



BÜRO FÜR TECHNIKFOLGEN-ABSCHÄTZUNG  
BEIM DEUTSCHEN BUNDESTAG

Reinhard Grünwald

# Moderne Stromnetze als Schlüsselement einer nachhaltigen Energieversorgung

Ni gUa a YbZUggi b[

Dezember 2014  
Arbeitsbericht Nr. 162





Büro für Technikfolgen-Abschätzung  
beim Deutschen Bundestag (TAB)  
Neue Schönhauser Straße 10  
10178 Berlin

Fon: +49 30 28491-0  
Fax: +49 30 28491-119  
[buero@tab-beim-bundestag.de](mailto:buero@tab-beim-bundestag.de)  
[www.tab-beim-bundestag.de](http://www.tab-beim-bundestag.de)

2014

Umschlagbild  
Martin Konopka © 123RF.com

ISSN-Print 2364-2599  
ISSN-Internet 2364-2602



---

## ZUSAMMENFASSUNG

Das deutsche Energiesystem befindet sich gegenwärtig mitten in einem Umbruchprozess historischen Ausmaßes. Die klima- und energiepolitischen Zielsetzungen der Bundesrepublik bedeuten nichts weniger als eine sukzessive Abkehr von der bisherigen Energieträgerbasis der Stromerzeugung. Derzeit decken fossile kohlenstoffhaltige Energieträger (Braun- sowie Steinkohle, Erdgas und zu einem geringeren Anteil auch Erdöl) deutlich mehr als die Hälfte (etwa 56 %) und Kernenergie ca. 15 % der Stromerzeugung ab. Der Anteil der Kernenergie wird gemäß dem Ausstiegsbeschluss bis Ende 2022 entfallen, und bis zur Mitte des Jahrhunderts sollen erneuerbare Energiequellen (EE) mit etwa 80 % den Löwenanteil der Stromversorgung übernehmen. Ein bedeutender Anteil davon wird aus Windenergie und Photovoltaik (PV) bereitgestellt, deren Stromerzeugung je nach Tages- bzw. Jahreszeit sowie Wetterbedingungen starken Schwankungen unterworfen ist. Hinzu kommt, dass die Erzeugung ausgeprägte regionale Schwerpunkte aufweist und der weitere Zubau von EE-Kapazitäten häufig weit von den Lastschwerpunkten im Westen und Süden Deutschlands entfernt erfolgen wird. Eine weitere wesentliche Entwicklung, die das Gesicht der Stromversorgung heute und in Zukunft immer stärker prägt, ist die fortschreitende Integration des europäischen Binnenmarkts auch im Strombereich. Dies bedeutet, dass auf nationaler Ebene getroffene Maßnahmen direkte Auswirkungen auf die Nachbarländer bzw. das europäische Stromsystem insgesamt haben können.

Die Stromnetze sind ein tragender Pfeiler der Infrastruktur Deutschlands, von der das wirtschaftliche und gesellschaftliche Wohlergehen als Industrienation empfindlich abhängt. Sie stellen das Verbindungsglied zwischen Stromerzeugern und Verbrauchern dar. Stromnetze haben aus konzeptioneller Sicht zwei übergeordnete Funktionen. Zum einen erfüllen sie eine *Transportaufgabe*, indem sie den Strom vom Erzeuger zum Verbraucher bringen. Zum anderen vermitteln sie *Flexibilität*. Das heißt, wenn an einer Stelle im Netz etwas Unvorhergesehenes passiert (z. B. Durchzug einer Gewitterfront führt zum Abfall der Photovoltaikerzeugung), kann dies durch eine schnelle Reaktion an einer räumlich weit entfernten Stelle ausgeglichen werden (z. B. durch schnelles Hochfahren einer Gasturbine). Ein hohes Maß an Flexibilität ist eine wichtige Voraussetzung, das Stromsystem zur Aufnahme höherer Anteile fluktuierender EE zu befähigen.

Diese Entwicklungen stellen teilweise völlig neue Anforderungen an die Stromnetze, sodass hier aktuell ein erheblicher Handlungsdruck erwachsen ist, die Netze aus- bzw. umzubauen sowie neue Betriebskonzepte zu entwickeln, damit eine zuverlässige und sichere Stromversorgung auch weiterhin gewährleistet werden kann.



Das enge Zusammenspiel der Teilsysteme Stromerzeugung, Verbrauch und Netze bedeutet, dass diese nicht isoliert voneinander betrachtet werden können. Die Frage: »Welches Stromnetz brauchen wir?«, kann nicht getrennt werden von den Fragen, welche Erzeugungsstruktur auf der Basis welcher Energieträger präferiert wird, wie die zukünftige Rolle der Verbraucher gesehen wird und wie der Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch organisiert werden soll.

Die zukünftige Entwicklung des Stromsystems und speziell der Stromnetze vollzieht sich nicht autonom, getrieben von technologischen Entwicklungen und unabweisbaren Sachlogiken, sondern es existiert ein beträchtlicher Gestaltungsspielraum. Daher gilt es, einen offenen Diskurs zu führen, um Präferenzen gesellschaftlich zu definieren und anschließend in politische Gestaltung umzusetzen.

---

### AUS- UND UMBBAUBEDARF DER NETZE

#### ÜBERTRAGUNGSNETZE

Der Ausbaubedarf in den Übertragungsnetzen wird seit 2011 in einem neuen strukturierten und formalisierten Verfahren bundesweit einheitlich definiert. Integraler Bestandteil des Verfahrens ist eine breite Konsultation von Stakeholdern und der allgemeinen Öffentlichkeit. Im Ergebnis ist 2013 das Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) erlassen worden, das den Ausbaubedarf für den Zeitraum bis 2022 verbindlich fest schreibt. Der Gesamtumfang beträgt 1.700 km neue Leitungen, 2.800 km Neubauten in bestehenden Trassen sowie Verstärkungen auf 1.300 km. Ein für das deutsche Stromnetz neues technisches Element sind drei geplante, von Nord nach Süd verlaufende Hochspannungsgleichstromleitungen. Als Investitionsvolumen für alle diese Maßnahmen werden etwa 20 Mrd. Euro angegeben. Erklärtes Ziel ist es, die Genehmigung neuer Leitungen zu beschleunigen, von bisher über 10 Jahren auf etwa 4 Jahre.

In der Fachöffentlichkeit wird nahezu unisono das offene und transparente Verfahren begrüßt, das gegenüber den früher üblichen Planungs- und Genehmigungsprozeduren für Übertragungsleitungen einen wesentlichen Fortschritt darstellt. Dennoch wird an zentralen Annahmen und Ergebnissen z. T. grundsätzliche Kritik geübt, was angesichts der Tatsache, dass das Verfahren noch unerprobt ist, nicht verwunderlich ist.

Eine generelle *verfahrenstechnische* Frage lautet, wie die zentrale Rolle der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) bei der Bestimmung des Netzausbaubedarfs einzuschätzen ist. Auf der einen Seite sind sie wegen ihrer Expertise und des tiefen Einblicks in die Details des Netzbetriebs prädestiniert für die Planung der zukünftigen Netzinfrastruktur. Auf der anderen Seite haben sie ein wirtschaftliches Interesse am Ausbau der Netze. Hier könnte ein Anreiz angelegt sein, die Planungen in ihrem Umfang eher großzügig vorzusehen. Selbst wenn derartige Überlegungen bei der Planung de facto keinerlei Rolle spielen, stellt bereits die

theoretische Möglichkeit hierfür in der öffentlichen Debatte einen Stolperstein dar. Falls erwogen würde, die fachlich-kritische Begleitung der Arbeiten der ÜNB im Planungsprozess zu intensivieren bzw. Planungsfunktionen (ganz oder teilweise) durch eine wirtschaftlich unabhängige Institution durchführen zu lassen, wäre hierzu allerdings eine Offenlegung von Detaildaten über den Netzbetrieb erforderlich, die über das heute praktizierte Maß wesentlich hinausgehen würde.

Ein *konzeptioneller* Kritikpunkt ist, dass die Versorgungsaufgabe, die das Netz erfüllen muss, auf der Grundlage von energiewirtschaftlichen Szenarien bestimmt wird, die die »Bandbreite *wahrscheinlicher* Entwicklungen« für die nächsten 10 Jahre abdecken sollen. Dieser Begriff ist höchst problematisch, denn die verwendete Szenariomethodik lässt keine Aussagen über die Eintrittswahrscheinlichkeit bestimmter Entwicklungen zu. Der Bundesnetzagentur (BNetzA) fällt damit die Aufgabe zu, zu bestimmen, welche zukünftigen Entwicklungen des Energiesystems sie für wahrscheinlich hält und welche nicht. Letztlich beruhen diese Einschätzungen zwangsläufig auf normativen Entscheidungen. Daher stellt sich die Frage, ob es nicht folgerichtiger und transparenter wäre, diese Wertentscheidungen nach einer offenen gesellschaftlichen Debatte politisch zu treffen. Dadurch würden gesellschaftlich-politisch definierte Zielsetzungen zum Ausgangspunkt des Szenariorahmens gemacht, damit die »Bandbreite *gewünschter* Entwicklungen« abgebildet und zur Grundlage der Zukunftsentscheidungen gemacht werden kann.

Auch auf der *methodischen* Ebene steht eine Reihe von Kritikpunkten im Raum, nicht zuletzt deshalb, weil die methodischen Vorgaben bei der Entwicklung des BBPlG erhebliche Auswirkungen auf Art und Höhe des ermittelten Netzausbaubedarfs haben. Grob vereinfacht ist die Methodik so konzipiert, dass ein konventioneller Kraftwerkspark, ein bestimmter Ausbaupfad für die verschiedenen EE-Erzeugungstechnologien sowie ein Verbrauchsprofil vorgegeben werden (Szenariorahmen). Zur Deckung der Stromnachfrage wird sodann ein marktgetriebener Kraftwerkseinsatz gemäß der sogenannten Merit-Order unterstellt (d.h., Kraftwerke mit den niedrigsten variablen Kosten werden zuerst eingesetzt). Daraus wird dann die Transportaufgabe abgeleitet, die das Netz zu erfüllen hat, und ein (Ziel-)Netz geplant, das diese Transportaufgabe möglichst effizient und sicher erfüllen kann (unter Einhaltung der n-1-Sicherheit, d.h. auch wenn ein großes Betriebsmittel ausfällt, z.B. eine Leitung oder ein Kraftwerk). Diese methodische Herangehensweise geht konform mit dem gegenwärtigen Regulierungsrahmen und der Organisation des Strommarkts.

Eine grundsätzliche Limitierung dieser Methodik ist, dass auf diese Weise eine gesamtwirtschaftliche (und ökologische) gemeinsame Optimierung der eng miteinander verbundenen Systeme Erzeuger-Netz-Verbraucher nicht angesteuert werden kann. Erzeugungsseitige (bzw. nachfrageseitige) Maßnahmen – z.B. gezielte Lokalisierung von Kraftwerken zur Vermeidung von Netzengpässen, Ab-



## ZUSAMMENFASSUNG

regelung von Erzeugungsspitzen von EE-Anlagen – könnten im Prinzip in beträchtlichem Umfang Netzausbau vermeiden helfen. Deren Potenziale sind mit der angewandten Methodik jedoch nicht erschließbar.

Somit werden die Möglichkeiten zur Begrenzung des Netzausbaus, die eine integrierte Planung der Erzeugung und des Verbrauchs gemeinsam mit dem Netz bieten würde, gegenwärtig nicht genutzt. Es muss allerdings betont werden, dass dies eine sehr komplexe Aufgabe darstellen würde, bei der in Fachkreisen keine Einigkeit herrscht, ob bzw. mit welchem Arbeitsaufwand sie überhaupt zu bewältigen wäre. Parallel dazu müsste zusätzlich der Regulierungsrahmen hierfür erst geschaffen werden (z. B. Ermöglichung eines verstärkten Einspeisemanagements). Einige der diesbezüglich diskutierten Instrumente (z. B. die Etablierung regionaler Preiszonen, das sogenannte »market splitting«) stellen teils gravierende Eingriffe in die bestehende Marktorganisation dar. Die vielfältigen (möglicherweise unerwünschten) Rückwirkungen auf die Strommärkte sollten vor einer Einführung dieser oder ähnlicher Instrumente gründlich untersucht und abgewogen werden.

### VERTEILNETZE

Auch bei den Verteilnetzen bestehen ein erheblicher Ausbau- und ein Investitionsbedarf, dessen wesentlicher Treiber zurzeit die sehr dynamische Entwicklung beim Ausbau der Photovoltaik (PV) und der Windenergie an Land ist. Der Netzanschluss dieser Erzeugungsanlagen findet nahezu ausschließlich auf Ebene der Verteilnetze statt. Die Bezifferung des Ausbaubedarfs bei den Verteilnetzen ist eine wesentlich komplexere Aufgabe als bei den Übertragungsnetzen. Der Grund ist die erheblich höhere Vielfalt an Netztopologien (z. B. städtisch vs. ländlich geprägte Netze) und Betreibern (in Deutschland stehen ca. 900 Verteilnetzbetreibern lediglich vier Übertragungsnetzbetreiber gegenüber).

Verschiedene Studien zur Bestimmung des Ausbaubedarfs kommen daher nicht unerwartet zu im Detail stark divergierenden Ergebnissen. Zumindest die Größenordnung des Investitionsbedarfs ist aber in allen Studien ähnlich und bewegt sich bei etwa 25 Mrd. Euro bis 2020. Interessant ist besonders das Ergebnis, dass bei Einsatz innovativer Netztechnologien (z. B. Spannungsblindleistungsregelung von Wechselrichtern, regelbare Ortsnetzstationen, Hochtemperaturleiterseile) der Investitionsbedarf nahezu halbiert werden kann. Auch die Abregelung von EE-Erzeugung und ein netzdienlicher Einsatz von dezentralen Speichern reduzieren den Investitionsbedarf um immerhin fast 20 %. Werden hingegen Speicher zur Optimierung des individuellen Nutzens rein marktgetrieben eingesetzt, so erhöhen sich die Kosten für den Netzausbau um fast 35 %.

---

## SMART GRID

Ein Schlagwort, das immer wieder fällt, wenn es um das Stromnetz der Zukunft geht, ist »Smart Grid«. Meist wird darunter verstanden, dass IKT-Komponenten und -Systeme im Energiesystem allgemein und im Betrieb der Netze eine immer bedeutendere Rolle übernehmen, um den Anforderungen gerecht zu werden, die der immer komplexer werdende Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage stellt. So verstanden wäre Smart Grid eine Reaktion bzw. Lösungsstrategie zur Bewältigung dieser Herausforderungen. Smart Grid kann aber auch als eigenständiger Trend aufgefasst werden: die Durchdringung aller Wirtschafts- und Lebensbereiche mit Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT), der auch vor der Energiewirtschaft nicht Halt macht. In einer mittel- bis langfristigen Perspektive hat dieser Wandel das Potenzial, das Gesicht der Energiewirtschaft fundamental zu ändern. Dieser Wandel hat nicht nur technische oder wirtschaftliche Aspekte: Allein die Vorstellung, dass die völlig unterschiedlichen Unternehmenskulturen von Netzbetreibern und Energieversorgungsunternehmen auf der einen und Informationstechnologieunternehmen (IT-Unternehmen) auf der anderen Seite aufeinanderprallen, verdeutlicht dies sehr plastisch.

Besonders in den Verteilnetzen wird der Trend zu Smart Grid tief greifende Veränderungen auslösen. Dies liegt nicht zuletzt darin begründet, dass die IKT-Ausstattung (Mess-, Steuer-, Kommunikationstechnik) in den Verteilnetzen verglichen mit den Übertragungsnetzen rudimentär ist. In einer kürzlich durchgeführten Analyse kam man zu dem Ergebnis, dass der Aufwand für IKT, den Verteilnetzbetreiber (VNB) zu erbringen haben, sich bis 2030 im ländlichen Bereich verdoppeln und im städtischen Bereich um etwa 60 % erhöhen wird. In absoluten Zahlen entspricht dies einem kumulierten Mehraufwand von 7 Mrd. Euro.

---

## SMART METER

Smart Meter sind digitale »intelligente« Messgeräte zur Bestimmung des Stromverbrauchs. Werden diese in ein Kommunikationsnetz eingebunden und damit eine 2-Wege-Kommunikation zwischen Verbraucher und Versorger ermöglicht, spricht man von einem »intelligenten Messsystem«.

Sowohl für die Kunden als auch für die Netz- bzw. Messstellenbetreiber können Smart Meter von Nutzen sein. Smart Meter können beispielsweise mit Displays (z. B. dem Smartphone) gekoppelt werden und so zu einer Sensibilisierung der Kunden für stromsparendes Verhalten beitragen. Zusammen mit zeit- bzw. lastvariablen Tarifen können finanzielle Einsparungen resultieren, wenn die Kunden ihr Verhalten dem aktuell zur Verfügung stehenden Energieangebot anpassen (z. B. Wäsche waschen, wenn reichlich Windstrom eingespeist wird und somit der Strompreis niedrig ist). Als realistische Größenordnung für diese Einsparungen werden für Haushalte meist etwa 5 % angesehen. In den meisten hierzu bis-





## ZUSAMMENFASSUNG

her durchgeführten Studien gingen die anfänglich beobachteten Einsparungen nach einer gewissen Zeit wieder etwas zurück, da sich die angestoßenen Verhaltensänderungen z. T. im Alltag nicht dauerhaft etablieren konnten. Darüber hinausgehende Einsparpotenziale könnten perspektivisch durch die netzseitige Steuerung beispielsweise von Haushaltsgeräten möglich werden. Allerdings wäre die Anschaffung von »intelligenten« Haushaltsgeräten (Stichwort »home automation«) erforderlich, wobei derzeit noch unklar ist, ob sich diese Investitionen durch die damit erzielten Stromkosteneinsparungen rechtfertigen lassen. Zudem besteht bei vielen Kunden eine erhebliche Hemmschwelle, die externe Steuerung ihrer Geräte zu gestatten. Bei Gewerbekunden wird das Einsparpotenzial teilweise deutlich höher eingeschätzt (bis zu 20 %), und die Bereitschaft, die netzseitige Steuerung bestimmter Prozesse (z. B. Kühlaggregate, Druckluft, Laden der Batterien von Gabelstaplern) zuzulassen, ist eher vorhanden, vorausgesetzt, die finanziellen Einsparmöglichkeiten sind substantiell.

Der Hauptvorteil für die Netzbetreiber besteht darin, dass durch die Verfügbarkeit von hochgenauen Verbrauchsdaten der Netzbetrieb wesentlich flexibler gesteuert werden kann. Das betrifft sowohl die Verschiebung von Spitzenlasten in lastschwächere Zeiten als auch die bessere Integration von fluktuierender Einspeisung durch Windenergie- und Photovoltaikanlagen. Gegebenenfalls könnte dadurch der Ausbaubedarf des Verteilnetzes reduziert werden. Gleichzeitig könnten durch detailliertere Informationen über den momentanen Netzzustand Kapazitätsengpässe bzw. drohende Überlastungen von Netzkomponenten besser erkannt und rechtzeitig gegengesteuert werden.

Im Bemühen um ein europaweit koordiniertes Vorgehen bei der Einführung von Smart Metern (sogenannter Rollout) sieht die Richtlinie 2009/72 EG<sup>1</sup> vor, dass bis 2020 80 % der Haushalte mit intelligenten Zählern ausgestattet werden sollen. Voraussetzung ist ein positives Ergebnis einer Kosten-Nutzen-Analyse (KNA), die in allen Mitgliedstaaten durchzuführen ist. Für Deutschland wurde das entsprechende Gutachten im Juli 2013 vorgelegt.

Für Deutschland führte die KNA zu dem Ergebnis, dass ein flächendeckender Rollout gemäß EU-Szenario weder gesamt- noch einzelwirtschaftlich vorteilhaft ist. Empfohlen wurde dagegen ein Rolloutszenario, das sich zunächst auf die Installation von Smart Metern an denjenigen Zählpunkten konzentriert, bei denen der größtmögliche Nutzen gestiftet werden kann. Dies entspräche einer Rolloutquote von 68 % bis 2022, knapp unterhalb der Vorgabe der EU.

Bemerkenswert ist, dass der entscheidende Nutzenzuwachs, der letztlich zu einem positiven Ergebnis der KNA führt, durch die Einbeziehung der Möglichkeit entsteht, im Falle von Netzengpässen oder Spannungsschwankungen EE-Anlagen

---

1 Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG



um bis zu 5 % ihrer Jahresenergiemenge ferngesteuert abregeln zu können. Dadurch reduziert sich der Ausbaubedarf in den Verteilnetzen und generiert einen gesamtwirtschaftlichen Nutzen. Zur Nutzung dieser Möglichkeit des aktiven Einspeisemanagements durch die VNB müsste allerdings erst der rechtliche Rahmen geschaffen werden.

Es ist allerdings davon abzuraten, das Ergebnis einer KNA als alleiniges Kriterium zur Wahl eines Rolloutszenarios heranzuziehen. Zur Durchführung einer KNA müssen Präferenzen und Zukunftserwartungen der verschiedenen Akteure in ein finanzmathematisches Konzept übersetzt werden. Für diesen Prozess gibt es keine allgemein akzeptierte »objektive« Grundlage, sondern einen erheblichen Gestaltungsspielraum, wovon die Resultate der Analyse empfindlich abhängen. Zum Beispiel wurden in Österreich von zwei verschiedenen Institutionen KNA durchgeführt, die trotz der identischen Ausgangslage zu konträren Ergebnissen kamen.

#### **DATENSCHUTZ UND DATENSICHERHEIT BEI SMART METERN**

Bei den von Smart Metern ermittelten und gespeicherten Verbrauchsdaten handelt es sich um personenbezogene Daten. Diese können je nach konkreter technischer bzw. verfahrensseitiger Ausgestaltung unterschiedlich sensibel sein. Für die Datensicherheit und den Datenschutz stellen sich durch den großflächigen Rollout von Smart Metern völlig neuartige Herausforderungen.

Es ist offenkundig, dass zwischen Datenschutz und der für eine volle Funktionalität (z.B. Förderung eines netzdienlichen Verbrauchsprofils) bzw. aus Netzbetreibersicht nützlichen Ausgestaltung des Smart Metering erhebliche Zielkonflikte bestehen. Daher müssen die legitimen Datenschutzinteressen sorgfältig gegen die betrieblichen Erfordernisse der Netzbetreiber abgewogen und tragfähige Kompromisse ausgearbeitet werden.

Um eine hinreichende Datensicherheit und einen adäquaten Datenschutz zu gewährleisten, sind nicht nur an die Hard- und Software der Smart Meter hohe Anforderungen zu stellen, sondern auch an deren Einbindung in Kommunikationsnetze und an die Administration der Erhebung, Übertragung, Verarbeitung sowie Speicherung der Daten. Die nachvollziehbar stringente Umsetzung von Datenschutz und -sicherheit stellt eine essenzielle Voraussetzung für die öffentliche Akzeptanz der Einführung von Smart Metern dar.

---

#### **ZUKUNFTSSZENARIEN FÜR DAS STROMNETZ**

Für die zukünftige Entwicklung der Stromnetze existiert ein beträchtlicher Gestaltungsspielraum. Für die Gestaltung sollten gesellschaftlich zu definierende Präferenzen die Leitlinien vorgeben. Beispiele hierfür sind Fragen wie: Ist die Umsetzung der ökonomisch effizientesten Lösung vorzuziehen oder wird Wert



## ZUSAMMENFASSUNG

auf eine Vielfalt der Lösungsansätze und Akteure gelegt? Wird der Schwerpunkt auf Eigenständigkeit gelegt (z. B. Autarkie, Verringerung der Importabhängigkeit) oder auf Kooperation?

Eine wesentliche Dimension, die auch in der öffentlich geführten Debatte eine bedeutende Rolle spielt, ist die geografische Einheit, auf der das Netz organisiert ist bzw. konkret der Gegensatz »zentral–dezentral«. Anhand dieses Merkmals hat das Umweltbundesamt (UBA) ausgehend von der Prämisse, dass die Stromversorgung im Jahr 2050 vollständig auf erneuerbaren Energien basiert, drei »archetypische Szenarien« definiert und auf ihre technisch-ökologische Machbarkeit hin untersucht. Diese Szenarien sind nicht als sich gegenseitig ausschließende Alternativen zu verstehen, sondern im zukünftigen Versorgungssystem könnten durchaus Elemente aus allen drei Szenarien nebeneinander existieren.

Im Szenario »International Großtechnik« werden die großtechnisch leicht erschließbaren EE-Potenziale in Deutschland, Europa und darüber hinaus (z. B. Solarenergiepotenziale in Nordafrika) genutzt. Voraussetzung ist ein gut ausgebautes interkontinentales Übertragungsnetz (Supergrid), das den europaweiten Ausgleich von Einspeise- und Nachfrageschwankungen erlaubt. Der technischen Realisierbarkeit einer solchen Strategie scheinen keine prinzipiellen Hindernisse entgegenzustehen. Als Hauptvorteil wurde die Verringerung des Bedarfs an Stromspeicherkapazitäten identifiziert. Ein gewichtiger Nachteil ist hingegen die höhere Komplexität (technologisch, finanziell, politisch-administrativ) der Errichtung von Erzeugungsanlagen im Ausland und grenzüberschreitender Infrastrukturen.

Das Szenario »Regionenverbund« geht von einer weitgehenden Ausnutzung der regionalen EE-Potenziale aus. Um Angebot und Nachfrage zur Deckung zu bringen, findet ein deutschlandweiter Stromaustausch statt. Die Kernbotschaft ist hier, dass mit dieser Strategie eine vollständig erneuerbare Stromversorgung in Deutschland mit dem heutigen hohen Niveau an Versorgungssicherheit machbar ist. Es kann jederzeit ausreichend gesicherte Leistung und Regelleistung bereitgestellt werden. Zukünftige technologische Durchbrüche sind hierfür nicht erforderlich. Die Nachfrageseite leistet für eine stabile Versorgung einen unverzichtbaren Beitrag, indem sie auf Knappheitssignale flexibel reagiert (Lastmanagement). Für den in der Zeitperspektive 2050 erforderlichen saisonalen Ausgleich müssen Langzeitspeicher errichtet werden. Hierfür kommen aus heutiger Sicht nur chemische Speicher infrage, v. a. Wasserstoff aus Elektrolyse (mit oder ohne anschließende Umwandlung in Methan, »power to gas«). Sowohl die Übertragungs- als auch die Verteilnetze müssen sukzessive ausgebaut werden. Ein wesentlicher Pluspunkt dieses Szenarios wird darin gesehen, dass durch eine regional verankerte Strategie eine Vielzahl von unterschiedlichen Akteuren (Kommunen, Regionen, Energieversorgungsunternehmen, die mittelständisch geprägte Wirtschaft, einzelne Bürger und Bürgerinitiativen) aktiviert werden und sich so

Regionen und Kommunen zu einem neuen Gestaltungsfaktor für das nationale Energiesystem entwickeln.

Das dritte Szenario »Lokal autark« fokussiert auf kleinräumige dezentrale Einheiten (Gemeinden oder Stadtteile), die ihre Versorgung autark organisieren. Autarkie wird hier in strengem Sinne als vom Übertragungsnetz abgekoppelte Inselversorgung verstanden. Im Gegensatz dazu ist eine bilanzielle Autarkie, bei der lediglich die jährlich lokal erzeugte Strommenge mindestens so groß wie der Jahresverbrauch ist, wesentlich leichter zu erreichen. In einem (streng) autarken System rücken Speicher als unverzichtbare Komponenten zwangsläufig in den Mittelpunkt, um jederzeit eine sichere Stromversorgung zu gewährleisten. Die erforderliche Speichergröße ist selbst unter günstigen Annahmen so hoch, dass sie unter ökonomischen Gesichtspunkten kaum darstellbar erscheint. Hinzu kommt, dass zur Absicherung der Versorgung die Erzeugungsanlagen erheblich überdimensioniert werden müssen, sodass beträchtliche Strommengen – je nach konkreten Annahmen bis zu 50 % und mehr – nicht genutzt werden können.

Dies zeigt sehr anschaulich, dass ein gut ausgebautes Stromnetz zum Ausgleich von Erzeugungs- und Verbrauchsschwankungen, zur gegenseitigen Reserveleistung von Regionen und zur Erschließung von Regionen mit hohen Erzeugungspotenzialen (z.B. Geothermie, Offshorewind) letztlich unverzichtbar ist. Die Schlussfolgerung ist, dass lokale Autarkie in Einzelfällen möglicherweise umsetzbar wäre, ein erfolgsversprechender Ansatz für eine tragfähige regenerative Energieversorgung ganz Deutschlands ist sie jedoch nicht.

---

#### **BETRIEB DES STROMNETZES IN »REGIONALEN ZELLEN«**

Die Rolle der Verteilnetze im Versorgungssystem unterliegt derzeit einem tiefgreifenden Wandel. Die größte Herausforderung besteht darin, dass sie stark ansteigende Mengen dezentraler fluktuierender EE-Einspeisung aufnehmen müssen. Dies kann nur gelingen, wenn auf der Ebene der Verteilnetze wesentlich aktiver als bisher für einen stabilen Systembetrieb Sorge getragen wird. Gleichzeitig wird der Netzbetrieb zunehmend komplexer, und es stehen Fragen im Raum, ob bei einer Fortsetzung der gegenwärtigen Trends das Versorgungssystem insgesamt störungsanfälliger würde und verstärkt Stromausfälle drohen könnten.

Im etablierten europaweiten Synchronverbund der Übertragungsnetze werden Störungen in einem Gebiet (Regelzone) in den allermeisten Fällen durch die benachbarten Regelzonen gestützt, sodass das Funktionieren des Gesamtsystems kaum beeinträchtigt wird. Ist das Störungsmaß jedoch so groß, dass diese Stützung durch benachbarte Regelzonen nicht gelingt, kann sich in der Folge die Störung kaskadenartig ausbreiten und im ungünstigsten Fall dazu führen, dass auch in weit entfernten Netzregionen die Versorgung zusammenbricht, selbst wenn dort alle Betriebsmittel fehlerfrei funktionieren. Beispielsweise löste die



## ZUSAMMENFASSUNG

unzureichend durchdachte Abschaltung einer einzelnen Übertragungstrasse zwischen Deutschland und den Niederlanden (Conneforde-Diele) am späten Abend des 4. November 2006 eine Großstörung aus, bei der etwa 15 Mio. Haushalte in Europa von Stromausfällen betroffen waren.

Ausgehend von dieser Diagnose wird hier untersucht, wie Verteilnetze konstruiert und betrieben werden müssten, sodass sie im Falle einer Störung auf der Ebene der Übertragungsnetze sich aus dem Verbund abkoppeln und als Inselnetze (»regionale Zellen«) die Versorgung aufrechterhalten könnten. Dieser Ansatz stellt eine fundamentale Abkehr von der bisherigen Praxis dar. Dessen prinzipielle Machbarkeit wurde kürzlich in einem sehr ehrgeizigen Modellprojekt in Dänemark (»Cell Controller Project«) gezeigt. Um diese gegenüber heutigen Verteilnetzen wesentlich erweiterte Funktionalität zu erreichen, müssen regionale Zellen zwingend mit einer höheren Regelfähigkeit und damit einer umfangreichen IKT-Infrastruktur ausgestattet werden. Als erstes muss die Leistungsregelung dezentral implementiert werden – diese Funktion wird derzeit vollständig von der Übertragungsebene übernommen (sogenannte Primärregelung). Darüber hinaus müssen sowohl die Erzeugungseinheiten als auch die Lasten von der Netzsteuerung ansprechbar, flexibel regelbar und falls erforderlich auch abschaltbar sein. Außerdem sind Speicherkapazitäten erforderlich, die die Leistungsbilanz während transienter Vorgänge ausgleichen können.

Der kontrollierte Übergang eines Netzabschnitts vom Verbund- in den Inselbetrieb stellt eine nicht zu unterschätzende technologische Herausforderung dar. Wenn sich beispielsweise das Verbundsystem in einem fragilen, aber noch beherrschbaren Zustand befindet, könnte eine verfrühte bzw. unkoordinierte Abkopplung von stabilen Zellen dazu führen, die Störungssituation zu verschärfen bzw. im ungünstigsten Fall einen Blackout gar erst auszulösen. Hier besteht noch erheblicher Untersuchungs- und Entwicklungsbedarf. Insgesamt gesehen erscheint es dennoch nicht unplausibel, dass die technischen und betriebsseitigen Herausforderungen lösbar sind und regionale Zellen somit zur Resilienz und Stabilität der Versorgung sowie einer Einhegung von Großstörungslagen beitragen könnten.

Derzeit lässt sich bei zentralen Akteuren der Branche noch eine ausgeprägte Skepsis gegenüber derartigen Konzepten beobachten. Inwiefern diese Haltung sich zukünftig wandeln könnte, dürfte auch davon abhängen, in welchem Maße künftig Großstörungen im europäischen Synchronverbund auftreten und inwieweit sie durch die Systemverantwortlichen beherrscht und eingegrenzt werden können.

---

## ZUVERLÄSSIGKEIT UND SICHERHEIT

Das Stromnetz stellt eine kritische Infrastruktur dar, von deren Funktionieren das Wohlergehen von Gesellschaft und Wirtschaft empfindlich abhängt. Die

Aufrechterhaltung der Zuverlässigkeit und Sicherheit der Stromversorgung ist daher eine zentrale Zieldimension bei der Ausgestaltung der Stromnetze und des Versorgungssystems insgesamt. Deutschland nimmt hier im internationalen Vergleich eine Spitzenposition ein. Die mittlere Nichtverfügbarkeit für Endkunden betrug im Jahr 2012 lediglich 15,91 Minuten. In dieser Statistik sind allerdings nur Versorgungsunterbrechungen von mehr als drei Minuten Dauer erfasst.

Unter bestimmten Bedingungen können auch kurzfristige Abweichungen (im Sekundenbereich und darunter) von den Normwerten von Spannung, Phasenlage und Frequenz drastische negative Konsequenzen auslösen. Besonders empfindlich sind in dieser Hinsicht Branchen wie z. B. die pharmazeutische Industrie, Banken oder Krankenhäuser. Es weist einiges darauf hin, dass diese Art der Störungen in den letzten Jahren deutlich zugenommen und durch die verstärkte Verletzlichkeit sensibler Geräte bei Industrie und Haushaltskunden (z. B. IT-Anlagen) eine volkswirtschaftlich bedeutsame Größenordnung angenommen hat. Allerdings ist die Datengrundlage hier noch dürftig. Zur Verbesserung dieser Situation wäre es ratsam, auch kürzere Versorgungsstörungen (von weniger als drei Minuten Dauer) in der offiziellen Verfügbarkeitsstatistik zu erfassen und auszuwerten.

Zukünftig müssen vor allem zwei Herausforderungen gemeistert werden, um das gegenwärtige hohe Niveau an Zuverlässigkeit und Sicherheit der Stromversorgung in Deutschland zu halten: Zum einen setzt die Integration eines rasch wachsenden Anteils fluktuierender Einspeisung aus erneuerbaren Energien den Betrieb des Stromsystems stark unter Stress. Die Netzbetreiber müssen immer öfter eingreifen, um Erzeugung und Verbrauch auszubalancieren und einen stabilen Betrieb aufrecht zu halten.

Die zweite Herausforderung hat mutmaßlich noch weit stärkere Konsequenzen für die Architektur und Betriebsweisen der Stromnetze: Im Zuge des Trends hin zum Smart Grid verschmelzen energie- und informationstechnische Infrastrukturen. Um das zuverlässige Funktionieren dieser vitalen kritischen Infrastruktur zu sichern, ist es zwingend erforderlich, höchste Anforderungen an die IT-Sicherheit des Smart Grid zu stellen. Besonders in den Verteilnetzen, in denen die Automatisierung von Prozessen und die Nutzung von IT bisher keineswegs zum Standard gehören, stellt dies vielfach absolutes Neuland dar.

Bisher spielten Fragen der Betriebssicherheit (»safety«) die zentrale Rolle bei der Gewährleistung eines zuverlässigen Stromnetzes (Ausfallsicherheit von Komponenten, Bedienungsfehler, Naturereignisse). Im Smart Grid kommen vermehrt auch Sicherheitsaspekte zur Geltung, die sich auf unerwünschte oder kriminelle Manipulationen des IT-basierten Betriebs der Stromnetze und weiterer energietechnischer Anlagen beziehen (»security«). Eine umfassende Bestandsaufnahme und eine Diskussion aller möglichen Angriffsflächen, die in diesem komplexen System existieren, sind hier jedoch nicht möglich. Ganz generell ist anzunehmen,



dass die Verletzbarkeit durch die fortschreitende Vernetzung von Komponenten, Teilsystemen und Domänen weiter ansteigen wird.

Ein auch in der öffentlichen Wahrnehmung prominentes Beispiel ist der 2010 entdeckte »Stuxnet-Wurm«, der offenkundig entwickelt wurde, um iranische Zentrifugen zur Urananreicherung zu stören. Im Prinzip sind seitdem die potenziellen Angriffsflächen von industriellen Standardsystemen und Protokollen zur Prozesssteuerung öffentlich bekannt. Trotzdem sind diese in bestehenden Systemen teilweise nicht behoben, und bis heute sind kaum Anstrengungen unternommen worden, »sichere« oder wenigstens »robuste« Architekturen zu entwickeln.

Es besteht ein dringender Bedarf an einem intensiven Austausch und der Zusammenarbeit aller im Bereich des Smart Grid tätigen Institutionen und Unternehmen in Deutschland, damit ein hohes Sicherheitsniveau erreicht bzw. aufrechterhalten werden kann. Unter anderem sind hohe IT-Sicherheitsstandards durch Politik, Gesetzgebung und Regulierungsinstitutionen zu entwickeln und vorzugeben und Aspekte der IT-Sicherheit bereits in der Planungs- und Normierungsphase von Komponenten und (Teil-)Systemen zu berücksichtigen.

---

## UMWELT- UND GESUNDHEITSAUSWIRKUNGEN

Der Ausbau neuer Stromtrassen wird regelmäßig von Bürgerprotesten begleitet. Im Vordergrund der Einwände stehen in der Regel mögliche Umwelt- und Landschaftsbildbeeinträchtigungen, aber auch befürchtete Gesundheitsrisiken als Folge der Emission elektromagnetischer Felder. Um möglichen Umwelt- und Gesundheitsauswirkungen der im Bereich der Hoch- und Höchstspannungsnetze üblichen Freileitungstechnik vorzubeugen, wird in der öffentlichen Debatte oftmals die Verlegung von Stromleitungen in den Boden (Erdkabel) ins Spiel gebracht.

Eine Gegenüberstellung der Umweltauswirkungen von Freileitungen und Erdkabeln, sowohl in der Bau- als auch in der Betriebsphase, zeigt allerdings, dass diese je nach betroffenem Schutzgut – Fauna, Flora, Boden, Wasserhaushalt bzw. Landschaftsbild – differenziert zu betrachten sind. Die Bewertung der Umweltfolgen hängt wesentlich von den lokalen Standort- und Nutzungsbedingungen ab. Oftmals sind schwierige Abwägungen zwischen verschiedenen Schutzgütern zu treffen: Wiegt z. B. eine Beeinträchtigung des Landschaftsbildes durch Freileitungen schwerer als die Bodenerwärmung durch Erdkabel? Freileitungen können z. B. die bessere Wahl sein, wenn empfindliche Feuchtgebiete gekreuzt werden müssen. Erdkabel kommen eher infrage in Durchzugs- und Rastgebieten von Vögeln oder bei Landschaften mit besonders schützenswertem Landschaftsbild. Jedenfalls lässt sich eine – in der öffentlichen Debatte um den Netzausbau immer wieder zu hörende – Aussage wie »Erdkabel sind umweltverträglicher als Freileitungen« in dieser Pauschalität sicherlich nicht aufrecht halten.



Für die Bewertung ihrer gesundheitlichen Auswirkungen unterscheidet man elektromagnetische Felder nach ihrem Frequenzbereich. Hochfrequente Felder (mehr als 100 kHz) treten u. a. bei Sendeanlagen (Mobilfunk, Rundfunk, Fernsehen) auf und spielen bei der »Elektrosmogdebatte« die Hauptrolle. Bei Geräten und Anlagen der Stromversorgung und -nutzung sind fast ausschließlich niederfrequente Felder relevant, zumeist mit der Netzfrequenz von 50 Hz, oder aber statische (Gleich-)Felder, die in jüngster Zeit wegen der Hochspannungsgleichstromübertragungstechnologie (HGÜ) verstärkt Beachtung finden. Als Feldquellen sind neben Übertragungsleitungen, Umspannstationen und ähnlichen Anlagen auch elektrische Geräte sowie Stromleitungen innerhalb des Hauses relevant.

Neben den gesicherten Feldwirkungen, die die Grundlage der Festsetzung von Grenzwerten bilden, gibt es eine Vielzahl von beobachteten Wechselwirkungen unterschiedlicher Art von niederfrequenten elektromagnetischen Feldern mit biologischen Geweben bzw. Lebewesen. Dies ist ein aktives Feld für wissenschaftliche Forschung und Diskurs, aber vor allem wegen der Bedeutung für die menschliche Gesundheit ein Thema, über das eine lebhaft und kontroverse öffentliche Debatte geführt wird, u. a. bezüglich der Aspekte Risikowahrnehmung und -bewertung, Zumutung und Akzeptanz.

Ein zentraler Fokus dieser Debatte ist der Zusammenhang zwischen niederfrequenten magnetischen Feldern und dem Auftreten von Leukämie im Kindesalter. Aus einer Vielzahl an epidemiologischen Studien lässt sich hinreichend konsistent ein Zusammenhang zwischen einem erhöhten Risiko für Kinder, an Leukämie zu erkranken, und der Exposition gegenüber niederfrequenten schwachen Magnetfeldern ableiten. Ein erhöhtes Risiko wurde für Expositionen oberhalb 0,4 Mikrottesla festgestellt. Zum Vergleich: Der aktuell gültige Grenzwert beträgt 100 Mikrottesla. In absolute Zahlen übertragen würde dieses Risiko der Erkrankung von etwa sechs Kindern pro Jahr in Deutschland aufgrund der Magnetfeldexposition entsprechen. Drei davon wären auf Hochspannungsleitungen zurückzuführen und drei auf das Wohnumfeld (Stromleitungen im Haus und Haushaltsgeräte).

Die zentrale Problematik besteht darin, dass aus epidemiologischen Befunden prinzipiell nicht auf einen kausalen Zusammenhang geschlossen werden darf und der Effekt bislang weder in Tierversuchen überzeugend bestätigt werden konnte noch ein biologischer Wirkmechanismus bekannt ist, der eine kanzerogene Wirkung von Magnetfeldern bei diesen schwachen Intensitäten erklären könnte. Dies ist der Grund, warum beispielsweise die Strahlenschutzkommission die Gesamtevidenz mit »schwach – wissenschaftlicher Hinweis« bewertet. Allein auf Grundlage der Ergebnisse der epidemiologischen Studien müsste hingegen die um eine Stufe »kritischere« Einstufung »unvollständige Evidenz – wissenschaftlicher Verdacht« erfolgen.



Es ist zwar eine etablierte und gut begründete Vorgehensweise bei der wissenschaftlichen Einordnung von Evidenz, alle relevanten Ergebnisse heranzuziehen und zu einer aggregierten Gesamtevidenz zusammenzufassen. Dennoch wird dies von Kritikern vehement infrage gestellt. Sie argumentieren, dass es nicht angemessen sei, das Wissen in einem Feld durch das Nichtwissen in einem anderen Feld zu relativieren, bzw. dass im Zweifel aus Vorsorgeerwägungen heraus die epidemiologischen Befunde höher zu gewichten seien.

Über die Setzung von Grenzwerten hinaus sind wegen der bestehenden wissenschaftlichen Unsicherheiten in der Sechszwanzigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über elektromagnetische Felder – 26. BImSchV)<sup>2</sup> Vorsorgemaßnahmen vorgeschrieben. So sind beispielsweise bei Errichtung bzw. wesentlicher Änderung von Anlagen die davon ausgehenden Felder nach dem Stand der Technik zu minimieren. Außerdem dürfen neue Hochspannungsleitungen keine Gebäude überspannen, die zum dauerhaften Aufenthalt von Menschen bestimmt sind. Die Besorgnis in weiten Kreisen der Bevölkerung, dass Stromleitungen, Umspannstationen und ähnliche Anlagen gesundheitsschädliche Auswirkungen haben könnten, konnte durch diese Vorsorgemaßnahmen bislang allerdings nicht zerstreut werden.

---

### AKZEPTANZ DES STROMNETZAUSBAUS

Auch ein von einer breiten Mehrheit getragener gesellschaftlicher Konsens über die Ziele der Energiewende und die daraus abgeleitete Notwendigkeit des Aus- und Neubaus von Stromleitungen sind keine Garantie dafür, dass konkrete Vorhaben zum Netzausbau vor Ort akzeptiert werden.

Im Zuge der bereits durchgeführten Planungsschritte (Szenariorahmen, Netzentwicklungsplan, Bundesbedarfsplan) hat eine intensive Beteiligung der Öffentlichkeit stattgefunden. Das ist eine erhebliche Verbesserung gegenüber dem früheren Verfahren, bei dem die Öffentlichkeit wesentlich später informiert bzw. eingebunden wurde. Der frühzeitige öffentliche Diskurs kann helfen, die Notwendigkeit der Leitungsbaumaßnahmen zu begründen.

Letzten Endes bleibt es aber schwierig bis unmöglich, die Notwendigkeit jeder einzelnen Leitung unabweisbar zu belegen, da immer Alternativen möglich sind, die in den früheren Planungsstadien aus methodischen bzw. inhaltlichen Gründen nicht weiter verfolgt wurden (z. B. Erdkabel für alle neuen Leitungen) bzw. die auf der Grundlage von getroffenen Annahmen ausgeschlossen wurden, die kritisiert bzw. abgelehnt werden können (z. B. Höhe des Stromverbrauchs, Standorte der Kraftwerke und deren Einsatzreihenfolge nach Merit-Order).

---

2 Verordnung über elektromagnetische Felder in der Fassung der Bekanntmachung vom 14. August 2013 (BGBl. I S. 3266)



Eines der erklärten Ziele einer frühzeitigen Beteiligung der Öffentlichkeit ist es, dass auf dieser Grundlage in den folgenden Planungsschritten das Verfahren beschleunigt werden kann. Ob dieses Ziel allerdings tatsächlich erreicht werden kann, muss die Praxis erst zeigen. Andererseits würde eine herkömmliche Planung, die auf frühe Einbeziehung der Öffentlichkeit verzichtet, dagegen absehbar zu größeren Problemen bei der Umsetzung führen. Die Erfolgsaussichten für gut gestaltete und durchgeführte Beteiligungsverfahren sind sehr vielversprechend. Im Kern geht es dabei um den Aufbau von gegenseitigem Vertrauen.

Eine prinzipielle Problematik bei der öffentlichen Wahrnehmung und Partizipation an Entscheidungen ist das sogenannte Beteiligungsparadoxon. Demnach ist am Anfang des Planungsprozesses (d.h. bei der Bedarfsplanung) der Gestaltungsspielraum am größten. Gleichzeitig können Bürger wegen des hohen Abstraktionsgrads und fehlender Informationen in diesem Stadium nicht einschätzen, in welcher Weise bzw. wie sehr sie selbst durch die Planungen betroffen sind. Wenn sie ihre Betroffenheit einschätzen können und sich zu engagieren beginnen, ist oft ein Verfahrensstand erreicht, bei dem wesentliche Entscheidungen bereits getroffen worden sind und so der weitere Entscheidungsspielraum und die Möglichkeiten der Einflussnahme erheblich eingeschränkt sind.

Es liegt in der Zwischenzeit eine Reihe von Best-Practice-Beispielen für die frühzeitige Einbeziehung von Stakeholdergruppen und der allgemeinen Öffentlichkeit bereits vor dem Beginn von förmlichen Genehmigungsverfahren vor. Allerdings wäre es ein Kurzschluss, zu denken, dass daraus simple Rezepte für erfolgreiche Verfahren abgeleitet werden können. Jedes Projekt und jede Betroffenheit vor Ort ist einzigartig. Tragfähige Kompromisse müssen daher immer wieder unter neuen Voraussetzungen neu ausgehandelt werden. Hierfür sind faire Formen der Bürgerbeteiligung »auf Augenhöhe« eine unabdingbare Voraussetzung. Eine Garantie für Akzeptanz sind sie jedoch nicht.







**BÜRO FÜR TECHNIKFOLGEN-ABSCHÄTZUNG  
BEIM DEUTSCHEN BUNDESTAG**

KARLSRUHER INSTITUT FÜR TECHNOLOGIE (KIT)

Neue Schönhauser Straße 10  
10178 Berlin

Fon +49 30 28491-0  
Fax +49 30 28491-119

[buero@tab-beim-bundestag.de](mailto:buero@tab-beim-bundestag.de)  
[www.tab-beim-bundestag.de](http://www.tab-beim-bundestag.de)