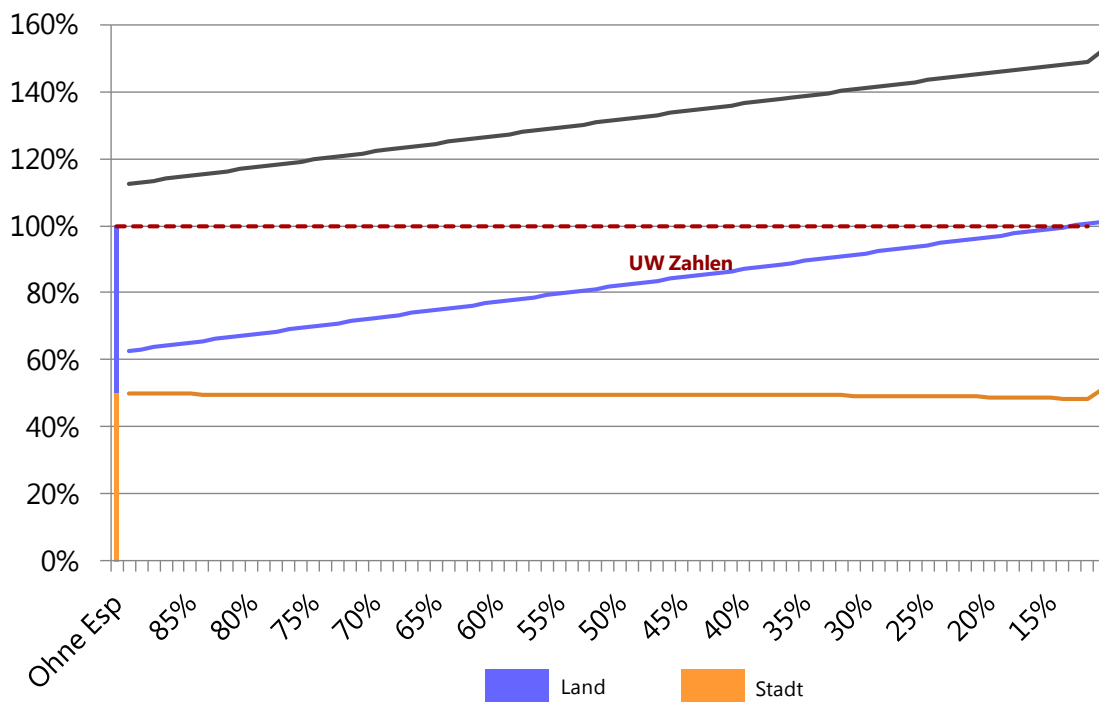


Bild B.42: Netzmengenveränderung Netzebene 4 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads bei erweiterter UW-Spannungsregelung

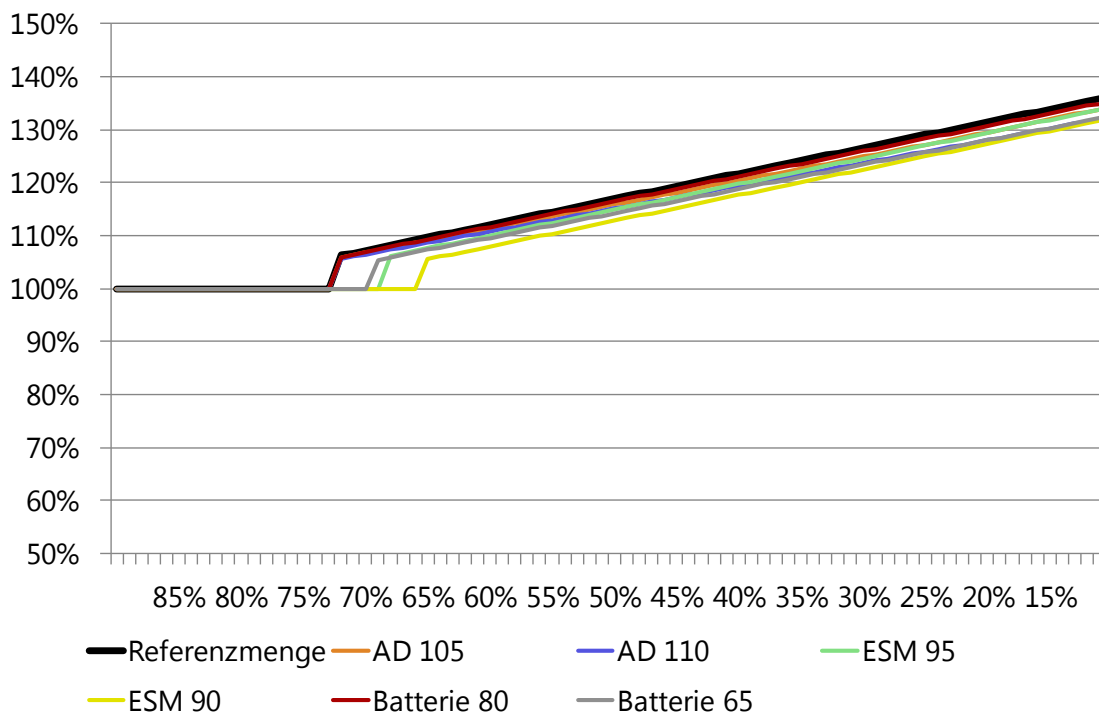


Bild B.43: Netzmengenveränderung Netzebene 6 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads bei übrigen betrachteten Maßnahmen

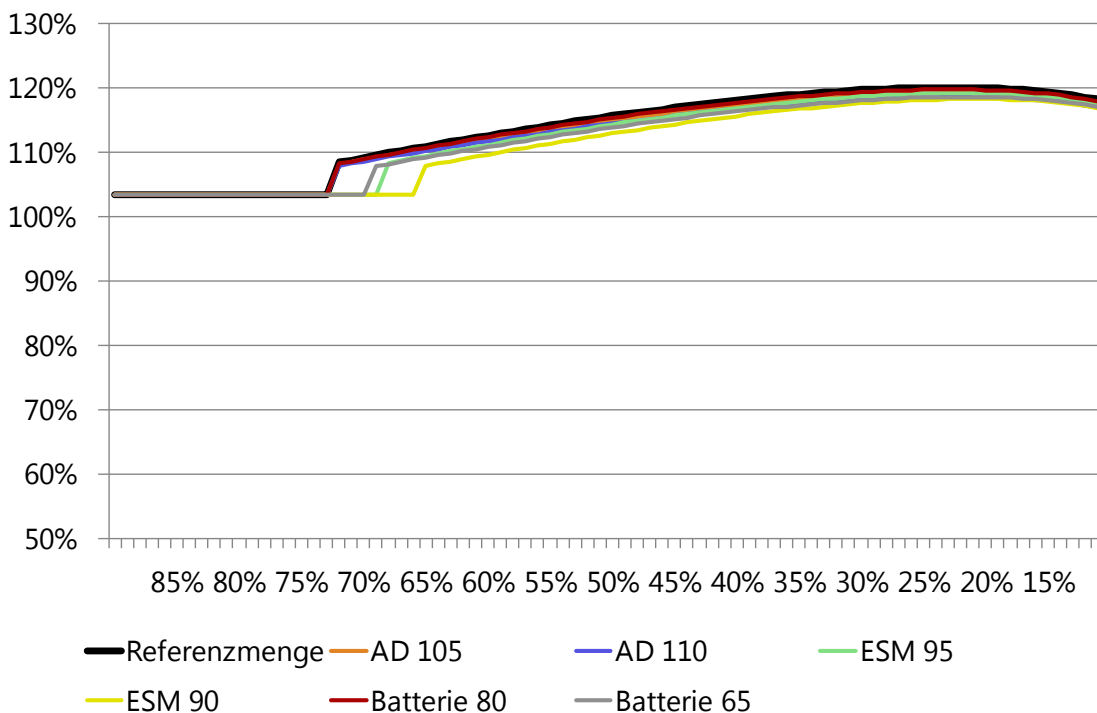


Bild B.44: Netzmengenveränderung Netzebene 5 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads bei übrigen betrachteten Maßnahmen

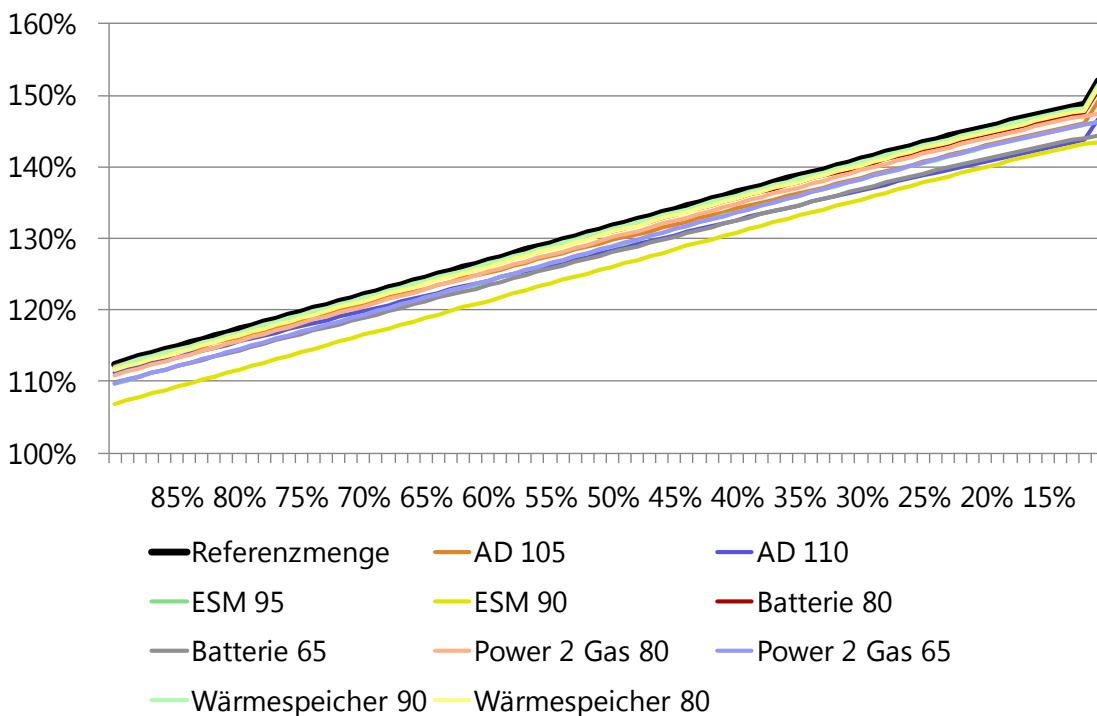


Bild B.45: Netzmengenveränderung Netzebene 4 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads bei übrigen betrachteten Maßnahmen

B.7 Szenario „weiter wie bisher“, Zeitpunkt 2050, Angebotsvariante C+E

B.7.1 Klassischer Netzausbau

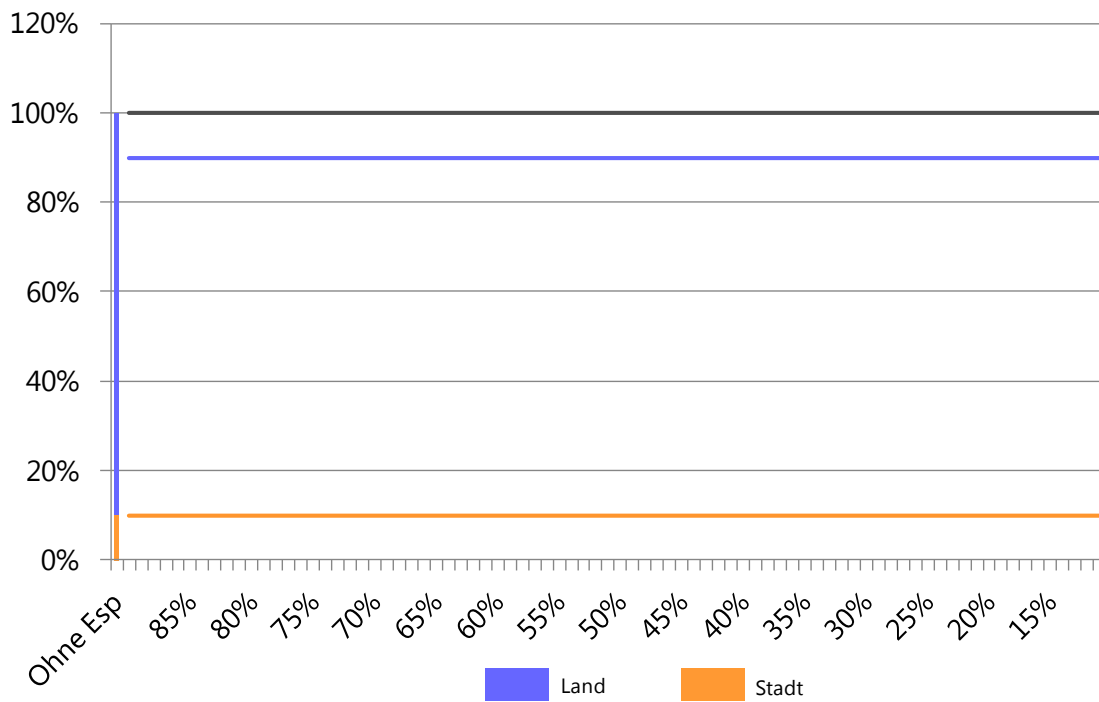


Bild B.46: Netzmengenveränderung Netzebene 7 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads

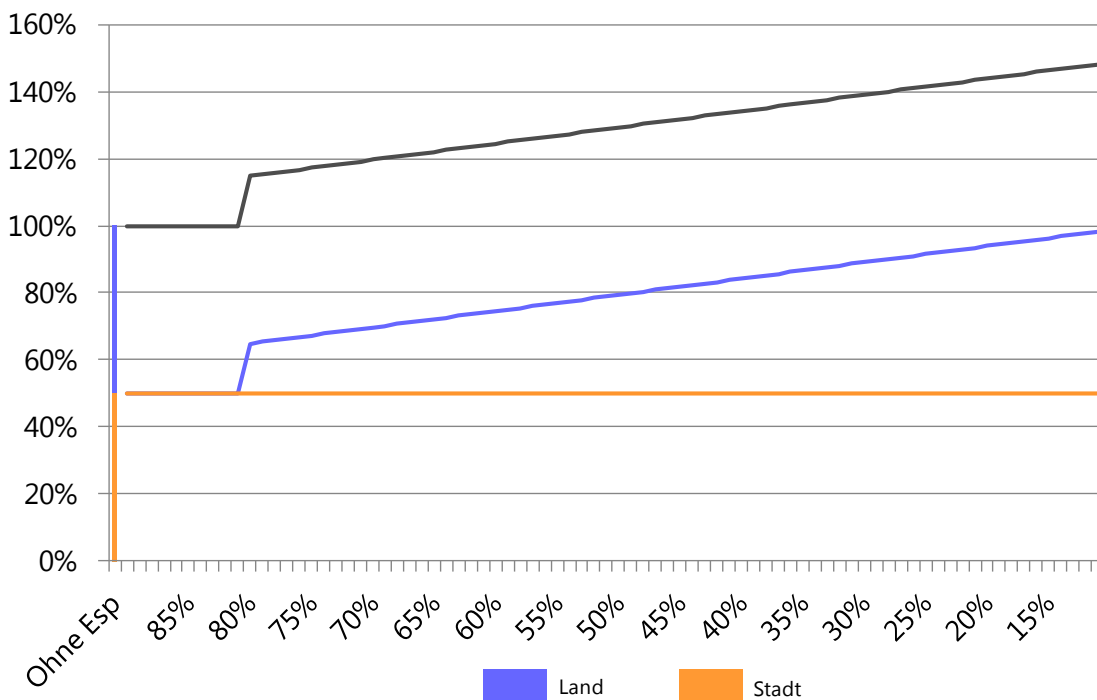


Bild B.47: Netzmengenveränderung Netzebene 6 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads

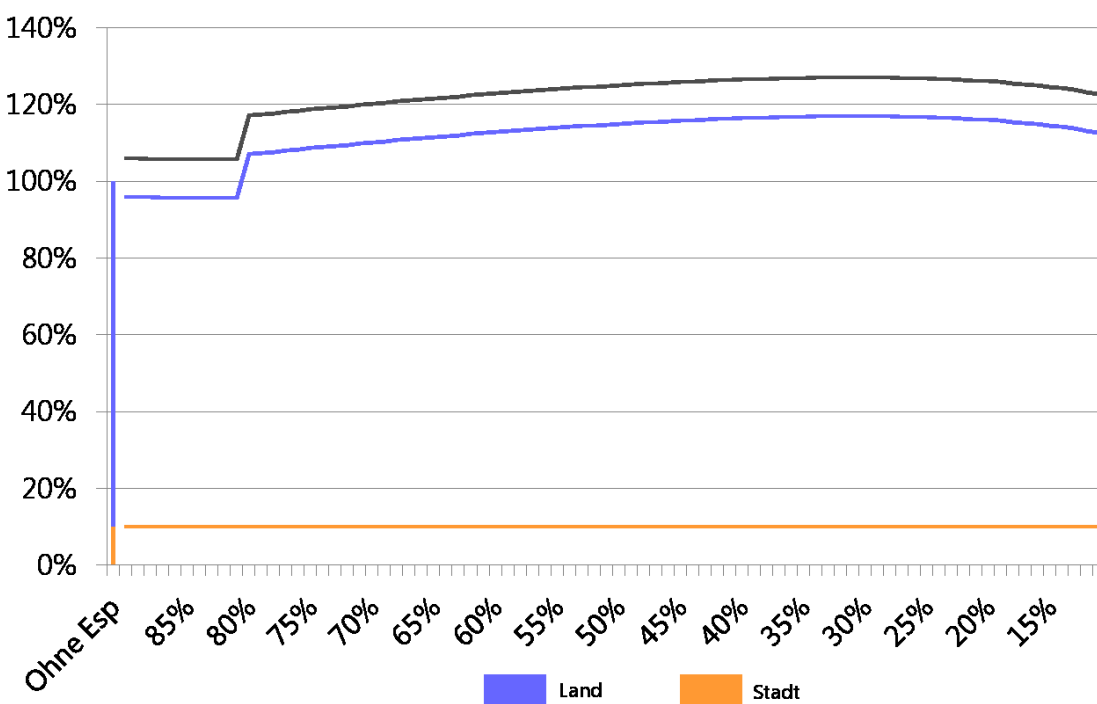


Bild B.48: Netzmengenveränderung Netzebene 5 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads

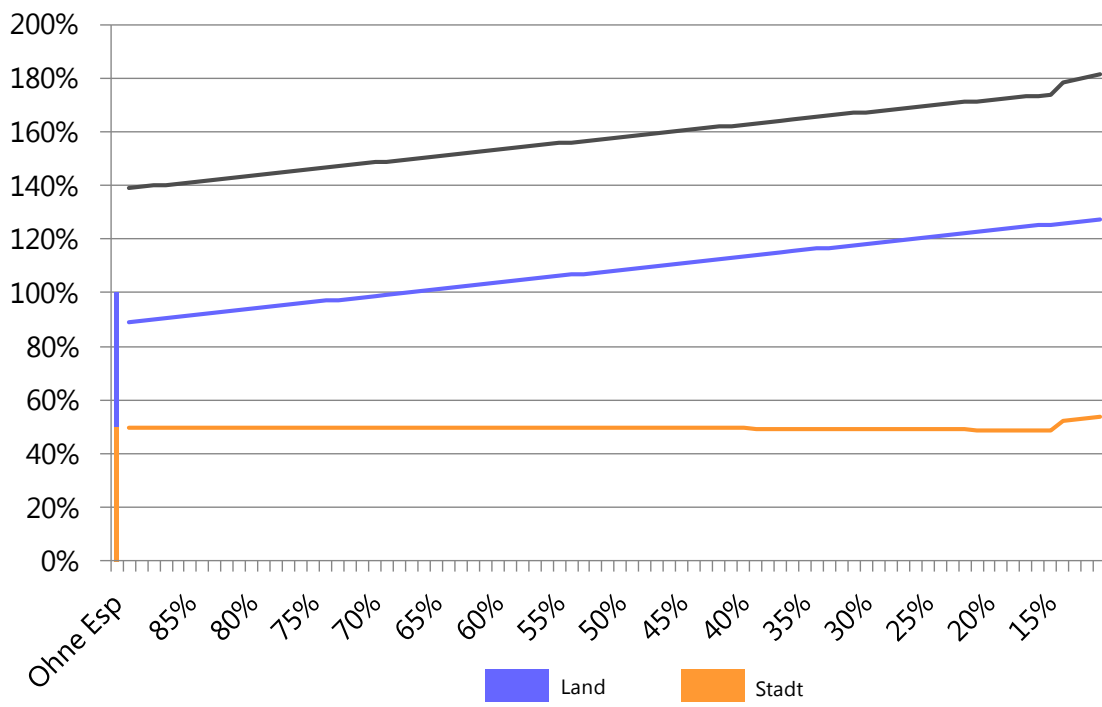


Bild B.49: Netzmengenveränderung Netzebene 4 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads

B.7.2 Innovativer Netzausbau

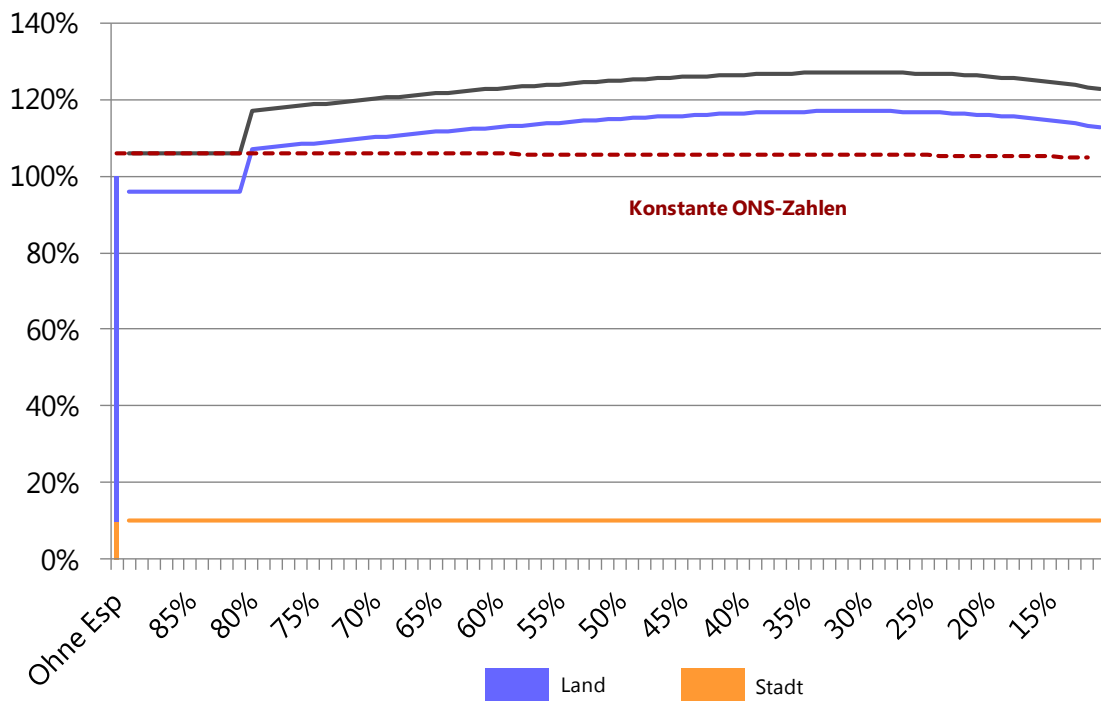


Bild B.50: Netzmengenveränderung Netzebene 5 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads bei ONS-Spannungsregelung

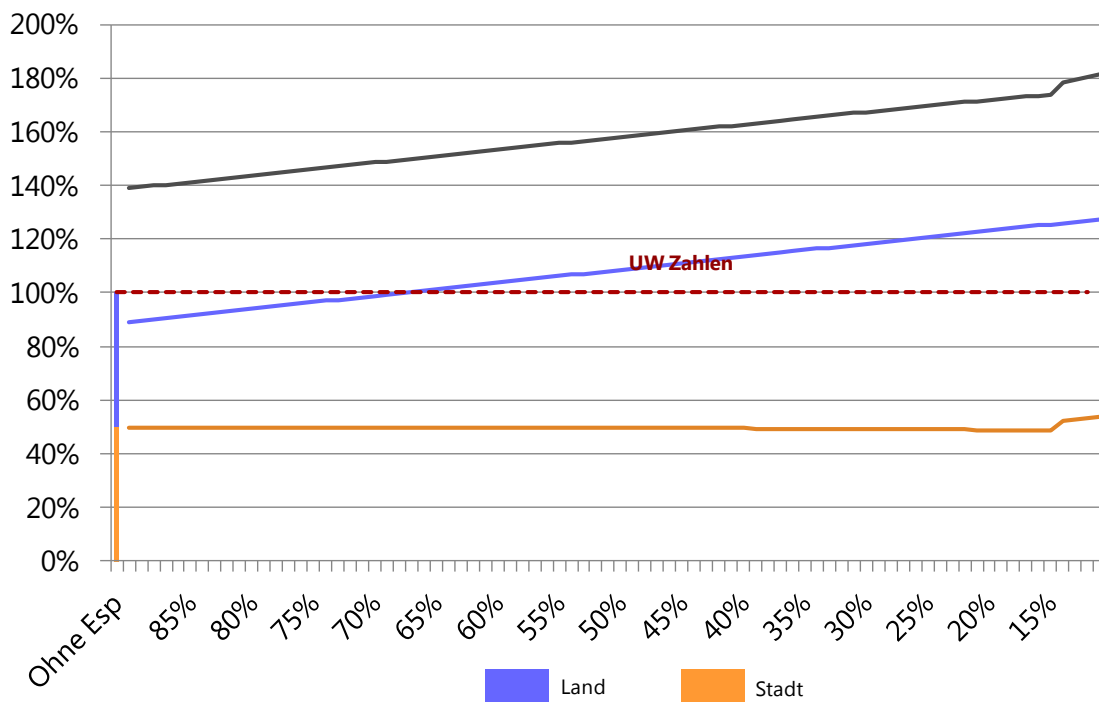


Bild B.51: Netzmengenveränderung Netzebene 4 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads bei erweiterter UW-Spannungsregelung

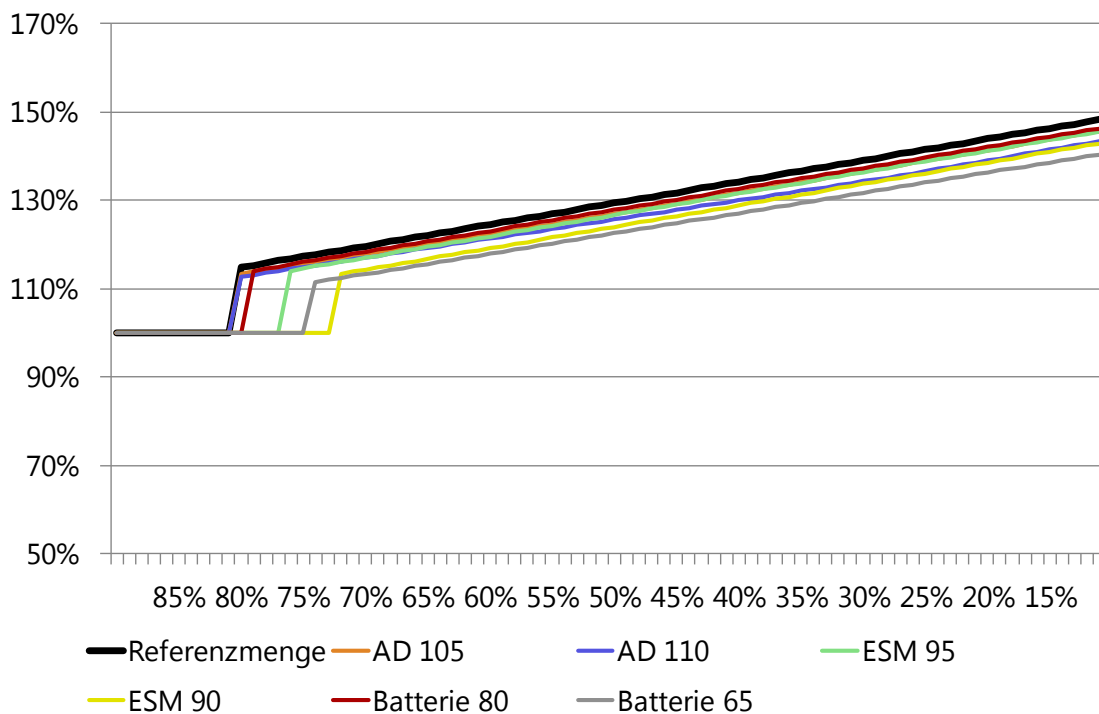


Bild B.52: Netzmengenveränderung Netzebene 6 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads bei übrigen betrachteten Maßnahmen

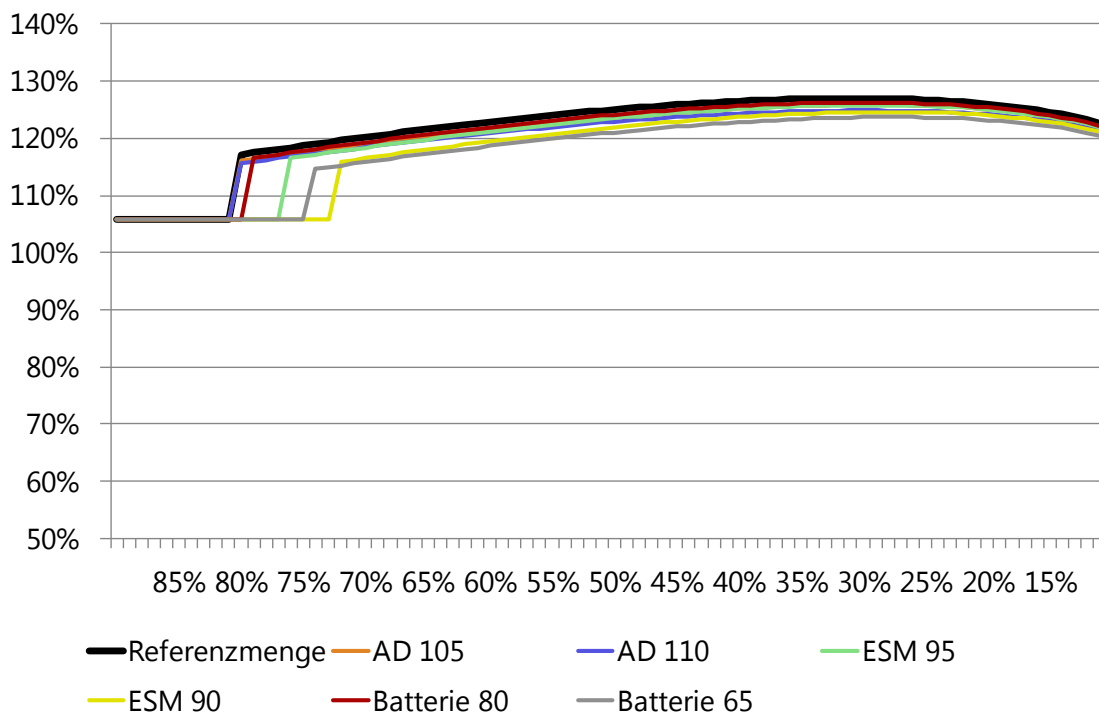


Bild B.53: Netzmengenveränderung Netzebene 5 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads bei übrigen betrachteten Maßnahmen

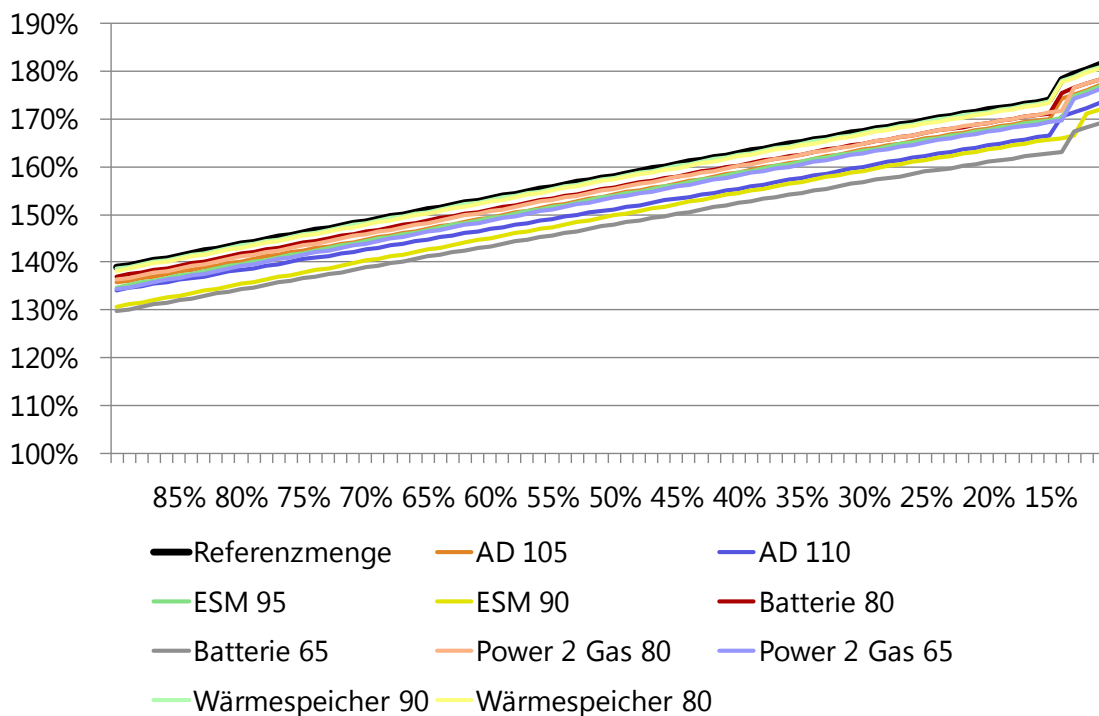


Bild B.54: Netzmengenveränderung Netzebene 4 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads bei übrigen betrachteten Maßnahmen

B.8 Szenario „neue Energiepolitik“, Zeitpunkt 2050, Angebotsvariante C+E

B.8.1 Klassischer Netzausbau

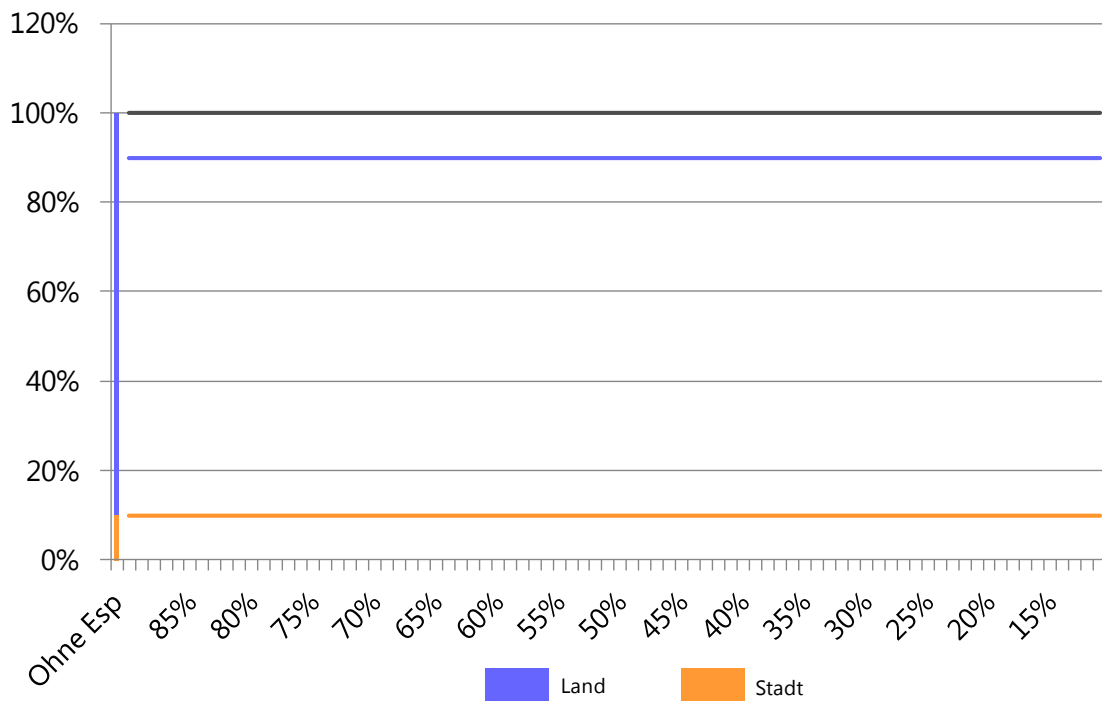


Bild B.55: Netzmengenveränderung Netzebene 7 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads

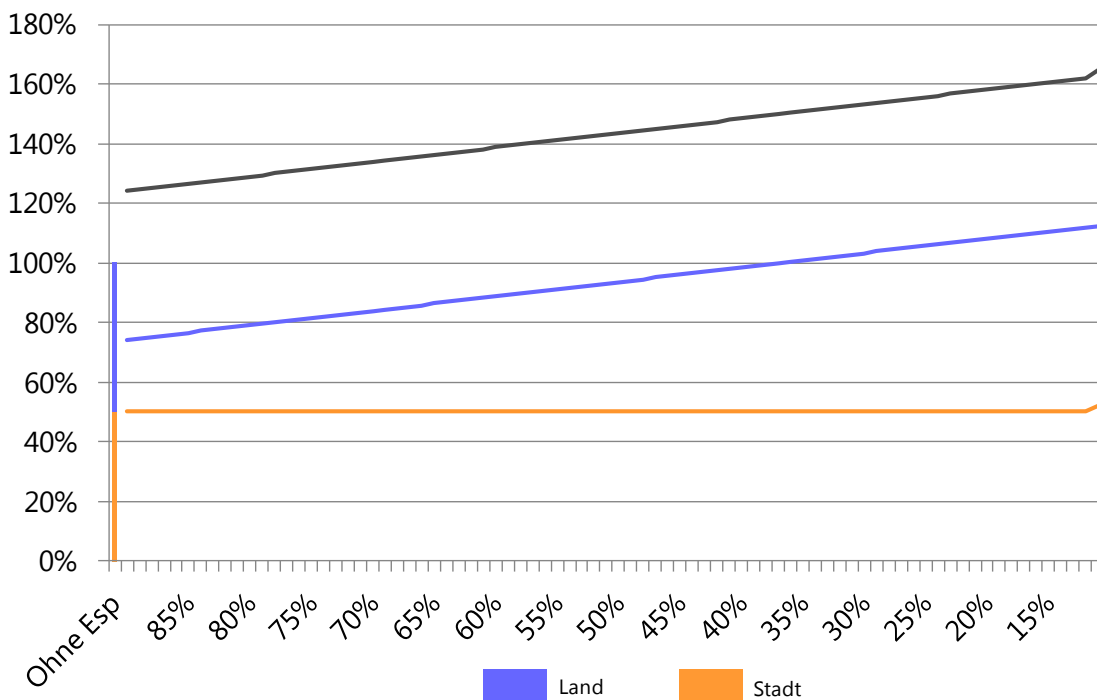


Bild B.56: Netzmengenveränderung Netzebene 6 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads

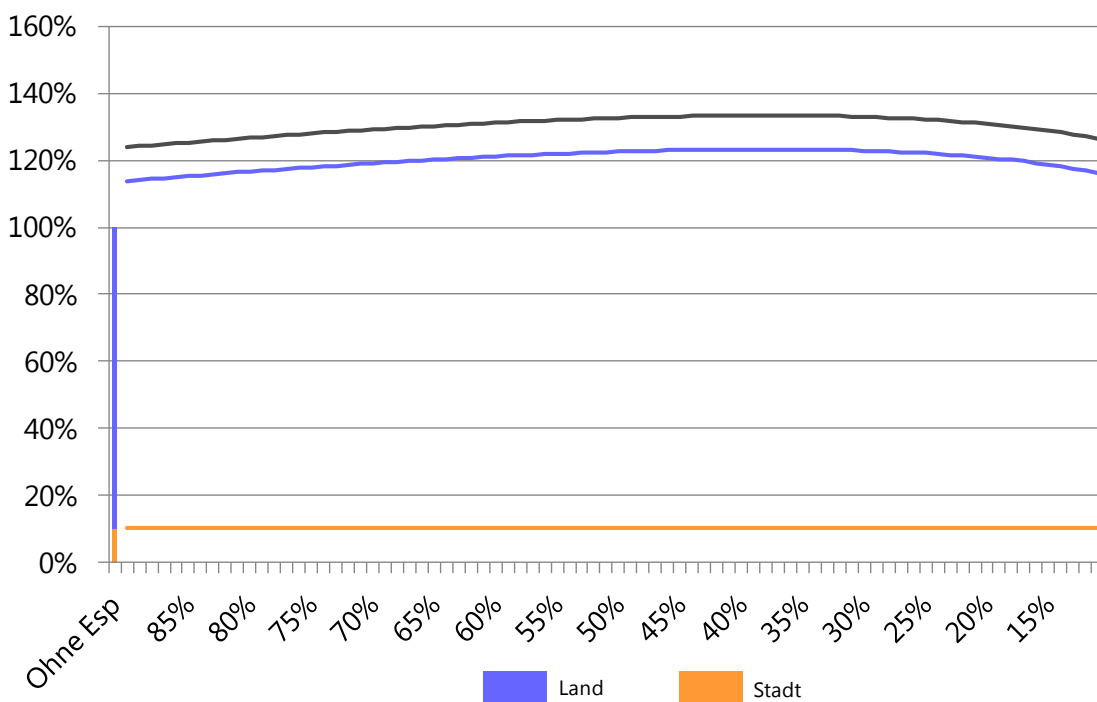


Bild B.57: Netzmengenveränderung Netzebene 5 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads

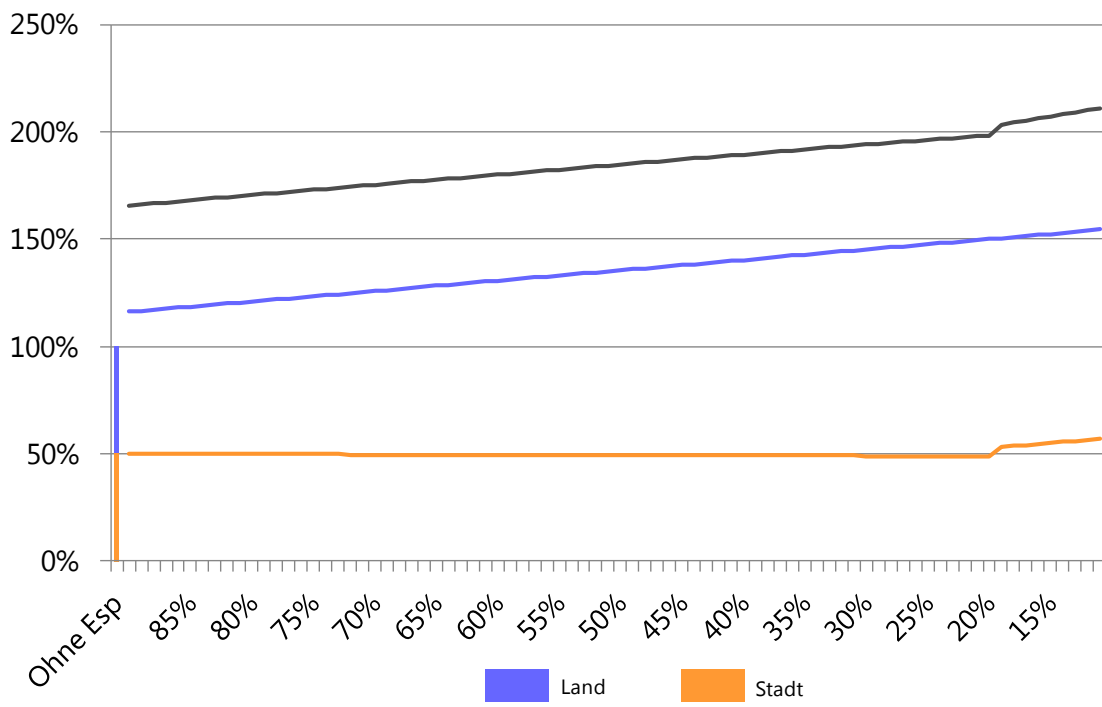


Bild B.58: Netzmengenveränderung Netzebene 4 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads

B.8.2 Innovativer Netzausbau

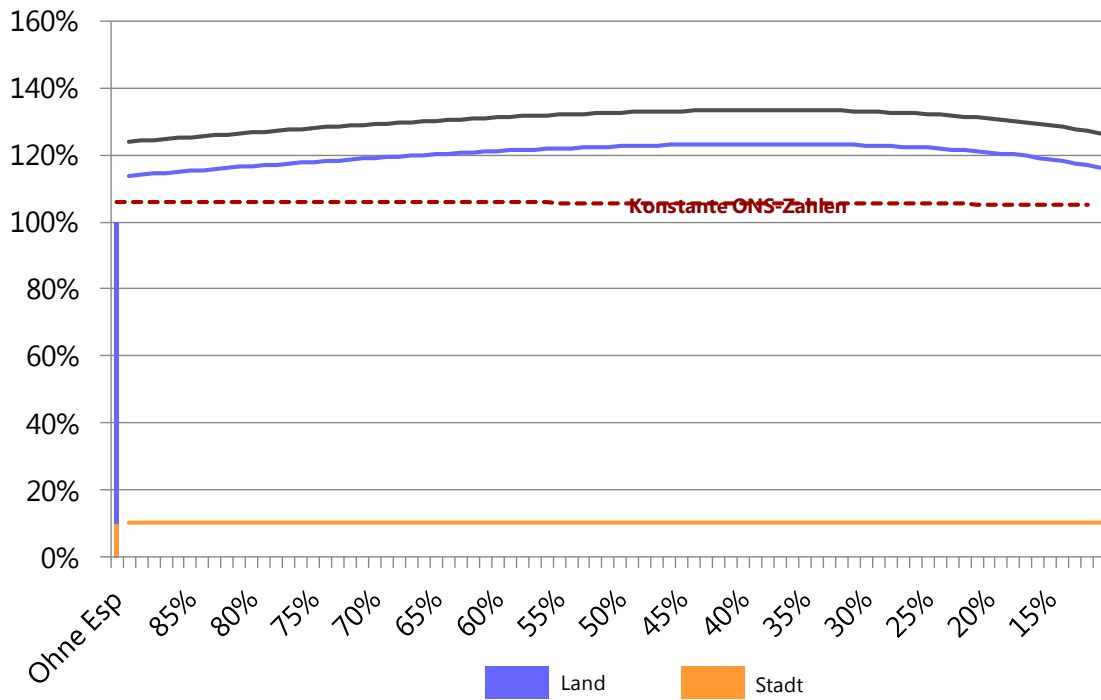


Bild B.59: Netzmengenveränderung Netzebene 5 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads bei ONS-Spannungsregelung

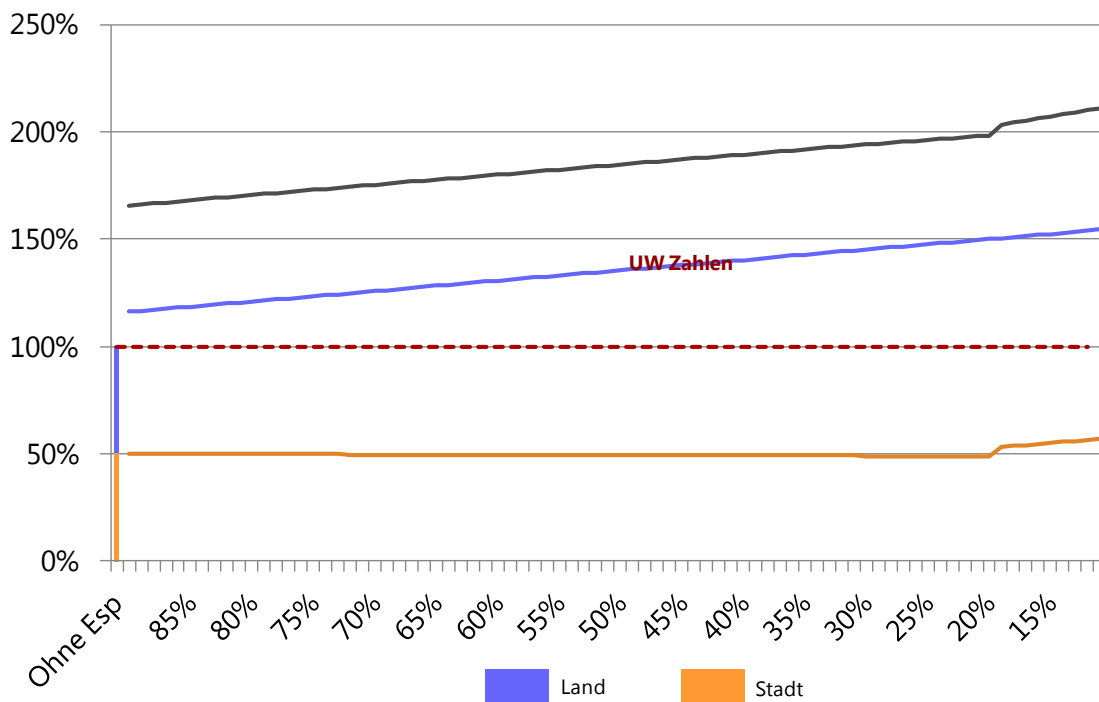


Bild B.60: Netzmengenveränderung Netzebene 4 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads bei erweiterter UW-Spannungsregelung

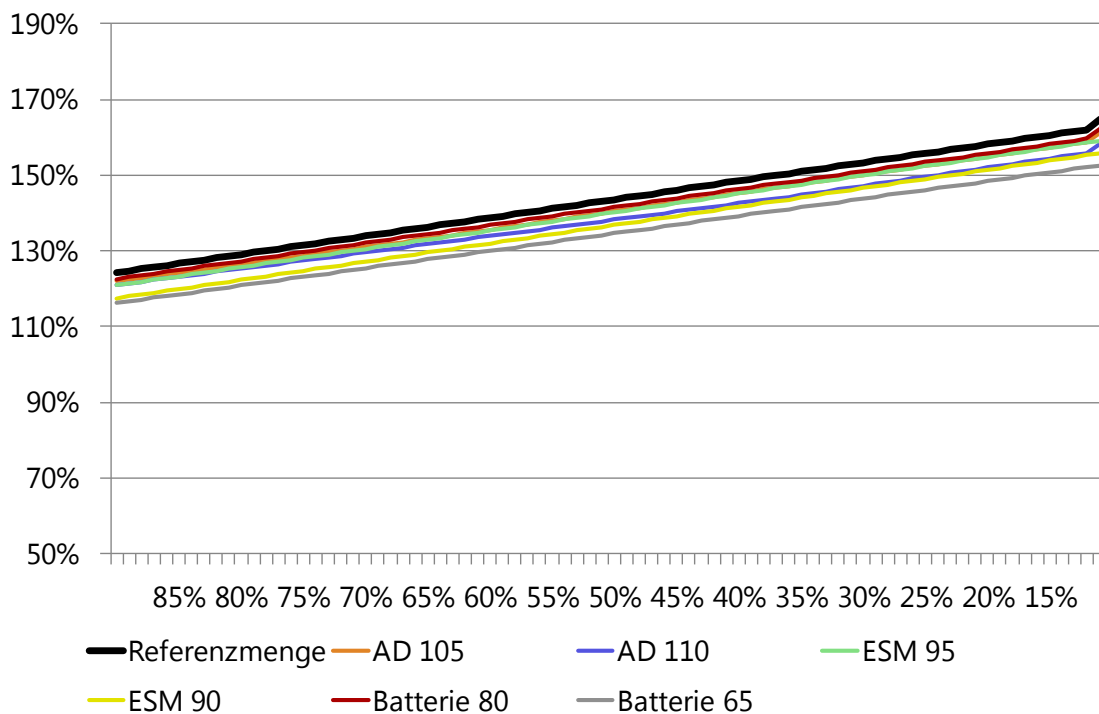


Bild B.61: Netzmengenveränderung Netzebene 6 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads bei übrigen betrachteten Maßnahmen

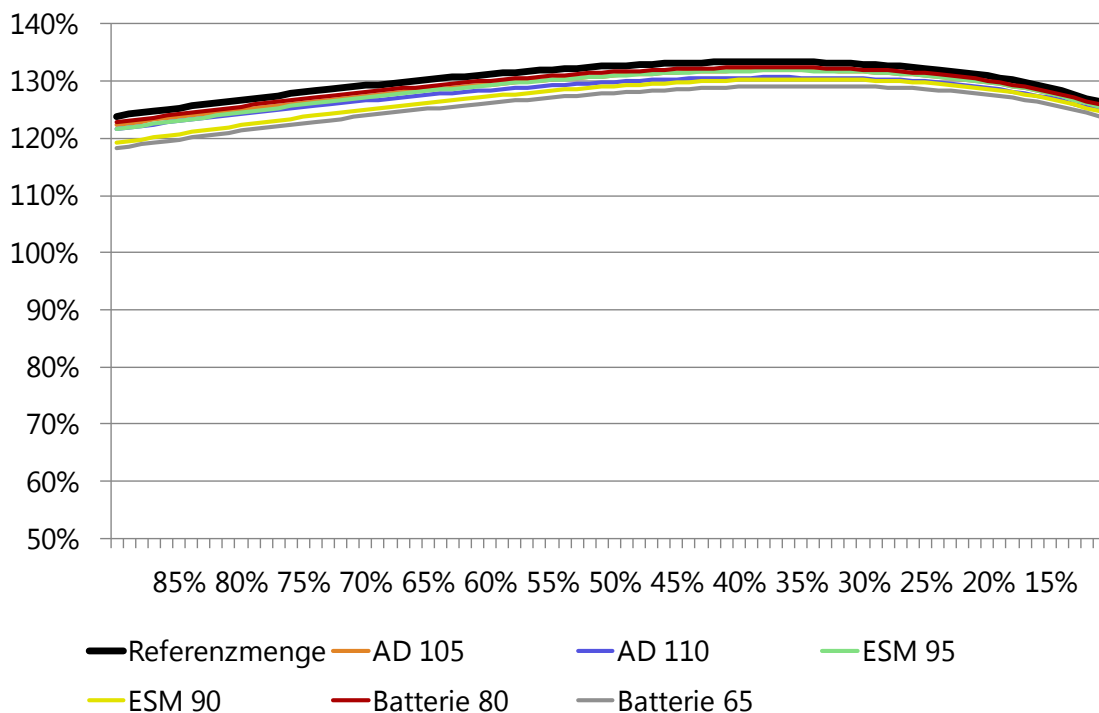


Bild B.62: Netzmengenveränderung Netzebene 5 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads bei übrigen betrachteten Maßnahmen

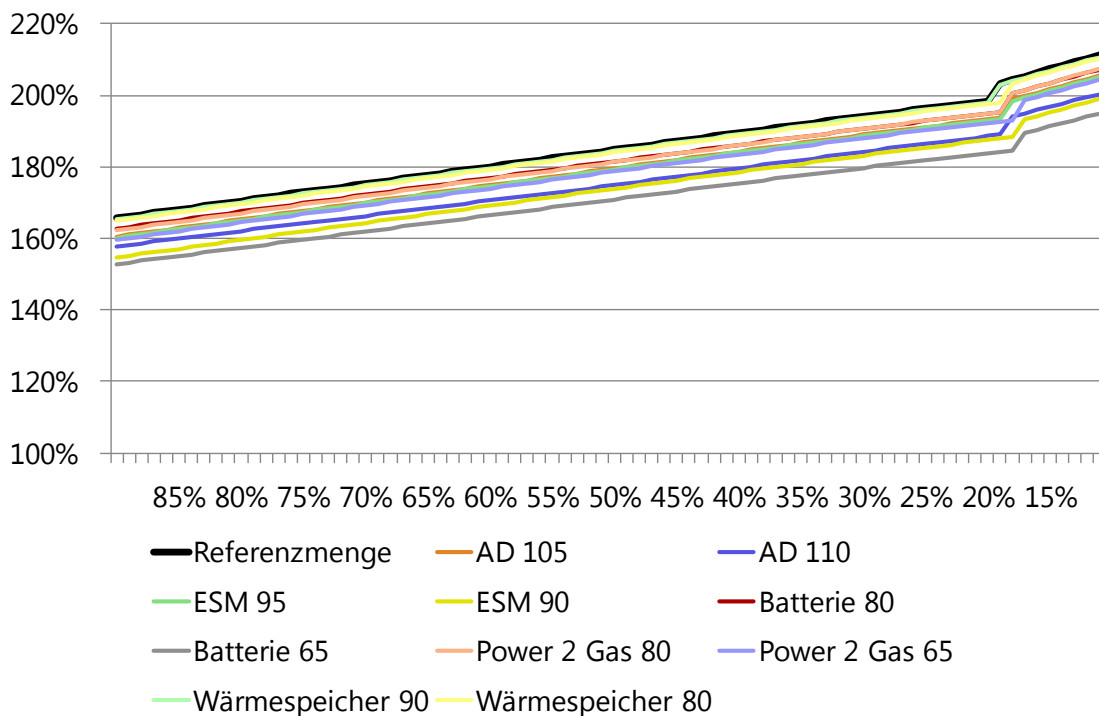


Bild B.63: Netzmengenveränderung Netzebene 4 in Abhängigkeit des Konzentrationsgrads bei übrigen betrachteten Maßnahmen

C Allgemeine Methodenbeschreibung der Modellnetzanalyse

C.1 Modellierungsansatz

C.1.1 Grundsätzliches

Der Modellnetzanalyse (MNA) liegt die Idee zugrunde, die Versorgungsaufgabe in stark abstrahierter Form mit nur wenigen Eingangsgrössen zu beschreiben, so dass die wesentlichen Wirkungszusammenhänge zwischen Eingangsgrössen (Versorgungsaufgabe, Planungsvorgaben) und Ausgangsgrössen (Netzkosten, Mengengerüst der Netzanlagen) leicht untersucht werden können, losgelöst von fallspezifischen Einzeleinflüssen. Die Abstraktion der Versorgungsaufgabe besteht darin, eine vollkommen gleichmässige (homogene) Verteilung von Anschlusspunkten, möglichen Trassen und möglichen Stationsstandorten in dem betrachteten Versorgungsgebiet zu unterstellen. Aufgrund dieser Eigenschaften eignet sich die MNA besonders

- zur Gewinnung von grundsätzlichen Erkenntnissen über Wirkungszusammenhänge (beispielsweise zwischen Eigenschaften der Versorgungsaufgabe und der Leitungslänge) und
- für vergleichende Analysen einer grossen Zahl von Versorgungsgebieten.

Für die betrachtete homogene Versorgungsaufgabe ermittelt die MNA unter Berücksichtigung relevanter Nebenbedingungen und einer Reihe von Planungsvorgaben ein kostenoptimales Netz, wobei eine „Grüne-Wiese-Situation“ unterstellt wird. Konkrete, auf einzelne reale Netze bezogene Aussagen zur optimalen Netztopologie können aufgrund der stark vereinfachten Beschreibung der Versorgungsaufgabe mit der MNA jedoch nicht gewonnen werden. Derartige Fragestellungen können mit anderen Verfahren (z. B. Verfahren zur Referenznetzanalyse) bearbeitet werden, die allerdings eine erheblich genauere und aufwändigere Beschreibung der Versorgungsaufgabe erfordert.

Theoretisch müssen bei der Netzplanung alle Netzebenen gleichzeitig in eine geschlossene Optimierung einbezogen werden. Dies ist jedoch aufgrund der Komplexität einer solchen Aufgabe bislang unmöglich. Praxisüblich ist vielmehr eine Entkopplung der gesamten Planungsaufgabe in räumliche und technische (nach Netzebenen) mehr oder weniger abgegrenzte Teilaufgaben. Um dem Ziel der gesamtheitlich optimalen Planung dennoch möglichst nahe zu kommen, haben Netzbetreiber aus praktischen Erfahrungen und Grundsatzstudien auf ihr

Versorgungsgebiet zugeschnittene Planungsvorgaben für die einzelnen Netzebenen abgeleitet. Solche Planungsvorgaben betreffen z. B. die Auswahl der Betriebsmittel hinsichtlich ihrer Dimensionierung. An dieser Entkopplung orientiert sich auch die MNA. Die Ermittlung der für eine gegebene (homogene) Versorgungsaufgabe benötigten Mengen an Betriebsmitteln beruht hier auf der Annahme, dass sich der Planungsprozess in Teilschritte zerlegen lässt, in denen das Netz von der untersten Netzebene ausgehend im wesentlichen „bottom-up“ dimensioniert wird, d. h. ohne wesentliche Rückwirkungen der Planungsergebnisse einer überlagerten Ebene auf die Auslegung der unterlagerten Ebene.

Auf Basis dieser grundsätzlichen Überlegungen wurden für Strom- und – in diesem Projekt nicht relevant– Gasnetze jeweils eigenständige Modellierungsansätze für die MNA entwickelt

C.1.2 Modellierung der Versorgungsaufgabe

Die Versorgungsaufgabe stellt die Grundlage der Netzauslegung dar und umfasst alle planungsrelevanten und vom Netzbetreiber nicht beeinflussbaren Eigenschaften eines Versorgungsgebiets und der dort angesiedelten Netznutzer. Für eine einzelne betrachtete Netzebene umfasst sie vor allem folgende Angaben:

- Orte, an denen Lasten oder (nur im Stromnetz) Erzeugungsanlagen an das Netz angeschlossen werden müssen (Anschlusspunkte)
- technische Eigenschaften jeder einzelnen Last oder Erzeugungsanlage (z.B. Höchstlast, Energiebedarf, maximale Erzeugungsleistung, etc.)
- Orte und Lasteigenschaften von Stationen zur Einspeisung in unterlagerte Netzebenen (Umspannstationen bzw. Gasdruckregelanlagen)
- mögliche Standorte für Umspannstationen bzw. Gasdruckregelanlagen zur Einspeisung aus der überlagerten Netzebene oder für Verknüpfungspunkte mit benachbarten Netzen auf gleicher Netzebene
- mögliche Trassen für Leitungen, beschrieben durch Anfangs- und Endpunkt, Länge sowie Angaben zu jeweils realisierbaren Leitungstypen (z.B. Kabel- und Freileitungstrassen bei Stromnetzen)

Daneben sind Eigenschaften des Versorgungsgebiets wie Geländetopografie, Bodenbeschaffenheit und Oberflächenversiegelung, die sich auf den baulichen Aufwand auswirken, von

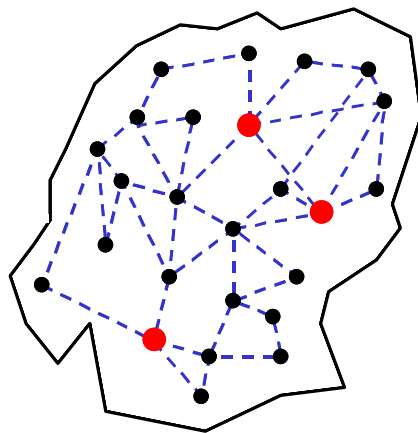
Bedeutung für die Netzplanung. Diese Faktoren können über die spezifischen Kostenansätze für Errichtung und Betrieb von Betriebsmitteln berücksichtigt werden. Sie werden daher nachfolgend im Hinblick auf die Eigenschaften der Versorgungsaufgabe nicht weiter diskutiert.

Die oben genannten Eigenschaften der Gebiets- und Laststruktur werden bei der MNA in stark abstrahierter Form unter der Annahme einer (je Netzebene) homogenen Anordnung nachgebildet. Dabei wird unterstellt, dass an allen in einer Netzebene zu berücksichtigenden Anschlusspunkten einheitliche Last- und Erzeugungseigenschaften bestehen und alle Anschlusspunkte gleichmässig auf die Fläche des betrachteten Versorgungsgebiets verteilt sind. Des Weiteren wird angenommen, dass alle Kanten der rechteckigen Flächenstücke um die Anschlusspunkte herum als Leitungstrassen und alle Kreuzungspunkte der Leitungstrassen als mögliche Standorte für Einspeisestationen aus der überlagerten Netzebene genutzt werden können.

Auf diese Weise kann die Struktur eines Versorgungsgebiets im Hinblick auf die Auslegung einer bestimmten betrachteten Netzebene im wesentlichen durch Angaben zur Fläche des Gebiets, zur Zahl der Last- und Erzeugungs-Anschlusspunkte sowie zur (einheitlichen) Höhe der Lasten (insbesondere der Jahreshöchstlast) und der Erzeugungsleistung beschrieben werden. Bild C.1 verdeutlicht am Beispiel der untersten Netzebene, bei der die Hausanschlüsse die zu berücksichtigenden Anschlusspunkte darstellen, das Prinzip der homogenen Versorgungsaufgabe im Vergleich zu einer realitätstypischen, inhomogenen Struktur.

Es leuchtet unmittelbar ein, dass die MNA aufgrund dieser Abstraktion nicht eingesetzt werden kann, um die optimale Netztopologie in einem realen Versorgungsgebiet zu ermitteln. Sie ist gleichermassen kein Werkzeug zur Unterstützung der Netzplanung. Bei Fragestellungen, die auf den durchschnittlichen, nicht durch fallspezifische Einflussfaktoren bestimmten Zusammenhang zwischen Anlagenmengen (z. B. Leitungslänge) oder Netzkosten und den zugrunde liegenden Eigenschaften der Versorgungsaufgabe abzielen, kann sie jedoch gerade durch den abstrakten Modellierungsansatz belastbare Erkenntnisse liefern.

*Realitätstypische (inhomogene)
Versorgungsaufgabe*



- Hausanschluss
- mögl. Einspeisung
- - - mögl. Trasse

*Homogene
Versorgungsaufgabe*

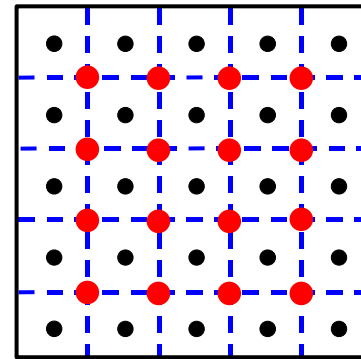


Bild C.1: Abstrakte Nachbildung einer realitätstypischen Versorgungsaufgabe durch eine homogene Struktur für die Anwendung der Modellnetzanalyse

C.1.3 Teilgebietsansatz

Wenn die MNA angewendet wird, um die Auswirkungen der Eigenschaften realer Versorgungsgebiete auf den dort erforderlichen Netzanlagenbestand und die damit verbundenen Netzkosten zu untersuchen, etwa für vergleichende Analysen unterschiedlicher Versorgungsgebiete, kann die auf gebietsweiten Durchschnittswerten beruhende abstrahierte Beschreibung der Versorgungsaufgabe zu ungenau sein, um belastbare Ergebnisse zu gewinnen. Bei solchen Untersuchungen kann die Genauigkeit gesteigert werden, indem jedes betrachtete Versorgungsgebiet in Teilgebiete zerlegt und die MNA für jedes Teilgebiet separat angewendet wird. Es wird dann nur unterstellt, dass jedes Teilgebiet für sich genommen näherungsweise durch eine homogene Versorgungsaufgabe nachgebildet werden kann (siehe Bild C.2). Diese Teil-Versorgungsaufgaben können sich dagegen von Teilgebiet zu Teilgebiet unterscheiden. Die für die Teilgebiete eines Versorgungsgebiets erhaltenen Ergebnisse (Anlagenbestand, Netzkosten) werden bei dieser Vorgehensweise aufsummiert, um Ergebnisse für das Gesamtgebiet zu erhalten.

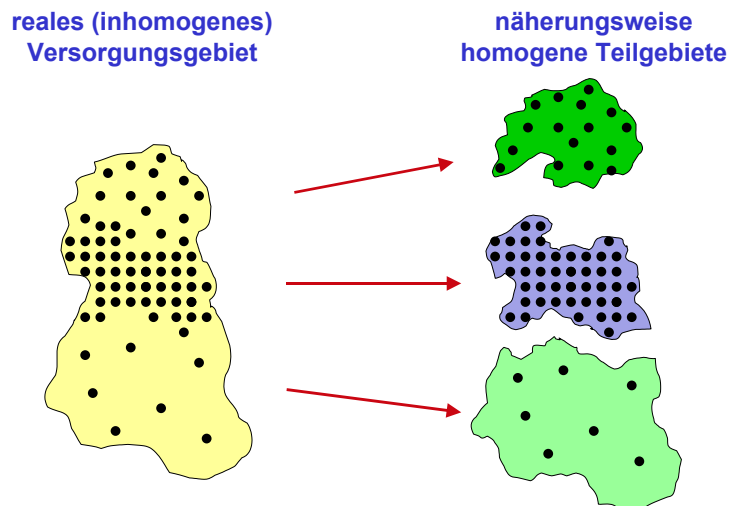


Bild C.2: Nachbildung eines realen (inhomogenen) Versorgungsgebietes durch Zerlegung in näherungsweise als homogen angenommene Teilgebiete

Die Einteilung von Versorgungsgebieten in Teilgebiete sollte dabei so gewählt werden, dass die benötigten Eingangsgrößen für die MNA teilgebietsspezifisch entsprechend den gewählten Abgrenzungen zur Verfügung gestellt werden können. Sinnvoll kann z. B. die Einteilung nach Gemeinden oder anderen in statistischen Datenbeständen berücksichtigten Bezirken sein. Je nach Aufgabenstellung kann auch eine sehr feine Gebietseinteilung in kartografisch definierte Rasterflächen mit Kantenlängen von weniger als 1 km sinnvoll sein, wie sich jüngst in Untersuchungen zur Erfassung zersiedelter Strukturen und zur Abgrenzung erschlossener von nicht erschlossenen Gebieten gerade bei der Gasversorgung gezeigt hat. Grundsätzlich gilt, dass die Analyse umso genauer ist, je kleiner die Teilgebiete sind. Um zu vermeiden, dass die MNA entartete Netze entwirft, sollten die Teilgebiete allerdings immer deutlich grösser sein als die „elementaren“ Flächenstücke je Anschlusspunkt (z. B. Grundstücksgrößen in der Endverteilenebene). Diese aus der „Granularität“ der Versorgungsaufgabe resultierende Grenze unterscheidet sich je nach der betrachteten Netzebene.

C.1.4 Eingangsgrößen zur Beschreibung des Last- und Erzeugungsmodells

Als Eingangsgrößen zur Beschreibung des homogenen Last- und Erzeugungsmodells für eine betrachtete Netzebene in einem (Teil-) Versorgungsgebiet benötigt die MNA folgende Informationen:

- *Zahl der Anschlusspunkte:* Dies umfasst sowohl Anschlusspunkte für die Versorgung von Endkunden (Lasten und Erzeugungsanlagen) als auch (ausser in der Endverteilenebene) für

die Einspeisung in unterlagerte Netzebenen über Umspann- bzw. Gasdruckregelanlagen. Die Zahl der letztgenannten Anschlusspunkte ergibt sich bei einer Bottom-up-Optimierung über mehrere Netzebenen modellendogen aus der Dimensionierung der unterlagerten Ebene. Die Zahl der Anschlusspunkte für Endkunden ist dagegen für jede Netzebene explizit anzugeben. Diese darf nicht verwechselt werden mit der meist deutlich höheren Zahl der Zählpunkte. Relevant für die MNA sind die Anschlusspunkte, an denen der Verantwortungsbereich des Netzbetreibers endet. Von einem solchen Anschlusspunkt aus können jedoch mehrere Zählpunkte versorgt werden, z. B. in einem Mehrfamilienhaus.

Die MNA ermittelt die insgesamt zu berücksichtigende Zahl der Anschlusspunkte aus der Summe der Anschlusspunkte für Endkunden und für Einspeisungen in die unterlagerte Ebene und weist diesen Anschlusspunkten eine als gewichteter Mittelwert errechnete „Ersatzlast“ zu, um trotz eventuell unterschiedlicher Last- oder Einspeisehöhen der beiden Anschlusspunkt-Typen zu einem einheitlichen Last-/Erzeugungsmodell zu gelangen.

- *(Einheitliche) Höchstlast und/oder Höchsteinspeisung je Anschlusspunkt:* Für jede Netzebene ist eine durchschnittliche Höchstlast und Höchsteinspeisung je Anschlusspunkt anzugeben. Dabei können verschiedene Last- und Erzeugungstypen unterschieden werden (s. Last- / Einspeisecharakteristik). Diese Angabe ist nur für Anschlusspunkte zur Endkundenver-/entsorgung erforderlich, da sich die Leistung an Einspeisungen in die unterlagerte Ebene aus der Dimensionierung der Umspann- bzw. Gasdruckregelanlage ergibt. Die Last je Anschlusspunkt kann in der Endverteilebene alternativ auch durch die Last pro Wohneinheit und die durchschnittliche Zahl der Wohneinheiten pro Anschlusspunkt definiert werden, was insbesondere bei überwiegend durch Wohnbebauung charakterisierten (Teil-) Versorgungsgebieten naheliegend ist.

Von dieser Lastangabe je Anschlusspunkt abzugrenzen ist die Höchstlast von Endkunden, die *direkt* aus einer Umspann- oder Gasdruckregelanlage versorgt werden, z. B. über kundeneigene Leitungen. Lasten dieser Art wirken sich nicht auf die Auslegung des Leitungsnetzes aus, können aber von der MNA bei der Auslegung der Umspann- bzw. Gasdruckregelanlagen berücksichtigt werden.

- Zur Bestimmung der maximalen und minimalen Last, die an einem Netzanschluss vorliegt, werden die *Last- und Einspeisecharakteristika* benötigt.

Die Last- und Einspeisecharakteristika werden als 24-Stunden Zeitreihe (typischer Tagesgang) angegeben, wobei die Werte für die einzelnen Stunden als Prozentwert anzugeben sind. Für die verschiedenen Lasttypen wird dabei je eine Zeitreihe für einen Starklast- und einen Schwachlastfall benötigt, für die unterschiedlichen Erzeugungstypen ist je eine Zeitreihe für maximale Einspeisung und für minimale Einspeisung anzugeben.

Die Last- und Einspeisecharakteristika müssen für die Nieder- und Mittelspannung getrennt angegeben werden. In den beiden Spannungsebenen können bis zu 5 unterschiedliche Typen von Anlagen zur dezentralen Erzeugung berücksichtigt werden (z. B. Photovoltaik, KWK, Wind). Bei der Last ist die Unterscheidung in bis zu 3 verschiedene Lasttypen (z.B. Haushalt, Gewerbe) möglich.

Zu beachten ist, dass die einzelnen Tagesgänge und die angegebene Last bzw. Einspeisleistung in der Versorgungsaufgabe korrespondieren. So sollten z. B. alle Tagesgänge für Lasten auf dieselbe Last normiert werden, da in der Definition der Versorgungsaufgabe nur eine durchschnittliche Last angegeben wird,

- *Versorgte Fläche des (Teil-) Versorgungsgebiets:* Hierbei ist nur der Teil der Gesamtfläche des betrachteten Gebiets zu berücksichtigen, der vom Netz in einer betrachteten Netzebene auch tatsächlich abgedeckt wird. Auszugrenzen sind demnach
 - Flächen, die nicht vom Netz überspannt werden (z. B. Seen, Wälder und sonstige grössere Freiflächen), wobei der Umfang der auszugrenzenden Flächenstücke mit steigender Netzebene abnimmt, da überlagerte Netze auch Freiflächen überbrücken müssen;
 - Flächen, die zwar besiedelt, nicht jedoch vom Netz erschlossen sind; diese Abgrenzung ist vor allem für Gasversorgungsnetze relevant, wohingegen Stromversorgungsnetze praktisch einen Erschliessungsgrad von 100 % aufweisen.

Neben diesen grundlegenden Angaben wird eine homogene Versorgungsaufgabe durch die Form des „elementaren“ Flächenstücks charakterisiert, das jedem Anschlusspunkt zugeordnet wird. Die MNA unterstellt grundsätzlich auf jeder Netzebene quadratische Flächenstücke. Auf der Ebene der Endverteilung ist diese Annahme aber nicht realistisch, da Grundstücke tendenziell rechteckig zugeschnitten werden, wobei die kurze Seite der Strasse zugewandt ist. Um diesen Effekt analysieren zu können, bietet die MNA die Möglichkeit, auf der untersten Netzebene rechteckige Elementarflächen vorzusehen und das Seitenverhältnis explizit vor-

zugeben. Dass die Grundstücksgeometrie wesentlichen Einfluss auf die Leitungslänge eines Netzes (und ebenso die Strassenlänge und damit den Umfang anderer Netzinfrastrukturen) haben kann, verdeutlicht Bild C.3 beispielhaft für ein stilisiertes Versorgungsgebiet mit 64 zu versorgenden Grundstücken. Bei der hier gewählten Netzstruktur eines verzweigten Strahlennetzes mit drei Leitungsabschnitten ergibt sich bei einem Seitenverhältnis von 1:4 eine um rund ein Viertel geringere Leitungslänge als bei quadratischen Grundstücksflächen.

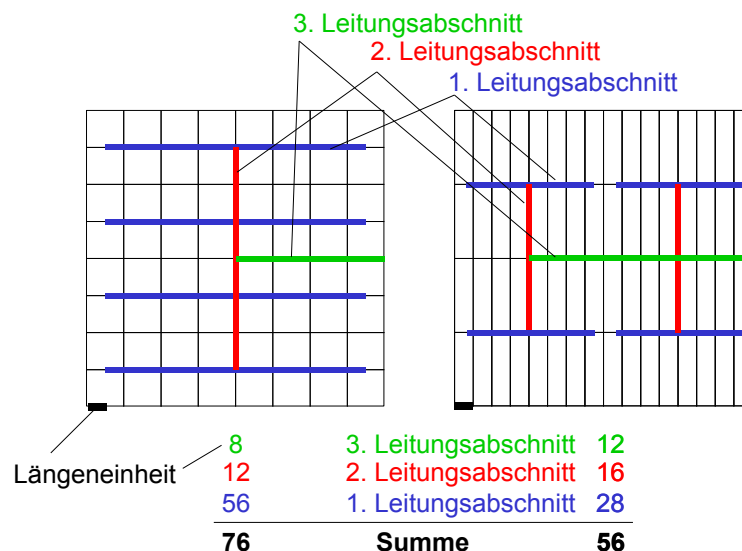


Bild C.3: Verdeutlichung des Einflusses der Grundstücksgeometrie auf die Versorgungsleitungslänge in der Endverteilebene

C.1.5 Planungsvorgaben

Bei der Auslegung eines Netzes für eine gegebene Versorgungsaufgabe bestehen für den Netzplaner verschiedene Freiheitsgrade, vor allem hinsichtlich

- der Zahl der verwendeten Netzebenen und deren Nennspannungen bzw. Druckstufen,
- der verwendeten Betriebsmittel (v. a. Leitungstypen sowie Dimensionierung und technische Ausstattung von Umspann- bzw. Gasdruckregelanlagen),
- der Netzstruktur (z. B. Strahlen-, Ring- oder Maschenstruktur) und damit der Redundanz des Netzes, und
- der Festlegung der bei der Netzplanung zu berücksichtigenden technischen Nebenbedingungen (z. B. Spannungs- bzw. Druckgrenzen sowie Belastungsgrenzen für die Betriebsmittel in Abhängigkeit von deren technischen Eigenschaften).

Grundsätzlich ist die Netzauslegung als Optimierungsaufgabe aufzufassen, mit dem Ziel, diese Freiheitsgrade so zu nutzen, dass die Netzkosten insgesamt minimiert und gleichzeitig alle vom Netzbetreiber nicht beeinflussbaren wie auch die von ihm selbst bestimmten Nebenbedingungen eingehalten werden. Nicht beeinflussbare Nebenbedingungen können z. B. Vorgaben durch Gesetze, Normen, Regelwerke oder auch die Regulierungsbehörde sein, die sich auf Sicherheitsanforderungen, die Interoperabilität der Netze oder andere Ziele beziehen. Beeinflussbare Nebenbedingungen betreffen beispielsweise – insbesondere bei Stromnetzen – das angestrebte Niveau der Netzzuverlässigkeit.

In der Praxis wird die Netzplanung jedoch nicht in jedem Einzelfall als eine solche komplexe Optimierungsaufgabe gehandhabt, da der hiermit verbundene Aufwand nicht vertretbar wäre und vor allem in den meisten Fällen bereits weitgehende Einschränkungen der Freiheitsgrade durch die in der Vergangenheit bereits getroffenen planerischen Entscheidungen zu berücksichtigen sind. Daher ist es üblich, einen grossen Teil der genannten Freiheitsgrade auf Basis von Erfahrungen oder Grundsatzuntersuchungen weitgehend festzulegen. Hieraus ergeben sich Planungsgrundsätze, die im Einzelfall als feste Vorgaben behandelt werden. Dabei ist es durchaus üblich, dass die Planungsgrundsätze nach bestimmten Eigenschaften der Versorgungsaufgabe differenziert werden, dass also beispielsweise in innenstädtischem Gebiet eine andere Netzstruktur angestrebt wird als in ländlichem Gebiet.

An dieser Planungspraxis orientiert sich auch die MNA: Die oben genannten Freiheitsgrade werden nicht durch das Modell optimiert, sondern durch eine Reihe von Planungsvorgaben festgelegt. Diese werden allerdings nicht bei der Modellentwicklung vorgegeben, sondern können bei der Anwendung des Modells eingegeben werden. Somit kann der Einfluss jeder einzelnen Planungsvorgabe auf die Netzauslegung und -kosten mittels Variantenanalyse gezielt untersucht werden.

Im Einzelnen bietet die MNA folgende Möglichkeiten, die Planungsvorgaben für die Netzauslegung zu beeinflussen:

- *Zahl der Netzebenen:* Die MNA kann bis zu drei Leitungs-Netzebenen mit weitgehend frei parametrierbaren Nennspannungen bzw. Druckstufen sowie die jeweils überlagerten Stationsebenen (Umspann- bzw. Gasdruckregelanlagen) berücksichtigen.

Diese Modell-Netzebenen können im Prinzip auf alle realen Netzebenen angewendet werden, mit einer Einschränkung: Für die überregionale Transportebene (Übertragungsebene

bei Stromnetzen und Fernleitungsebene bei Gasnetzen) ist die MNA konzeptbedingt kaum geeignet, da die Aussagekraft der Ergebnisse wegen der in diesen Ebenen vergleichsweise geringen Zahl jeweils grossvolumiger Einzelanlagen angesichts der starken Abstraktion bei der Beschreibung der Versorgungsaufgabe sehr begrenzt ist.

- *Betriebsmitteleigenschaften:* Die MNA unterstellt, dass – der üblichen Praxis entsprechend – auf jeder Netzebene für gleiche Funktionen innerhalb eines homogen strukturierten (Teil-) Versorgungsgebiets bei gleichzeitiger Errichtung („Grüne-Wiese-Ansatz“) einheitliche Betriebsmittel (v. a. Leitungs- und Stationstypen und -dimensionierungen) verwendet werden. Die eingesetzten Betriebsmittel und ihre technischen Eigenschaften werden dabei nicht auf Basis einer Optimierung ausgewählt, sondern vom Anwender des Modells im Sinne von Planungsvorgaben festgelegt.
- *Netzstruktur:* Die MNA bietet die Möglichkeit, für jede betrachtete Netzebene separat eine von drei standardisierten Netzstrukturen (Strahlen-, Ring- und Maschennetz) auszuwählen. Wenngleich hiermit das Spektrum der in realen Netzen vorliegenden Strukturen, das insbesondere durch Kombinationen dieser Grundstrukturen geprägt ist, nicht umfassend differenziert abgebildet werden kann, ermöglicht dies eine grobe Abschätzung des Einflusses der gewählten Netzstruktur auf Anlagenbestand und Netzkosten.

In der Praxis erfordert die Auswahl der optimalen Netzstruktur insbesondere eine Abwägung der Netzkosten und der aus Betriebs- und Zuverlässigkeitsgründen angestrebten Netzredundanz. Netzstrukturen mit höherer Redundanz bewirken tendenziell höhere Netzkosten durch zusätzliche Leitungsverbindungen, redundante Stationsauslegungen und zusätzlichen Bedarf an Schalt- bzw. Stellmöglichkeiten. Um die höhere Redundanz betrieblich auch nutzen zu können, sind zudem reduzierte Belastungsgrenzen für die Betriebsmittel zu berücksichtigen, was wiederum tendenziell zu höheren Kosten führt. Die MNA kann die genannten Kostenwirkungen nachbilden, nicht jedoch die sonstigen bei der Wahl der optimalen Netzstruktur zu berücksichtigenden Kriterien wie Zuverlässigkeitsniveau und betriebliche Prozesse.

Für die Endverteilebene kann neben der Grundform der Netzstruktur vorgegeben werden, ob Versorgungsleitungen nur auf einer Strassenseite (oder in der Strassenmitte) oder aber auf beiden Strassenseiten vorgesehen werden und somit die Gebäude auf beiden Strassenseiten (bei „einseitiger Strassenbelegung“) oder nur die Gebäude auf jeweils einer Strassenseite (bei „zweiseitiger Strassenbelegung“) über eine Leitung versorgt werden.

- *technische Nebenbedingungen:* Die MNA berücksichtigt sowohl betriebsmittelbezogene Grenzen insbesondere für die maximale Belastung (nebst Vorgaben für einzuhaltende Margen zur Berücksichtigung von Unsicherheiten und zukünftigem Lastzuwachs) als auch systembezogene Grenzen wie Spannungs- bzw. Druckgrenzen an den Last-Anschlusspunkten.
- *Last- und Erzeugungsdurchmischung:* Die Tatsache, dass Höchstlasten und Höchstleistungen zu unterschiedlichen Zeitpunkten auftreten und die „zeitgleiche“ Höchstleistung eines Last-/Erzeugungs-Kollektivs somit geringer ist als die Summe der „zeitungleichen“ Einzellasten und Erzeugungsleistungen, wird bei der MNA – wie in der Planungspraxis üblich – durch vorzugebende Gleichzeitigkeitsfaktoren berücksichtigt, wobei unterschiedlich detaillierte Modellierungen der Last- und Erzeugungsdurchmischung möglich sind.

Näheres zu den stromspezifischen Ausprägungen dieser Planungsvorgaben ist im Abschnitt C.1.8 ausgeführt.

C.1.6 Netzauslegung

Der Algorithmus zur Netzauslegung bei der MNA beruht, wie zuvor erläutert, auf der Annahme, dass ein mehrere Netzebenen umfassendes Netz von der untersten Ebene ausgehend Ebene für Ebene ausgelegt werden kann, ohne Rückwirkungen überlagerter auf unterlagerte Ebenen berücksichtigen zu müssen. Diese vereinfachende Annahme ist im Rahmen des generell stark abstrahierenden Modellierungsansatzes der MNA unter den Bedingungen zulässig,

- dass realistische Planungsvorgaben definiert werden, deren Bestimmung ja bereits einen erheblichen Teil der Komplexität der Optimierungsaufgabe „Netzauslegung“ vorwegnimmt, und
- dass es bei vorgegebenen, einheitlichen Betriebsmitteldimensionierungen immer als kostengünstiger unterstellt werden kann, die Belastbarkeit der Betriebsmittel auf einer unterlagerten Ebene so vollständig wie möglich (unter Berücksichtigung aller technischen Nebenbedingungen) auszunutzen als Teile der Kapazität unnötigerweise ungenutzt zu lassen und damit einen grösseren Teil der zu erbringenden Transportaufgabe einer überlagerten Ebene zu überlassen.

Die erstgenannte Bedingung muss bei der Anwendung der MNA berücksichtigt werden. Dabei ist zu beachten, dass je nach Eigenschaften der Versorgungsaufgabe unterschiedliche Kombinationen von Planungsgrundsätzen sinnvoll und praxisüblich sein können.

Die zweitgenannte Bedingung kann bei den üblichen Kostenverhältnissen von Betriebsmitteln in der Regel als erfüllt angesehen und somit bei der MNA zugrunde gelegt werden, die konzeptgemäss den „durchschnittlichen“ und nicht den unter Umständen hiervon abweichenden einzelnen Sonderfall betrachtet.

Es ergeben sich somit folgende Berechnungsschritte für die Netzauslegung:

- Zunächst wird für die unterste betrachtete Netzebene (z. B. die Endverteilebene) ermittelt, wie lang unter Berücksichtigung der technischen Nebenbedingungen ein Leitungszweig (bei Stromnetzen als „Abgang“ bezeichnet) von der in diese Ebene einspeisenden Station (Umspann- bzw. Gasdruckregelanlage) bis zum letzten Anschlusspunkt maximal sein kann.
- Ausgehend hiervon wird bestimmt, wie viele solche Zweige von einer Einspeisestation aus versorgt werden können, wobei sowohl Nebenbedingungen für das Leitungsnetz als auch die (vorgegebene) Kapazität der Umspann- bzw. Gasdruckregelanlage berücksichtigt werden.
- Daraus ergibt sich, wie viele Einspeisestationen in diese Netzebene im betrachteten (Teil-) Versorgungsgebiet benötigt werden. Damit ist die Netzauslegung für diese Ebene abgeschlossen. Aus den Ergebnissen werden unter Berücksichtigung der gewählten Netzstruktur aggregierte Grössen wie die Leitungslänge dieser Ebene im betrachteten Gebiet ermittelt.
- Die Zahl der benötigten Einspeisestationen aus der überlagerten Ebene fliesst – neben weiteren Eingangsgrössen – in die Auslegung der überlagerten Netzebene ein. Diese folgt dem gleichen Berechnungsschema, wobei eingangs die Zahl der insgesamt zu berücksichtigenden Last-Anschlusspunkte aus der Zahl der Anschlusspunkte für Endkunden und der Zahl der Stationen zur Einspeisung in die unterlagerte Ebene ermittelt und all diesen Anschlusspunkten ein „Ersatzanschluss“ zugewiesen wird (siehe Abschnitt C.1.2).

Aus diesem Algorithmus ergeben sich – der homogenen Versorgungsaufgabe entsprechend – homogen strukturierte Modellnetze, die alle üblichen Planungsvorgaben berücksichtigen und in dem fiktiven Fall einer Versorgungsaufgabe, die tatsächlich diese Struktur aufweist, auch

so realisiert werden könnten. Die bei der MNA stattfindende Abstraktion betrifft also in erster Linie die Versorgungsaufgabe, nicht die darauf aufbauende Netzgestaltung.

Bei der Netzauslegung werden die einzuhaltenden technischen Nebenbedingungen mittels Lastflussberechnung überprüft. Durch die Symmetrieeigenschaften der Modellnetze nimmt die Lastflussberechnung hier eine vereinfachte Form an. Es wird jedoch keine Näherungsform verwendet.

Bei der Ermittlung von Summenlasten und –erzeugungen der über einen Leitungszweig oder eine Station ver-/entsorgten Anschlusspunkte können Angaben über das Ausmass der Last- und Erzeugungsdurchmischung berücksichtigt werden, d. h. über den Beitrag jeder Einzel-last/-erzeugung zur Summen-Höchstlast.

Neben den durch Lastflussberechnung zu überprüfenden Nebenbedingungen können strukturelle Nebenbedingungen wie Vorgaben für die maximale Länge von Leitungen, die maximale Zahl von Anschlusspunkten pro Leitung oder – insbesondere bei Stromnetzen üblich – die maximale Zahl von „Abgängen“ pro Umspannstation berücksichtigt werden.

Der oben beschriebene Netzauslegungsalgorithmus berücksichtigt zunächst nur die Versorgungsleitungen, von denen die abschliessenden Leitungsstücke zur Versorgung von Gebäuden (Hausanschlussleitungen) abzweigt werden, nicht jedoch die Hausanschlussleitungen selbst. Deren Länge wird abschliessend auf Basis der Zahl der zu berücksichtigenden Anschlusspunkte und der vom Anwender des Modells vorzugebenden durchschnittlichen Hausanschluss-Leitungslänge ermittelt. Eine modellendogene Ermittlung der durchschnittlichen Hausanschluss-Leitungslänge ist nicht möglich, da die MNA keine Informationen über die Lage der Anschlusspunkte innerhalb der Grundstücksflächen hat.

In der bisherigen Darstellung des Netzauslegungsalgorithmus wird unterstellt, dass als unterste Netzebene die Endverteilebene betrachtet wird. Für den Fall, dass hiervon abweichend die Analyse bei einer höheren Netzebene beginnen soll, bietet die MNA die Möglichkeit, die Zahl der dann zu berücksichtigenden Einspeisestationen in die nächste unterlagerte (und nicht mehr zu betrachtende) Netzebene explizit vorzugeben. Diese Vorgabe ersetzt dann den Zahlenwert, der ansonsten als Ergebnis der Auslegung der unterlagerten Ebene ermittelt würde.

Daneben kann es je nach Aufgabenstellung von Interesse sein, für die Auslegung einer Stationsebene (Umspannung oder Gasdruckregelanlagen) die Zahl der Stationen fest vorzugeben,

so dass der Netzauslegungsalgorithmus nicht mehr die Zahl, sondern die Auslastung der einzelnen Stationen zu bestimmen hat. Auch diese Möglichkeit bietet die MNA.

C.1.7 Kostenermittlung

Der zuvor beschriebene Schritt der Netzauslegung liefert ein nach Anlagentypen (Netzebenen, Leitungstypen etc.) differenziertes Mengengerüst (v. a. Leitungslängen und Stationszahlen) des für die betrachtete Versorgungsaufgabe entworfenen kostenminimalen Netzes. Hierfür werden anschliessend die Kosten auf Basis standardisierter, ebenfalls nach Anlagentypen differenzierter Investitions- und Betriebskostenansätze ermittelt. Dabei kommt ein annuitätisches Kostenmodell zur Anwendung, das Investitionskosten unter Berücksichtigung von Nutzungsdauern und Kalkulationszinssätzen in gleichbleibende Jahreskosten umrechnet. Betriebskosten können als prozentualer, jährlich anfallender Zuschlag in Bezug auf die Investitionskosten oder auch als anlagentypspezifische absolute Kostenbeträge pro Jahr berücksichtigt werden. Bei der MNA für Stromnetze werden zusätzlich die Netzverlustkosten als eine Komponente der Betriebskosten ermittelt.

C.1.8 Stromnetzspezifische Planungsvorgaben

Beim Entwurf von Strom-Modellnetzen können folgende Planungsvorgaben berücksichtigt werden:

- Es können bis zu drei *Netzebenen* nachgebildet werden. Diese sind fest den Spannungsebenen Nieder-, Mittel- und Hochspannung zugeordnet, wobei die Nennspannungen in der Nieder- und Hochspannungsebene mit 0,4 kV bzw. 110 kV festgelegt und in der Mittelspannungsebene wahlweise mit 10 kV oder 20 kV parametrierbar sind. Zur Speisung jeder dieser Netzebenen aus der jeweils überlagerten Spannungsebene wird je eine Umspannebene (Stationen mit Transformatoren) nachgebildet.
- Die wesentlichen planungsrelevanten *technischen Eigenschaften der Betriebsmittel* werden durch folgende Angaben berücksichtigt:
 - Stromtragfähigkeit, Reaktanz- und Widerstandsbeläge der Leitungen
 - Umspannkapazität, Leerlauf- und Kurzschlussverlustfaktoren der Transformatoren sowie Zahl der Transformatoren pro Umspannstation

- Als grundlegende Formen der *Netzstruktur* berücksichtigt die MNA für Stromnetze die in Bild C.4 und Bild C.5 skizzierten Strahlen-, Ring- und Maschennetzstrukturen. Es wird unterstellt, dass jeweils von einer in die betrachtete Netzebene einspeisenden Umspannstation ausgehend ein rechteckiger Ausschnitt des betrachteten Versorgungsgebiets versorgt wird. Die Abmessungen dieses Ausschnitts werden dabei nicht vorgegeben, sondern gehen als Ergebnis aus der Netzauslegung hervor. Die Versorgung findet über eine ebenfalls aus der Netzauslegung hervorgehende Zahl von Leitungsabgängen statt, die je nach Netzstruktur nicht miteinander verbunden werden (Strahlennetz) oder aber durch Ring- oder Maschenschlüsse miteinander verbunden werden. Dabei ist es für die hier im Vordergrund stehende Ermittlung der Anlagen-Mengengerüste unbedeutend, ob von einer im Normalbetrieb offenen (mit Trennstellen) oder geschlossenen Betriebsweise ausgegangen wird.

Bei den Netzstrukturen Ring- und Maschennetz wird berücksichtigt, dass die hiermit verbundene strukturelle Netzredundanz nur dann zur Steigerung der Netzzuverlässigkeit beiträgt, wenn ausreichende Belastungsreserven der Betriebsmittel eingeplant werden, um im Störfall eine Weiter- oder Wiederversorgung über die verbleibenden Betriebsmittel ohne Verletzung technischer Grenzen (v. a. der Strombelastbarkeit der verbleibenden Betriebsmittel) zu ermöglichen.

Bei allen Strukturen wird berücksichtigt, dass im Bereich der hier horizontal dargestellten Leitungsabschnitte in der Regel mehrere Leitungen auf gleicher Trasse verlegt werden können, wodurch sich unterschiedliche Trassen- und Stromkreislängen ergeben.

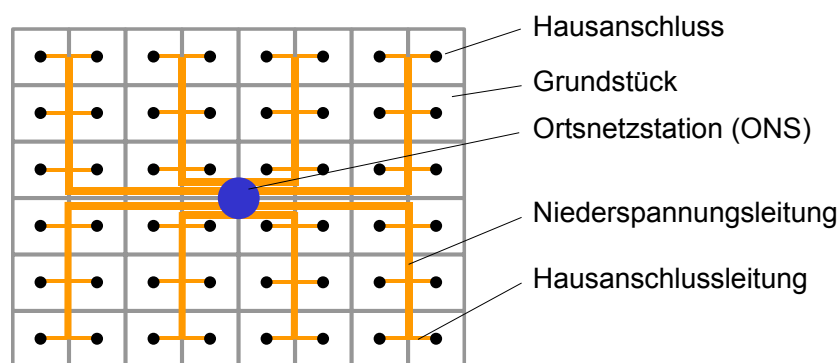


Bild C.4: Grundsätzliche Struktur von Strom-Modellnetzen (hier: Strahlennetz, dargestellt am Beispiel der Niederspannungsebene)

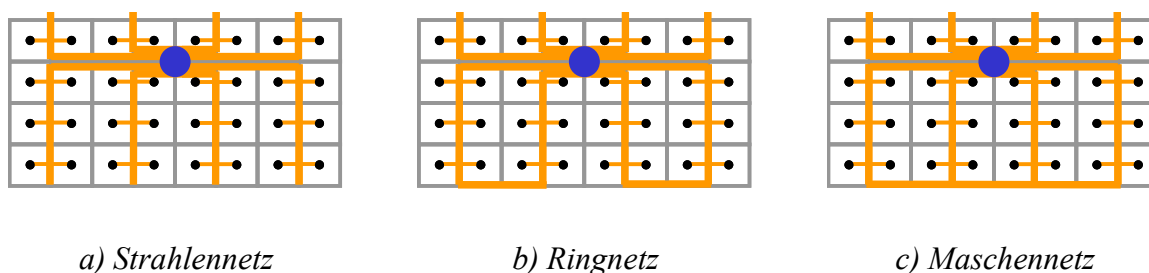


Bild C.5: Optionale Grundformen der Netzstruktur für Strom-Modellnetze

Der Modellierungsansatz der MNA beruht auf der Annahme, dass das gesamte Netz in einem betrachteten (Teil-) Versorgungsgebiet konsequent nach einer der drei berücksichtigten Grundformen strukturiert ist. Dies ist angesichts der als homogen angenommenen Versorgungsaufgabe und des „Grüne-Wiese-Ansatzes“ folgerichtig, da es keinen Grund gibt, innerhalb eines homogen strukturierten Gebiets unterschiedliche Strukturen zu realisieren, sofern nicht die historische Entwicklung des Netzes dagegen spricht.

Bei Vergleichen mit realen Netzen ist dagegen zu beachten, dass diese in der Regel keine durchgängig einheitliche Struktur aufweisen, sondern Mischformen dieser und anderer denkbarer Grundstrukturen. Beim Entwurf von Zielnetzen als Orientierung für die langfristige Netzentwicklung ist es jedoch durchaus praxisüblich, von einer weitgehend einheitlichen Struktur auszugehen, die unter Abwägung von Netzkosten, Zuverlässigkeitszielen und anderen Einflussfaktoren ausgewählt wird.

- Als *technische Nebenbedingung* wird – neben den für die Betriebsmittel vorzugebenden Belastbarkeitsgrenzen – für jede Netzebene der maximale Spannungsfall und die maximale Spannungsanhebung zwischen Einspeisepunkt aus der überlagerten Ebene und dem „hintersten“ Anschlusspunkt berücksichtigt.