

# ZNER

24/5  
2020

Zeitschrift für Neues Energierecht

## Aus dem Inhalt:

### Dipl.-Ing. Wolfram König

Endlagersuche: Das letzte Kapitel der Atomenergienutzung in Deutschland

### Florian Emanuel

Partizipation? Auch während „Corona“!

### Prof. Dr. Lorenz J. Jarass und Dipl.-Ing. Carsten Siebels

Begrenzung der Netzausbaukosten

### Johannes Antoni und Michael Kalis

Grün vs. Grau – Begriff, Nachweis und Weitergabe der „grünen“ Eigenschaft erneuerbaren Stroms

### Rechtsanwalt Dr. Martin Altmann, Mag.rer.publ.

Regierungsentwurf für ein EEG 2021

### Generalanwaltschaft beim EuGH

Zur Auslegung des Tötungsverbots der Vogelschutzrichtlinie mit Anmerkung von Frank

### BVerfG

Verfassungswidrigkeit des WindSeeG wegen fehlender Ausgleichsregelung

### BGH

Zum Verständnis des § 10a ARegV (Kapitalkostenaufschlag I)

### BVerwG

Echte Konkurrenz benachbarter Windenergieanlagen; Prioritätsprinzip bei Vorbescheid und Vollbescheid

### OVG Schleswig

Höhe der Rückbausicherheitsleistung bei WEA

## Wissenschaftlicher Beirat

Prof. Dr. Gabriele Britz

Heinz-Peter Dicks

Prof. Dr. Martin Eifert

Peter Franke

Anne-Christin Frister

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

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 Altmann

Prof. Dr. Edmund Brandt

RA Dr. Hartwig von Bredow

RA Dr. Wieland Lehnert

Dr. Volker Oschmann

RAin Dr. Heidrun Schalle

Dr. Nina Scheer, MdB

RA Franz-Josef Tigges

ZNER · Jahrgang 24 · Nr. 5

Oktober 2020 · S. 365 – 484

ISSN: 1434-3339

Prof. Dr. Lorenz J. Jarass und Dipl.-Ing. Carsten Siebels

## Begrenzung der Netzausbaukosten\*

Die Bundesregierung will das überregionale Stromnetz für sehr viel Geld ausbauen. 95 Mrd. € sind bis zum Jahr 2035 veranschlagt, davon allein 15 Mrd. € für die Gleichstromerkabel SuedLink und SuedOstlink. Der folgende Beitrag erläutert, wie diese Kosten deutlich verringert werden können.

### A. Der Netzentwicklungsplan Strom lässt die Kosten des Netzausbaus unberücksichtigt

Statt wie in § 1 EnWG gefordert, die gesamten Kosten der Stromversorgung frei Verbraucher (also inklusive der erforderlichen Netzausbaukosten) zu berücksichtigen<sup>1</sup>, werden im Netzentwicklungsplan nur die variablen Stromproduktionskosten frei Kraftwerk berücksichtigt<sup>2</sup>. Auch die im Netzent-

wicklungsplan für einige Interkonnektoren erläuterten „Kosten-Nutzen-Analysen“<sup>3</sup> zeigen nur den Nutzen, nicht aber die Kosten des Netzausbaus, und zwar weder die betriebswirtschaftlichen Kosten für Investition und Betrieb noch die sozialen Kosten für die durch den Netzausbau verursachten Umweltbelastungen etc. Weder der Netzentwicklungsplan noch die Bestätigung durch die Bundesnetzagentur geben hierfür eine explizite Begründung.<sup>4</sup>

### I. Die Nichtberücksichtigung der Netzausbaukosten im Netzentwicklungsplan kann die Strompreise erhöhen

Tab. 1 zeigt links den Kraftwerkseinsatz laut Marktmodell des Netzentwicklungsplans, also ohne Berücksichtigung der Netzausbaukosten, und rechts mit Berücksichtigung der Netzaus-

\* Für kritische Hinweise und Nachfragen, die den vorliegenden Beitrag deutlich verbessert haben, bedanken wir uns bei D. Römling, wissenschaftlicher Mitarbeiter an der Rechtswissenschaftlichen Fakultät der Universität Münster.

1 § 1 Abs. 1 EnWG spricht von einer möglichst preisgünstigen Energieversorgung. Der Begriff wird in der Literatur relativ verstanden (etwa Kment M in ders. (Hrsg.), EnWG, 2. Aufl. 2019, § 1 Rn. 5 f.). Die Vorschrift verpflichtet also wohl nicht zur Schaffung des absolut niedrigsten Strompreises, sondern zur Berücksichtigung des Ziels verbraucherfreundlicher Preisgestaltung im Rahmen sämtlicher Ziele, die das EnWG erreichen will. Hierzu gehören auch die übrigen in § 1 Abs. 1

2 Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, 2. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion

EnWG genannten Ziele. Dies kann aber doch nicht bedeuten, dass man die Kosten des Netzausbaus völlig unberücksichtigt lässt.

GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Berlin, 15. April 2019, S. 91+94. Im Folgenden mit NEP/2 zitiert. Hingegen werden z. B. zu Phasenschiebertransformatoren Amortisationsdauern im Netzentwicklungsplan 2019 angegeben. NEP/2, S. 145.

3 Z. B. für den Interkonnektor Uchtelfangen – Ens Dorf – Vigy, P 170 (NEP/2, S. 493).

4 Insbesondere argumentiert der Netzentwicklungsplan an keiner Stelle, dass durch nationale oder EU-Rechtsvorschriften ein Marktmodell in der vom Netzentwicklungsplan angesetzten Ausgestaltung für die Netzentwicklungsplanung Verwendung finden müsse.

baukosten. Ein zusätzlicher Stromverbrauch im Süden wird gemäß dem Marktmodell des Netzentwicklungsplans grundsätzlich von einem Kraftwerk mit niedrigeren Brennstoffkosten<sup>5</sup> abgedeckt. Für einen daraus ggf. resultierenden Stromtransportengpass, z. B. von Hamburg nach Stuttgart oder von Leipzig nach München, wird im Netzentwicklungsplan eine neue Leitung eingeplant, ohne deren Kosten zu berücksichtigen. Soweit die Kosten des Netzausbaus größer sind als die über die Jahre eingesparten Brennstoffkosten, führt die Nichtberücksichtigung der Netzausbaukosten sowohl zu unnötigen Strompreiserhöhungen als auch zu vermeidbaren Umweltbelastungen.

Tab. 1: Kraftwerkseinsatz ohne und mit Berücksichtigung der Netzausbaukosten

ohne Berücksichtigung der Netzausbaukosten	mit Berücksichtigung der Netzausbaukosten
Nordkraftwerk mit niedrigeren Brennstoffkosten wird eingeplant	Südkraftwerk mit höheren Brennstoffkosten wird eingeplant
ggf. neue Leitung erforderlich	keine neue Leitung erforderlich
ggf. höhere Gesamtkosten	ggf. niedrigere Gesamtkosten

## II. Die Nichtberücksichtigung der Netzausbaukosten steht im Widerspruch zum Clean Energy for all Europeans Package der EU

Wie gezeigt, erhöht der Netzentwicklungsplan die Gesamtkosten der Stromversorgung unnötig. Dies steht im klaren Widerspruch zum Clean Energy for all Europeans Package der EU<sup>6</sup>, der „für alle Verbraucher den Zugang zu möglichst kostengünstiger Energie“<sup>7</sup> fördern soll.

### Beispiel Stromexport

Im Marktmodell des Netzentwicklungsplans wird Strom ins Ausland exportiert, „wenn er in Deutschland billiger produziert wird als im Ausland“<sup>8</sup>, also v. a. während Starkwindlagen mit sehr hoher Windstromproduktion und deshalb sehr niedrigen Börsenstrompreisen und damit sehr niedrigen Stromerlösen. Die erheblichen Kosten des hierfür erforderlichen Netzausbaus bleiben komplett unberücksichtigt. Dies führt zu einem überhöhten Netzausbau, der v. a. dem Export von

Stromüberschüssen dient und dessen Netzausbaukosten vom deutschen Stromverbraucher über die Netzentgelte getragen werden müssen.

## III. ENTSO-E und EU fordern eine Berücksichtigung der Netzausbaukosten

Der europäische Verband der Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E hat detaillierte Richtlinien für die Kosten-Nutzen-Analyse von Netzausbauprojekten veröffentlicht.<sup>9</sup> Danach müssen sowohl die Investitionskosten als auch die laufenden Betriebskosten für jedes Projekt genannt werden. Diese Richtlinien wurden von der EU explizit genehmigt, worauf der Netzentwicklungsplan<sup>10</sup> ausdrücklich hinweist. Eine Reihe der im Netzentwicklungsplan vorgesehenen Leitungen sind Teil der Projects of Common Interests der EU, für die ebenfalls Kosten-Nutzen-Analysen vorgeschrieben sind.

ENTSO-E hat für die im Rahmen des 10-Jahres-Netzentwicklungsplans vorgesehenen Projekte auf der Basis von Angaben der zuständigen Übertragungsnetzbetreiber den sozioökonomischen Nutzen der geplanten Leitungen den Kosten gegenübergestellt. Z. B. wird für SuedOstLink für das Zieljahr 2030 der sozio-ökonomische Nutzen je nach angenommenem Marktmodell mit einer sehr großen Spannweite von 65...330 Mio. €/a angegeben<sup>11</sup>, die Investitionskosten werden mit 2.800 Mio. € nur gut halb so hoch wie von den Übertragungsnetzbetreibern an anderer Stelle mit 5.000 Mio. € angegeben<sup>12</sup>. Bei jährlichen Kosten von 7% der Investitionskosten resultieren daraus Kosten von 200...350 Mio. €/a, deutlich mehr als die angegebene Spannweite der Nutzen von 65...330 Mio. €/a.

Der Netzentwicklungsplan veröffentlicht keine Kosten-Nutzen-Analysen<sup>13</sup>, sondern lässt vielmehr bei der Netzausbauplanung die Kosten des Netzausbaus gänzlich unberücksichtigt. Der Netzentwicklungsplan muss aber bei seiner Planung die Kosten des Netzausbaus berücksichtigen, insbesondere wenn es, wie anschließend gezeigt, deutlich kostengünstigere Lösungen gibt.

Auch bei einer angenommenen Verdoppelung der bis 2035 geplanten Netzausbaukosten von 95 Mrd. € auf 190 Mrd. € – z. B. durch massive Baupreissteigerungen – würde der Netzentwicklungsplan den erforderlichen Netzausbau unverändert lassen, weil die Netzausbaukosten im Netzentwicklungsplan unberücksichtigt bleiben. Hieran sieht man, dass der Netzentwicklungsplan die Interessen der Stromverbraucher, die den Netzausbau zahlen müssen, nicht angemessen berücksichtigt.

### Auch bei länderübergreifenden Leitungen („Interkonnektoren“) erfolgt keine Berücksichtigung der Netzausbaukosten

Der Ausbau der Interkonnektoren ist von großer Bedeutung für den Netzausbau. Je mehr Interkonnektoren z. B. nach Österreich gebaut werden, umso größer ist der Netzausbaube-

5 Es wird ein noch nicht eingeplantes Kraftwerk mit den niedrigsten variablen Erzeugungskosten eingeplant.

6 Clean energy for all Europeans package completed: good for consumers, good for growth and jobs, and good for the planet. Commission of the European Union, Brussels, 22 May 2019. Zur entsprechenden Governance-VO siehe Schlacke S, Lammers S: Das Governance-System der Europäischen Energieunion, EurUP 2018, S. 424 ff. sowie Schlacke S, Knodt M: Das Governance-System für die Europäische Energieunion und für den Klimaschutz, ZUR 2019, S. 404 ff., die sowohl die VO insgesamt als auch Einzelfragen der Durchsetzung zum Gegenstand haben. In derselben Ausgabe der ZUR 2019, S. 387 ff. findet sich ferner ein Beitrag von Pause F, der das gesamte Legislativpaket näher beleuchtet.

7 NEP/2, S. 58.

8 „Auch der grenzüberschreitende Stromhandel und der Kraftwerkspark im Ausland müssen im Marktmodell berücksichtigt werden. Dabei wird davon ausgegangen, dass Strom aus dem Ausland nachgefragt wird, wenn er in Deutschland billiger produziert wird als im Ausland, was typischerweise in Zeiten eines hohen Windstromangebots der Fall ist, aber auch zu extrem sonnenreichen Zeiten auftreten kann.“ Bedarfsermittlung 2019-2030. Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom. BNetzA, Bonn, 20. Dezember 2019, S. 34. Im Folgenden mit NEP/B zitiert.

9 2<sup>nd</sup> ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects. European Network of Transmission System Operators for Electricity, Brussels. FINAL – Approved by the European Commission, 27 September 2018, S. 42.

10 NEP/2, S. 163.

11 Project 130 – HVDC SuedOstLink Wolmirstedt to area Isar. ENTSO-E. <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/130>.

12 Gleichstromverbindungen SuedLink und SuedOstLink: Netzbetreiber starten Ausschreibungen für Erdkabel. TenneT TSO GmbH, Bayreuth, 06. August 2018.

13 Hingegen werden im Netzentwicklungsplan für nur vorübergehend erforderliche sogenannte „Ad-Hoc“-Maßnahmen sehr wohl Nutzen und Kosten erhoben und berücksichtigt: „Die so ermittelten Opportunitätskosten werden den Investitionen, die für die Ad-Hoc-Maßnahme anfallen, gegenübergestellt.“ NEP/B, S. 56.

darf für den Export von Stromüberschüssen<sup>14</sup> quer durch Bayern.

Für einige Interkonnektoren wurden vom Netzentwicklungsplan Nutzenanalysen angegeben, allerdings ohne deren Investitionskosten zu berücksichtigen<sup>15</sup>. Für Interkonnektoren, die nicht Teil des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG) oder des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPlG) sind, wurden laut Netzentwicklungsplan weder Nutzen- noch Kostenanalysen durchgeführt.

Der Netzentwicklungsplan erläutert, dass „analog zum Vorgehen im TYNDP 2018, basierend auf der von der Europäischen Kommission genehmigten 2. CBA Richtlinie“<sup>16</sup>, Interkonnektoren, die nicht Teil des EnLAG oder BBPlG sind, einer volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen werden. Der Bezug auf die CBA-Richtlinie<sup>17</sup> ist irreführend. Zu Interkonnektoren gibt es nämlich im Netzentwicklungsplan 2019 nur Nutzenanalysen („benefit“)<sup>18</sup>, aber die Investitions- und Betriebskosten („cost“) für die Interkonnektoren bleiben unberücksichtigt.<sup>19</sup>

Der Netzentwicklungsplan sieht also eine Reihe von Interkonnektoren vor, ohne eine laut CBA-Richtlinie vorgesehene Kosten-Nutzen-Analyse durchzuführen.<sup>20</sup> Die Übertragungsnetzbetreiber müssen aber auch für die Interkonnektoren nicht nur den Nutzen („benefit“) angeben, sondern auch die Investitions- und Betriebskosten („cost“).

## B. Kostengünstige Alternativen zum teuren Netzausbau

Die Bundesregierung will das überregionale Stromnetz für sehr viel Geld ausbauen. 95 Mrd. €<sup>21</sup> sind bis zum Jahr 2035 veranschlagt, davon allein 15 Mrd. € für die Gleichstromerdkabel SuedLink und SuedOstLink.

Tab. 2<sup>22</sup> zeigt kostengünstige Alternativen zum massiven Netzausbau des Netzentwicklungsplans, die alle im Netzentwicklungsplan nicht ausreichend berücksichtigt werden, eben weil der Netzentwicklungsplan die Kosten des Netzausbaus unberücksichtigt lässt.

14 Künftig sollen an allen innereuropäischen Grenzen 70% der dort bestehenden (n-1)-sicheren Leitungskapazität für den Stromhandel zwischen den Staaten zur Verfügung gestellt werden. Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates über den Elektrizitätsbinnenmarkt (Neufassung), Brüssel, 05. Juni 2019, Begründung, Abs. 28 sowie Art. 16, Abs. 8.

15 NEP/2, S. 163; siehe hierzu auch NEP/B, S. 54/55.

16 NEP/2, S. 163; siehe hierzu auch NEP/B, S. 54/55.

17 2<sup>nd</sup> ENTSO-E Guideline ..., S. 42.

18 NEP/2, S. 163; zu einer detaillierten Kritik der Nutzenabschätzungen einzelner Interkonnektoren siehe Siebels C: Kommentierung der NEP – Strom Bedarfsermittlung 2019-2030 (BNetzA), 02. September 2019, S. 16 ff. <https://www.stromnetzberater.net/Referenzen/>, 191015 Stellungnahme Stromnetzberater.pdf.

19 Zudem bleiben der für den internationalen Stromhandel innerhalb Deutschlands erforderliche Netzausbau und seine Kosten unberücksichtigt.

20 Der Netzentwicklungsplan macht keine Angaben, dass diese Interkonnektoren laut EU-Vorgaben o. Ä. erforderlich sind.

21 Davon 68 Mrd. € für die Netzanbindung an Land (NEP/2, S. 161, Abb. 66) zzgl. 27 Mrd. € für die Netzanbindung der Offshore-Windkraftwerke (NEP/2, S. 184). Zu einer Übersicht der Kosten für die einzelnen Kategorien und Zieljahr siehe Baumann W, Jarass LJ: Überdimensionierter Netzausbau behindert die Energiewende, BoD, 2020, S. 20 ff., Tab. 3.1, Tab. 3.2 und Tab. 3.3.

22 Siehe Baumann W, Jarass LJ: Überdimensionierter Netzausbau behindert die Energiewende, BoD, 2020, Kap. 6 sowie Jarass A, Jarass LJ: Integration von erneuerbarem Strom: Stromüberschüsse und Stromdefizite, BoD, 2017, Kap. 3 und Kap. 6.

Tab. 2: Kostengünstige Alternativen zum teuren Netzausbau des Netzentwicklungsplans

(1) Verringerung der Stromüberschüsse
(1.1) Verringerung der Mindest-Stromeinspeisung von konventionellen Kraftwerken
(1.2) Speicher, insbesondere Batteriespeicher zur kurzfristigen Speicherung von Stromüberschüssen
(1.3) Verbesserung der Abregelung von Einspeisespitzen
(2) Produktionsnahe Nutzung von Stromüberschüssen
(2.1) Power-to-Gas: Gaserzeugung aus erneuerbaren Stromüberschüssen
(2.2) Power-to-Heat: Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Stromüberschüssen
(3) Begrenzung des Exports von Stromüberschüssen
(3.1) Produktionsnahe Elektrolyse von Stromüberschüssen statt Export von Stromspitzen über teure HGÜ-Erdkabel
(3.2) Das HGÜ-Erdkabel SuedOstLink ist nicht für Bayern erforderlich, sondern für den Export von Stromspitzen

### I. Verringerung der Stromüberschüsse statt Netzausbau

Der Netzentwicklungsplan unterlässt eine Optimierung zwischen den Kosten einer Reduzierung der Mindest-Stromeinspeisung von konventionellen Kraftwerken und den Kosten für den Netzausbau, was zu einem überhöhten Netzausbau führt.

Insbesondere Batteriespeicher nahe von Photovoltaikanlagen können in großem Umfang kurzfristige Schwankungen von Erzeugung und Verbrauch ausgleichen, wodurch ein Leitungsneubau zum Transport von Stromüberschüssen vermieden werden kann und die bestehenden Leitungen besser ausgelastet werden können. Eine kurzfristige Speicherung z. B. von Photovoltaik-Stromüberschüssen während des Tages und Nutzung des Stroms am Abend und am Morgen ist ökologisch und bei weiterer Reduktion der Speicherkosten zukünftig auch ökonomisch am besten geeignet, Leistungsspitzen zu nutzen. Dazu können diese Speicher bei weiterer Zunahme der Photovoltaikanlagen dazu dienen, negative Großhandelspreise zur Mittagszeit zu reduzieren.

Im aktuellen Netzentwicklungsplan Strom wird die im Energiewirtschaftsgesetz für Photovoltaik und Wind an Land vorgeschriebene Abregelung von Einspeisespitzen für jede Energieart einzeln so durchgeführt, dass sicher weniger als 3% der Jahresenergie verloren gehen. Dabei wird die Abregelung ohne Berücksichtigung von regionalen Netzaspekten durchgeführt. Dadurch besteht die Gefahr, dass Leistung abgeregelt wird, obwohl zu diesem Zeitpunkt weder regionale noch überregionale Netzengpässe vorhanden sind. Würden die Einspeiseleistungen beider Energiearten zusammen mit der zeitgleichen Nachfrageleistung betrachtet, könnte der Netzausbau verringert werden.<sup>23</sup>

23 Auf die vielfältigen Möglichkeiten einer besseren Auslastung des bestehenden Stromnetzes soll hier nicht näher eingegangen werden. Siehe hierzu Jarass A, Jarass LJ: Integration von erneuerbarem Strom: Stromüberschüsse und Stromdefizite, BoD, 2017, S. 97 ff., Kap. 6.2. U. a. kann die planerische Berücksichtigung der Zusammen-

## II. Produktionsnahe Nutzung von Stromüberschüssen statt Netzausbau

Der Netzentwicklungsplan berücksichtigt nur in unzureichendem Maße die durch Power-to-Gas mögliche Einsparung an Netzausbau. Im Netzentwicklungsplan erfolgt keine Berücksichtigung der durch Power-to-Gas eingesparten Netzausbaukosten und deshalb keine marktgetriebene Nutzung von Power-to-Gas zur Verringerung des Netzausbaus.

Durch Gaserzeugung aus erneuerbarem Überschussstrom ist eine erhebliche Verringerung des Netzausbaus möglich. Jedes Kilowatt Überschussstrom, das an der Küste in erneuerbares Gas umgewandelt wird, verringert den Netzausbau nach Süden um bis zu einem Kilowatt.

Kurzfristige Schwankungen der erneuerbaren Stromerzeugung können durch Batteriespeicher und Nachfragemanagement ausgeglichen werden, nicht hingegen mittel- und längerfristige Schwankungen. Hierfür eignet sich insbesondere die Umwandlung von erneuerbarem Strom in Gas. Während aber Batteriespeicher und Nachfragemanagement in wachsenden Fällen betriebswirtschaftlich rentabel werden, ist Power-to-Gas derzeit und auf absehbare Zeit betriebswirtschaftlich nicht konkurrenzfähig gegenüber importiertem Naturgas. Aktuell gibt es in Deutschland und auch im Ausland zwar Verfahren zur Vermarktung von erneuerbarem Strom, aber für erneuerbares Gas muss ein Markt geschaffen werden, solange es teurer als Naturgas ist. Hierzu hat z. B. die Thüga einen Maßnahmenplan für die Markteinführung von erneuerbaren Gasen vorgelegt<sup>24</sup>, insbesondere eine Mindestquote für erneuerbare Gase sowie eine Befreiung von EEG-Umlage, Stromsteuer und Anrechnung im Emissionshandel. Die Bundesregierung will bis 2030 bis zu 5 GW industrielle Wasserstoff-Produktionsanlagen installieren und eine „Nationale Wasserstoffstrategie“ mit 7 Mrd. € unterstützen.<sup>25</sup>

Das enorme und kostengünstige Potenzial der Nutzung von Überschussstrom in Einfamilienhäusern und Wohnanlagen zur Verringerung der Stromüberschüsse und damit zur Verringerung des Netzausbaus bleibt im Netzentwicklungsplan völlig unberücksichtigt.

### 1. Beispiel 1: Küstennahe Elektrolyse statt teurer HGÜ-Erdkabel

#### Investitionszuschüsse für Elektrolyseanlagen statt teurer HGÜ-Erdkabel

Durch erneuerbare Gaserzeugung ist eine erhebliche Verringerung des Netzausbaus möglich. Jedes Kilowatt Überschussstrom, das an der Küste in erneuerbares Gas umgewandelt wird, verringert den Netzausbau nach Süden um ein Kilowatt.<sup>26</sup>

Beispiel SuedOstLink: Die Investitionskosten von SuedOst-Link<sup>27</sup> betragen laut Übertragungsnetzbetreibern 5 Mrd. €<sup>28</sup>.

hänge von Leitungsbelastung und Leitungsbelastbarkeit durch Anwendung des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs auf deutlich mehr als die bisher verwendeten 4 Regionen in Deutschland eine noch bessere Auslastung des bestehenden Stromnetzes ermöglichen und damit eine stärkere Verringerung des Netzausbaus. Zudem kann die Anwendung eines modifizierten (n-1)-Kriteriums mit Berücksichtigung von automatischen Netzlastungsmaßnahmen bei störungsbedingten Ausfällen die zulässige Netzauslastung deutlich erhöhen und damit den Netzausbaubedarf verringern. Dies wurde bereits im Jahr 2016 im Auftrag von TenneT durch Consentec untersucht und beschrieben: Netzstresstest für die Netzausbauplanung, 25. November 2015.

- 24 Die Idee ist entfesselt. Plan für die Markteinführung von erneuerbaren Gasen durch den Stadtwerkeverbund Thüga. Neue Energie, Heft 8/2019, S. 65 ff.
- 25 Corona-Folgen bekämpfen, Wohlstand sichern, Zukunftsfähigkeit stärken. Ergebnis Koalitionsausschuss, 3. Juni 2020, S. 9/10.
- 26 Siehe hierzu auch Jarass L: Stromproduktion neu denken. Handelsblatt, 10. Juli 2020, S. 10.

Hinzu kommen die nicht unbeträchtlichen Kosten für die Drehstromleitungen, die im Norden den Strom in SuedOstLink einspeisen und im Süden den Strom bis zur österreichischen Grenze weitertransportieren.

Die Investitionskosten für eine Elektrolyseanlage mit 2 GW werden in einer offiziellen Studie des Bundeswirtschaftsministeriums mit rund 1,7 Mrd. € im Jahr 2019/2020 abgeschätzt, sinkend auf 1,0 Mrd. € im Jahr 2030<sup>29</sup>. Selbst bei Zuschüssen in Höhe der vollen Investitionskosten für 2 GW Elektrolyseanlagen würde eine Netto-Einsparung von über 3 Mrd. € resultieren. Durch küstennahe Elektrolyse von Leistungsspitzen statt Transport nach Süden mittels SuedOstLink können also mindestens 3 Mrd. € zu Gunsten der deutschen Stromverbraucher eingespart werden.

### Kosten des SuedOstLink werden kleingerechnet

Der Netzentwicklungsplan modelliert SuedOstLink mit einer sehr hohen Auslastung von rund 70%<sup>30</sup>. Bei einer installierten Transportleistung von 2 GW entspricht dies einem jährlichen Stromtransport von rund 12 TWh<sup>31</sup>, woraus bei jährlichen Kosten von 350 Mio. €<sup>32</sup> Transportkosten von knapp 3 Cent pro transportierte Kilowattstunde resultieren. Aber diese Rechnung vernachlässigt, dass auch ohne Bau von SuedOstLink der ganz überwiegende Teil dieses Stromtransports über bereits bestehende oder andere in Planung befindliche Leitungen transportiert werden könnte.

SuedOstLink darf deshalb als Nutzen nur die durch seinen Bau zusätzlich transportierbare Energie zugerechnet werden. Laut Abb. 2 ermöglicht SuedOstLink eine zusätzlich nach Bayern transportierbare Energie von maximal 0,5 TWh/a<sup>33</sup>. Daraus ergeben sich Transportkosten von über 70 Cent pro zusätzlich transportierbare Kilowattstunde (= 350 Mio. €/0,5 TWh), während hierfür an der Strombörse nur einige Cent pro Kilowattstunde erzielt werden können. Die deshalb unnötig erhöhten Kosten müssen die deutschen Stromverbraucher über ihre Netzentgelte tragen.

### Aufkommensneutrale Befreiung von EEG-Abgaben und Stromsteuern für Elektrolysestrom möglich

Für eine betriebswirtschaftlich rentable Wasserstoffproduktion ist eine Entlastung von EEG-Abgaben und Stromsteuern zwingende Voraussetzung. Für exportierten Strom werden in Deutschland weder EEG-Abgaben noch Stromsteuer gezahlt<sup>34</sup>, weil beide nur für in Deutschland verbrauchten Strom erhoben werden. Entsprechend kann dieser Strom ohne Belastung durch EEG-Abgaben und Stromsteuern an die Elektrolyseure

27 Der aktuelle Netzentwicklungsplan sieht eine Verlegung von Leerrohren vor, um später die installierte Leistung auf 4 GW erhöhen zu können.

28 Gleichstromverbindungen SuedLink und SuedOstLink: Netzbetreiber starten Ausschreibungen für Erdkabel. TenneT TSO GmbH, Bayreuth, 06. August 2018.

29 Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme. Studie IndWEde, NOW GmbH, Berlin, 2018., S. 6. Hinzu kommen die Kosten der Speicherung und der Weiterleitung des erneuerbaren Gases. Siehe auch Roadmap Gas – Dekarbonisierung, Versorgungssicherheit und Flexibilität mit klimaneutralen Gasen, BDEW, 02. Juli 2020.

30 NEP/B, S. 100/105.

31  $2 \text{ GW} * 8.760 \text{ h/a} * 70\% = 12,2 \text{ TWh}$ .

32 Werden die jährlichen Kosten für Zinsen, Abschreibung und Betrieb mit 7% der Investitionskosten für SuedOstLink von 5 Mrd. € angesetzt, resultieren jährliche Kosten von 350 Mio. €.

33 Die in Abb. 2 gezeigte Fläche zwischen der durchgezogenen und der gepunkteten Linie gibt an, wie viel Strom wegen der Begrenzung nicht von Norden nach Bayern transportiert werden kann, nämlich 0,5 TWh/a. Durch den Bau von SuedOstLink kann ein wesentlicher Teil dieses Stroms zusätzlich übertragen werden.

34 Es fällt nur einmal ein pauschales Netzentgelt für das Übertragungsnetz von Norden nach Süden an.

geliefert werden, ohne dass die insgesamt in Deutschland gezahlten EEG-Abgaben und Stromsteuern verringert werden. Die von der Bundesregierung vorgesehenen Befreiungen<sup>35</sup> könnten also jedenfalls für ansonsten exportierten Strom aufkommensneutral umgesetzt werden.

## 2. Beispiel 2: Power-to-Heat verringert Stromüberschüsse und damit den Netzausbau

Die Nutzung von Stromüberschüssen für die Erzeugung von Wärme wird als ‚Power-to-Heat‘ bezeichnet.<sup>36</sup> Der Energieverbrauch für Heizung und Warmwasser betrug 1.180 TWh im Jahr 2015, gut doppelt so viel wie der Stromverbrauch.

Bei einem Stromverbrauch von 3.000 kWh/a je Haushalt beträgt der durchschnittliche Leistungsbedarf 0,34 kW<sup>37</sup>, bei einem Energieverbrauch für Heizung und Warmwasser von 15.000 kWh/a beträgt der durchschnittliche Leistungsbedarf 3,1 kW<sup>38</sup> im Winterhalbjahr und 0,34 kW<sup>39</sup> im Sommerhalbjahr mit sinkender Tendenz bei verstärkter Nutzung der Umweltwärme durch Wärmepumpen.

Es gibt also ein enormes Potenzial für die Nutzung von Stromüberschüssen zur Erzeugung von Wärme, insbesondere auch im Bereich von Heizung und Warmwassererzeugung im Wohnbereich.<sup>40</sup> Allerdings besteht das Potenzial v. a. im Winterhalbjahr, da im Sommerhalbjahr jedenfalls im Wohnbereich nur Warmwassererzeugung erforderlich ist. In Zukunft wird im Sommer der Betrieb von Klimaanlagen immer wichtiger werden, wofür dann Stromüberschüsse genutzt werden können.

## Nutzung von Stromüberschüssen für Heizung und Warmwasser verringert den Netzausbau

Eine Studie des Fraunhofer-Instituts hat erhebliche Potenziale der Nutzung von Stromüberschüssen zur Heizung und Warmwasserbereitung ergeben.<sup>41</sup> Stromüberschüsse werden dabei in dieser Studie sinnvollerweise durch einen Börsenstrompreis von unter 1 Cent/kWh definiert, der typischerweise in Starkwindphasen auftritt. Der durch Stromüberschüsse abdeckbare Heiz- und Warmwasserbedarf hängt dabei stark vom installierten Warmwasserspeicher ab:

- Bei kleinen Wasserspeichern mit 915 Litern kann rund die Hälfte des Heiz- und Warmwasserbedarfs durch Stromüberschüsse gedeckt werden.
- Bei größeren Wasserspeichern mit 4.000 Litern (die zusätzliche Kosten verursachen) können rund drei Viertel des Heiz- und Warmwasserbedarfs durch Stromüberschüsse gedeckt werden.<sup>42</sup>

Diese Studie wird seit 2019 in größerem Rahmen fortgeführt unter Beteiligung von weiteren Akteuren, z. B. dem Bundeswirtschaftsministerium und dem Übertragungsnetzbetreiber TenneT.<sup>43</sup>

35 Die Bundesregierung will die Erzeugung von grünem Wasserstoff von der EEG-Umlage befreien, ohne dass dadurch die EEG-Umlage für andere Stromverbraucher steigt (Corona-Folgen bekämpfen ..., S. 9).

36 Müsgens F, Wald S: Power to Heat im Spannungsfeld von Wirtschaftlichkeit, technischen Entwicklungen und regulatorischem Umfeld. Erfahrungen und Erkenntnisse des BMBF-geförderten Projekts Innovationsforum „Power-to-Heat“, Cottbus, undatiert (2017?).

37  $3.000 \text{ kWh/a} / 8.760 \text{ h/a} = 0,34 \text{ kW}$ .

38  $15.000 \text{ kWh/a} * 90\% / (8.760 \text{ h/a} / 2) = 3,08 \text{ kW}$ .

39  $15.000 \text{ kWh/a} * 10\% / (8.760 \text{ h/a} / 2) = 0,34 \text{ kW}$ .

40 Zum typischen Strom- und Wärmebedarf eines Haushalts siehe Rosenkranz A: Der durchschnittliche Energiebedarf im Haus. 02. Juli 2018.

41 Weinhold N: Windheizung – mit überschüssigem Windstrom heizen. Erneuerbare Energien, 12. Mai 2019.

42 Windheizung 2.0 – Energiespeicherung und Stromnetzregelung mit hocheffizienten Gebäuden, Projektphase 2017. Durchgeführt im Auftrag des Bayerischen Landesamts für Umwelt, Augsburg. 04. Dezember 2019, S. 33 sowie Anhang A.3.1.

43 Weinhold N: Windheizung – mit überschüssigem Windstrom heizen. Erneuerbare Energien, 12. Mai 2019.

## Grundsätzlich kein Netzausbau für Power-to-Heat in Wohnhäusern erforderlich

Der regionale Stromtransportbedarf im Verteilungsnetz kann sich erhöhen, wenn man unabhängig von der Netzauslastung jeden Stromüberschuss unabhängig von den Netzausbaukosten nutzen will. Hier gibt es einen entscheidenden Unterschied zur Elektromobilität:

- Eine Nutzung von Stromüberschüssen für reine Elektroautos erfordert in vielen Fällen eine Verstärkung der regionalen und lokalen Anschlussleitungen, soweit die Elektroautos unabhängig von der momentanen Netzsituation geladen werden sollen. Nur wenn die Ladezeiten nach Netzauslastung gesteuert werden können oder die Ladung bei Netzengpässen kurzfristig unterbrochen werden kann, besteht die Möglichkeit zur Versorgung einer größeren Anzahl von Elektroautos ohne signifikanten Netzausbau.
- Für die Nutzung von Stromüberschüssen für Heizung und Warmwasserbereitung in Wohnhäusern hingegen kann der Netzausbau im Verteilnetz dadurch begrenzt werden, dass das Wärmespeichervermögen der Gebäude ausgenutzt wird. Sollte allerdings ein Netzengpass auftreten, können Stromüberschüsse nicht gänzlich genutzt werden und die vorhandene Heizanlage muss einspringen. Ganz ähnlich ist es bei Elektroautos mit Range-Extender, für die weder ein Netzausbau noch ein Bau von Reservekraftwerken für Dunkelflauten erforderlich ist, weil bei Dunkelflauten oder Netzengpässen der Range-Extender einspringen kann.<sup>44</sup>

Durch eine produktionsnahe Nutzung von Stromüberschüssen für Heizung und Warmwasser können nicht nur der überregionale, sondern v. a. auch der regionale und der lokale Netzausbaubedarf verringert und damit erhebliche Kosten eingespart werden.

## Der Netzentwicklungsplan 2019 lässt Power-to-Heat in Einfamilienhäusern und Wohnanlagen gänzlich unberücksichtigt

Durch Einbau einer kostengünstigen<sup>45</sup> Heizpatrone in den vorhandenen Boiler und geeigneter Steuerung der Stromnutzung nach lokalen Befunden der Netzbelastung können große Mengen an Stromüberschüssen produktionsnah in Einfamilienhäusern und Wohnanlagen mit herkömmlicher Heizanlage v. a. in Nord- und Ostdeutschland genutzt werden und damit der Übertragungsbedarf nach Süden deutlich verringert werden.

Dieses große und kostengünstige Potenzial von Power-to-Heat in Einfamilienhäusern und Wohnanlagen zur Begrenzung von Stromüberschüssen und damit zur Verringerung des Netzausbaus bleibt im Netzentwicklungsplan 2019 gänzlich unberücksichtigt. Für die den entsprechenden Berechnungen im Netzentwicklungsplan 2019 zugrunde liegende Studie haben die Übertragungsnetzbetreiber die Berücksichtigung von Power-to-Heat in Einfamilienhäusern und Wohnanlagen explizit ausgeschlossen<sup>46</sup>.

44 Siehe Jarass A, Jarass LJ: Integration von erneuerbarem Strom: Stromüberschüsse und Stromdefizite. BoD-Verlag, 2017. S. 61, Kap. 3.4.3.

45 Kosten inkl. Installation wenige Hundert €.

46 „In Absprache mit dem Auftraggeber wurde die Elektrifizierung von Raumwärme und Warmwasser von der Betrachtung ausgeschlossen.“ Kurzstudie Power-to-X. Ermittlung des Potenzials von PtX-Anwendungen für die Netzplanung der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Im Auftrag von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW. Hintergrundmaterial des Netzentwicklungsplans Strom 2019-2030, 2. Entwurf. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. – fE, München, November 2017, S. 7.

### III. Begrenzung des Exports von Überschussstrom statt teurem Netzausbau

Der Netzentwicklungsplan sieht einen massiven Netzausbau zum Export der Spitzen von bundesweiten Stromüberschüssen vor, siehe Tab. 3<sup>47</sup>, statt diese Überschussspitzen produktionsnah zu nutzen oder abzuregeln.

Tab. 3: Export der Spitzen von Stromüberschüssen erfordert massiven Netzausbau

Fall 1	Fall 2	Fall 3
wenig Wind und Sonne	viel Wind und Sonne	sehr viel Wind und Sonne
wenig erneuerbarer Strom	viel erneuerbarer Strom	sehr viel erneuerbarer Strom
kein Stromüberschuss im Norden und Osten	Stromüberschuss im Norden und Osten	Stromüberschuss bundesweit
keine Stromübertragung nach Süden	Übertragung des Stromüberschusses nach Süden überwiegend durch das bestehende Stromnetz	Export des bundesweiten Stromüberschusses durch ein massiv ausgebautes Stromnetz

Soweit – wie bisher – die Stromnachfrage weniger stark ansteigt als die installierte Kraftwerksleistung, steigen mit wachsendem Ausbau der erneuerbaren Energien die maximalen momentanen Stromüberschüsse in Deutschland und den Nachbarländern überproportional an. Wenn man zukünftig diese maximalen Stromüberschüsse ohne jede Begrenzung weiträumig exportieren will, ist hierfür ein jedes Jahr wachsender Netzausbau erforderlich.

Der Netzentwicklungsplan behauptet nicht, dass EU-Vorgaben den vorgesehenen Ausbau der grenzüberschreitenden Leitungen zwingend erforderlich machen.<sup>48</sup> Wenn aber grenzüberschreitende Leitungen ausgebaut werden, müssen sie laut EU-Vorgaben ausreichend gespeist werden können<sup>49</sup>, wofür dann ein massiver innerdeutscher Netzausbau erforderlich ist.

#### 1. Beispiel 1: Begrenzung der maximalen Stromexporte nach Österreich

Abb. 1 zeigt die Jahresgangdauerlinie des Stromtransports von Norden nach Bayern im Jahr 2030<sup>50</sup>.

Abb. 2 zeigt als Ausschnittsvergrößerung von Abb. 1 die Auswirkungen einer Begrenzung der maximalen Transportleistungen von Norden nach Bayern:

- Die durchgezogene Linie zeigt die Transportleistungen für die 500 Stunden des Jahres 2030 mit den höchsten Transportleistungen, falls die Transportleistungen nicht begrenzt werden.
- Die gepunktete Linie zeigt die mögliche Begrenzung dieser Transportleistungen, falls die Summe der Transportleistungen um 1% der jährlich ohne Begrenzung transportierten Energie reduziert wird.
- Die untere Doppellinie zeigt die gesicherte Transportleistung für 2019, die obere Doppellinie die gesicherte Transportleistung nach dem im Netzentwicklungsplan vorgesehenen Netzausbau bis 2030.

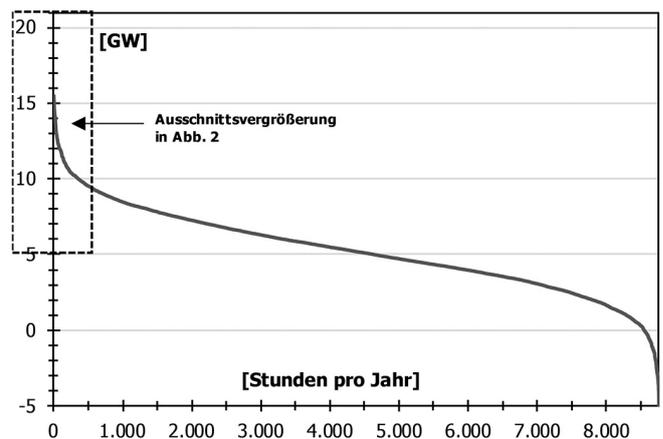


Abb. 1: Jahresgangdauerlinie des Stromtransports von Norden nach Bayern im Jahr 2030

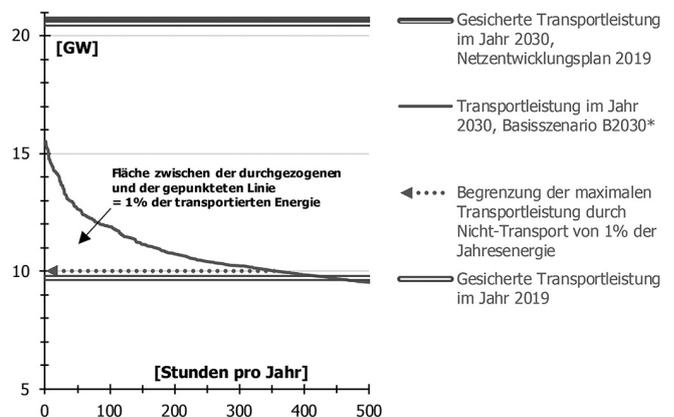


Abb. 2: Begrenzung der maximalen Transportleistungen von Norden nach Bayern

Bereits im Oktober 2018 wurde eine Begrenzung des maximalen Stromexports von Deutschland nach Österreich eingeführt und dadurch die einheitliche Strompreiszone mit Österreich aufgehoben.<sup>51</sup> Begrenzt man – wie bisher – den maximalen Stromexport nach Österreich, ist – wenn überhaupt – nach unseren Berechnungen in jedem Fall nur ein deutlich kleinerer Netzausbau erforderlich. Begrenzt man z.B. die Summe der maximalen Stromüberschüsse nördlich von Bayern auf 1% der ohne Begrenzung transportierbaren Energie, ist laut Abb. 2

des Netzentwicklungsplans erreicht und die ausgewiesenen Austauschleistungsgrenzen eingehalten werden. Dabei wird sichergestellt, dass für jede Stunde die Leistungsbilanz ausgeglichen ist.

51 Trennung der deutsch-österreichischen Strompreiszone. BNetzA, Bonn, 01. Oktober 2018.

47 Baumann W, Jarass LJ: Überdimensionierter Netzausbau behindert die Energiewende, BoD, 2020, S. 65, Tab. 6.1.

48 Z. B. durch VO (EU) 2018/1999 über das Governance-System für die Energieunion und den Klimaschutz und ihre Implementierung im integrierten deutschen Energie- und Klimaplan vom 10. Juni 2020.

49 Gemäß Art. 16 Abs. 8 S. 1 Strommarkt-VO 1999/943 dürfen die Übertragungsnetzbetreiber die den Marktteilnehmern zur Verfügung zu stellende Verbindungskapazität nicht beschränken, um einen Engpass in ihrer eigenen Gebotszone zu beheben oder um Stromflüsse zu bewältigen, die aufgrund von Transaktionen innerhalb der Gebotszone entstanden sind.

50 Transportleistung im Jahr 2030, NEP-Basisszenario B2030\*. Das für die Berechnungen verwendete Modell basiert auf 8.760 stündlichen Leistungswerten von Nachfrage, konventionellen und regenerativen Einspeisungen und Stromgroßhandelspreisen für das Referenzjahr 2017 aus der SMARD-Datenbank der Bundesnetzagentur. Diese Daten werden unter Nutzung von Bundesland-spezifischen Daten des Netzentwicklungsplans (NEP/2, Szenario B) auf das Zieljahr 2030 hochgerechnet. Daraus ergeben sich stündliche regionale Werte des Bedarfs und der Erzeugung elektrischer Leistung unter Beachtung der von den Übertragungsnetzbetreibern errechneten Energiemengen je Energieträger und Bundesland. Die Austauschleistungen mit dem Ausland werden so modelliert, dass die jeweiligen Energiemengen

nur eine gesicherte Transportleistung von Norden nach Bayern in Höhe von 10,0 GW erforderlich statt der ansonsten maximal zu transportierenden 15,5 GW. Durch diese Begrenzung wird insbesondere der Bau von SuedOstLink unnötig.

Bei dieser Begrenzung der Transportleistungen von Norden nach Bayern muss der maximale Stromexport von Bayern nach Österreich nur während einiger Hundert Stunden pro Jahr (siehe Abb. 2, Schnittpunkt der gepunkteten Linie mit der durchgezogenen Linie) begrenzt werden. Die in Abb. 2 gezeigte Fläche zwischen der durchgezogenen und der gepunkteten Linie gibt an, wie viel Strom wegen der Begrenzung nicht von Norden nach Bayern transportiert werden kann. Das sind mit 0,46 TWh nur 2% des im Netzentwicklungsplan für 2030 prognostizierten Stromexports nach Österreich von 21,6 TWh/a<sup>52</sup>.

Will man hingegen zukünftig den maximalen Stromexport nach Österreich nicht mehr begrenzen, sondern einen unbegrenzten Stromexport nach Österreich sicherstellen, ist eine massive Erhöhung der gesicherten Transportleistung von Norden nach Bayern und ein entsprechend starker Ausbau der Verbindungsleitungen nach Österreich erforderlich, ähnlich wie er im Netzentwicklungsplan vorgesehen ist.<sup>53</sup> Für den dadurch zusätzlich exportierbaren Überschussstrom von 0,46 TWh/a können an der Strombörse nur wenige Cent/kWh Erlöst werden, insgesamt also pro Jahr rund 10 Mio. €<sup>54</sup>, nur ein Bruchteil der jährlichen Kosten des SuedOstLinks von 350 Mio. €<sup>55</sup>.

Die Bundesnetzagentur behauptet, „dass die geplanten Netzausbauprojekte zum größten Teil durch innerdeutschen Transportbedarf entstehen, obgleich ein Einfluss des Stromhandels auf einzelne Leitungen nicht ausgeschlossen werden kann.“<sup>56</sup> Das Beispiel Bayern zeigt hingegen, dass die von Norden nach Bayern im Jahr 2019 bestehenden Leitungen in fast allen Fällen ausreichend nord- und ostdeutschen Strom nach Bayern transportieren können, der geplante Netzausbau für Bayern also weit überdimensioniert ist und ganz überwiegend für den Stromexport von Leistungsspitzen quer durch Bayern nach Österreich erforderlich ist.

Statt teurem Netzausbau durch SuedOstLink sollten dann nichtübertragbare Stromspitzen produktionsnah zur Erzeugung von Gas und Wärme genutzt werden (siehe das folgende Beispiel).

## 2. Beispiel 2: SuedOstLink ist nicht für Bayern erforderlich, sondern für den Export von Leistungsspitzen nach Österreich

Der SuedOstLink ist eine ca. 580 km lange Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitung (HGÜ), die den Raum Magdeburg mit dem Raum Landshut verbinden soll. Der zuständige Übertragungsnetzbetreiber TenneT charakterisiert in seiner Projektbeschreibung diese Leitungsplanung mit „SuedOstLink – Das Erdkabel für eine sichere Stromversorgung Bayerns“ und erläutert: „In Bayern wird an einem Tag X nicht genügend Strom für die eigene Versorgung produziert. ... In Norddeutschland wäre zusätzlicher Windstrom verfügbar, er kann aber aufgrund des Netzengpasses nicht nach Bayern transportiert werden. ... Nun werden Windenergieanlagen in

Norddeutschland gedrosselt. ... Parallel dazu werden konventionelle Kraftwerke in Bayern und im übrigen Süddeutschland hochgefahren, um die Stromversorgung in Bayern sicherzustellen.“<sup>57</sup>

## Strombedarf und Stromangebot in Bayern laut Netzentwicklungsplan

Die installierte Leistung der erneuerbaren Energien soll in Bayern von 2017 bis 2030 um knapp die Hälfte auf 27,0 GW erhöht werden<sup>58</sup>, die konventionelle Kraftwerksleistung hingegen v. a. durch Abschaltung der bayerischen Kernkraftwerke um ein Viertel auf 7,0 GW verringert werden, wodurch sich die insgesamt in Bayern installierte Kraftwerksleistung um ein Sechstel auf 34,0 GW erhöht. Die maximal benötigte Leistung (Jahreshöchstlast) steigt von 2017 bis 2030 um ein Fünftel auf 15,2 GW<sup>59</sup>. Durch den massiven Ausbau der erneuerbaren Energien (z. B. wird die Photovoltaikleistung auf 20,7 GW verdoppelt) ist in Bayern mit wachsenden Zeiten mit Stromüberschüssen zu rechnen.

## Der geplante Netzausbau ist für Bayern weit überdimensioniert

Es soll nun für das Jahr 2030 der folgende Extremfall untersucht werden, der eine besonders große gesicherte Transportleistung von Norden nach Bayern erfordert: Dunkelflaute in Bayern und gleichzeitig sehr viel Windenergieerzeugung an der Küste, die zu einem bundesweiten Stromüberschuss mit entsprechend niedrigen Strompreisen führt. Von der maximal benötigten Leistung von 15,2 GW können kostengünstige Bioenergie, Laufwasser und kleine Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mindestens 3 GW<sup>60</sup> abdecken; die in Bayern installierten 4,9 GW<sup>61</sup> Gaskraftwerke werden dann aus Kostengründen nicht eingesetzt, sie stehen aber als jederzeit einsetzbare Reserveleistung zur Verfügung. Die verbleibende Stromnachfrage von maximal rund 12 GW wird bei Stromüberschüssen in der Küstenregion vorrangig aus dann sehr kostengünstiger Windenergie aus dem Norden und Osten Deutschlands gedeckt werden.

Im Jahr 2019 bestand mit 9,7 GW<sup>62</sup> bereits fast so viel gesicherte<sup>63</sup> Transportleistung, wie in diesem Extremfall mit rund 12 GW von der Küste nach Bayern übertragen werden muss. Zudem gibt es noch Leitungsverbindungen nach Baden-Württemberg, Österreich und Tschechien mit einer Transportleistung von insgesamt 14,9 GW.

Die gesicherte Transportleistung von Norden nach Bayern soll laut Netzentwicklungsplan bis 2030 auf 20,6 GW<sup>64</sup> erhöht werden, weit mehr als die maximal erforderlichen 12 GW. Zudem soll die gesicherte Transportleistung von Bayern nach Baden-Württemberg, Österreich und Tschechien von insgesamt 14,9 GW auf 22,0 GW ausgebaut werden.

57 SuedOstLink: Sichere Stromversorgung für Bayern. TenneT, 29. Mai 2020, S. 6.

58 NEP/2, S. 55, Abb. 19.

59 NEP/2, S. 55, Abb. 19.

60 2,4 GW Laufwasser, 1,2 GW Bioenergie sowie 1,1 GW kleine KWK [NEP/2, S. 53 ff., Abb. 17/19/20]. Da diese Anlagen aber selten alle gleichzeitig einspeisen, kann deren gesicherte Leistung nur mit gut 3 GW angesetzt werden.

61 NEP/2, S. 55, Abb. 19.

62 Aus Hessen 3,0 GW, aus Thüringen 6,7 GW. Zu den Netzdaten siehe: Statisches Netzmodell von 50Hertz. 50Hertz Transmission GmbH, Berlin, 2017 sowie Statisches Netzmodell der TenneT TSO GmbH. TenneT TSO GmbH, Bayreuth, 2018.

63 Bei Drehstromleitungen 70% der installierten Transportleistung, bei den ersten Gleichstromleitungen 100%.

64 Erhöhung der Transportleistung aus Hessen von 3,0 GW auf 6,6 GW, aus Thüringen von 6,7 GW auf 10,0 GW, aus dem Küstenbereich durch SuedLink und SuedOstLink um 4,0 GW.

52 NEP/2, S. 97, Abb. 35, B2030.

53 Baumann W, Jarass LJ: Überdimensionierter Netzausbau behindert die Energiewende, BoD, 2020, Kap. 6.

54 0,46 TWh/a \* einige Cent/kWh = ca. 10 Mio. €/a.

55 Werden die jährlichen Kosten für Zinsen, Abschreibung und Betrieb mit 7% der Investitionskosten für SuedOstLink von 5 Mrd. € angesetzt, resultieren jährliche Kosten von 350 Mio. €.

56 Bedarfsermittlung 2019–2030. Allgemeine energiewirtschaftliche Themen aus der Konsultation Netzentwicklungsplan Strom. Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom. BNetzA, Bonn, Dezember 2019, S. 34.

### Bei bundesweiten Dunkelflauten ist der geplante Netzausbau für Bayern nutzlos

Für bayerische Dunkelflauten (in Bayern weder Windenergie- noch Photovoltaikstromerzeugung) ist der geplante Netzausbau wie gezeigt weit überdimensioniert. Nach der beschlossenen schrittweisen Stilllegung der Kohlekraftwerke<sup>65</sup> stehen für die Überbrückung von bundesweiten Dunkelflauten weder Kohlekraftwerke zur Verfügung noch größere gesicherte Importleistungen. Die zusätzlich geplanten Leitungen sind also für eine gesicherte Überbrückung von bundesweiten Dunkelflauten nutzlos. Vielmehr sind hierfür zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit zusätzliche Reservekraftwerke vorzusehen. Als Energieträger für diese Reservekraftwerke wird nach der Stilllegung aller Kernkraftwerke und dem Ausstieg aus der Kohleverstromung in Deutschland vorwiegend Naturgas eingesetzt werden, später schrittweise auch Gas aus erneuerbaren Energieträgern. Um bei Einsatz der Reservekraftwerke kurze Transportentfernungen zu den Stromverbrauchern zu gewährleisten und um Ausfallrisiken großräumiger Stromübertragung zu begrenzen, ist deren Errichtung und Betrieb auch in Bayern erforderlich.

### C. Fazit

(1) Die Bundesregierung will das überregionale Stromnetz für sehr viel Geld ausbauen. 95 Mrd. € sind bis zum Jahr 2035 veranschlagt, davon allein 15 Mrd. € für die Gleichstromerkabel SuedLink und SuedOstLink.

(2) Die fehlende Berücksichtigung der Netzausbaukosten im Netzentwicklungsplan führt zu einem signifikant überdimensionierten Netzausbau und damit zu überhöhten Netzentgelten und Strompreisen, wodurch die gesamte Bedarfsanalyse des Netzentwicklungsplans fragwürdig ist.

(3) Die Nichtberücksichtigung der Netzausbaukosten steht im Widerspruch zu Vorgaben der EU und des europäischen Verbands der Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E.

(4) Es gibt eine Reihe von kostengünstigen Maßnahmen zur Verringerung des erforderlichen Netzausbaus, die im Netzentwicklungsplan ganz überwiegend unberücksichtigt bleiben, z. B.:

- Stromüberschüsse sollten produktionsnah zur Erzeugung von Gas und Wärme genutzt werden statt sie mittels Netzausbau zu exportieren. Beispiel: Durch küstennahe Elektrolyse von Stromüberschüssen statt Transport nach Süden mittels SuedOstLink können mindestens 3 Mrd. € zu Gunsten der deutschen Stromverbraucher eingespart werden.
- Der Export von Stromüberschüssen nach Österreich durch SuedOstLink kostet über 70 Cent pro zusätzlich exportierbare Kilowattstunde, für die an der Strombörse nur wenige Cent erzielt werden können.
- Das Gleichstromerkabel SuedOstLink ist im Jahr 2030 nicht erforderlich, weder für die Stromversorgung Bayerns noch für den Export von bundesweiten Stromüberschüssen nach Österreich. Der SuedOstLink ist auch in den folgenden Jahren nicht erforderlich, falls die 2018 von der Bundesnetzagentur eingeführte Begrenzung des Exports von Stromüberschüssen nach Österreich beibehalten wird. Die einheitliche deutsche Strompreiszone kann in jedem Fall beibehalten werden.

<sup>65</sup> Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“, Abschlussbericht. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie – BMWi, Berlin, Januar 2019. Kohleausstiegsgesetz, Beschluss des Dt. Bundestags vom 03. Juli 2020.