
Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland

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

DATENANHANG

Agora
Energiewende



Inhaltsverzeichnis

Wesentliche Annahmen der Studie

1	Annahmen zur Entwicklung der Preise für Brennstoffe und Emissionszertifikate	4
2	Annahmen zur Lastentwicklung in Deutschland und Abbildung in der Marktsimulation	4
3	Annahmen zu Entwicklung der Stromnachfrage und Spitzenlast in betrachteten Ländern	5
4	Annahmen zu Wirkungsgraden konventioneller Kraftwerke in Abhängigkeit des Inbetriebnahmejahrs	5
5	Annahmen zur Verfügbarkeit thermischer Kraftwerke	6
6	Annahmen zu Kosten konventioneller Kraftwerke sowie sonstiger EE-Erzeugung	6
7	Annahmen zur installierten Leistung in konventionellen Kraftwerken und EE in Deutschland und Europa 2023 (Angaben in GW)	7
8	Annahmen zur installierten Leistung in konventionellen Kraftwerken und EE in Deutschland und Europa 2033 (Angaben in GW)	8
9	Annahmen zu den Import- und Export-Kapazitäten an den deutschen Außengrenzen 2023 und 2033 in Abhängigkeit von der unterstellten Netzausbaugeschwindigkeit (Angaben in MW)	9
10	Annahmen zu installierter Wind- und PV-Leistung sowie Erzeugungsmenge in Abhängigkeit des betrachteten EE-Ausbaupfads	9
11	Annahmen zu installierten Wind- und PV-Leistungen 2023 und 2033 je Bundesland in Abhängigkeit vom betrachteten EE-Ausbauszenario (Angaben in MW)	10
12	Kostenannahmen für Wind und Solaranlagen	10
13	Kostenannahmen für Ausbaumaßnahmen im Übertragungsnetz	11
14	Kostenannahmen für Ausbaumaßnahmen im Verteilnetz	11

Ergebnisse im Detail

15	Abschätzung der Gesamtkosten des deutschen Stromversorgungssystems im Basisszenario 2023 und 2033	12
16	Kostendifferenzen in den betrachteten Szenarien je Kostenblock im Vergleich zum Basisszenario (2023, Angaben in Mio. €/a)	12
17	Kostendifferenzen in den betrachteten Szenarien je Kostenblock im Vergleich zum Basisszenario (2033, Angaben in Mio. €/a)	13
18	Notwendige Abregelung von Must-Run Anlagen nach betrachtetem Szenario (2023)	13
19	Notwendige Abregelung von Must-Run Anlagen nach betrachtetem Szenario (2033)	13
20	Erzeugungsmengen, Importe und Exporte Deutschland nach betrachtetem Szenario 2023	14
21	Erzeugungsmengen, Importe und Exporte Deutschland nach betrachtetem Szenario 2033	14

1 Annahmen zur Entwicklung der Preise für Brennstoffe und Emissionszertifikate

(real 2010)	Einheit	2010	2023	2033
Braunkohle (frei Kraftwerk)	€/MWh_th	1,5	1,5	1,5
Steinkohle (Grenzübergang DE)	€/t_SKE	85	79	86
Gas (Grenzübergang DE)	€/MWh_hu	21	26	27
Öl (Grenzübergang DE)	€/toe	446	572	696
CO2	€/t	13	27	45

Tabelle 1: Annahme zur Entwicklung der Preise für Brennstoffe und Emissionszertifikate

Quelle: Szenariorahmen für den NEP 2013 (ÜNB-Entwurf)

Link:

http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Szenariorahmen/Eingereichte%20Szenariorahmen%20zum%20NEP%202013.pdf?__blob=publicationFile

2 Annahmen zur Lastentwicklung in Deutschland und Abbildung in der Marktsimulation

Last in Deutschland	2011	2023	2033	Kommentar
Stromnachfrage exkl. Netzverluste und Eigenverbrauch [TWh]	536,8	535,4	535,4	Nettostromverbrauch (ohne Netzverluste und Eigenverbrauch Kraftwerke)
Spitzenlast [GW]	86,4	84	84	ohne Netzverluste Übertragungsnetz
Stromnachfrage inkl. Netzverluste [TWh]	n/a	561,2	561,2	wie für Marktsimulation berücksichtigt inkl. Netzverluste; ohne Eigenverbrauch, da Marktsimulation Netto-Erzeugungsleistung betrachtet
Spitzenlast [GW]	n/a	84,84	84,84	wie für Marktsimulation berücksichtigt

Erläuterung: Für die Marktsimulation sind zusätzlich zu den 535,4 TWh Nettostromverbrauch durch die Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken und EE-Kapazitäten noch die Netzverluste aller Spannungsebenen zu decken. Die Netzverluste in Höchstspannungsnetz erhöhen die Spitzenlast um rd. 1 %.

Tabelle 2: Annahmen zur Lastentwicklung in Deutschland und Abbildung in der Marktsimulation

Quelle: Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2013, Vorschlag der ÜNB zum NEP 2012 (Höhe Netzverluste)

Link:

http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Szenariorahmen/Genehmigung%20des%20Szenariorahmens%20zum%20NEP%202013.pdf?__blob=publicationFile

3 Annahmen zu Entwicklung der Stromnachfrage und Spitzenlast in betrachteten Länder

Land	Nachfrage 2023 [TWh]	Spitzenlast 2023 [GW]	Nachfrage 2033 [TWh]	Spitzenlast 2033 [GW]
AT	76,0	10,9	72,6	10,5
BE	98,2	13,3	104,9	14,5
CH	68,4	9,4	68,4	9,4
CZ	64,1	8,7	76,4	10,7
DE	561,2	84,8	561,2	84,8
DK	18,1	2,7	17,7	2,7
ES	319,6	45,0	295,6	41,9
FR	521,4	75,1	487,1	68,8
GB	311,6	44,8	342,9	51,3
HU	47,6	7,5	49,4	7,5
IT	374,6	67,8	372,5	62,5
NL	131,4	20,5	130,2	19,6
NO	135,8	25,2	135,8	25,3
PL	177,5	24,2	156,5	21,3
PT	59,1	8,2	59,1	8,2
SE	256,4	39,5	253,2	39,0
SI	14,2	2,5	12,9	2,3
SK	32,8	4,7	31,6	4,4

Tabelle 3: Annahmen zu Entwicklung der Stromnachfrage und Spitzenlast in betrachteten Ländern

Quelle: Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2012-2030

Link: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/SDC/SOAF/120705_SOAF_2012_Dataset.zip

4 Annahmen zu Wirkungsgraden konventioneller Kraftwerke in Abhängigkeit des Inbetriebnahmejahrs

	Inbetriebnahmejahr							
	vor 1960	1970	1980	1990	2000	2010	2020	2030
Braunkohle	32%	35%	37%	38%	43%	45%	47%	50%
Steinkohle	32%	36%	38%	43%	45%	46%	50%	52%
Erdgas-DT	38%	40%	43%	52%	57%	60%	62%	62%
Erdgas-GT	25%	27%	29%	34%	38%	41%	42%	45%
Öl-DT	25%	27%	29%	34%	38%	41%	42%	45%
Öl-GT	25%	27%	29%	34%	38%	41%	42%	45%

Tabelle 4: Annahmen zu Wirkungsgraden konventioneller Kraftwerke in Abhängigkeit des Inbetriebnahmejahrs

Quellen: VGB Powertech, Alstom, Hersteller-/Betreiberangaben, Konstantin, P.: Praxisbuch Energiewirtschaft, 2. Auflage

5 Annahmen zur Verfügbarkeit thermischer Kraftwerke

KW-Typ	Verfügbarkeit
Braunkohle	86%
Steinkohle	84%
Erdgas-DT	88%
Erdgas-GT	88%
Öl	90%
Hydro	96%

Tabelle 5: Annahmen zur Verfügbarkeit thermischer Kraftwerke

Quelle: VGB-Statistik zur mittleren Arbeitsverfügbarkeit 1999-2008

6 Annahmen zu Kosten konventioneller Kraftwerke sowie sonstiger EE-Erzeugung

KW-Typ	Nutzungsdauer [a]	Zinssatz	Annuitätsfaktor [1/a]	spez. Investkosten [€/kW_brutto]	jährliche Fixkosten [€/kW/a]	Annuität [€/kW/a]
Braunkohle	50	10%	0,100859174	1850	37	223,589472
Steinkohle	50	10%	0,100859174	1300	24	155,1169263
Erdgas DT	45	10%	0,101391005	950	20	116,3214545
Erdgas GT	45	10%	0,101391005	400	9	49,55640188
Öl DT	50	10%	0,100859174	950	20	115,8162153
Öl GT	50	10%	0,100859174	400	9	49,34366962
PSKW	60	10%	0,100329509	1350	0	135,4448375
LWKW	60	10%	0,100329509	1800	0	180,5931166

Anmerkungen: Annahmen relevant zur Ermittlung der Gesamtkosten des Stromversorgungssystems im Basisszenario (Referenz); Annahmen zu Stromgestehungskosten der Biomasse (explizite Differenzierung zwischen CAPEX und OPEX nicht erforderlich): 195 €/MWh

Tabelle 6: Annahmen zu Kosten konventioneller Kraftwerke sowie sonstiger EE-Erzeugung

Quellen: Energieszenarien 2010 EWI/Prognos, VGB Investment and Operation Cost Figures, Kurzanalyse der Kraftwerksplanung in Deutschland bis 2020 (dena), ÜNB Vorschlag zum Szenariorahmen NEP 2013, Jahresprognose 2013 und Mittelfristprognose bis 2017 zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken, eigene Erfahrungswerte

7 Annahmen zur installierten Leistung in konventionellen Kraftwerken und EE in Deutschland und Europa 2023 (Angaben in GW)

in GW	DE	NL	BE	FR	CH	AT	CZ	PL	DK	SE	NO	FI	UK	ES	PO	IT	HU	SK	SI
Thermisch konventionell																			
Kernkraft	0,00	0,50	4,12	65,00	2,80	0,00	3,60	0,00	0,00	10,40	0,00	5,90	12,32	7,00	0,00	0,00	1,89	2,88	0,70
Braunkohle	17,62	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7,50	7,49	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,20	0,00	0,00	0,68	0,20	0,85
davon KWK	3,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,17	1,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00	0,01	0,12	0,07
davon stromgef	13,92	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,33	6,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,18	0,00	0,00	0,67	0,08	0,78
Steinkohle	25,71	7,50	0,24	3,90	0,00	1,66	0,90	21,10	2,22	0,10	0,00	2,30	14,54	5,60	0,58	7,00	0,00	0,20	0,39
davon KWK	5,76	0,69	0,00	0,25	0,00	0,97	0,38	3,86	1,13	0,00	0,00	0,30	0,00	0,06	0,00	0,03	0,00	0,12	0,03
davon stromgef	19,95	6,81	0,24	3,65	0,00	0,69	0,52	17,24	1,09	0,10	0,00	2,00	14,54	5,54	0,58	6,97	0,00	0,08	0,36
Erdgas	32,99	24,30	10,24	8,30	0,90	7,69	2,60	2,80	2,48	0,90	1,10	2,30	35,51	37,00	3,83	53,70	5,60	0,88	0,69
davon KWK	9,69	6,97	2,50	4,44	0,68	4,19	1,95	0,47	1,61	0,89	0,28	2,30	8,20	6,22	0,80	11,00	1,26	0,66	0,00
davon stromgef	23,30	17,33	7,74	3,86	0,23	3,49	0,65	2,33	0,87	0,01	0,82	0,00	27,31	30,78	3,03	42,70	4,34	0,22	0,69
davon GT	5,49	0,89	0,36	0,84	0,00	0,00	0,30	1,59	0,44	0,01	0,15	0,00	0,64	1,17	0,14	7,64	0,59	0,11	0,35
davon DT / GuD	17,81	16,43	7,38	3,02	0,23	3,49	0,35	0,74	0,44	0,00	0,67	0,00	26,68	29,61	2,89	35,06	3,75	0,11	0,35
Öl / Sonstiges	6,04	1,40	0,08	9,30	0,00	1,36	0,10	0,00	1,98	3,80	0,10	1,40	0,00	0,30	0,00	19,80	0,41	1,67	0,23
davon KWK	2,22	1,40	0,08	0,31	0,00	0,48	0,10	0,00	1,98	0,28	0,00	0,24	0,00	0,13	0,00	1,80	0,00	1,39	0,00
davon stromgef	3,82	0,00	0,00	8,99	0,00	0,87	0,00	0,00	0,00	3,52	0,10	1,16	0,00	0,17	0,00	18,00	0,41	0,28	0,23
davon GT	1,41	0,00	0,00	1,95	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,52	0,02	0,58	0,00	0,01	0,00	3,22	0,06	0,14	0,12
davon DT / GuD	2,40	0,00	0,00	7,04	0,00	0,87	0,00	0,00	0,00	0,00	0,08	0,58	0,00	0,17	0,00	14,78	0,35	0,14	0,12
Hydraulisch konventionell + EE																			
Gesamt		0,04	1,45	25,20	19,00	19,30			0,00										
davon PSKW	11,00	0,00	1,31	5,30	5,40	8,10	1,70	1,41	0,00	0,00	0,40	0,00	2,74	5,30	4,43	4,20	0,00	0,91	0,58
Pumpe		0,00	1,31	4,40	5,40	7,50	1,70	1,41	0,00	0,00	0,40	0,00	2,74	4,70	4,43	4,20	0,00	0,91	0,58
Turbine		0,00	1,31	5,30	5,40	8,10	1,70	1,41	0,00	0,00	0,40	0,00	2,74	5,30	4,43	4,20	0,00	0,91	0,58
davon SKW	0,00	0,00	0,00	12,30	9,90	5,20	0,10	0,55	0,00	16,20	30,60	2,40	0,00	13,20	0,00	13,00	0,00	0,00	0,00
davon LWKW	4,80	0,04	0,14	7,60	3,70	6,00	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,80	1,13	4,00	3,07	4,80	0,07	1,64	1,26
EE (nicht hydraulisch)																			
Wind onshore	N/A	4,00	2,32	15,00	0,50	1,92	0,60	6,65	3,87	6,50	2,20	1,70	9,15	33,50	5,75	15,70	0,75	0,15	0,34
Wind offshore	N/A	2,00	2,19	2,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,14	0,20	0,00	0,80	16,56	0,80	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
Photovoltaik	N/A	0,10	1,34	8,00	1,60	0,41	2,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	11,10	0,93	30,00	0,06	0,55	0,00
Biomasse	8,50	0,90	2,45	1,50	0,50	1,65	0,50	0,75	0,45	3,70	0,00	2,90	1,33	1,90	0,25	3,50	0,60	0,26	0,00
Sonstige	1,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,30	0,66	0,10	1,64	0,00	0,00	0,00	0,00

Anmerkungen: Installierte Leistungen Wind und PV in Deutschland szenarienabhängig

Tabelle 7: Annahmen zur installierten Leistung in konventionellen Kraftwerken und EE in Deutschland und Europa 2023 (Angaben in GW)

Quellen: Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2013 (konventioneller KW-Park in Deutschland), Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2012-2030 (Annahmen zur Entwicklung konventionelle Erzeugung und EE-Erzeugung im Ausland), Statistics and Prospects for the European Electricity Sector - 37th Edition - EURPROG 2009 (Annahmen zum Anteile der KWK-Erzeugung und Aufteilung Gas-/Dampfturbinen), Eurelectric - Power Statistics & Trends 2012 Edition (ergänzenden Annahmen zur hydraulischen Erzeugung im

8 Annahmen zur installierten Leistung in konventionellen Kraftwerken und EE in Deutschland und Europa 2033 (Angaben in GW)

in GW	DE	NL	BE	FR	CH	AT	CZ	PL	DK	SE	NO	FI	UK	ES	PO	IT	HU	SK	SI
Thermisch konventionell																			
Kernkraft	0,00	0,50	4,12	65,00	2,80	0,00	3,60	0,00	0,00	10,40	0,00	5,90	12,32	7,00	0,00	0,00	1,89	2,88	0,70
Braunkohle	11,77	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7,50	7,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,20	0,00	0,00	0,68	0,20	0,85
davon KWK	3,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,89	1,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,06	0,00	0,00	0,01	0,12	0,10
davon stromgef	8,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,61	5,89	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,14	0,00	0,00	0,67	0,08	0,75
Steinkohle	20,18	27,50	0,24	3,90	0,00	1,66	0,90	21,10	0,48	0,10	0,00	2,30	14,54	5,60	0,58	7,00	0,00	0,20	0,05
davon KWK	5,57	2,70	0,00	0,38	0,00	0,97	0,47	3,96	0,34	0,00	0,00	0,31	0,00	0,15	0,00	0,03	0,00	0,12	0,01
davon stromgef	14,61	24,80	0,24	3,52	0,00	0,69	0,43	17,14	0,14	0,10	0,00	1,99	14,54	5,45	0,58	6,97	0,00	0,08	0,04
Erdgas	41,02	21,80	10,27	7,90	0,90	7,69	2,60	1,57	1,90	0,90	1,10	2,30	35,51	37,00	4,67	45,60	5,60	0,88	0,49
davon KWK	9,66	6,25	2,50	1,69	0,68	4,19	1,94	0,26	1,18	0,89	0,15	2,30	10,05	6,66	1,36	13,00	0,87	0,71	0,00
davon stromgef	31,36	15,55	7,77	6,21	0,23	3,49	0,66	1,31	0,72	0,01	0,95	0,00	25,46	30,34	3,31	32,60	4,73	0,17	0,49
davon GT	6,88	0,80	0,36	1,35	0,00	0,00	0,30	0,89	0,36	0,01	0,17	0,00	0,59	1,15	0,15	5,83	0,64	0,09	0,25
davon DT / GuD	24,48	14,75	7,40	4,86	0,23	3,49	0,36	0,42	0,36	0,00	0,77	0,00	24,87	29,19	3,16	26,77	4,09	0,09	0,25
Öl / Sonstiges	3,19	1,40	0,08	5,50		1,36	0,10		1,98	3,80	0,10	1,40		0,30		19,10	0,41	0,84	0,23
davon KWK	2,47	1,40	0,08	0,32	0,00	0,48	0,00	0,00	1,98	0,23	0,00	0,23	0,00	0,14	0,00	2,00	0,00	0,49	0,00
davon stromgef	0,72	0,00	0,00	5,18	0,00	0,87	0,10	0,00	0,00	3,57	0,10	1,17	0,00	0,16	0,00	17,10	0,41	0,35	0,23
davon GT	0,16	0,00	0,00	1,13	0,00	0,00	0,05	0,00	0,00	3,57	0,02	0,59	0,00	0,01	0,00	3,06	0,06	0,17	0,12
davon DT / GuD	0,56	0,00	0,00	4,06	0,00	0,87	0,05	0,00	0,00	0,00	0,08	0,59	0,00	0,16	0,00	14,04	0,35	0,17	0,12
Hydraulisch konventionell + EE																			
Gesamt	16,00	0,20	1,45	28,70	19,00	19,40			0,00										
davon PSKW	11,00	0,00	1,31	5,30	5,40	8,10	1,90	1,41	0,00	0,00	0,40	0,00	2,74	5,60	7,06	4,00	0,00	0,91	0,58
Pumpe		0,00	1,31	4,40	5,40	7,50	1,90	1,41	0,00	0,00	0,40	0,00	2,74	5,00	7,06	4,00	0,00	0,91	0,58
Turbine		0,00	1,31	5,30	5,40	8,10	1,90	1,41	0,00	0,00	0,40	0,00	2,74	5,60	7,06	4,00	0,00	0,91	0,58
davon SKW	0,00	0,00	0,00	15,80	9,90	5,20	0,50	0,64	0,00	16,30	30,60	2,40	0,00	13,40	0,00	13,20	0,00	0,00	0,00
davon LWKW	5,00	0,20	0,14	7,60	3,70	6,10	0,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,80	1,13	4,00	3,23	4,80	0,07	1,73	1,23
EE (nicht hydraulisch)																			
Wind onshore	N/A	6,00	2,50	38,00	1,00	4,30	1,92	16,00	4,28	7,00	2,20	2,36	19,36	47,67	9,41	19,09	1,60	1,10	0,86
Wind offshore	N/A	10,78	3,76	5,26	0,00	0,00	0,00	5,80	3,65	10,52	0,00	3,20	38,15	1,70	0,20	1,40	0,00	0,00	0,00
Photovoltaik	N/A	3,00	7,00	30,00	3,20	4,00	4,00	5,00	1,00	1,00	0,00	1,00	20,00	18,00	3,00	42,00	2,00	3,00	1,50
Biomasse	9,00	0,70	2,45	3,00	1,10	1,28	1,10	2,30	2,78	4,30	0,00	2,90	1,33	1,50	0,25	4,70	0,60	0,26	0,00
Sonstige	2,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,30	0,66	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Anmerkungen: Installierte Leistungen Wind und PV in Deutschland szenarienabhängig

Tabelle 8: Annahmen zur installierten Leistung in konventionellen Kraftwerken und EE in Deutschland und Europa 2033 (Angaben in GW)

Quellen: Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2013 (konventioneller KW-Park in Deutschland), Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2012-2030 (Annahmen zur Entwicklung konventioneller Erzeugung und sonstiger EE-Erzeugung im Ausland), Statistics and Prospects for the European Electricity Sector - 37th Edition - EURPROG 2009 (Annahmen zum Anteil der KWK-Erzeugung und Aufteilung Gas-/Dampfturbinen), Eurelectric - Power Statistics & Trends 2012 Edition (ergänzenden Annahmen zur hydraulischen Erzeugung im Ausland), Connecting the Sun - Solar Photovoltaics on the Road to Large-Scale Grid Integration (Annahmen zur PV- und Wind-Entwicklung im Ausland; verwendetes Szenario PV: "Accelerated scenario 2020 (8% PV penetration)"; verwendetes Szenario Wind Onshore und Offshore: "2030")

9 Annahmen zu den Import- und Export-Kapazitäten an den deutschen Außengrenzen 2023 und 2033 in Abhängigkeit von der unterstellten Netzausbaugeschwindigkeit (Angaben in MW)

in MW		NTC Zielzeitpunkt 2023 (verzögerter Netzausbau)				NTC Zielzeitpunkt 2023 (schneller Netzausbau)				NTC Zielzeitpunkt 2033 (verzögerter Netzausbau)				NTC Zielzeitpunkt 2033 (schneller Netzausbau)			
		A->B		B->A		A->B		B->A		A->B		B->A		A->B		B->A	
Land A	Land B	Winter	Sommer	Winter	Sommer	Winter	Sommer	Winter	Sommer	Winter	Sommer	Winter	Sommer	Winter	Sommer	Winter	Sommer
DE	AT	3300	2700	3000	2600	4200	3350	3800	3250	4200	3350	3800	3250	4200	3350	3800	3250
DE	BE	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
DE	CH	1500	2060	3500	4400	1500	2060	3500	4400	1500	2060	3500	4400	1500	2060	3500	4400
DE	CZ	800	800	2300	2100	800	800	2300	2100	800	800	2300	2100	800	800	2300	2100
DE	DK (Ost)	600	550	585	550	600	550	585	550	600	550	585	550	600	550	585	550
DE	DK (West)	950	950	1500	1500	1950	1950	2500	2500	1950	1950	2500	2500	1950	1950	2500	2500
DE	FR	3200	3200	2700	2600	3200	3200	2700	2600	3200	3200	2700	2600	3200	3200	2700	2600
DE	NL	5650	5800	4800	5700	5650	5800	4800	5700	5650	5800	4800	5700	5650	5800	4800	5700
DE	NO	0	0	0	0	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
DE	PL	2200	1800	2100	2200	3200	2800	3100	3200	2800	3100	3200	2800	3100	3200	2800	3100
DE	SE	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600

Erläuterung: NTCs nach Umsetzung aller relevanter Projekte des aktuellen TYNDP wurden über die Basis NTCs 2010 von ENTSO-E und die im TYNDP jeweils angegebene Wirkung des Netzausbaus auf die Übertragungskapazitäten abgeschätzt und sind nicht das Resultat netztechnischer Berechnungen unter Anwendung des im Operation Handbook dokumentierten Verfahrens. Die Zahlenwerte sind daher nur als grobe Näherung zu verstehen. Ausgangspunkt für die Ermittlung einer Basis für den (heute allerdings nicht angewendeten) NTC DE<->AT sind historische kommerzielle Austauschfahrpläne.

Tabelle 9: Annahmen zu den Import- und Export-Kapazitäten an den deutschen Außengrenzen 2023 und 2033 in Abhängigkeit von der unterstellten Netzausbaugeschwindigkeit (Angaben in MW)
Quelle: ENTSO-E TYNDP, eigene Einschätzungen entsprechend der Szenariologiken "verzögerter" und "schneller" Netzausbau

10 Annahmen zu installierter Wind- und PV-Leistung sowie Erzeugungsmenge in Abhängigkeit des betrachteten EE-Ausbaupfads

Szenario	Wind Onshore [GW]	Wind Offshore [GW]	PV [GW]	Wind Onshore [TWh]	Wind Offshore [TWh]	PV [TWh]
Basis 2023		49,6	14,1	61,3	123,0	57,7
Verbrauchsnah 2023		63,8	5,1	62,8	159,4	20,9
Beste Standorte 2023		61,4	7,4	51,9	159,5	30,2
PV-Battery Breakth. 2023		55,6	5,1	85,3	137,7	20,9
Basis 2033		66,4	25,3	65,1	189,9	103,9
Verbrauchsnah 2033		88,8	9,0	73,3	250,1	36,9
Beste Standorte 2033		85,3	13,8	51,9	250,1	56,7
PV-Battery Breakth. 2033		64,9	7,0	150,3	185,3	28,8

Anmerkung: Basis für ermittelte Erzeugungsmengen Wetterjahr 2011

Tabelle 10: Annahmen zu installierter Wind- und PV-Leistung sowie Erzeugungsmenge in Abhängigkeit des betrachteten EE-Ausbaupfads
Quelle: Annahmen Agora Energiewende zur Szenariendefinition, Fraunhofer IWES

11 Annahmen zu installierten Wind- und PV-Leistungen 2023 und 2033 je Bundesland in Abhängigkeit vom betrachteten EE-Ausbauszenario (Angaben in MW)

EE-Technologie	Szenario	BB	BE	BW	BY	HB	HE	HH	MV	NI	NW	RP	SH	SL	SN	ST	TH	
Wind Onshore in MW	Basis 2023	5050	91	1957	2037	100	1714	80	4094	9826	5742	2716	6900	295	1254	5007	2709	
	Verbrauchsnahe 2023	5050	91	5550	6009	100	3150	80	4094	9826	10048	2737	6900	652	1826	5010	2706	
	Beste Standorte 2023	5053	91	1957	2037	100	1708	80	6986	12736	5736	2716	12940	295	1254	5007	2709	
	PV-Battery Breakth. 2023	4357	76	4823	5237	83	2761	75	3561	8528	8732	2391	6008	557	1588	4432	2365	
	Basis 2033	6296	91	3058	3133	131	2533	80	6191	12070	7963	3623	9803	382	1448	5338	4259	
	Verbrauchsnahe 2033	6296	91	8670	9318	131	4722	80	6191	12070	14710	3633	9803	973	2500	5350	4256	
	Beste Standorte 2033	6305	91	3058	3133	131	2542	83	10745	16668	7960	3623	19577	382	1448	5338	4259	
	PV-Battery Breakth. 2033	4579	65	6320	6817	96	3496	60	4528	8784	10740	2661	7163	706	1813	3992	3117	
	Wind Offshore in MW	Basis 2023	0	0	0	0	0	0	0	1299	10390	0	0	2416	0	0	0	0
		Verbrauchsnahe 2023	0	0	0	0	0	0	0	337	3270	0	0	1502	0	0	0	0
Beste Standorte 2023		0	0	0	0	0	0	0	366	5366	0	0	1645	0	0	0	0	
PV-Battery Breakth. 2023		0	0	0	0	0	0	0	337	3270	0	0	1502	0	0	0	0	
Basis 2033		0	0	0	0	0	0	0	5200	16756	0	0	3357	0	0	0	0	
Verbrauchsnahe 2033		0	0	0	0	0	0	0	1669	5752	0	0	1578	0	0	0	0	
Beste Standorte 2033		0	0	0	0	0	0	0	2839	8874	0	0	2116	0	0	0	0	
PV-Battery Breakth. 2033		0	0	0	0	0	0	0	801	4601	0	0	1602	0	0	0	0	
PV in MW		Basis 2023	3389	244	11463	15948	100	4481	100	3289	4162	6307	3190	2392	897	1096	1495	2592
		Verbrauchsnahe 2023	1882	1567	9146	9909	605	4707	1507	832	6650	14460	3384	1455	1032	2418	1787	1501
	Beste Standorte 2023	2368	168	11443	15920	70	3132	70	2299	2914	4417	3184	1672	627	766	1045	1811	
	PV-Battery Breakth. 2023	2553	2127	12411	13445	821	6387	2046	1129	9023	19621	4592	1975	1400	3281	2425	2036	
	Basis 2033	3618	220	12481	16551	90	4970	90	3708	4315	6705	3437	2532	995	995	1538	2894	
	Verbrauchsnahe 2033	2196	1829	10673	11563	706	5493	1759	971	7760	16873	3949	1698	1204	2822	2085	1751	
	Beste Standorte 2033	2368	168	11443	15920	70	3132	70	2299	2914	4417	3184	1672	627	766	1045	1811	
	PV-Battery Breakth. 2033	4499	3748	21868	23691	1446	11255	3604	1990	15899	34570	8090	3480	2467	5782	4273	3588	

Tabelle 11: Annahmen zu installierten Wind- und PV-Leistungen 2023 und 2033 je Bundesland in Abhängigkeit vom betrachteten EE-Ausbauszenario (Angaben in MW)

Quelle: Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2013, Szenariodefinition der Agora Energiewende

12 Kostenannahmen für Wind und Solaranlagen

Technologie	Nutzungsdauer [a]	Fixe Betriebskosten [%]	Invest/a	Zinssatz (real) [%]	Spezifische Investitionskosten (€/kW, Preisbasis 2009)																			
					2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Wind Onshore - Starkwind	18	4	6	957	948	939	936	934	931	928	925	927	929	931	922	913	904	895	886	878	869	864	858	853
Wind Onshore - Schwachwind	18	4	6	1168	1148	1128	1116	1104	1092	1081	1069	1063	1058	1052	1049	1046	1043	1039	1036	1033	1030	1031	1031	1032
Wind Offshore	18	5,5	6	3500	3360	3220	3080	2940	2800	2680	2560	2440	2320	2200	2160	2120	2080	2040	2000	1960	1920	1880	1840	1800
PV - Freiflächenanlagen	20	1	6	1253	1170	1088	1069	1050	1030	1011	992	973	954	934	915	896	891	885	880	874	869	863	858	852
PV - Aufdachanlagen	20	1	6	1409	1317	1224	1202	1181	1159	1138	1116	1094	1073	1051	1030	1008	1002	996	989	983	977	971	965	959

Tabelle 12: Kostenannahmen für Wind und Solaranlagen

Quellen: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global ("BMU Leitstudie 2011"), aktualisiert durch Agora Energiewende
 Link: http://www.dlr.de/dlr/Portaldata/1/Resourcen/bilder/portal/portal_2012_1/leitstudie2011_bf.pdf

13 Kostenannahmen für Ausbaumaßnahmen im Übertragungsnetz

Typ	Wert
Neubau DC-Freileitung	1,4 Mio. €/km
DC-Konverterstation	0,13 Mio. €/MVA
Neubau AC-Freileitung	1,4 Mio. €/km
AC-Schaltfeld	4,0 Mio. € je Schaltfeld
Zinssatz (real)	7,5 %/a
Durchschnittliche Nutzungsdauer	60 a

Tabelle 13: Kostenannahmen für Ausbaumaßnahmen im Übertragungsnetz

Quelle: ÜNB-Vorschlag NEP 2012 (Kostenansätze); eigene Erfahrungswerte (Zinssatz, Nutzungsdauer)

Link: http://www.netzentwicklungsplan.de/system/files/documents/NEP2012_2_Kapitel_9.pdf

14 Kostenannahmen für Ausbaumaßnahmen im Verteilnetz

Typ	Wert
HöS/HS-Transformator inkl. SF	5 Mio. €
HS-Freileitung	0,22 Mio. €/km
HS-/MS-Umspannstation	2,50 Mio. €/Station
MS-Kabel	0,11 Mio. €/km
MS-/NS-Umspannstation	0,28 Mio. €/Station
NS-Kabel	0,90 Mio. €/km
Zinssatz (real)	7,5 %/a
Durchschnittliche Nutzungsdauer	60 a

Tabelle 14: Kostenannahmen für Ausbaumaßnahmen im Verteilnetz

Quelle: eigene Erfahrungswerte

15 Abschätzung der Gesamtkosten des deutschen Stromversorgungssystems im Basisszenario 2023 und 2033

Mio. €/a	2023	2033
konventionelle Erzeugung (inkl. KWK)	27.158	22.883
Netzbestand inkl. Zubau Startnetz	21.620	22.615
EE-Anlagen inkl. Zubau Basisszenario und Offshore-Netz	31.975	38.204

Anmerkung: Abschätzung der Gesamtsystemkosten basierend auf einer Bewertung der annuitätischen Kosten des gesamten deutschen Anlagenbestandes (Kraftwerke, Netze, EE-Anlagen) auf Tagesneuwertbasis zzgl. variabler und fixer Betriebskosten.

Gesamtsystemkosten umfassen im Detail:

1. Annuitätische Investitionskosten der konventionellen Kraftwerke zzgl. variabler Stromerzeugungskosten inkl. KWK-Erzeugung (Brennstoffkosten und Kosten für CO₂-Zertifikate) 2. Annuitätische Investitionskosten des Netzbestands (i. W. Leitungen und Transformatoren) im Übertragungsnetz und in den Verteilungsnetzen inkl. angenommener Zubau (Übertragungsnetz, entspricht „Startnetz“ aus NEP) bzw. notwendiger Zubau (Verteilungsnetze) im Basisszenario 3. Annuitätische Investitionskosten für EE-Anlagen (Bestand + Zubau im Basisszenario) zzgl. variable Stromerzeugungskosten (Biomasse)

Tabelle 15: Abschätzung der Gesamtkosten des deutschen Stromversorgungssystems im Basisszenario 2023 und 2033

16 Kostendifferenzen in den betrachteten Szenarien je Kostenblock im Vergleich zum Basisszenario (2023, Angaben in Mio. €/a)

EE-Ausbaupfad	Verbrauchsnahe Erzeugung		Beste Standorte		PV-Battery-Breakthr.
	Verzögert	Schnell u. vollständig	Verzögert	Schnell u. vollständig	Schnell u. vollständig
Annahmen Netzausbau					
Ausgangsniveau Basisszenario	80753	80753	80753	80753	80753
Kostendifferenzen [Mio. €/a]					
EE-Ausbau PV	139	139	-1002	-1002	N/A
EE-Ausbau Wind Onshore	2094	2094	1612	1612	905
EE-Ausbau Wind Offshore	-3762	-3762	-2814	-2814	-3762
EE-Ausbau Netzanbindung Wind Offshore	-409	-409	-311	-311	-409
Verteilnetzausbau Hochspannung	-36	-36	13	13	-36
Verteilnetzausbau Mittelspannung	-30	-30	-22	-22	-30
Verteilnetzausbau Niederspannung	-25	-25	-84	-84	-25
Erzeugungskosten Gesamt-EU	-344	-589	203	-568	-764
Netzausbau Übertragungsnetz	0	702	0	741	697
Gesamtkostendelta	-2372	-1917	-2405	-2435	-3423

Anmerkung: Gesamtkostendelta für PV-Battery-Breakthrough Szenario umfasst alle Positionen außer dem Zubau an PV-Anlagen (mit und ohne Batterien)

Tabelle 16: Kostendifferenzen in den betrachteten Szenarien je Kostenblock im Vergleich zum Basisszenario (2023, Angaben in Mio. €/a)

17 Kostendifferenzen in den betrachteten Szenarien je Kostenblock im Vergleich zum Basisszenario (2033, Angaben in Mio. €/a)

EE-Ausbaupfad	Verbrauchsnahe Erzeugung		Beste Standorte		PV-Battery-Breakthr.	
	Annahmen Netzausbau	Verzögert	Schnell u. vollständig	Verzögert	Schnell u. vollständig	Schnell u. vollständig
Ausgangsniveau Basisszenario		83702	83702	83702	83702	83702
Kostendifferenzen [Mio. €/a]						
EE-Ausbau PV		733	733	-1363	-1363	N/A
EE-Ausbau Wind Onshore		3227	3227	2497	2497	-70
EE-Ausbau Wind Offshore		-5985	-5985	-4258	-4258	-6592
EE-Ausbau Netzanbindung Wind Offshore		-754	-754	-533	-533	-841
Verteilnetzausbau Hochspannung		64	64	18	18	64
Verteilnetzausbau Mittelspannung		-15	-15	-32	-32	-15
Verteilnetzausbau Niederspannung		20	20	-116	-116	20
Erzeugungskosten Gesamt-EU		-246	-483	370	-245	-1605
Netzausbau Übertragungsnetz		0	201	0	278	-35
Gesamtkostendelta		-2956	-2993	-3419	-3755	-9074

Anmerkung: Gesamtkostendelta für PV-Battery-Breakthrough Szenario umfasst alle Positionen außer dem Zubau an PV-Anlagen (mit und ohne Batterien)

Tabelle 17: Kostendifferenzen in den betrachteten Szenarien je Kostenblock im Vergleich zum Basisszenario (2033, Angaben in Mio. €/a)

18 Notwendige Abregelung von Must-Run Anlagen nach betrachtetem Szenario (2023)

EE-Ausbaupfad	Basis	Verbrauchsnahe Erzeugung		Beste Standorte		PV-Breakthrough	
	Annahmen Netzausbau	Verzögert	Verzögert	Schnell u. vollständig	Verzögert	Schnell u. vollständig	Schnell u. vollständig
Abregelung Must-Run [TWh]		10,18	2,93	2,51	14,08	2,35	1,85

Tabelle 18: Notwendige Abregelung von Must-Run Anlagen nach betrachtetem Szenario (2023)

19 Notwendige Abregelung von Must-Run Anlagen nach betrachtetem Szenario (2033)

EE-Ausbaupfad	Basis	Verbrauchsnahe Erzeugung		Beste Standorte		PV-Breakthrough	
	Annahmen Netzausbau	Verzögert	Verzögert	Schnell u. vollständig	Verzögert	Schnell u. vollständig	Schnell u. vollständig
Abregelung Must-Run [TWh]		40,21	36,79	24,58	47,47	27,78	13,19

Tabelle 19: Notwendige Abregelung von Must-Run Anlagen nach betrachtetem Szenario (2033)

20 Erzeugungsmengen, Importe und Exporte Deutschland nach betrachtetem Szenario 2023

EE - Ausbaupfad	Basis		Verbrauchsnahe Erzeugung		Beste Standorte		PV - Breakthrough
	Annahmen Netzausbau	Verzögert	Verzögert	Schnell u. vollständig	Verzögert	Schnell u. vollständig	Schnell u. vollständig
Braunkohle (ohne KWK) [TWh]	89,38	85,96	86,43	89,52	85,83	88,19	
Steinkohle (ohne KWK) [TWh]	61,93	59,58	59,66	62,82	59,75	60,26	
Erdgas (ohne KWK) [TWh]	25,32	25,41	26,03	26,73	26,74	23,53	
Öl (ohne KWK) [TWh]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Wind+PV (nach VN - Abregelung) [TWh]	241,61	241,65	241,65	241,92	241,92	242,20	
KWK und sonst. EE [TWh]	189,45	189,45	189,45	189,45	189,45	189,45	
Turbinenerzeugung [TWh]	4,53	5,05	5,27	4,41	5,36	4,05	
Pumpstrombezug [TWh]	-5,98	-6,67	-6,96	-5,83	-7,08	-5,36	
Importsaldo (positiv=Netto-Import) [TWh]	-37,33	-38,77	-40,30	-35,93	-40,60	-41,00	
Last [TWh]	-561,18	-561,18	-561,18	-561,18	-561,18	-561,18	
Batterieverluste [TWh]	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	-0,13

Anmerkungen: Zeile "Wind+PV" umfasst Erzeugung aus Wind- und PV-Anlagen nach verteilnetzbedingter Abregelung und im Szenario PV-Breakthrough nach ggf. notwendiger Abregelung aufgrund der Batteriedimensionierung. Die Zeile "Batterieverluste" beschreibt die Verluste in den dezentralen Batteriespeichern durch eine Nutzung der Batterie zusätzlich zur Speicherung der PV-Erzeugung vor Ort (angenommener Wirkungsgrad der Batterien hierfür: 95%). Die in dieser Studie betrachteten Kostendifferenzen berücksichtigen nicht nur Änderungen der Erzeugung in Deutschland, sondern im gesamten europäischen System.

Tabelle 20: Erzeugungsmengen, Importe und Exporte Deutschland nach betrachtetem Szenario 2023

21 Erzeugungsmengen, Importe und Exporte Deutschland nach betrachtetem Szenario 2033

EE - Ausbaupfad	Basis		Verbrauchsnahe Erzeugung		Beste Standorte		PV - Breakthrough
	Annahmen Netzausbau	Verzögert	Verzögert	Schnell u. vollständig	Verzögert	Schnell u. vollständig	Schnell u. vollständig
Braunkohle (ohne KWK) [TWh]	30,88	29,40	29,84	31,65	30,06	28,36	
Steinkohle (ohne KWK) [TWh]	10,65	9,89	7,81	11,84	9,04	3,80	
Erdgas (ohne KWK) [TWh]	12,46	12,10	7,90	13,84	8,41	3,27	
Öl (ohne KWK) [TWh]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Wind+PV (nach VN - Abregelung) [TWh]	357,69	358,76	358,76	359,09	359,09	354,06	
KWK und sonst. EE [TWh]	199,80	199,80	199,80	199,80	199,80	199,80	
Turbinenerzeugung [TWh]	8,11	7,59	7,81	7,58	7,57	6,45	
Pumpstrombezug [TWh]	-10,76	-10,10	-10,37	-10,06	-10,08	-8,59	
Importsaldo (positiv=Netto-Import) [TWh]	-10,95	-11,97	-18,28	-7,15	-16,99	-19,61	
Last [TWh]	-561,18	-561,18	-561,18	-561,18	-561,18	-561,18	
Batterieverluste [TWh]	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	-0,10

Anmerkungen: Zeile "Wind+PV" umfasst Erzeugung aus Wind- und PV-Anlagen nach verteilnetzbedingter Abregelung und im Szenario PV-Breakthrough nach ggf. notwendiger Abregelung aufgrund der Batteriedimensionierung. Die Zeile "Batterieverluste" beschreibt die Verluste in den dezentralen Batteriespeichern durch eine Nutzung der Batterie zusätzlich zur Speicherung der PV-Erzeugung vor Ort (angenommener Wirkungsgrad der Batterien hierfür: 95%). Die in dieser Studie betrachteten Kostendifferenzen berücksichtigen nicht nur Änderungen der Erzeugung in Deutschland, sondern im gesamten europäischen System.

Tabelle 21: Erzeugungsmengen, Importe und Exporte Deutschland nach betrachtetem Szenario 2033