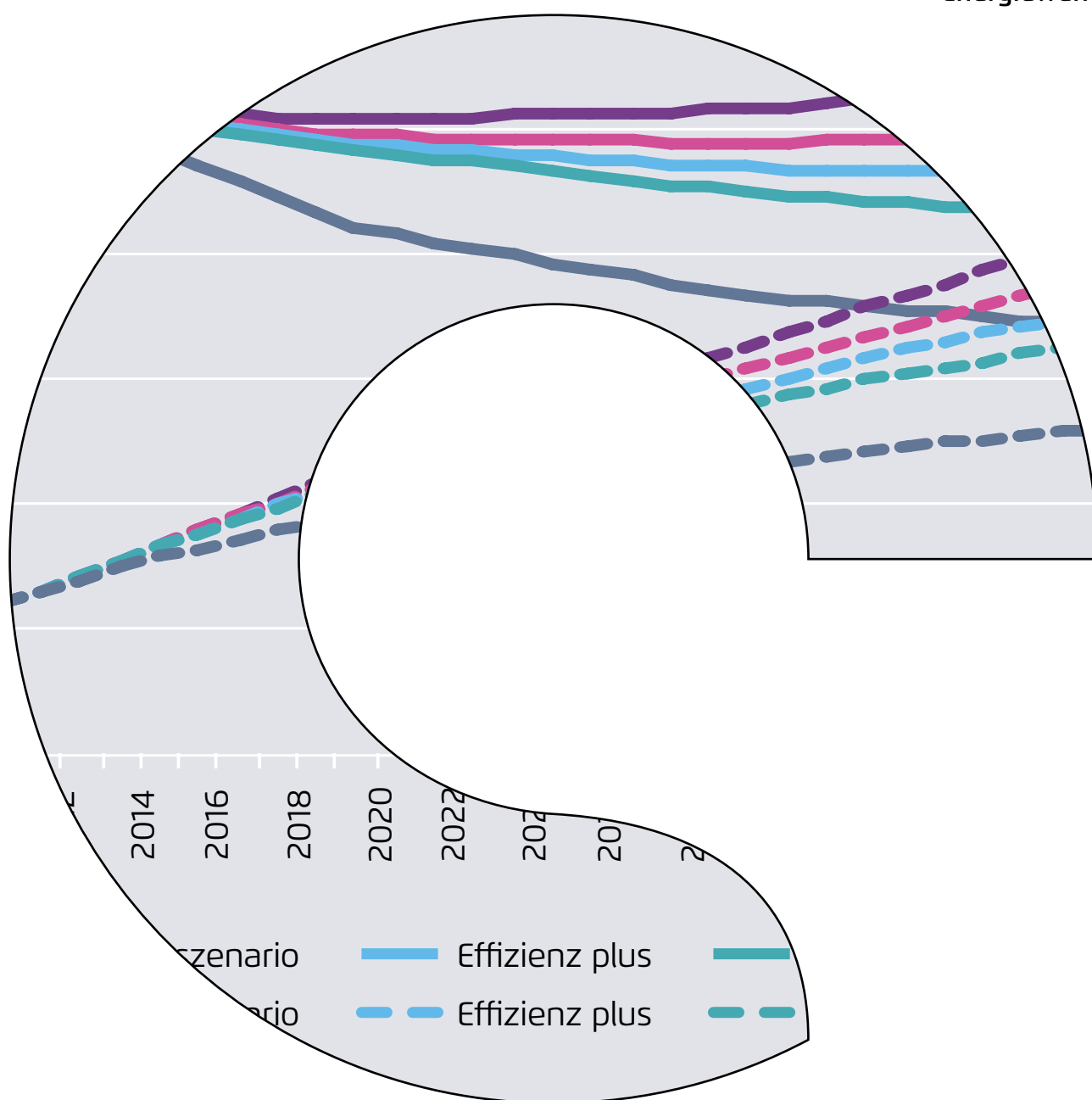


Positive Effekte von Energieeffizienz auf den deutschen Stromsektor

Endbericht einer Studie von der Prognos AG und dem Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW)

STUDIE

Agora
Energiewende



Positive Effekte von Energieeffizienz auf den deutschen Stromsektor

IMPRESSUM

STUDIE

Positive Effekte von Energieeffizienz
auf den deutschen Stromsektor

Endbericht einer Studie von der
Prognos AG und dem Institut für Elektrische
Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW)

ERSTELLT IM AUFTRAG VON

Agora Energiewende
Rosenstraße 2 | 10178 Berlin

Projektleitung: Alexandra Langenheld
alexandra.langenheld@agora-energiewende.de

Redaktion: Nikola Bock

European Climate Foundation (ECF)
Neue Promenade 6 | 10178 Berlin
Ansprechpartner: Katrin Riegger, Huy Tran

The Regulatory Assistance Project (RAP)
Rosenstraße 2 | 10178 Berlin
Ansprechpartner: Andreas Jahn, Meg Gottstein

Korrektur: Infotext GbR, Berlin
Satz: UKEX GRAPHIC, Ettlingen
Druck: Oktoberdruck AG, Berlin
Recycling-Offset aus 100% Altpapier
Titelbild: Eigene Darstellung

032/01-S-2014/DE

Veröffentlichung: März 2014

AUTOREN

Marco Wunsch (Projektkoordination)
Ruth Offermann, Friedrich Seefeldt, Karsten Weinert,
Inka Ziegenhagen
Prognos AG
Goethestraße 85 | 10623 Berlin

David Echternacht, Dr.-Ing. Ulf Kasper,
Julian Lichtinghagen, Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser
Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft
(IAEW)
Schinkelstraße 6 | 52062 Aachen

BEGLEITKREIS

Wir danken den Mitgliedern des Begleitkreises für
ihre Unterstützung. Die Verantwortung für die Studie
und deren Ergebnisse liegt ausschließlich bei Agora
Energiewende, ECF und RAP sowie den beteiligten
Forschungsinstituten.

Im Begleitkreis waren vertreten:

- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und
Reaktorsicherheit
- Bundesnetzagentur
- Bundesverband der Deutschen Industrie e. V.
- Bundesverband Neuer Energieanbieter e. V.
- Deutsche Unternehmensinitiative Energieeffizienz e. V.
- Deutscher Industrie- und Handelskammertag e. V.
- Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e. V.
- Verband kommunaler Unternehmen e. V.
- Verbraucherzentrale Bundesverband e. V.
- World Wide Fund For Nature

Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

die Frage nach den Kosten beherrscht die öffentliche Debatte um die Energiewende. Darin wird bisher vernachlässigt, dass mit einer Steigerung der Energieeffizienz die Energiewende deutlich günstiger umzusetzen ist.

In welcher Größenordnung der finanzielle Wert des Stromsparens für den Stromsektor insgesamt liegt, ist bislang noch nicht beziffert worden. Hier setzt die gemeinsame Studie von Agora Energiewende, der European Climate Foundation (ECF) und dem Regulatory Assistance Project (RAP) an.

Konkret zeigt die Studie, in welchem Umfang durch Energieeffizienz die Kosten der Stromerzeugung gesenkt werden können, und zwar in den Bereichen konventionelle und erneuerbare Erzeugung sowie bei Übertragungs- und Verteilnetzen. Die bemerkenswerten und durchaus überraschenden Ergebnisse halten Sie in Ihren Händen.

Die neue Bundesregierung steht vor der Aufgabe, für die Energiewende entscheidende Politiken auf den Weg zu bringen. Gerade bei der Energieeffizienz gibt es Handlungsdruck, um

die langfristigen Ziele – Senkung des Primärenergieverbrauchs bis 2050 um 50 Prozent und des Stromverbrauchs bis zum Jahr 2020 um 10 Prozent beziehungsweise bis 2050 um 25 Prozent – zu erreichen.

Die vorliegende Studie ist daher auch als ein Plädoyer dafür zu verstehen, die Rolle der Energieeffizienz im Stromsektor entsprechend ihrer Bedeutung zu würdigen und der Effizienz eine prominente Rolle im Zuge der gegenwärtigen Energiewende-Diskussion einzuräumen.

Mit der Umsetzung der Europäischen Energieeffizienzrichtlinie in nationales Recht sowie dem im Koalitionsvertrag angekündigten Nationalen Energieeffizienz-Aktionsplan gibt es hierfür konkreten Anlass.

Wir wünschen Ihnen eine anregende Lektüre!

Ihr

Patrick Graichen, Direktor Agora Energiewende
Johannes Meier, CEO European Climate Foundation
Meg Gottstein, Principal Regulatory Assistance Project

Die Ergebnisse auf einen Blick

1.

Die Steigerung der Energieeffizienz senkt die Kosten des deutschen Stromsystems deutlich.

Jede eingesparte Kilowattstunde Strom reduziert Brennstoffe, CO₂-Emissionen, fossile und erneuerbare Kraftwerksinvestitionen sowie Netzausbau. Eine Reduktion des Stromverbrauchs bis 2035 um 10 bis 35 Prozent gegenüber der Referenzentwicklung senkt die Kosten im Jahr 2035 um 10 bis 20 Milliarden Euro₂₀₁₂.

2.

Die Steigerung der Energieeffizienz im Strombereich ist gesamtwirtschaftlich sinnvoll.

Eine eingesparte Kilowattstunde Strom bewirkt je nach betrachtetem Szenario eine Kosteneinsparung im Stromsystem zwischen 11 und 15 Cent₂₀₁₂ im Jahr 2035. Sehr viele Effizienzmaßnahmen sind wesentlich günstiger umzusetzen, ihre Umsetzung ist damit aus gesamtwirtschaftlicher Sicht sinnvoll.

3.

Je geringer der Stromverbrauch, desto geringer fällt auch der Ausbaubedarf der Stromnetze aus.

Der langfristige Ausbaubedarf im deutschen Übertragungsnetz bis zum Jahr 2050 kann bei einer deutlichen Steigerung der Energieeffizienz von 8.500 Kilometern Leitungslänge auf einen Ausbaubedarf zwischen 1.750 und 5.000 Kilometern gesenkt werden.

4.

Eine Senkung des Stromverbrauchs senkt CO₂-Emissionen und Brennstoffimportkosten.

Durch eine Reduktion des Stromverbrauchs um mehr als 15 Prozent gegenüber einer Referenzentwicklung können im Jahr 2020 die CO₂-Emissionen um 40 Millionen Tonnen und die Importausgaben für Steinkohle und Erdgas um 2 Milliarden Euro₂₀₁₂ reduziert werden.

Inhalt

Zusammenfassung	7
Summary	13
1. Zielsetzung und Aufgabenstellung	17
2. Vorgehen und Rahmenannahmen	19
2.1 Verbrauchsszenarien	19
2.2 Energiewirtschaftliche Rahmendaten	24
2.2.1 Politischer Rahmen	24
2.2.2 Brennstoffpreise	24
2.2.3 Kohlendioxid-Preise	25
3. Berechnung der Kosten der Stromerzeugung	27
3.1 Konventionelle Stromerzeugung	27
3.2 Erneuerbare Stromerzeugung	31
3.3 CO ₂ -Emissionen in den Szenarien	38
3.4 Importkosten für Primärenergieträger zur Stromerzeugung	38
3.5 Regionalisierung der Daten für die Netzmodellierung	39
4 Berechnung der Netzkosten	41
4.1 Zusammensetzung der Netzkosten	41
4.2 Vorgehensweise Netzmodellierung	41
4.3 Übertragungsnetz	42
4.3.1 Methodisches Vorgehen	42
4.3.2 Aufbereitung der Eingangsdaten	42
4.3.3 Übertragungsnetzmodell	46
4.3.4 Regionalisierung der Einspeisung	47
4.3.5 Methodik zur Ermittlung des Ausbaubedarfs im Übertragungsnetz	48
4.3.6 Ergebnisse des Übertragungsnetzausbaus	51
4.3.7 Kosten für das Übertragungsnetz	57
4.4 Verteilungsnetz	59
4.4.1 Methodisches Vorgehen	59
4.4.2 Eingangsdaten und Ableitung von Modellnetzen	59
4.4.3 Methodik zur Ermittlung des Ausbaubedarfs im Verteilungsnetz	61
4.4.4 Ergebnis des Verteilungsnetzausbaus	64
4.4.5 Kosten für das Verteilungsnetz	65

Inhalt

5	Gesamtkosten des Stromsystems	67
5.1	Ergebnisse der Kostenberechnungen	67
5.2	Einordnung der Ergebnisse	71
6	Schlussfolgerungen	73
7	Anhang	75
7.1	Weiterführende Beschreibung der betrachteten Szenarien	75
7.1.1	Übergeordneter Rahmen	75
7.1.2	Annahmen zur Effizienzentwicklung in den Verbrauchssektoren	76
7.2	Exkurs: Einfluss eines verringerten Stromverbrauchs auf die zu erwartenden Großhandelspreise	80
7.3	Sensitivität: Höhere Erneuerbare-Energien-Anteile durch mehr Energieeffizienz	81
8	Literaturverzeichnis	83

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildung 0-1: Gegenüberstellung der Einsparpotenziale aus den Studien und den im Vergleich zum BAU-Szenario unterstellten Stromeinsparungen der Szenarien	8
Abbildung 0-2: Gesamtkosten für die Stromerzeugung und die Netzinfrastruktur	9
Abbildung 0-3: Einsparungen für die Stromerzeugung und die Netzinfrastruktur gegenüber dem BAU-Szenario	10
Abbildung 2-1: Entwicklung des Endenergiestromverbrauchs in den fünf betrachteten Szenarien	20
Abbildung 2-2: Vergleich der Bandbreite der Szenarien in dieser Studie mit den Szenarien der Leitstudie 2011	21
Abbildung 2-3: Entwicklung des Endenergiestromverbrauchs und der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in den fünf Szenarien	22
Abbildung 3-1: Entwicklung von fossil-thermischer Stromerzeugungsstruktur, Speichern und Lastmanagement	28
Abbildung 3-2: Installierte Leistung von fossil-thermischen Kraftwerken, Speichern und Lastmanagement	28
Abbildung 3-3: Vollkosten der fossil-thermischen Stromerzeugung und Speicher nach Energieträgern	30
Abbildung 3-4: Vollkosten der fossil-thermischen Stromerzeugung nach Kostenarten	31
Abbildung 3-5: Entwicklung der produzierbaren und nutzbaren Strommengen aus Erneuerbaren Energien	32
Abbildung 3-6: Entwicklung der installierten Leistungen der Erneuerbaren Energien	33
Abbildung 3-7: Vollkosten der erneuerbaren Stromerzeugung nach Energieträgern	37
Abbildung 3-8: Durchschnittliche Stromgestehungskosten der erneuerbaren Stromproduktion (bezogen auf die im Stromsystem nutzbare Strommenge)	37
Abbildung 3-9: Netzknoten und zugeordnete Versorgungsgebiete	40
Abbildung 4-1: Karte der deutschen Niederspannungsnetzbetreiber	42
Abbildung 4-2: Methodisches Vorgehen für die Ermittlung der Übertragungsnetzausbaukosten	43
Abbildung 4-3: Aus energiebilanziellen Gründen abzuregelnde Energiemenge	44
Abbildung 4-4: Jahresdauerlinie der Einspeisung aus Onshore-Windenergieanlagen vor und nach simulierter Abregelung im Szenario Bau 2050	45
Abbildung 4-5: Maximale Einspeiseleistung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen vor und nach Abregelung	45
Abbildung 4-6: Übertragungsnetzmodell Deutschland (inklusive Anrainerstaaten)	46
Abbildung 4-7: Zuweisung von Versorgungsgebieten mittels Voronoi-Zerlegung	47
Abbildung 4-8: Allokation der Erneuerbare-Energien-Anlagen 2012	48
Abbildung 4-9: Veränderung der Allokation von Erneuerbare-Energien-Anlagen bis 2035 basierend auf eigenen Daten und dem Netzentwicklungsplan	49
Abbildung 4-10: Methodik zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs im Übertragungsnetz	50
Abbildung 4-11: Ausschnitt aus einem exemplarischen Ergebnis einer (n-1)-Ausfallsimulation (nur 380-kV-Leitungen)	51
Abbildung 4-12: Entwicklung des Netzausbaubedarfs zur Gewährleistung eines (n-1)-sicheren Netzes	52
Abbildung 4-13: Entwicklung des Netzausbaubedarfs im Übertragungsnetz	53
Abbildung 4-14: Regionale Verteilung des Netzausbaubedarfs	54
Abbildung 4-15: Jährliche Stromerzeugungsmenge in Norddeutschland	54
Abbildung 4-16: Vergleich der maximalen Einspeisung in den Szenarien Bau und WWF mit der dena-Studie	55
Abbildung 4-17: Investitionskosten für Übertragungsnetzausbau	56
Abbildung 4-18: Vergleich der maximalen Einspeisung mit Netzentwicklungsplan	57
Abbildung 4-19: Zusammensetzung der Übertragungsnetzkosten 2011	58
Abbildung 4-20: Aufschlüsselung der Übertragungsnetzinfrastrukturkosten	58
Abbildung 4-21: Spezifische Übertragungsnetzinfrastrukturkosten	59

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildung 4-22: Methodisches Vorgehen zur Modellierung von Verteilungsnetzen	60
Abbildung 4-23: Struktureller Aufbau der Modellnetze	61
Abbildung 4-24: Qualitativer Zusammenhang zwischen installierter EE-Leistung und Netzausbau	62
Abbildung 4-25: Exemplarische Weibull-Verteilung zur Beschreibung der Häufigkeitsverteilung von PV-Anlagen	62
Abbildung 4-26: Verfahrensablauf zur Bestimmung des Netzausbaubedarfs in der Mittelspannungsebene	63
Abbildung 4-27: Vergleich der Investitionskosten und Einspeiseleistung mit der dena-Verteilnetzstudie	65
Abbildung 4-28: Kosten Verteilungsnetzinfrastruktur im Jahr 2011	65
Abbildung 4-29: Entwicklung der spezifischen Verteilungsnetzinfrastrukturkosten	66
Abbildung 5-1: Gesamtkosten für die Stromerzeugung und die Netzinfrastruktur	68
Abbildung 5-2: Einsparungen für die Stromerzeugung und die Netzinfrastruktur gegenüber dem BAU-Szenario	69
Abbildung 5-3: Spezifische Kosten der Stromerzeugung und Netzinfrastruktur	69
Abbildung 5-4: Spezifische Kosteneinsparung im Vergleich zum BAU-Szenario	70
Abbildung 5-5: Vermiedene CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung in den Jahren 2020, 2030, 2040, 2050 gegenüber dem BAU-Szenario	70
Abbildung 5-6: Vermiedene Importausgaben für Erdgas und Steinkohle gegenüber dem BAU-Szenario	70
Abbildung 5-7: Gegenüberstellung der Einsparpotenziale aus den Studien und den im Vergleich zum BAU-Szenario unterstellten Stromeinsparungen der Szenarien	72
Abbildung 7-1: Sortierte Preiskurve (auf Grenzkostenbasis) der Szenarien im Jahr 2030	80
Abbildung 7-2: Sortierte Preiskurve (auf Grenzkostenbasis) der Szenarien im Jahr 2050	81
Abbildung 7-3: Konzept des Sensitivitätsszenarios	82
Tabelle 2-1: Stromverbrauch und Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien im Jahr 2050 in den Szenarien	21
Tabelle 2-2: Rahmendaten der untersuchten Szenarien	22
Tabelle 2-3: Preise fossiler Brennstoffe 2012 und deren angenommene Entwicklung bis 2050	25
Tabelle 2-4: CO ₂ -Preis 2012 und angenommene Preisentwicklung bis 2050	25
Tabelle 3-1: Annahmen zu Investitions- und Betriebskosten der konventionellen Stromerzeugung	29
Tabelle 3-2: Fossil-thermische Mindestleistung	33
Tabelle 3-3: Annahmen zur Berechnung der Gesamtkosten der erneuerbaren Stromerzeugung	35
Tabelle 3-4: EEG-Vergütungssätze für 2012 und Stromgestehungskosten bezogen auf die produzierbare Strommenge – unabhängig von der Abregelung	36
Tabelle 3-5: Direkte CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung in den Szenarien	38
Tabelle 3-6: Förderung von Erdgas und Steinkohle in Deutschland	39
Tabelle 3-7: Importausgaben für Erdgas und Steinkohle für die Stromerzeugung	39
Tabelle 4-1: Aggregierte Investitionskosten für den Netzausbau in der Verteilungsnetzebene von heute bis 2035 beziehungsweise von heute bis 2050	64
Tabelle 7-1: Eckdaten der fünf Szenarien	75
Tabelle 7-2: Annahmen in den Szenarien zur Entwicklung des Industriesektors	76
Tabelle 7-3: Annahmen in den Szenarien zur Entwicklung des Privathaushaltssektors	77
Tabelle 7-4: Annahmen in den Szenarien zur Entwicklung des GHD-Sektors	78
Tabelle 7-5: Annahmen in den Szenarien zur Entwicklung des Verkehrssektors	79
Tabelle 7-6: Annahmen und Ergebnisse der Sensitivitätsrechnung für das Jahr 2042	82

Zusammenfassung

Zielsetzung und Aufgabenstellung

Ziel der vorliegenden Studie ist die Bewertung der wirtschaftlichen Vorteile unterschiedlich effizienter Entwicklungen des Stromverbrauchs (sogenannte Effizienzszenarioszenarien) gegenüber einer weniger effizienten Entwicklung. Hierzu werden die Gesamtkosten des Stromsystems berechnet und gegenübergestellt. Zur gesamtwirtschaftlichen Bewertung werden die Vollkosten des gesamten Stromsystems ermittelt, diese entfallen im Wesentlichen auf die Bereiche:

- konventionelle Stromerzeugung (inklusive Speicher und Lastmanagement),
- erneuerbare Stromerzeugung,
- Stromverteilung (alle Netzebenen von 400 Volt bis 380 Kilovolt).

Die Berechnungen erfolgen für alle Szenarien für den Zeitraum von 2012 bis 2050.

In dieser Zeitspanne sind durch den demografischen Wandel und den technischen Fortschritt spürbare Verbrauchsänderungen in den einzelnen Sektoren zu erwarten.

Die Szenarien und Modelle im Überblick

Es wurden fünf Szenarien betrachtet. Im Vergleich zu dem genutzten Referenzszenario (vgl. hierzu Prognos/EWI/GWS, 2011) werden vier weitere Szenarien mit unterschiedlichen Verläufen des Stromverbrauchs betrachtet. Drei Szenarien unterstellen zusätzliche Anstrengungen zur Senkung des Stromverbrauchs. Das vierte Szenario stellt die Fortschreibung bisheriger Entwicklungen ohne politische Aktivitäten dar (*business as usual* [BAU]) und geht von einem Anstieg des Stromverbrauchs aus. In allen Szenarien steigt der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung auf 81 Prozent bis zum Jahr 2050.

Die vier Vergleichsszenarien sind, ebenso wie das Referenzszenario, keine für diese Studie vollständig neu entwickelten Szenarien, sondern basieren auf von Prognos erstellten und bereits veröffentlichten Szenarien, inklusive ihrer zugrunde liegenden Annahmen.

Für alle Szenarien wurde neben der stündlichen Einspeisung aus Erneuerbaren Energien die verbleibende notwendige konventionelle Stromerzeugung (Residual-Last) mithilfe des Prognos-Kraftwerksmodells berechnet. Dieses bildet den deutschen Kraftwerkspark anlagenscharf ab und simuliert den stündlichen Kraftwerkseinsatz entsprechend der *Merit Order*. Der ermittelte Kraftwerkspark kann in jedem Moment die für die Systemstabilität notwendige Erzeugungsleistung bereitstellen. Eine verstärkte Nutzung von Lastmanagement zur Senkung der Lastspitzen sowie der Ausbau von weiteren Stromspeichern wurden in allen Szenarien berücksichtigt.

Zur Quantifizierung des Netzausbaubedarfs im Übertragungsnetz kommt ein dezidiertes Übertragungsnetzmodell des IAEW zum Einsatz. Das genutzte Übertragungsnetzmodell enthält die Leitungen der 220-Kilovolt- und 380-Kilovolt-Spannungsebene, die Netzkuppeltransformatoren zwischen diesen beiden Spannungsebenen sowie die Phasenschiebertransformatoren. Insgesamt besteht das Modell für Deutschland aus etwa 390 Stationen und etwa 600 Trassen. Für die Ermittlung der Kosten für den Übertragungsnetzausbau wurden die Investitionskosten für den ermittelten Netzausbau bestimmt.

Für das Verteilungsnetz ist es aufgrund von mehr als einer Million Stromkreiskilometern und mehr als 860 Netzbetreibern nicht möglich, den Ausbaubedarf im Verteilungsnetz analog zum Übertragungsnetz für jedes Verteilungsnetz einzeln zu simulieren. Stattdessen erfolgt die Bestimmung des Netzausbaubedarfes mittels eines Modellnetzansatzes. Dabei wurden die fünf Modellnetzklassen „stark windgeprägt“, „windgeprägt“, „gemischte Prägung“, „PV-geprägt“ und „städtisch“ genutzt.

Potenziale der Energieeinsparung auf der Nachfrageseite

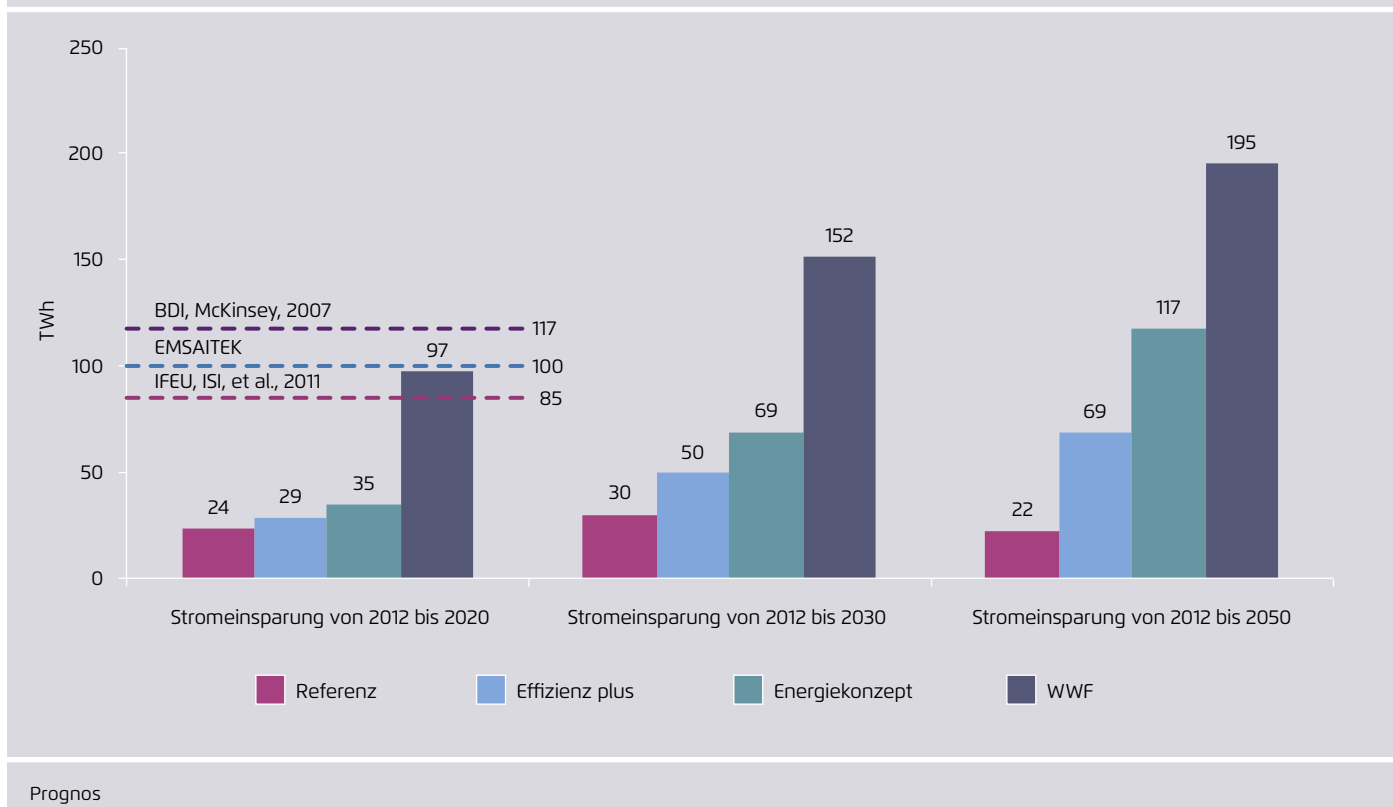
Die für die Analyse unterstellten Stromeinsparungen sind das Ergebnis einer Vielzahl von Effizienz- und Einsparmaßnahmen in allen Sektoren. Was die Umsetzung der Energieeffizienz- und Einsparmaßnahmen auf der Nachfrageseite kostet, lag nicht im Untersuchungsfokus der vorliegenden Studie.

Vielmehr wird hier stellvertretend auf ausgewählte Studien verwiesen, die gezeigt haben, dass es ein hohes Potenzial von wirtschaftlich realisierbaren Einsparungen im Strombereich gibt. Exemplarisch wurden hierzu die Ergebnisse der Studien (zum Beispiel EMSAITEK von IZES, BEI, Wuppertal Institut, 2011; BDI & McKinsey, 2007; IFEU, Fraunhofer ISI, Prognos, GWS et al., 2011) ausgewertet, die sich mit dem Kostenaspekt des Stromsparens vertieft auseinandergesetzt haben. Die drei Studien zeigen, dass die ermit-

telten wirtschaftlichen Einsparpotenziale (welche sich auf die Zeithorizonte von 2020 beziehungsweise 2030 beziehen) ausreichen, um im Jahr 2020 den WWF-Verbrauchs-pfad zu erreichen, und bis zum Jahr 2030 die notwendige Verbrauchsreduktion des Energiekonzeptes erreichbar ist. Bei der langfristigen Betrachtung bis zum Jahr 2050 ist des Weiteren zu bedenken, dass in dem Zeitraum ab 2020 beziehungsweise 2030 voraussichtlich weitere wirtschaftliche Effizienzpotenziale erschlossen werden können, die in den ausgewerteten Potenzialstudien noch nicht berücksichtigt wurden. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass sich ein Großteil der in den Szenarien angenommenen Einsparungen wirtschaftlich realisieren lässt.

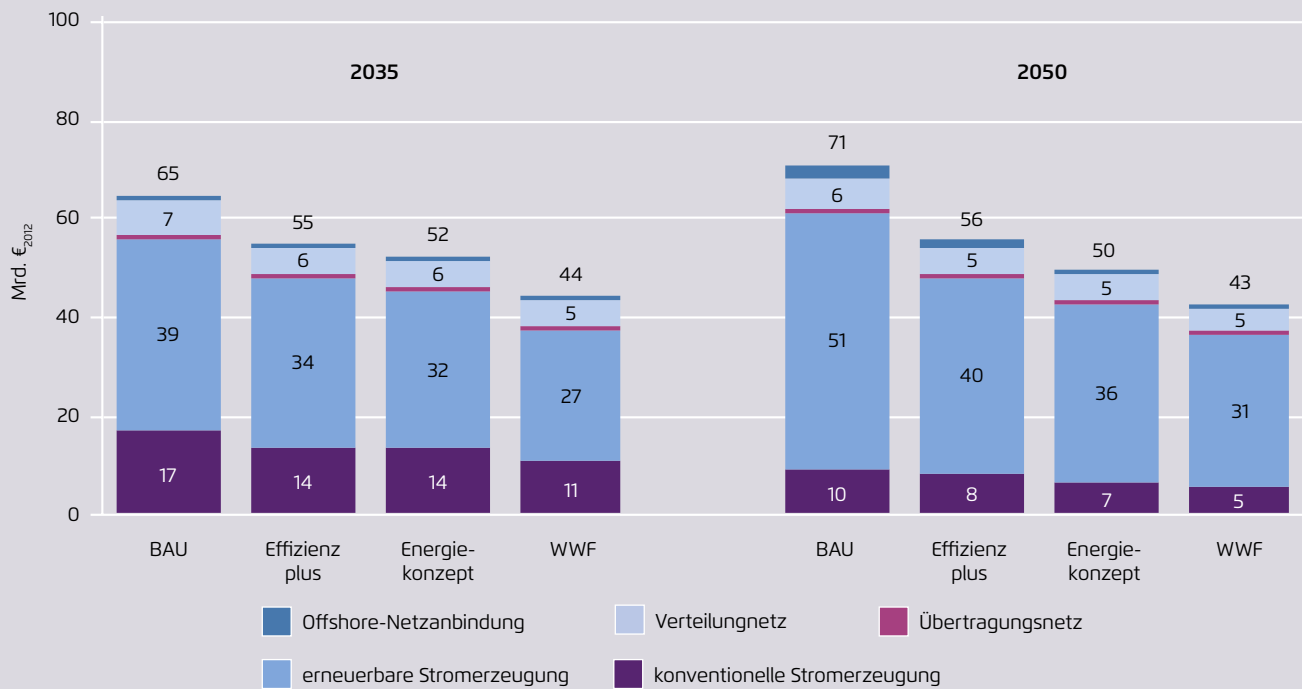
Gegenüberstellung der Einsparpotenziale aus den Studien und den im Vergleich zum BAU-Szenario unterstellten Stromeinsparungen der Szenarien

Abbildung 0-1



Gesamtkosten für die Stromerzeugung und die Netzinfrastruktur

Abbildung 0-2



BNetZA (2012): Monitoringbericht; BMU (2013): Zeitreihen zur Entwicklung der Kosten des EEG; Berechnungen Prognos und IAEW

Kosten des Stromsystems: die Ergebnisse im Überblick

Die Kosten für die Stromerzeugung und die Netzinfrastruktur lagen im Jahr 2012 bei rund 50 Milliarden Euro. In Abhängigkeit von der Entwicklung des Stromverbrauchs werden diese Gesamtkosten langfristig steigen oder sinken. Die durchgeführten Strommarkt- und Netzmodellierungen kommen zu folgenden Ergebnissen:

- Im BAU-Szenario steigen die jährlichen Kosten wegen des im Vergleich zu den anderen Szenarien höchsten Stromverbrauchs bis zum Jahr 2035 auf 65 Milliarden Euro₂₀₁₂ und bis 2050 auf 72 Milliarden Euro₂₀₁₂.
- Im Szenario Effizienz plus, in dem der Endenergiestromverbrauch langfristig um 16 Prozent gegenüber heute sinkt, liegen die Gesamtkosten in den Jahren 2035 und 2050 mit 55 Milliarden Euro₂₀₁₂ beziehungsweise 56 Mil-

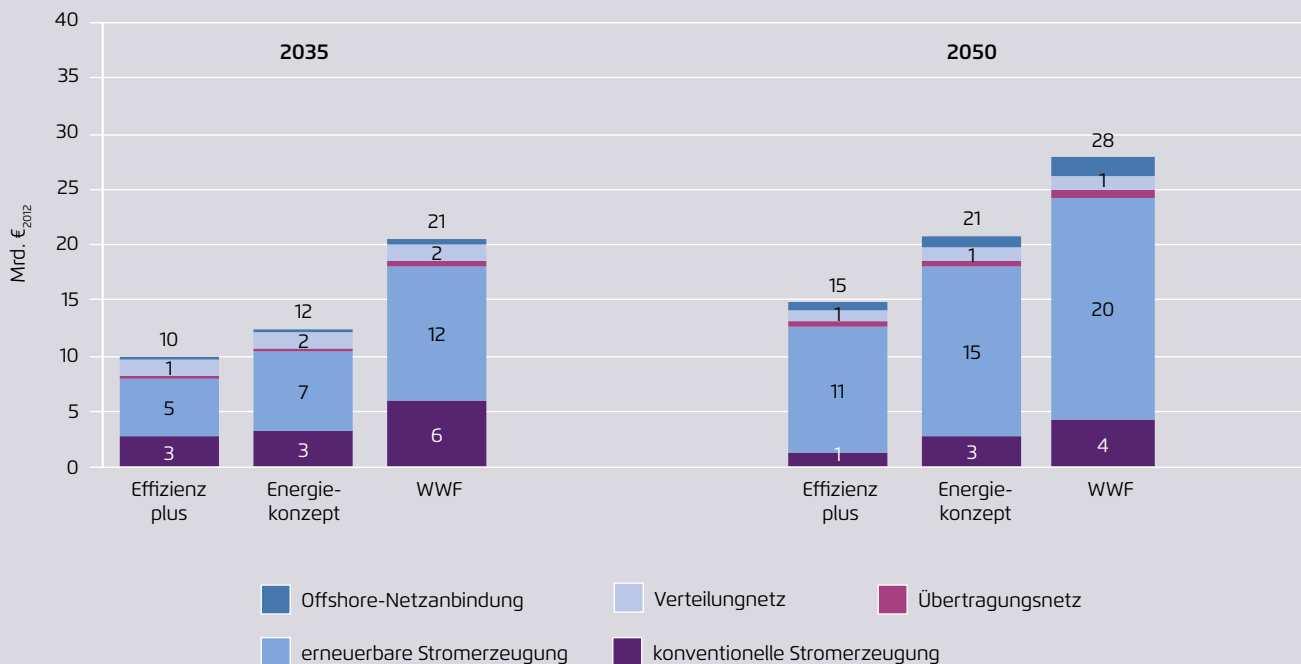
liarden Euro₂₀₁₂ um etwa 10 Prozent über dem heutigen Niveau.

- Im Szenario Energiekonzept wird von einem Rückgang des Endenergiestromverbrauchs von 20 Prozent gegenüber heute ausgegangen. Mit 52 Milliarden Euro₂₀₁₂ im Jahr 2035 und 50 Milliarden Euro₂₀₁₂ im Jahr 2050 liegen die Kosten in etwa auf dem heutigen Niveau.
- Wenn es gelingt, den Endenergiestromverbrauch so stark zu senken, wie es das WWF-Szenario vorsieht (40 Prozent bis 2050), werden die Gesamtkosten des Stromsystems mittel- und langfristig unter den heutigen Kosten liegen. Gegenüber heute ergibt sich in den Jahren 2035 und 2050 eine Kosteneinsparung um sechs beziehungsweise sieben Milliarden Euro₂₀₁₂.¹

1 Die Methodik zur Ermittlung des Netzausbaubedarfes unterscheidet sich von der der deutschen Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen des NEPs. Deshalb sollte der ermittelte Netzausbaubedarf nicht direkt mit dem Bundesbedarfsplan verglichen werden.

Einsparungen für die Stromerzeugung und die Netzinfrastruktur gegenüber dem BAU-Szenario

Abbildung 0-3



BNetZA (2012): Monitoringbericht; BMU (2013): Zeitreihen zur Entwicklung der Kosten des EEG; Berechnungen Prognos und IAEW

Diese Gegenüberstellung zeigt, dass durch eine deutliche Senkung des Stromverbrauchs die Gesamtkosten des Stromsystems auch bei einem starken Ausbau der Erneuerbaren Energien mittel- bis langfristig sinken können. Im Vergleich zum BAU-Szenario ergeben sich in den effizienteren Szenarien Kosteneinsparungen von 10 bis 20 Milliarden Euro₂₀₁₂ im Jahr 2035 und 15 bis 28 Milliarden Euro₂₀₁₂ im Jahr 2050. Den größten Beitrag zu diesen Kosteneinsparungen leistet die erneuerbare Stromerzeugung. Dieser Kostenblock ist insgesamt am größten, kann aber durch eine Verbesserung der Effizienz deutlich reduziert werden. Im Jahr 2035 entfällt bereits mehr als die Hälfte der Kosteneinsparungen auf die erneuerbare Stromerzeugung, 2050 tragen die Erneuerbaren Energien mehr als 70 Prozent zu den Kosteneinsparungen bei.

Obwohl die Finanzierung der Infrastrukturkosten auf weniger Megawattstunden verteilt werden muss, liegen die spezifischen Kosten pro MWh für die Stromerzeugung und die

Netzinfrastruktur in allen Szenarien mit rund 120 Euro₂₀₁₂ pro MWh in etwa gleich hoch.

Hinsichtlich der CO₂-Emissionen unterscheiden sich die Szenarien dagegen erwartungsgemäß deutlich. Im BAU-Szenario liegen die Emissionen, bedingt durch den im Vergleich zu den anderen Szenarien hohen konventionellen Stromanteil, über den gesamten Zeitraum am höchsten. Die niedrigsten Emissionen ergeben sich wegen des geringen Strombedarfs im WWF-Szenario. Der mit der Stromerzeugung verbundene direkte CO₂-Ausstoß liegt hier im Jahr 2030 um 22 Prozent beziehungsweise 35 Millionen Tonnen unter dem Ausstoß im BAU-Szenario. Im Jahr 2050 beträgt der Unterschied 37 Prozent beziehungsweise 19 Millionen Tonnen.

Durch eine Senkung des Stromverbrauchs können die Ausgaben für den Import von Steinkohle und Erdgas gegenüber einer weniger effizienten Entwicklung gesenkt werden. Im

Vergleich zum BAU-Szenario können im WWF-Szenario die Importe im Jahr 2020 um 2 Milliarden Euro₂₀₁₂ gesenkt werden. Langfristig gehen diese Einsparungen leicht auf 1,8 Milliarden Euro₂₀₁₂ pro Jahr zurück.

Je geringer der Stromverbrauch in den Szenarien ist, desto geringer fällt auch der Ausbaubedarf der Stromnetze aus. Die Berechnungen haben gezeigt, dass der langfristige Ausbaubedarf im Übertragungsnetz von über 8.500 Kilometern im BAU-Szenario im Jahr 2050 auf etwa 5.000 Kilometer im Effizienz-plus-Szenario, etwa 4.000 Kilometer im Energiekonzept-Szenario und sogar auf etwa 1.750 Kilometer im WWF-Szenario gesenkt werden kann.

Über den monetären Wert hinaus führt ein geringerer Stromverbrauch zusätzlich zu weiterem, in dieser Studie nicht bewertetem Nutzen. Zu nennen sind beispielsweise Schadstoffemissionen der konventionellen Kraftwerke, aber auch eine geringere Landnutzung durch den verringerten Ausbau der Erneuerbaren Energien.

Summary

Objectives and scope of work

The aim of this study was to assess the economic benefits of different development paths for electricity consumption (referred to as "efficiency scenarios"). This assessment was performed by comparing various scenarios for the development of electricity consumption. In this connection, the overall costs of the electric power system were calculated and compared.

The costs of the electric power system are primarily attributable to three areas:

- conventional generation of electricity (including storage and load management)
- power generation from renewable energy sources
- electrical grids (all voltage levels from 400 V up to 380 kV)

The calculations for all scenarios extend from 2012 to 2050. Due to demographic changes and technological progress that will occur over this time frame, significant changes in consumption across several sectors can be expected.

Scenarios and models at a glance

Five different scenarios are examined in this study. In addition to the reference scenario (see also Prognos, EWI & GWS, 2011), we consider four additional scenarios with varying power consumption trends. Three of these scenarios assume that considerable efforts will be undertaken to reduce power consumption. The fourth scenario depicts the continuation of existing trends without any regulatory activism (i.e. the "business as usual", or BAU, scenario). Furthermore, this scenario assumes an increase in power consumption. In all scenarios the share of electrical power generated from renewable energy will rise to 81 percent by 2050.

The four comparative scenarios as well as the reference scenario were not newly developed for this study. They are

based on scenarios and associated assumptions previously developed and published by Prognos.

The Prognos Power Plant Model served as the basis for calculating the power generation from conventional sources that is required beyond the hourly feeding of electricity from renewable sources into the grid (i.e. residual load). The model simulates Germany's fleet of power stations and estimates the operation of power stations on an hourly basis according to merit order. This fleet of power stations is able to provide the generation capacity needed for the stability of the system at each moment. All scenarios consider an optimized use of load management in order to achieve a decrease in load peaks as well as the further expansion of electricity storage systems.

A specific transmission grid model developed by IAEW was used in order to quantify the necessity of expanding the electricity transmission grid. The applied transmission grid model covers both 220 kV and 380 kV lines, transformers as well as phase shifters. In total, the model consists of about 390 grid nodes and around 600 power line corridors. In order to determine the costs of transmission grid expansion, associated investment costs have been estimated.

As there are more than one million circuit kilometres and more than 860 grid operators to take into account, it is impossible to estimate how much the German distribution network needs to be expanded (as could be estimated for the transmission network). Accordingly, grid expansion was estimated by using a reference grid approach that relies on modelling five prospective grid types "dominated by strong wind", "dominated by wind", "mixed", "dominated by PV" and "urban".

Demand-side energy savings potential

The electricity savings projections detailed in this study are a result of many efficiency and savings measures in all sectors. To estimate the costs of implementing efficiency and

savings measures on the demand side, a further and more detailed analysis of the costs for these measures would be necessary. However, this was not the focus of the present study.

Thus, while data on specific measures are lacking, we can draw attention to studies that indicate there is still a high potential for economically feasible savings in the area of electrical power. Studies that examine the cost aspects of energy savings were taken into account in our analysis (e.g. the EMSAITEK study by IZES, BEI, Wuppertal Institute, 2011; BDI & McKinsey, 2007; IFEU, Fraunhofer ISI, Prognos, GWS, et al., 2011). These three studies show that potential energy savings are large enough to allow adherence to the consumption corridor for 2020 allowed by the WWF as well as the consumption reductions set forth for 2030 by the German government's Energy Concept. Taking the long term view up to 2050, it must additionally be considered that starting from approx. 2020 or 2030, additional potentials for

economic efficiency will presumably be explored that are not yet apparent and were not part of the analysed studies. We assume that it will be feasible to implement the majority of savings projected in the scenarios in an economic manner.

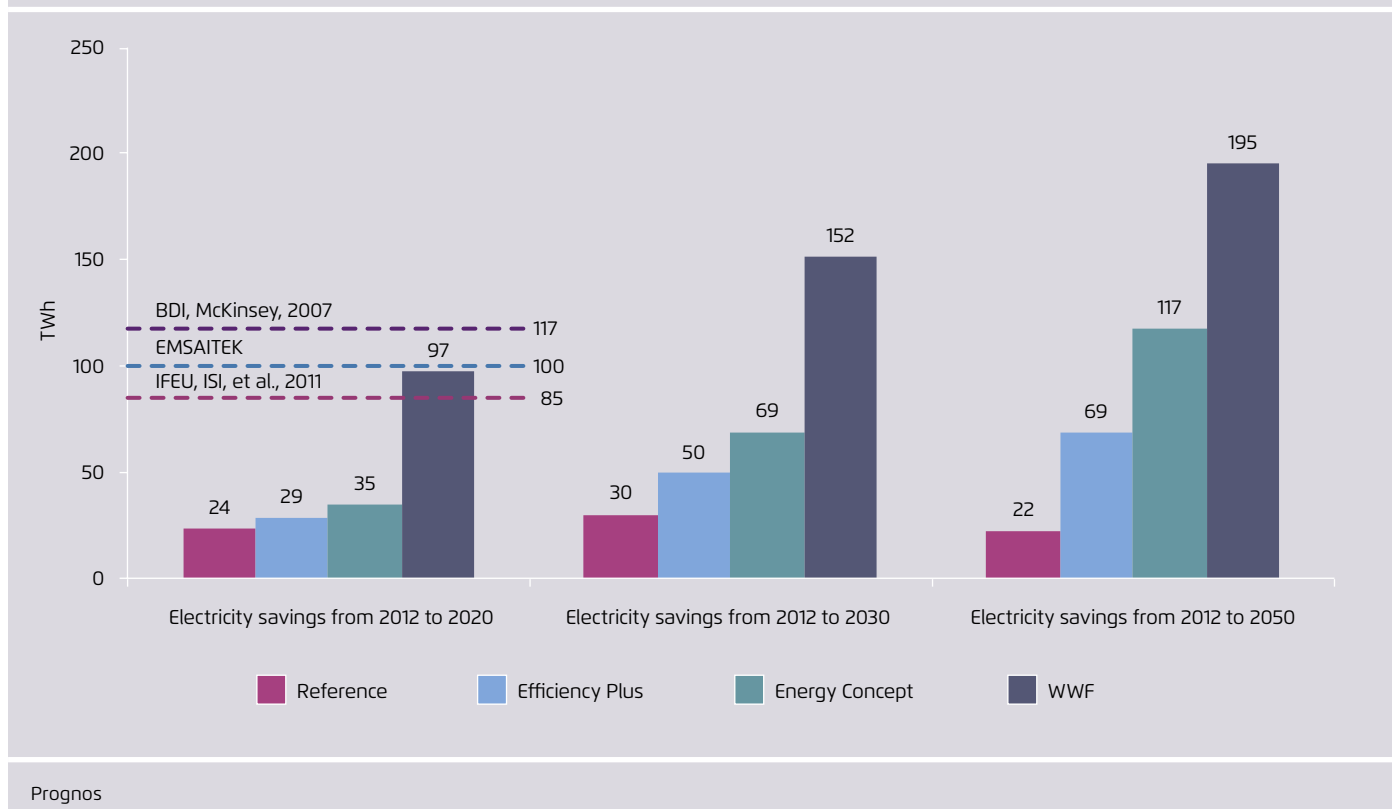
Costs of the power system: The results at a glance

In 2012 the costs for power generation and grid infrastructure amounted to approximately 50 billion Euros₂₀₁₂. Depending on electricity consumption trends, these costs will rise or fall on a long-term basis. The modelling we conducted for the power market and power grid shows the following results:

- The BAU scenario exhibits the highest electricity consumption. Under this scenario, annual costs will rise up to 65 billion Euros₂₀₁₂ by 2035 and up to 72 billion Euros₂₀₁₂ by 2050.

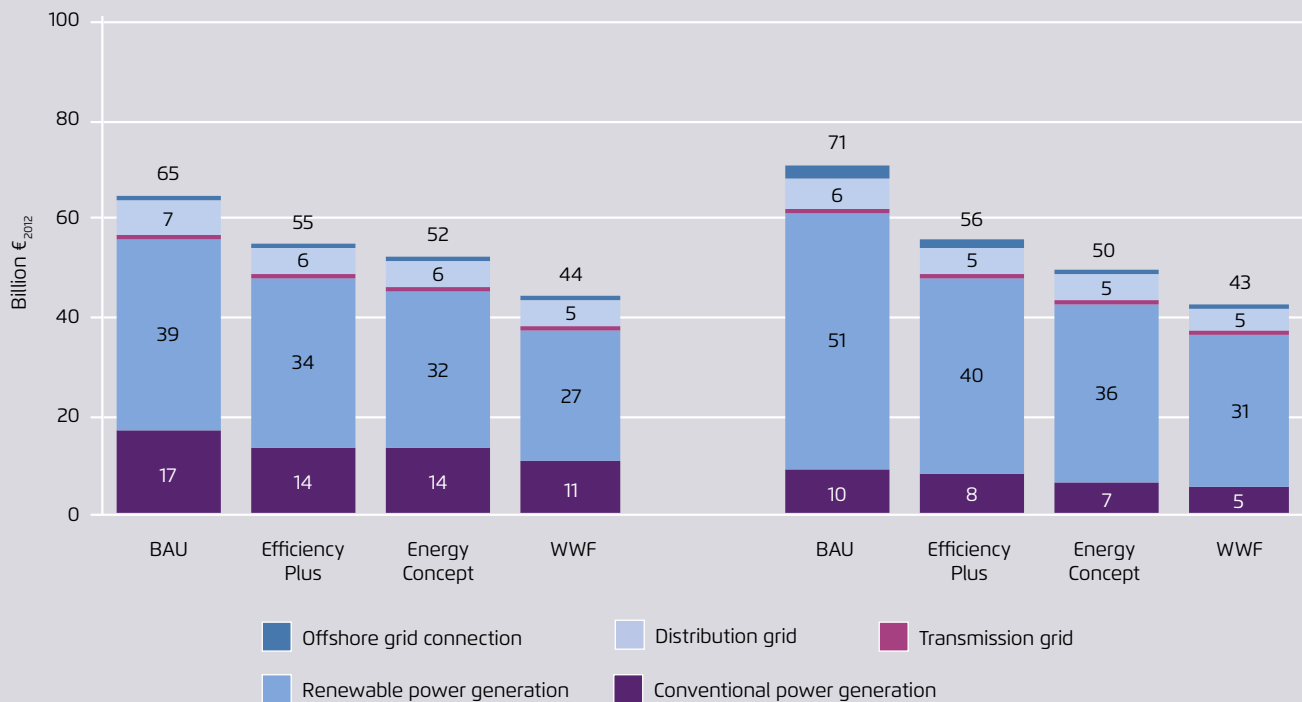
The energy savings potential from different studies, as well as electricity savings compared to the BAU scenario

Figure 1



Total costs of electricity generation and network infrastructure

Figure 2



BNetzA (2012); BMU (2013); calculations by Prognos and IAEW

- Under the Efficiency Plus scenario, which forecasts a drop in electricity consumption of 16 percent compared to today's figures on a long-term basis, the overall costs will be 55 billion Euros₂₀₁₂ by 2035 and 56 billion Euros₂₀₁₂ by 2050, a 10 percent increase over the present level (2012).
- Under the Energy Concept scenario, a 20 percent reduction in final electricity consumption is expected compared to 2012 figures. Here, the overall costs will be 52 billion Euros₂₀₁₂ by 2035 and 50 billion Euros₂₀₁₂ by 2050, and will thus be equivalent to the present level.
- With a successful reduction in electricity consumption of 40 percent by the year 2050, as expected in the WWF scenario, the overall costs of the power system will be lower than the present level on a mid- and long-term basis. Savings will amount to 6 billion Euros₂₀₁₂ by 2035 and 7 billion Euros₂₀₁₂ by 2050.

The above comparison shows that through a significant reduction in electricity consumption, the overall costs of the

power system – even with greater use of renewable energy – can drop on a mid- to long-term basis.

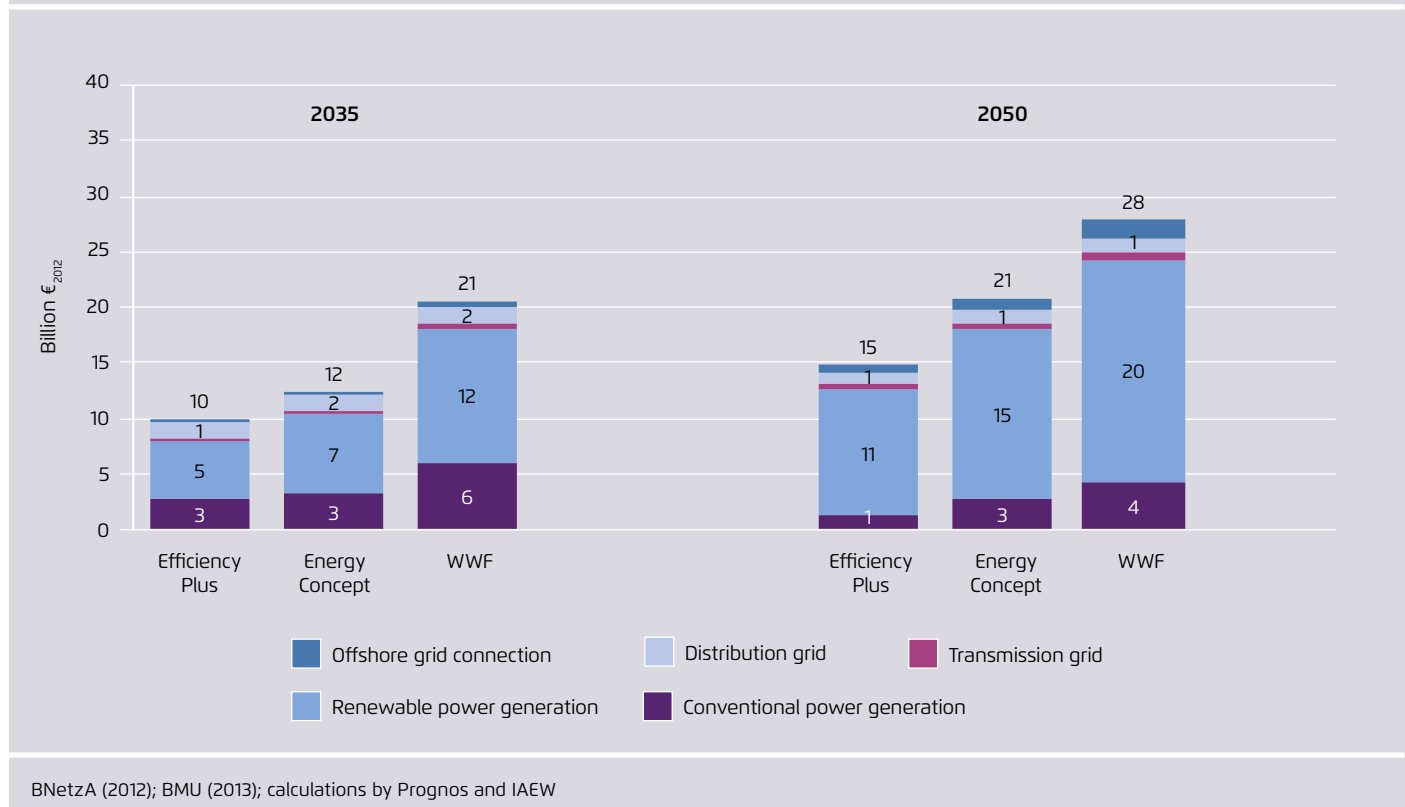
In the more efficient scenarios cost savings will be between 10 and 20 billion Euros₂₀₁₂ by 2035 and between 15 and 28 billion Euros₂₀₁₂ by 2050 compared to the BAU scenario. Power generation from renewable sources will contribute the largest share. Renewable energy is on a whole the biggest cost factor, but can be significantly minimized by improving efficiency. The generation of electricity from renewables will represent more than half of savings by 2035, and some 70 percent of savings by 2050.

Costs per MWh of generated electricity and grid infrastructure are about the same in all scenarios at 120 Euros₂₀₁₂.

As expected, there are significant differences between scenarios regarding CO₂ emissions. Due to the high share of electricity from conventional sources in the BAU scenario,

Electricity generation and grid infrastructure savings compared to the BAU scenario

Figure 3



CO₂ emissions are the highest in the scenario over the entire period until 2050. By contrast, the lowest emissions can be found in the WWF scenario due to lower electricity needs. Under this scenario, CO₂ emissions, which are directly connected to the generation of power, will be 35 million tonnes less than in the BAU scenario by 2030. Emissions savings will represent 19 million tonnes in 2050.

Through a decrease in electricity consumption the import costs for hard coal and natural gas are lower in the scenarios with more efficient trends. In comparison to the BAU scenario, the WWF scenario forecasts that imports can be lowered by 2 billion Euros₂₀₁₂ in 2020. On a long-term basis these savings drop to 1.8 billion Euros₂₀₁₂ per annum.

The lower the electricity consumption in each respective scenario, the lesser the need to expand the power supply grid. Our calculations show that by 2050, the need to expand the transmission grid can be significantly reduced: grid expansion needs equal 8,500 km under the BAU sce-

nario, 5,000 km under the Efficiency Plus scenario, approximately 4,000 km under the Energy Concept scenario, and 1,750 km under the WWF scenario.¹

Beyond monetary savings, a reduction in electrical energy consumption leads to further benefits that have not been assessed in this study, including lower pollutant emissions by conventional power plants and reduced land use due to less development of renewable energy.

1 The method used in our study to determine network expansion requirements diverges from the method applied by Germany's transmission network operators within the scope of the Network Expansion Plan (NEP). Accordingly, the figures for network expansion requirements presented here should not be compared directly with the figures from the federal expansion plan.

1 Zielsetzung und Aufgabenstellung

Ziel der Studie ist die Bewertung der wirtschaftlichen Vorteile verschiedener Stromverbrauchspfade (beziehungsweise Effizienzsznarien) gegenüber einer weniger ambitionierten Effizienzentwicklung. Dafür werden die Gesamtkosten des Stromsystems berechnet und gegenübergestellt. Die Berechnungen erfolgen für alle Szenarien für den Zeitraum 2012 bis 2050.

Die Vollkosten des Stromsystems entfallen im Wesentlichen auf die Bereiche:

- konventionelle Stromerzeugung (inklusive Speicher und Lastmanagement),
- erneuerbare Stromerzeugung,
- Stromnetze (alle Spannungsebenen von 400 V bis 380 kV).

Weitere Nutzenebenen einer verringerten Stromnachfrage, wie ein geringerer Ausstoß von Kohlendioxid (CO_2) sowie reduzierte Brennstoffimporte, werden zusätzlich zu den direkten Effekten im Stromversorgungssystem berechnet und dargestellt.

Für die drei wesentlichen Kostenbereiche – konventionelle und erneuerbare Erzeugung sowie das Stromnetz – werden jeweils die fixen und variablen Betriebskosten sowie die Kapitalkosten ermittelt. Das genaue Vorgehen wird in den nächsten Unterkapiteln beschrieben.

Alle Betrachtungen und Berechnungen in dieser Studie beziehen sich auf den Bilanzraum Deutschland. Die Einflüsse des internationalen Stromaustauschs werden im Rahmen dieser Studie nicht betrachtet. Dieses Vorgehen ermöglicht es, die Effekte einer Senkung des Stromverbrauchs durch eine gesteigerte Energieeffizienz für den Betrachtungsraum Deutschland bestimmen zu können.

Bei einer europaweiten Betrachtung würden diese Effekte durch Entwicklungen in unseren Nachbarländern überlagert, auf die Deutschland nur wenig Einfluss hat. Hierzu zählen unter anderem der dortige Ausbau der Erneuerba-

ren Energien, die Entwicklung des Stromverbrauchs und die Nutzung der Kernenergie in den Nachbarländern. Diese können – unabhängig von der Entwicklung des Stromverbrauchs in Deutschland – die deutsche Stromerzeugung und den notwendigen Netzausbau erhöhen oder senken. Langfristig ist für die Stromerzeugung jedoch davon auszugehen, dass die meisten Länder schon aus Gründen der Versorgungssicherheit und Systemstabilität vor Ort im Jahresmittel eine ausgeglichene Bilanz aus Strombedarf und Stromerzeugung anstreben werden. Die Kosten für die Stromerzeugung gleichen sich also langfristig denen aus der ausschließlich nationalen Betrachtung an. Ein aus der europäischen Betrachtung resultierender unterschiedlicher Netzausbaubedarf kann durchaus zu abweichenden Kosten führen. Allerdings machen die Kosten des Stromnetzausbaus – im Vorgriff auf ein Ergebnis dieser Studie – in allen Szenarien nur einen kleinen Anteil an den Gesamtkosten des Stromsystems aus. Deshalb würde eine europaweite Betrachtung der Szenarien und ein sich daraus ergebender höherer oder niedrigerer Stromnetzausbau die Ergebnisse der Studie auf der Kostenseite nur unwesentlich verändern.

2 Vorgehen und Rahmenannahmen

2.1 Verbrauchsszenarien

Die Betrachtungen in dieser Studie beziehen sich auf den Zeitraum von 2012 bis 2050. In dieser Zeitspanne sind durch den demografischen Wandel und den technischen Fortschritt spürbare Verbrauchsänderungen in den einzelnen Sektoren zu erwarten. Für die Bewertung von Strom-einsparungen ist daher die Festlegung eines grundlegenden energiewirtschaftlichen Szenarios als Vergleichsmaßstab für zusätzliche Anstrengungen notwendig. Insbesondere müssen für dieses Szenario Annahmen zur Entwicklung des Stromverbrauchs nach Sektoren, zum Ausbau der Erneuerbaren Energien, zur Entwicklung der Brennstoffpreise und der europäischen Klimapolitik beziehungsweise zum CO₂-Preispaß getroffen werden.

Das gewählte Referenzszenario entspricht dem aktuellen Referenzszenario der Bundesregierung. Dieses wurde 2010 von Prognos zusammen mit dem Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität zu Köln (EWI) und der Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforchung (GWS) erstellt und bildete die Grundlage für die Erstellung des Energiekonzepts der Bundesregierung. Das Referenzszenario stellt eine Entwicklung dar, die von einer Weiterführung und Anpassung der aktuellen Instrumente, auch im Bereich der Energieeffizienz, ausgeht.

Im Vergleich zu dem erstellten Referenzszenario werden vier weitere Szenarien mit unterschiedlichen Verläufen des Stromverbrauchs betrachtet. Drei Szenarien unterstellen höhere Anstrengungen zur Senkung des Stromverbrauchs. Das vierte Szenario stellt die Fortschreibung bisheriger Entwicklungen dar (*business as usual* [BAU]) und geht von einem Anstieg des Stromverbrauchs aus.

Die vier Vergleichsszenarien sind, ebenso wie das Referenzszenario, keine für diese Studie vollständig neu entwickelten Szenarien, sondern basieren auf von Prognos erstellten und bereits veröffentlichten Szenarien, inklusive ihrer dahinterliegenden Annahmen.

- Das *Business-as-usual*-Szenario (BAU) stellt eine Modifikation des Referenzszenarios dar und geht von geringeren Erfolgen bei der Energieeffizienz aus. Die bisherigen Entwicklungen werden fortgeschrieben, bestehende Instrumente werden weitergeführt, aber nicht weiterentwickelt und angepasst.
- Das Szenario Effizienz plus ist ebenfalls eine Modifikation des Referenzszenarios und greift zusätzlich Aspekte des Energiewende-Szenarios auf. Es unterstellt, dass infolge der Umsetzung der europäischen Effizienzrichtlinie (EED) zusätzliche Instrumente eingeführt werden, die zu einer Verbesserung der Energieeffizienz führen.
- Das Szenario Energiekonzept spiegelt die Zielentwicklung der deutschen Energiewende wider. Es wurde wie das Referenzszenario im Rahmen der Studie *Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung* durch Prognos, EWI und GWS erarbeitet.
- Das ambitionierteste Effizienzzenario stammt aus der Studie *Modell Deutschland – Klimaschutz bis 2050*, die 2009 von Prognos zusammen mit dem Öko-Institut und Dr. Hans-Joachim Ziesing im Auftrag des WWF erstellt wurde. Es trägt in dieser Studie die Bezeichnung WWF-Szenario.

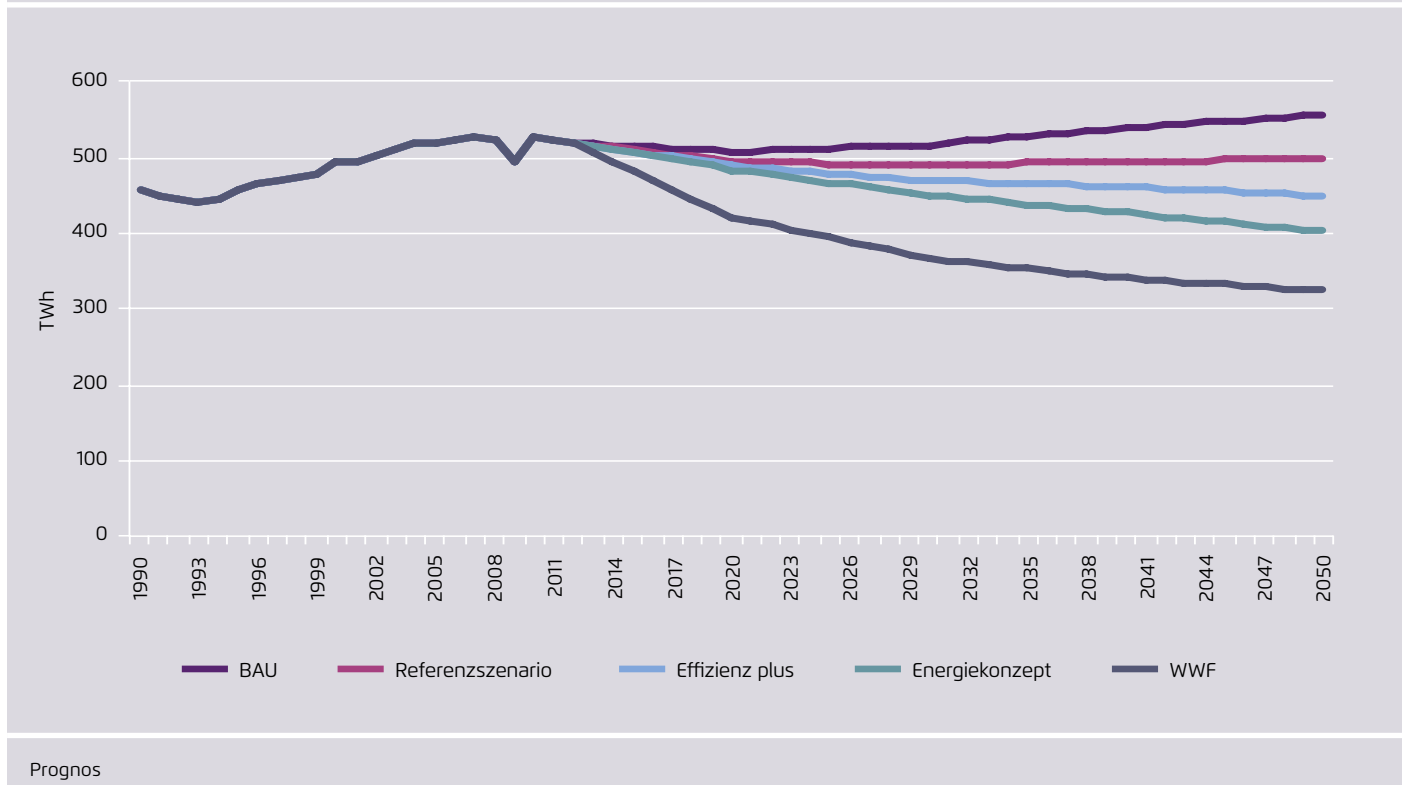
Die fünf Szenarien geben unterschiedliche Entwicklungen des Stromverbrauchs bis 2050 vor. In Abbildung 2-1 sind die unterschiedlichen Entwicklungspfade dargestellt.

Die Szenarien decken eine relativ große Bandbreite möglicher Entwicklungen ab. Das BAU-Szenario weist 2050 mit 556 TWh den höchsten Stromverbrauch aus. Der Stromverbrauch des WWF-Szenarios bildet die untere Abschätzung und liegt mit 324 TWh etwa bei 40 Prozent des Stromverbrauchs des BAU-Szenarios.

Auch im Vergleich mit Szenarien anderer Studien bildet das WWF-Szenario eine äußerst ambitionierte Effizienzentwicklung ab. Es gibt kaum ein anderes Szenario, das eine ähnlich hohe Einsparung des Stromverbrauchs annimmt. Das WWF-Szenario beschreibt damit eine Entwicklung, die

Entwicklung des Endenergiestromverbrauchs in den fünf betrachteten Szenarien

Abbildung 2-1



als untere Abschätzung gelten kann und nah an die Grenzen der realisierbaren Effizienzpotenziale heranreicht.

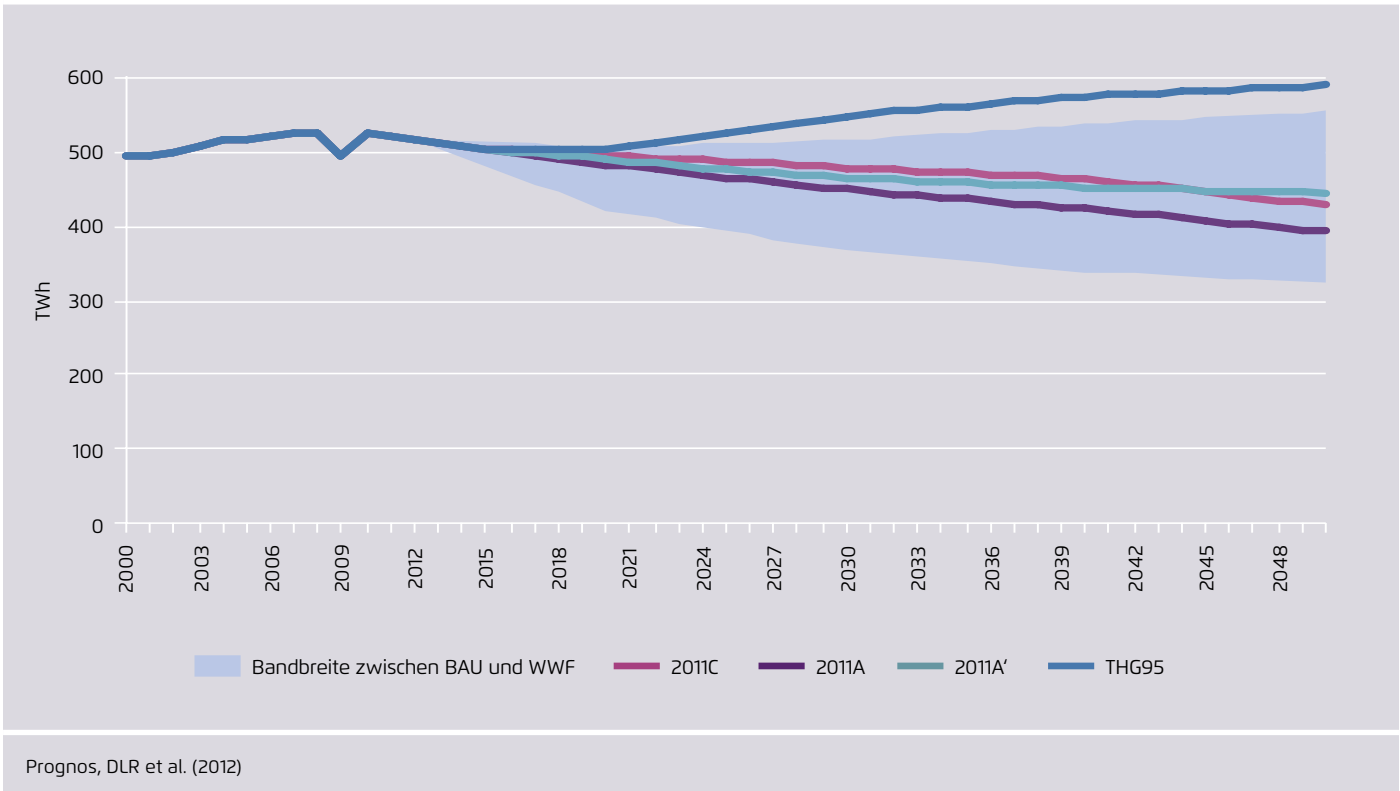
Im Gegensatz dazu stellt das BAU-Szenario als obere Abschätzung in dieser Studie nicht das Extrem der in der Literatur diskutierten Szenarien dar. Die aktuelle Leitstudie 2011 zeigt mit dem THG95-Szenario beispielsweise einen Pfad auf, der 2050 in einem Stromverbrauch von knapp 600 TWh resultiert. Weitere Studien wie das Energiekonzept 2050 des Forschungsverbunds Erneuerbare Energien (FVEE) von 2010 oder das Sondergutachten des Sachverständigenrats für Umweltfragen (SRU) von 2010 nehmen in einzelnen Szenarien sogar einen Anstieg des Stromverbrauchs auf 700 TWh bis 2050 an. Die Hochverbrauchs-szenarien unterstellen eine starke Ausweitung der Elektromobilität sowie eine deutlich zunehmende Bedeutung von Strom im Bereich der Wärmeerzeugung. Das SRU-Szenario nimmt zusätzlich eine weniger ehrgeizige Effizienzentwicklung an.

Auch wenn also ein höherer Anstieg des Stromverbrauchs als im BAU-Szenario möglich erscheint, eignen sich die gewählten Szenarien gut, um die gesamtwirtschaftlichen Effekte einer ambitionierteren Effizienzstrategie aufzuzeigen.

Abbildung 2-2 vergleicht die Bandbreite der Szenarien in dieser Studie mit vier Szenarien aus der Leitstudie 2011. Die Szenarien der Leitstudie orientieren sich an den Zielen des Energiekonzepts und erreichen diese weitgehend. Das Szenario 2011A stellt bezüglich des Ausbaus Erneuerbarer Energien das mittlere Szenario dar. Abweichend dazu bildet das Szenario 2011A' eine Entwicklung ab, die nur die heutigen Stromverbraucher (ohne Wärmepumpen, ohne Elektromobilität, ohne gegebenenfalls höherem Stromverbrauch für Prozesswärme) einbezieht. Die Szenarien 2011B und 2011C entsprechen den Energieverbrauchs- und Erzeugungsstrukturen des Szenarios 2011A. Unterschiede bestehen hinsichtlich der Bereitstellung und Nutzung von Methan im Verkehrssektor. Das Szenario THG95 schließlich zeigt, welcher Ausbau der Erneuerbaren Energien und welche Effizienzentwicklung zum Erreichen der oberen Grenze des

Vergleich der Bandbreite der Szenarien in dieser Studie mit den Szenarien der Leitstudie 2011

Abbildung 2-2



Zielkorridors für die Reduktion der Treibhausgasemissionen des Energiekonzepts notwendig wären.

Für alle Szenarien wird angenommen, dass der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Nettostromerzeugung im Jahr 2050 mehr als 80 Prozent beträgt. Die Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien ist in Abbildung 2-3 zusätzlich zur Strombedarfsentwicklung dargestellt, Tabelle 2-1 listet die absoluten Werte für den Stromverbrauch und die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien im Jahr 2050 in den unterschiedlichen Szenarien auf.

Die Szenarien weisen keine einheitliche Datengrundlage auf, da sie aus unterschiedlichen Studien stammen. Die wichtigsten Annahmen der Szenarien sind im Anhang zusammengefasst. Das WWF-Szenario beruht auf einer älteren Studie als das Referenz- und das Energiekonzept-Szenario. Daher enthalten die Szenarien unterschiedliche Annahmen zur Entwicklung des Stromverbrauchs für verschiedene Anwendungszwecke, wie beispielsweise Elektromobilität und Wärmepumpen. Deshalb trennt sich die

hier vorgelegte Untersuchung von der Bedarfsstruktur der einzelnen Szenarien und verwendet lediglich den jeweiligen

Stromverbrauch und Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien im Jahr 2050 in den Szenarien

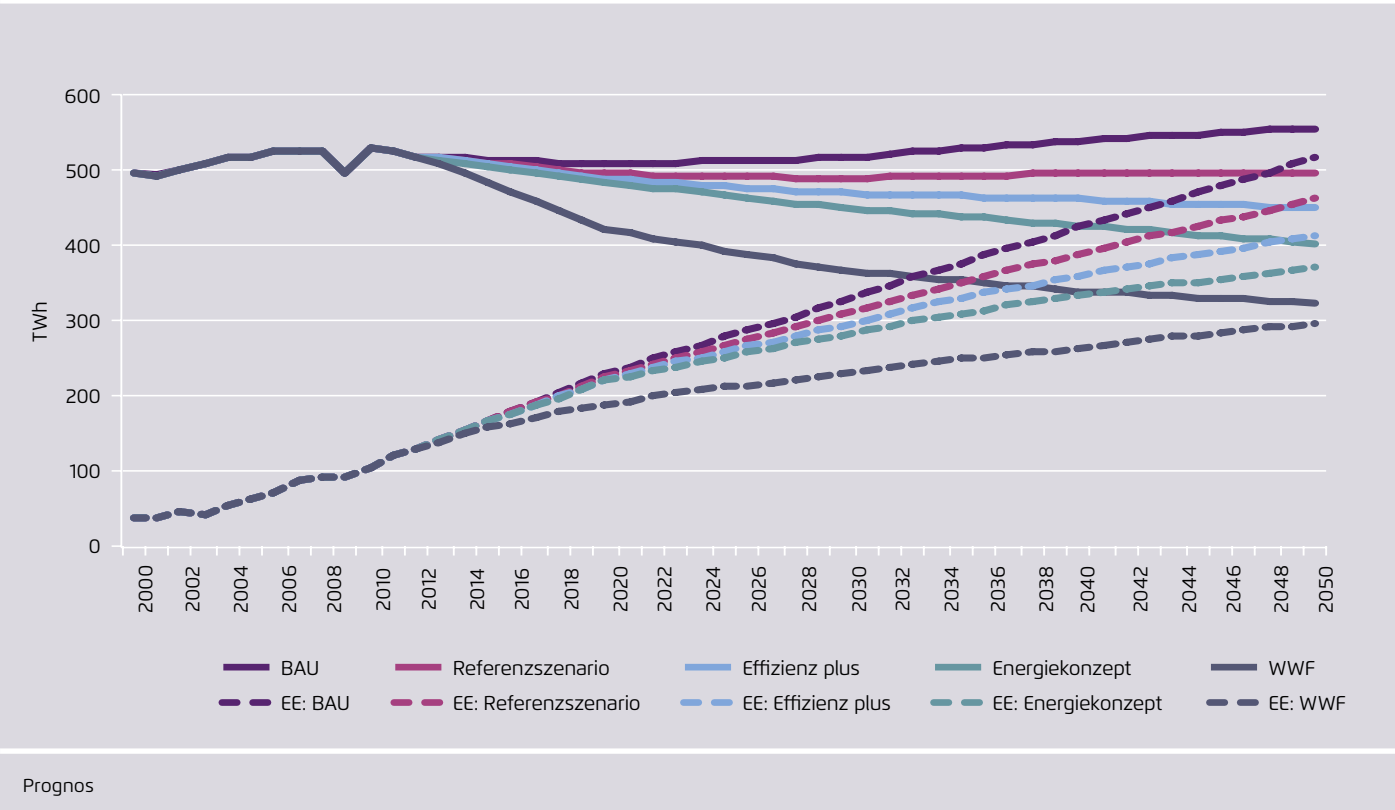
Tabelle 2-1

	BAU	Referenzszenario	Effizienz plus	Energiekonzept	WWF
Endenergie-Stromverbrauch 2050 in TWh	556	497	449	402	324
Nettostromerzeugung 2050 in TWh	638	569	511	457	366
Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien 2050 in TWh	517	461	414	370	297
Anteil Erneuerbarer Energien an der Nettostromerzeugung 2050	81 %				

Prognos

Entwicklung des Endenergiestromverbrauchs und der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in den fünf Szenarien

Abbildung 2-3



kumulierten Strombedarf über alle Verbrauchssektoren aus den Szenarien. Die Hauptfunktion der ausgewerteten energiewirtschaftlichen Szenarien liegt in dem Nachweis, dass entsprechende Entwicklungspfade des Gesamtstrombedarfs im energiewirtschaftlichen Gesamtsystem schlüssig und ohne Systembrüche erreichbar sind.

Die in dieser Studie berechneten Effekte zeigen daher nicht, wie sich die Entwicklungen des Stromverbrauchs in unterschiedlichen Anwendungszwecken auf die gesamtwirtschaftlichen Kosten des Stromsystems auswirken. Stattdessen bilden die Ergebnisse ab, welche Auswirkungen die Einsparung einer bestimmten Menge Strom auf die Erzeugungs- und Netzkosten hat. Tabelle 2-2 fasst die Rahmenannahmen der fünf Szenarien zusammen.

Rahmendaten der untersuchten Szenarien

Tabelle 2-2

	BAU	Referenzszenario	Effizienz plus	Energiekonzept	WWF
Entwicklung der Energieproduktivität pro Jahr im Zeitraum 2011 bis 2050	1,3 %	1,8 %	2,1 %	2,4 %	2,6 %
jährliche Veränderung des Stromverbrauchs	+0,3 %	-0,1 %	-0,4 %	-0,6 %	-0,9 %
Veränderung des Stromverbrauchs zwischen 2011 und 2050	+7 %	-5 %	-16 %	-20 %	-40 %
Veränderung des Stromverbrauchs in TWh zwischen 2011 und 2050	+37 TWh	-22 TWh	-69 TWh	-117 TWh	-195 TWh

Prognos

Für die in dieser Untersuchung durchzuführenden netzseitigen Betrachtungen ist es erforderlich, den jährlichen Gesamtstrombedarf nach Verbrauchssektoren zu disaggregieren und regional zu differenzieren. Eingangsgrößen für die Netzberechnungen sind die regionalen Lastkurven, also der stündliche Strombedarf auf der Ebene der circa 400 Netzknoten in Deutschland. Diese Regionalisierung wurde für das Ausgangsjahr 2012 in drei Schritten vollzogen:

- Ermittlung des sektoralen Strombedarfs (Arbeit in GWh) auf der Ebene der rund 400 Kreise und kreisfreien Städte
- Ableitung der sektoralen Lastkurven (Leistung in GW) auf regionaler Ebene unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Industriestruktur in den Regionen
- Zusammenführung der sektoralen Lastkurven einer Region zu einer gemeinsamen regionalen Lastkurve

Die Regionalisierung und die darauf aufbauende Ableitung des stündlichen regionalen Strombedarfs (Lastkurve) in den Kreisen und kreisfreien Städten erfolgten modellgestützt. Grundlagen der Berechnungen waren einerseits der Strombedarf und die für Deutschland von ENTSO-E veröffentlichte Lastkurve des Jahres 2012 sowie Standardlastprofile der TU München.

Prognos verfügt über ein Modell zur Regionalisierung des Endenergiebedarfs auf Kreisebene, mit dem sowohl Ist-Daten als auch auf Gesamtdeutschland ausgerichtete Langfristprognosen belastbar auf der Ebene der Kreise und kreisfreien Städte abgebildet werden können. In dieser Untersuchung wird das Modell eingesetzt, um den Strombedarf der Szenarien (Arbeit in GWh) aufgeschlüsselt nach Verbrauchssektoren auf der Ebene der Kreise und kreisfreien Städte zu berechnen.

Für die Regionalisierung des Strombedarfs im Ausgangsjahr verwendet das Modell neben den regional verfügbaren Energiestatistiken und -bilanzen eine Vielzahl weiterer regional aufgelöster Einflussgrößen, wie die Energieträgerstruktur und Größe des Gebäudebestands (Anzahl Wohnungen, Baualter, Flächen, Leerstand), den spezifischen Brennstoff- und Strombedarf nach Anwendungszwecken, die Erwerbstätigkeit und Bruttowertschöpfung nach Branchen

sowie demografische Leitindikatoren (Bevölkerung, Zahl der Haushalte). Im Ergebnis der Modellierung liegt der Stromverbrauch in den Sektoren auf der Ebene der Kreise und kreisfreien Städte in Deutschland vor.

Aus diesem regionalen Stromverbrauch wird im zweiten Schritt für jeden Kreis und jede kreisfreie Stadt eine regionale Lastkurve des stündlichen Strombedarfs modelliert. Hierfür werden Standardlastprofile verwendet, mit denen der Jahresstrombedarf der wesentlichen Verbrauchssektoren in Stundenwerte umgerechnet werden kann. Für die Verbrauchssektoren private Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) kommen dabei die von der TU München veröffentlichten Standardlastprofile zum Einsatz. Für den Verbrauchssektor Industrie kann nicht auf öffentlich verfügbare Standardlastprofile zurückgegriffen werden. Deshalb wurden im Rahmen dieser Untersuchung von Prognos kreisspezifische Industrieprofile modelliert, die die jeweilige Branchenstruktur berücksichtigen.

Im letzten Schritt werden die sektoralen Lastprofile für die einzelnen Kreise und kreisfreien Städte jeweils zu einer gemeinsamen kreisspezifischen Lastkurve zusammengefasst. Ein Abgleich der von ENTSO-E für Deutschland veröffentlichten Lastkurve mit der über alle Kreise und kreisfreien Städte gezogenen Summe aus den regionalen Lastkurven zeigt mit Abweichungen von weniger als zehn Prozent eine gute Übereinstimmung der Stundenwerte. Die bei der Verwendung von Standardlastprofilen grundsätzlich auftretenden Abweichungen von den Ist-Daten wurden anhand von sektor- und kreisübergreifenden stündlichen Korrekturfaktoren eliminiert.

Die Ableitung der zukünftigen regionalen Lastkurven erfolgt für die Ergebnisse des Referenzszenarios im Prinzip nach dem gleichen Verfahren. Zunächst wird der sektorale Strombedarf regionalisiert und im Anschluss in eine gemeinsame regionale Lastkurve überführt. Für die Berechnung werden die für das Ausgangsjahr kalibrierten Standardlastprofile für die einzelnen Sektoren auf regionaler Ebene unverändert übernommen.

Die Regionalisierung des zukünftigen Strombedarfs berücksichtigt im regionalen Energiemodell der Prognos neben der zugrunde gelegten Effizienzentwicklung in den Stromanwendungen auch die Entwicklung des sonstigen Energiebedarfs und der Energieträgerstruktur sowie die Entwicklung demografischer und wirtschaftlicher Leitgrößen auf Kreisebene. Mit diesem Modell ist es deshalb möglich, zukünftige regionale Verschiebungen, die aus der Wirtschaftsentwicklung vor Ort resultieren, in der sektoralen Energiebedarfsentwicklung abzubilden. Die ökonomischen und demografischen Leitgrößen auf der Kreisebene liefert hierfür das regionale Wirtschaftsmodell REGINA der Prognos, das über regionale Input-Output-Tabellen in der Lage ist, die deutschlandweiten Entwicklungstrends für die einzelnen Kreise abzubilden.

Im Ergebnis der Regionalisierung des Strombedarfs aus dem Referenzszenario liegt eine belastbare Verteilungsfunktion für den Gesamtstrombedarf auf die Verbrauchssektoren in den Kreisen und kreisfreien Städten im Zeitraum bis zum Jahr 2050 vor. Diese für das Referenzszenario ermittelte Verteilungsfunktion wird auch für die Übertragung des Gesamtstrombedarfs der Szenarien BAU, Effizienz plus, Energiekonzept und WWF auf den regionalen Strombedarf genutzt. Auch für diese Szenarien werden die regionalen Lastkurven anhand der kalibrierten regionalen Standardlastprofile erzeugt.

2.2 Energiewirtschaftliche Rahmendaten

Neben der Entwicklung des Strombedarfs hängt die zukünftige Entwicklung des Stromsystems noch von vielen weiteren Faktoren ab. Die für diese Studie unterstellten Annahmen werden im Folgenden dargestellt.

2.2.1 Politischer Rahmen

Unabhängig von den dargestellten unterschiedlichen Verbrauchs- und Effizienzpfaden gehen wir von gleichen politischen Rahmenbedingungen in den Szenarien aus:

- Erreichung der im EEG genannten Mindestziele zum Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland

- Umsetzung des im Jahr 2011 beschlossenen Ausstiegs aus der Kernenergienutzung
- Aufgrund der aktuellen politischen und öffentlichen Zurückhaltung bei der Abscheidung und Lagerung von CO₂ (CCS) und der zu erwartenden wirtschaftlichen Herausforderungen von Anlagen mit hohen Investitionskosten in einem stark von fluktuierenden Erneuerbaren Energien geprägten Energiesystem gehen wir davon aus, dass CCS im deutschen Stromsystem keine Rolle spielen wird.

2.2.2 Brennstoffpreise

Das Preisniveau der Energieträger Öl, Erdgas und Steinkohle in Deutschland ist gekoppelt an die Weltmarktpreise. Diese bilden sich für Öl und Kohle durch Angebot und Nachfrage am Weltmarkt und für importiertes Gas immer noch zu einem großen Teil durch die sogenannte Ölpreisbindung, einer Kopplung des Erdgaspreises an die Preisentwicklung einzelner Ölprodukte. In die deutschen Importpreise fließen darüber hinaus das Wechselkursverhältnis von US-Dollar zu Euro sowie die Transportkosten ein (Frachtraten und Pipelines).

Die Grenzübergangspreise für Rohöl und Kohle in Deutschland folgen deshalb der internationalen Preisentwicklung.

Die gegenüber der Ölpreisentwicklung gemäßigte Entwicklung des mittleren Grenzübergangspreises von Erdgas in Deutschland resultiert langfristig aus der weiteren Diversifikation des Angebotes mittels Flüssigerdgas (LNG) sowie einer Verschiebung des deutschen Gaseinsatzes von der Wärme- zur Stromerzeugung. Mittelfristig wird zudem der zunehmende Gas-zu-Gas-Wettbewerb die Preise stärker vom Ölpreis abkoppeln.

Tabelle 2-3 stellt die Brennstoffpreise 2012 und die Annahmen der Preisentwicklung bis 2050 dar.

Preise fossiler Brennstoffe 2012 und deren angenommene Entwicklung bis 2050

Tabelle 2-3

		2012	2020	2030	2040	2050
Ölpreis	\$ ₂₀₁₂ /Barrel	100	120	130	135	140
Erdgaspreis (Kraftwerk) (Brennwert)	€ ₂₀₁₂ /MWh	26	28	33	35	38
Steinkohlepreis	€ ₂₀₁₂ /MWh	11	11	14	15	16

Prognos

2.2.3 Kohlendioxid-Preise

Durch die Einführung des Emissionshandels hat der CO₂-Ausstoß für den überwiegenden Teil der konventionellen Stromerzeugung in Europa einen Preis bekommen.

Die Höhe der CO₂-Zertifikatepreise hängt maßgeblich von der zukünftigen Ausgestaltung der Klimapolitik ab. Wir gehen davon aus, dass der eingeschlagene Pfad der Emissionsbegrenzung in Europa beibehalten wird und an den Zielen

zur Senkung der CO₂-Emissionen festgehalten wird. Mittelfristig muss der CO₂-Preis im Vergleich zu 2012 deutlich steigen, um den Wechsel hin zu CO₂-armen Erzeugungstechnologien bei konventionellen Kraftwerken auszulösen. In der vierten Handelsperiode ab 2020 ist daher von einer spürbaren Verknappung der Zertifikate auszugehen. Die angenommene Entwicklung des CO₂-Preises bis 2050 ist in Tabelle 2-4 dargestellt.

CO₂-Preis 2012 und angenommene Preisentwicklung bis 2050

Tabelle 2-4

		2012	2020	2030	2040	2050
CO ₂ -Preis	€ ₂₀₁₂ /t	4	20	30	40	50

Prognos

3 Berechnung der Kosten der Stromerzeugung

3.1 Konventionelle Stromerzeugung

Auf Basis der dargestellten energiewirtschaftlichen Rahmenparameter wurde die in den Szenarien zusätzlich zu den Erneuerbaren Energien noch notwendige konventionelle Stromerzeugung mithilfe des Prognos-Kraftwerksmodells berechnet. Dieses bildet den deutschen Kraftwerkspark anlagenscharf ab und simuliert den stündlichen Kraftwerkseinsatz entsprechend der *Merit Order*. Der ermittelte Kraftwerkspark kann in jedem Moment die für die Systemstabilität notwendige Erzeugungsleistung bereitstellen. Eine verstärkte Nutzung von Lastmanagement zur Senkung der Lastspitzen sowie der Ausbau von weiteren Stromspeichern wurden in allen Szenarien berücksichtigt. Je höher der zukünftige Stromverbrauch in den Szenarien liegt, desto höher ist das unterstellte genutzte Lastmanagementpotenzial. Langfristig wurde im BAU-Szenario ein Lastmanagementpotenzial von 10 GW und im WWF-Szenario von 6 GW angenommen. Langfristig steigt die installierte Leistung der Speicher im BAU-Szenario von heute 6,5 GW auf 8,5 GW, im WWF-Szenario steigt die Speicherleistung nur auf 7,5 GW im Jahr 2050. Die folgenden Abbildungen zeigen die installierte Leistung der Kraftwerke sowie Speicher und die mögliche Nutzung von Lastmanagement sowie die erzeugte Strommenge für die Szenarien.

Der konventionelle Kraftwerkspark ist in allen Szenarien am Anfang des Betrachtungszeitraums gleich und folgt in seiner weiteren Entwicklung dem konventionell zu erzeugenden Strombedarf der Szenarien. Je geringer die notwendige Stromerzeugung in den Szenarien ist, desto geringer ist auch die notwendige konventionelle Erzeugung. Aufgrund der für einen rückläufigen Strombedarf unterstellten proportionalen Senkung der Spitzenlast¹ geht auch die notwen-

dige vorzuhaltende Leistung aus regelbaren Kraftwerken und Lastmanagement in den effizienteren Szenarien stärker zurück.

In allen Szenarien sinkt durch die steigende Nutzung der Erneuerbaren Energien die notwendige konventionelle Erzeugung. Unter den angenommenen Rahmenbedingungen zu Brennstoff- und CO₂-Preisen und zum stark steigenden Anteil der fluktuierenden Erneuerbaren Energien gewinnt Erdgas im konventionellen Strommix langfristig an Bedeutung. Die folgende Übersicht zeigt die Entwicklung der zukünftigen fossil-thermischen Stromerzeugung in den Szenarien.

Heute stellen Kohle- und Kernkraftwerke etwa 60 Prozent der konventionellen Erzeugungsleistung. Durch den Ausstieg aus der Kernenergienutzung und einen zukünftigen Schwerpunkt im gasbasierten Kraftwerksneubau werden Gaskraftwerke mittel- und langfristig in allen Szenarien den größten Anteil an der konventionellen Kraftwerksleistung stellen. Bestehende Steinkohlekraftwerke werden, auch wenn sie nach 2040 nur noch sehr geringe Betriebsstunden aufweisen, zur Leistungsabsicherung erhalten und finanziert. Die weitere Kapazitätsentwicklung des Kraftwerksparks in den einzelnen Szenarien zeigt die folgende Übersicht.

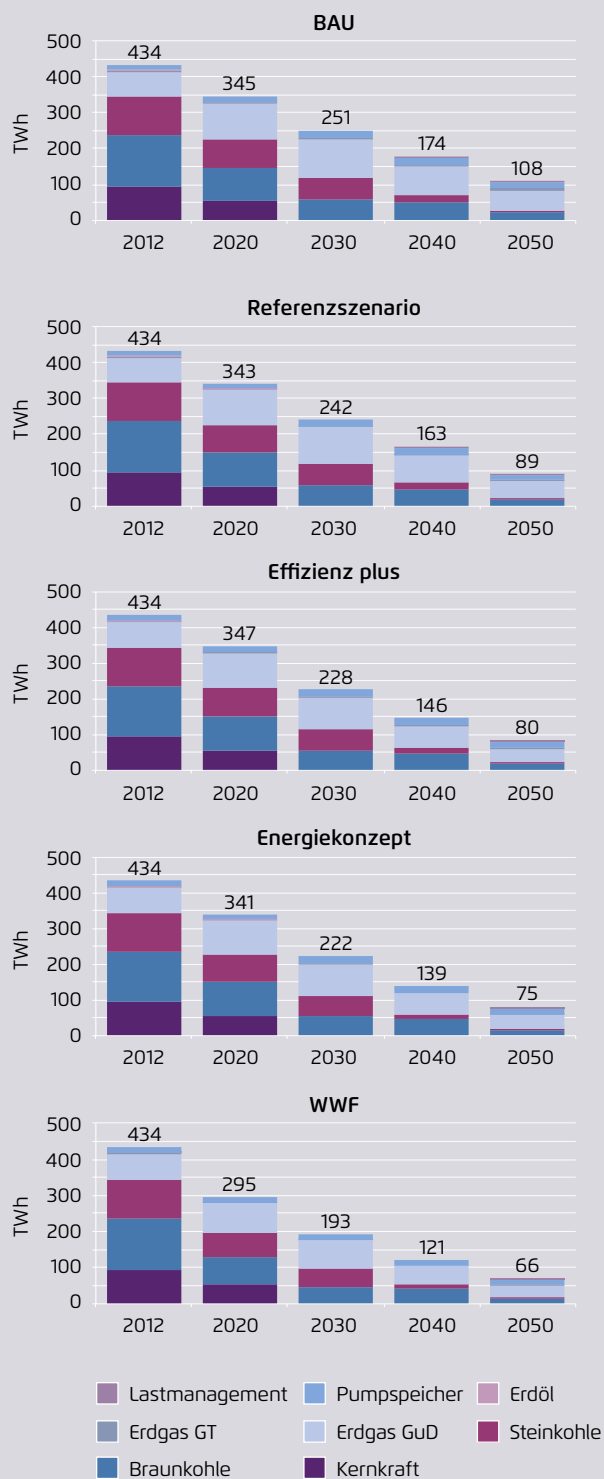
Die Summe aus der installierten Gesamtleistung konventioneller Kraftwerke und dem Lastmanagement geht von heute über 100 GW bis zum Jahr 2050 in allen Szenarien zurück. Der Beitrag der Erneuerbaren Energien zur gesicherten Leistung steigt, insbesondere durch zukünftig stärker strommarktgeführte Biomassekraftwerke, durch gleichmäßigere Einspeisepprofile von Windkraftanlagen sowie

1 Die Spitzenlast in Deutschland tritt aktuell an kalten Wintertagen abends auf. Das heißt, eine Senkung des Stromverbrauchs von Stromheizungen und im Bereich der Beleuchtung führt zu einer überproportionalen Senkung der Spitzenlast. Einsparungen, die einen Grundlastcharakter haben (beispielsweise viele Industrieprozesse), sowie Anwendungen, die eher zu ande-

ren Zeiten stark genutzt werden (zum Beispiel Klimatisierung, Kühlung), führen zu einer im Vergleich zur Verbrauchsentwicklung proportionalen beziehungsweise unterproportionalen Senkung der Spitzenlast. Auf der Grundlage überschlägiger Berechnungen gehen wir davon aus, dass sich die Lastspitze in Deutschland in gleichem Maße verändern wird wie der Strombedarf.

Entwicklung von fossil-thermischer
Stromerzeugungsstruktur, Speichern und
Lastmanagement

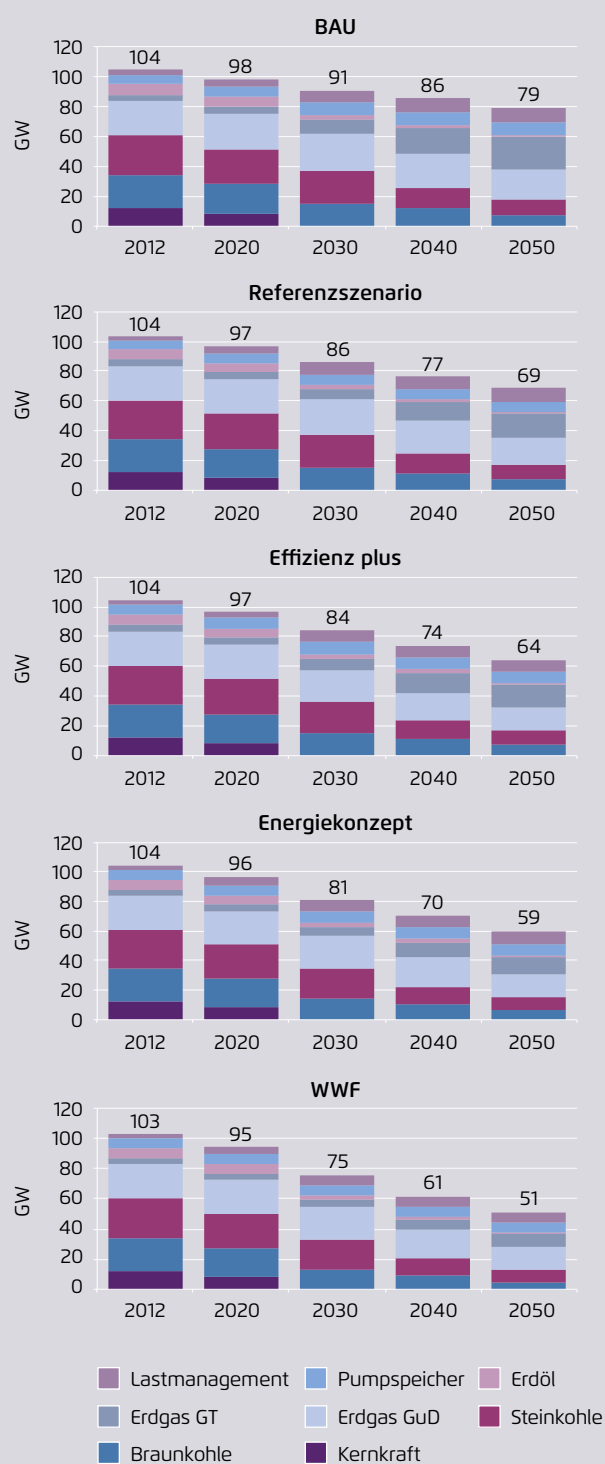
Abbildung 3-1



Prognos

Installierte Leistung von fossil-thermischen
Kraftwerken, Speichern und
Lastmanagement

Abbildung 3-2



Prognos

langfristig durch den Einsatz von Geothermieranlagen. Gegenüber heute sinkt zudem durch den Rückgang des Strombedarfs in allen Szenarien – mit Ausnahme des BAU-Szenarios – die zu deckende Lastspitze.

Aufbauend auf den Ergebnissen zur Stromerzeugung und Kapazitätsentwicklung in den einzelnen Szenarien wurden im nächsten Schritt die Gesamtkosten (Vollkosten) für den modellierten Kraftwerkspark und dessen Stromerzeugung berechnet. Die Gesamtkosten setzen sich zusammen aus

→ den Kosten für Brennstoffe und CO₂-Zertifikate, die sich aus der Modellierung der Stromerzeugung ergeben (vgl. Tabelle 2-3 und Tabelle 2-4),

→ den variablen Betriebskosten für Hilfs- und Betriebsstoffe sowie für die durch den Anlagenbetrieb ausgelöste Wartung,
 → den fixen Betriebskosten für die turnusgemäße Wartung, für Instandhaltung und Personal und
 → den Kapitalkosten, die sich aus den Investitionskosten und dem unterstellten gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostensatz (*Weighted Average Cost of Capital* – WACC) ergeben.

Die folgende Tabelle zeigt die den Berechnungen zugrunde gelegten Annahmen der Prognos AG zu den Betriebs- und Investitionskosten von konventionellen Kraftwerken.

Annahmen zu Investitions- und Betriebskosten der konventionellen Stromerzeugung

Tabelle 3-1

		2012	2020	2030	2040	2050
Steinkohle						
Investitionskosten	€ ₂₀₁₂ /kW	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500
WACC	in %	7	7	7	7	7
fixe Betriebskosten	€ ₂₀₁₂ /kW/a	24	24	24	24	24
variable Betriebskosten	€ ₂₀₁₂ /MWh	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Braunkohle						
Investitionskosten	€ ₂₀₁₂ /kW	1.700	1.700	1.700	1.700	1.700
WACC	in %	7	7	7	7	7
fixe Betriebskosten	€ ₂₀₁₂ /kW/a	27	27	27	27	27
variable Betriebskosten	€ ₂₀₁₂ /MWh	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
GuD						
Investitionskosten	€ ₂₀₁₂ /kW	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
WACC	in %	7	7	7	7	7
fixe Betriebskosten	€ ₂₀₁₂ /kW/a	20	20	20	20	20
variable Betriebskosten	€ ₂₀₁₂ /MWh	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Gasturbine						
Investitionskosten	€ ₂₀₁₂ /kW	500	500	500	500	500
WACC	in %	7	7	7	7	7
fixe Betriebskosten	€ ₂₀₁₂ /kW/a	15	15	15	15	15
variable Betriebskosten	€ ₂₀₁₂ /MWh	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0

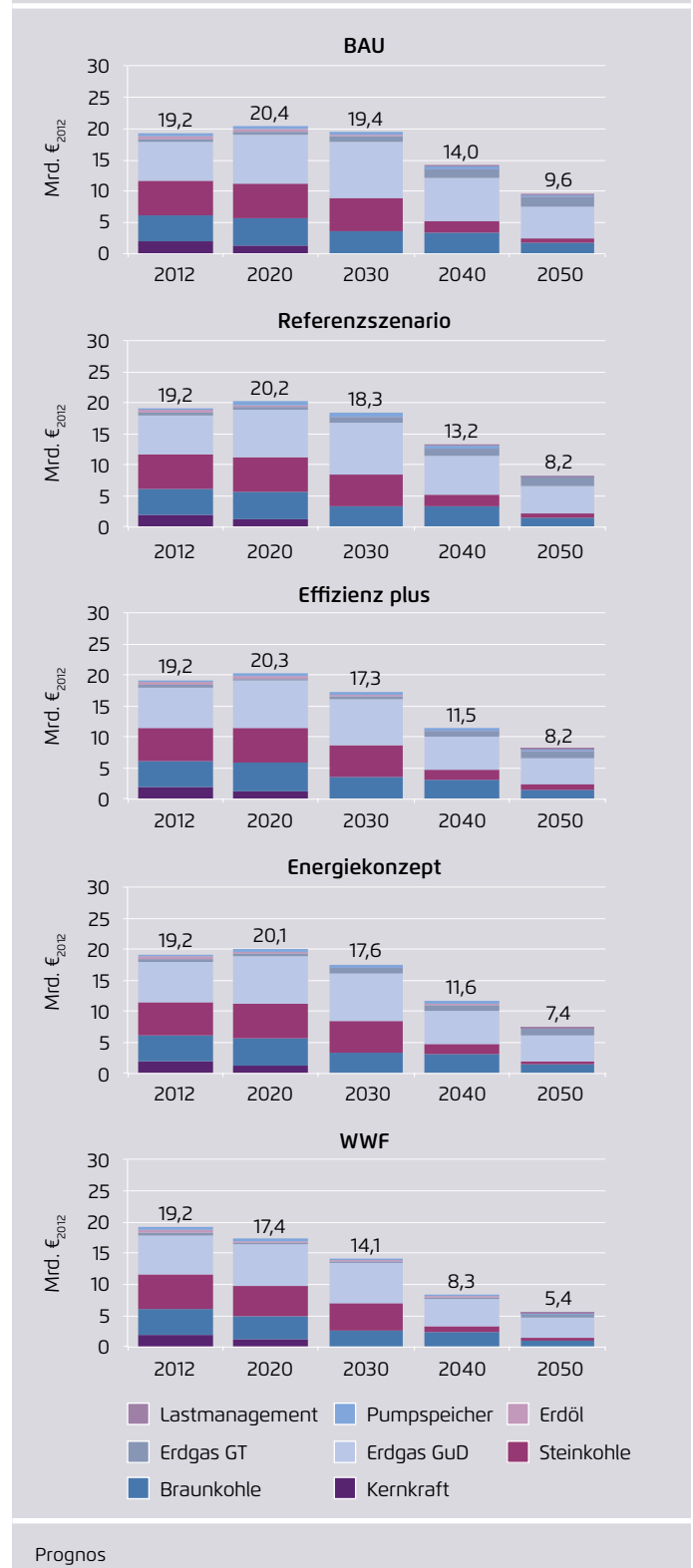
Die folgenden Abbildungen zeigen die auf dieser Grundlage berechneten Gesamtkosten der fossil-thermischen Stromerzeugung, differenziert einerseits energieträgerspezifisch nach Kraftwerkstypen und andererseits nach Kostenarten.

Die Gesamtkosten der konventionellen Stromerzeugung betragen heute rund 19 Milliarden Euro₂₀₁₂. Diese Kosten gehen in allen Szenarien deutlich zurück. Sie sinken, je nach Szenario, bis zum Jahr 2050 auf 5,4 bis 9,6 Milliarden Euro₂₀₁₂. Durch die zukünftig höheren Anteile der Gaskraftwerke an der konventionellen Erzeugung und der Leistungsvorhaltung steigt auch der Anteil der Gaskraftwerke an den Gesamtkosten des konventionellen Kraftwerks-parks (vgl. Abbildung 3-3). Da nach 2020 in den Szenarien ausschließlich Gaskraftwerke neu errichtet werden, fallen für diese auch langfristig noch höhere Kapitalkosten an.

Abbildung 3-4 stellt die Vollkosten anhand der Kostenarten dar. Auffällig hierbei ist vor allem das veränderte Verhältnis von Kosten für CO₂-Emissionszertifikate an den Gesamtkosten. Hatten 2012 die Kosten für CO₂-Emissionszertifikate noch einen Anteil von 10 Prozent, so führen die verhältnismäßig stark steigenden Emissionspreise zu einem Anstieg auf 30 Prozent. Der Anteil der Investitions- beziehungsweise Kapitalkosten an den Gesamtkosten nimmt bis 2050 aufgrund des veränderten Kraftwerkskapazitätsmixes und der insgesamt sinkenden Neuinvestitionen deutlich ab.

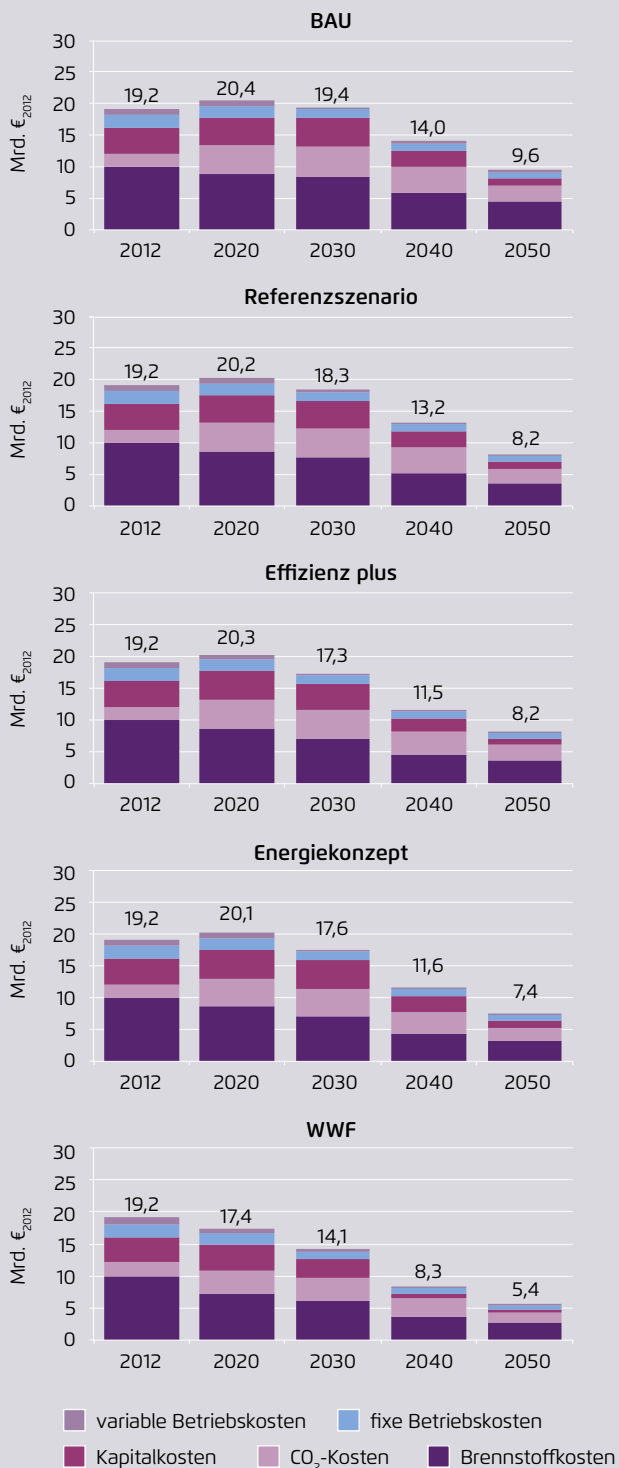
Vollkosten der fossil-thermischen Stromerzeugung und Speicher nach Energieträgern

Abbildung 3-3



Vollkosten der fossil-thermischen Stromerzeugung nach Kostenarten

Abbildung 3-4



Prognos

3.2 Erneuerbare Stromerzeugung

Im ersten Schritt der Kostenermittlung für die erneuerbare Stromerzeugung werden die zur Deckung des Strombedarfs aus Erneuerbaren Energien notwendigen Einspeisemen- gen für die einzelnen Erzeugungstechniken bestimmt. Ziel ist es, einen kostenminimierten Ausbau der Erneuerbaren Energien zu erzielen. Für die Kostenbewertung werden vor- rangig die spezifischen Vollkosten der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien herangezogen. Auf vergleichsweise kostenintensive Erzeugungstechniken, wie Geothermie, wird nur zurückgegriffen, wenn das Potenzial günstiger Technologien bereits ausgeschöpft ist. So wird die notwen- dige Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien im WWF- Szenario auch langfristig ohne die Nutzung der Geothermie sichergestellt, da der geringe Strombedarf dieses Szenarios auch kostengünstiger mit anderen Erzeugungstechniken gedeckt werden kann.

Darüber hinaus werden bei der Entwicklung des regenerati- ven Kraftwerksparks die technologiespezifischen Einspei- seprofile sowie die Regelbarkeit der Anlagen berücksichtigt. Das Ziel hierbei ist die Vermeidung von Erzeugungsüber- schüssen. So wird beispielsweise der Ausbaupfad bei der Photovoltaik (PV) trotz potenziell sinkender Vollkosten langfristig beschränkt, da das PV-Einspeiseprofil sonst zu starken temporären Erzeugungsüberschüssen führen würde, was den Nutzen des Zubaus dieser Erzeugungstech- nik trotz niedriger Kosten einschränkt. Für die anderen Er- neuerbaren Energien wurde in gleicher Weise verfahren.

Als drittes Kriterium bestimmt die Verfügbarkeit der Tech- nik und der erforderlichen Flächen den zukünftigen rege- nerativen Kraftwerkspark. Nach derzeitigen Einschätzun- gen von Prognos ist insbesondere die Windkraft an Land aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit von geeigneten Vorrangflächen nur eingeschränkt ausbaubar. Ähnliche Beschränkungen gelten auch für den Ausbau von Wasser- kraftwerken.

Die Stromerzeugung aus Biomasse und Biogas ist im Gegen- satz zu anderen erneuerbaren Erzeugungstechniken nicht dargebotsabhängig und daher regelbar. Ihr Ausbau wird je-

doch durch die relativ hohen Vollkosten und die konkurrierende landwirtschaftliche Flächennutzung eingeschränkt.

Windkraft auf See weist vergleichsweise hohe Vollkosten gegenüber Onshore-Windkraft und Freiflächen-Solarenergie auf. Aufgrund des stetigeren Einspeiseprofiles im Vergleich zu Onshore-Windkraft und der bisher aufgebauten Infrastruktur ist davon auszugehen, dass Offshore-Windkraft trotz der hohen Investitions- und Wartungskosten und der technischen Risiken weiter ausgebaut wird. Mittelfristig werden die Kosten für Offshore-Windkraft durch Lernkurveneffekte weiter sinken.

Die für diese Studie zugrunde gelegten regenerativen Erzeugungsstrukturen für den mit Erneuerbaren Energien zu deckenden Anteil des Strombedarfs der Szenarien sind in Abbildung 3-5 dargestellt.

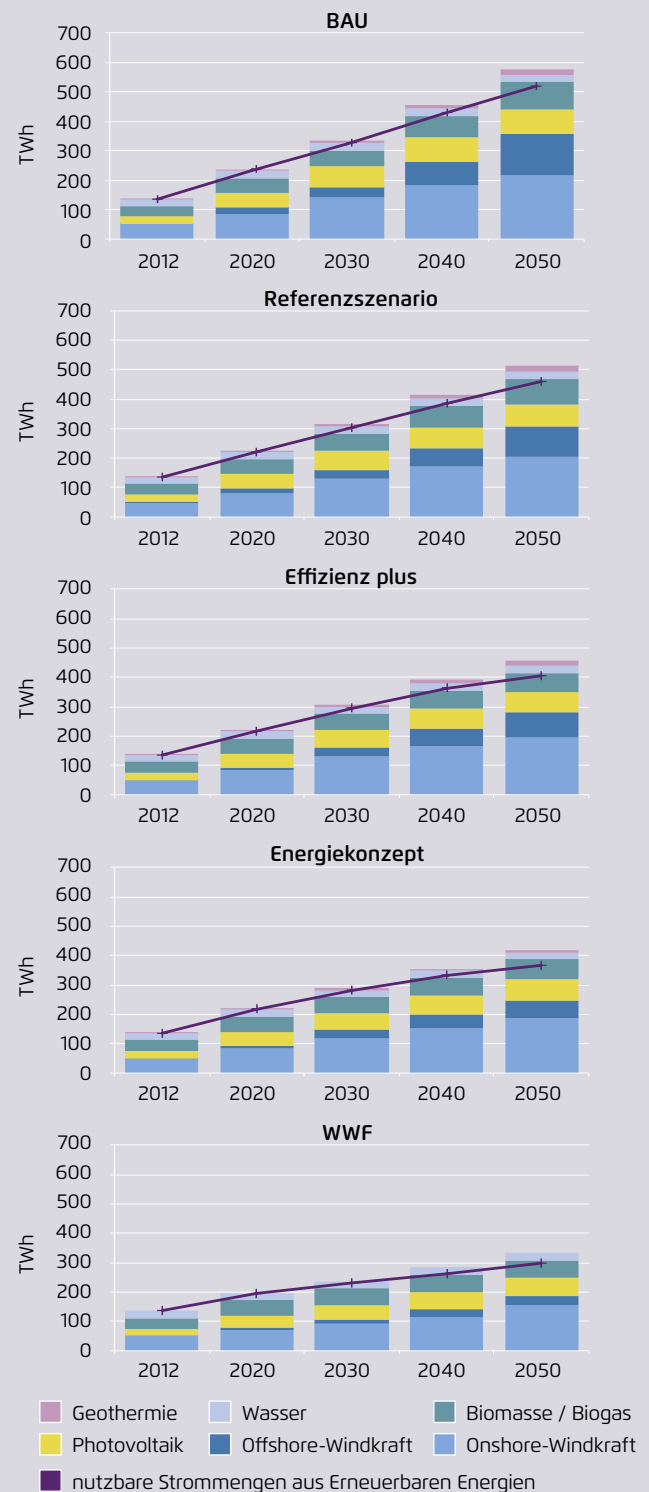
Bei der Nutzung von PV-Strom ist zusätzlich zu beachten, dass zukünftig ein steigender Anteil von Eigennutzung zu erwarten ist. Das führt dazu, dass in Situationen, wo die eigenerzeugte Strommenge den Eigenbedarf übersteigt, ein Teil der produzierbaren PV-Stromerzeugung bereits im Objekt abgeregelt beziehungsweise anderweitig genutzt wird. Diese Strommengen sind in Abbildung 3-5 nicht enthalten, da sie weder einen Einfluss auf das Stromnetz haben noch eine klassische Stromanwendung (zum Beispiel bei *Power-to-Heat*) darstellen.

Wie in Abbildung 3-5 erkennbar, weichen die produzierten von den nutzbaren Strommengen mittel- bis langfristig erkennbar ab. Bei hoher solarer Einstrahlung und hohen Windgeschwindigkeiten können die aus Erneuerbaren Energien produzierbaren Strommengen den Strombedarf übersteigen. Diese Überschussstrommengen müssen abgeregelt werden, sofern sie nicht gespeichert oder in andere Ländermärkte exportiert werden können.

Darüber hinaus wird in den hier von Prognos durchgeführten Berechnungen davon ausgegangen, dass auch in Zukunft ein Teil der Systemdienstleistungen, wie Regelleistungsbereitstellung und Blindleistungskompensation, durch fossil-thermische Kraftwerke bereitgestellt wird. Diese

Entwicklung der produzierbaren und nutzbaren Strommengen aus Erneuerbaren Energien

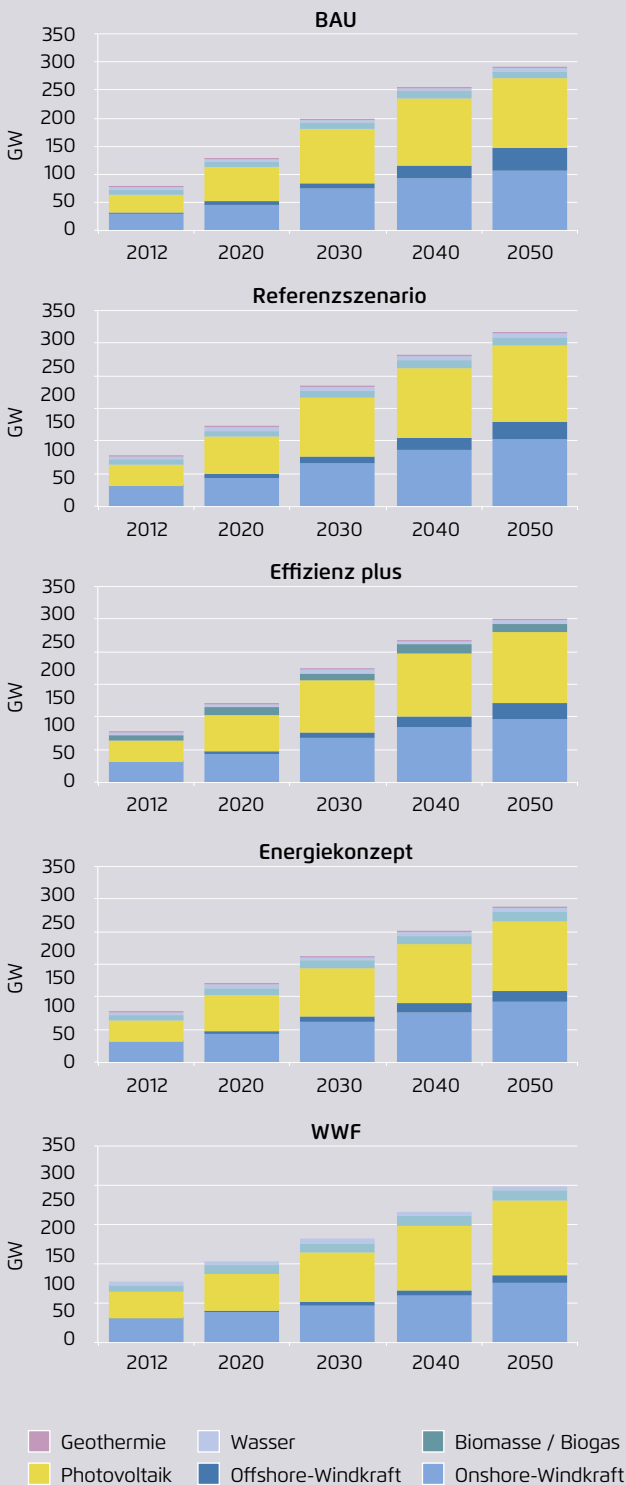
Abbildung 3-5



Prognos; BMU (2013): Zeitreihen zur Entwicklung der Kosten des EEG

Entwicklung der installierten Leistungen der Erneuerbaren Energien

Abbildung 3-6



Prognos; BMU (2013): Zeitreihen zur Entwicklung der Kosten des EEG

sogenannte fossil-thermische Mindestleistung, die zum Teil auch durch die Fahrweise von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen in sogenannten *Must-Run*-Situationen bestimmt wird, sinkt zwar bis 2050 deutlich, dennoch reduziert sie auch langfristig die nutzbare Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Könnte die fossil-thermische Mindestleistung schneller als hier angenommen gesenkt werden, müssten Erneuerbare Energien in Situationen mit sehr hoher Einspeisung weniger stark abgeregelt werden. Da derartige Situationen auch langfristig nur in relativ wenigen Stunden auftreten und das weitere Absenkungspotenzial der fossil-thermischen Mindestleistung auf fünf GW begrenzt ist, wäre der Effekt auf die Ergebnisse der Studie relativ klein.

Fossil-thermische Mindestleistung

Tabelle 3-2

	2012	2020	2030	2040	2050
alle Szenarien	19 GW	16 GW	12 GW	8 GW	5 GW

Prognos

Diese beiden Effekte können teilweise durch die langfristige Erschließung von Lastmanagement-Potenzialen kompensiert werden. Für die weiteren Berechnungen wird von Prognos unterstellt, dass durch die Nutzung von zusätzlichen Speichern und Nachfrageverschiebung bis 2050 gegenüber heute in jeder Stunde die nutzbare Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien um fünf GW erhöht wird.

Darüber hinaus ergeben sich weitere Überschussenkungspotenziale durch den grenzüberschreitenden Stromaus-tausch. Der Einfluss von steigenden länderübergreifenden Handelskapazitäten, wie sie beispielsweise im Netzentwicklungsplan Strom angenommen werden, werden im Rahmen der Berechnungen, die ihren Fokus auf Deutsch-land legen, jedoch nicht berücksichtigt.

Aufbauend auf diesen Rahmenannahmen werden im zwei-ten Schritt der Kostenberechnung die Stromgestehungs-kosten der einzelnen erneuerbaren Erzeugungstechniken

ermittelt. Die Stromgestehungskosten beziehen sich jeweils auf das Jahr, in dem die Anlage errichtet wird, und entsprechen den Durchschnittskosten über den Nutzungszeitraum der zu betrachtenden Erzeugungsanlage. Sie berechnen sich aus der Summe der Barwerte der jährlichen Gesamtkosten und der Investitionsausgaben dividiert durch den Barwert der gesamten Stromerzeugung über die jeweilige Nutzungsdauer. Die Stromgestehungskosten (*Levelized Cost of Energy* – LCOE) wurden anhand der folgenden Berechnungsformel ermittelt:

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{el}}{(1+i)^t}}$$

LCOE *Levelized Cost of Energy*/Stromgestehungskosten in €/MWh

I_0 Investitionsausgaben in Euro

A_t jährliche Gesamtkosten in Euro im Jahr t

M_{el} produzierte Strommenge im jeweiligen Jahr in MWh

i realer kalkulatorischer Zinssatz in % (hier WACC)

n wirtschaftliche Nutzungsdauer

t Jahr der Nutzungsperiode (1, 2, ..., n)

Die Investitionskosten umfassen alle Kosten, die im Vorfeld der Investitionsentscheidung und während der Errichtungsphase zu entrichten sind. Die Betriebskosten beinhalten beispielsweise Personalkosten, Pacht- und Mietkosten sowie Wartungskosten. Die jährliche Stromerzeugung ist bei den dargebotsabhängigen Erzeugungstechniken Windenergie, Wasserkraft und Photovoltaik von den meteorologischen Gegebenheiten abhängig sowie von der technischen Konfiguration der Anlagen. Besonders bei Windkraftanlagen an Land ist zukünftig von einer weiteren Erhöhung der Nabenhöhe sowie des Rotordurchmessers auszugehen. Darüber hinaus ist anzunehmen, dass die Leistung des Generators nicht im gleichen Maße wie die Rotorfläche steigt. Folglich erhöht sich die auf die Generatorleistung bezogene Auslastung der Anlage beziehungsweise erhöhen sich deren Volllaststunden.

Der reale kalkulatorische Zinssatz wird in dieser Untersuchung anhand des gewichteten Kapitalkostensatzes (WACC) ermittelt, der sich aus der anteilmäßigen Verzinsung für das Fremd- und Eigenkapital ergibt. Die unterschiedlichen Kapitalkostensätze für die einzelnen Erzeugungstechniken ergeben sich aus den risikobedingten Renditeanforderungen und der Finanzierungsstruktur. Dabei gilt: Je risikoreicher eine Investition ist, desto höher ist die erforderliche Projektverzinsung.

Die wirtschaftliche Nutzungsdauer ist ebenfalls technologieabhängig. Während fossil-thermische Anlagen in der Regel eine Nutzungsdauer von 40 bis 50 Jahren erreichen können, wird die Lebensdauer von Anlagen von Strom aus regenerativen Energien in der Regel mit 20 Jahren angesetzt. Hierbei ist zu beachten, dass die hier dargestellten Werte nicht zwangsläufig dem tatsächlichen wirtschaftlichen Einsatz der Anlagen entsprechen. Beispielsweise werden die Stromgestehungskosten für Photovoltaik – in Anlehnung an die EEG-Vergütung – auf 20 Jahre berechnet. Es ist jedoch zu erwarten, dass die Anlagen in der Regel bis zu 25 Jahre genutzt werden. Diese längere Lebensdauer wird für die Stromerzeugung in den weiteren Betrachtungen berücksichtigt.

Die Kostenannahmen zur Bestimmung der Stromgestehungskosten sind in Tabelle 3-3 dargestellt. Die Annahmen beruhen auf Einschätzungen von Prognos. Es gibt in der gegenwärtigen Diskussion durchaus davon abweichende Annahmen. Das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung DIW (2013) geht – ebenso wie Agora/Consentec (2013) – beispielsweise von bis zu 20 Prozent geringeren Investitionskosten für die erneuerbaren Technologien aus. Für die Einordnung der Kosten sind jedoch nicht nur die jeweiligen Investitionskosten, sondern auch die Struktur und Ausstattung des Kraftwerksparks entscheidend – beispielsweise, ob sich die Kosten vorwiegend auf Anlagen an bevorzugten Standorten beziehen oder nicht. Daher ist ein direkter Vergleich zwischen den einzelnen Studien nicht zielführend.

Annahmen zur Berechnung der Gesamtkosten der erneuerbaren Stromerzeugung

Tabelle 3-3

		2015	2020	2030	2040	2050
Onshore-Windkraft						
Investitionskosten	€/2012/kW	1.560	1.490	1.388	1.362	1.325
WACC	%	6	6	6	6	6
Betriebskosten	% der Investitionskosten	4	4	4	4	4
jährliche Stromerzeugung	MWh/MW	2.150	2.200	2.300	2.450	2.600
Lebensdauer	Jahre	20	20	20	20	20
Offshore-Windkraft						
Investitionskosten	€/2012/kW	4.000	3.400	3.100	2.950	2.850
WACC	%	7	7	7	7	7
Betriebskosten	% der Investitionskosten	4	4	4	3	3
jährliche Stromerzeugung	MWh/MW	4.000	4.100	4.200	4.300	4.300
Lebensdauer	Jahre	20	20	20	20	20
Photovoltaik						
Investitionskosten	€/2012/kW	1.150	1.050	930	785	740
WACC	%	5	5	5	5	5
Betriebskosten	% der Investitionskosten	2	2	2	2	2
jährliche Stromerzeugung	MWh/MW	930	930	930	930	930
Lebensdauer	Jahre	20	20	20	20	20
Biomasse / Biogas						
Investitionskosten	€/2012/kW	3.000	2.950	2.850	2.750	2.650
WACC	%	7	7	7	7	7
Betriebskosten	% der Investitionskosten	3	3	3	3	3
jährliche Stromerzeugung	MWh/MW	6.500	5.000	4.700	4.700	4.700
Lebensdauer	Jahre	20	20	20	20	20
elektrischer Wirkungsgrad	%	33	33	36	38	38
Brennstoffpreise	€/2012/MWh	23	23	25	26	27

Prognos

Aus den dargestellten Kostenannahmen ergeben sich die in Tabelle 3-4 ausgewiesenen Stromgestehungskosten. Für die bestehenden Anlagen, welche nach dem EEG gefördert werden, werden die bis zu 20 Jahre laufenden Vergütungszahlungen berücksichtigt.

Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass die Stromgestehungskosten der Erneuerbare-Energien-Anlagen in den

kommenden Jahrzehnten weiter fallen werden. Ein besonders starker Rückgang zeichnet sich bei Photovoltaikanlagen ab. Allein in den vergangenen beiden Jahren konnten die Kosten für kristalline Module um 50 Prozent gesenkt werden. Auch nach 2030 gehen wir von einer weiteren Kostendegression aus. Ebenfalls starke Kostensenkungspotenziale können bei Offshore-Windkraft erwartet werden. Insbesondere mittelfristig führen Skaleneffekte und Stan-

EEG-Vergütungssätze für 2012 und Stromgestehungskosten bezogen auf die produzierbare Strommenge – unabhängig von der Abregelung

Tabelle 3-4

		2012 ⁽¹⁾	2020	2030	2040	2050
Photovoltaik⁽²⁾	ct_{2012}/kWh	18,0	10,6	9,4	7,9	7,4
Onshore-Windkraft	ct_{2012}/kWh	9,4 ^(1a) 5,5 ^(1b)	8,3	7,4	6,8	6,2
Offshore-Windkraft	ct_{2012}/kWh	19,0 ^(1a) 3,5 ^(1b)	10,5	9,2	8,4	7,9
Biomasse / Biogas	ct_{2012}/kWh	16,0	14,3	14,9	15,0	15,0
Geothermie⁽³⁾	ct_{2012}/kWh	25,0	21,4	17,8	14,7	11,4
Wasser⁽⁴⁾	ct_{2012}/kWh	6,3	6,9	7,2	7,1	7,1

(1) durchschnittliche Vergütungssätze nach EEG 2012

(1a) Anfangsvergütung nach EEG

(1b) Grundvergütung nach EEG

(2) Stromgestehungskosten: gewichteter Durchschnitt aus Dach- und Freifläche im Verhältnis 9 : 1

(3) bezogen auf Geothermie EGS (Enhanced Geothermal System) ohne Wärmenutzung;

Quelle: DLR/BMU (2010): Leitstudie 2010 sowie EEG 2012

(4) bezogen auf Wasserkraftanlagen zwischen ein und zehn MW; Quelle: DLR/BMU (2010): Leitstudie 2010

EEG 2012 und Prognos

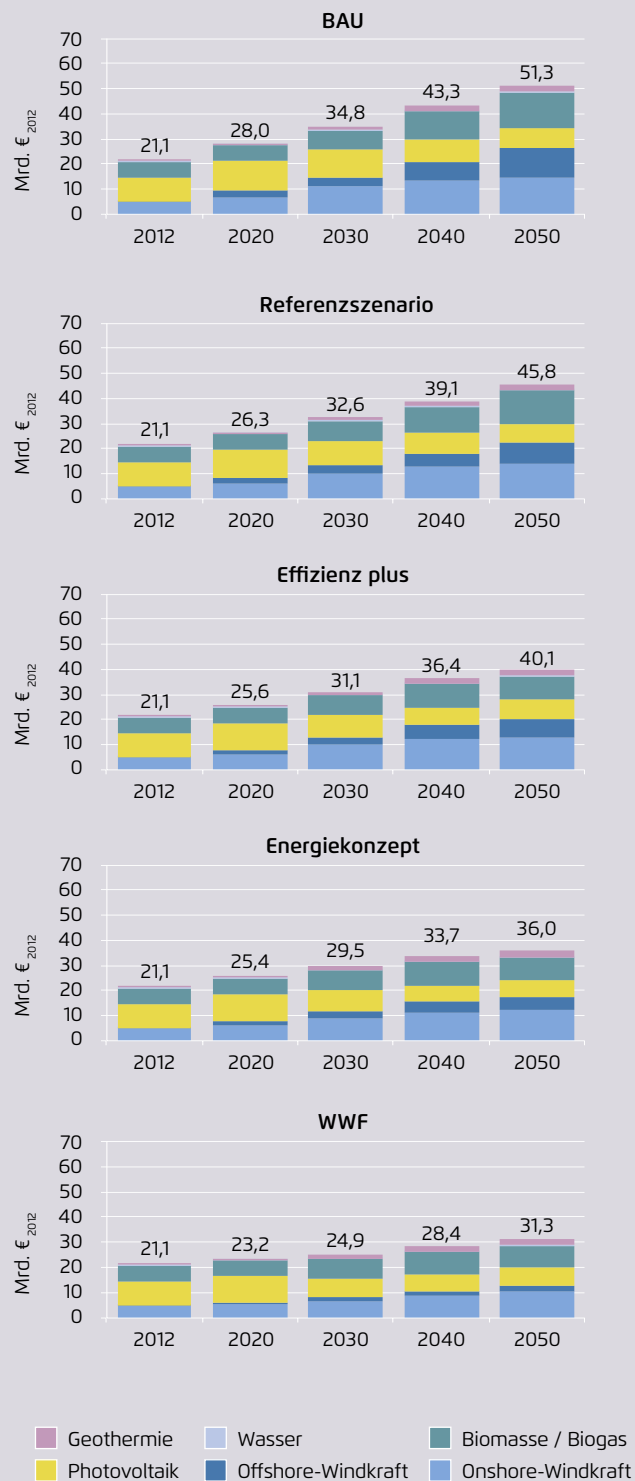
dardisierungen zu sinkenden Investitionskosten bei gleichzeitig steigenden Volllaststunden. Bei Onshore-Windkraft ist ebenfalls mit sinkenden Investitionskosten zu rechnen. Diese führen zusammen mit der erhöhten Auslastung der Anlagen zu einer Senkung der Stromgestehungskosten. Deutlich moderater fallen die Kostendegressionspotenziale bei der Verstromung von Bioenergien aus. Hier werden die Stromgestehungskosten vor allem von den steigenden Brennstoffpreisen und den nur geringfügig sinkenden Investitionskosten geprägt werden. Für die Wasserkraft sind aufgrund des geringen Gesamtpotenzials und der immer kleiner werdenden Anlagen sogar Steigerungen der Stromgestehungskosten zu erwarten.

Im letzten Schritt der Kostenermittlung für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien werden die jährlichen Gesamtkosten der regenerativen Stromerzeugung (Vollkosten) anhand der produzierbaren Strommenge und der spezifischen Stromgestehungskosten bestimmt. Diese sind in Abbildung 3-7 ausgewiesen.

Die dargestellten Gesamtkosten der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien zeigen in allen Szenarien eine deutliche Steigerung. Bezogen auf die produzierte Kilowattstunde ergibt sich ein gegenteiliges Bild. Für die Betrachtung der durchschnittlichen Stromgestehungskosten des Anlagenparks für einzelne Jahre wurden deshalb die jährlichen Gesamtkosten (Vollkosten) durch die nutzbaren Stromerzeugungsmengen der Erneuerbaren Energien geteilt. Wie Abbildung 38 verdeutlicht, sinken die durchschnittlichen Stromgestehungskosten des Anlagenbestandes bis 2035 deutlich und bleiben danach relativ konstant. Vor dem Hintergrund, dass die Kosten von Anlagen zur Erzeugung Erneuerbarer Energien in den letzten Jahren schon gesunken sind und auch zukünftig weiter sinken werden, führt eine Erneuerung des Anlagenparks zukünftig zu fallenden mittleren Stromgestehungskosten. Auffällig ist der leichte Anstieg zwischen 2035 und 2040 in allen Szenarien. Er ist auf die in dieser Studie getroffene Annahme zur abweichenden wirtschaftlichen und technischen Lebensdauer von PV-Anlagen zurückzuführen. In den Jahren 2030 bis 2038 wird

Vollkosten der erneuerbaren Stromerzeugung nach Energieträgern

Abbildung 3-7

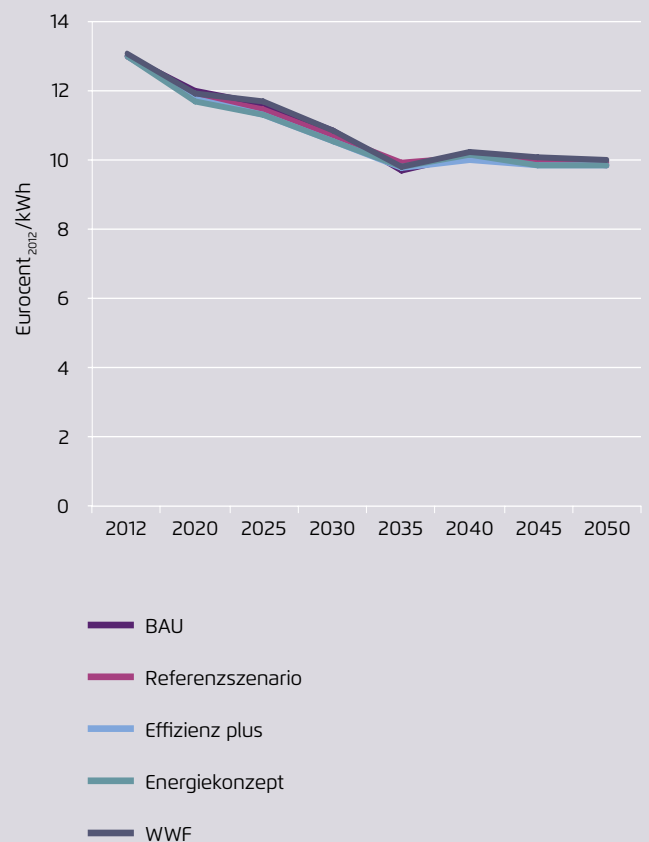


Prognos; BMU (2013): Zeitreihen zur Entwicklung der Kosten des EEG

die Stromerzeugung von PV-Anlagen geprägt, die bereits abgeschrieben sind und die deshalb kostenseitig nur mit ihren sehr geringen Betriebskosten berücksichtigt werden. Zwischen 2035 und 2043 müssen diese PV-Anlagen ersetzt werden und verursachen damit wieder höhere Kapitalkosten. Darüber hinaus zeigt die Abbildung, dass die Unterschiede zwischen den einzelnen Szenarien nur geringfügig sind. Zwar beinhalten die Szenarien mit einem höheren Stromverbrauch vergleichsweise mehr teure Technologien wie Biomasse und Offshore-Windkraft. Das wird jedoch durch die besser zum Gesamtsystem passenden Einspeiseprofile dieser Technologien kompensiert.

Durchschnittliche Stromgestehungskosten der erneuerbaren Stromproduktion (bezogen auf die im Stromsystem nutzbare Strommenge)

Abbildung 3-8



Prognos

Offshore-Anbindungskosten

Die dargestellten Investitionskosten für Offshore-Windkraft enthalten die Kosten des eigentlichen Offshore-Windparks und des parkinternen Umspannwerks, jedoch nicht die Anbindung an die landseitigen Stromnetze. Diese „Netzanbindungskosten“ müssen deshalb in der Gesamtkostenbetrachtung zusätzlich berücksichtigt werden, wenngleich diese Kosten in Deutschland regulatorisch von den Stromgestehungskosten des Windparks getrennt werden. Unter Berücksichtigung eines Abschlages von 25 Prozent auf die von der Fachwelt als zu hoch eingeschätzten Kostenangaben aus dem Offshore-Netzentwicklungsplan 2013 (zweiter Entwurf O-NEP 2013) betragen die Netzanbindungsbeziehungsweise Stromtransportkosten voraussichtlich durchschnittlich 1.600 Euro₂₀₁₂ pro Kilowatt Übertragungsleistung.² Der Abschlag ist gerechtfertigt, weil auch bei den Anbindungskosten langfristig entsprechende Kostensenkungen zu erwarten sind, die sich mit der wachsenden Erfahrung der Offshore-Industrie realisieren lassen.

Da nicht die gesamte Erzeugung der Offshore-Windparks vom nachgelagerten Stromnetz entsprechend den Berechnungen vom IAEW komplett genutzt werden kann, werden die Windparks aus Kostengründen nicht mit ihrer kompletten Leistung angeschlossen, sondern nur mit der vom System nutzbaren Leistung.

3.3 CO₂-Emissionen in den Szenarien

In allen betrachteten Szenarien wurde ein einheitlicher prozentualer Anteil der Erneuerbaren Energien an der Gesamtstromerzeugung angenommen. Daraus folgt, dass je niedriger der Strombedarf in den Szenarien ist, desto geringer ist damit auch die notwendige konventionelle Stromerzeugung. Unter Berücksichtigung der konventionellen Stromerzeugungsstruktur ergeben sich damit auch unterschiedlich hohe CO₂-Emissionen in den Szenarien. Die folgende Tabelle zeigt die mit der Stromerzeugung verbundenen direkten CO₂-Emissionen (ohne Vorkette).

² Offshore-Netzentwicklungsplan 2013 (zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber); Szenario B 2033, S. 89 ff.; http://www.netzentwicklungsplan.de/ONEP_2013_2%20Entwurf_Teil%20I.pdf

Direkte CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in den Szenarien

Tabelle 3-5

	2012 in Mio. t	2020 in Mio. t	2030 in Mio. t	2040 in Mio. t	2050 in Mio. t
BAU	315	215	156	101	51
Referenz	315	212	153	96	43
Effizienz plus	315	208	146	87	40
Energiekonzept	315	206	141	84	38
WWF	315	174	121	72	32

Prognos

Erwartungsgemäß liegen die Emissionen im Szenario BAU durch den im Vergleich zu den anderen Szenarien hohen konventionellen Stromanteil über den gesamten Zeitraum am höchsten. Die niedrigsten Emissionen ergeben sich wegen des geringen Strombedarfs im WWF-Szenario. Der mit der Stromerzeugung verbundene direkte CO₂-Ausstoß liegt hier im Jahr 2030 um 22 Prozent beziehungsweise 35 Millionen Tonnen unter dem Ausstoß im BAU-Szenario. Im Jahr 2050 beträgt der Unterschied 37 Prozent beziehungsweise 19 Millionen Tonnen.

3.4 Importkosten für Primärenergieträger zur Stromerzeugung

Die für die konventionelle Stromerzeugung in Deutschland eingesetzten Primärenergieträger können nur zum Teil aus heimischen Quellen gedeckt werden.

Die Nutzung der Kernenergie ist in allen untersuchten Szenarien identisch, sodass sich hier keine Unterschiede in den Einsatzmengen und Importkosten zwischen den Szenarien ergeben. Braunkohlekraftwerke werden heute und auch in Zukunft ausschließlich von inländischen Tagebauen beliefert, sodass hier keine Importkosten anfallen.

Der Bedarf an Erdgas und Steinkohle wird heute schon zum größten Teil durch Importe gedeckt. Durch den beschlosse-

nen Ausstieg aus dem Steinkohlenbergbau und die abnehmende inländische Erdgasgewinnung wird der Importanteil dieser Energieträger in Zukunft noch steigen. Der Ausbau der Erdgasförderung durch die verstärkte Nutzung von unkonventionellem Erdgas auch in Deutschland durch das sogenannte Fracking könnte dies ändern, wird hier aber aufgrund der bestehenden Unsicherheiten und Widerstände nicht berücksichtigt.

Die folgende Tabelle zeigt die inländische Gewinnung von Steinkohle und Erdgas im Zeitraum bis 2050.

Förderung von Erdgas und Steinkohle in Deutschland

Tabelle 3-6

	2008 in PJ	2020 in PJ	2030 in PJ	2040 in PJ	2050 in PJ
Erdgas	492	350	200	50	0
Steinkohle	519	0	0	0	0

Prognos/EWI/GWS (2011)

Ab dem Jahr 2018 muss damit die in der Stromerzeugung eingesetzte Steinkohle zu 100 Prozent durch Importe gedeckt werden. Bei Erdgas kann die heimische Produktion bis etwa 2040 zumindest noch einen geringen Teil der Nachfrage decken. Bei einem erwartenden Erdgasverbrauch von insgesamt 2.000 bis 2.500 Petajoule im Jahr 2030 (Prognos/EWI/GWS) müssen dann aber mindestens 90 Prozent des Bedarfs importiert werden.

Je mehr Steinkohle und Erdgas durch eine erhöhte Energieeffizienz in den Szenarien eingespart werden, desto geringer fallen die notwendigen Importe aus. Auf Basis der in Kapitel 2.2.2 dargestellten Energiepreise (beziehungsweise der in diesen enthaltenen Grenzübergangspreise) ergeben sich für die Szenarien die folgenden Ausgaben für Brennstoffimporte der Stromerzeugung.

Bereits im Jahr 2020 können die Ausgaben für den Import von Steinkohle und Erdgas gegenüber den 7,4 Milliarden

Importausgaben für Erdgas und Steinkohle für die Stromerzeugung

Tabelle 3-7

	2020 Mrd. € ₂₀₁₂	2030 Mrd. € ₂₀₁₂	2040 Mrd. € ₂₀₁₂	2050 Mrd. € ₂₀₁₂
BAU	7,4	7,0	5,6	4,4
Referenz	7,0	6,3	5,0	3,6
Effizienz plus	6,3	5,4	4,3	3,4
Energiekonzept	6,2	5,3	4,1	3,1
WWF	5,4	4,6	3,4	2,6

Prognos

Euro₂₀₁₂ im BAU-Szenario durch eine sehr ambitionierte Effizienzentwicklung (WWF-Szenario) um 2 Milliarden Euro₂₀₁₂ gesenkt werden. Langfristig gehen diese Einsparungen leicht auf 1,8 Milliarden Euro₂₀₁₂ pro Jahr zurück.

3.5 Regionalisierung der Daten für die Netzmodellierung

Ausgangspunkt für die Regionalisierung von Strombedarf und Erzeugung ist das aktuelle IAEW-Modell des Übertragungsnetzes mit insgesamt knapp 400 Netzknoten.

Im Folgenden wird beschrieben, wie einerseits der stündliche Strombedarf, andererseits die Erzeugung aus konventionellen (beziehungsweise regelbaren erneuerbaren) Kraftwerken diesen Netzknoten zugeordnet wurden.

Der stündliche Strombedarf auf Kreisebene (Landkreise und Städte) wird aus dem regionalen Energiemodell der Prognos AG unter Verwendung von Standardlastprofilen abgeleitet. Zur Zuordnung zu den Netzknoten wurden für jeden Netzknoten Radien festgelegt, die die Versorgungsgebiete modellieren. Mithilfe eines Computeralgorithmus wurden die Radien dabei so bestimmt, dass

→ jeder Kreis von mindestens einem Versorgungsgebiet getroffen wird,

- die Versorgungsgebiete möglichst klein sind, jedoch
- Versorgungsgebiete in enger Nachbarschaft ähnlich groß sind.

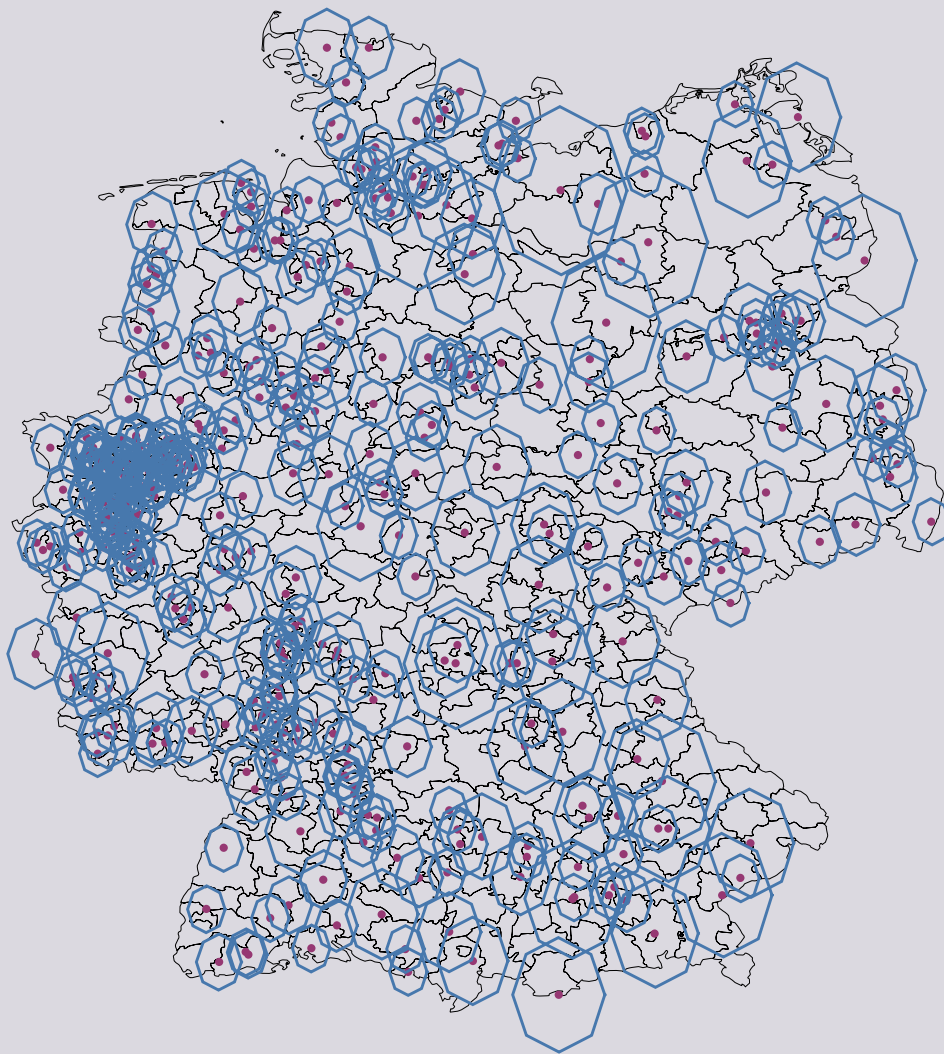
Zur Verringerung der Rechenzeit sind die Versorgungsgebiete als Achtecke und nicht als Kreise modelliert, die Radien werden dabei als Umkreisradien interpretiert.

Abbildung 3-9 veranschaulicht das Ergebnis dieses Berechnungsschrittes. Die roten Punkte repräsentieren die Netzknoten, die blauen Achtecke repräsentieren die Versorgungsgebiete.

Im zweiten Berechnungsschritt wird für jeden Kreis (Landkreise und kreisfreie Städte) die Schnittmenge mit den Versorgungsgebieten der Netzknoten ermittelt. Der Strombedarf des Kreises wird nun proportional zu den Schnittflächen der Versorgungsgebiete verteilt. Bei der Zuordnung der Erzeugung aus konventionellen beziehungsweise regelbaren Kraftwerken zu den Netzknoten wurde davon ausgegangen, dass die Kraftwerke in den nächstgelegenen Netzknoten einspeisen.

Netzknoten und zugeordnete Versorgungsgebiete

Abbildung 3-9



Prognos, Kartengrundlage: BKG

4 Berechnung der Netzkosten

4.1 Zusammensetzung der Netzkosten

Der Betrieb der Stromnetze ist in Deutschland reguliert. Die Stromnetzbetreiber erheben Netznutzungsentgelte, die von den Stromkunden getragen werden müssen. Die durch die Verbraucher insgesamt zu tragenden Netzkosten entsprechen der Summe der durch die Netzbetreiber eingenommenen Netzentgelte. Diese Kosten werden heute im Rahmen der offiziellen statistischen Erhebungen nicht veröffentlicht.

Die Bundesnetzagentur veröffentlicht aber in ihren Monitoringberichten die mittleren gewichteten Netznutzungsentgelte für die Sektoren Haushalte, Gewerbe und Industrie. Mithilfe des Stromverbrauchs dieser Sektoren lassen sich für das Jahr 2012 Netzkosten von circa 19 Milliarden Euro abschätzen.

Laut des Monitoringberichts der Bundesnetzagentur entfallen etwa sieben Milliarden Euro auf die Netzinfrastrukturkosten. Für Regelenergie, Verluste, *Redispatch* und Bereitstellung von Systemdienstleistungen entstehen Kosten von etwa einer Milliarde Euro. Die Kosten für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb betragen etwa eine weitere Milliarde Euro. In Summe lassen sich auf Basis der veröffentlichten Daten so Netzkosten von neun Milliarden Euro nachvollziehen.

Im Vergleich zur angeführten Schätzung von 19 Milliarden Euro eingenommener Netzentgelte verbleibt eine Differenz von zehn Milliarden Euro. Die genaue Höhe und Zusammensetzung dieses Kostenblocks ist anhand der verfügbaren Informationen nicht möglich. Es ist zu erwarten, dass eine effektivere Anreizregulierung zukünftig zu einer Reduktion dieses Kostenblocks führen könnte. Die Höhe des Einsparpotenzials ist aufgrund der wenig transparenten Datenlage allerdings nicht abschätzbar. Eine belastbare Fortschreibung und damit eine Prognose der gesamten künftigen Netzkosten ist daher nicht möglich.

Im Folgenden werden daher nur die differenziert ausgewiesenen Netzkostenbestandteile betrachtet und fortgeschrieben. Bei der Interpretation der Ergebnisse ist daher zu beachten, dass die dargestellten Netzkosten nur einen Teil der gesamten Netzkosten umfassen.

4.2 Vorgehensweise Netzmodellierung

Für eine ganzheitliche Untersuchung der Effekte von Energieeffizienzmaßnahmen auf den deutschen Stromsektor sind neben den Kosten des Erzeugungssystems auch die Kosten für die notwendige Netzinfrastruktur zur Übertragung und Verteilung zu berücksichtigen. Das deutsche Übertragungsnetz setzt sich aus den miteinander verbundenen Höchstspannungsnetzen (380/220 kV) der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber zusammen. Das Verteilungsnetz umfasst viele Hoch- (110 kV), Mittel- (35/20/10 kV) und Niederspannungsnetze (0,4 kV), die eine unterschiedlich große, aber grundsätzlich mit der Spannungsebene wachsende Ausdehnung haben. Diese werden von über 860 Verteilungsnetzbetreibern betrieben. In Abbildung 4-1 sind farblich die vier Regelzonen der Übertragungsnetzbetreiber, in Farbschattierungen jeweils die Betreiber der unterlagerten Niederspannungsnetze eingezeichnet.

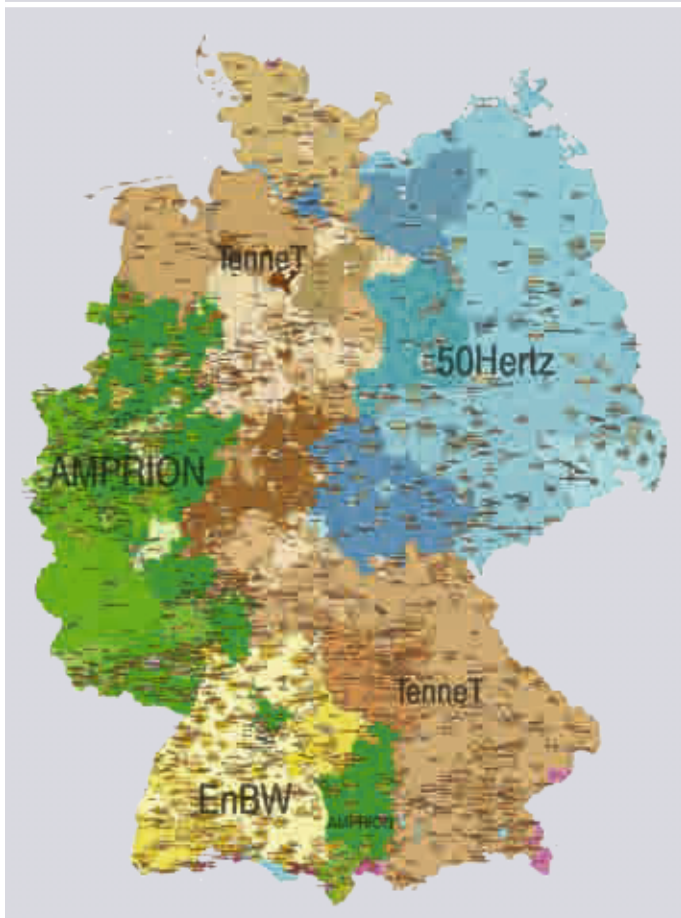
Aufgrund der stark unterschiedlichen Mengengerüste werden für die Berechnung des Netzausbaubedarfs im Übertragungs- und Verteilungsnetz zwei unterschiedliche Ansätze gewählt. Die unterschiedlichen Mengengerüste lassen sich anhand der Stromkreislängen veranschaulichen: Das Übertragungsnetz hat eine gesamte Stromkreislänge von ungefähr 35.000 Kilometern. Die gesamte Stromkreislänge aller Verteilungsnetze beträgt hingegen weit über eine Millionen Kilometer. Für das deutsche Übertragungsnetz ist aufgrund der handhabbaren Problemgröße eine Berechnung des Ausbaubedarfs auf einem expliziten Netzmodell, das die realen Leitungen und Stationen nachbildet, möglich. Diese Vorgehensweise ist für das Verteilungsnetz wegen der Vielzahl an unterschiedlichen Hoch-, Mittel- und Nieder-

spannungsnetzen nicht praktikabel. Daher wird der Netzausbaubedarf im Verteilungsnetz unter Verwendung eines praxiserprobten Modellnetzansatzes ermittelt.

Bedingt durch die aufwendige Modellierung und die erforderliche Rechenzeit ist es nicht möglich, für jedes Szenario und jedes Stützjahr den Netzausbaubedarf zu berechnen. Deshalb erfolgt ausschließlich eine Betrachtung des BAU-Szenarios, des Effizienz-plus-Szenarios und des WWF-Szenarios, da diese Szenarien durch den höchsten, mittleren beziehungsweise geringsten Energieverbrauch gekennzeichnet sind. Die Ergebnisse bilden somit den Rahmen der anderen Szenarien. Für jedes dieser Szenarien wird das Stützjahr 2035 sowie 2050 betrachtet.

Karte der deutschen Niederspannungsnetzbetreiber

Abbildung 4-1



ene't (2013)

4.3 Übertragungsnetz

4.3.1 Methodisches Vorgehen

Das methodische Vorgehen zur Quantifizierung des Ausbaubedarfs im Übertragungsnetz und dessen Monetarisierung ist in Abbildung 4-2 dargestellt.

In einem ersten Schritt werden die von Prognos bereitgestellten Eingangsdaten, bestehend aus Zeitreihen für die Last, die Einspeisung des konventionellen Kraftwerksparks sowie für die Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien, aufbereitet. Dabei wird zunächst die aus energiebilanziellen Gründen im deutschen Strommarkt nicht integrierbare und daher abzuregelnde Erzeugung aus regenerativen Quellen bestimmt (siehe Abschnitt 4.3.2). Anschließend erfolgt eine Regionalisierung der Einspeisungen (siehe Abschnitt 4.3.4) aus Photovoltaik-, Onshore-Windenergie- und Offshore-Windenergieanlagen, um die für die Netzsimulation notwendigen knotenscharfen Einspeisezeitreihen zu bestimmen.

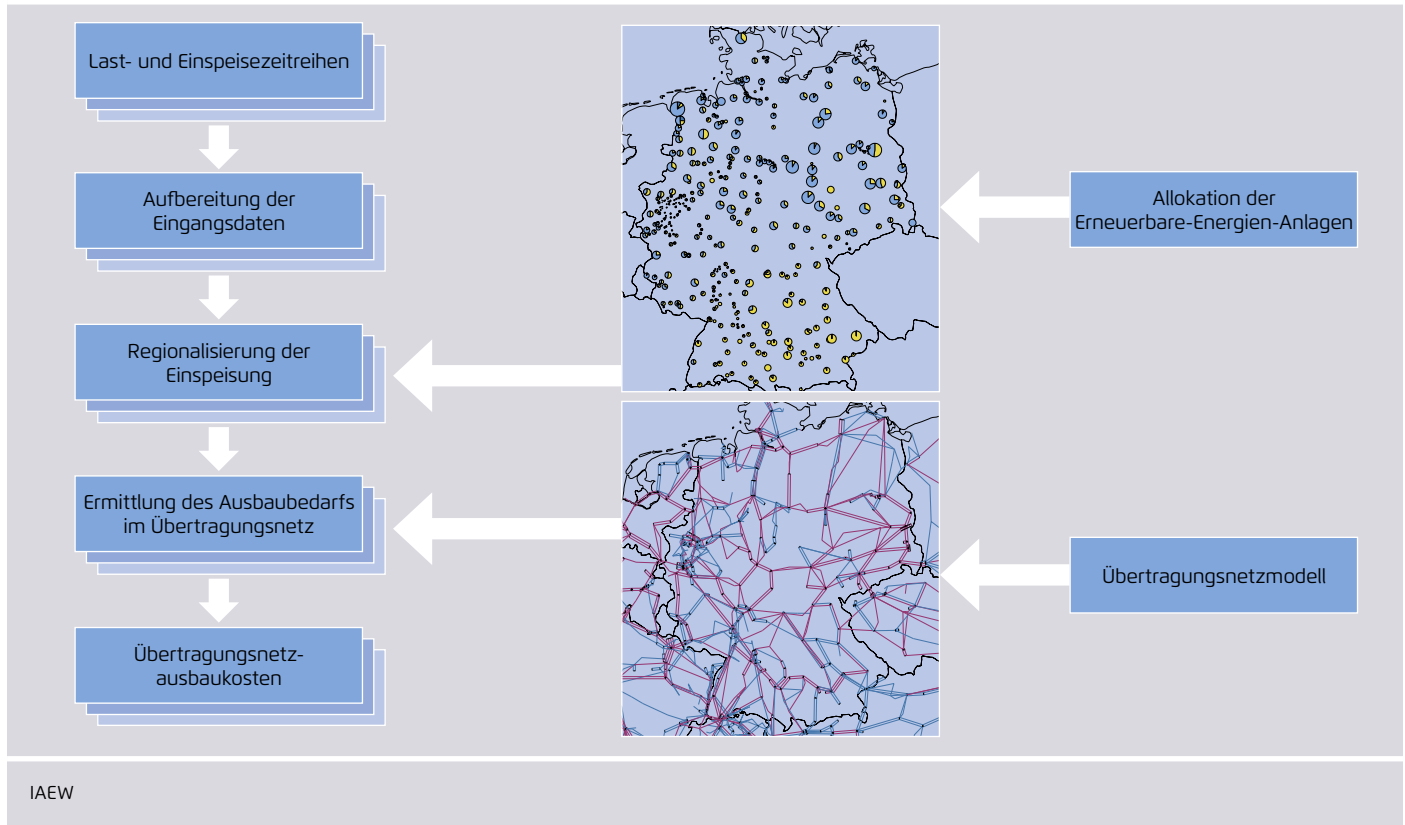
Auf Grundlage der so aufbereiteten Eingangsdaten wird der Übertragungsnetzausbau anhand eines am IAEW auf Basis öffentlicher Daten entwickelten Übertragungsnetzmodells (siehe Abschnitt 4.3.3) bestimmt. Durch die Betrachtung verschiedener Szenarien ist es möglich, den Einfluss der Effizienzmaßnahmen auf die annuitätischen Infrastrukturkosten des Übertragungsnetzausbaus zu quantifizieren. Diese bestehen aus Investitions-, Wartungs- und Instandhaltungskosten für den jeweils erforderlichen Netzausbau.

4.3.2 Aufbereitung der Eingangsdaten

Wie in Kapitel 4.3.1 erläutert, ist zunächst eine Aufbereitung der von Prognos gelieferten Eingangsdaten der Erzeugung und Last erforderlich. Diese bestehen aus Zeitreihen für die Erneuerbare-Energien-Einspeisung, der Einspeisung beziehungsweise Entnahme des konventionellen Kraftwerksparks sowie den Lastzeitreihen. Um eine konstante Netzfrequenz sicherzustellen, müssen Last und Erzeugung zu jedem Zeitpunkt ausgeglichen sein. Dies erfordert in Realität mitunter eine zeitweilige Abregelung der Einspeisung aus regenerativen Quellen aus energiebilanziellen Gründen. In Realität ist diese Abregelung Teil des Marktergebnisses,

Methodisches Vorgehen für die Ermittlung der Übertragungsnetzausbaukosten

Abbildung 4-2

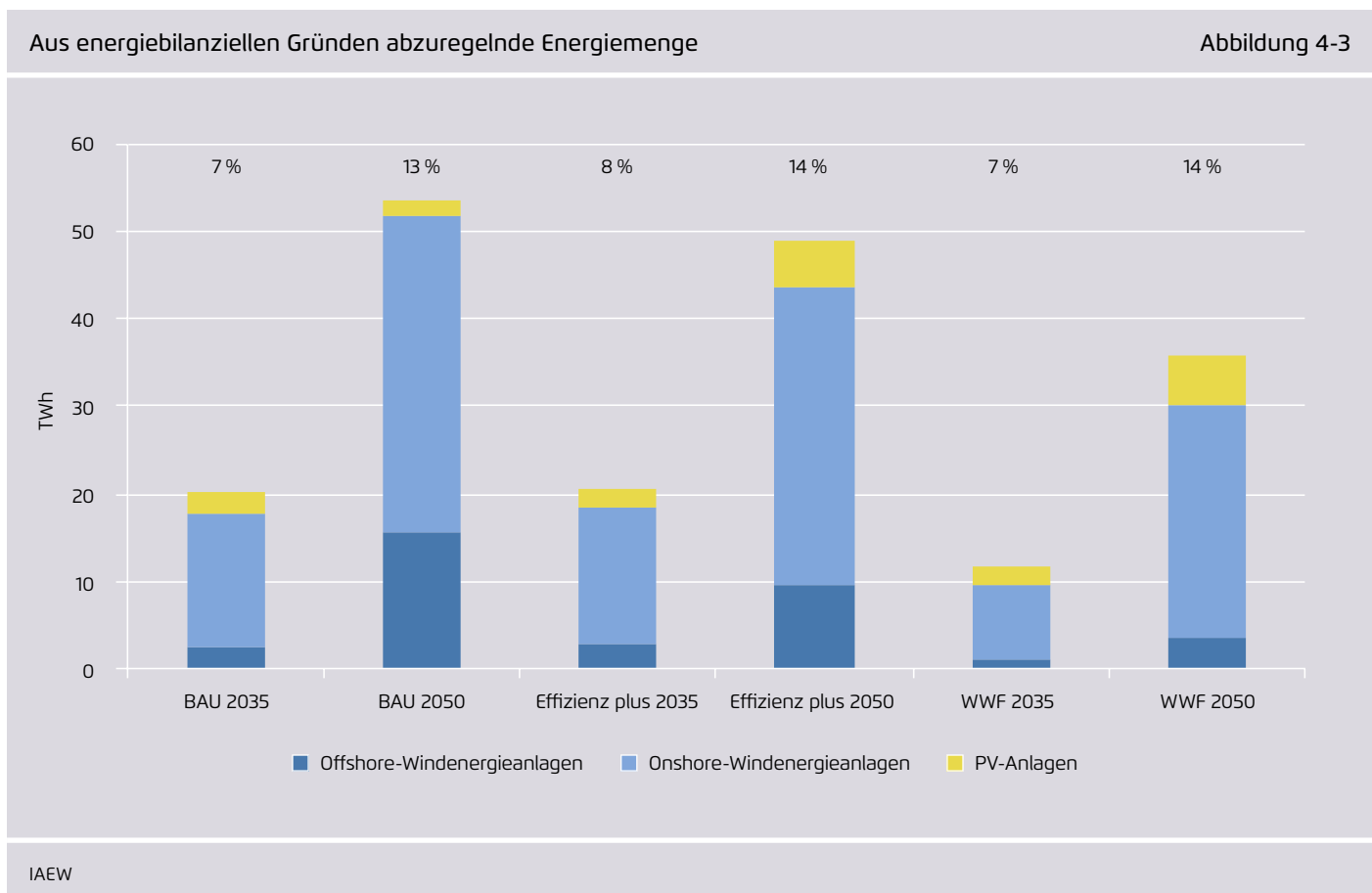


zum Beispiel durch Abregelung bei drohenden negativen Preisen. Während der Aufbereitung wird das notwendige Maß einer derartigen Abregelung bestimmt und die Zeitreihe der Erneuerbaren-Energien-Einspeisungen entsprechend angepasst.

Auf Basis der in den jeweiligen Szenarien festgelegten installierten Leistung der einzelnen erneuerbaren Technologien PV, Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen sowie meteorologischen Zeitreihen werden unter Berücksichtigung von Anlagenkennlinien für jedes simulierte Jahr Einspeisezeitreihen ermittelt. Des Weiteren erfolgt eine Bestimmung von stündlichen Lastzeitreihen sowie der Einspeisungen beziehungsweise Entnahmen des konventionellen Kraftwerksparks. Die Subtraktion der nicht disponiblen Erneuerbare-Energien-Einspeisungen und der Einspeisung aus wärmegeführten KWK-Anlagen von der Last wird dabei als Residuallast bezeichnet und muss durch den konventionellen Erzeugungspark sowie Im- und Exporte gedeckt werden. Durch Vernachlässigung der Im- und Exporte wird

in den Berechnungen eine Deckung dieser Residuallast ausschließlich auf Basis des deutschen konventionellen Kraftwerksparks unterstellt.

Aufgrund der hohen installierten Erzeugungskapazitäten in Erneuerbare-Energien-Anlagen in den verschiedenen Szenarien ergibt sich in einigen Stunden eine negative Residuallast. Dies bedeutet, dass die Einspeisung aus PV-, Onshore- und Offshore-Windenergie- und sonstigen Erneuerbare-Energien-Anlagen die Last und die verfügbare Einspeicherleistung übersteigt. Da durch die Vernachlässigung des europäischen Auslandes auch kein Export möglich ist, ist in diesen Situationen eine Abregelung zur Einhaltung des Erzeugungsgleichgewichtes und damit der Netzfrequenz unumgänglich. Das bedeutet, dass in allen Stunden mit einer negativen Residuallast in Realität eine Abregelung der Erneuerbare-Energien-Einspeisung erfolgt. Diese Abregelung wird im Modell durch eine der aktuellen Einspeisung proportionalen Reduzierung der Einspeisezeitreihen für PV-, Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen abgebildet.



In Abbildung 4-3 ist die jeweilige so bestimmte abzuregelnde Energiemenge differenziert nach Erzeugungstechnologien dargestellt. Zusätzlich ist der prozentuale Anteil der abzuregelnden Energiemenge an dem gesamten Dargebot für die Einspeisung Erneuerbarer Energien angegeben. Es ist erkennbar, dass der abzuregelnde Anteil der Einspeisung aus regenerativen Quellen insbesondere in den Jahren 2050 mit bis zu 14 Prozent einen nicht vernachlässigbaren Anteil darstellt. Die Abregelung beeinflusst jedoch nicht nur die eingespeiste Energiemenge, sondern auch die maximale Einspeiseleistung, welche wiederum stark auf den erforderlichen Netzausbaubedarf rückwirkt.

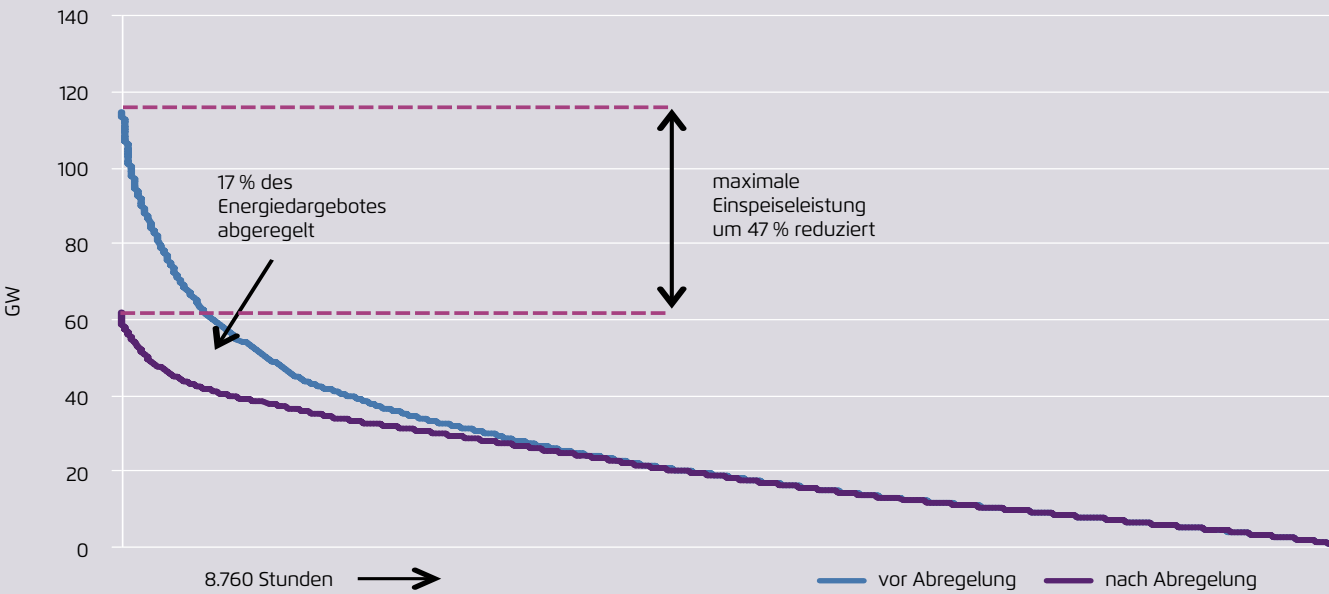
Um diesen Zusammenhang zu verdeutlichen, ist in Abbildung 4-4 die Jahresdauerlinie der Einspeisung aus Onshore-Windenergieanlagen vor (blau) und nach Abregelung (lila) im Szenario BAU 2050 abgebildet. Die Fläche zwischen den beiden Kurven entspricht der abzuregelnden Energiemenge, welche in diesem Fall circa 17 Prozent des

Dargebotes entspricht. Dabei wird die maximale Einspeiseleistung durch die Abregelung drastisch reduziert. Die vor Abregelung maximale Einspeiseleistung beträgt circa 114 GW, wohingegen die maximale Einspeiseleistung nach Abregelung, das heißt die maximale Leistung der tatsächlich in den Strommarkt integrierbaren Einspeisung, lediglich circa 61 GW beträgt. Dies entspricht einer Reduktion um fast 50 Prozent, was wiederum deutliche Rückwirkungen auf den erforderlichen Netzausbaubedarf hat. Da insbesondere die eingespeiste Leistung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen einen signifikanten Einfluss auf den Netzausbaubedarf aufweist, ist es somit nicht zweckmäßig, die in den Szenarien definierten Leistungen zu betrachten, sondern vielmehr die maximale Einspeiseleistung nach einer derartigen Abregelung.

Diese ist in Abbildung 4-5 für die einzelnen Szenarien aufgeschlüsselt nach Technologien vor und nach Abregelung dargestellt. Insbesondere im Szenario BAU 2050 wird die

Jahresdauerlinie der Einspeisung aus Onshore-Windenergieanlagen vor und nach simulierter Abregelung im Szenario BAU 2050

Abbildung 4-4



IAEW

Maximale Einspeiseleistung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen vor und nach Abregelung

Abbildung 4-5



IAEW

maximale Einspeiseleistung durch die energiebilanziell notwendige Abregelung um circa 40 Prozent reduziert.

Eine Berücksichtigung des europäischen Auslands könnte dabei die energiebilanziell notwendige Abregelung deutlich reduzieren. Über die Kuppelleitungen im Übertragungsnetz kann Strom zu beziehungsweise aus den Anrainerstaaten exportiert beziehungsweise importiert werden. Unter Berücksichtigung von technischen Sicherheitsmargen ist es möglich, aus der Übertragungskapazität der Kuppelleitung die Netztransportkapazitäten (NTC) für derartige Importe und Exporte zu bestimmen (ENTSO-E, 2001). Im Jahr 2011 betrug die maximale deutsche Netztransportkapazität für Exporte für einen Winterwochentag mehr als 14.000 MW (ENTSO-E, 2013). Durch den geplanten Zubau weiterer Kuppelleitungen (ENTSO-E, 2012) ist von einer weiteren Erhöhung dieser Kapazitäten auszugehen. Jedoch ist zu berücksichtigen, dass die exportierbare Energiemenge nicht nur von der Netztransportkapazität, sondern vielmehr auch von dem zukünftigen Erzeugungssystem in den einzelnen Anrainerstaaten abhängt. Falls gleichzeitig auch dort ein deutlicher Ausbau der installierten Leistung in Erneuerbare-Energien-Anlagen stattfindet, ist es möglich, dass es auch dort zu einem zeitgleichen Leistungsüberschuss kommt, sodass ein Export nicht möglich wäre. Dennoch ist davon auszugehen, dass die Berücksichtigung des Auslandes generell zu einer signifikanten Reduktion der energiebilanziell erforderlichen Abregelung von Erneuerbare-Energien-Anlagen und somit auch zu einem zusätzlichen Anstieg des Netzausbaubedarfs führt.

4.3.3 Übertragungsnetzmodell

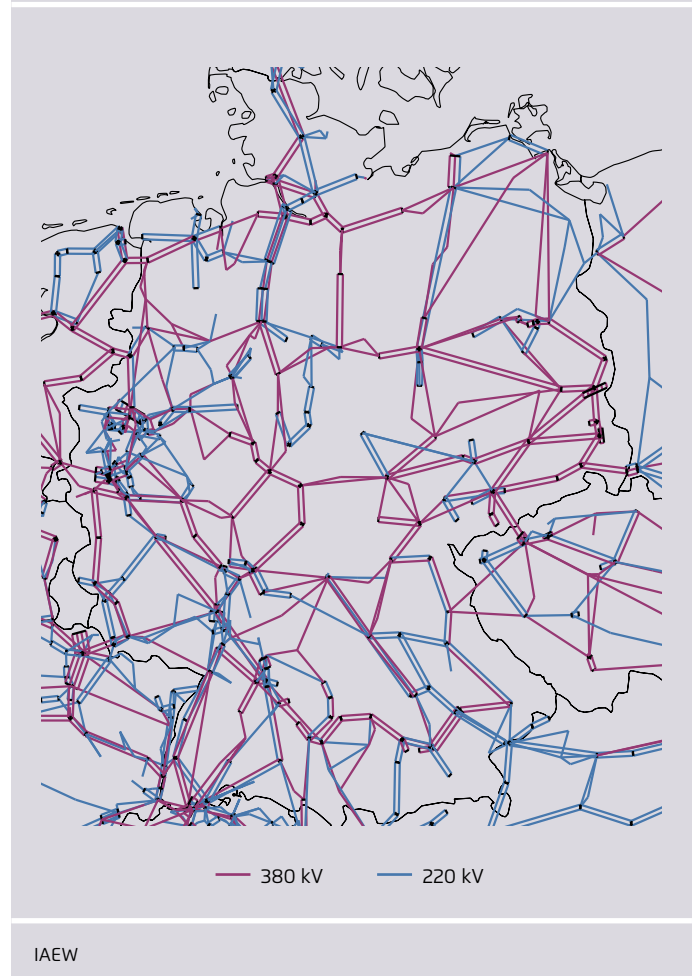
Zur Quantifizierung des Netzausbaubedarfs im Übertragungsnetz kommt ein dezidiertes Übertragungsnetzmodell zum Einsatz. Dieses wurde am IAEW entwickelt und basiert ausschließlich auf öffentlichen Daten (Hermes et al., 2009). Es dient als Grundlage für Lastflusssimulationen im europäischen Übertragungsnetz. Im Rahmen dieser Studie ist bedingt durch die alleinige Fokussierung auf Deutschland das Ausland vereinfacht abgebildet. Um eine Externalisierung des Netzausbaubedarfs zu vermeiden, wurde auf eine das Verhalten der Nachbarnetze berücksichtigende Ersatznetzmodellierung verzichtet und ausschließlich das deut-

sche Übertragungsnetz ohne Verbindungen zum Ausland betrachtet. Der erforderliche Netzausbau wird somit unter der Annahme bestimmt, dass das deutsche Netz nicht durch sogenannte *Loop Flows* im benachbarten Ausland entlastet beziehungsweise durch im Ausland verursachte *Loop Flows* im deutschen Netz belastet wird.

Das in Abbildung 4-6 dargestellte Übertragungsnetzmodell (in dieser Darstellung inklusive Anrainerstaaten) enthält die Leitungen der 220-kV- und 380-kV-Spannungsebene, die Netzkuppeltransformatoren zwischen diesen Spannungsebenen sowie die Phasenschiebertransformatoren. Insgesamt besteht das Modell für Deutschland aus circa 390 Stationen und circa 600 Trassen. Die Parametrierung der Betriebsmitteldaten erfolgt, soweit öffentlich bekannt, auf

Übertragungsnetzmodell Deutschland
(inklusive Anrainerstaaten)

Abbildung 4-6



Basis realer Daten oder praxisüblicher Standardbetriebsmitteldaten. Spezialwissen, dass nur Netzbetreibern zur Verfügung steht, wie zum Beispiel Sonderschaltzustände, ist in dem Netzmodell nicht enthalten. Die Abbildungen der Lasten und Einspeisungen erfolgt aggregiert an den jeweiligen Stationen. Die hierzu notwendige Regionalisierung der Eingangsdaten wird in Kapitel 4.3.4 beschrieben.

Obwohl es sich lediglich um ein Näherungsmodell auf öffentlicher Datenbasis handelt, weist das Netzmodell eine für prinzipielle Lastflussberechnungen hinreichende Genauigkeit auf. Dies wurde in der Vergangenheit wiederholt durch einen Vergleich mit veröffentlichten Referenzlastflüssen der Übertragungsnetzbetreiber nachgewiesen.

4.3.4 Regionalisierung der Einspeisung

Für die Verwendung des in Kapitel 4.3.3 beschriebenen Übertragungsnetzmodells ist eine netzknotenscharfe Verteilung der Last und Einspeisung notwendig, Regionalisierung genannt. Die Regionalisierung und netzknotenscharfe Zuordnung der Lasten und der konventionellen Erzeugung erfolgt durch Prognos. Die netzknotenscharfe Zuordnung für Erneuerbare-Energien-Einspeisungen geht von aggregierten Einspeisezeitreihen aus.

In einem ersten Schritt erfolgt die Regionalisierung für das Jahr 2012 auf Basis aktueller Daten. Dabei kommt für die Regionalisierung der Einspeisung aus PV-Anlagen das aktuelle EEG-Anlagen-Register (EEG-Anlagenstammdaten 2013) und für die Regionalisierung der Einspeisung aus Onshore-Windenergieanlagen die kommerzielle Datenbank thewindpower.net (The Windpower, 2013) zur Anwendung. Das EEG-Anlagen-Register enthält neben der installierten Anlagenleistung die Adresse des jeweiligen Anlagenstandortes. Über die Postleitzahlengebiete erfolgt eine Zuweisung zu den Stationen des Übertragungsnetzes. Dazu wird in einem ersten Schritt jeder Übertragungsnetz-knoten, nachfolgend nur Netzknoten bezeichnet, mittels eines mathematischen Verfahrens ein Versorgungsgebiet zugewiesen. Anschließend werden die Postleitzahlengebiete anteilig der relativen Flächenübereinstimmung den Versorgungsgebieten und somit den Netzknoten zugewiesen (Dierkes et al., 2013). Dies ist exemplarisch und nicht maßstabsgerecht in

Zuweisung von Versorgungsgebieten mittels Voronoi-Zerlegung

Abbildung 4-7

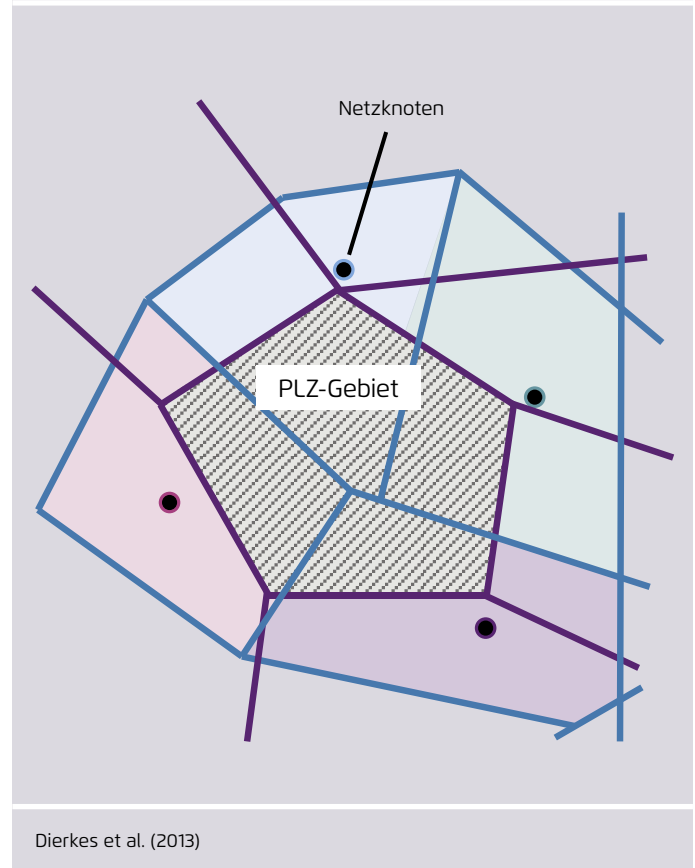
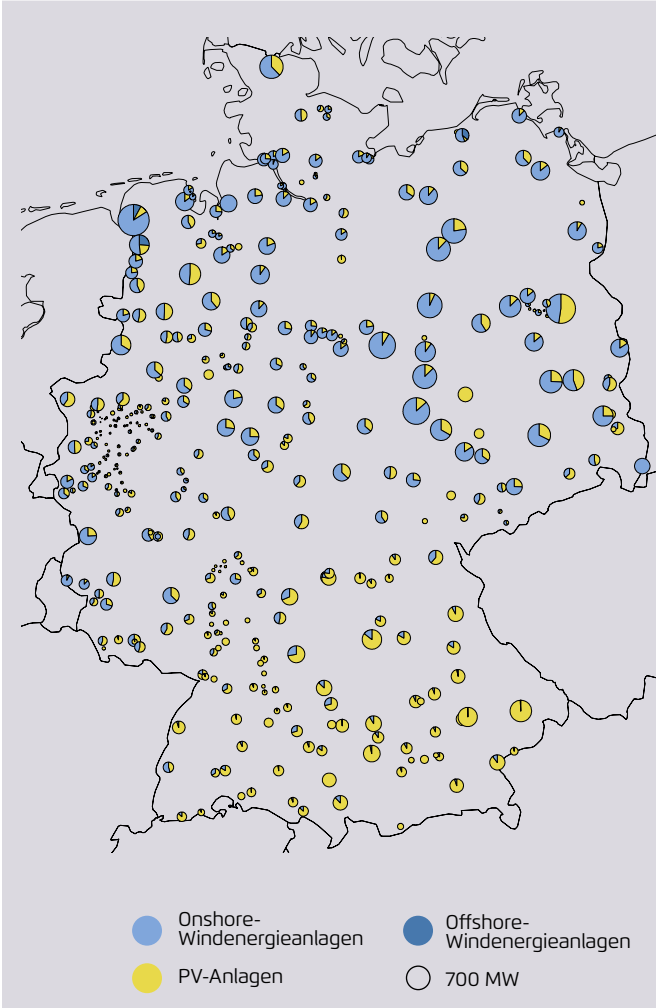


Abbildung 4-7 dargestellt. Durch Aggregation der jeweiligen anteiligen Leistung kann die installierte Leistung der PV-Anlagen je Netzknoten bestimmt werden.

Die Regionalisierung der Einspeisung aus Onshore-Windenergieanlagen erfolgt auf Basis der Datenbank thewindpower.net. Diese enthält einen umfassenden Datenbestand der europäischen Windenergieanlagen mit installierter Leistung und Koordinaten. Auf Basis der Koordinaten erfolgt die Zuweisung zu dem jeweils nächsten Netzknoten. Die Einspeisung aus Offshore-Windenergieanlagen wird auf Basis der aktuellen Anlandungsstellen lokalisiert (Offshore-Netzentwicklungsplan 2013). Die resultierende Verteilung der Einspeisungen aus PV- und Windenergieanlagen ist in Abbildung 48 abgebildet. Es ist erkennbar, dass die Windenergieanlagen vornehmlich in Nord- und Mitteldeutschland, die PV-Anlagen hingegen in Süd- und Ostdeutschland konzentriert sind.

Allokation der
Erneuerbare-Energien-Anlagen 2012

Abbildung 4-8



IAEW

Aufbauend auf den Werten für 2012 erfolgt die Regionalisierung für die zukünftigen Jahre 2035 und 2050. Die Verteilung der Offshore-Windenergieanlagen wird dabei auf Basis der im Offshore-Netzentwicklungsplan angegebenen installierten Leistungen an den jeweiligen Anlandungspunkten durchgeführt (Offshore-Netzentwicklungsplan 2013). Eine Regionalisierung der Einspeisung aus Onshore-Windenergie- und PV-Anlagen basierend auf der Allokation von 2012 zieht jedoch eine deutliche Verzerrung der zukünftigen Verteilung nach sich, da zu erwarten ist, dass abweichend von der historischen Verteilung PV-Anlagen vermehrt auch in nördlichen Bundesländern zugebaut werden und Windenergieanlagen in Süddeutschland. Daher

wird die bundesländerscharfe Verteilung aus dem Netzentwicklungsplan-Szenario B2033 (Netzentwicklungsplan 2013) für eine Skalierung der installierten Leistung pro Bundesland verwendet. Anschließend erfolgt noch eine Zuordnung auf Netzknoten.

Diese Skalierung ist in Abbildung 4-9 verdeutlicht. In Bayern kommt es zu einer deutlich stärkeren relativen Zunahme von installierter Leistung in Windenergieanlagen (259 Prozent) im Vergleich zur installierten Leistung in PV-Anlagen (70 Prozent). In Norddeutschland hingegen kommt es zu einem stärkeren Anstieg der installierten Leistung in PV-Anlagen. Die hier dargestellten Zuwächse sind nur für die Regionalisierung zu verstehen. Die absolute Leistung, die den Netzknoten zugeordnet wird, ist abhängig von den einzelnen Szenarien und entspricht den in Kapitel 4.3.2 gezeigten maximalen Einspeiseleistungen nach Abregelung.

4.3.5 Methodik zur Ermittlung des Ausbaubedarfs im Übertragungsnetz

Das heutige Übertragungsnetz ist den Transportaufgaben in den betrachteten zukünftigen Szenarien nicht gewachsen. Deshalb ist ein Netzausbau zumeist unumgänglich und zudem volkswirtschaftlich effizient. Dieser wird im Rahmen der Studie durch einen Ansatz zur Identifizierung zusätzlicher Stromkreise ermittelt, die dieses Kapitel näher beschreibt.

Ziel des Netzausbaus ist die Gewährleistung eines sicheren Netzes. Für dieses gibt es verschiedene technische Randbedingungen, die eingehalten werden müssen. Das sind beispielsweise thermische Grenzströme, Spannungsgrenzen, Kurzschlussstromgrenzen und Spannungsstabilitätsgrenzen. Bei Letzterer wird die sogenannte stationäre und transiente Stabilität unterschieden. Die vorliegende Studie fokussiert – anders als beispielsweise der Netzentwicklungsplan – ausschließlich auf die Einhaltung der thermischen Grenzströme als Kriterium. Die Einhaltung des thermischen Grenzstromes muss dabei nicht nur im Grundlastfall, sondern auch nach Ausfall eines beliebigen Betriebsmittels ((n-1)-Fall) gewährleistet sein, um kaskadierende Folgeausfälle zu verhindern.

Veränderung der Allokation von Erneuerbare-Energien-Anlagen bis 2035 basierend auf eigenen Daten und dem Netzentwicklungsplan

Abbildung 4-9

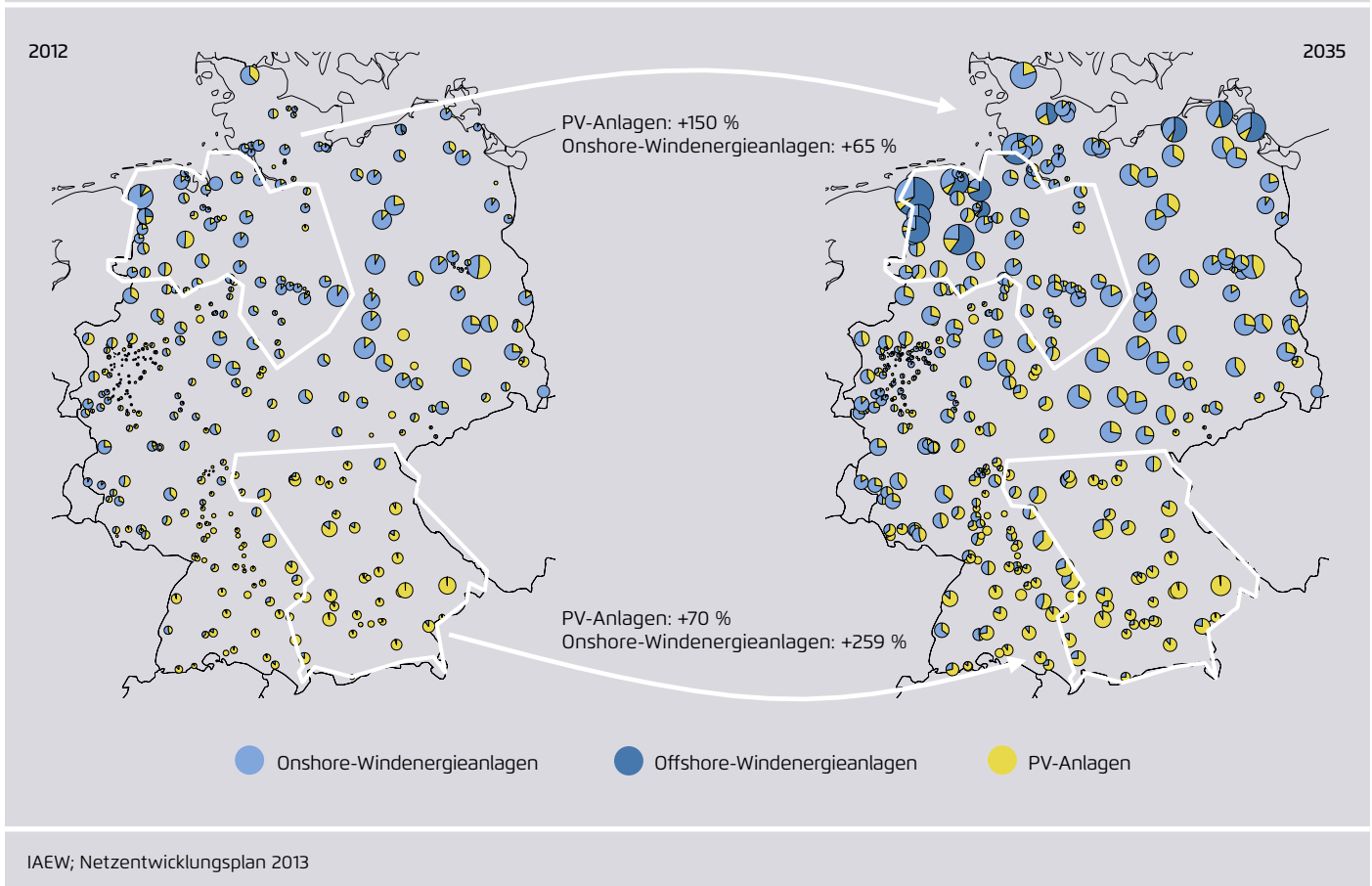


Abbildung 4-10 zeigt eine schematische Darstellung des Ansatzes zur Bestimmung des Ausbaubedarfs im Übertragungsnetz. Basierend auf dem in Kapitel 4.3.3 vorgestellten Übertragungsnetzmodell und den stündlichen regionalisierten Last- und Einspeisezeitreihen erfolgt eine stündliche (n-1)-Ausfallsimulation. Dabei werden für jede Stunde des Jahres die Folgen eines Ausfalls jedes Stromkreises simuliert und für jeden Stromkreis der auftretende Strom nach Ausfall eines anderen Stromkreises bestimmt. In einem (n-1)-sicheren Netz verletzt dieser weder im Grundlastfluss noch nach Ausfall eines anderen Stromkreises den jeweiligen thermischen Grenzstrom des Stromkreises.

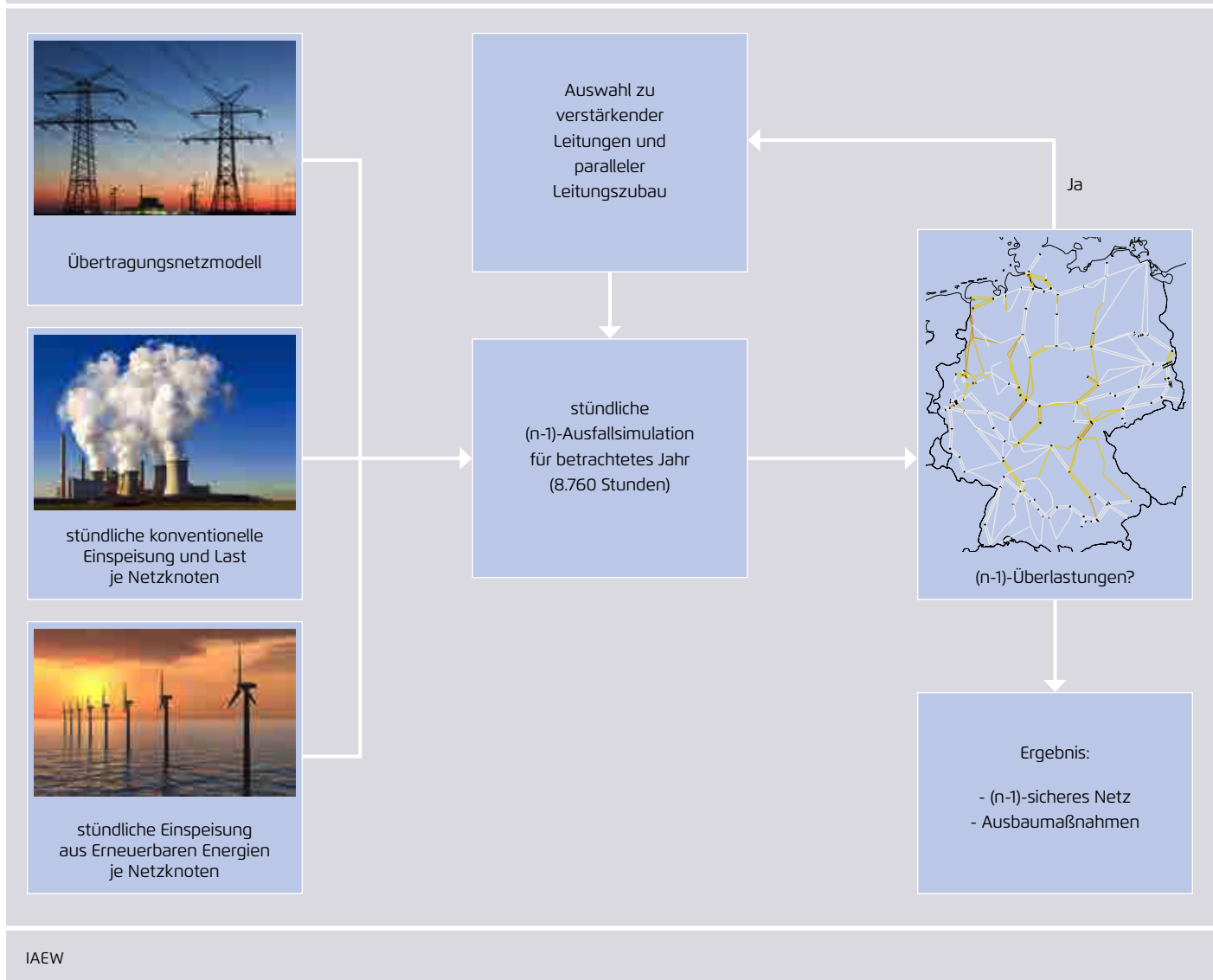
Ein exemplarisches Beispiel für ein nicht (n-1)-sicheres Netz zeigt Abbildung 4-11. Die Farbe der Stromkreise gibt dabei keine Information über die absolute Höhe der Leistungsüberlastung, sondern visualisiert, in wie vielen Stunden

den eines Jahr der jeweilige Stromkreis im Grundlastfluss oder nach Ausfall eines anderen Stromkreises überlastet ist.

Im Rahmen dieser Studie wird zur Abschätzung der Netzausbaukosten stets ein Stromkreiszubau parallel zu bestehenden Trassen unterstellt. Somit bleibt innerhalb der Berechnung eine Erschließung neuer Trassen unberücksichtigt. Des Weiteren wird ein Zubau von Hochspannungsgleichstromübertragungen nicht betrachtet. Allerdings werden einige bereits im Bau befindliche Trassen, wie zum Beispiel die Südwestkuppelleitung, für den Ausbau berücksichtigt. Die Bestimmung des erforderlichen Zubaus erfolgt dabei durch iteratives Hinzufügen neuer Stromkreise, bis ein (n-1)-sicherer Netzzustand erreicht wird und alle Überlastungen beseitigt sind (Kupferplatten-Ansatz).

Methodik zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs im Übertragungsnetz

Abbildung 4-10

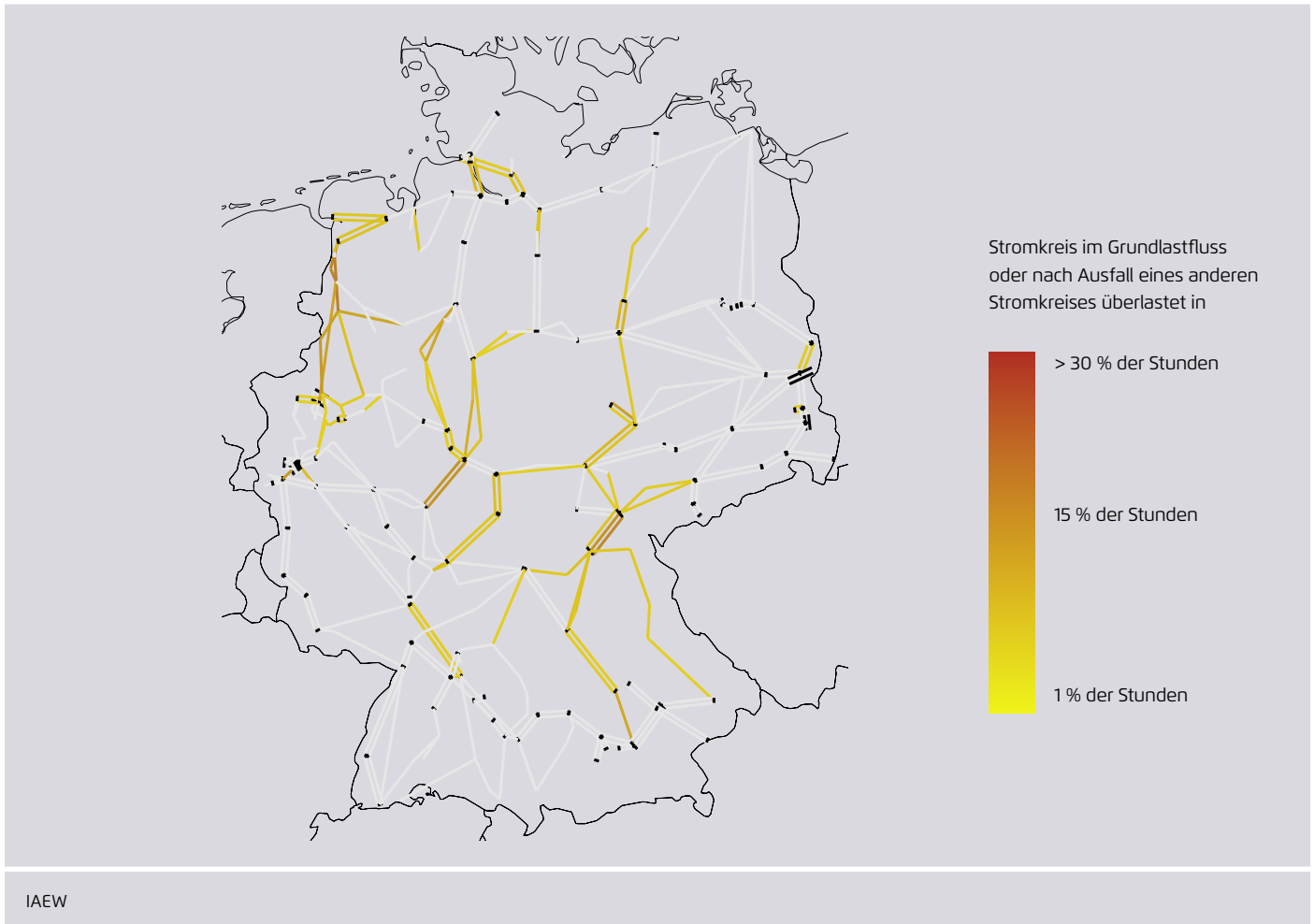


Das Ziel der Berechnungen ist ein kostengünstiger Ausbau des Netzes bis zur Engpassfreiheit in jedem relevanten Netznutzungsfall unter Ausschöpfung der zulässigen Freiheitsgrade. Die Auswahl von neuen parallelen Stromkreisen erfolgt dabei basierend auf einem Nutzen-Kosten-Verhältnis, wobei die Reduktion der Engpässe als Maß für den Nutzen und die Länge des Stromkreises als Maß für die Kosten herangezogen werden. Die Abbruchbedingung für diese iterative Ergänzung von Stromkreisen ist ein (n-1)-sicherer Netzzustand. Dies bedeutet, dass in keinem Netznutzungsfall mehr Überlastungen vorhanden sein dürfen.

Dieser Kupferplatten-Ansatz für den Ausbau des Übertragungsnetzes berücksichtigt keine betrieblichen Maßnahmen, die zu einer Erhöhung der Transportkapazität führen, wie beispielsweise Freileitungsmonitoring (Ringelband, 2011), die kurzfristig zulässige Erhöhungen der Strombelastung von Stromkreisen aufgrund ihrer thermischen Trägheit und Schaltheilungen. Durch diese betrieblichen Maßnahmen ist es möglich, den erforderlichen Netzausbaubedarf zu reduzieren. Sie erfordern jedoch andererseits Spezialwissen sowie die betriebliche Erfahrung des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers. Daher erfolgt im Rahmen der Studie eine vereinfachte Abschätzung („angepasster Ansatz“). Dabei wird

Ausschnitt aus einem exemplarischen Ergebnis einer (n-1)-Ausfallsimulation (nur 380-kV-Leitungen)

Abbildung 4-11



das (n-1)-Kriterium dahingehend abgeschwächt, dass eine Überlastung von Leitungen erlaubt wird, sofern diese nur in maximal zwei Prozent der Stunden eines Jahres auftritt und die maximale Auslastung 130 Prozent nicht übersteigt, um so den oben beschriebenen zusätzlichen Freiheitsgraden Rechnung zu tragen. Zusätzlich wird in der angepassten Methodik für überlastete 220-kV-Stromkreise mit einer Länge über 50 Kilometer eine Umrüstung auf 380 kV betrachtet. Eine Umrüstung von 220-kV-Stromkreisen mit einer Länge unterhalb von 50 Kilometern wird bei der Berechnung des erforderlichen Netzausbaus nicht berücksichtigt.

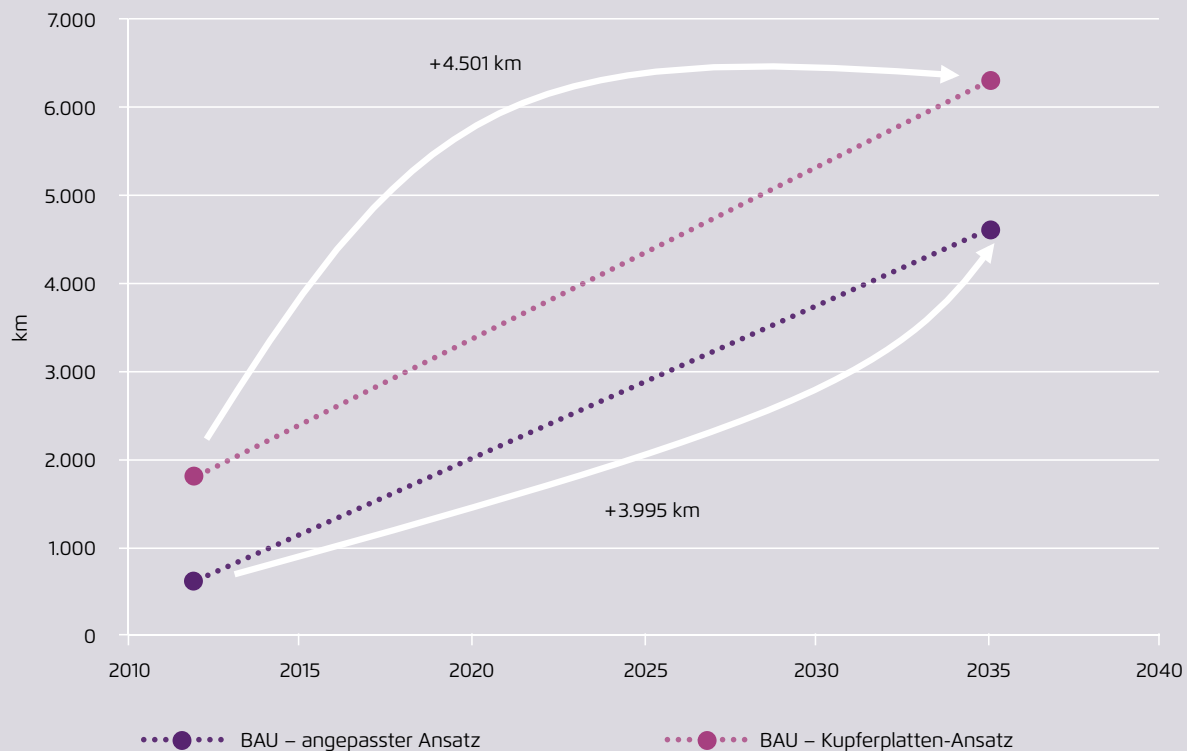
Die Unterschiede des abgeleiteten Netzausbaubedarfs des Kupferplatten-Ansatzes und des angepassten Ansatzes sind in Kapitel 4.3.6 dargestellt.

4.3.6 Ergebnisse des Übertragungsnetzausbaus

Bedingt durch die Vernachlässigung des europäischen Auslandes (vgl. Kapitel 4.3.3) ist zunächst eine initiale Bestimmung des Netzausbaubedarfs für das Jahr 2012 mit dem von Prognos ermittelten Basisszenario erforderlich. Bereits dort ist ein Netzausbau erforderlich, um ein (n-1)-sicheres Netz zu gewährleisten. Dieser Ausbaubedarf resultiert unter anderem daraus, dass teilweise bereits heute ein (n-1)-sicherer Netzzustand erst durch Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber in den Kraftwerkseinsatz ermöglicht wird (*Redispatch*) sowie hier das deutsche Übertragungsnetz isoliert betrachtet wird.

Entwicklung des Netzausbaubedarfs zur Gewährleistung eines (n-1)-sicheren Netzes

Abbildung 4-12



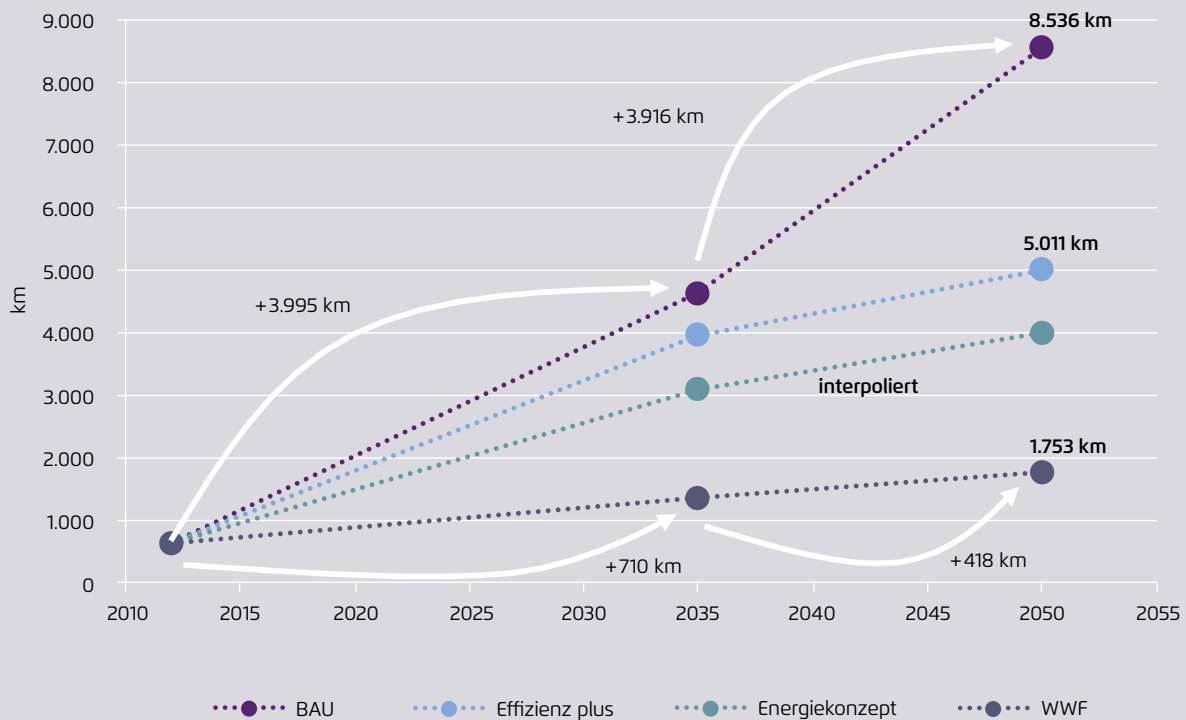
IAEW

In Abbildung 4-12 ist der Unterschied der in Kapitel 4.3.5 dargestellten Ansätze zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs in den Jahren 2012 und 2035 für das BAU-Szenario dargestellt. Es ist deutlich, dass der Kupferplatten-Ansatz, der ein (n-1)-sicheres Netz ausschließlich über Zubau von Stromkreisen gewährleistet, einen um fast 40 Prozent höheren Ausbaubedarf ermittelt als der angepasste Ansatz, der zur vereinfachten Modellierung betrieblicher Maßnahmen zur Erhöhung der Transportkapazität eine Überlastung einer Leitung im Grundlastfluss oder nach Ausfall einer anderen Leitung in maximal zwei Prozent der Stunden zulässt. Die im Folgenden gezeigten Ergebnisse sind alle mit dem angepassten Ansatz ermittelt und weisen folglich einen geringeren Ausbaubedarf auf als bei Verwendung des Kupferplatten-Ansatzes. Die Ergebnisse sind in Abbildung 4-13 visualisiert. Im Jahr 2012 ist zunächst ein initialer Ausbaubedarf von 650 Kilometern erforderlich, der durch bereits heute existierende Engpässe sowie durch die Vernachlässigung des Übertragungsnetzes der Anrainerstaaten verur-

sacht wird. Der zukünftige Netzausbaubedarf unterscheidet sich deutlich in den einzelnen Szenarien. Die notwendigen Stromkreiskilometer im BAU-Szenario sind bis zum Jahr 2050 fünfmal so hoch wie im WWF-Szenario. Dies ist den unterschiedlich installierten Leistungen in Onshore- und insbesondere Offshore-Windenergieanlagen geschuldet, die sich als Haupttreiber für die erforderlichen Netzverstärkungen erweisen. Bis zum Jahr 2035 sind diese installierten Leistungen in den BAU- und Effizienz-plus-Szenarien sehr ähnlich, was sich auch in einem vergleichbaren Netzausbaubedarf niederschlägt. Auch das Szenario Energiekonzept ist vom Netzausbaubedarf mit dem Effizienz-plus-Szenario vergleichbar. Bedingt durch etwas geringere installierte Leistungen ist der Ausbaubedarf jedoch etwas geringer. Für das Energiekonzept-Szenario erfolgte keine explizite Berechnung des Ausbaubedarfs. Es handelt sich lediglich um eine Abschätzung basierend auf den Ergebnissen der anderen Szenarien und den installierten Leistungen aus Onshore- und insbesondere Offshore-Windenergieanlagen.

Entwicklung des Netzausbaubedarfs im Übertragungsnetz

Abbildung 4-13



IAEW

Neben der absoluten Höhe des Netzausbaubedarfs ist auch die regionale Verteilung von Interesse. Dazu sind die jeweiligen Netzausbauprojekte in Abbildung 4-14 dargestellt.

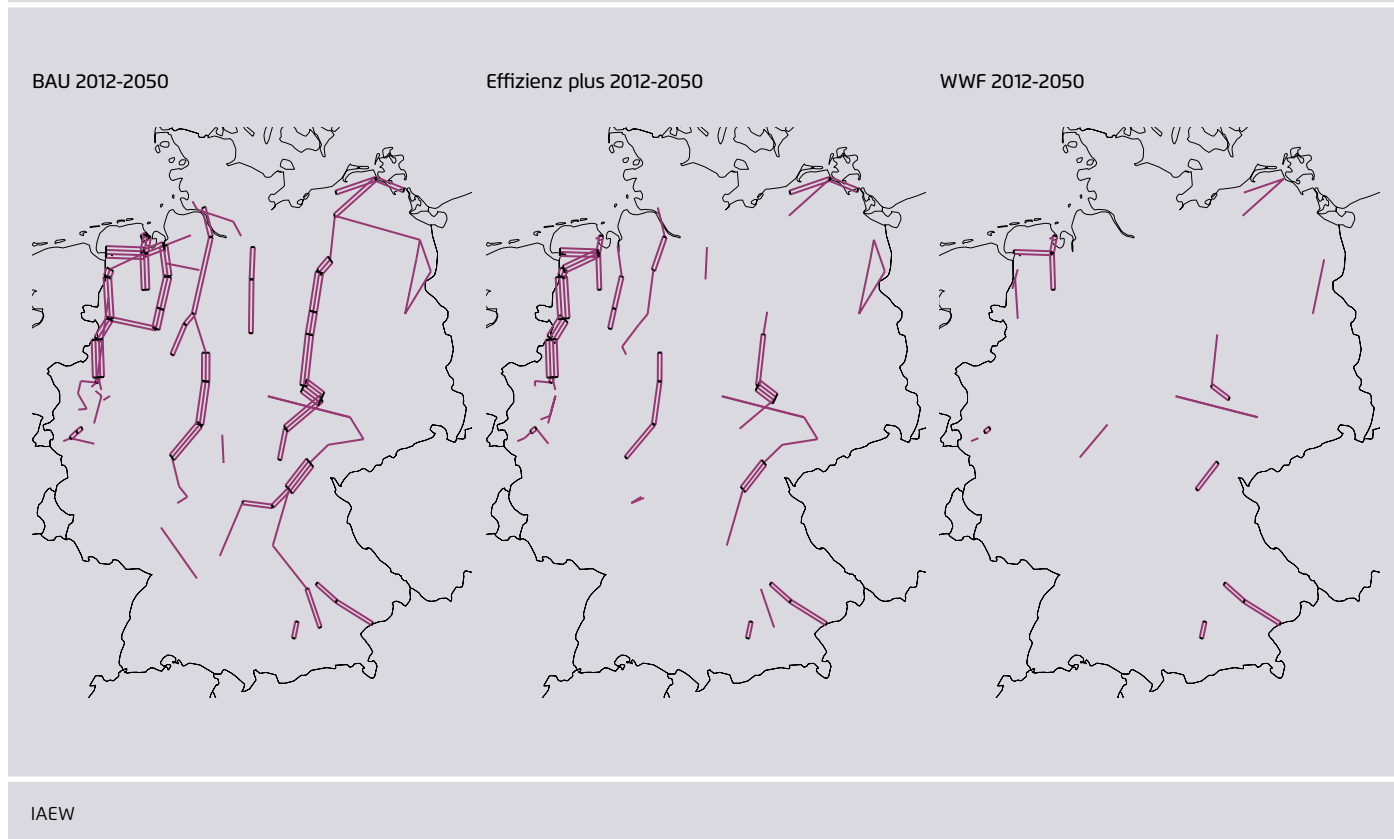
Es ist deutlich, dass insbesondere die Nord-Süd-Achsen ausgebaut werden. Dies betrifft insbesondere bereits heute bekannte Engpässe wie beispielsweise die Trasse Redwitz-Remptendorf. Es zeigt sich somit der große Einfluss von küstennaher Onshore- und insbesondere von Offshore-Stromerzeugung in Windenergieanlagen.

Somit ist ein direkter Vergleich des Netzausbaubedarfs zwischen den einzelnen Szenarien nur bedingt sinnvoll, da sich die absolute, aber auch relative Höhe der Einspeisungen aus Offshore-Windenergieanlagen in den Szenarien signifikant unterscheidet. Dies ist in Abbildung 4-15 illustriert. Sie zeigt die aggregierten standortscharfen Energiemengen in den Jahren 2012 und 2050 für die Szenarien BAU und WWF. Die Einspeisungen in Norddeutschland sind

für die Transportaufgabe besonders relevant, da die deutschen Lastzentren im Ruhrgebiet, Rhein-Main-Gebiet und in Süddeutschland liegen. Im Jahr 2012 ist die Erzeugung in Norddeutschland vor allem durch konventionelle Erzeugung und Windenergie dominiert. Ein Vergleich mit der Einspeisung im Szenario WWF 2050 zeigt, dass sich die absolute Einspeisemenge nur wenig ändert. Hauptsächlich werden die Einspeisungen aus den konventionellen Anlagen durch die aus Offshore-Windenergieanlagen substituiert (27 TWh, 5,6 GW maximale Einspeiseleistung nach marktseitiger Abregelung). Im Szenario BAU 2050 hingegen ist deutlich erkennbar, dass die aggregierte Einspeisung in Norddeutschland zunimmt. Diese setzt sich hauptsächlich aus Einspeisungen aus Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen zusammen. Dabei beträgt die eingespeiste Energiemenge aus Offshore-Windenergieanlagen 126 TWh bei einer maximalen Einspeiseleistung von 26 GW. Der energetische Anteil der Einspeisungen aus Offshore-Windenergieanlagen am deutschen Gesamtverbrauch beträgt im Szenario

Regionale Verteilung des Netzausbaubedarfs

Abbildung 4-14

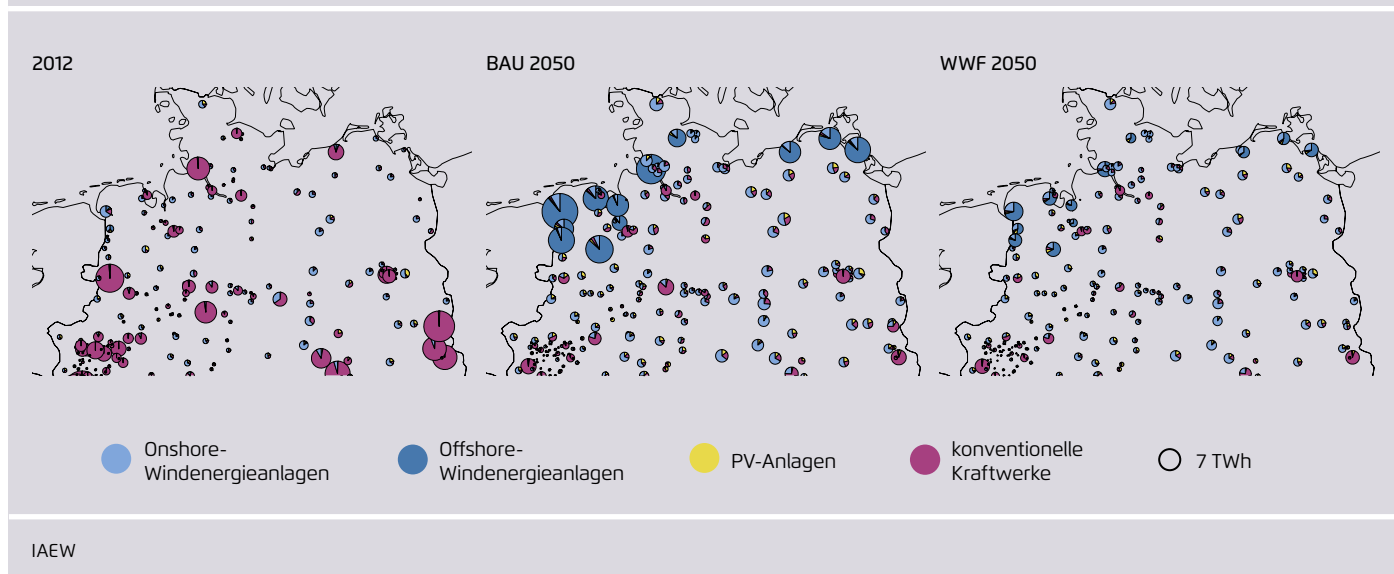


nario Bau 2050 21 Prozent und im WWF-Szenario lediglich 8 Prozent. Die mit der höheren Energiemenge einherge-

hende deutlich höhere maximale Einspeiseleistung spiegelt sich auch in dem erforderlichen Netzausbaubedarf wider.

Jährliche Stromerzeugungsmenge in Norddeutschland

Abbildung 4-15



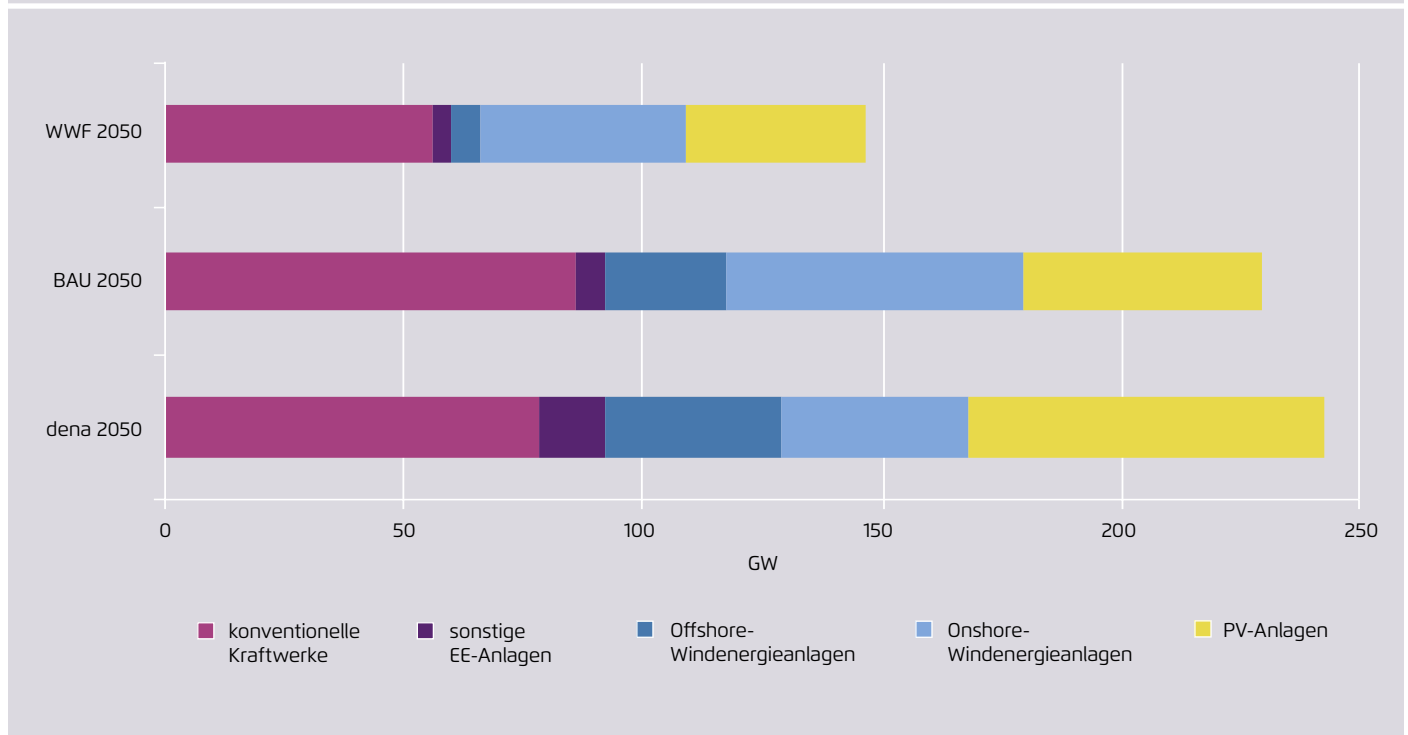
Um die absolute Höhe des Ausbaubedarfs zu plausibilisieren, wird dieser mit dem in der dena-Studie *Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt* ermittelten Ausbaubedarf verglichen. Im Rahmen der dena-Studie wurde für das Jahr 2050 ein Ausbaubedarf von 12.900 Kilometern ermittelt (dena, 2012). Dieser übersteigt den für das BAU-Szenario 2050 ermittelten Bedarf von 8.536 Kilometern. Allerdings ist hierbei auch ein Unterschied im Ansatz sowie in dem betrachteten Szenario zu berücksichtigen. Im Rahmen der dena-Studie wurde lediglich ein einziger Netznutzungsfall betrachtet und für diesen ein vollständiger Netzausbau durchgeführt (Kupferplatten-Ansatz). Demgegenüber wurde im Rahmen dieser Studie eine Jahressimulation durchgeführt, bei der Stromkreise zur vereinfachten Modellierung betrieblicher Maßnahmen zur Erhöhung der Transportkapazität in bis zu zwei Prozent der Stunden eines Jahres im Grundlastfluss oder nach Ausfall eines beliebigen anderen Stromkreises überlastet sein dürfen. Weiterhin bestehen Unterschiede bei den installierten Erzeugungskapazitäten.

Diese sind in Abbildung 41-6 dargestellt. Es wird deutlich, dass die installierte Leistung und dabei insbesondere die in Erneuerbare-Energien-Anlagen in dem Szenario dena 2050 die maximale Einspeisung im Szenario BAU 2050 deutlich übersteigt. Der Unterschied der maximalen Einspeisung von Offshore-Windenergieanlagen beträgt dabei elf GW, sodass vor dem Hintergrund der deutlich geringeren Transportaufgabe sowie des unterschiedlichen Ansatzes das niedrigere Ergebnis von 8.500 Kilometern realistisch erscheint.

Da die Kosten für den Übertragungsnetzausbau ermittelt werden sollen, ist eine Bestimmung der Investitionskosten für den ermittelten Netzausbau durchzuführen. Zu den entsprechenden Betriebsmittelkosten gibt es vielfältige Angaben. Insbesondere aufgrund der unterschiedlichen Anzahl an Stromkreisen in den einzelnen Trassen ist hier nur eine Abschätzung möglich, da der Kostenanstieg von Einfach- auf Doppelgestänge nicht berücksichtigt wird. Dabei wurden pro Kilometer und pro 380-kV-Stromkreis Kosten von 1,2 Millionen Euro angesetzt. Zusätzlich werden Kosten in

Vergleich der maximalen Einspeisung in den Szenarien BAU und WWF mit der dena-Studie

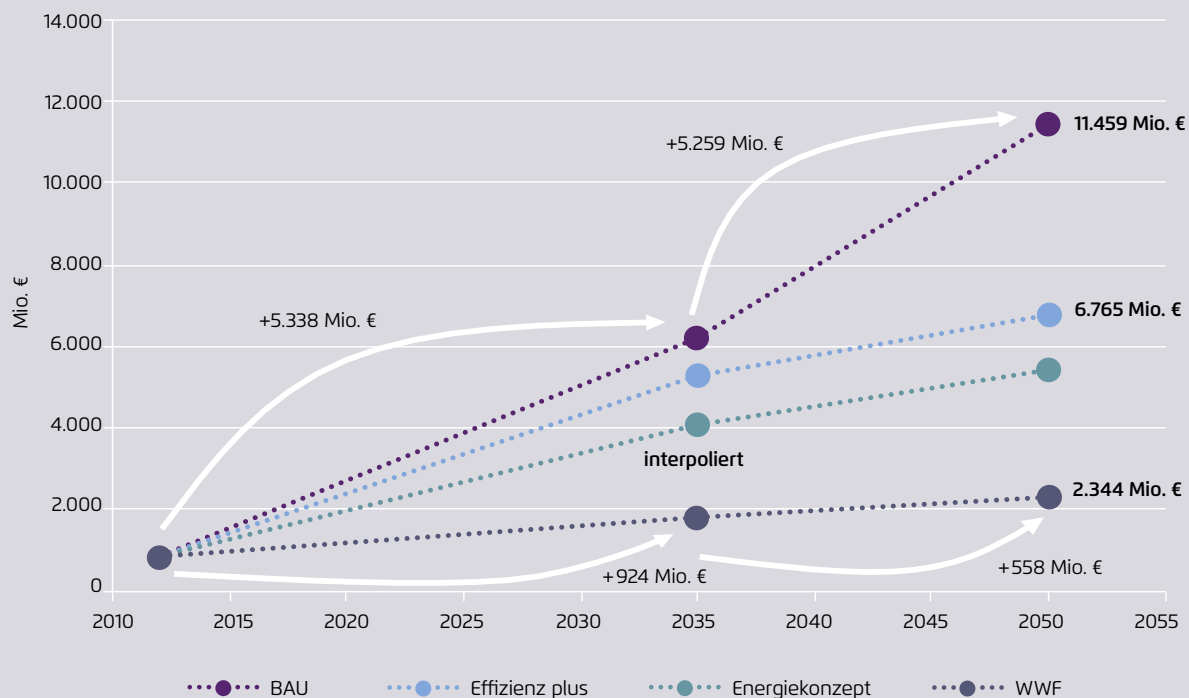
Abbildung 4-16



IAEW; dena (2012)

Investitionskosten für Übertragungsnetzausbau

Abbildung 4-17



IAEW

Höhe von vier Millionen Euro pro Schaltfeld berücksichtigt. Die resultierenden aggregierten Investitionssummen sind in Abbildung 4-17 dargestellt. Die aggregierten Investitionskosten aller Ausbauprojekte betragen dabei zwischen 2,3 und 11,4 Milliarden Euro.

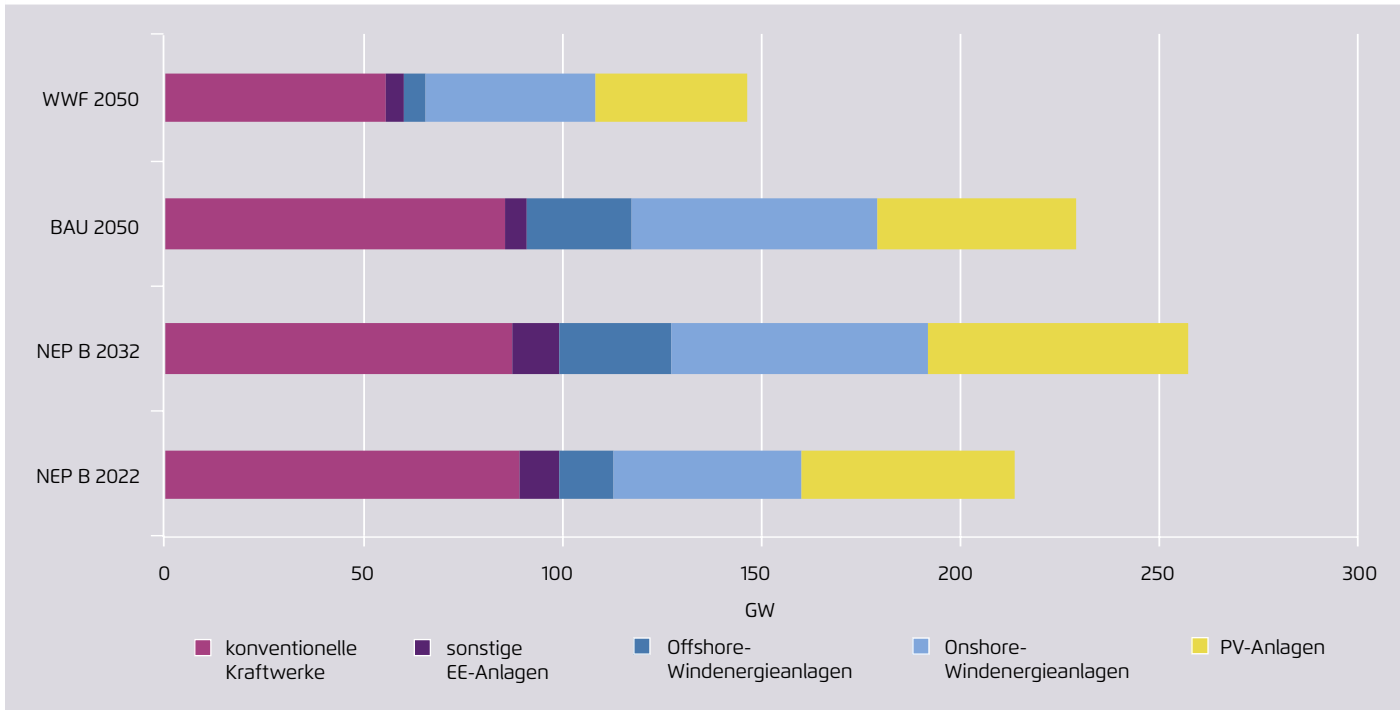
Um die Investitionskosten besser einzuordnen, werden sie mit den im Rahmen des aktuellen Bundesbedarfsplans ermittelten Kosten verglichen. Hier betragen die aggregierten Investitionskosten bis 2022 unter 20 Milliarden Euro. Diese Zahl versteht sich jedoch nur als erste Abschätzung, da die genaue Trassenwahl und Realisierung noch Einfluss auf die entstehenden Kosten hat. Die Differenz zwischen den Netzausbaukosten des Netzentwicklungsplans und den im Rahmen des BAU-Szenarios 2050 ermittelten 11,4 Milliarden Euro hat unterschiedliche Ursachen.

Die Hauptunterschiede liegen jedoch in der verwendeten Methodik und in den betrachteten Szenarien: Im Rahmen

des dem Bundesbedarfsplan zugrunde liegenden Netzentwicklungsplans wurde durch die Übertragungsnetzbetreiber ein (n-1)-sicheres Netz für ein vorgegebenes Szenario entworfen. Es erfüllt nicht nur die Anforderungen an die Einhaltung der thermischen Grenzströme, sondern auch alle weiteren technischen Anforderungen hinsichtlich Spannungsstabilität und transienter Stabilität. Demgegenüber wird im Rahmen dieser Studie nur die Einhaltung der thermischen Grenzströme überprüft und bei diesen eine Überlastung in zwei Prozent aller Stunden des Jahres toleriert. Im Netzentwicklungsplan werden bei der Prüfung des (n-1)-Kriteriums nicht nur, wie in der vorliegenden Studie, Ausfälle von Stromriesen, sondern fallweise auch von ganzen Leitungen oder Sammelschienen berücksichtigt. Der Netzentwicklungsplan geht von einer vollständigen Integration aller Erneuerbare-Energien-Anlagen aus, während in dieser Studie bei isolierter Betrachtung Deutschlands energiebilanziell erforderliche Abregelungen der Erneuerbare-Energien-Einspeisung berücksichtigt werden. Der Netzent-

Vergleich der maximalen Einspeisung mit Netzentwicklungsplan*

Abbildung 4-18



IAEW; Netzentwicklungsplan 2013

* Bei den angegebenen Leistungen im WWF- und BAU-Szenario handelt es sich um die maximale Einspeisung nach Abregelung. Die Zahlen aus dem Netzentwicklungsplan stellen die installierten Leistungen in dem jeweiligen Szenario dar.

wicklungsplan berücksichtigt abweichend zur vorliegenden Studie fallweise eine andere teurere Betriebsmittelwahl, wie beispielsweise Kabel, Hochtemperaturleiterseile und Gleichstromtechnik, und die zur Spannungshaltung erforderliche Blindleistungskompensation.

Bedingt durch die strengerer technischen Randbedingungen kommt es im Netzentwicklungsplan zu einem deutlich höheren Netzausbaubedarf und somit zu höheren Investitionskosten. Die Überprüfung und Einhaltung der entsprechenden technischen Randbedingungen würde auch bei den im Rahmen dieser Studie betrachteten Szenarien zu einem deutlichen Anstieg der Investitionskosten führen.

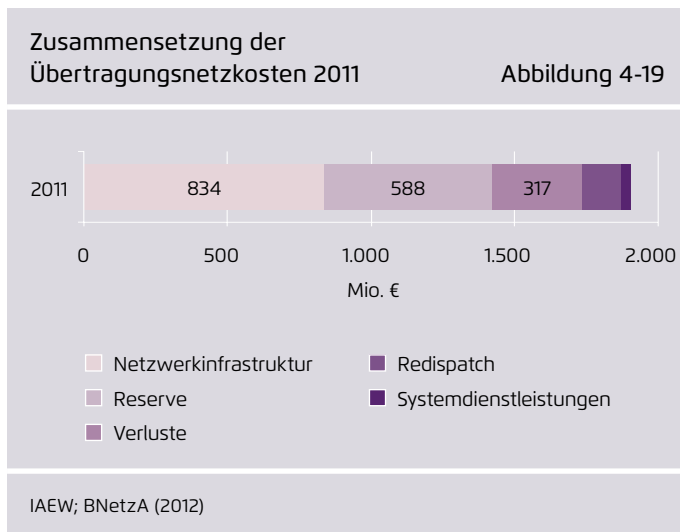
Neben den technischen Randbedingungen und dem methodischen Vorgehen gibt es weitere Unterschiede hinsichtlich der maximalen Einspeisung. Ein Vergleich ist in Abbildung 4-18 abgebildet.

Die in dieser Studie ermittelten Investitionskosten bleiben zwar hinter den im Netzentwicklungsplan bestimmten Investitionskosten zurück, jedoch gibt es weitreichende Unterschiede hinsichtlich der Methodik und den Eingangsdaten, sodass ein direkter Vergleich der Ergebnisse im Hinblick auf die unterschiedlichen Annahmen und Methoden nur bedingt sinnvoll ist.

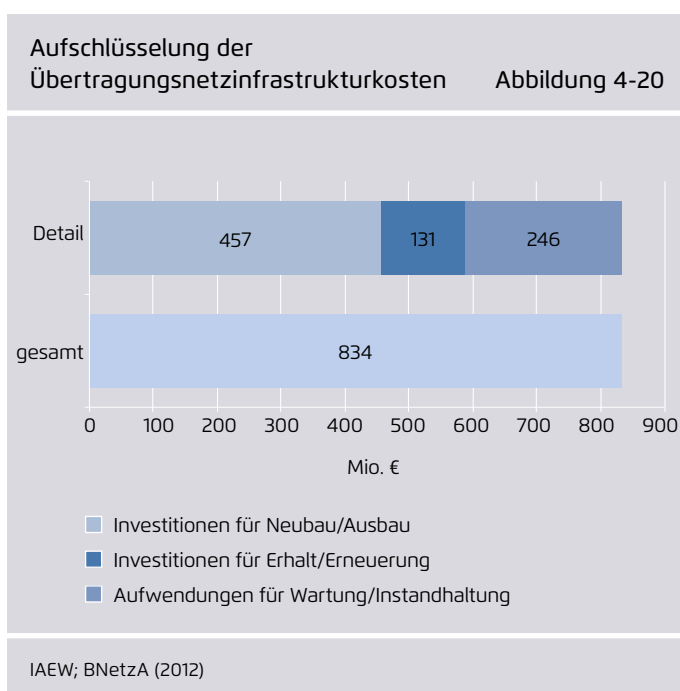
4.3.7 Kosten für das Übertragungsnetz

In einem letzten Schritt erfolgt die Quantifizierung der jährlichen Kosten für das deutsche Übertragungsnetz. Die im Jahre 2011 den Übertragungsnetzbetreibern entstandenen Kosten in Höhe von 1,9 Milliarden Euro sind in Abbildung 4-19 dargestellt (BNetzA, 2012). Diese gliedern sich in die Bereiche Netzinfrastuktur, Reserve, Verluste, *Redispatch* und Systemdienstleistungen. Die Kosten für Reserve sind bereits in den von Prognos ermittelten Erzeugungsparkkosten enthalten. Auch die Verluste wurden initial abgeschätzt und in der Kraftwerkseinsatzplanung berücksich-

tigt. Dementsprechend sind auch diese Kosten bereits in den Erzeugungsparkkosten enthalten. Da ein (n-1)-sicheres Netz geplant wird, sind die *Redispatch*-Kosten nicht weiter zu berücksichtigen. Von Interesse sind somit die Netzinfrastrukturkosten, welche für die zukünftigen Szenarien bestimmt werden müssen.



Sie lassen sich wie in Abbildung 4-20 dargestellt weiter aufschlüsseln. Etwa ein Viertel sind Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung, der Rest teilt sich auf in Investitionen für Neubau und für Erhalt beziehungsweise Erneuerung.



Die Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung werden im Rahmen dieser Studie proportional zur Stromkreislänge angenommen. Die in Kapitel 4.3.6 vorgestellten Investitionskosten für den erforderlichen Übertragungsnetzausbau werden in annuitätische Kosten umgerechnet.³ Somit ergeben sich die zukünftigen jährlichen Übertragungsnetzkosten als Summe der Fortführung der bisherigen Investitionskosten, der zukünftigen skalierten Aufwendungen für die Wartung und Instandhaltung sowie den annuitätischen Investitionskosten für den ermittelten Leitungszubau. Das Ziel der Studie ist ein Vergleich der spezifischen Kosten zwischen den einzelnen Szenarien mit unterschiedlich ambitioniertem Effizienzniveau, sodass die jährlichen Gesamtkosten durch den jeweiligen Energieverbrauch in den einzelnen Szenarien dividiert werden. Diese spezifischen Übertragungsnetzinfrastrukturkosten sind in Abbildung 4-21 visualisiert.

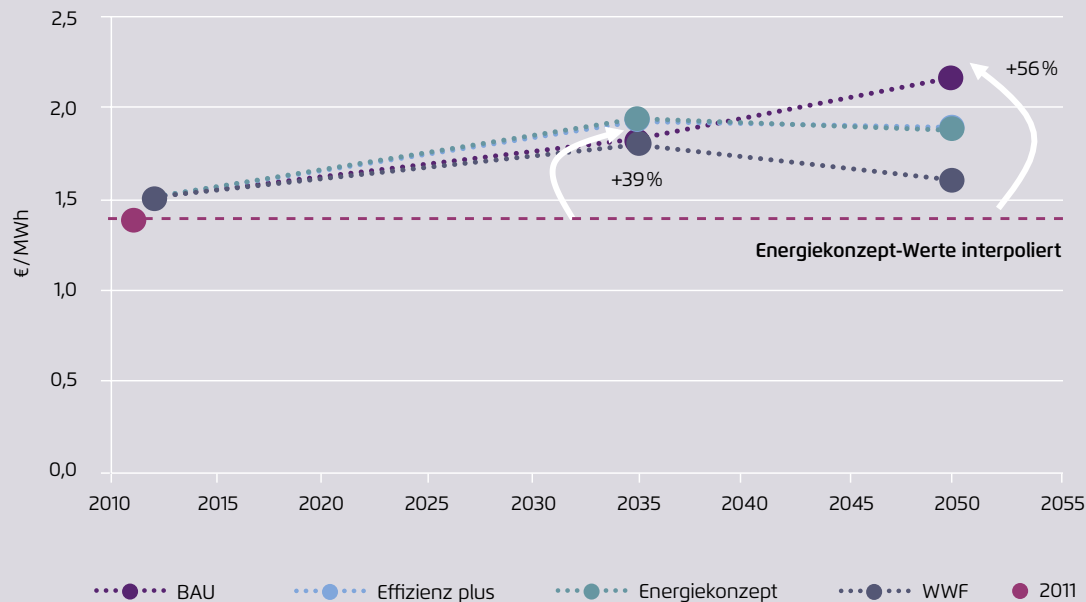
Es zeigt sich, dass die spezifischen Kosten insbesondere für das Effizienz-plus-Szenario zunächst um circa 39 Prozent steigen, da der Energieverbrauch in diesem Szenario schneller abnimmt als die Kosten. Bis zum Jahr 2050 sinken die relativen Kosten im Effizienz-plus-Szenario hingegen wieder, da der erforderliche Netzausbaubedarf sehr gering ist. Im BAU-Szenario hingegen steigen die Kosten bedingt durch den höheren erforderlichen Netzausbau.

Es bleibt festzuhalten, dass die spezifischen Übertragungsnetzinfrastrukturkosten in den betrachteten Szenarien vergleichsweise ähnlich sind. Das liegt daran, dass im WWF-Szenario die Ausbaukosten geringer sind, diese Kosten jedoch auf einen niedrigeren Energieverbrauch verteilt werden. Im BAU-Szenario ergeben sich ein höherer Ausbaubedarf und höhere Kosten, die jedoch auf eine größere Energiemenge verteilt werden. Insgesamt lässt sich bei einem Vergleich mit den spezifischen Kosten für den Erzeugungspark folgern, dass die Kosten für die Übertragungsnetzinfrastruktur nur einen geringen Anteil (weniger als ein Prozent) an den Gesamtkosten aufweisen. Selbst bei deutlich höheren Investitionskosten hätten die relativen Übertragungsnetzinfrastrukturkosten einen weiter-

³ Abschreibungsdauer: 40 Jahre, Zinssatz: 7 Prozent

Spezifische Übertragungsnetzinfrastrukturkosten

Abbildung 4-21



IAEW

hin geringen Anteil an den Gesamtkosten. Nichtsdestotrotz wird dem Übertragungsnetz und den Übertragungsnetzbetreibern auch zukünftig eine entscheidende Rolle bei der Versorgungs- und Systemsicherheit zukommen, und der Übertragungsnetzausbau muss, wie im Rahmen dieser Studie unterstellt, mit dem Um- und Ausbau des Erzeugungssystems schritthalten.

4.4 Verteilungsnetz

4.4.1 Methodisches Vorgehen

Wie bereits erläutert, ist es aufgrund des Mengengerüsts von mehr als einer Million Stromkreiskilometern und mehr als 860 Netzbetreibern nicht möglich, den Ausbaubedarf im Verteilungsnetz analog zum Übertragungsnetz für jedes Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetz einzeln zu simulieren. Stattdessen erfolgt die Bestimmung des Netzausbaubedarfs mittels eines Modellnetzansatzes. Das Vorgehen ist

in Abbildung 4-22 dargestellt und basiert auf einer Erweiterung der in (Katzfey et al., 2011) vorgestellten Methodik.

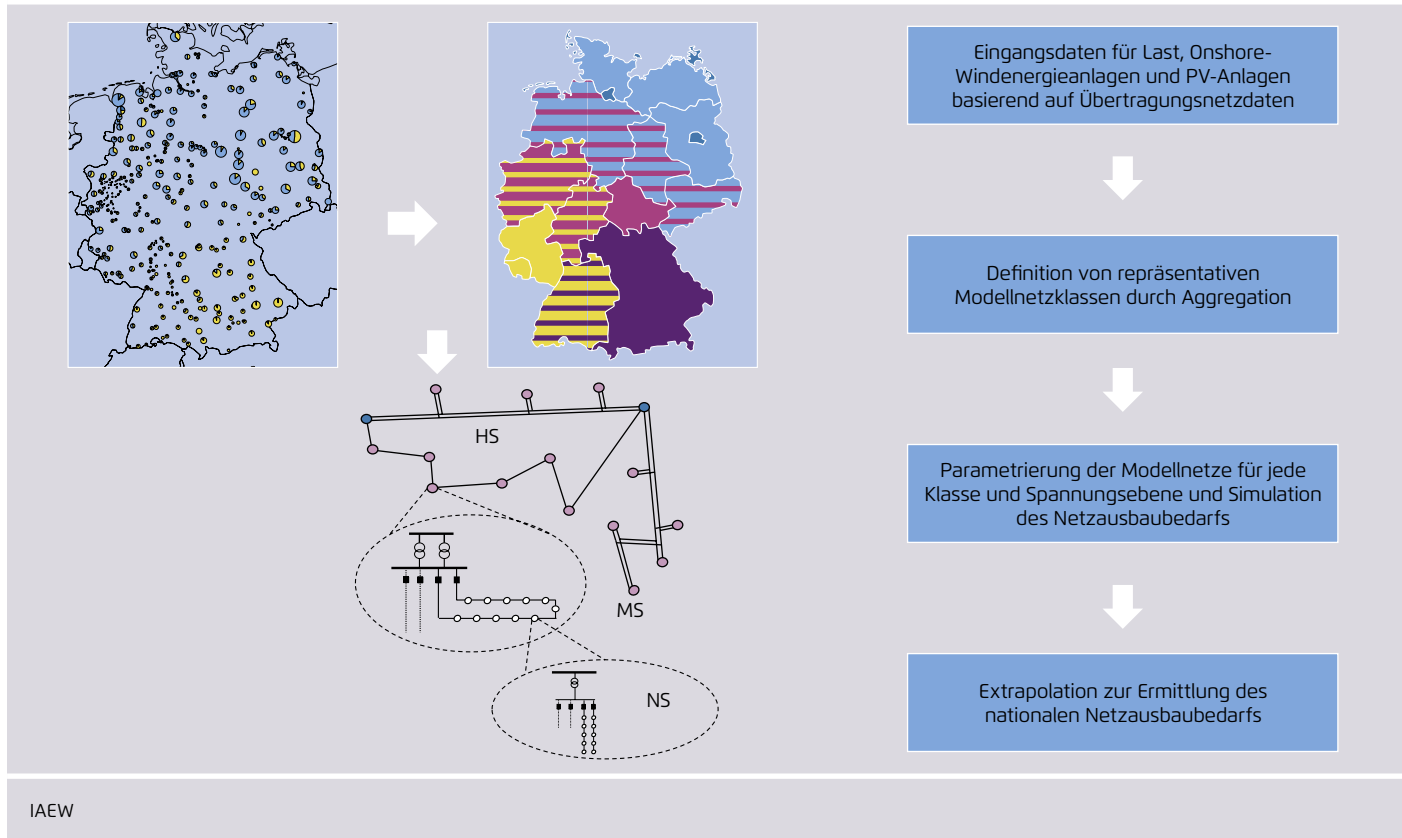
Basierend auf der in Kapitel 4.3.2 vorgestellten abgeregelten maximalen Einspeiseleistung und der Regionalisierung auf Übertragungsnetzknotten erfolgt eine Definition repräsentativer Modellnetze bestehend aus Hochspannungs- (HS), Mittelspannungs- (MS) und Niederspannungsnetzen (NS). Für jedes Modellnetz und jede Spannungsebene erfolgt anschließend die Bestimmung des Netzausbaubedarfs. In einem letzten Schritt werden dann die jährlichen spezifischen Kosten für die Verteilungsnetzinfrastruktur und die einzelnen Szenarien mit unterschiedlichem Effizienzniveau ermittelt.

4.4.2 Eingangsdaten und Ableitung von Modellnetzen

Um konsistente Ergebnisse mit dem Übertragungsnetzteil zu erhalten, erfolgt die Parametrierung zur Ermittlung des Ausbaubedarfs im Verteilungsnetz anhand derselben Werte

Methodisches Vorgehen zur Modellierung von Verteilungsnetzen

Abbildung 4-22



wie zur Ermittlung des Übertragungsnetzausbaus. Das bedeutet, dass nicht die in den jeweiligen Szenarien definierten installierten Kapazitäten zur Bestimmung herangezogen werden, sondern die in Kapitel 4.3.2 eingeführten maximalen Einspeiseleistungen. Diese ergeben sich aus der erforderlichen energiebilanziellen Abregelung und sind teilweise deutlich niedriger als die installierten Kapazitäten. Neben den maximalen Einspeiseleistungen von Onshore-Windenergie- und PV-Anlagen sind auch die Lasten von Interesse. Die Regionalisierung von EE-Einspeisung und Last basiert auf den in Kapitel 4.3.4 vorgestellten Verteilungen.

Basierend auf den regionalisierten installierten Leistungen werden die fünf Modellnetzklassen *stark windgeprägt*, *windgeprägt*, *gemischte Prägung*, *PV-geprägt* und *städtisch* ermittelt. Diese repräsentieren jeweils eine Gruppe von Netzen mit der gleichen Versorgungsaufgabe. Anhand der Auftrittshäufigkeit dieser Netze ist es in einem späteren Schritt

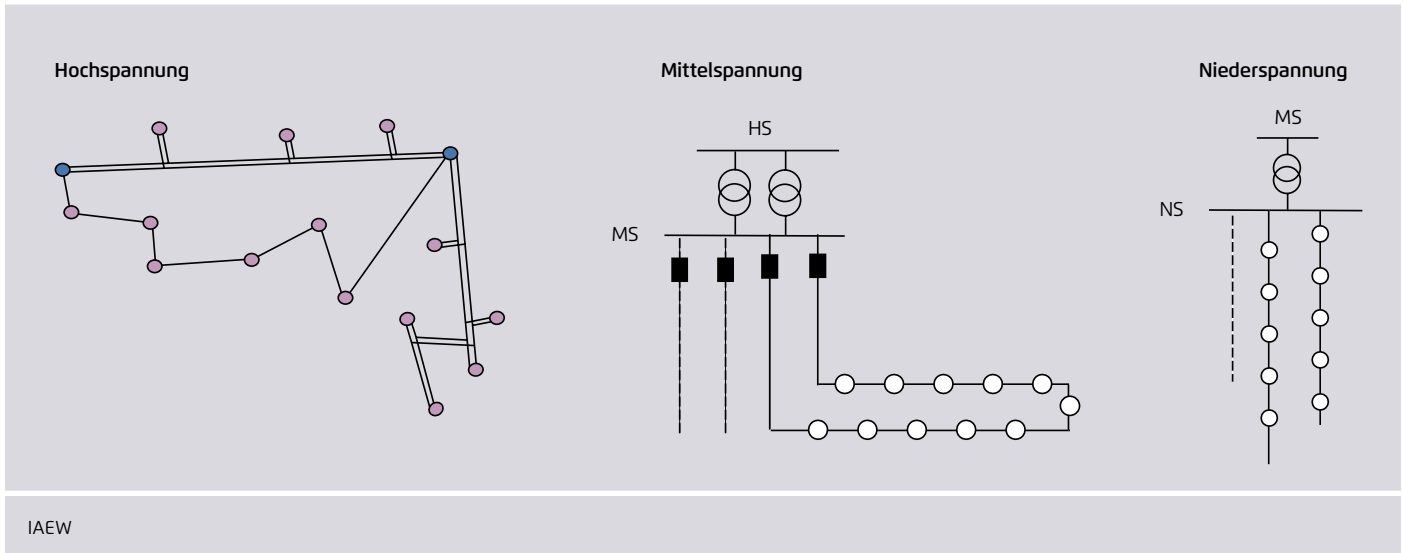
möglich, den ermittelten Ausbaubedarf in ganz Deutschland zu extrapolieren.

Die in den jeweiligen Spannungsebenen zugrunde liegende Struktur der Modellnetze ist in Abbildung 4-23 dargestellt.

In der Hochspannungsebene, die in Deutschland mit einer Nennspannung von 110 kV betrieben wird, werden zwei unterschiedliche typische synthetische Netzmodelle für den ländlichen und für den städtischen Bereich verwendet. Es handelt sich hierbei jeweils um vermaschte Strukturen. Dem Hochspannungsnetz unterlagert sind in Deutschland mit 10 kV oder 20 kV betriebene Mittelspannungsnetze. Diese werden im Rahmen der Studie durch ein offen betriebenes Ringnetz modelliert. Dieser Netzstrukturtyp ist auch in der Praxis weit verbreitet und stellt für viele Netzbetreiber zumeist den Zielzustand ihres Netzes dar, weil eine hohe Versorgungszuverlässigkeit und schnelle Störungsbeseitigung zu vergleichsweise niedrigen Kosten sichergestellt werden können. Historisch bedingt findet man jedoch

Struktureller Aufbau der Modellnetze

Abbildung 4-23



auch Strangnetze oder mitunter leicht vermascht betriebene Mittelspannungsnetze. Im Bereich der Niederspannungsnetze werden radiale Strahlennetze betrachtet. Anders als im Übertragungsnetz steht in der Nieder- und Mittelspannungsebene nicht der Schutz des Netzes als solches im Vordergrund, sondern die Versorgung der Verbraucher. Deshalb gibt es in diesen Spannungsebenen auch keine Überprüfung des $(n-1)$ -Kriteriums. Die Versorgung der Kunden in der Mittelspannungsebene ist im Fehlerfall zumeist nach Umschaltung gewährleistet. In der Niederspannungsebene ist im Fehlerfall je nach Netzstruktur der Einsatz von mobilen Notstromgeneratoren notwendig, um die Versorgung kurzfristig wiederherzustellen.

Die Strukturdaten der einzelnen Netze, wie beispielsweise die durchschnittliche Abgangslänge und die Abgangsanzahl, werden je nach Modellnetzklasse auf Basis von veröffentlichten Netzstrukturdaten parametrisiert.

4.4.3 Methodik zur Ermittlung des Ausbaubedarfs im Verteilungsnetz

Die installierte Erneuerbare-Energien-Leistung in einem Netz hat einen wesentlichen Einfluss auf den erforderlichen Netzausbaubedarf und ist sehr inhomogen auf die einzelnen Netze verteilt. Würde man den Netzausbau auf Basis der mittleren installierten Leistung ermitteln, würde man diesen

deutlich unterschätzen, denn der Zusammenhang zwischen installierter Leistung und Netzausbaubedarf ist sehr stark nichtlinear, wie Abbildung 4-24 verdeutlicht.

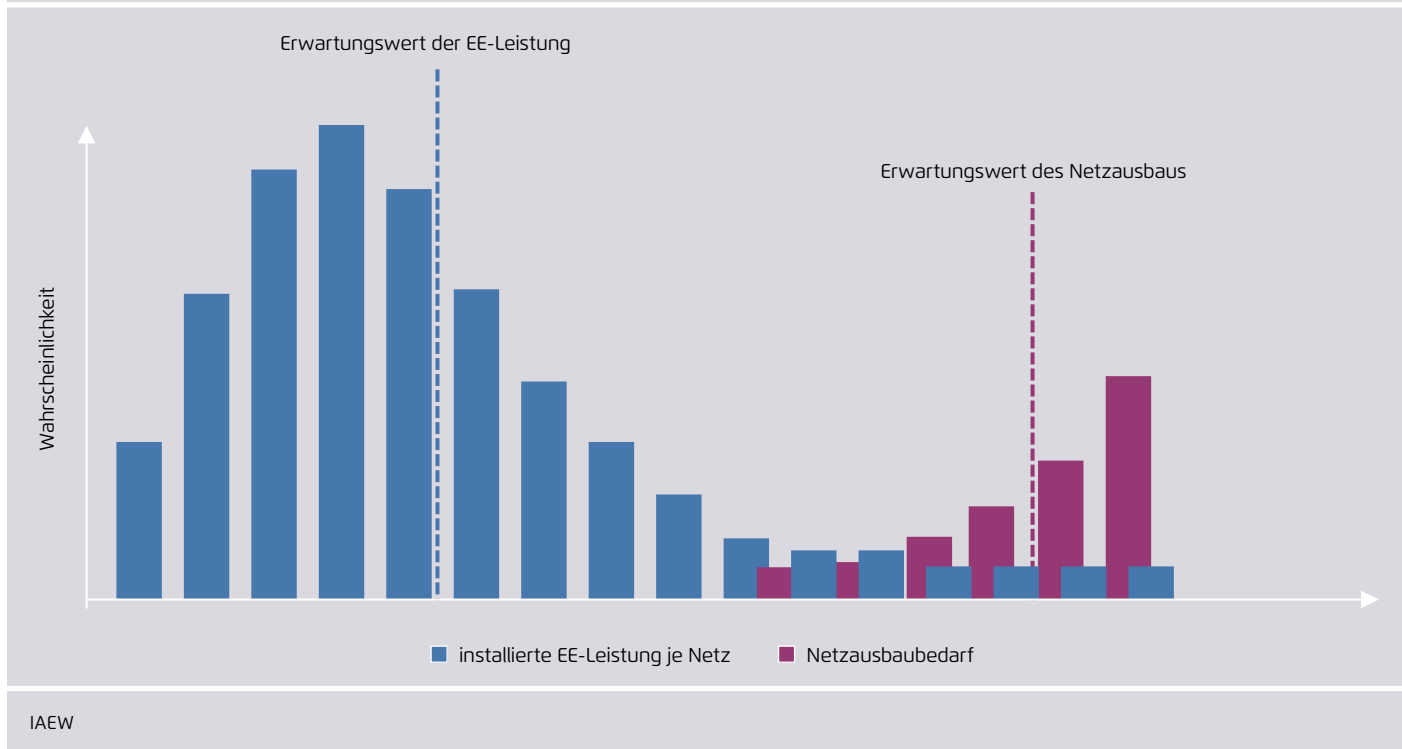
Es ist deshalb notwendig, eine Monte-Carlo-Simulation durchzuführen, bei der der Ausbaubedarf unter Variation der regionalen Verteilung und installierten Leistung der dezentralen Einspeisungen aus Erneuerbare-Energien-Anlagen ermittelt und anschließend auf Basis der Eintrittswahrscheinlichkeiten ein Erwartungswert des Netzausbaubedarfs berechnet wird.

Analysen von Verteilungsnetzen in Deutschland zeigen, dass die installierte Erneuerbare-Energien-Leistung je Netz mittels einer Weibull-Verteilung, deren Erwartungswert der jeweiligen mittleren installierten EE-Leistung jeder Modellnetzklasse entspricht, geeignet abgeschätzt werden kann. Eine exemplarische Verteilung zur Beschreibung der Häufigkeitsverteilung der PV-Anlagenleistung ist in Abbildung 4-25 dargestellt.

Neben der installierten Leistung hat auch die räumliche Verteilung der Anlagen einen wesentlichen Einfluss auf den notwendigen Netzausbaubedarf, da beispielsweise eine PV-Anlage am Ende eines Niederspannungsstranges eher zu einer Verletzung des Spannungsbandes führt als eine Anlage

Qualitativer Zusammenhang zwischen installierter EE-Leistung und Netzausbau

Abbildung 4-24

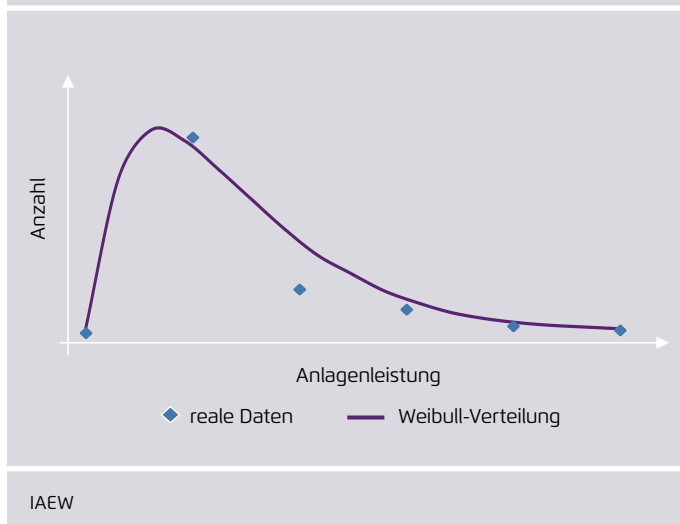


am Anfang des Stranges. Es ist also eine Permutation der installierten Anlagenleistung sowie der regionalen Verteilung der Leistung in dem jeweiligen Modellnetz notwendig. Diese erfolgt im Rahmen einer Monte-Carlo-Simulation mit vielen Tausend Einzelnetzen.

Die eigentliche Entscheidung, ob ein Netzausbau erforderlich ist, erfolgt durch Prüfung der Einhaltung technischer Restriktionen. Diese sind je nach Spannungsebene unterschiedlich.

Exemplarische Weibull-Verteilung zur Beschreibung der Häufigkeitsverteilung von PV-Anlagen

Abbildung 4-25



In der 110-kV-Ebene wird wie im Übertragungsnetz das (n-1)-Kriterium angewendet, sodass hier auch bei Ausfall eines Stromkreises oder eines Transformators die Einhaltung der technischen Betriebsmittelgrenzen zu gewährleisten ist. Neben der Einhaltung des thermischen Grenzstromes erfolgt zusätzlich eine Überprüfung des Spannungsbandes. Da die Spannungshaltung durch mit Spannungsreglern ausgestattete Transformatoren von der überlagerten und unterlagerten Spannungsebene weitestgehend entkoppelt ist, wird im Rahmen dieser Studie ein zulässiges Spannungsband von plus/minus zehn Prozent unterstellt. Die Begrenzung ergibt sich aus den Anforderungen der Spannungsqualität.

In der Mittelspannungsebene ist eine (n-1)-Sicherheit zu- meist nur nach Umschaltung oder durch den Einsatz von Notstromaggregaten gewährleistet. Um eine Verletzung des thermischen Grenzstromes in den betrachteten offenen

Ringnetzen auch nach Umschaltung sicherzustellen, wird der zulässige maximale Strom auf 50 Prozent des thermischen Grenzstromes festgelegt. Die Grenze für die Spannungsänderung ergibt sich aus der *Technischen Richtlinie – Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz* des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), welche vorschreibt, dass die Spannungsanhebung durch eine dezentrale Erzeugungsanlage lediglich zwei Prozent gegenüber der Spannung ohne Erzeugungsanlage betragen darf (BDEW, 2008).

Analog zur Mittelspannungsebene ist in der Niederspannungsebene die kritische Grenze für die Spannung durch die maximale Spannungsanhebung definiert, die durch eine dezentrale Erzeugungsanlage hervorgerufen wird. Diese ist in der VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 zu drei Prozent gegenüber der Spannung ohne dezentrale Erzeugungsanlage festgelegt (VDE-AR-N 4105, 2012).

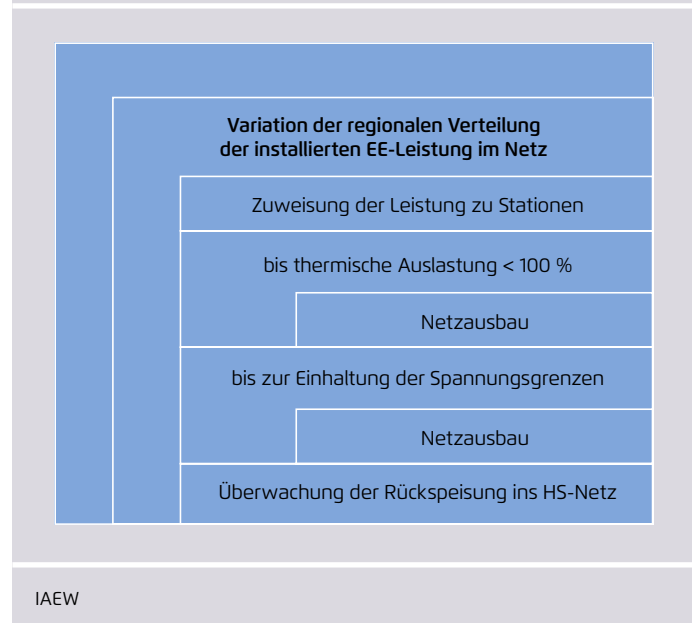
Der eigentliche Ablauf zur Bestimmung des Netzausbaubedarfs ist in Abbildung 4-26 exemplarisch für die Mittelspannungsebene gezeigt.

Im Rahmen einer Monte-Carlo-Simulation werden zunächst jeweils die installierte Erneuerbare-Energien-Leistung im Netz und deren regionale Verteilung im Netz durch eine Zufallsziehung basierend auf einer Weibull-Verteilung ermittelt. Nach einer Zuweisung der installierten Leistung zu den jeweiligen Stationen erfolgt eine Lastfluss-Simulation. Bei einer Verletzung des thermischen Grenzstromes werden iterative Leitungen ergänzt, bis der Grenzwert eingehalten wird. Selbiges erfolgt bei einer Verletzung von Spannungsgrenzen. In einem letzten Schritt wird die Rückspeisung in das überlagerte Hochspannungsnetz überprüft und bei Bedarf ein weiterer Transformator ergänzt. Im Gegensatz zur Methodik im Übertragungsnetz handelt es sich hierbei lediglich um eine Zeitpunktbetrachtung. Die Bestimmung des Ausbaubedarfs erfolgt für den bei sehr hoher Erneuerbare-Energien-Durchdringung auslegungsrelevanten Fall der maximalen Einspeisung.

Neben der installierten Leistung dezentraler Einspeisungen hat auch die jeweilige Last im Netz einen Einfluss auf den

Verfahrensablauf zur Bestimmung des Netzausbaubedarfs in der Mittelspannungsebene

Abbildung 4-26



erforderlichen Netzausbau. Als auslegungsrelevant erweist sich hierbei, inwiefern die Nachfrage zeitlich synchron, also gleichzeitig, auftritt. Gemäß dem Stand der Technik wird der sogenannte Gleichzeitigkeitsfaktor zwischen dezentraler Einspeisung und Last in der Hochspannungsebene zu 0,4 in der Mittelspannungsebene zu 0,3 und in der Niederspannungsebene zu 0,2 festgelegt.

Der in den einzelnen Modellnetzklassen und Spannungsebenen resultierende Netzausbau wird in einem letzten Schritt basierend auf der Gewichtung der Modellnetzklassen zu einem deutschlandweiten Netzausbaubedarf extrapoliert. Hierzu wird der in den einzelnen Netzklassen ermittelte Ausbaubedarf basierend auf die jeweilige Häufigkeit des Netztyps hochgerechnet. Vergleiche zwischen den Ergebnissen dieses Modellnetzansatzes mit auf realen Verteilungsnetzen basierenden Ansätzen zeigen eine gute Übereinstimmung hinsichtlich der Entwicklung der Netzkosten. Die Aufteilung zwischen Nieder-, Mittel- und Hochspannungsebene kann dabei aufgrund unterschiedlicher zugrunde liegender Ausbaustrategien variieren.

4.4.4 Ergebnis des Verteilungsnetzausbaus

Für das Jahr 2012 ist kein Verteilungsnetzausbau notwendig, da aktuell alle Verteilungsnetzbetreiber ihre individuelle Versorgungsaufgabe erfüllen können. Allerdings sind dazu teilweise operative Maßnahmen wie beispielsweise die Abregelung von dezentralen Anlagen notwendig. Der im Rahmen dieser Studie berechnete Netzausbau ermöglicht einen Netzbetrieb unter Einhaltung der im vorherigen Kapitel benannten technischen Randbedingungen ohne engpassbedingte Abregelung von Erneuerbare-Energien-Anlagen. Auf Basis der in der dena-Verteilnetzstudie veröffentlichten Betriebsmittelkosten wurden die aggregierten Investitionskosten für den erforderlichen Verteilungsnetzausbau in den einzelnen Szenarien mit unterschiedlich ambitioniertem Effizienzniveau bis 2050 ermittelt. Diese sind in Tabelle 4-1 angegeben. Es wird deutlich, dass der Ausbau der dezentralen Erzeu-

Aggregierte Investitionskosten für den Netzausbau in der Verteilungsebene von heute bis 2035 beziehungsweise von heute bis 2050

Tabelle 4-1

	Bau	Effizienz plus	WWF
bis 2035 in Mio. €	19.609	14.656	12.755
bis 2050 in Mio. €	19.802	16.197	14.503

IAEW

gungsanlagen der Haupttreiber für den erforderlichen Netzausbau ist. Dabei sind insbesondere in der Mittel- und Niederspannungsebene die Ausbaumaßnahmen durch die Verletzung von Spannungsgrenzen getrieben. Durch die starke Abhängigkeit des Ausbaubedarfs von der installierten Erneuerbare-Energien-Leistung ergibt sich im BAU-Szenario von 2035 bis 2050 nahezu kein weiterer Zubau, da sich die maximale Einspeisung aus Onshore-Windenergie- und PV-Anlagen von 2035 bis 2050 kaum ändert. Durch die geringere maximale Einspeisung im WWF-Szenario ergibt sich in diesem Szenario auch nur ein geringer Ausbaubedarf. Vereinzelt führt jedoch auch eine Reduktion der Last, die im WWF-Szenario stärker ausfällt als die Zunahme der maxi-

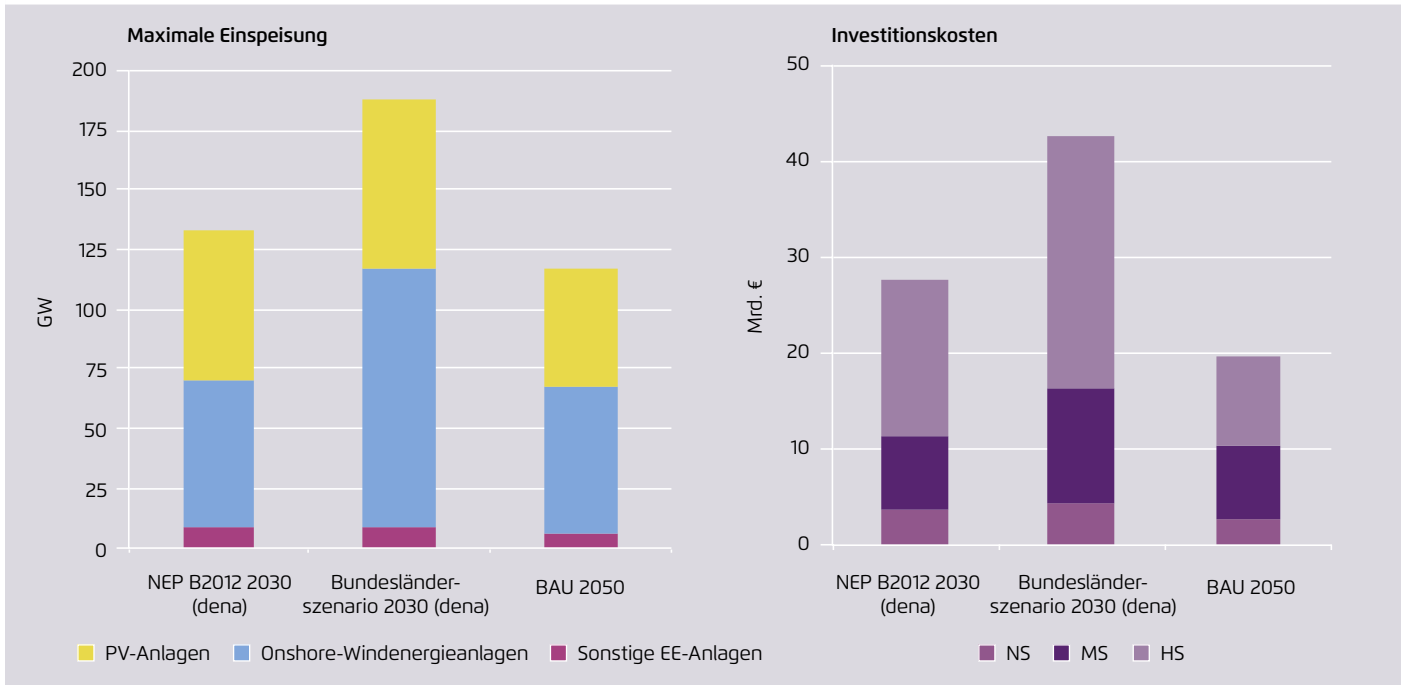
malen dezentralen Einspeisung, zu einem Anstieg des Ausbaubedarfs. Dies ist beispielsweise in der Mittelspannungsebene der Fall, wo es durch das veränderte Verhältnis von Einspeisung und Last häufiger zu Spannungsverletzungen kommt, da die Netze vermehrt elektrische Energie aus regenerativen Quellen in die überlagerten Netzebenen weiterleiten müssen.

Für eine bessere Einordnung der Ergebnisse der resultierenden Investitionskosten werden diese in Abbildung 4-27 mit den Ergebnissen der dena-Verteilnetzstudie verglichen. Es fällt auf, dass die aggregierten Investitionskosten im Szenario BAU 2050 etwas geringer sind als die in der dena-Studie für das Jahr 2030 ermittelten Werte. Allerdings sind auch die maximalen Einspeiseleistungen deutlich geringer als die in der dena-Studie angenommenen installierten Leistungen. Auch bei der Verteilung der Kosten zwischen den einzelnen Spannungsebenen sind leichte Unterschiede festzustellen, die jedoch auf Unterschiede in der Methodik zurückzuführen sind. So wird die Netzplanung in der dena-Verteilnetzstudie auf Basis realer Netze durchgeführt, wohingegen in dieser Studie ausschließlich die vorgestellten Modellnetzstrukturen zum Einsatz kommen.

Der im Rahmen der Studie ermittelte Netzausbaubedarf kann durch sogenannte *Smart-Grid*-Technologien wie zum Beispiel regelbare Ortsnetztransformatoren oder neue Konzepte zur Spannungsregelung reduziert werden, welche allerdings ebenfalls mit Investitionskosten verbunden sind. Auch eine Abregelung beziehungsweise Begrenzung der Einspeiseleistung dezentraler Erzeugungsanlagen würde eine weitere Reduktion ermöglichen. Die Untersuchung dieser Technologien liegt jedoch außerhalb des gewählten Betrachtungsbereichs, sodass sich die hier vorgestellten Werte als eine grobe Abschätzung mit einer Planung nach dem Stand der Technik verstehen lassen. Der Einfluss von *Smart-Grid*-Technologien wird beispielsweise in der dena-Verteilnetzstudie näher betrachtet (dena, 2013). Dabei wird das Potenzial zur Reduktion des Netzausbaubedarfs durch den Einsatz innovativer Netzbetriebsmittel auf fast 50 Prozent geschätzt. Auch der netzgetriebene Einsatz von Speichern bietet Potenzial zur Reduktion. Jedoch sind diese Maßnahmen auch mit Kosten verbunden, die dem einsparbaren Netzausbau gegenüber-

Vergleich der Investitionskosten und Einspeiseleistung mit der dena-Verteilnetzstudie*

Abbildung 4-27



IAEW; dena (2013)

* Bei den angegebenen Leistungen im BAU-Szenario handelt es sich um die maximale Einspeisung nach Abregelung. Die Zahlen aus der dena-Studie stellen die installierten Leistungen in dem Szenario dar.

stellt werden müssen. Eine entsprechende Quantifizierung erfolgt in der aktuell vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) beauftragten Studie *Moderne Verteilernetze für Deutschland*.

4.4.5 Kosten für das Verteilungsnetz

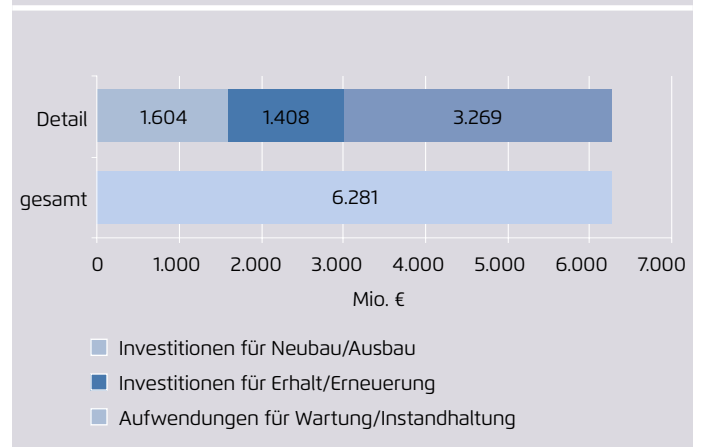
Analog zum Übertragungsnetz erfolgt in einem letzten Schritt die Ermittlung der spezifischen Kosten für das Verteilungsnetz. Dazu sind in Abbildung 4-28 die in 2011 für die deutsche Verteilungsnetzinfrastruktur angefallenen Kosten aufgeschlüsselt (Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2012, 2013).

Die Gesamtkosten für die Verteilungsnetzinfrastruktur im Jahr 2011 betrugen 6,2 Milliarden Euro. Damit sind die Kosten der Verteilungsnetzinfrastruktur fast achtmal so hoch wie die Kosten der Übertragungsnetzinfrastruktur. Sie können in die Bereiche Investitionen für Neubau und Ausbau, Investitionen für Erhalt und Erneuerung und Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung unterteilt werden. Dabei hat

der Kostenblock für die Wartung und Instandhaltung aufgrund des umfangreichen Mengengerüsts mit über 50 Prozent den größten Anteil.

Kosten Verteilungsnetzinfrastruktur im Jahr 2011

Abbildung 4-28



IAEW; BNetzA (2012)

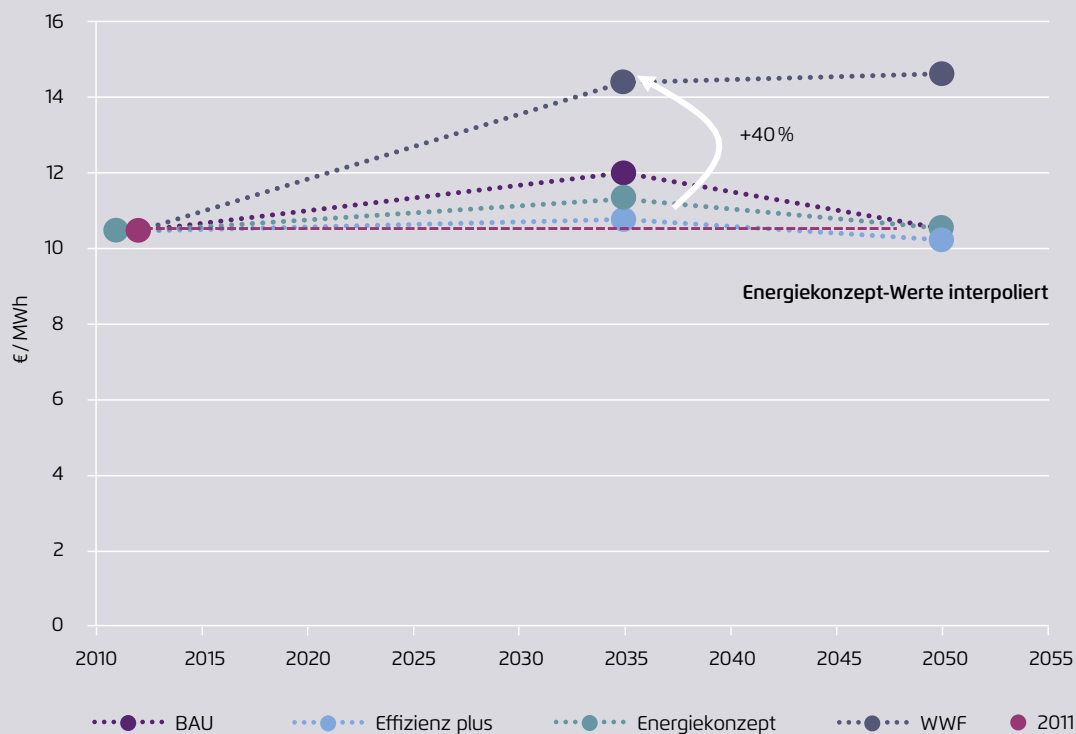
Wie in Kapitel 4.3.7 beschrieben, werden die Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung proportional zur Stromkreislänge angenommen. Die Investitionskosten für den erforderlichen Netzausbau werden in annuitätische Kosten umgerechnet.⁴ Die zukünftigen jährlichen Verteilungsnetz-kosten ergeben sich somit als Summe der Fortführung der bisherigen Investitionskosten, der zukünftigen skalierten Aufwendungen für die Instandhaltung sowie den annuitätischen Investitionskosten für den ermittelten Leitungszubau. Zur Bestimmung der spezifischen Kosten werden diese durch den jeweiligen Energieverbrauch in den einzelnen Szenarien mit unterschiedlich ambitioniertem Effizienzniveau dividiert. Die Entwicklung der spezifischen Kosten für die Verteilungsnetzinfrastruktur ist in Abbildung 4-29 dargestellt.

Es wird deutlich, dass die relativen Kosten im Effizienz-plus-Szenario auf dem heutigen Niveau verbleiben. Auch im BAU-Szenario stellt sich langfristig ein Wert von circa zehn Euro pro MWh ein. Im WWF-Szenario hingegen steigen die relativen Kosten für die Verteilungsnetzinfrastruktur signifikant (40 Prozent) an. Das resultiert aus der starken Reduktion des Jahresenergieverbrauchs, der stärker abnimmt als die absoluten Kosten für die Infrastruktur in diesem Szenario. Die Netzkosten verteilen sich also auf weniger zu transportierende elektrische Energie. In allen Szenarien werden die spezifischen wie auch die absoluten Kosten durch die Aufwendung für die Wartung und Instandhaltung der Verteilungsnetzinfrastruktur dominiert. Im Vergleich mit den spezifischen Kosten der Übertragungsnetzinfrastruktur zeigt sich, dass diese um den Faktor fünf geringer sind. Im Vergleich mit den spezifischen Kosten der Erzeugung wird ersichtlich, dass die Kosten für die Verteilungsnetzinfrastruktur einen nicht zu vernachlässigenden Anteil ausmachen.

4 Abschreibungsdauer: 40 Jahre, Zinssatz: 7 Prozent

Entwicklung der spezifischen Verteilungsnetzinfrastrukturkosten

Abbildung 4-29



5 Gesamtkosten des Stromsystems

5.1 Ergebnisse der Kostenberechnungen

Die Gesamtkosten des Stromsystems ergeben sich als Summe aus den Kosten der konventionellen- und erneuerbaren Stromerzeugung und den Netzkosten.

Die Kosten für die Stromerzeugung und die Netzinfrastruktur lagen im Jahr 2012 bei rund 50 Milliarden Euro. In Abhängigkeit von der Entwicklung des Stromverbrauchs werden diese Gesamtkosten langfristig steigen oder sinken:

- Im BAU-Szenario steigen die jährlichen Kosten wegen des im Vergleich zu den anderen Szenarien hohen Stromverbrauchs bis zum Jahr 2035 auf 65 Milliarden Euro₂₀₁₂ und bis 2050 auf 72 Milliarden Euro₂₀₁₂.
- Im Szenario Effizienz plus, in dem der Endenergiestromverbrauch langfristig um 16 Prozent gegenüber heute sinkt, liegen die Gesamtkosten in den Jahren 2035 und 2050 mit 55 Milliarden Euro₂₀₁₂ beziehungsweise 56 Milliarden Euro₂₀₁₂ um etwa zehn Prozent über dem heutigen Niveau.
- Im Szenario Energiekonzept wird von einem Rückgang des Endenergiestromverbrauchs von 25 Prozent gegenüber heute ausgegangen. Mit 52 Milliarden Euro₂₀₁₂ im Jahr 2035 und 50 Milliarden Euro₂₀₁₂ im Jahr 2050 liegen die Kosten in etwa auf dem heutigen Niveau.
- Wenn es gelingt, den Endenergiestromverbrauch so stark zu senken, wie das WWF-Szenario vorsieht (40 Prozent bis 2050), werden die Gesamtkosten des Stromsystems mittel- und langfristig unter den heutigen Kosten liegen. Gegenüber heute ergibt sich in den Jahren 2035 und 2050 eine Kosteneinsparung von sechs beziehungsweise sieben Milliarden Euro₂₀₁₂.

Diese Gegenüberstellung zeigt, dass durch eine deutliche Senkung des Stromverbrauchs die Gesamtkosten des Stromsystems auch bei einem starken Ausbau der Erneuerbaren Energien mittel- bis langfristig sinken können. Die größten Kostenveränderungen im Gesamtsystem resultieren in allen Szenarien aus dem Bereich der Stromerzeugung.

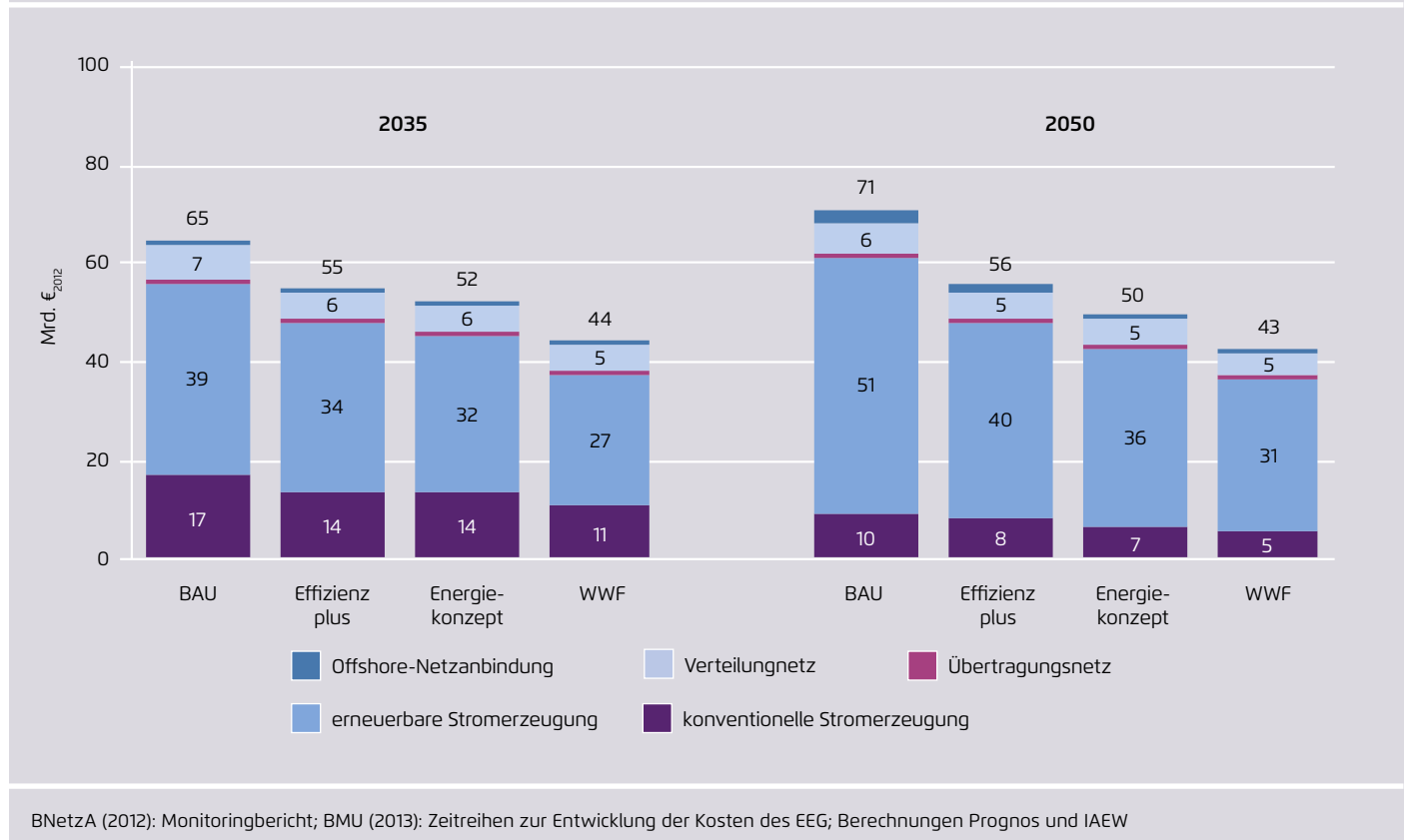
Durch den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien und ihren zunehmenden Anteil an der Stromerzeugung, der in allen Szenarien gleich hoch ist, steigt auch ihr Anteil an den Gesamtkosten. Im Jahr 2050 entfallen auf die erneuerbare Stromerzeugung zwischen 56 Prozent (WWF-Szenario) und 61 Prozent (BAU-Szenario) der Kosten des Stromsystems. Durch die gleichzeitig rückläufige konventionelle Stromerzeugung sinken deren absolute Kosten trotz der angenommenen steigenden Brennstoff- und CO₂-Preise sowie der Notwendigkeit, auch zukünftig einen großen konventionellen Kraftwerkspark vorhalten zu müssen. Von heute etwa 19 Milliarden Euro₂₀₁₂ sinken die Kosten für die fossile thermische Stromerzeugung bis zum Jahr 2050 auf jährlich knapp zehn Milliarden Euro₂₀₁₂ (BAU-Szenario) beziehungsweise auf unter fünf Milliarden Euro₂₀₁₂ im WWF-Szenario.

Die Kosten für die Stromnetzinfrastruktur unterscheiden sich in allen Szenarien trotz des unterschiedlichen Ausbaus und Investitionsbedarfs nur geringfügig. Die Infrastrukturkosten für das Übertragungsnetz liegen im Jahr 2035 zwischen 1 Milliarde Euro₂₀₁₂ (BAU-Szenario) und 0,7 Milliarden Euro₂₀₁₂ (WWF-Szenario). Im Jahr 2050 liegen die Infrastrukturkosten des Übertragungsnetzes zwischen 1,4 Milliarden Euro₂₀₁₂ (BAU-Szenario) und 0,6 Milliarden Euro₂₀₁₂ (WWF-Szenario). Im Verteilungsnetz, das alle Netzebenen von 400 V bis 110 kV umfasst, betragen die Infrastrukturkosten im Jahr 2035 zwischen 7,0 Milliarden Euro₂₀₁₂ (BAU-Szenario) und 5,5 Milliarden Euro₂₀₁₂ (WWF-Szenario). Bis zum Jahr 2050 gehen die Kosten leicht zurück und betragen jährlich zwischen 6,3 Milliarden Euro₂₀₁₂ (BAU-Szenario) und 5,0 Milliarden Euro₂₀₁₂ (WWF-Szenario).

Zusätzlich zu diesen Kosten fallen in allen Szenarien Anbindungskosten für Offshore-Windenergieanlagen an. Auch hier besteht eine Kopplung der Kosten mit dem Stromverbrauch der Szenarien. Bei einem höheren Stromverbrauch und einem daraus folgenden höheren Ausbau der Offshore-Windkraft steigen auch die Anbindungskosten.

Gesamtkosten für die Stromerzeugung und die Netzinfrastruktur

Abbildung 5-1



Im Jahr 2035 liegen diese Kosten zwischen 0,6 Milliarden Euro₂₀₁₂ im WWF-Szenario und 1,3 Milliarden Euro₂₀₁₂ im BAU-Szenario. Durch den weiteren Ausbau der Offshore-Windkraftanlagen bis zum Jahr 2050 steigen auch die jährlichen Kosten bis auf 0,7 Milliarden Euro₂₀₁₂ im WWF-Szenario und 3,4 Milliarden Euro₂₀₁₂ im BAU-Szenario.

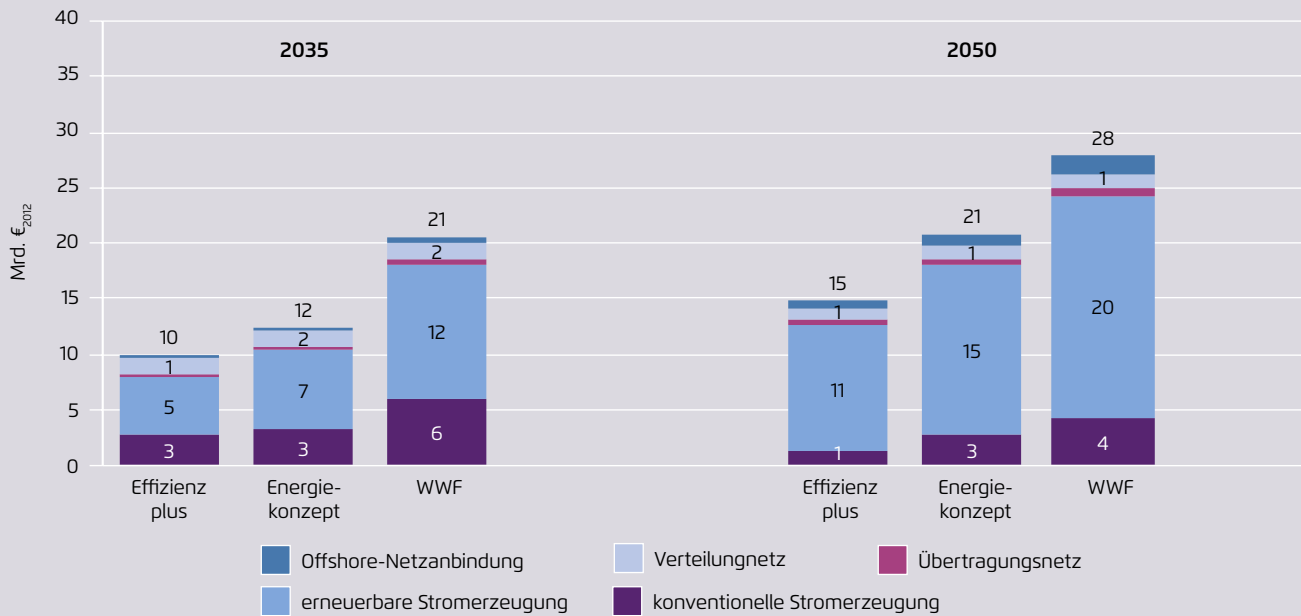
Im Vergleich zum BAU-Szenario ergeben sich in den effizienteren Szenarien Kosteneinsparungen von 10 bis 20 Milliarden Euro₂₀₁₂ im Jahr 2035 und 15 bis 28 Milliarden Euro₂₀₁₂ im Jahr 2050. Den größten Beitrag zu diesen Kosteneinsparungen leistet die erneuerbare Stromerzeugung. Dieser Kostenblock ist insgesamt am größten, kann aber durch eine Verbesserung der Effizienz deutlich reduziert werden. Im Jahr 2035 entfällt bereits mehr als die Hälfte der Kosteneinsparungen auf die erneuerbare Stromerzeugung, 2050 tragen die Erneuerbaren Energien mehr als 70 Prozent zu den Kosteneinsparungen bei.

Die spezifischen Kosten pro MWh für die Stromerzeugung und die Netzinfrastruktur liegen in allen Szenarien mit rund 120 Euro₂₀₁₂ pro MWh in etwa gleich hoch. Das liegt daran, dass die Gesamtkosten zum größten Teil durch die Kosten der Stromerzeugung bestimmt werden, welche langfristig in allen Szenarien pro MWh in etwa auf gleicher Höhe liegen. Die spezifischen Netzkosten unterscheiden sich im Vergleich in den Szenarien stärker, nehmen aber nur einen geringen Anteil an den Gesamtkosten ein.

Im Vergleich zum BAU-Szenario ergeben sich spezifische Einsparungen in Höhe von 149 Euro₂₀₁₂/MWh bei einer Verbrauchssenkung auf das Niveau des Effizienz-plus-Szenarios im Jahr 2035, die Senkung des Verbrauchs auf den Wert des Energiekonzept-Szenarios führt zu einer mittleren Einsparung von 133 Euro₂₀₁₂/MWh, die Senkung bis zum Niveau des WWF-Szenarios spart im Mittel 114 Euro₂₀₁₂/MWh ein. Im Jahr 2050 liegen die spezifischen Einsparungen der

Einsparungen für die Stromerzeugung und die Netzinfrastruktur gegenüber dem BAU-Szenario

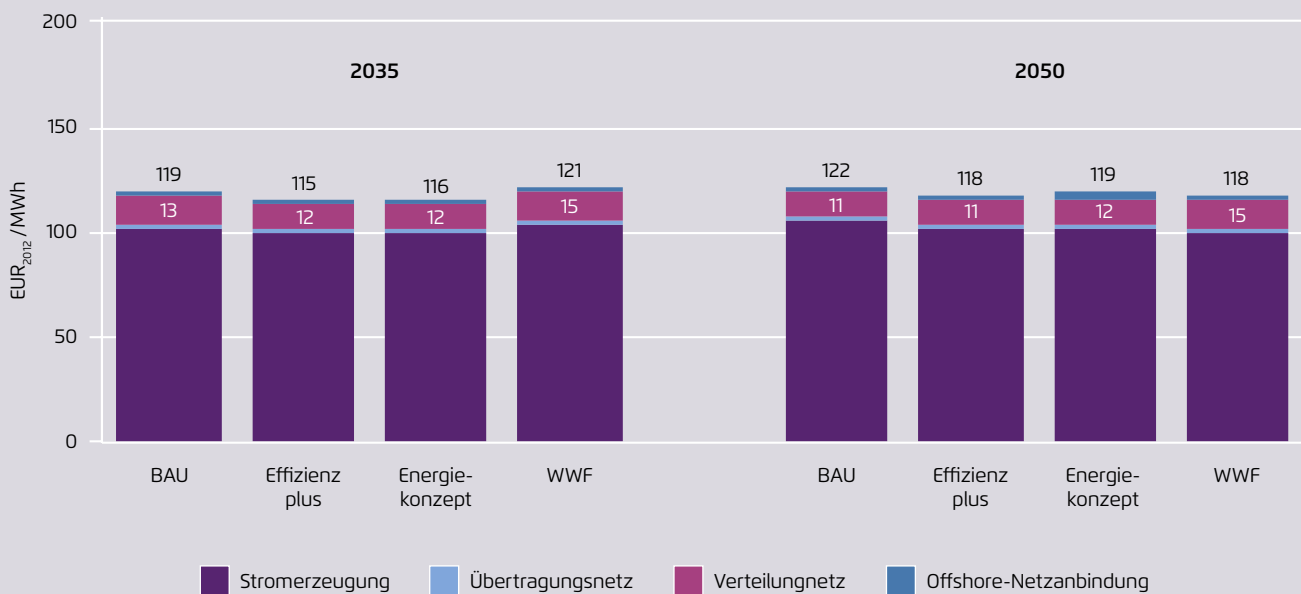
Abbildung 5-2



BNetzA (2012): Monitoringbericht; BMU (2013): Zeitreihen zur Entwicklung der Kosten des EEG; Berechnungen Prognos und IAEW

Spezifische Kosten der Stromerzeugung und Netzinfrastruktur

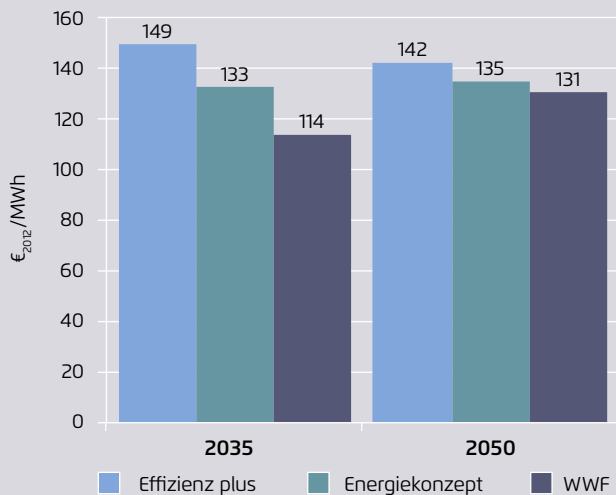
Abbildung 5-3



BNetzA (2012): Monitoringbericht; BMU (2013): Zeitreihen zur Entwicklung der Kosten des EEG; Berechnungen Prognos und IAEW

Spezifische Kosteneinsparung im Vergleich zum BAU-Szenario

Abbildung 5-4



Berechnungen Prognos und IAEW

effizienteren Szenarien im Vergleich zum BAU-Szenario zwischen 130 und 140 Euro₂₀₁₂/MWh.

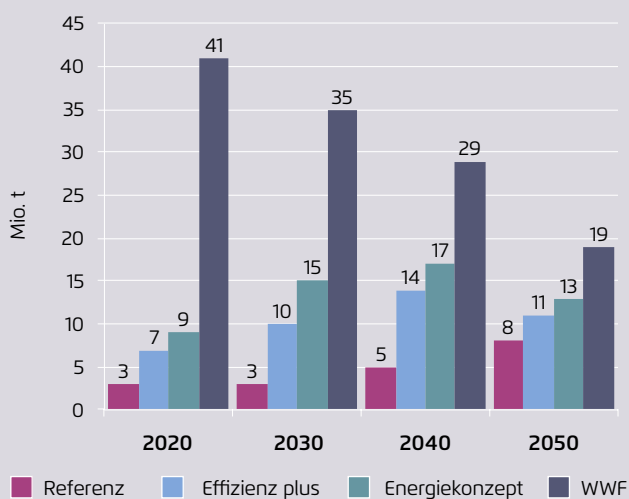
Im Vergleich zum BAU-Szenario resultieren die größten Einsparungen an CO₂-Emissionen im WWF-Szenario. Im Jahr 2020 liegen die vermiedenen Emissionen bei 40 Mil-

lionen Tonnen. Bis 2050 sinkt dieser Betrag auf unter 20 Millionen Tonnen, da im Laufe der Zeit auch im BAU-Szenario der Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung auf 81 Prozent steigt und die Stromerzeugung zunehmend emissionsärmer erfolgt. Die Szenarien Referenz, Effizienz plus und Energiekonzept weisen im Vergleich zum BAU-Szenario geringere Emissionseinsparungen auf als das WWF-Szenario. Im Unterschied zum WWF-Szenario steigt die Menge der vermiedenen Emissionen bis 2040 allerdings an und geht bis 2050 nur leicht zurück. Im Jahr 2050 liegen die Emissionseinsparungen zwischen 8 Millionen Tonnen im Referenzszenario und 13 Millionen Tonnen im Energiekonzept-Szenario.

Die Einsparung von Strom in den Szenarien Referenz, Effizienz plus, Energiekonzept und WWF gegenüber dem BAU-Szenario resultiert in vermiedenen Importausgaben für Erdgas und Steinkohle, da weniger fossil-thermische Kraftwerke benötigt werden. In allen Szenarien sind die vermiedenen Importkosten im Jahr 2030 am höchsten. Bis 2050 sinken sie, da sich ab 2030 auch im BAU-Szenario der hohe Anteil Erneuerbarer Energien auswirkt. Im Jahr 2050 liegen die vermiedenen Importausgaben gegenüber dem BAU-

Vermiedene CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in den Jahren 2020, 2030, 2040, 2050 gegenüber dem BAU-Szenario

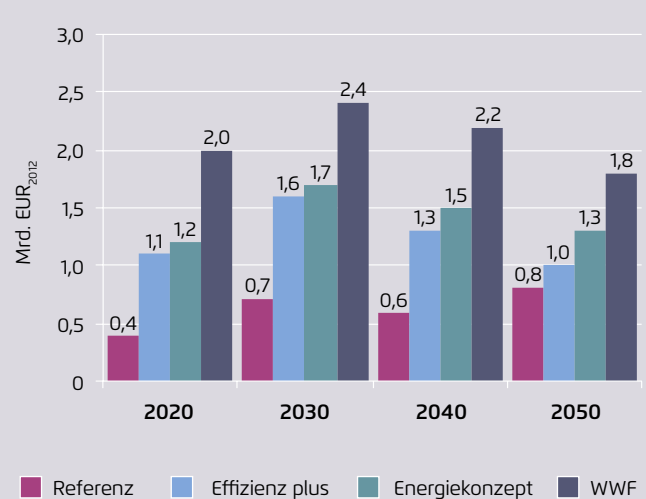
Abbildung 5-5



Prognos

Vermiedene Importausgaben für Erdgas und Steinkohle gegenüber dem BAU-Szenario

Abbildung 5-6



Prognos

Szenario zwischen 0,8 Milliarden Euro₂₀₁₂ im Referenzszenario und 1,8 Milliarden Euro₂₀₁₂ im WWF-Szenario.

Der Wert dieser Einsparungen ist in den oben genannten Summen der Kosteneinsparung bereits enthalten, da dort die Brennstoffkosten der konventionellen Energien abgebildet sind. Es wird aber deutlich, in welchem Maße die Stromerzeugung unabhängiger von (immer teureren) Importen wird.

5.2 Einordnung der Ergebnisse

Das Ziel dieser Studie war es, die künftigen gesamtwirtschaftlichen Kosten der Stromerzeugung in Abhängigkeit von unterschiedlichen Entwicklungen des Stromverbrauchs zu ermitteln. Im Ergebnis liegen für fünf unterschiedliche Stromverbrauchsentwicklungen die Kosten der Stromerzeugung und der Stromverteilung vor. Der Vergleich der Szenarien ermöglicht eine Schätzung der Kosteneinsparungen, die durch die Senkung des Stromverbrauchs erzielt werden können.

Die für die Analyse unterstellten Stromeinsparungen sind das Ergebnis einer Vielzahl von Effizienz- und Einsparmaßnahmen. Um die Frage zu beantworten, was die Einsparung von Strom im Ergebnis kostet, wäre eine Betrachtung der Kosten dieser Maßnahmen erforderlich.

Diese Frage war nicht Kern dieser Studie. Zur Einordnung der Ergebnisse werden hier jedoch kurz die Ergebnisse anderer Studien dargestellt, die sich mit dem Kostenaspekt des Stromsparens vertieft auseinandergesetzt haben. Eine direkte Vergleichbarkeit der Studien ist in der Regel nicht möglich, da den Untersuchungen unterschiedliche Rahmenannahmen zugrunde liegen. Ein wesentliches Unterscheidungskriterium ist beispielsweise, ob die Kosten der Effizienzmaßnahmen aus gesamtwirtschaftlicher oder aus Kundensicht betrachtet werden.

Unter anderem analysierten folgende Studien Kosten von Effizienzmaßnahmen:

→ EMSAITEK (IZES, BEI, Wuppertal Institut, 2011)

Die Studie ermittelte die Endenergieeinsparpotenziale von circa 70 unterschiedlichen Technologien, sowohl

aus Kunden- als auch aus gesamtwirtschaftlicher Sicht bis zum Jahr 2020. Betrachtet wurden Maßnahmen, die in den Verbrauchssektoren Haushalte, Industrie und GHD umgesetzt werden können. Die errechneten wirtschaftlichen Stromeinsparpotenziale betragen 100 TWh bis 2020. Dies entspricht etwa dem Verbrauchspfad des WWF-Szenarios.

→ Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland (BDI, McKinsey, 2007)

Die Studie ermittelte die Kosten und Potenziale wesentlicher Hebel zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen in den Sektoren Energiewirtschaft, Industrie, Gebäude, Transport, Entsorgungswirtschaft und Landwirtschaft. Betrachtet wurden die Kosten der Treibhausgaseinsparpotenziale von circa 300 unterschiedlichen Maßnahmen aus der Perspektive der Investoren. Die Umsetzung der wirtschaftlichen Maßnahmen würde einen Rückgang der Bruttostromerzeugung um 117 TWh bis 2020 bedeuten. Das entspricht ebenfalls in etwa dem Pfad des WWF-Szenarios.

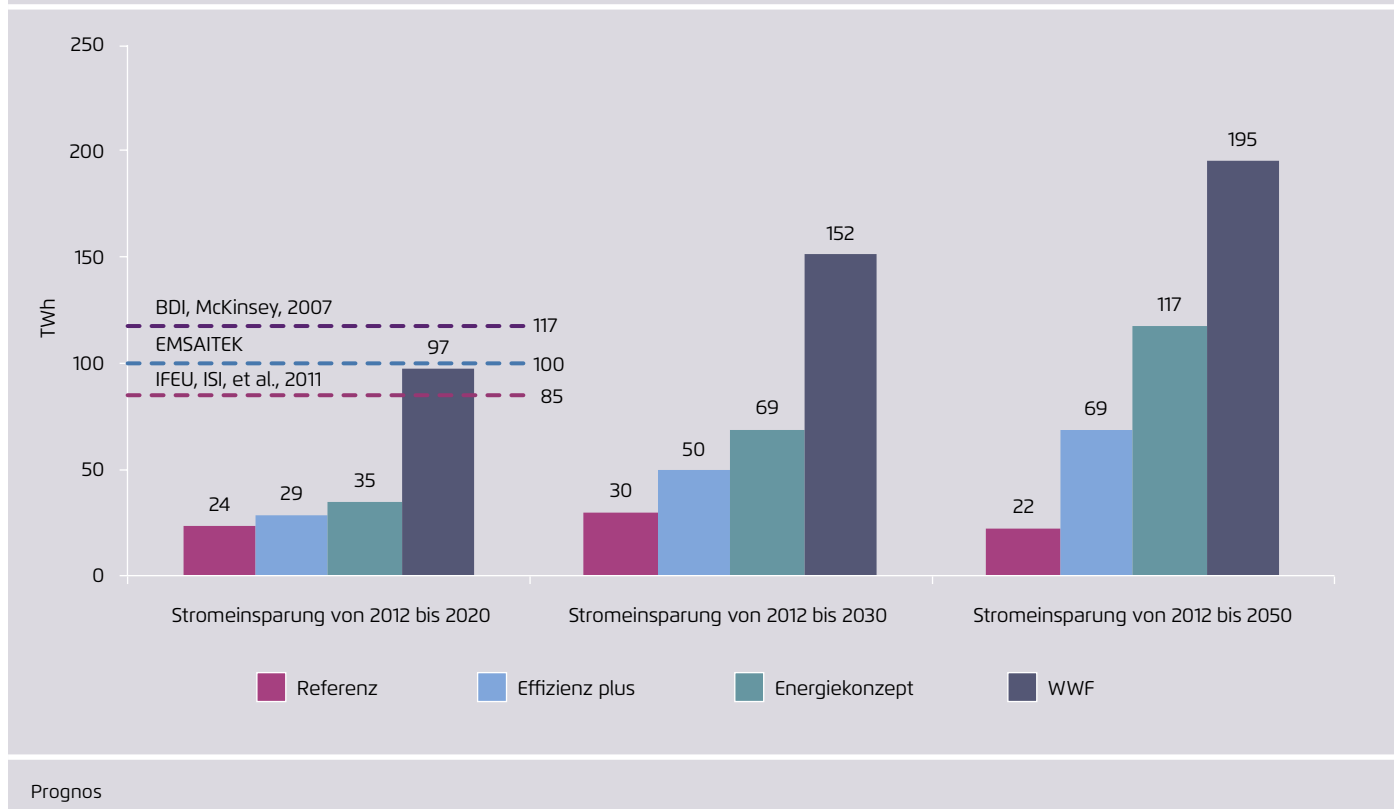
→ Energieeffizienz: Potenziale, volkswirtschaftliche Effekte und innovative Handlungs- und Förderfelder für die Nationale Klimaschutzinitiative (NKI) (IFEU, Fraunhofer ISI, Prognos, GWS et al., 2011)

Die Studie analysierte die Potenziale für Energieeffizienz bis 2030. Zur Quantifizierung der Potenziale wurden 43 Maßnahmen untersucht. Im Ergebnis wurde ein *attraktives Potenzial* (wirtschaftlich und realistisch erschließbar) von 85 TWh Stromeinsparung bis 2020 und 123 TWh bis 2030 gegenüber einer *Frozen-efficiency*-Entwicklung ermittelt. Die *Frozen-efficiency*-Entwicklung entspricht in etwa dem hier angenommenen BAU-Szenario. Die Einsparpotenziale erreichen damit nicht ganz das Niveau des WWF-Szenarios.

Die drei Studien zeigen, dass die ermittelten wirtschaftlichen Einsparpotenziale (welche sich auf die Zeithorizonte von 2020 beziehungsweise 2030 beziehen) ausreichen, um im Jahr 2020 den WWF-Verbrauchspfad zu erreichen, bis zum Jahr 2030, um die notwendige Verbrauchsreduktion

Gegenüberstellung der Einsparpotenziale aus den Studien und den im Vergleich zum BAU-Szenario unterstellten Stromeinsparungen der Szenarien

Abbildung 5-7



des Energiekonzeptes-Szenario zu erreichen. Es ist davon auszugehen, dass in den kommenden Jahren unter anderem durch technologische Neuerungen und Marktentwicklung weitere wirtschaftliche Einsparpotenziale erschlossen werden können, sodass höhere Einsparungen bis zum Jahr 2050 realisierbar sind.

Zu berücksichtigen ist, dass den Szenarien dieser Studie und den zitierten Einsparpotenzialen unterschiedliche Mengenraster und Rahmenannahmen zugrunde liegen und ein

Vergleich daher nicht ohne Weiteres erfolgen kann. Grundsätzlich ist aber davon auszugehen, dass sich ein Großteil der in den Szenarien angenommenen Einsparungen wirtschaftlich realisieren lässt.

6 Schlussfolgerungen

Die wesentlichen Ergebnisse dieser Studie sind:

- Durch eine Steigerung der Energieeffizienz können die Kosten für den Umbau des Stromsystems deutlich gesenkt werden: Denn je stärker der Stromverbrauch durch eine Erhöhung der Energieeffizienz gesenkt werden kann, desto geringer sind die zukünftigen Kosten des Stromsystems. Im Effizienz-plus-Szenario wird von einem Rückgang des Stromverbrauchs von 16 Prozent bis 2050 gegenüber heute ausgegangen. Die Kosten des Stromsystems liegen im Jahr 2050 bei 56 Milliarden Euro₂₀₁₂. Im Vergleich dazu sinkt der Stromverbrauch im WWF-Szenario um 40 Prozent; die Kosten betragen mit 43 Milliarden Euro₂₀₁₂ nur etwa drei Viertel der Kosten des Effizienz-plus-Szenarios.
- Unter den angenommenen Rahmenbedingungen führt ein Szenario mit einer mittleren jährlichen Steigerung der Energieeffizienz in Höhe von 2,1 Prozent (Effizienz plus) im Jahr 2035 zu Einsparungen von 10 Milliarden Euro₂₀₁₂ beziehungsweise im Jahr 2050 zu Einsparungen von 15 Milliarden Euro₂₀₁₂ gegenüber dem BAU-Szenario, welches nur eine jährliche Effizienzsteigerung von 1,3 Prozent aufweist.
- Wird eine Effizienzsteigerung von 2,4 Prozent pro Jahr erreicht (Energiekonzept-Szenario), liegen die Kosteneinsparungen gegenüber dem BAU-Szenario im Jahr 2035 bei 13 Milliarden Euro₂₀₁₂ und im Jahr 2050 bei 21 Milliarden Euro₂₀₁₂.
- Wenn es gelingt, den Stromverbrauch in Deutschland stärker zu senken, können die Kosten des Stromsystems trotz der steigenden Brennstoff- und CO₂-Kosten und dem wachsenden Anteil der Erneuerbaren Energien stabil gehalten beziehungsweise sogar gesenkt werden. Im WWF-Szenario, mit einer unterstellten Effizienzsteigerung von jährlich 2,6 Prozent liegen die Kosten der Stromerzeugung und Verteilung bis 2050 jährlich um sechs bis sieben Milliarden Euro₂₀₁₂ niedriger als im Jahr 2012.
- Eine eingesparte MWh Strom bewirkt je nach betrachtetem Szenario eine Kosteneinsparung im Gesamtsystem zwischen 114 und 149 Euro₂₀₁₂/MWh im Jahr 2035 und zwischen 130 und 140 Euro₂₀₁₂/MWh im Jahr 2050.
- Durch den Umbau der Stromerzeugung verschieben sich deren Kosten zunehmend in Richtung der Erneuerbaren Energien. Da der Ausbau an Erneuerbaren Energien zum größten Teil von den kapitalkostenintensiven Erzeugungstechniken Windkraft und Photovoltaik getragen wird, werden die Kapitalkosten dieser beiden Techniken die Gesamtkosten des zukünftigen Stromsystems maßgeblich bestimmen. Die gewichtete durchschnittliche Kapitalverzinsung wirkt somit sehr sensitiv auf die Gesamtkosten.
- Je geringer der Stromverbrauch in den Szenarien ist, desto geringer fällt auch der Ausbaubedarf der Stromnetze aus. Die Berechnungen haben gezeigt, dass der langfristige Ausbaubedarf im Übertragungsnetz von über 8.500 Kilometern im BAU-Szenario im Jahr 2050 auf etwa 5.000 Kilometer im Effizienz-plus-Szenario, etwa 4.000 Kilometer im Energiekonzept-Szenario und sogar auf etwa 1.750 km im WWF-Szenario gesenkt werden kann.
- Die Unterschiede bei den Infrastrukturkosten sind zwischen den Szenarien BAU und WWF mit 1,9 Milliarden Euro₂₀₁₂ im Jahr 2035 und 2,1 Milliarden Euro₂₀₁₂ (2050) im Vergleich zu den Kostenunterschieden in der Erzeugung relativ gering.
- Die CO₂-Emissionen liegen im BAU-Szenario durch den im Vergleich zu den anderen Szenarien hohen konventionellen Stromanteil über den gesamten Zeitraum bis 2050 am höchsten. Die niedrigsten Emissionen ergeben sich wegen des geringen Strombedarfs im WWF-Szenario. Der mit der Stromerzeugung verbundene direkte CO₂-Ausstoß liegt hier im Jahr 2030 um 22 Prozent beziehungsweise 35 Millionen Tonnen unter dem Ausstoß im BAU-Szenario. Im Jahr 2050 beträgt der Unterschied 37 Prozent beziehungsweise 19 Millionen Tonnen.

- Durch eine Senkung des Stromverbrauchs können die Ausgaben für den Import von Steinkohle und Erdgas gegenüber einer weniger effizienten Entwicklung gesenkt werden. Im Vergleich zum BAU-Szenario können im WWF-Szenario die Importe im Jahr 2020 um zwei Milliarden Euro₂₀₁₂ gesenkt werden. Langfristig gehen diese Einsparungen leicht auf 1,8 Milliarden Euro₂₀₁₂ pro Jahr zurück.
- Über den monetären Wert hinaus führt ein geringerer Stromverbrauch zusätzlich zu weiterem, in dieser Studie nicht bewertetem Nutzen. Zu nennen sind beispielsweise niedrigere Schadstoffemissionen der konventionellen Kraftwerke, aber auch eine geringere Landnutzung durch den verringerten Ausbau der Erneuerbaren Energien.
- Die für die Analyse unterstellten Stromeinsparungen sind das Ergebnis einer Vielzahl von Effizienz- und Einsparmaßnahmen in allen Sektoren. Was die Umsetzung der Energieeffizienz- und Einsparmaßnahmen auf der Nachfrageseite kostet, wurde im Rahmen dieser Studie nicht analysiert. Die im Rahmen verschiedener Studien ermittelten Einsparpotenziale für Strom lassen aber vermuten, dass die angenommenen Stromeinsparungen größtenteils wirtschaftlich realisierbar sind.

7 Anhang

7.1 Weiterführende Beschreibung der betrachteten Szenarien

7.1.1 Übergeordneter Rahmen

Die fünf Szenarien spiegeln unterschiedliche Entwicklungsmöglichkeiten des Stromverbrauchs wider. Die jeweils zugrunde gelegten Annahmen werden im Folgenden näher beschrieben. Tabelle 7-1 stellt zunächst noch einmal die Eckdaten der Szenarien dar.

Eckdaten der fünf Szenarien

Tabelle 7-1

	BAU	Referenz	Effizienz plus	Energiekonzept	WWF
Effizienzentwicklung					
Energieproduktivität (BIP/PEV)	1,2 bis 1,3 % / a	1,7 bis 1,9 % / a	2,0 bis 2,2 % / a	2,3 bis 2,5 % / a	2,6 % / a
Entwicklung des Stromverbrauchs	+0,3 % / a	-0,1 % / a	-0,3 bis -0,4 % / a	-0,6 % / a	-0,9 % / a
Entwicklung des Stromverbrauchs bis 2050 in Bezug auf 2011	+7 %	-5 %	-10 % bis -15 %	-20 % bis -25 %	-40 %
absolute Veränderung des Stromverbrauchs bis 2050 in Bezug auf 2012	+37 TWh	-22 TWh	-69 TWh	- 117 TWh	-195 TWh
Elektromobilität (Entwicklung bis 2050)					
Anteil E-Autos		36 %		55 %	46 %
Anzahl E-Autos		17 Mio.		25 Mio.	21 Mio.
Stromverbrauch für E-Autos		34 TWh		53 TWh	28 TWh

Prognos

7.1.2 Annahmen zur Effizienzentwicklung in den Verbrauchssektoren

Annahmen in den Szenarien zur Entwicklung des Industriesektors

Tabelle 7-2

Industrie	
BAU	Technologieentwicklung und Strukturwandel werden basierend auf den beobachteten historischen Trends fortgeschrieben. Energieintensive Produktion wird abnehmen. Wachstum wird ausschließlich durch die weniger energieintensive, dafür stärker wissensbasierte Industrie generiert. Der autonome Effizienztrend, getrieben durch die allgemeine Entwicklung der Weltmarktpreise, wird weitergehen. Die Marktdurchdringung der besten verfügbaren Technologie wird zunehmen, allerdings nur geringfügig oberhalb des autonomen Trends liegen. Es gibt keine zusätzlichen Politikinstrumente, die auf eine Effizienzsteigerung oder auf Klimaschutz abzielen.
Referenz	Im Unterschied zum BAU-Szenario: Die Marktdurchdringung der besten verfügbaren Technologie erfolgt schneller als im BAU-Szenario. Das Bewusstsein und die Motivation für energieeffiziente Technologien werden steigen. Bestehende Instrumente werden fortgeführt und weiterentwickelt.
Effizienz plus	Zusätzlich zum Referenzszenario Einführung eines Verpflichtungssystems (Circa 500 Energieunternehmen nehmen an einem Verpflichtungssystem teil [0,5 Prozent Energieeinsparung pro Jahr].) Die verpflichteten Parteien setzen hochwirtschaftliche Effizienzmaßnahmen in der Industrie um. Verstärkte Aktivitäten von Energiedienstleistungsunternehmen, die im Auftrag der Verpflichteten die Energieeinsparung realisieren.
Energiekonzept	Innovative Technologieentwicklungen aus den Bereichen Nanotechnologie, Biotechnologie, Mikrosystemtechnik und Systemintegration werden zunehmend eingeführt. Im Vergleich zum Referenzszenario beschleunigt sich die Technologieentwicklung. Alle Politikinstrumente zur Effizienzsteigerung werden verstärkt. Es erfolgt eine gezielte Förderung von Forschung und Entwicklung. Investitionen in Energieeffizienzmaßnahmen, die sich nicht innerhalb der ersten beiden Jahre amortisieren, werden gezielt gefördert.
WWF	Bei allen Materialien, die entlang der Prozesskette eingesetzt werden, wird auf Ressourcen- und Energieeffizienz geachtet. Es wird eine „zweite Effizienzrevolution“ geben, die dazu führt, dass der Stromverbrauch und die Nutzung mechanischer Energie deutlich zurückgehen. Verstärkte Einführung ordnungsrechtlicher Instrumente, begleitet durch finanzielle Anreize. Investitionen in Effizienzmaßnahmen, die sich nicht innerhalb eines halben Jahres amortisieren, werden gezielt gefördert.

Prognos

Annahmen in den Szenarien zur Entwicklung des Privathaushaltssektors

Tabelle 7-3

Private Haushalte	
BAU	Zunahme des Wohnraums pro Kopf, höhere Ausstattungsraten mit elektrischen Geräten und der verstärkte Einbau von Wärmepumpen führen zu einem ansteigenden Stromverbrauch und gleichen Effizienzgewinne aus. Die zunehmende Installation von Wärmepumpen führt zu zusätzlichem Stromverbrauch beim Heizen. Die Sanierungsrate sinkt aufgrund demografischer Entwicklungen von 1,1 Prozent auf 0,5 Prozent bis 2050. Die Sanierungseffizienz bleibt auf dem derzeitigen Niveau.
Referenz	Die Effizienzgewinne fallen höher aus als im BAU-Szenario. Trotz Zunahme des Wohnraums pro Kopf, höheren Ausstattungsraten mit elektrischen Geräten und dem verstärkte Einbau von Wärmepumpen kommt es zu einem Rückgang des Stromverbrauchs. Die Sanierungsrate sinkt aufgrund demografischer Entwicklungen auf 0,5 Prozent bis 2050. Die Sanierungseffizienz bleibt auf derzeitigem Niveau. Bestehende Politikinstrumente werden weitergeführt und angepasst: In die EnEV werden strengere Anforderungen an den Energiebedarf aufgenommen. Die KfW-Programme werden weitergeführt und besser ausgestattet. Contracting-Dienstleistungen werden verstärkt umgesetzt. Die Eco-Design-Richtlinie wird flächendeckend umgesetzt.
Effizienz plus	Zusätzlich zum Referenzszenario Einführung eines Verpflichtungssystems (Circa 500 Energieunternehmen nehmen an einem Verpflichtungssystem teil [0,5 Prozent Energieeinsparung pro Jahr].) Die verpflichteten Parteien führen verstärkt Energieberatungen durch und fördern gezielt Maßnahmen wie Heizungsaustausch und den Einsatz von Erneuerbaren Energien zur Wärmebereitstellung.
Energiekonzept	Verstärkte Effizienzentwicklung im Vergleich zum Referenzszenario. Die Sanierungsrate und die Sanierungseffizienz werden verdoppelt. Alle bestehenden Instrumente werden verstärkt. Gezielte Förderung von Investitionen in Energieeffizienz in neuen Gebäuden (Einführung des Passivhausstandards als Minimalanforderung im Jahr 2020). Gezielte Förderung im Gebäudebestand (jährliche Fördersumme circa fünf Milliarden Euro).
WWF	Erreichung des Passivhausstandards im Gebäudebereich bis 2020. Bis 2050 durchschnittlicher Heizenergiebedarf von fünf kWh/m². Die Sanierungsrate und der Sanierungsstandard werden gegenüber heute mehr als verdoppelt. Verstärkte Einführung ordnungsrechtlicher Instrumente, begleitet durch finanzielle Anreize. Gezielte Förderung von Investitionen in Energieeffizienz in neuen Gebäuden (Einführung des Nullemissionshausstandards als Minimalanforderung im Jahr 2020). Gezielte Förderung im Gebäudebestand (jährliche Fördersumme circa 7,5 Milliarden Euro).

Annahmen in den Szenarien zur Entwicklung des GHD-Sektors

Tabelle 7-4

Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)	
BAU	Der Energieverbrauch im GHD-Sektor wird voraussichtlich steigen. Bis 2050 wird ein Wachstum dieses Sektors von 50 Prozent erwartet. Der Energiebedarf für Kühlung wird deutlich zunehmen.
Referenz	Der Energieverbrauch im GHD-Sektor wird voraussichtlich steigen. Bis 2050 wird ein Wachstum dieses Sektors von 50 Prozent erwartet. Der Energiebedarf für Kühlung wird deutlich zunehmen. Effizienzsteigerungen resultieren aus der Einführung von verstärkten Anforderungen an Klimatisierung- und Kühlttechnologie. Contracting-Dienstleistungen werden ausgeweitet. Die Eco-Design-Richtlinie wird umgesetzt. KMU werden gezielt informiert und beraten. Es werden technologiespezifische Kennwerte und Effizienzstandards definiert.
Effizienz plus	Zusätzlich zum Referenzszenario Einführung eines Verpflichtungssystems (Circa 500 Energieunternehmen nehmen an einem Verpflichtungssystem teil [0,5 Prozent Energieeinsparung pro Jahr].) Die verpflichteten Parteien setzen wirtschaftliche Effizienzpotenziale in öffentlichen und gewerblichen Immobilien um. Verstärkte Aktivitäten von Energiedienstleistungsunternehmen.
Energiekonzept	Verstärkte Effizienzentwicklung im Vergleich zum Referenzszenario. Alle Instrumente werden verstärkt. Gezielte Förderung von Investitionen in Energieeffizienz im Bereich öffentlicher Gebäude.
WWF	Der Raumwärmebedarf sinkt bis 2050 auf nahezu null. Der Anstieg des Bedarfs an Klimakälte wird durch hocheffiziente Technologien begrenzt. Es werden grundsätzlich die besten verfügbaren Technologien eingesetzt.

Prognos

Annahmen in den Szenarien zur Entwicklung des Verkehrssektors

Tabelle 7-5

Verkehr	
BAU	Zunehmende Substitution von fossilen Treibstoffen mit Biotreibstoffen. Zunehmende Bedeutung von Elektromobilität führt zu ansteigendem Stromverbrauch.
Referenz	Zunehmende Substitution von fossilen Treibstoffen mit Biotreibstoffen. Zunehmende Bedeutung von Elektromobilität führt zu ansteigendem Stromverbrauch. Vermeidung von Leerfahrten, Verbesserungen der Kapazitätsnutzung. Gezielte Förderung der Elektro-Mobilität.
Effizienz plus	Die Effizienz im Verkehrssektor wird durch ein Effizienzverpflichtungssystem nicht zusätzlich gesteigert. Es gelten die Annahmen des Referenzszenarios.
Energiekonzept	Verstärkte Effizienzentwicklung im Vergleich zum Referenzszenario. Zunehmende Nutzung sparsamer Motoren. Alle Instrumente des Referenzszenarios werden verstärkt.
WWF	Der Güterverkehr wird größtenteils auf die Schiene verlagert. Der auf der Straße verbleibende Teil nutzt 2050 ausschließlich Biotreibstoffe, die nachhaltig produziert werden. Der Individualverkehr wird weitgehend auf Elektromobilität umgestellt.

7.2 Exkurs: Einfluss eines verringerten Stromverbrauchs auf die zu erwartenden Großhandelspreise

Der Exkurs untersucht, welche Auswirkung ein verringerter Stromverbrauch auf die Entwicklung der stündlichen Großhandelspreise haben könnte. Abweichungen der Großhandelspreise zwischen den Szenarien haben aber keinen direkten Einfluss auf die in der Studie berechneten Gesamtkosten (Vollkosten) der Stromerzeugung. Der Einfluss eines veränderten Kraftwerkseinsatzes auf diese Kosten der Stromproduktion wurde bereits durch die stündliche und blockscharfe Simulation des Kraftwerksparks abgebildet.

Eine Senkung des Strombedarfs führt bei einem gleichbleibenden Angebot von Erzeugungsleistung tendenziell zu einer Senkung der Börsenpreise. Wenn durch Effizienzmaßnahmen eine plötzliche Senkung des Stromverbrauchs erzielt werden kann, kann es vorübergehend zu einer Senkung der Börsenstrompreise kommen. Mittel- und langfristig reagiert der Kraftwerkspark auf die veränderte Verbrauchsentwicklung beziehungsweise geringere Bör-

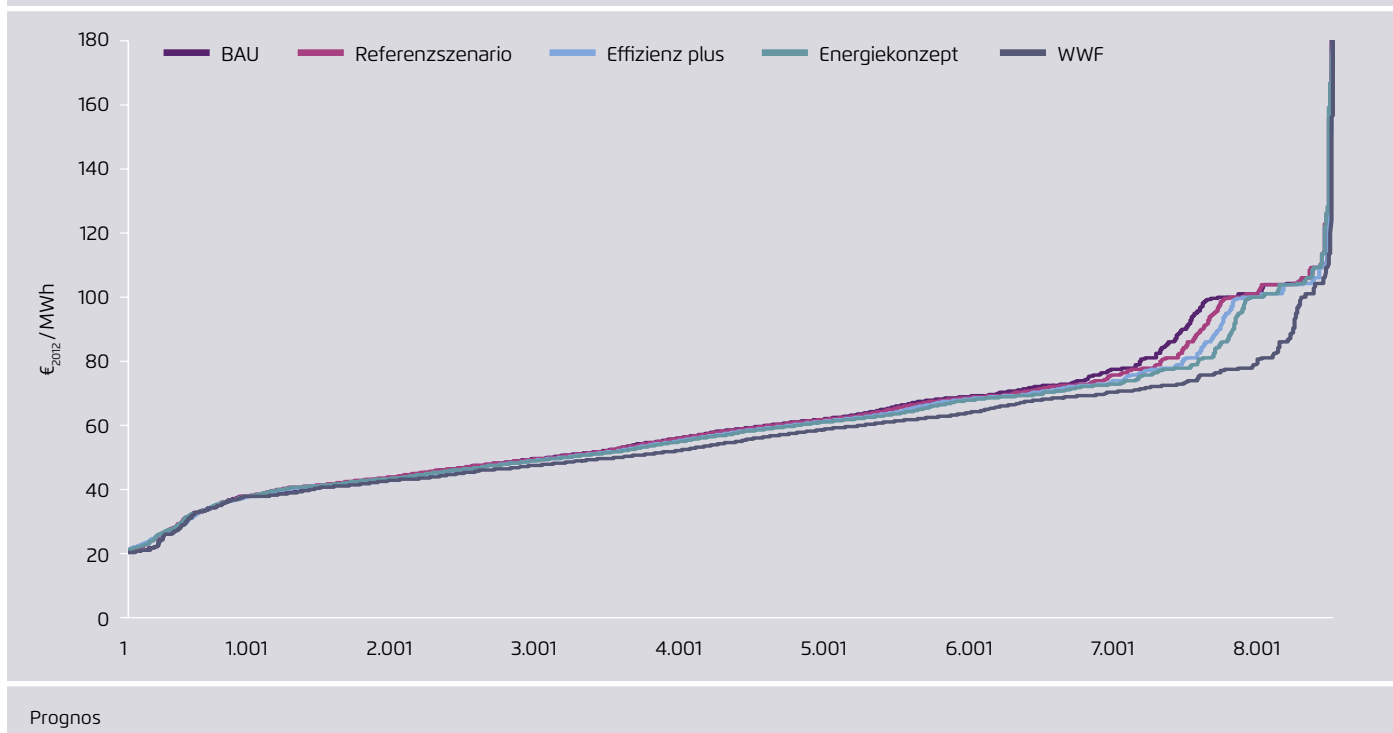
senpreise mit einer Verknappung des Angebotes durch frühere Stilllegungen beziehungsweise eine Verringerung des Kraftwerksneubaus.

Ob die Börsenpreise langfristig durch eine Senkung des Stromverbrauchs gegenüber einer Referenzentwicklung sinken oder steigen, lässt sich nicht belastbar vorhersagen, da hier verschiedene Faktoren mit unterschiedlichen Wirkrichtungen Einfluss auf das Ergebnis nehmen (unter anderem Alter und Kostenstruktur des bestehenden Kraftwerksparks, Entwicklung der KWK-Stromerzeugung, Aktivierung von Lastmanagementpotenzialen, Annahmen zu Kapazitätselementen).

Unter den in dieser Studie getroffenen Annahmen ergaben die Modellrechnungen keinen signifikanten Zusammenhang zwischen der Verbrauchssenkung in den Szenarien und der Entwicklung der Großhandelspreise. Die folgenden Abbildungen zeigen, dass die Börsenpreise in allen Szenarien im Mittel und auch über die meisten Stunden im Jahr eine sehr ähnliche Höhe haben.

Sortierte Preiskurve (auf Grenzkostenbasis) der Szenarien im Jahr 2030

Abbildung 7-1



Im WWF-Szenario treten im Jahr 2030 im Bereich der teuersten Stunden geringere Preise auf als in den anderen Szenarien (vgl. Abbildung 7-1). Aufgrund des starken Verbrauchsrückgangs und des unterstellten relativ großen Kraftwerksbestands treten hier den Marktpreis treibende Knappheiten seltener auf.

Die Grenzkosten der Stromerzeugung liegen damit im Jahr 2030 im WWF-Szenario im Mittel um 0,7 bis 1,3 Euro/MWh niedriger als in den anderen berechneten Szenarien. Im Jahr 2050 zeigt die Auswertung keinen signifikanten Einfluss des Verbrauchs auf die Börsenpreise (vgl. Abbildung 7-2). Der Grund hierfür ist die langfristige dynamische Anpassung des fossil-thermischen Kraftwerksparks an den jeweiligen Strombedarf in allen Szenarien. Die mittleren Grenzkosten sind in allen Szenarien sehr ähnlich.

Die Höhe der Großhandelspreise wie auch der Verbraucherpreise ist für die grundsätzliche Fragestellung dieser Studie nach den Gesamtkosten (Vollkosten) der Stromerzeugung und Stromverteilung nicht relevant. Marktpreise erzeugen

lediglich Verteilungseffekte für die entstehenden Kosten und standen nicht im Fokus dieser Studie.

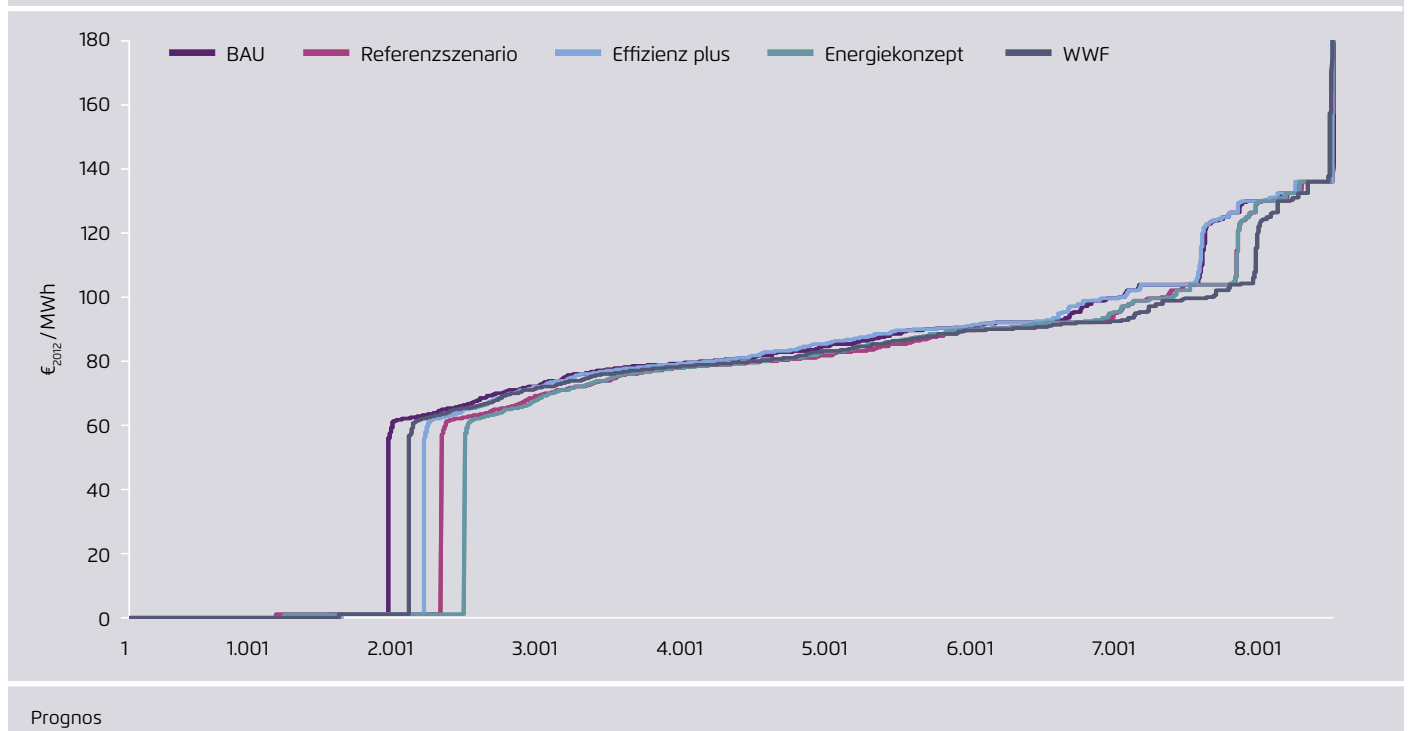
7.3 Sensitivität: Höhere Erneuerbare-Energien-Anteile durch mehr Energieeffizienz

Für die betrachteten fünf Grundscenarien wurde ein einheitlicher Anteil der Erneuerbaren Energien an der Deckung des Stromverbrauchs unterstellt. Eine Senkung des Stromverbrauchs führte in den Berechnungen deshalb immer auch zu einer absoluten Verringerung der konventionellen und erneuerbaren Stromerzeugung. In der folgenden Sensitivitätsrechnung werden die Effekte einer Senkung des Stromverbrauchs bei gleichzeitiger Beibehaltung des Ausbaupfades der Erneuerbaren Energien untersucht. Hierfür werden die Annahmen aus zwei analysierten Szenarien kombiniert:

- Der Stromverbrauchspfad aus dem Szenario Energiekonzept und
- der Ausbaupfad der Erneuerbaren Energien aus dem Referenzszenario.

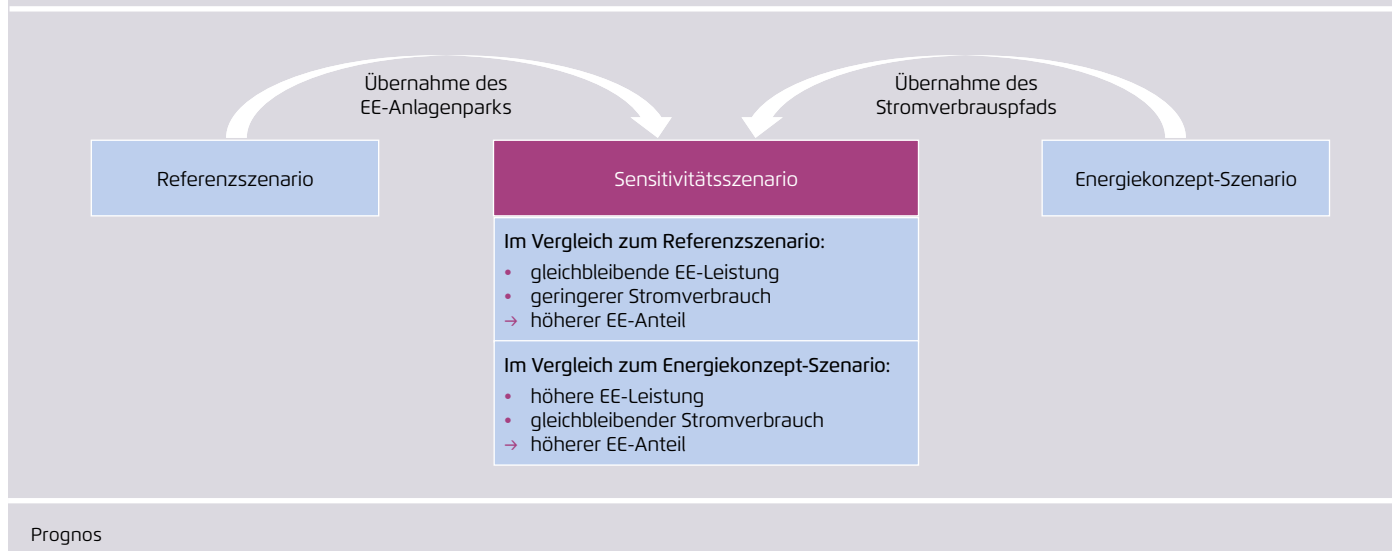
Sortierte Preiskurve (auf Grenzkostenbasis) der Szenarien im Jahr 2050

Abbildung 7-2



Konzept des Sensitivitätsszenarios

Abbildung 7-3



In dieser Sensitivität steigt damit der Anteil der Erneuerbaren Energien schneller als im Referenzszenario als auch im Energiekonzept-Szenario. Statt erst 2050 erreichen hier die Erneuerbaren Energien bereits im Jahr 2042 den in den anderen Szenarien für 2050 unterstellten Zielwert von 81 Prozent.

Die Sensitivitätsbetrachtung zeigt, dass eine gesteigerte Energieeffizienz in Kombination mit einem ambitionierten Ausbaupfad der Erneuerbaren Energien zu höheren Anteilen der Erneuerbaren Energien im Stromsystem führt.

Durch die gegenüber dem hier gewählten Ausgangsszenario (Energiekonzept) geringere notwendige konventionelle Stromerzeugung reduziert sich der CO₂-Ausstoß. Im Jahr 2042 liegen die CO₂-Emissionen in der Sensitivität mit 42 Millionen Tonnen deutlich unter dem Wert des Energiekonzept-Szenarios sowie des Referenzszenarios.

Auch die Kosten der konventionellen Erzeugung liegen für die Sensitivität unter den Kosten des Szenarios Energiekonzept. Allerdings kostet der größere aus dem Referenzszenario übernommene erneuerbare Erzeugungspark mehr als der entsprechende Park aus dem Szenario Energiekonzept.

In Summe ergeben sich im Jahr 2042 für die Sensitivität Mehrkosten für die Stromerzeugung in Höhe von 3,3 Milliarden Euro₂₀₁₂ im Vergleich zum Energiekonzept-Szenario.

Gegenüber dem Referenzszenario ergibt sich in der Sensitivität eine Kostenersparnis von 4,7 Milliarden Euro₂₀₁₂. Durch den geringeren Stromverbrauch in der Sensitivität sinken im Vergleich zum Referenzszenario die Kosten der konventionellen Stromerzeugung.

Eine Modellierung des notwendigen Netzausbaus für die Sensitivität und deren Kosten konnte im Rahmen der Studie nicht durchgeführt werden.

Annahmen und Ergebnisse der Sensitivitätsrechnung für das Jahr 2042

Tabelle 7-6

		Referenz	Sensitivität	Energiekonzept
Stromverbrauchs-pfad		Referenz	Energiekonzept	Energiekonzept
EE-Anlagenpark		Referenz	Referenz	Energiekonzept
Anteil Erneuerbarer Energien im Jahr 2042	%	72	81	72
CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung	Mio. t	89	42	76
Kosten der erneuerbaren Stromerzeugung	Mrd. € ₂₀₁₂	40,4	40,4	34,4
Kosten der konventionellen Stromerzeugung	Mrd. € ₂₀₁₂	12,5	7,8	10,5
Gesamtkosten der Stromerzeugung	Mrd. € ₂₀₁₂	52,9	48,2	44,9

Berechnungen Prognos und IAEW

Literaturverzeichnis

Agora 2013

Agora/Consentec: *Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland*, <http://www.agora-energie-wende.de/service/publikationen/publikation/pub-action/show/pub-title/studie-kostenoptimaler-ausbau-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland/>

BDEW 2008

BDEW: *Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz*, [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/\\$file/BDEW_RL_EA-am-MS-Netz_Juni_2008_end.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/$file/BDEW_RL_EA-am-MS-Netz_Juni_2008_end.pdf)

BMU 2013

BMU: *Zeitreihen zur Entwicklung der Kosten des EEG*
<http://www.erneuerbare-energien.de/unser-service/mediathek/downloads/detailansicht/artikel/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland>

BNetzA 2012

Bundesnetzagentur: *Monitoringbericht 2012*
http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2012/MonitoringBericht2012.pdf%3F__blob%3DpublicationFile%26v%3D2

dena 2013

dena: *dena-Verteilungsnetzstudie*
http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/denaVNS_Abschlussbericht.pdf

dena 2012

dena: *Integration der erneuerbaren Energien in den deutschen europäischen Strommarkt* (Integration EE), 2012
http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Presse/Meldungen/2012/Endbericht_Integration_EE.pdf

Dierkes et al. 2013

S. Dierkes, A. Wagner, J. Eickmann und A. Moser: *Wirk- und Blindleistungsverhalten von Verteilungsnetzen mit hoher Durchdringung dezentraler Erzeugung*. In: ETG Kongress, Berlin, 2013

DIW 2013

DIW: *Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050*, http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.424566.de/diw_datadoc_2013-068.pdf

DLR et al. 2012

DLR et al. 2012: *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*

EEG Anlagenstammdaten 2013

EEG-Anlagenstammdaten 2013
<http://www.eeg-kwk.net/de/Anlagenstammdaten.htm>

ene't 2013

ene't: *Karte der Stromnetzbetreiber Niederspannung*
http://www.enet.eu/tl_files/enet/karten/netzbetreiber-strom-nsp-20111011.jpg

ENTSO-E 2013

ENTSO-E: *Procedures for Cross-Border Transmission Capacity Assessments*, https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/ntc/entsoe_proceduresCapacityAssessments.pdf

ENTSO-E 2012

ENTSO-E: *Ten-Year Network Development Plan 2012*
https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/SDC/TYNDP/2012/TYNDP_2012_report.pdf

ENTSO-E 2001

ENTSO-E: *NTC Matrix*, <https://www.entsoe.eu/publications/market-reports/ntc-values/ntc-matrix/>

FVEE 2010

FVEE 2010: *Energiekonzept 2050*

Hermes et al. 2009

R. Hermes, T. Ringelband, S. Prousch und H.-J. Haubrich: *Netzmodelle auf öffentlich zugänglicher Datenbasis*, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, pp. 76-78, 2009

Literaturverzeichnis

Katzfey et al. 2011

J. Katzfey, W. Nick, A. Moser, H. Schuster, P. Wittenberg, R. Kremp und A. Michels: *Abschätzung des EEG-bedingten Ausbaubedarfs in deutschen Verteilungsnetzen bis 2020*, ew, S. 22-26, 11, 2011

VDE-AR-N 4105, 2012

F. N. i. VDE 2012: *Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz* (VDE-AR-N 4105)

Netzentwicklungsplan 2013

Netzentwicklungsplan 2013

<http://www.netzentwicklungsplan.de/content/netzentwicklungsplan-2013-zweiter-entwurf>

Offshore-Netzentwicklungsplan 2013

Offshore-Netzentwicklungsplan 2013

<http://www.netzentwicklungsplan.de/content/offshore-netzentwicklungsplan-2013-zweiter-entwurf>

O-NEP 2013

Offshore-Netzentwicklungsplan 2013 – zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, http://www.netzentwicklungsplan.de/ONEP_2013_2%20Entwurf_Teil%20I.pdf

Prognos, EWI, GWS 2010

Prognos, EWI, GWS 2010: *Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung*

Prognos, Öko-Institut, Ziesing 2009

Prognos, Öko-Institut, Ziesing, 2009: *Modell Deutschland – Klimaschutz bis 2050*. Im Auftrag des WWF

Ringelband 2011

T. Ringelband: *Unsicherheit witterungsabhängiger Übertragungskapazitäten bei der Netzbetriebsplanung*, Aachen: Klinkenberg Verlag, 2011

SRU 2010

SRU 2010: *Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung*

The Windpower 2013

The Windpower: *Wind turbines and wind farms database*
<http://www.thewindpower.net/>

Publikationen von Agora Energiewende

AUF DEUTSCH

12 Thesen zur Energiewende

Ein Diskussionsbeitrag zu den wichtigsten Herausforderungen im Strommarkt (Lang- und Kurzfassung)

Brauchen wir einen Kapazitätsmarkt?

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten der Diskussionsveranstaltung am 24. August 2012 in Berlin

Die Zukunft des EEG – Evolution oder Systemwechsel?

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten der Diskussionsveranstaltung am 13. Februar 2013 in Berlin

Ein radikal vereinfachtes EEG 2.0 und ein umfassender Marktdesign-Prozess

Konzept für ein zweistufiges Verfahren 2014-2017

Ein robustes Stromnetz für die Zukunft

Methodenvorschlag zur Planung – Kurzfassung einer Studie von BET Aachen

Entwicklung der Windenergie in Deutschland

Eine Beschreibung von aktuellen und zukünftigen Trends und Charakteristika der Einspeisung von Windenergieanlagen

Erneuerbare Energien und Stromnachfrage im Jahr 2022

Illustration der anstehenden Herausforderungen der Energiewende in Deutschland.

Analyse auf Basis von Berechnungen von Fraunhofer IWES

Kapazitätsmarkt oder Strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt?

Eine Übersicht über die in der Diskussion befindlichen Modelle zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland

Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland

Ein Vergleich möglicher Strategien für den Ausbau von Wind- und Solarenergie in Deutschland bis 2033

Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland

Endbericht einer Studie von Fraunhofer ISI und der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft

Kritische Würdigung des Netzentwicklungsplanes 2012

Kurzstudie des Büros für Energiewirtschaft und technische Planung (BET)

Reform des Konzessionsabgabenrechts

Gutachten vorgelegt von Raue LLP

Steigende EEG-Umlage: Unerwünschte Verteilungseffekte können vermindert werden

Analyse des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW)

Publikationen von Agora Energiewende

Strommarktdesign im Vergleich: Ausgestaltungsoptionen eines Kapazitätsmarkts

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten für die Diskussionsveranstaltung am 10. Juni 2013 in Berlin

Stromverteilnetze für die Energiewende

Empfehlungen des Stakeholder-Dialogs Verteilnetze für die Bundesrepublik – Schlussbericht

Vorschlag für eine Reform der Umlage-Mechanismen im Erneuerbare Energien Gesetz (EEG)

Studie des Öko-Instituts im Auftrag von Agora Energiewende

Wie wird sich die Windenergie in Deutschland weiterentwickeln?

Dokumentation der Diskussion zur Kurzstudie Entwicklung der Windenergie in Deutschland am 5. Juli 2013

Zusammenhang von Strombörsen und Endkundenpreisen

Studie von Energy Brainpool

AUF ENGLISCH

12 Insights on Germany's Energiewende

An Discussion Paper Exploring Key Challenges for the Power Sector

A radically simplified EEG 2.0 in 2014

Concept for a two-step process 2014-2017

Cost Optimal Expansion of Renewables in Germany

A comparison of strategies for expanding wind and solar power in Germany

Load Management as a Way of Covering Peak Demand in Southern Germany

Summary of intermediate findings from a study conducted by Fraunhofer ISI and
Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft

Report on the Polish power system

Version 1.0

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: www.agora-energiewende.de

Wie gelingt uns die Energiewende?

Welche konkreten Gesetze, Vorgaben und Maßnahmen sind notwendig, um die Energiewende zum Erfolg zu führen? Agora Energiewende will helfen, den Boden zu bereiten, damit Deutschland in den kommenden Jahren die Weichen richtig stellt. Wir verstehen uns als Denk- und Politiklabor, in dessen Mittelpunkt der Dialog mit den relevanten energiepolitischen Akteuren steht.



Agora Energiewende

Rosenstraße 2 | 10178 Berlin

T +49. (0)30. 284 49 01-00

F +49. (0)30. 284 49 01-29

www.agora-energiewende.de

info@agora-energiewende.de

