

ZNER

25/3
2021

Zeitschrift für Neues Energierecht

Aus dem Inhalt:

Prof. Dr. Walter Frenz
CO₂-Steuern

Theresa Rath/Prof. Dr. Dr. Felix Ekardt/Cäcilia Gätsch
Power-to-X: Perspektiven, Governance, Rechtsfragen

Prof. Dr. Lorenz J. Jarass/Carsten Siebels
Netzentwicklungsplan Strom 2035 riskiert die sichere Stromversorgung Deutschlands

EuGH
Zum Verhältnis von Art. 3 III a RiLi 2009/28EU zu italienischen Regelungen über die Förderung von Strom aus PV-Anlagen

BVerfG
Bundesverfassungsgericht zum Klimaschutzgesetz

BGH
Fernwärmeversorgung: Jeder Widerspruch gegen unwirksame Preisklausel reicht aus

BGH
Kein Entschädigungsanspruch eines PV-Betreibers, wenn die Einspeisung wegen Netzausbaumaßnahmen unterbrochen wird

BGH
Zum generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für Gasnetzbetreiber

BVerwG
Kein Drittschutz der Natura 2000-Vorschriften zugunsten des Eigentümers geschützter Flächen

OVG Koblenz
Beeinträchtigung eines denkmalgeschützten Klosters durch Windenergieanlagen

OVG Lüneburg
Windenergie: negative Ziele der Raumordnung in Konkurrenz zur Konzentrationsflächenplanung

OVG Münster
Windenergie und Artenschutz; Voraussetzungen für ein faktisches Vogelschutzgebiet

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
Prof. 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 Altröck
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 25 · Nr. 3
Juni 2021 · S. 237 – 328
ISSN: 1434-3339

Prof. Dr. Lorenz J. Jarass*/Dipl.-Ing. Carsten Siebels**

Netzentwicklungsplan Strom 2035 riskiert die sichere Stromversorgung Deutschlands

Der für den Netzentwicklungsplan Strom 2035 seit Ende April 2021 vorliegende 2. Entwurf zeigt eine Reihe von Schwächen, die trotz vorgesehener erheblicher Investitionen zu einem hohen Risiko für die sichere Stromversorgung Deutschlands führen. Im Beitrag werden Gefahren aus zu geringer Erzeugungskapazität und sehr hohen weiträumigen Übertragungsleistungen aufgezeigt. Wirtschaftlich sinnvolle Möglichkeiten zur Verringerung des Netzausbaubedarfs und Erhaltung der heute vorhandenen Versorgungssicherheit unter Berücksichtigung der Klimaziele und regionaler Aspekte werden skizziert.

I. Der Netzentwicklungsplan Strom 2035 riskiert die deutsche Versorgungssicherheit

Am 26. April 2021 wurde der 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2035 veröffentlicht.¹ Bis spätestens Ende

2021 ist mit einer abschließenden Prüfung und Bestätigung durch die Bundesnetzagentur zu rechnen.

I.1 Erhebliches innerdeutsches Leistungsdefizit von bis zu 40 GW

Ab 2023 stehen keine deutschen Kernkraftwerke mehr zur Verfügung, allerspätestens ab 2038 sind alle deutschen Kohlekraftwerke stillgelegt. Es stehen dann laut Netzentwicklungsplan Strom 2035² im Jahr 2035 nur noch rund 39 GW konventionelle Kraftwerke, 9 GW kleine Kraft-Wärme-Kopplungs-Kraftwerke, 8 GW Biomassekraftwerke sowie 6 GW Lauf- und Speicherwasserkraftwerke zur Verfügung, insgesamt 62 GW. Davon stehen wegen ungeplanter technischer Ausfälle und bei Laufwasserkraftwerken wegen Niedrigwasser höchstens rund 56 GW gesichert zur Verfügung. Hinzu kommen rund 10 GW³ Pumpspeicherkraftwerke, die allerdings

* Prof. Dr. Lorenz J. Jarass, Hochschule RheinMain, Wiesbaden, M. S. (School of Engineering), Stanford University, USA, MAIL@JARASS.com, <http://www.JARASS.com>.

** Dipl.-Ing. Carsten Siebels, Stromnetzberater, kontakt@stromnetzberater.net, www.stromnetzberater.net.

1 Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021, 2. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Berlin, 26. April

2021; im Folgenden mit Netzentwicklungsplan Strom 2035, 2. Entwurf bezeichnet.

2 34,8 GW Erdgas; 1,8 GW Kuppelgas; 0,8 GW Öl; 1,7 Abfall; 0,3 sonstige konventionelle Kraftwerke. Netzentwicklungsplan Strom 2035, 2. Entwurf, S. 45, Szenario B2035.

3 6,8 GW in Deutschland, 2,2 GW in Österreich und 1,3 GW in Luxemburg. Netzentwicklungsplan Strom 2035, 2. Entwurf, S. 45, Szenario

höchstens für einige Stunden Leistungsdefizite ausgleichen können.

Für 2035 prognostiziert der Netzentwicklungsplan Strom 2035 im mittleren Szenario B2035 installierte Leistungen von 118 GW für Photovoltaik, 87 GW für Wind onshore und 30 GW für Wind offshore, insgesamt also 235 GW. Bei Dunkelflaute wird nur sehr wenig erzeugt, weshalb Photovoltaik- und Windkraftwerke nur sehr geringe Leistungen von höchstens 10 GW⁴ zur Verfügung stellen können.

Für den Netzentwicklungsplan Strom 2035 hat die Bundesnetzagentur keine Jahreshöchstlast vorgegeben mit der Begründung, dass sich die Jahreshöchstlast erst aus der Stromverbrauchssimulation des Netzentwicklungsplans Strom ergibt.⁵ Im Netzentwicklungsplan Strom 2035 wurde für das Jahr 2035 eine deutsche Jahreshöchstlast von maximal 106 GW prognostiziert.⁶ Daraus resultiert ein Leistungsdefizit von bis zu 40 GW⁷, gut ein Drittel der Jahreshöchstlast.

Die Stromnachfrage kann laut Netzentwicklungsplan Strom 2035⁸ durch Demand Side Management um bis zu 5 GW verringert werden. Das Stromangebot kann für einige Stunden durch Batteriespeicher um bis zu 18 GW und durch Pumpspeicher um bis zu 10 GW erhöht werden, wodurch für einige Stunden das maximale Leistungsdefizit um bis zu 33 GW auf bis zu 7 GW⁹ verringert werden kann.¹⁰

Bei ganztägigen Flaute und bei bedecktem Himmel, was immer wieder vorkommt¹¹, erzeugen Wind- und Photovoltaikkraftwerke fast nichts, die Pumpspeicher und Batteriespeicher sind dann leer und die Möglichkeiten des Demand Side Managements sind erschöpft. Es resultiert dann im Jahr 2035 das schon genannte Leistungsdefizit von bis zu 40 GW.

I.2 Deckung der Leistungsdefizite durch ungesicherte Stromimporte riskiert die gesicherte Stromversorgung Deutschlands

Der Netzentwicklungsplan Strom 2035 erläutert: „Knappheitssituationen, in denen der gesamte inländische Kraftwerkspark genutzt wird, sind verhältnismäßig selten“¹². „In keinem der Szenarien kommt es in den Marktsimulationen zu Situationen, in denen die Stromnachfrage in Deutschland nicht durch die im Szenariorahmen definierten Erzeugungseinheiten oder Stromimport gedeckt werden kann.“¹³

B2035. Siehe hierzu auch Genehmigung des Szenariorahmens 2021-2035, 26. Juni 2020, S. 151 ff.

4 Windenergie 6% (bei Offshore etwas höher?), nahe 0% bei Photovoltaik. Paschotta R: Gesicherte Kraftwerksleistung. RP-Energie-Lexikon. 15. August 2020.

5 Genehmigung des Szenariorahmens des Netzentwicklungsplans Strom 2035. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – BNetzA, Bonn, 26. Juni 2020, S. 62.

6 Netzentwicklungsplan Strom 2035, 2. Entwurf, S. 45, Szenario B2035, Band des Stromverbrauchs (ungleichzeitig).

7 40 GW = 106 GW maximale Jahreshöchstlast – 56 GW gesicherte konventionelle Leistung – 10 GW gesicherte Leistung von PV- und Windkraftwerken.

8 Netzentwicklungsplan Strom 2035, 2. Entwurf, S. 25, Szenario B2035, Weitere Speicher und nachfrageseitige Flexibilität.

9 Ein Leistungsdefizit von bis zu 7 GW wird von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern nicht erst für 2035, sondern bereits für das Jahr 2022 erwartet. Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2018–2022. Berlin, 18. Februar 2020, S. 3.

10 Zur mangelnden Versorgungssicherheit siehe auch Bericht nach § 99 BHO zur Umsetzung der Energiewende im Hinblick auf die Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit bei Elektrizität, Bundesrechnungshof, Bonn, 30. März 2021. Zu den drei Dimensionen der Versorgungssicherheit siehe S. 12 ff., Kap. 4.2, insbesondere auch S. 18.

11 Jarass/Jarass: Integration von erneuerbarem Strom, 2017, S. 25 ff., Kap. 2.

12 Netzentwicklungsplan Strom 2035, 2. Entwurf, S. 93.

13 Netzentwicklungsplan Strom 2035, 2. Entwurf, S. 101.

Allerdings bleiben bei diesen Marktsimulationen „Sonderfälle in den Marktsimulationen, wie systematische Nichtverfügbarkeiten von Kernkraftwerken in Frankreich, extreme Wettersituationen oder Gasknappheit“¹⁴ unberücksichtigt. Mittlerweile sind aber insbesondere extreme Wettersituationen nicht mehr die Ausnahme, sondern werden mehr und mehr zur Regel, sodass eine Berücksichtigung bei der Netzausbauplanung zwingend erforderlich ist.

Das erhebliche inländische Leistungsdefizit soll laut Netzentwicklungsplan Strom 2035 durch Importe aus dem Ausland abgedeckt werden, wofür ein massiver Ausbau der grenzüberschreitenden Stromleitungen geplant ist. Eine Auswertung der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSOE für die Jahreshöchstlasten von Deutschland und seinen Nachbarländern¹⁵ für das Jahr 2019¹⁶ ergab, dass die Jahreshöchstlasten der betrachteten Länder zu ähnlichen Zeiträumen auftreten und deshalb die gemeinsame Jahreshöchstlast etwa 96% der Summe der einzelnen Jahreshöchstlasten beträgt. Damit würden ca. 14 GW Aushilfsleistungen zur Verfügung stehen, falls jedes Land in der Lage wäre, die eigene Höchstlast gesichert mit eigenen Kraftwerken zu decken.

Hingegen sieht der deutsche Netzentwicklungsplan keine gesicherte Deckung der deutschen Jahreshöchstlast mit deutschen Kraftwerken vor, sondern setzt von vornherein auf die Deckung von erheblichen Leistungsdefiziten von weit über 14 GW durch ausländische Kraftwerke. Im Widerspruch zu der im deutschen Energiewirtschaftsgesetz geforderten hohen Versorgungssicherheit der deutschen Stromversorgung werden mit diesem Ansatz des Netzentwicklungsplans großräumige Stromknappheiten und Stromausfälle riskiert. Damit wird nicht nur die deutsche Wirtschaft gefährdet, sondern es werden auch Gesundheit und Leben von uns allen bedroht.¹⁷

Der Netzentwicklungsplan Strom 2035 erläutert zwar die große Bedeutung einer steigenden Jahreshöchstlast auf die Dimensionierung des Stromsystems, insbesondere auf die Notwendigkeit gesicherter Stromerzeugungskapazitäten, konzentriert sich aber auf die Aspekte der Netzdimensionierung mit dem Hinweis, dass für eine belastbare Bewertung des Niveaus der Versorgungssicherheit in den Szenarien weitere Analysen außerhalb des Netzentwicklungsplans notwendig wären¹⁸. Aufgabe des Netzentwicklungsplans und seines Szenariorahmens sei nicht, die erzeugungsseitige Versorgungssicherheit zu bewerten, wobei der Netzentwicklungsplan Strom 2035 das Eingreifen des Gesetzgebers unterstellt, falls es zu einem „Defizit an gesicherter Leistung kommt“¹⁹.

Die Sicherstellung der Stromversorgung durch ausreichende Kraftwerke ist tatsächlich Aufgabe der Bundesregierung, vertreten durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.²⁰ Bis 2020 haben dafür die Übertragungsnetzbetreiber Leistungsbilanzberichte mit einer Vorschau auf die nächsten drei Jahre erstellt. Zuletzt im Juni 2019 veröffentlichte das Bundesministerium einen Monitoringbericht zur Versorgungssicherheit, noch ohne den vorgesehenen Ausstieg aus der Kohleverstromung und mit einer Höchstlastannahme von 89 GW (ohne Netzverlustleistung) bei einer steuerbaren Erzeugungs-

14 Netzentwicklungsplan Strom 2035, 2. Entwurf, S. 89.

15 Schweiz, Österreich, Tschechien, Polen, Schweden, Dänemark, Norwegen, Großbritannien, Niederlande, Belgien, Luxemburg und Frankreich.

16 ENTSO-E, <https://transparency.entsoe.eu/>, Actual Load 2019 (8.760 Stundenmittelwerte).

17 Siehe hierzu auch Jarass LJ: Bei der Stromversorgung spielt die Regierung russisches Roulette. Handelsblatt, 16. März 2021.

18 Netzentwicklungsplan Strom 2035, 2. Entwurf, S. 101.

19 Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin, 17. Januar 2020, S. 87.

20 Monitoring der Versorgungssicherheit, § 51 EnWG.

kapazität von 74 GW im Jahr 2030. Bereits in dieser Konstellation ist Deutschland auf bis zu 20 GW Importleistung angewiesen.²¹ Die Simulationen auf Basis der fünf Wetterjahre 2009-2013 ergaben unter Einbeziehung des Auslands eine Lastausgleichswahrscheinlichkeit für Deutschland von 100% für alle untersuchten Jahre bis 2030.²²

Das Energiewirtschaftsgesetz sieht für Notfälle ab dem Winterhalbjahr 2022/2023 nur eine Kapazitätsreserve von 2 GW vor.²³ Das Bundeswirtschaftsministerium muss auf der Basis eines von der Bundesnetzagentur zu erstellenden Berichts zum Monitoring der Versorgungssicherheit alle 2 Jahre entscheiden, ob eine Anpassung des Umfangs der Kapazitätsreserve erforderlich ist. Die Kapazitätsreserve ist von den Übertragungsnetzbetreibern zu beschaffen und im Notfall einzusetzen.

Die Übertragungsnetzbetreiber erstellen den Netzentwicklungsplan auf der Basis eines von ihnen in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur vorgegebenen Kraftwerksparks. Es macht doch keinen Sinn, einen Netzentwicklungsplan vorzulegen auf der Basis von erheblichen Defiziten an gesicherter Leistung in der Hoffnung, dass auftretende Defizite in den meisten Fällen durch Importe abgedeckt werden können. Für einen widerspruchsfreien Netzentwicklungsplan muss der Kraftwerkspark bei erwarteten Defiziten an gesicherter Leistung angepasst werden, wofür die Übertragungsnetzbetreiber geeignete Vorschläge machen sollten.²⁴ Darauf aufbauend sollte dann eine nochmalige Netzrechnung vorgenommen werden.

I.3 Zubau von bis zu 40 GW Reservekraftwerken erforderlich

Größere gesicherte Importleistungen werden weder im Monitoringbericht zur Versorgungssicherheit noch im Netzentwicklungsplan Strom 2035 erwähnt. In den Nachbarländern sollen vielmehr z. B. mit dem in Belgien bis 2025²⁵ vorgesehenen Ausstieg aus der Kernenergie und in den Niederlanden bis 2030²⁶ vorgesehenen Ausstieg aus der Kohleverstromung viele unabhängig von Sonne und Wind einsetzbare Kraftwerke stillgelegt werden. Bei Stromknappheiten an kalten Wintertagen werden die deutschen Nachbarländer wahrscheinlich zuerst die eigene Versorgung sicherstellen statt deutsche Leistungsdefizite auszugleichen. Deshalb kann der geplante Netzausbau in Situationen mit einem hohen deutschen Leistungsdefizit die Versorgungssicherheit nicht gewährleisten, weil neue Leitungen nutzlos sind, wenn am anderen Ende niemand einspeist.

Aus der sehr berechtigten Sorge um eine gesicherte deutsche Stromversorgung wird manchmal vorgeschlagen, doch besser Kern- und Kohlekraftwerke vorläufig weiter zu betreiben, bis ausreichend viele neue Reservekraftwerke am Netz sind.²⁷

Kern- und Kohlekraftwerke haben aber aus technischen Gründen lange Anfahrzeiten und einen nur begrenzten Regelbereich²⁸ und sind damit als Komplement für die stark fluktuierenden und schwer zu prognostizierenden erneuerbaren Energien nicht gut geeignet. Zudem bedingt der Weiterbetrieb von Kernkraftwerken zusätzliche nukleare Abfälle, der Weiterbetrieb von Kohlekraftwerken massive CO₂-Emissionen, was beides vermieden werden soll. Vielmehr werden zu den stark fluktuierenden erneuerbaren Energien kompatible, also schnell anfahrbare und gut regelbare Reservekraftwerke benötigt.²⁹ Das sind nach derzeitiger verfügbarer Technologie Gasturbinenkraftwerke³⁰, die langfristig CO₂-neutral mit grünem Gas betrieben werden, zukünftig in wachsendem Umfang Batteriespeicher.

Zur Aufrechterhaltung einer deutschen importunabhängigen Versorgungssicherheit bei bundesweiten Dunkelflauten ist deshalb ein erheblicher Zubau von verbrauchsnahe installierten Reservekraftwerken im Umfang von bis zu 40 GW erforderlich, ergänzt durch eine starke Flexibilisierung des Stromverbrauchs.

Der in Deutschland erforderliche Netzausbau könnte deutlich verringert werden, wenn bei Störung einer Leitung verbrauchsnahe Reservekraftwerke einspringen könnten. Dadurch könnte insbesondere auch ein für Importe von seltenen Defizitspitzen erforderlicher Zubau von grenzüberschreitenden Leitungen verringert werden. Ein derartiger, von der Netzbelastung abhängiger Kraftwerkseinsatz wird aber nur erfolgen, wenn entsprechende regionale Anreize z. B. durch Preissignale oder gesetzliche Anweisungen gegeben werden.

Der Monitoringbericht zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität aus dem Jahr 2019, der vom Bundeswirtschaftsministerium herausgegeben wurde, bezieht sich auf 2030 und ging dort von einer Jahreshöchstlast von nur 88,7 GW³¹ aus gegenüber 106 GW im 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2035, also rund 17 GW weniger. Zudem ging der BMWi-Monitoringbericht für 2030 von einer installierten Leistung von 15 GW für Braunkohle und 11 GW für Steinkohle aus³², insgesamt also 26 GW mehr als im 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2035, in dem der vollständige Kohleausstieg als vollzogen angesetzt ist. Davon tragen ca. 90%, also ca. 23 GW zur gesicherten Leistung bei. Verwendet man in dieser Berechnung die Werte aus dem 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2035, also eine Jahreshöchstlast von 106 GW statt 88,7 GW und 0 GW Braun- und Steinkohlekraftwerke statt 23 GW, resultiert ein Defizit an gesicherter Leistung von bis zu 40 GW³³, genau der Wert, wie er auch von uns abgeschätzt wurde.

Es bleibt abzuwarten, welches Defizit an gesicherter Leistung der Ende Oktober 2021 von der Bundesnetzagentur vorzulegende Bericht zur Versorgungssicherheit im Bereich Elektrizität³⁴ abschätzt und welche Maßnahmen zur Behebung dieses Defizits vorgeschlagen werden.

21 Monitoringbericht zur Versorgungssicherheit. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2019, S. 25.

22 Monitoringbericht zur Versorgungssicherheit. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2019, S. 18.

23 „Die Betreiber von Übertragungsnetzen halten Reserveleistung vor, um im Fall einer Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems Leistungsbilanzdefizite infolge des nicht vollständigen Ausgleichs von Angebot und Nachfrage an den Strommärkten im deutschen Netzregelverbund auszugleichen (Kapazitätsreserve). Die Kapazitätsreserve wird ab dem Winterhalbjahr 2020/2021 außerhalb der Strommärkte gebildet. Die Anlagen der Kapazitätsreserve speisen ausschließlich auf Anforderung der Betreiber von Übertragungsnetzen ein.“ § 13e Abs. 1 EnWG.

24 Die Verpflichtung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie umfasst verschiedene Aspekte zu Versorgungssicherheit und Systemsicherheit (§ 51 Abs. 2 EnWG), siehe Zur mangelnden Versorgungssicherheit ..., Bundesrechnungshof, S. 20.

25 Nuclear Power in Belgium. World Nuclear Association, London. Updated January 2021.

26 Overview: National coal phase-out announcements in Europe. Europe Beyond Coal. Status January 2021.

27 Paulitz H: StromMangelWirtschaft. Akademie Bergstraße, 2020, S. 171.

28 Jarass/Jarass: Integration von erneuerbarem Strom 2017, S. 45 ff., Tab. 3.1.

29 Der Aufbau entsprechender Reservekapazitäten erfordert die Schaffung eines Kapazitätsmarkts, siehe z. B. Ockenfels A: Blackout als Warnsignal. Handelsblatt, 26. Februar 2021, S. 10.

30 Dabei spielt der geringe Wirkungsgrad von offenen Gasturbinen wegen der seltenen Einsatzerfordernisse keine große Rolle.

31 Monitoringbericht zur Versorgungssicherheit. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2019, S. 14.

32 Monitoringbericht zur Versorgungssicherheit. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2019, S. 11.

33 $- 40 \text{ GW} = (88,7 \text{ GW} - 106 \text{ GW}) + (0 \text{ GW} - 23 \text{ GW})$.

34 Gemäß § 63 Abs. 2 EnWG ist der nächste „Bericht zum Stand und zur Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität“ von der Bundesnetzagentur zum 31. Oktober 2021 vorzulegen.

I.4 Gefahren des im Netzentwicklungsplan Strom geplanten großräumigen Leistungsports

Das Übertragungsnetz wurde ursprünglich nicht vorrangig für den großräumigen Stromtransport mit hohen Leistungen konzipiert. Laut unserem Szenario 2030³⁵ ergibt sich z. B. an der mittleren Schnittlinie durch Deutschland (nördliche Grenzen von Thüringen, Hessen und Ruhrgebiet) schon im Jahr 2030 ein erheblicher Bedarf der Energieübertragung von Nordost nach Südwest von ca. 148 TWh bei einer maximalen Transportleistung von bis zu 42 GW bei Starkwind. Ein derartiger großräumiger Leistungsport zwischen Netzregionen mit Leistungsdefizit und mit Leistungsüberschuss ist bisher in Europa noch nicht erprobt worden.

Studien zeigen, dass mit wachsenden großräumigen Transiten die Gefahren von dynamischen Netzzusammenbrüchen überproportional wachsen.³⁶ Allein die Unterbrechung von Leistungsports mit weniger als 10 GW hat bereits mehrfach zu europaweiten Auswirkungen geführt (Italien 2003, Deutschland 2006, Kroatien 2021³⁷). Sollte der System-Split an der kritischen Stelle auftreten, ist zu erwarten, dass die geplanten Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen mit 12 GW Leistung nicht wegen Überlastung auslösen und damit die asynchronen Teilnetze weiter verbinden können. Damit wäre die verbleibende maximale Überschuss- und Defizitleistung zwar um die im Beispielfall installierten 12 GW geringer, aber mit bis zu 30 GW immer noch um einen Faktor 10 größer als der derzeitige Auslegungswert von 3 GW³⁸ zur Absicherung von Kraftwerksausfällen.

Bisher wurden keine Maßnahmen definiert, mit denen bei einem Verlust von bis zu 30 GW Bezugsleistung aus dem Nordosten Deutschlands der verbleibende Teil Europas vor einem Blackout bewahrt werden könnte. Eine Möglichkeit zur Gefahrenabwehr könnte der Bau von Reservekraftwerken in Kombination mit sehr schnell reagierenden Batteriespeichern in Regionen mit potenziellem Leistungsdefizit sein.

II. Ausgleich von benötigter und verfügbarer Leistung

Mit zunehmender Nutzung verbrauchsferner erzeugter elektrischer Energie aus regenerativen Quellen, v. a. küstennaher Windenergie, resultieren immer häufiger hohe Leistungsspitzen, die derzeit nicht produktionsnah verbraucht werden. Durch den im Netzentwicklungsplan Strom 2035 vorgesehenen massiven Netzausbau wird versucht, die Leistungsspitzen weiträumig abzutransportieren, anfangs nach Süddeutschland, mittlerweile mangels ausreichender Nachfrage in Süddeutschland immer stärker auch nach Süd- und Südosteuropa. Dieser Stromexport in Richtung Süden wird unterstützt durch unterschiedliche Großhandelsstrompreise zwischen Skandinavien und Italien, wodurch ein Bedarf des Energietransports

über die dazwischen liegenden Netzgebiete, v. a. über Deutschland resultiert.

Auch innerhalb dieser Länder entsteht ein Transportbedarf, der mit den vorhandenen Netzen nicht vollständig abgedeckt werden kann. Daher wurden z. B. in Norwegen fünf und in Italien sechs Gebotszonen gebildet, durch die die Netzbelastung ohne weitere Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber im zulässigen Bereich gehalten werden kann.

Mit wachsendem Ausbau der erneuerbaren Energien wachsen die maximalen deutschen Leistungsüberschüsse überproportional an, soweit – wie bisher – die Stromnachfrage weniger stark ansteigt als die installierte EE-Leistung. Wenn man Stromexport und Stromtransit unlimitiert wachsen lässt, z. B. durch den geplanten weiteren Ausbau der Interkonnektoren zu benachbarten Strommärkten, wird der Unterschied zwischen benötigter und ohne zusätzliche Maßnahmen verfügbarer Transportleistung immer weiter vergrößert. Wenn man – wie im Netzentwicklungsplan Strom 2030 als auch im Netzentwicklungsplan Strom 2035 vorgesehen – auch zukünftig die Spitzen dieser Stromüberschüsse weiträumig exportieren will, ist das vorhandene und in Bau befindliche Übertragungsnetz nicht ausreichend dimensioniert. Deshalb sieht der Netzentwicklungsplan Strom 2035 einen massiven Netzausbau vor. Entsprechend wurde durch die Mitte Februar 2021 erfolgte Novellierung des Bundesbedarfsplangesetzes eine Vielzahl von zusätzlichen Höchstspannungsleitungen vom Gesetzgeber als unabdingbar erforderlich festgelegt.

Im Widerspruch zu § 1 EnWG und den Grundregeln der Marktwirtschaft bleiben im Netzentwicklungsplan Strom 2035 und damit auch im darauf basierenden Bundesbedarfsplangesetz die Kosten des Stromnetzausbaus völlig unberücksichtigt.³⁹ Dies führt zu einem weit überdimensionierten Netzausbau, weil kostengünstige Alternativen so keine Marktchance bekommen.⁴⁰ Mittlerweile gibt es eine Vielzahl von Alternativen zu Netzausbaumaßnahmen, z. B. produktionsnahe Verwendung von Strom aus erneuerbaren Energien für Power to Heat/Gas oder ein nach Erfordernissen der Netze optimierter Speichereinsatz.⁴¹

II.1 Maßnahmen zum Ausgleich von benötigter und verfügbarer Leistung

Tab. 1⁴² zeigt Maßnahmen zum Ausgleich von benötigter und verfügbarer Leistung. Für die Betrachtung mit Fokus auf das Übertragungsnetz bezieht der Begriff regionale Nähe auf Gebiete von mindestens der Ausdehnung von Regierungsbezirken. Die Auswirkungen der Maßnahmen sind:

- Produktions- und verbrauchsnahe Maßnahmen erfordern grundsätzlich wenig überregionalen Netzausbau.
- Hingegen erfordern produktions- und verbrauchsferne Maßnahmen grundsätzlich viel überregionalen Netzausbau.

35 Basierend auf dem Szenario B2030 des Netzentwicklungsplans Strom 2030.

36 Momentanreserve 2030. Bedarf und Erbringung von Momentanreserve 2030. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 16. Februar 2016. Entwicklung der Momentanreserve und Abschätzung des Bedarfes an Fast Frequency Response im Europäischen Verbundsystem. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI), ef. Ruhr GmbH, Dezember 2019.

37 System Separation in the Continental Europe Synchronous Area on 8 January 2021 – Interim Report. European Network of Transmission System Operators for Electricity – ENTSOE, Brussels, 26 February 2021.

38 Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Juli 2020, S. 36, Kap. 5.7.

39 Baumann/Jarass: Überdimensionierter Netzausbau behindert die Energiewende, 2020, Kap. 4.2.2.

40 Siehe z. B. Kendziorski et al: 100% erneuerbare Energie für Deutschland unter besonderer Berücksichtigung von Dezentralität und räumlicher Verbrauchsnähe – Potenziale, Szenarien und Auswirkungen auf Netzinfrastrukturen. DIW Berlin: Politikberatung kompakt 167, April 2021.

41 Siehe Tab. 1.

42 Siehe Baumann/Jarass: Überdimensionierter Netzausbau behindert die Energiewende, 2020, S. 41, Tab. 1.7. Zu einer detaillierten Erläuterung siehe Jarass/Jarass: Integration von erneuerbarem Strom, 2017, S. 43 ff., Kap. 3.

Tab. 1: Maßnahmen zum Ausgleich von benötigter und verfügbarer Leistung

			(1) Wirksam bei Leistungsüberschuss?	(2) Wirksam bei Leistungsdefizit?	(3) Überregionaler Netzaus- bau erforderlich?
(1a)	Stromspeicher	produktions- und verbrauchsnahe	ja	ja	nein
(1b)	Stromspeicher	produktions- und verbrauchsnahe	ja	ja	ja
(2a)	Reservekraftwerke	verbrauchsnahe	nein	ja	nein
(2b)	Reservekraftwerke	verbrauchsfern	nein	ja	ja
(3a)	Wärme- oder Gaserzeugung	produktionsnahe	ja	nein	nein
(3b)	Wärme- oder Gaserzeugung	produktionsfern	ja	nein	ja
(4a)	Abregelung von Kraftwerken	verbrauchsnahe	ja	nein	ja
(4b)	Abregelung von Kraftwerken	verbrauchsfern	ja	nein	nein
(5a)	Sektorkopplung	regional	ja	ja	nein
(5b)	Sektorkopplung	überregional	ja	ja	ja
(6a)	Internationaler Stromhandel	Stromimport	nein	ja	ja
(6b)	Internationaler Stromhandel	Stromexport	ja	nein	ja

II.2 Kostengünstiger Ausgleich von benötigter und verfügbarer Leistung durch küstennahes Power-to-Gas

Durch den Bau von Elektrolyse-Anlagen in der Nähe von küstennahen Windkraftwerken, die häufig Leistungsüberschüsse produzieren, müssen Leistungsspitzen dieser Überschussleistungen nicht mehr nach Süden transportiert werden, wodurch der Netzausbau nach Süden verringert werden kann.

II.2.1 Kosten von küstennahem Power-to-Gas

Investitionskosten von Power-to-Gas-Anlagen

Die Investitionskosten von Power-to-Gas-Anlagen werden in einer offiziellen Studie des Bundesverkehrsministeriums mit 0,85 Mrd. €/GW⁴³ im Jahr 2019/2020 abgeschätzt, sinkend auf 0,50 Mrd. €/GW in 2030. Im Netzentwicklungsplan Strom 2030⁴⁴ werden die Investitionskosten für Wasserstoff-Elektrolyseanlagen mit 0,76...0,88 Mrd. €/GW für 2030/2035 abgeschätzt, für Methan-Elektrolyseanlagen etwas höher mit 0,90...0,96 Mrd. €/GW bei jährlichen Betriebskosten von jeweils 2% der Investitionskosten.

Gaserzeugung durch erneuerbaren Strom hat deutlich niedrigere Investitionskosten als der geplante Bau der beiden Gleichstrom-Autobahnen SuedLink und SuedOstLink.⁴⁵ So soll der SuedLink 10 Mrd. € kosten und 4 GW Strom transportieren können. Jedes Kilowatt Leistungsüberschuss, das an der Küste in erneuerbares Gas umgewandelt wird, verringert den Netzausbau nach Süden um bis zu einem Kilowatt. Die Investitionskosten für eine Power-to-Gas-Anlage mit der gleichen Produktionsleistung werden vom Bundeswirtschaftsministerium für das Jahr 2030 auf weniger als 2 Mrd. € geschätzt.

Das heißt: Selbst wenn also die vollen Investitionskosten für die Power-to-Gas-Anlage auf den Strompreis umgelegt wür-

43 Schmiedel G: Key Technologies for a Hydrogen-based Energy System. 12. Niedersächsische Energietage, Hannover, 05. November 2019, S. 6. Hinzu kommen die Kosten der Speicherung und der Weiterleitung des EE-Gases.

44 Netzentwicklungsplan Strom 2030, 2. Entwurf, Power-to-X, S. 4, Tab. 2.1.

45 Zu den folgenden Zahlenangaben siehe Jarass/Siebels: Begrenzung der Netzausbaukosten. Zeitschrift für Neues Energierecht – ZNER 05/2020, S. 375–382.

den, würden die deutschen Stromverbraucher um mindestens 6 Mrd. € entlastet, siehe Tab. 2. Zudem könnte so der Anfang Juni 2020 von der Bundesregierung beschlossene Bau von großen Power-to-Gas-Anlagen ohne Einsatz von Steuergeldern realisiert werden. Damit würde Geld gespart und die Energiewende vorangebracht statt behindert.⁴⁶

Tab. 2: Einsparung durch küstennahe Power-to-Gas-Anlagen statt SuedLink

4 GW Power-to-Gas küstennah	SuedLink
4 Mrd. € Kosten	10 Mrd. € Kosten
6 Mrd. € Einsparung durch Power-to-Gas	

Produktionskosten von grünem Wasserstoff

Tab. 3 zeigt die Produktionskosten von grünem Wasserstoff für 1.000 und 2.000 Benutzungsstunden pro Jahr unter folgenden Annahmen:

- Investitionskosten von 1.000 €/kW,
- Annuität von 10% der Investitionskosten, also Kosten für Zinsen und Abschreibung von 100 €/(kW*a),
- Betriebskosten von 2% der Investitionskosten, also 20 €/(kW*a).

Tab. 3: Produktionskosten von grünem Wasserstoff

Wasserstoffkosten [Cent/kWh]		(1)	(2)
(1)	Benutzungsstunden [h/a]	1.000	2.000
(2)	Stromkosten	1,0	3,0
(3)	Kosten grüner Wasserstoff		
(3.1)	mit vollen Investitionskosten	19,5	13,5
(3.2)	mit halben Investitionskosten	12,0	9,8
(3.3)	ohne Investitionskosten	4,5	6,0

46 Jarass LJ: Stromproduktion neu denken. Handelsblatt, 10. Juli 2020, S. 10.

Beispiel zu Tab. 3, Z. (3.3), Sp. (1):

- Bei Investitionskosten von 1.000 €/kW und einer Annuität von 10% ergeben sich Investitionskosten pro Jahr von 100 €/kW, die in diesem Beispiel aus den eingesparten Netzausbaukosten finanziert werden. Hinzu kommen jährliche Betriebskosten von 20 €. Insgesamt resultieren jährliche Fixkosten von 20 €/kW bzw. 2.000 Cent/kW.
- Bei 1.000 Benutzungsstunden pro Jahr sind 1.000 kWh elektrische Energie erforderlich mit Kosten von 1.000 Cent. Bei typischen Umwandlungsverlusten von einem Drittel werden dann pro installiertem Kilowatt Elektrolyseanlage 666 kWh grünes Gas erzeugt.
- Die Gesamtkosten betragen also 3.000 Cent für eine Gasproduktion von 666 kWh, also 4,5 Cent/kWh (Tab. 3, Z. (3.3), Sp. (1)) bzw. 1,5 €/kg⁴⁷ Wasserstoff.

Wenn die Produktion von grünem Wasserstoff zur Verringerung des Netzausbaus nur Einspeisespitzen nutzt, sind die Stromkosten sehr niedrig. Je höher allerdings die Benutzungsdauer der Elektrolyse angesetzt wird, desto häufiger muss etwas teurerer Strom genutzt werden. Deshalb werden in Tab. 3 die Stromkosten bei einer Benutzungsdauer von 2.000 h/a⁴⁸ mit 3 Cent/kWh höher angesetzt als bei 1.000 h/a mit 1 Cent/kWh.

Ergebnis

Bei Finanzierung der Investitionskosten von Power-to-Gas-Anlagen aus den eingesparten Netzausbaukosten kann Wasserstoff für 4,5...6,0 Cent/kWh Wasserstoff, also für 1,5⁴⁹...2,0 €/kg Wasserstoff hergestellt werden und wäre damit bereits im Jahr 2020 gegenüber konventionell hergestelltem Wasserstoff⁵⁰ konkurrenzfähig.

II.2.2 Pilotprojekte für küstennahes Power-to-Gas

Pilotprojekt von Amprion wurde von der Bundesnetzagentur abgelehnt

Amprion und Open Grid Europe (OGE) planen die erste großtechnische Power-to-Gas-Anlage in Deutschland, die Strom aus erneuerbaren Energien in Wasserstoff umwandelt.⁵¹ Die Bundesnetzagentur sieht das Projekt wegen des fehlenden Nachweises des netztechnischen Bedarfs als nicht bestätigungsfähig an:

Zum einen handele es sich beim Bau einer produktionsnahen Elektrolyseanlage zur Verringerung des Netzausbaus nicht um die originäre Aufgabe des Netzbetreibers, nämlich den Trans-

port von elektrischer Energie⁵². Küstennahe Elektrolyseanlagen für erneuerbare Leistungsüberschüsse verringern aber bei geeignetem Einsatzverhalten den erforderlichen Netzausbau, womit die Installation einer Elektrolyseanlage durchaus als Substitut für eine Netzausbaumaßnahme angesehen werden kann.

Zum anderen würde ein Netzbetreiber durch den Betrieb der Anlage zusätzliche Stromnachfrage schaffen, die sich auf den Strommarkt auswirkt. Der Bau einer küstennahen Elektrolyseanlage zur Nutzung von Windstrom-Überschusspitzen verringert tatsächlich nur dann den Netzausbau nach Süden, wenn zu diesem Zeitpunkt der Stromtransit von Windstrom-Überschusspitzen nach Süden entsprechend verringert wird. Würde der Stromtransit unverändert bleiben, indem z. B. aus Dänemark entsprechend mehr Strom importiert wird, könnte keine Verringerung des Netzausbaus nach Süden erreicht werden.

Beispiel Elektrolyse-Wärme-Kopplungs-Kraftwerk Hamburg-Moorburg

Abb. 1⁵³ zeigt das geplante Elektrolyse-Wärme-Kopplungs-Kraftwerk in Hamburg-Moorburg. Ein Hochtemperaturspeicher, ein Elektrolyseur und eine innovative Gasturbine ermöglichen 4 Stunden lang erneuerbaren Strom aufzunehmen und 24 Stunden konstant Energie zur Verfügung zu stellen. Gleichzeitig kann die bei der Elektrolyse in erheblichem Umfang anfallende Wärme genutzt werden.

Daraus resultiert in Analogie zum herkömmlichen Kraft-Wärme-Kopplungs-Kraftwerk ein gänzlich neuer Kraftwerkstyp, nämlich ein Elektrolyse-Wärme-Kopplungs-Kraftwerk.

Durch den Bau dieses Elektrolyse-Wärme-Kopplungs-Kraftwerks mit einer installierten elektrischen Leistung von 200 MW werden Leistungsspitzen von bis zu 200 MW produktionsnah genutzt, wodurch diese Leistungsspitzen nicht mehr nach Süden transportiert werden müssen und dadurch der Netzausbau nach Süden um bis zu 200 MW verringert werden kann. Der erzeugte Wasserstoff kann zum CO₂-freien Betrieb von Reservekraftwerken bei Dunkelflauten genutzt werden.

II.2.3 Nur küstennahe Power-to-Gas-Anlagen verringern den Netzausbau

Durch positive und negative Signale können Zubau und Betriebsweise von Anlagen zur regionalen Verwendung von erneuerbaren Energien so gesteuert werden, dass weniger Netzausbau zur Erreichung der Klimaziele notwendig wird. Die Vorgaben für die Erstellung des Netzentwicklungsplans müssen dafür solche regionalen Aspekte konsequent berücksichtigen.

Der Netzentwicklungsplan Strom 2035 geht davon aus, dass zukünftig Anreize für eine netzorientierte Regionalisierung von Elektrolyseuren geschaffen werden.⁵⁴ Durch den Bau von küstennahen Power-to-Gas-Anlagen kann benötigte und verfügbare Leistung kostengünstig ausgeglichen werden. Allerdings sieht der Netzentwicklungsplan Strom 2035 vor, dass ca. ein Drittel der im Basisszenario B2035 vorgesehenen 5,5 GW Elektrolyseleistung, also rund 1,8 GW im südlichen Teil Deutschlands installiert werden⁵⁵, für die der Strom bei starkem Wind aus Norddeutschland herantransportiert werden muss. Allein dafür ist eine neue Leitung im Übertragungsnetz erforderlich.

47 1,5 €/kg Wasserstoff = 4,5 Cent/kWh Wasserstoff * 33,33 kWh Wasserstoff pro kg Wasserstoff.

48 Der Netzentwicklungsplan Strom 2030 geht für 2035 von 3.000 Benutzungsstunden pro Jahr aus. 3.000 h/a = (0,6 + 8,4) TWh/a (Netzentwicklungsplan Strom 2030, 2. Entwurf, S. 111, Abb. 43, PtM+PtW, in der Tab. ganz rechts unten)/3,0 GW (Netzentwicklungsplan Strom 2030, 2. Entwurf, S. 57, Abb. 21, PtG, in der Tab. ganz rechts unten). Dies erscheint hoch, wenn man bedenkt, dass sich Power-to-Gas nur bei niedrigen Strompreisen, also bei einem deutlichen Leistungsüberschuss rentieren kann. Auch steht dann zu befürchten, dass bei derartig hohen Benutzungsstunden – im Widerspruch zu den Vorgaben für eine CO₂-Reduzierung – ein Teil des Wasserstoffs mit nicht erneuerbarem Strom produziert wird.

49 1,5 €/kg ist auch der Zielwert 2030 für eine Wasserstoffproduktion in Spanien: 30 europäische Unternehmen planen 95 GW an Photovoltaik- und 67 GW an Wasserstoff-Anlagen in Spanien. PV-Magazin, 12. Februar 2021.

50 Produktionskosten von Wasserstoff nach Wasserstofftyp in Deutschland im Jahr 2019 und Prognosen für die Jahre 2030 und 2050. Statista, 12. Januar 2021.

51 Netzentwicklungsplan Strom 2030, 2. Entwurf, S. 682f. Siehe hierzu auch Ronnacker U: Hybridge – Auf dem Weg vom Pilotprojekt zur Wasserstoffinfrastruktur. Ein Projekt von Amprion und Open Grid Europe GmbH. 12. Niedersächsische Energietage, Hannover, 05. November 2019.

52 Netzentwicklungsplan Strom 2030, Bestätigung durch die Bundesnetzagentur, 20. Dezember 2019, S. 308.

53 So funktioniert das Zukunftskraftwerk: ein Zusammenspiel innovativer Technologie. HH2e AG, Hamburg.

54 Netzentwicklungsplan Strom 2035, 2. Entwurf, S. 23.

55 Netzentwicklungsplan Strom 2035, 2. Entwurf, S. 34.

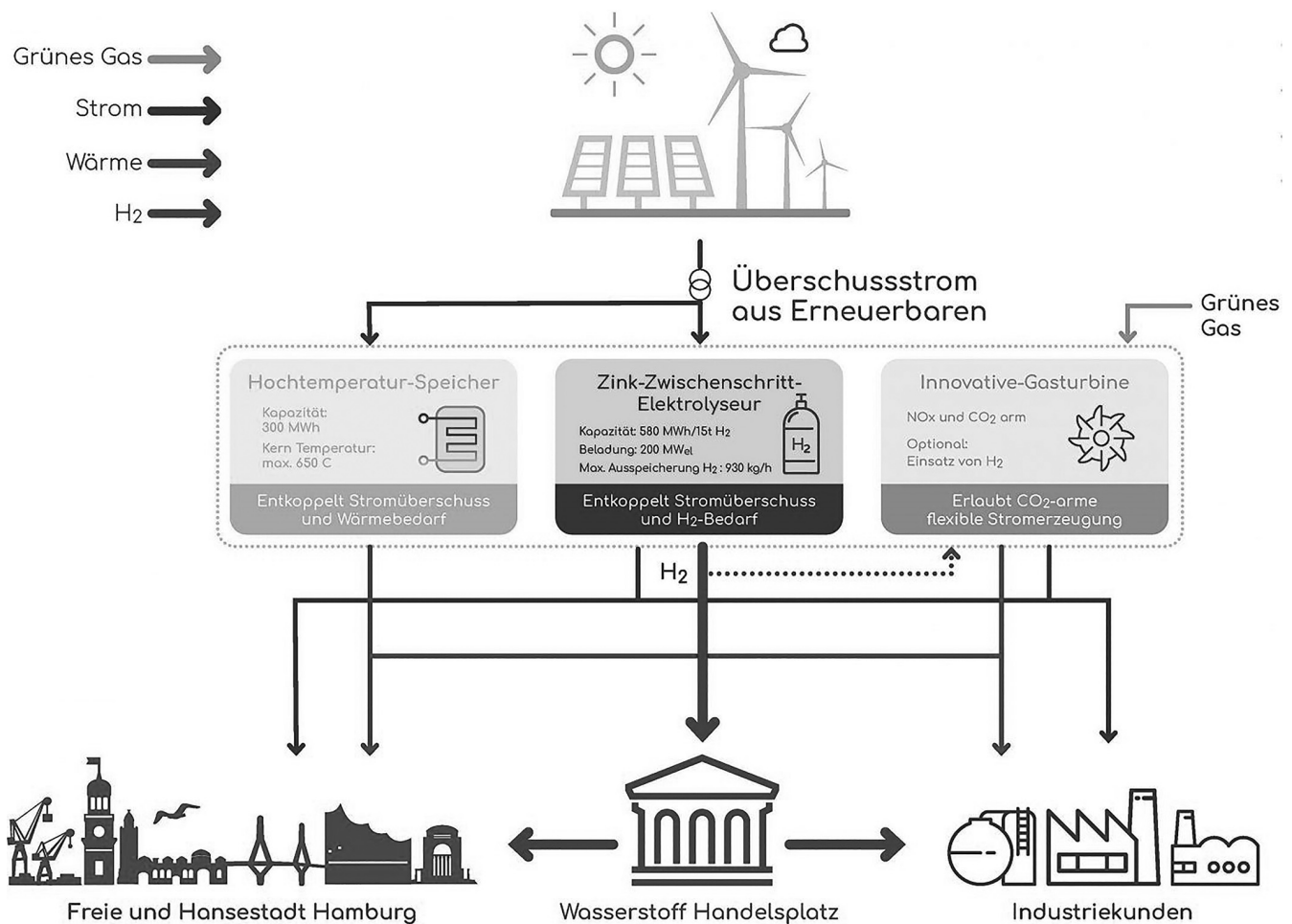


Abb. 1: Elektrolyse-Wärme-Kopplungs-Kraftwerk

Leistungsüberschüsse in Photovoltaik-Kraftwerken können wegen des regelmäßigen Tag-Nacht-Rhythmus der Sonne kostengünstiger in Batteriespeichern zwischengespeichert und dann abends ohne den Umweg über Wasserstoff direkt als elektrische Energie genutzt werden.

III. Fazit zum Netzentwicklungsplan Strom 2035

Für den Netzentwicklungsplan Strom 2035 hat die Bundesnetzagentur eine Halbierung der konventionellen Kraftwerke mit gesicherter Leistung festgelegt, obwohl nach ihren eigenen Angaben durch die geplante zusätzliche Stromnutzung z. B. im Wärmebereich (Wärmepumpen) und im Verkehrsbebereich (Elektroautos) mit einer massiven Erhöhung des Stromverbrauchs und der Jahreshöchstlast zu rechnen ist.⁵⁶ Damit ist ein riesiges Defizit an gesicherter Leistung vorprogrammiert.

Für die Abdeckung dieses Defizits sind zwingend verbrauchsnahe Reservekraftwerke erforderlich. Der erforderliche Netzausbau könnte dann deutlich verringert werden, weil bei Störungen im Übertragungsnetz die verbrauchsnahe Reservekraftwerke einspringen könnten.

Laut Netzentwicklungsplan Strom 2035 sollen aber innerdeutsche Leistungsdefizite durch Importe aus dem Ausland abgedeckt werden, wofür ein massiver Ausbau der grenzüberschreitenden Stromleitungen geplant ist. Größere gesicherte Importleistungen werden allerdings im Netzentwicklungsplan

Strom 2035 nicht erwähnt. Bei Stromknappheiten an kalten Wintertagen werden die deutschen Nachbarländer zuerst sich selbst versorgen, statt deutsche Leistungsdefizite auszugleichen. Deshalb kann der geplante Netzausbau in Situationen mit einem hohen deutschen Leistungsdefizit die Versorgungssicherheit nicht gewährleisten, weil neue Leitungen für eine gesicherte Stromversorgung nutzlos sind, wenn am anderen Ende bei Leistungsdefiziten keine Leistung eingespeist wird.

Statt verbrauchsnahe Reservekraftwerke zuzubauen will also der Netzentwicklungsplan Strom 2035 erhebliche Leistungsdefizite durch ungesicherte Stromimporte decken. Im Widerspruch zu der im Energiewirtschaftsgesetz geforderten hohen Versorgungssicherheit der deutschen Stromversorgung werden dadurch großräumige Stromknappheiten und Stromausfälle riskiert. Damit wird nicht nur die deutsche Wirtschaft gefährdet, sondern es werden auch Gesundheit und Leben von uns allen bedroht, wie in dem Technik-Thriller Blackout von Marc Elsberg sehr anschaulich geschildert wird.

⁵⁶ Genehmigung des Szenariorahmens des Netzentwicklungsplans Strom 2035. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – BNetzA, Bonn, 26. Juni 2020, S. 4.