

Aus dem Inhalt:

Prof. Dr. Ing. habil. Heinrich Brakelmann und Prof. Dr. Lorenz J. Jarass, M.S. (Stanford)

Netzentwicklungsplan Strom 2019–2030

Prof. Dr. Marcel Raschke

Die Sicherung von (konkurrierenden) Rechtspositionen von Windenergieprojekten durch den immissionsschutzrechtlichen Vorbescheid nach § 9 BImSchG

EuG

Staatliche Beihilfen für Kernkraftwerk Hinkley Point C rechtmäßig

BGH

Zum Entschädigungsanspruch des Offshore-Anlagenbetreibers nach § 17e Abs.2 Satz1 EnWG bei nicht rechtzeitiger Fertigstellung der Netzanbindung

BGH

Zur Reichweite der Ermächtigung einer Regulierungsbehörde nach § 27 Abs.1 Nr.15 StromNZV

BGH

Voraussetzungen der Rechtmäßigkeit der Festlegung der Eigenkapitalzinsätze gemäß § 7 Abs.6 StromNEV und § 7 Abs.6 GasNEV durch die Bundesnetzagentur

BGH

Zur Auslegung der Karenzzeitregelung des § 10c EnWG

OLG Dresden

Zum Auskunftsanspruch des Altkonzessionärs gegen die Kommune beim Auswahlverfahren

OLG Düsseldorf

Zur Verlängerung der Ausweisung systemrelevanter Gaskraftwerke in ihrer Regelzone

OLG Düsseldorf

Zulässigkeit der Nichtberücksichtigung eines Gebots im Rahmen der Ausschreibungsrunde für Biomasseanlagen

OLG Düsseldorf

Zum Schadensersatzanspruch eines EE-Anlagenbetreibers gegen den Netzbetreiber wegen verweigerter Vergütungszahlung

OLG Hamm

Zu den Anforderungen an die Bescheinigung eines Umweltgutachters nach § 23 Abs.5 Satz3 Nr.2 EEG 2009

Schleswig-Holsteinisches OLG

Zur Frage, wie bei einem Vorbehaltskauf der angemessene Netzkaufpreis i. S.v. § 46 EnWG zu bestimmen ist

Wissenschaftlicher Beirat

Prof. Dr. Edmund Brandt

Prof. Dr. Gabriele Britz

Heinz-Peter Dicks

Prof. Dr. Martin Eifert

Peter Franke

Dr. Stephan Gatz

Prof. em. Dr. Reinhard Hendler

Prof. Dr. Georg Hermes

Dr. Volker Hoppenbrock

Prof. Dr. Lorenz Jarass

Prof. Dr. Claudia Kemfert

Dr. Wolfgang Kirchhoff

Prof. Dr. H.-J. Koch

Prof. Dr. Silke R. Laskowski

Wiegand Laubenstein

Prof. Dr. Uwe Leprich

Prof. Dr. Kurt Markert

Prof. Dr. Bernhard Nagel

Prof. Dr. Alexander Roßnagel

Prof. Dr. Dr. Dr. h.c. F. J. Säcker

Prof. Dr. Sabine Schlacke

Prof. Dr. Hans-Peter Schwintowski

Prof. Dr. Joachim Wieland

Redaktion

RA Dr. Peter Becker (Schriftleiter)

RA Dr. Martin Altrock

RA Dr. Hartwig von Bredow

Dr. Wieland Lehnert

Dr. Volker Oschmann

Dr. Nina Scheer, MdB

RA Franz-Josef Tigges

RAin Dr. Cornelia Ziehm

ZNER · Jahrgang 23 · Nr. 1

März 2019 · S. 1 – 69

ISSN: 1434-3339

Aufsätze

Prof. Dr. Ing. habil. Heinrich Brakelmann* und Prof. Dr. Lorenz J. Jarass, M.S. (Stanford)**

Netzentwicklungsplan Strom 2019-2030

Szenario für erneuerbare Energien und erste Ergebnisse

I. Energiewende – Erneuerbarer statt konventioneller Strom

Die deutsche Bundesregierung hat einen grundlegenden Umbau der deutschen Energieversorgung beschlossen. Durch diese Energiewende soll Deutschland eine der energieeffizientesten und umweltschonendsten Volkswirtschaften der Welt werden und gleichzeitig sollen Wohlstand und Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands gestärkt werden.¹

1. Grundlegender Umbau der Energieversorgung

Folgende energiepolitische Ziele wurden im Rahmen der Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan 2019-2030 berücksichtigt²:

- Reduktion der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 um 55% bis 2030 und um 80% bis 95% bis 2050, davon bis 2030 in der Industrie um rund 50% und in der Energiewirtschaft um gut 60%.
- Erhöhung des Anteils des aus erneuerbaren Energien (EE) erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch bis 2030 auf 65% und bis 2050 auf mindestens 80%.
- Senkung des Primärenergieverbrauchs gegenüber 2008 um 20% bis 2020 und um 50% bis 2050.
- Erhöhung der Offshore-Windleistung auf 15 GW im Jahr 2030.
- Erhöhung der Strommenge aus Kraft-Wärme-Kopplung auf 120 TWh bis 2025.
- Minderung des Stromverbrauchs gegenüber 2008 um 10% bis 2020 und um 25% bis 2050.
- Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie bis 2022.

Der Netzentwicklungsplan sieht entsprechend folgende Reduktionen der strombedingten CO₂-Emissionen³:

- 240 Mio. t CO₂ in 2025 gegenüber 352 Mio. t CO₂ in 2015,
- 184 Mio. t CO₂ in 2030 (nur noch rund die Hälfte wie in 2015),
- 127 Mio. t CO₂ in 2035 (nur noch rund ein Drittel wie in 2015).

Diese sehr ambitionierte Reduzierung der strombedingten CO₂-Emissionen wird ohne massive Reduzierung der Kohlestromproduktion und damit des Kohlestromexports nicht erreicht werden können.

* Prof. Dr. Ing. habil. Heinrich Brakelmann, Universität Duisburg/Essen, BCC Cable Consulting, Rheinberg, heinrich.brakelmann@ets.uni-duisburg-essen.de

** Prof. Dr. Lorenz J. JARASS, M.S. (School of Engineering, Stanford University, USA), Hochschule RheinMain, Wiesbaden, ATW-Forschung GmbH, Wiesbaden, mail@JARASS.com, http://www.JARASS.com.

¹ Ein neuer Aufbruch für Europa. Eine neue Dynamik für Deutschland. Ein neuer Zusammenhalt für unser Land. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 19. Legislaturperiode. Berlin, 12. März 2018, S. 71-74 und S. 142-143. https://www.cdu.de/system/tdf/media/dokumente/koalitionsvertrag_2018.pdf?file=1 (22.01.2019).

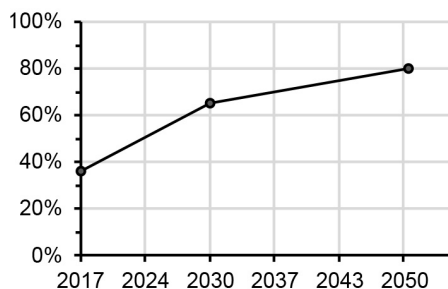
² Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungspläne Strom 2017-2030. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – BNetzA, Bonn, 30. Juni 2016, S. 147 ff., Kap. 5. https://www.netzausbau.de/bedarfsermittlung/2030_2017/szenariorahmen2017-2030/de.html (22.01.2019).

³ Bedarfsermittlung 2017-2030. Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – BNetzA, Bonn, 22. Dezember 2017, S. 85. http://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_2017_Bestaetigung.pdf (22.01.2019).

2. Geplanter Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion

Abb. 1⁴ zeigt die Ausbauziele der deutschen Bundesregierung bis 2050. Der Anteil des erneuerbaren Stroms am Stromverbrauch betrug 2017 bereits 36%. Der Anteil soll weiter erhöht werden, und zwar bis 2030 auf 65% und bis 2050 auf mindestens 80%.

Abb. 1: Anteil der erneuerbaren Stromproduktion am Stromverbrauch, 2017 bis 2050



Tab. 1⁵ zeigt die installierten Leistungen des deutschen Kraftwerksparks für 2017 sowie die Prognosen für 2025, 2030 und 2035 gemäß dem Basisszenario des Netzentwicklungsplans 2019-2030.

Tab. 1: Installierte Kraftwerksleistung 2017 und Prognosen bis 2035

Installierte Leistung [GW]	(1)	(2)	(3)	(4)
	IST 2017	2025	2030	2035
(1) EE-Kraftwerke				
(1.1) Wind onshore	50,5	70,5	81,5	90,8
(1.2) Wind offshore	5,4	10,8	17,0	23,2
(1.3) Photovoltaik	42,4	73,3	91,3	97,4
(1.4) Biomasse	7,6	7,3	6,0	4,6
(1.5) Laufwasser	5,6	5,6	5,6	5,6
(1.6) Sonstige	1,3	1,3	1,3	1,3
Summe	112,8	168,8	202,7	222,9
(2) Konventionelle Kraftwerke				
(2.1) Kernenergie	9,5	0,0	0,0	0,0
(2.2) Braunkohle	21,2	9,4	9,3	9,0
(2.3) Steinkohle	25,0	13,5	9,8	8,1
(2.4) Erdgas	29,6	32,5	35,3	36,9
(2.5) Öl	4,4	1,3	1,2	0,9
(2.6) Pumpspeicher	9,5	11,6	11,6	11,8
(2.7) Sonstige	4,3	4,1	4,1	4,1
Summe	103,5	72,4	71,3	70,8
(3) Alle Kraftwerke	216,3	241,2	274,0	293,7

⁴ Quellen zu Abb. 1: Für 2017: Erneuerbare Energien in Zahlen. Umweltbundesamt, Dessau, 2018. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen> (08.12.2018). Für 2030 und 2050: Genehmigung des Szenariorahmens ..., S. 148.

⁵ Quellen zu Tab. 1: Genehmigung des Szenariorahmens ..., Szenario B 2035.

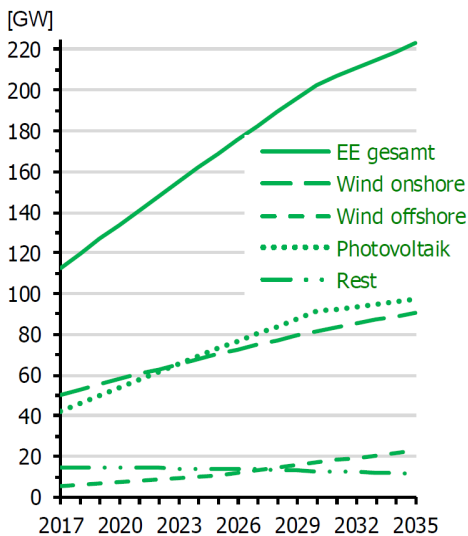
Die EE-Kraftwerksleistung soll von 113 GW in 2017 auf 169 GW in 2025 ausgebaut werden (Tab. 1, Z. (1)), eine Erhöhung um 50%. Bis 2035 ist eine weitere Erhöhung auf 223 GW geplant, gegenüber 2025 also um weitere 32%.

Die konventionelle Kraftwerksleistung soll von 104 GW in 2017 auf 72 GW in 2025 reduziert werden (Tab. 1, Z. (2)), also um 31%. Ab 2025 soll die konventionelle Kraftwerksleistung nicht weiter reduziert werden, um die Stromnachfrage auch bei geringer Wind- und Sonnenstromproduktion (Dunkelflaute) abdecken zu können.

Abb. 2a⁶ zeigt die installierte Kraftwerksleistung im Jahr 2017 und die bis 2035 geplante massive Erhöhung der erneuerbaren Energien. Abb. 2b zeigt die installierte Kraftwerksleistung im Jahr 2017 und die bis 2035 geplante Reduzierung der konventionellen Energien.

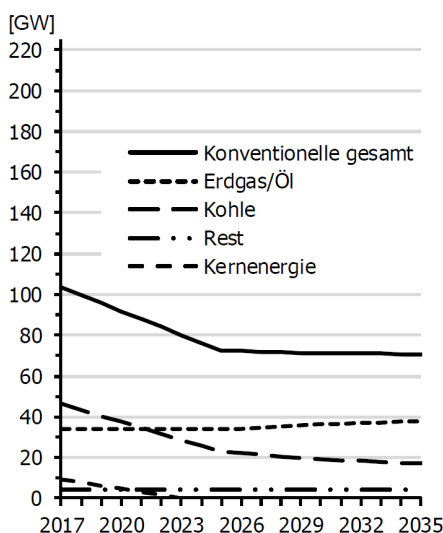
Abb. 2: Installierte Kraftwerksleistung 2017 und Prognosen bis 2035

a) EE-Kraftwerke



Rest = Biomasse + Laufwasser + sonstige

b) Konventionelle Kraftwerke



Erdgas inkl. Öl; Rest = Pumpspeicher + Sonstige

Die offiziellen Prognosen laut Abb. 2 zeigen einen starken Rückgang der konventionellen Kraftwerksleistung bis 2025:

⁶ Quellen zu Abb. 2: IST-Werte für 2017 und Prognosen für 2025, 2030 und 2035 laut Tab. 1; dazwischenliegende Werte wurden linear interpoliert. Alle Kernkraftwerke werden schrittweise bis 2023 stillgelegt.

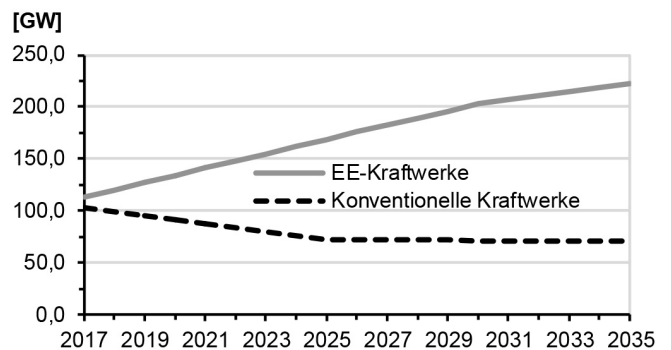
- Alle Kernkraftwerke werden bis 2023 stillgelegt.
- Braun- und Steinkohlekraftwerke sollen von 46 GW in 2017 auf 19 GW in 2030 mehr als halbiert werden.
- Erdgas-Kraftwerke sollen geringfügig von 34 GW in 2017 auf 37 GW in 2030 erhöht werden.

Ab 2025 soll die konventionelle Kraftwerksleistung nicht weiter verringert werden, um auch bei Dunkelflauten die Stromnachfrage gesichert abdecken zu können.

Abb. 3⁷ gibt einen Vergleich der installierten Leistungen von konventionellen und von EE-Kraftwerken (Netto-Engpassleistung) für den Zeitraum 2017 bis 2035:

- 2017 waren die installierten Leistungen von konventionellen und EE-Kraftwerken etwa gleich groß.
- 2035 wird die installierte Leistung von EE-Kraftwerken mehr als doppelt so groß sein wie die der konventionellen Kraftwerke..

Abb. 3: Konventionelle versus erneuerbare installierte Kraftwerksleistung, 2017 bis 2035



Anfang 2019 hat die von der Bundesregierung eingesetzte überparteiliche Kommission einen vollständigen Ausstieg aus der Kohleverstromung bis 2038 beschlossen, dessen Ergebnisse noch nicht im Netzentwicklungsplan 2019-2030 berücksichtigt werden konnten.⁸ Laut dem empfohlenen Abschaltplan sollen im Zeitraum von 2018 bis 2022 zusätzlich 3 GW Braunkohlekraftwerke sowie 4 GW Steinkohlekraftwerke stillgelegt werden. Hinzu kommen insgesamt 12,5 GW Kohlekraftwerke, deren Stilllegung bis 2022 schon beschlossen worden war. Bis 2030 sollen zusätzlich weitere 6 GW Braunkohle und 7 GW Steinkohle stillgelegt werden. Bis 2038 soll das letzte Kohlekraftwerk vom Netz gehen, während laut bisheriger Planung in 2035 noch 17,1 GW⁹ Kohlekraftwerke in Betrieb sein sollten.

Es bleibt abzuwarten, ob und wann diese geplanten vorfristigen Stilllegungen von Kohlekraftwerken erfolgen werden.

3. Installierte Leistung und Stromverbrauch

Tab. 2¹⁰ zeigt die maximal, durchschnittlich und minimal benötigte Leistung in Deutschland für 2017 und Prognosen bis 2035.

Die durchschnittlich benötigte Leistung (also der durchschnittliche Stromverbrauch) wird gemäß Prognose des Netzentwicklungsplans zukünftig in etwa konstant bleiben und immer häufiger weit

⁷ Quelle zu Abb. 3: Tab. 1.

⁸ Abschlussbericht der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“. Beschluss vom 26. Januar 2019. https://www.kommission-wsb.de/WSB/Redaktion/DE/Downloads/abschlussbericht-kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaeftigung.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (22.01.2019). Erste Einschätzung Abschlussbericht Kohlekommission (Fassung des Berichts vom 26.01.2019). Witt U, Referent Energiepolitik der Bundestagsfraktion DIE LINKE. 2. Fassung, 30. Januar 2019. <https://www.axel-troost.de/de/article/9950.erste-einsch%C3%A4tzung-abschlussbericht-kohlekommission.html> (03.02.2019).

⁹ Tab. 1, Sp. (4), Z. (2.2) + (2.3).

¹⁰ Quellen zu Tab. 2: Brakelmann/Jarass, Energiewende – Erdkabel für den optimalen Netzausbau, Tab. 1.3. Ca. August 2019.

unterhalb der installierten Leistung der erneuerbaren Energien von 169 GW in 2025 und von 223 GW in 2035 liegen.

Tab. 2: Benötigte Leistung 2017 und Prognosen bis 2035

Benötigte Leistung [GW]	(1)	(2)	(3)	(4)
	IST 2017	Netzentwicklungsplan		
	2017	2025	2030	2035
(1) Maximal	84,0	84,0	84,0	84,0
(2) Durchschnittlich	60,5	60,3	62,1	62,7
(3) Minimal	39,0	39,0	39,0	39,0

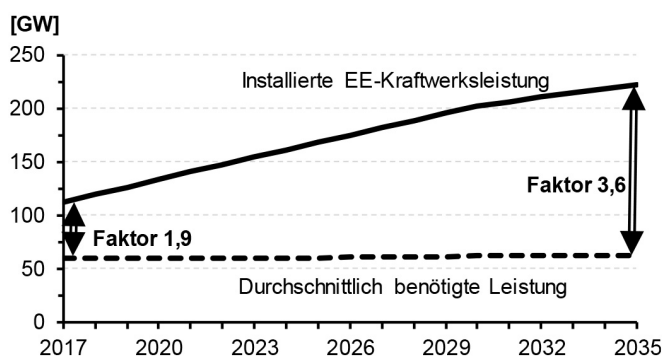
Abb. 1.4¹¹ zeigt die installierte Leistung von EE-Kraftwerken in Deutschland im Vergleich zur benötigten Leistung für 2017 und Prognosen bis 2035:

Die installierte Leistung von EE-Kraftwerken war bereits 2017 knapp doppelt so groß wie der durchschnittliche Stromverbrauch, in 2035 wird sie fast viermal so groß sein.

Während windstarker Tage produzieren alle deutschen Windkraftwerke maximal mit zwei Drittel ihrer insgesamt installierten Leistung, in sehr seltenen Fällen mit drei Viertel. Hingegen produzieren selbst während sonniger Tage die gesamten deutschen Photovoltaikkraftwerke nur maximal mit der Hälfte ihrer insgesamt installierten Leistung, in sehr seltenen Fällen mit zwei Drittel.¹²

Deshalb überstieg 2017 nur während weniger Stunden die durch erneuerbare Kraftwerke verfügbare Leistung die benötigte Leistung. Zukünftig werden aber wegen des massiven Ausbaus der installierten Leistung von Photovoltaik- und Windkraftwerken bei in etwa konstantem Stromverbrauch immer häufiger große Leistungsüberschüsse resultieren. Hierfür müssen Lösungen gefunden werden, die später in Kap. II.3 skizziert werden.

Abb. 4: Vergleich der installierten erneuerbaren Kraftwerksleistung mit dem durchschnittlichen Stromverbrauch für 2017 und Prognosen bis 2035



II. Benötigte und verfügbare Leistung

1. Benötigte und verfügbare Leistung – Beispiele

Tab. 3¹³ setzt die installierte Leistung in Bezug zur benötigten Leistung.

¹¹ Quellen zu Abb. 1.4: Tab. 1 und Tab. 2, ab 2018 Prognosen.
¹² Siehe Jarass/Jarass, Integration von erneuerbarem Strom, 2016, S. 25/26.
¹³ Quellen zu Tab. 3: Tab. 1 und Tab. 2.

Tab. 3: Installierte Leistung bezogen auf die benötigte Leistung, 2017 bis 2035

Installierte Leistung / benötigte Leistung	(1)	(2)	(3)	(4)
	IST 2017	Netzentwicklungsplan		
	2017	2025	2030	2035
(1) EE-Kraftwerke				
(1.1) Bei maximal benötigter Leistung	1,34	2,01	2,41	2,65
(1.2) Bei durchschnittlich benötigter Leistung	1,86	2,80	3,26	3,55
(1.3) Bei minimal benötigter Leistung	2,89	4,33	5,20	5,72
(2) Konventionelle Kraftwerke				
(2.1) Bei maximal benötigter Leistung	1,23	0,86	0,85	0,84
(2.2) Bei durchschnittlich benötigter Leistung	1,71	1,20	1,15	1,13
(2.3) Bei minimal benötigter Leistung	2,65	1,86	1,83	1,82
(3) Summe Kraftwerke				
(3.1) Bei maximal benötigter Leistung	2,58	2,87	3,26	3,50
(3.2) Bei durchschnittlich benötigter Leistung	3,57	4,00	4,41	4,68
(3.3) Bei minimal benötigter Leistung	5,55	6,18	7,03	7,53

Berechnungsbeispiel für Tab. 3, Z. (1.2), Sp. (1) = [Tab. 1, Z. (1), Sp. (1)] / [Tab. 1.3, Z. (2), Sp. (1)] – 1. Werte < 1,0 zeigen ein Leistungsdefizit an.

Lesebeispiel zu Tab. 3, Z. (1.2), Sp. (1): Im Jahr 2017 überstieg die installierte EE-Kraftwerksleistung die durchschnittlich benötigte Leistung um 86%. Falls also alle EE-Kraftwerke zeitgleich mit Nennleistung produzieren würden, könnte die durchschnittlich benötigte Leistung vollständig durch EE-Kraftwerke abgedeckt werden und es verbliebe ein Leistungsüberschuss in Höhe von 86% der benötigten Leistung.

Schon in 2025 wird die installierte Leistung der EE-Kraftwerke etwa doppelt so groß sein wie die maximal benötigte Leistung (Tab. 3, Z. (1.1), Sp. (2)), fast dreimal so groß wie die durchschnittlich benötigte Leistung (Tab. 3, Z. (1.2), Sp. (2)) und sogar mehr als viermal so groß wie die minimal benötigte Leistung (Tab. 3, Z. (1.3), Sp. (2)). In allen Fällen resultiert ein massiver Leistungsüberschuss, selbst wenn die konventionellen Kraftwerke zu diesem Zeitpunkt gar nichts produzieren würden.

Ab 2025 können die konventionellen Kraftwerke die maximal benötigte Leistung nicht mehr alleine decken (Tab. 3, Z. (2.1), Sp. (2)), wohl aber weiterhin die durchschnittlich benötigte Leistung (Tab. 3, Z. (2.2), Sp. (2)) wie auch die minimal benötigte Leistung (Tab. 3, Z. (2.3), Sp. (2)).

Die installierten Leistungen von konventionellen und von EE-Kraftwerken werden schon 2025 fast dreimal so groß sein wie die maximal benötigte Leistung (Tab. 3, Z. (3.1), Sp. (2)), viermal so groß wie die durchschnittlich benötigte Leistung (Tab. 3, Z. (3.2), Sp. (2)) und über sechsmal so groß sein wie die minimal benötigte Leistung (Tab. 3, Z. (3.3), Sp. (2)).

2. Sofortiger Ausgleich von benötigter und verfügbarer Leistung erforderlich

Bei einem **Leistungsüberschuss** übersteigt die verfügbare Leistung die benötigte Leistung. Zukünftig wird es immer häufiger Leistungsüberschüsse geben, und zwar aus zwei Gründen:

- Kohlestromproduktion zeitgleich zu hoher erneuerbarer Stromproduktion,
- weiterer massiver Ausbau der stark fluktuierenden erneuerbaren Stromproduktion.

Bei einem Leistungsüberschuss muss zwischen zwei Fällen unterschieden werden:

- Export von konventionellem Strom, insbesondere von Kohlestrom¹⁴, bei hoher erneuerbarer Stromproduktion,
- Export von erneuerbarem Strom bei hoher erneuerbarer Stromproduktion trotz maximal möglicher¹⁵ Reduzierung der konventionellen Stromproduktion.

Andererseits wird es bei der geplanten weiteren Stilllegung von konventionellen Kraftwerken auch immer häufiger drohende **Leistungsdefizite** geben, weil die EE-Kraftwerke bei bestimmten Wetterlagen manchmal über Tage nur wenig Strom produzieren. Entgegen aller Erwartungen machen allerdings gemäß Bundesnetzagentur derzeit und in absehbarer Zukunft nicht etwa **Leistungsdefizite** Probleme, sondern vielmehr **Leistungsüberschüsse**.¹⁶

Sowohl Leistungsüberschüsse wie auch Leistungsdefizite müssen sofort ausgeglichen werden, sonst bricht die Stromversorgung zusammen. Bei der Stromversorgung kann also sowohl zu wenig als auch zu viel Nachfrage das Gesamtsystem gefährden. Die sichere Versorgung aller ans Netz angeschlossenen Kunden erfordert also, dass Differenzen zwischen benötigter Leistung und verfügbarer Leistung **sofort** ausgeglichen werden durch geeignete Maßnahmen sowohl auf der Verbrauchsseite als auch auf der Produktionsseite. Kurz: Die momentan nachgefragte Stromleistung muss identisch sein mit der momentan durch die Kraftwerke eingespeisten Leistung.

Hingegen ist z.B. das Internet inhärent stabil: Zu viel Nachfrage führt beim Internet nicht zum Systemzusammenbruch, sondern nur zu vorübergehend langsameren Verbindungen. Und zu wenig Nachfrage führt nur zu nicht ausgelasteten Internetleitungen.

3. Maßnahmen zum Ausgleich von benötigter und verfügbarer Leistung

Die stark fluktuierende verfügbare Leistung aus erneuerbaren Energien kann mit der benötigten Leistung durch eine Kombination verschiedener Maßnahmen synchronisiert werden. Diese Maßnahmen wurden andersorts detailliert beschrieben und ihre Auswirkungen auf den Netzausbau abgeschätzt¹⁷. Tab. 4 fasst die Ergebnisse zusammen.

Maßnahmen, die grundsätzlich **wenig überregionalen Netzausbau** erfordern, sind dezentrale Stromversorgung, Nachfragemanagement, verbrauchsnahe Reservekraftwerke, Wärme- oder Gaserzeugung durch erneuerbaren Strom, Abregelung von Kraftwerken sowie Sektorkopplung.

Maßnahmen, die grundsätzlich **viel überregionalen Netzausbau** erfordern, sind Stromspeicher, falls sie produktions- oder verbrauchsfern installiert werden, sowie internationaler Stromhandel, der in jedem Fall einen mehr oder weniger starken überregionalen Netzausbau erfordert.

a) Maßnahmen, die grundsätzlich wenig überregionalen Netzausbau erfordern

aa) Dezentrale Stromversorgung

Grundsätzlich reduziert eine verstärkte Stromproduktion durch Energiequellen vor Ort den erforderlichen überregionalen Netzausbau, da dann z.B. der Bau von verbrauchsfernen Offshore-Windkraftwerken reduziert werden kann und lange Stromleitungen in den Süden nicht erforderlich sind.

Andererseits ist dann auch die überregionale Vernetzung geringer. Deshalb ist für eine dezentrale Stromversorgung die Kombination aus produktionsnahen Stromspeichern und Nachfragemanagement

von besonderer Bedeutung, wie sie durch ein virtuelles Stromversorgungssystem sichergestellt wird. Dadurch wird dann der Netzausbaubedarf besonders deutlich reduziert.

Tab. 4: Maßnahmen zum Ausgleich von benötigter und verfügbarer Leistung

	(1) Wirksam bei Leistungsüberschuss?	(2) Wirksam bei Leistungsdefizit?	(3) Überregionaler Netzausbau erforderlich?
(1) Wenig überregionaler Netzausbau erforderlich			
(1a) Dezentrale Stromversorgung	ja	ja	nein
(1b) Nachfragemanagement	ja	ja	nein
(1c) Verbrauchsnahe Reservekraftwerke	nein	ja	nein
(1d) Wärme- oder Gaserzeugung durch erneuerbaren Strom	ja	nein	nein
(1e) Abregelung von Kraftwerken	ja	nein	nein
(1f) Sektorkopplung	ja	ja	ja/nein
(2) Viel überregionaler Netzausbau erforderlich			
(2a) Verbrauchsferne Stromspeicher	ja	ja	ja
(2b) Internationaler Stromhandel	ja	ev.	ja

bb) Nachfragemanagement

Durch Nachfragemanagement werden Nachfragespitzen gekappt und bei einem erwarteten Stromdefizit wird der Stromverbrauch reduziert. Bei einem erwarteten **Leistungsüberschuss** werden Verbraucher z.B. über niedrigere Strompreise zu einem höheren Stromverbrauch animiert. Bei einem erwarteten **Stromdefizit** werden Stromverbraucher animiert, ihren Stromverbrauch zu reduzieren. Durch Nachfragemanagement kann also der Netzausbau reduziert werden.

cc) Reservekraftwerke

Zum Ausgleich von erwarteten Abweichungen von Stromverbrauch und Stromproduktion müssen Kraftwerksreserven vorgehalten werden. Sie dienen der Netzregelung und werden als Regelleistung oder Regelenergie bezeichnet. Beim Ausgleich eines Stromüberschusses spricht man von positiver Regelenergie, beim Ausgleich eines Stromdefizits von negativer Regelenergie. Verbrauchsnahe Reservekraftwerke erfordern keinen Netzausbau.

dd) Wärme- oder Gaserzeugung durch erneuerbaren Strom

Power to X bezeichnet Technologien, die die Nutzung von erneuerbaren Stromüberschüssen ermöglichen:

Bei Power to Heat wird erneuerbarer Strom in Wärme umgewandelt, die in Heizungsanlagen und für die Warmwasserbereitung, etwa zur Einspeisung in Fernwärmenetze, genutzt werden kann. Zur Langzeitspeicherung von Überschussstrom dient die Umwandlung von Strom in Wasserstoff mittels Elektrolyse. Stromüberschüsse können so langfristig gespeichert werden, Stromdefizite durch Rückverstromung des Gases ausgeglichen werden. Produktionsnahe Wärme- oder Gaserzeugung durch erneuerbaren Strom erfordert keinen Netzausbau.

¹⁴ Siehe Jarass/Jarass, Integration ..., 2016, Kap. 4.1.3.

¹⁵ Im Minuten- und Stundenbereich ist die Produktionsreduzierung eines Kraftwerks durch die technisch vorgegebene Flexibilität dieses konventionellen Kraftwerks beschränkt, siehe Jarass/Jarass, Integration ..., 2016, Tab. 3.1.

¹⁶ Siehe hierzu Jarass/Jarass, Integration ..., 2016, Kap. 4.

¹⁷ Siehe zum Folgenden Jarass/Jarass, Integration ..., Kap. 3 und 4.

ee) Abregelung von Kraftwerken

Durch Abregelung von Kraftwerken können Einspeisespitzen gekappt und dadurch der erforderliche Netzausbau deutlich reduziert werden. Wird die Abregelung v.a. bei Netzstörungen umgesetzt, ist eine noch stärkere Reduzierung des erforderlichen Netzausbaus möglich bei deutlich weniger Abregelungen.

ff) Sektorkopplung

Sektorkopplung, also die Verknüpfung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr, muss bei der Gestaltung des künftigen Energiesystems eine sehr viel größere Rolle spielen als heute. Um die nationalen Klimaschutzziele von 80% bis 95% CO₂-Reduktion bis 2050 zu erreichen (siehe Abb. 1), muss nämlich neben erheblichen Effizienzverbesserungen ein Großteil der verbleibenden Energienachfrage im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor künftig aus erneuerbaren Quellen, und das heißt ganz überwiegend aus erneuerbarem Strom bereitgestellt werden.

Erfolgt die Sektorkopplung vor Ort im Rahmen einer dezentralen Energieversorgung, so wird dadurch ein besonders hohes Ausgleichspotenzial realisiert, und es ist hierfür kein überregionaler Netzausbau erforderlich. Eine verstärkte Kopplung von weit entfernten Sektoren kann hingegen einen überregionalen Netzausbau erfordern.

b) Maßnahmen, die grundsätzlich viel überregionalen Netzausbau erfordern

aa) Verbrauchsferne Stromspeicher

Stromspeicher können sowohl bei Leistungsüberschuss als auch bei Leistungsdefizit das Stromangebot vergleichmäßigen. Bei einem Leistungsüberschuss kann Überschussstrom in einem Stromspeicher zwischengespeichert und bei einem späteren Leistungsdefizit wieder ins Netz eingespeist werden.

Ein verlustarmer und sehr kostengünstiger Speicher für elektrische Energie wäre also ideal für den Ausgleich der stark fluktuierenden Energien: Strom (d. h. die Bewegung elektrischer Ladungsträger) ist allerdings nicht so leicht und kostengünstig speicherbar wie konventionelle Energieträger (z. B. Kohle oder Öl). Stromspeicher sind teuer und deshalb nur bei hohen Benutzungsdauern wirtschaftlich. Zudem gehen zwischen 20% und 50% des eingespeicherten Stroms durch physikalisch bedingte Umwandlungsverluste verloren.

Stromspeicher wie Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicher oder Batteriesysteme können Leistungsüberschüsse allerdings nur für wenige Stunden speichern und Leistungsdefizite nur für wenige Stunden überbrücken. Für längere Zeiträume sind diese Stromspeichertechnologien ungeeignet, weil z.B. Pumpspeicherkraftwerke dann extrem große Wasserbecken bräuchten, die sehr selten genutzt würden, und deshalb unwirtschaftlich sind.

Verbrauchsferne Stromspeicher (z. B. Pumpspeicher in den Alpen oder in Skandinavien für norddeutschen Windstrom) erhöhen den erforderlichen Netzausbau. Hingegen reduzieren verbrauchsnahe Stromspeicher (z. B. Batteriespeicher für Photovoltaik) den erforderlichen Netzausbau.

bb) Internationaler Stromhandel

Stromimport kann niedrige erneuerbare Stromproduktion nicht ausgleichen

Erwartete Leistungsdefizite können grundsätzlich auch durch zusätzliche Stromimporte ausgeglichen werden. Allerdings wird dieser Ausgleich zukünftig immer seltener möglich sein, da in den Nachbarländern ebenfalls die erneuerbare Stromproduktion ausgebaut wird und eine hohe zeitliche Korrelation zwischen der erneuerbaren Stromproduktion dieser Länder besteht.

Stromexport kann Leistungsüberschüsse reduzieren

Regionale Leistungsüberschüsse werden schon derzeit in anderen deutschen Regionen verbraucht und zudem ins Ausland exportiert. Bei wachsendem Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion resultieren immer häufiger gesamtdeutsche Leistungsüberschüsse, die derzeit – für sehr niedrige Preise – in benachbarte Länder exportiert werden, was zu immer größeren deutschen Stromexporten führt. Dies wird aber zukünftig immer seltener möglich sein, da in diesen Ländern ebenfalls die erneuerbare Stromproduktion ausgebaut wird und eine hohe zeitliche Korrelation zwischen der EE-Stromproduktion dieser Länder besteht.

Berechnungen der Bundesnetzagentur zeigen, dass für diesen Stromexport bei hoher erneuerbarer Stromproduktion ein erheblicher Netzausbau erforderlich ist¹⁸:

- Bei hoher deutscher erneuerbarer Stromproduktion werden deutsche Kohlekraftwerke trotz niedriger Stromproduktionskosten wegen des Einspeisevorrangs des erneuerbaren Stroms vom deutschen Markt verdrängt.
- Damit die Kohlekraftwerke auch bei momentan hoher erneuerbarer Stromproduktion weiterproduzieren können, wird ein zunehmender Teil der deutschen Kohlestromproduktion ins Ausland verkauft.
- Die bestehenden deutschen Stromleitungen werden durch die laufend zugebauten EE-Kraftwerke immer stärker ausgelastet. Deshalb werden für die zunehmenden Kohlestromexporte zusätzliche Leitungen erforderlich.

III. Erforderlicher Netzausbau laut Netzentwicklungsplan

Netzentwicklungsplan und Bundesbedarfsplangesetz beschreiben die technischen und zeitlichen Rahmenbedingungen¹⁹ des geplanten Neubaus leistungsstarker Nord-Süd-Verbindungen in Gleichstromtechnik und der Verstärkung vieler 380-kV-Drehstromleitungen. Gleichstromtrassen sollen vorzugsweise als Kabelanlagen errichtet werden, einige der geplanten Drehstromtrassen sind Pilotvorhaben für eine Verkabelung.

1. Geplanter Ausbau von Freileitungen und Kabel

Tab. 5²⁰ zeigt in Sp. (1) den Bestand an Höchstspannungsleitungen (220 kV und 380 kV) im Jahr 2018 sowie in Sp. (2) und (3) den laut Netzentwicklungsplan erforderlichen Zubau an Höchstspannungsleitungen. Die Netzentwicklungspläne geben keine Aufteilung in Freileitung und Kabel, weil über die konkrete Ausführung erst im Planfeststellungsverfahren entschieden wird. Die in Tab. 5 angegebenen Werte für zukünftige Kabelanteile sind Schätzungen, die im Folgenden näher erläutert werden.

¹⁸ Siehe Jarass/Jarass, Integration ..., Kap. 4, S. 65 ff.

¹⁹ Bisher wurde nicht untersucht, welcher Netzausbau erforderlich ist, wenn man den bisher im Netzentwicklungsplan berücksichtigten kohlebedingten Netzausbau außer Acht lässt. Deshalb sollte bei einer Aktualisierung des Netzentwicklungsplans ein Szenario ohne kohlebedingten Netzausbau gerechnet werden.

²⁰ Quellen zu Tab. 5: Brakelmann/Jarass, Energiewende ..., Tab. 2.3.

Tab. 5: Höchstspannungsleitungen 2018 und geplanter Zubau laut Netzentwicklungsplan

Trassenlänge der Höchstspannungsleitungen [1.000 km]	(1)	(2)	(3)
	IST	Bestätigter Netzentwicklungsplan aus 2017	1. Entwurf Netzentwicklungsplan aus 2019
	Bestand 2018	Zubau 2030	bis zum Jahr 2030
(1) Drehstrom	18,5	6,2	7,4
(1a) Kabelanteil	0,2%	≈ 4%	≈ 5%
(2) Gleichstrom	0,3	2,8	3,9
(2a) Kabelanteil	100%	≈ 90%	≈ 90%
(3) Summe	18,9	9,0	11,4
(3a) Kabelanteil	2%	≈ 31%	≈ 34%

2018 gab es rund 18.500 km Drehstromtrassen, von denen nur rund 36 km verkabelt waren, und rund 300 km Gleichstromtrassen, die als Seekabel zur Anbindung von Offshore-Windkraftwerken dienten. Insgesamt waren 2018 rund 2% der Höchstspannungsleitungen verkabelt.

Noch im Netzentwicklungsplan aus dem Jahr 2013 konnten Höchstspannungsleitungen nur ausnahmsweise für wenige ausgewählte Leitungen in besonders belasteten Abschnitten verkabelt werden. Drehstrom-Kabellösungen wurden seitdem schrittweise erleichtert, sodass für den geplanten Zubau von Drehstromleitungen ein Kabelanteil von mindestens 4% angesetzt werden kann.

Für Gleichstromleitungen wurde 2015 ein Vorrang für Verkabelung eingeführt mit Ausnahme des 340 km langen Abschnitts „Ultra-net“ von Osterath nach Philippsburg, was den geplanten Gleichstrom-Kabelanteil von unter 5% in 2013 auf über 90% in 2017 erhöht hat.

Im 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans 2019-2030 aus dem Jahr 2019²¹ sind deutlich mehr Leitungen vorgesehen als im bestätigten Netzentwicklungsplan 2017-2030, wobei abzuwarten sein wird, wie viele davon von der Bundesnetzagentur bestätigt werden (beim Netzentwicklungsplan 2017-2030 waren es rund drei Viertel²²).

Der laut Bundesbedarfsplan aus dem Jahr 2017 erforderliche Netzausbau betrug Ende 2018 rund 5.900 km²³, von denen Ende September 2018 erst rund 600 km genehmigt und davon erst rund 150 km realisiert worden sind.²⁴ Auch deshalb wurden Drehstromkabellösungen noch weiter erleichtert, sodass nun für den geplanten Kabelanteil von Drehstromleitungen mindestens 5% angesetzt werden können. Der Kabelvorrang für Gleichstromleitungen blieb erhalten, sodass der geplante Kabelanteil bei Gleichstromleitungen weiterhin über 90% liegen dürfte.

Insgesamt ist damit zu rechnen, dass rund ein Drittel des Netzaus-

baus als Erdkabel realisiert werden verglichen mit einem Kabelanteil von rund 2% im Bestandsnetz.

2. Wachsender Kabelanteil erhöht die Versorgungssicherheit

Die durchschnittliche Ausfalldauer eines Doppelsystems ist sowohl bei Freileitungen wie auch bei Kabeln sehr niedrig, soweit man extreme Wetterbedingungen unberücksichtigt lässt.²⁵ Bei Berücksichtigung von extremen Wetterbedingungen steigt die durchschnittliche Ausfalldauer eines Freileitung-Doppelsystems deutlich an, die Ausfalldauern von Kabeln bleiben hingegen unverändert, da sie von extremen Wetterbedingungen nicht betroffen sind. Allerdings sind bei Höchstspannungsleitungen die Kosten für eine Verkabelung deutlich höher als für eine Freileitung.

Kabel können – im Gegensatz zu Freileitungen – aufgrund der Wärmekapazität des umgebenden Mediums für Stunden bis Tage erheblich überlastet werden, abhängig von der Überlast auch für viele Tage oder gar einige Wochen²⁶. Dies verringert den erforderlichen Netzausbau für die stark fluktuierende Wind- und Sonnenenergie. Zudem sinkt dadurch die Notwendigkeit von kurzfristigen Abregelungen bei Netzstörungen, wodurch die Netzstabilität und damit die Versorgungssicherheit erhöht werden.

3. Erhebliche Kosten für den Netzausbau

Die für den Netzausbau anfallenden Investitionskosten liegen laut Netzentwicklungsplan bei über 40 Mrd. € zzgl. der Kosten für eine Teil-Erdverkabelung von Drehstrom-Höchstspannungsleitungen.²⁷

Dabei ist laut Netzentwicklungsplan für Gleichstromleitungen mit einer Übertragungsleistung von 4 GW bei Vollverkabelung mit Investitionskosten von 12 Mio. € pro km laut Netzentwicklungsplan zu rechnen, mehr als viermal so viel wie bei einer Freileitungsausführung. Für Zwischenverkabelungen von Drehstrom-Höchstspannungsleitungen liegen die Mehrkosten in einer ähnlichen Größenordnung.²⁸

IV. Grundlegende Neuberechnung des Netzentwicklungsplans erforderlich

Auch der Netzentwicklungsplan 2019-2030 hat wie schon der Netzentwicklungsplan 2017-2030²⁹ gravierende Defizite, wodurch die gesamte Bedarfsanalyse dieses Netzentwicklungsplans fragwürdig wird.

1. Kosten des Netzausbaus bleiben unberücksichtigt

Bei der Optimierung der Netzausbauplanung werden nur die variablen Stromproduktionskosten der jeweiligen Kraftwerke berücksichtigt, nicht jedoch die Kosten des hierfür gegebenenfalls erforderlichen Netzausbaus, woraus ein überhöhter Netzausbau resultiert. Beispiel: Falls für den Einsatz eines ostdeutschen Braunkohlekraftwerks eine neue Leitung nach Bayern erforderlich ist, bleiben die Kosten für diese neue Leitung bei der Netzausbauplanung unberücksichtigt.

Der überhöhte Netzausbau ermöglicht den Weiterbetrieb von ost- und westdeutschen Braunkohlekraftwerken, wodurch süddeutsche

²¹ Netzentwicklungsplan 2019-2030, 1. Entwurf, Berlin, 04. Februar 2019, S. 144. Die Bestätigung des Netzentwicklungsplans 2019-2030 durch die Bundesnetzagentur ist für spätestens Ende 2019 zu erwarten. <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2030-2019>

²² Bedarfsermittlung 2017-2030. Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom. BNetzA, Bonn, 22. Dezember 2017, S. 325. https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_2017_Bestaetigung.pdf (09.12.2018).

²³ Also nur rund zwei Drittel der im bestätigten Netzentwicklungsplan aus dem Jahr 2017 vorgesehenen 9.000 km (siehe Tab. 5, Z. (3), Sp. (2)).

²⁴ BBPIG-Monitoring – Stand des Stromnetz-Ausbaus nach dem dritten Quartal 2018. BNetzA, Bonn, III/2018. Angaben sind in Trassenkilometer. Die Angaben beziehen sich auf den Stand Ende September 2018. https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Vorhaben/BBPIG/BBPIG-Bericht.pdf?__blob=publicationFile (16.01.2019).

²⁵ Siehe Brakelmann/Jarass, *Energiewende ...*, Kap. 7.1.2.

²⁶ Siehe Brakelmann/Jarass, *Energiewende ...*, Abb. 2.2.

²⁷ Netzentwicklungsplan 2019-2030 ..., S. 144. Die dort angegebenen Kostenschätzungen von rund 52 Mrd. € schließen die von der Bundesnetzagentur nicht bestätigten Leitungen mit ein und wurden deshalb auf 40 Mrd. € reduziert.

²⁸ Netzentwicklungsplan 2019-2030, Kostenschätzungen.

²⁹ Siehe hierzu auch Jarass, *Netzentwicklungsplan Strom 2025*, ZNER 2016, Heft 1, S. 11 ff. Für den Netzentwicklungsplan 2019-2030 wurden gegenüber dem Netzentwicklungsplan 2015-2025 Erdkabellösungen erleichtert und Hochtemperaturleiterseile verstärkt berücksichtigt, die anderen genannten Defizite blieben weitgehend unverändert.

Gaskraftwerke endgültig unwirtschaftlich gemacht werden. Dieser weiterhin geplante kohlebedingte Netzausbau behindert die Energiewende.

Zur Verringerung des Netzausbaubedarfs kann bei der Netzausbauplanung laut Energiewirtschaftsgesetz eine Reduzierung von elektrischer Energie aus Windenergie an Land oder solarer Strahlungsenergie berücksichtigt werden. Zwar wird eine Spitzenkappung von erneuerbaren Kraftwerken berücksichtigt, nicht aber von konventionellen Kraftwerken, was zu einem überhöhten Netzausbau führt.

Die Berücksichtigung einer Einspeisereduzierung bei Netzstörungen statt einer generellen Spitzenkappung würde gerade bei Teilverkabelungen einen Netzausbau mit stark verringertem Trassenbedarf und erheblich reduzierten Kosten ermöglichen. Die hohe Versorgungssicherheit der Verbraucher wird dabei beibehalten.³⁰

2. Kohlebedingter Netzausbau behindert sozialverträgliche Stilllegung von Kohlekraftwerken

Nach dem derzeit im Netzentwicklungsplan angewandten Marktmodell wird der Kraftwerkseinsatz von einzelnen Erzeugungsanlagen gemäß deren jeweiligen variablen Kosten bestimmt: Ein gegebener Stromverbrauch wird durch die im In- und Ausland einsatzbereiten Kraftwerke mit den niedrigsten variablen Kosten der Stromproduktion gedeckt. Entsprechend werden in Deutschland auch bei hoher erneuerbarer Stromproduktion Kohlekraftwerke für den Kohlestromexport betrieben, und zwar deshalb, weil die variablen Kosten der deutschen Kohlekraftwerke häufig niedriger sind als die der damit konkurrierenden ausländischen Kraftwerke. Kritische Versorgungssituationen sind gemäß Bundesnetzagentur nicht durch die erneuerbare Stromproduktion bedingt, sondern durch eben diesen Export von Kohlestrom. Der Öffentlichkeit aber wird erklärt, die wachsende erneuerbare Stromproduktion verursache den erhöhten Netzausbaubedarf.

Würde für den Kohlestrom zukünftig kein Netzausbau mehr ein-

geplant, so müssten die Kohlekraftwerke in den nächsten Jahren bei weiterem Zubau von EE-Kraftwerken immer häufiger ihre Stromproduktion mangels vorhandener Stromtransportmöglichkeiten vorübergehend reduzieren. Die weniger flexiblen Kohlekraftwerke würden zuerst unrentabel, die flexibleren erst später. Dadurch könnte die aus Klimaschutzgründen erforderliche Stilllegung der Kohlekraftwerke in kleinen Schritten erfolgen, die für alle Beteiligten planbar wären.³¹ Insbesondere die dadurch wegfallenden Arbeitsplätze könnten so sozialverträglich abgebaut werden. Solange den Kohlekraftwerken die von ihnen verursachten Netzausbaukosten nicht angelastet werden, sie vielmehr für Abregelungen sogar weiterhin entschädigt werden, werden die Kohlekraftwerksbetreiber kein Interesse haben, die Kohlekraftwerke schrittweise stillzulegen.

V. Fazit

Bisher wurde nicht untersucht, welcher Netzausbau erforderlich ist, wenn man den bisher im Netzentwicklungsplan berücksichtigten kohlebedingten Netzausbau außer Acht lässt. Bei der Aktualisierung des Netzentwicklungsplans 2019-2030 sollte deshalb ein Szenario ohne kohlebedingten Netzausbau untersucht werden.

Die Berücksichtigung einer Einspeisereduzierung bei Netzstörungen statt einer generellen Spitzenkappung würde einen Netzausbau mit stark verringertem Trassenbedarf und erheblich reduzierten Kosten ermöglichen. Dies sollte bei einer Neuberechnung des Netzentwicklungsplans berücksichtigt werden.

³⁰ Brakelmann/Jarass, Bedeutung des Erzeugungsmanagements für den Netzausbau. ew – Magazin für die Energiewirtschaft, 5/2018, S. 46-53.

³¹ Siehe hierzu die Beschlüsse vom 26. Januar 2019 zum Kohleausstieg bis 2038: Abschlussbericht der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“. https://www.kommission-wsb.de/WSB/Redaktion/DE/Downloads/abschlussbericht-kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaeftigung.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (22.01.2019).

Prof. Dr. Marcel Raschke*

Die Sicherung von (konkurrierenden) Rechtspositionen von Windenergieprojekten durch den immissionsschutzrechtlichen Vorbescheid nach § 9 BImSchG

Der Beitrag betrachtet verschiedene Entscheidungen zum Thema Konkurrenz zwischen Vorbescheids- und Genehmigungsverfahren für Windenergieanlagen. Näher betrachtet werden soll der Prüfumfang innerhalb der jeweiligen Genehmigungsverfahren sowie die Frage, ob bzw. welche Rechtspositionen durch einen Vorbescheid im Falle (teilweiser) konkurrierender Windenergievorhaben gesichert werden können.

I. Der immissionsschutzrechtliche Vorbescheid nach § 9 BImSchG – sinnvoll neben der Genehmigung?

Auch für Windenergieanlagen kommt neben der Vollgenehmigung der immissionsschutzrechtliche Vorbescheid nach § 9 BImSchG in Betracht. Nach der Vorstellung des historischen Gesetzgebers dient der Vorbescheid dazu, „bei komplexen oder neuartigen Anlagen wichtige Vorfragen, zu denen vor allem die Standortwahl zu rechnen ist, vorab zu klären, um das Investitionsrisiko in angemessenem Umfang

zu vermindern.“¹ Die Vorschrift selbst hat lediglich in ihrer Nummerierung, kaum aber in ihrem Wortlaut Veränderungen erfahren.²

Der Vorbescheid gilt neben der heute in § 8 BImSchG geregelten Teilgenehmigung als Instrument des sog. gestuften Genehmigungsverfahrens³ bzw. des „gestuften Anlagenzulassungsverfahrens“⁴. Letztere Bezeichnung trägt dem Aspekt Rechnung, dass der Vorbescheid weder zum Bau noch zum Betrieb von Anlagen berechtigt, die gewählte Formulierung vom „gestuften Anlagenzulassungsverfahren“ grenzt den Vorbescheid daher zu der teilweise direkt berechtigten Teilgenehmigung⁵ nach § 8 BImSchG präziser ab. Der Vorbe-

¹ BT-Drs. 7/179, S. 33 zum 1973 eingeführten § 8 BImSchG.

² Die bereits ursprünglich vorgeschlagene Formulierung als „Soll“-Vorschrift war bis zum 01.03.2010 als „Kann“-Vorschrift ausgestaltet, da dies historisch der Bundesrat vorschlug, hierzu: Enders in: BeckOK Umweltrecht, Stand: 01.10.2018, § 9 Rn. 3.

³ Enders, in: BeckOK Umweltrecht, 48. Edition, Stand: 01.10.2018, § 9 BImSchG, Rn. 1

⁴ Dietlein, in: Landmann/Rohmer, Umweltrecht, 86. EL April 2018, § 9 BImSchG, Rn. 3.

⁵ Vgl. Enders, in: BeckOK Umweltrecht, Stand: 01.10.2018, § 8 BImSchG, Rn. 3: „echte Genehmigung mit materiellem Erlaubnischarakter“.

* Der Autor lehrt am Studienort Bielefeld der Fachhochschule für Öffentliche Verwaltung NRW. Der Beitrag gibt ausschließlich die persönliche Meinung des Autors wieder.