

PERSPEKTIVEN

Die Fachpublikation des House of Energy

Die zweite Halbzeit der Energiewende **Vernetzung von Strom, Wärme und Verkehr**

Technologie

**Wasserstoff aus
Erdgas als Bindeglied
der alten und neuen
Energiewirtschaft**

Projekte

**Die Rolle von
Netzwerken und
Plattformen im
Energiesektor**

Vorwort



© LICHTFANG – Sonja Rode

*Sehr geehrte Damen und Herren,
Liebe Freunde des House of Energy,*

Sie haben die erste Ausgabe unserer neuen Publikationsreihe „Perspektiven“ vorliegen. Was auf den ersten Blick wie eine gewöhnliche Publikation aussieht, spiegelt bei genauerer Betrachtung eine ganze Reihe von Entwicklungen wider. Das House of Energy gibt es bereits seit fünf Jahren. Bedingt durch die Coronapandemie gab es zwar nur eine kleine Geburtsparty, dennoch ist mit diesem Geburtstag eine Zäsur im positiven Sinn verbunden. Die Aufbau- und Etablierungsphase des House of Energy ist abgeschlossen. Die Mitgliederzahl ist auf 34 gestiegen und wird Anfang kommenden Jahres weiter wachsen. Die Geschäftsstelle hat mittlerweile 15 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter (zum großen Teil in Teilzeit) und arbeitet sehr engagiert in den Bereichen Projekte, Netzwerke, Wissenstransfer, Marketing und Finanzen. Die Ausstattung der Geschäftsstelle ist auf einem professionellen Niveau. Zusammen mit unseren Mitgliedern konnte eine Reihe von sehr innovativen Projekten gestartet werden, von denen zum Teil bereits Ergebnisse vorliegen. Schließlich werden die Veranstaltungen und Publikationen des House of Energy sehr gut angenommen.

Dies alles wäre nicht möglich ohne die großartige Unterstützung unserer Mitglieder,

unseres Vorstands, unseres geschäftsführenden Vorstands und nicht zuletzt der Landesverwaltung Hessen. Ich bedanke mich sehr herzlich, auch im Namen aller Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter der Geschäftsstelle, für diese konstruktive und vertrauensvolle Zusammenarbeit.

Diese positive Entwicklung führte dazu, dass wir unser Publikationskonzept überarbeitet haben. Wir wechseln von veranstaltungsspezifischen Einzelpublikationen mit den Perspektiven zu einem Kompendium, das einen längeren Zeitraum unter einer Überschrift abdeckt. Dabei wollen wir gerne unterschiedliche Sichtweisen abbilden: Die Texte stammen von der Geschäftsstelle, den Mitgliedern und auch von Gastautoren. Es handelt sich um Analysen, Projektbeschreibungen oder die Darstellung von Projektergebnissen. Auch Produkte von Unternehmen, Technologien oder Forschungsergebnisse finden ihren Platz. In die Perspektiven fließen aber auch Berichte über unsere Veranstaltungen wie den House of Energy-Kongress, die Dialoge oder IdeenZirkel ein. Die Überschrift unserer ersten Ausgabe lautet „Die zweite Halbzeit der Energiewende – Vernetzung von Strom, Wärme und Verkehr“.

Ergänzend haben wir in unserer Mediathek „Aspekte“ für Sie zum Download bereitgestellt, die Sie zum Teil auch in den Perspektiven finden. Wir greifen darin einzelne Themen der Energiewende auf und versuchen, diese so objektiv wie möglich im Sinne einer guten Informationsquelle darzustellen.

Schließlich veröffentlichen wir alle zwei Jahre den Jahresbericht des House of Energy, der unsere Mitglieder und unsere Entwicklung in den Mittelpunkt stellt.

Mit diesem Dreiklang haben wir eine gute Struktur für unsere Publikationen entworfen. Darüber hinaus halten wir Sie natürlich über unseren Newsletter und unsere Social-Media-Kanäle auf dem Laufenden. Wir wünschen Ihnen viel Freude beim Lesen und hoffen, dass die erste Ausgabe der Perspektiven zu einer lebendigen Diskussion in unserem Netzwerk beiträgt.

Herzliche Grüße

Ihr Peter Birkner

Inhalt

PROJEKTE

4 /



1,5° C/sellsius – Energiewende vielfältig – partizipativ – zellulär umgesetzt

4 /

Die Rolle von Netzwerken und Plattformen im Energiesektor

7 /

CampusKassel2030: Konzepte und Maßnahmen beschleunigen Energiewende im Hochschulbereich

9 /

Smart Grid LAB Hessen testet Zukunftsszenarien im realen Stromnetz

12 /

Mit Projekt STEPS stärkt House of Energy heimische Energie-Speicherlösungen

NETZWERK

14 /

5 Jahre wissen, vernetzen, gestalten. Das House of Energy hat Geburtstag

16 /

Neues im Netzwerk



18 /

In den Startlöchern: **Berufsbegleitende Weiterbildung „Innovationsmanagement Energie“**

20 /

Houses of Dialog 2018:
Die Energiewelt wird digital

25 /

Startups für die Energiewende

26 /

Der House-of-Energy-Kongress digital:
Das waren die Online-Foren 2020

ASPEKTE

38 /

Die Zukunft der Gasnetzinfrastruktur – Ein Branchenblick

51 /

Wasserstoff aus Erdgas als Bindeglied der alten und neuen Energiewirtschaft



58 /
**Grundsätze eines Managementkonzepts
für die Transformation des Energiesystems**

Die Schnittstellen zwischen Politik,
Verwaltung, Wirtschaft und Technologie

86 /
Die Publikationsreihe PERSPEKTIVEN

88 /
Notizen

64 /
**Elektrische Verteilungsnetze und
Anreizregulierung für die Zukunft
abgestimmt optimieren**

GASTBEITRÄGE

78 /
**Pionier PLUG´n CHARGE ist gerüstet für den
Boom auf dem Markt der Ladestationen**

80 /
**Heizen mit Strom im Energiewende-
Deutschland**

PROJEKTE

1,5° C/sellsius – Energiewende vielfältig – partizipativ – zellulär umgesetzt

Die Rolle von Netzwerken
und Plattformen im
Energiesektor

Prof. Dr. Peter Birkner, Dr. Martin Knipper (House of Energy e.V.)



Die Nutzung von Flexibilitäten im Stromnetz mithilfe intelligenter Steuerung stellt einen Lösungsansatz dar, um dem volatilen und intermittierenden Charakter erneuerbarer Energien zu begegnen. Direkte physikalische Steuerungen kommen hierbei genauso zum Einsatz wie Marktmodelle. Dies ist Inhalt des Flexplattform-Konzepts in C/sells.

Neben dem Thema „Stabilität des Energiesystems“ gibt es aufgrund der geringen Energiedichte erneuerbarer Energien einen immensen Flächenbedarf. Dieser ist mit der Akzeptanz der Bevölkerung und dem Erhalt der Biodiversität in Einklang zu bringen.

Beide Aspekte führen im Energiesektor zur Etablierung von – technischen und gesellschaftlichen – Plattformen. Anders formuliert:

Energiewende ist ohne Plattformen nicht machbar.

Die technische Beherrschung von intermittierenden, volatilen und leistungsstarken Quellen und Senken im Stromsektor erfolgt mit prinzipiellen, strukturellen und operativen Ansätzen. Diese finden sich auch in den Konzepten, Lösungen und Implementierungen von C/sells wieder:

- Effizienz und Suffizienz minimieren den Bedarf an Nutzenergie und vereinfachen so das System
- Diversität in der Ausprägung der Erzeugung stabilisiert die Bereitstellung von Strom
- Die Vernetzung von Quellen und Senken ist die Voraussetzung für die Nutzung der Diversität
- Zelluläre Strukturen schaffen entsprechend dem Subsidiaritätsprinzip

lokalen, regionalen und überregionalen Ausgleich zwischen leistungsstarken Quellen und Senken bei minimiertem Infrastrukturbedarf

- Sektorenübergreifende und bidirektionale Flexibilitätsoptionen wie Power-to-X aber auch X-to-Power operationalisieren zelluläre Strukturen
- Digitalisierung schafft Transparenz, identifiziert Optimierungspotentiale und garantiert System- und Netzstabilität.

In diesem Kontext sind Netzwerke physikalische und haptische Gebilde, die die verschiedenen Elemente und Ebenen der Energiewende verbinden. Plattformen beziehen sich auf Online-Daten, Algorithmen und Marktmodelle, die das Zusammenspiel der Komponenten und Ebenen örtlich und zeitlich sicherstellen. Digitalisierung wird eine Voraussetzung für die Energiewende. Eine bisher weitestgehend statische Infrastruktur wird dynamisch. Das im Rahmen von C/sells entwickelte Infrastruktur-Informationssystem realisiert eine derartige Struktur.

Auf der gesellschaftlichen Seite sind Netzwerke und Plattformen ebenfalls wichtige Bestandteile des Transformationsprozesses. Hier steht der Mensch im Mittelpunkt. Energiewende und Digitalisierung bedeuten tiefgreifende Veränderungen, nicht nur in der Gestaltung des Raums, sondern auch im täglichen Leben. Wenn unterschiedliche Interessen und Positionen zusammentref-

fen, sind Informationsaustausch und Dialog zwischen den verschiedenen Stakeholdern erfolgskritisch. Ohne die Akzeptanz der Menschen wird die Transformation nicht gelingen. Transparenz, Partizipation und Integration werden zu zentralen Elementen.

C/sells zeigt, welche Herausforderungen die Partizipationsarbeit bei den Menschen vor Ort mit sich bringt und welche Chancen entstehen.

Die Foren der Information, des Austauschs und der Mitgestaltung sind dauerhaft zu etablieren.

Es existieren in Deutschland auf diesem Gebiet bereits mannigfaltige – wenngleich nicht unbedingt immer synchronisierte – Aktivitäten. So gibt es die auf die Fachwelt fokussierenden Verbände (z. B. BDEW, VKU, BDI oder BEE), die sich mit der Umsetzung der Energiewende aus ihrer jeweiligen Perspektive befassen. Weiterhin gibt es Denkfabriken wie dena oder Agora Energiewende und viele Energieagenturen auf Landesebene, bei denen Information und Beratung im Mittelpunkt stehen.

In C/sells sind mehrere Institutionen wie das House of Energy, die SmartGridsBW, die Forschungsstelle für Energiewirtschaft als Regionalkoordinatoren der beteiligten Bundesländer engagiert. Auch hier spielt der Netzwerkgedanke eine wichtige Rolle.

Die Institutionen sind in ihrem jeweiligen Wirkungskreis mit Politik, Wirtschaft und Wissenschaft vernetzt. Dies unterstützt die Erreichung der Projektziele, die Kommunikation der Ergebnisse und deren Eingang in die ordnungspolitischen Überlegungen.

Exemplarisch sei das House of Energy, Denkfabrik und Netzwerk für Energie des Landes Hessen, genannt. Es fördert die Nachhaltigkeit durch Unterstützung konkreter und anwendungsnaher Forschungsprojekte unter Einbindung von Politik, Wirtschaft und Wissenschaft. Es schafft Transparenz durch Konferenzen, Tagungen und Foren, bietet Information und regt zum Dialog an.

Menschliche und technische Netzwerke bilden gemeinsam die Grundpfeiler für ein Gelingen der Energiewende. Dies wurde durch die

Projektteilnehmer von C/sells erkannt und umgesetzt. Die menschliche Interaktion ist genauso wichtig wie die technische. Für eine nachhaltige Entwicklung ist ein ganzheitlicher Denkansatz gefordert.

Für viele der über 300 Akteure aus Wirtschaft, Politik und Wissenschaft, die seit 2017 das Projekt C/sells realisiert haben, endet es 2020. Im C/sells-Buch „1,5°C/sells – Energiewende zellulär – partizipativ – vielfältig umgesetzt“ wird das aufgebaute zelluläre Energiesystem beschrieben und Anspruch, Konzept und Umsetzungen des Projekts werden auf knapp 300 Seiten vorgestellt. Das Gemeinschaftswerk von 100 Autoren kann als Printexemplar bestellt oder auf www.csells.net heruntergeladen werden.

Es enthält als Ergebnis des Projektes auch die Energiewirtschaftlichen Positionen (EPos):

1. Zellen als Räume partizipativer und autonomer Gestaltung schaffen
2. Flexibilität und Digitalisierung als Enabler der Energiewende fördern, erproben und nutzen
3. Energiewende als Wirtschafts- und Gesellschaftspolitik betrachten
4. Mit Vielfalt und Standards in die Fläche gehen

Das House of Energy bedankt sich bei allen Partnern für die Zusammenarbeit und ist stolz, an diesem großen Vorhaben für das Energiesystem der Zukunft mitgewirkt zu haben. ◇

Projekt



Laufzeit

01.01.2017–31.12.2020

Finanzierung

Gesamtvolumen ca. 82 Mio. €

Fördervolumen ca. 44 Mio. €

Förderprogramm

SINTEG – „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie



Projektpartner


43 Verbundpartner und 16 assoziierte Partner aus Baden-Württemberg, Bayern und Hessen

Hessische Partner: EAM GmbH & Co. KG, House of Energy (Regionalkoordinator Hessen), Fraunhofer IEE, Limón GmbH, Ramboll CUBE GmbH, Städtische Werke Netz + Service GmbH und Universität Kassel.

Weitere Informationen

www.house-of-energy.org/csells

www.csells.net/de



CampusKassel2030: Konzepte und Maßnahmen beschleunigen Energiewende im Hochschulbereich

Die Universität Kassel will in den kommenden zehn Jahren zusätzliche Schritte zur Klimaneutralität gehen. Beitragen wird jetzt ein weiteres Forschungsprojekt; es entwickelt ein umfassendes Konzept zur Verbesserung der Wärmeversorgung am Campus „Holländischer Platz“ und bezieht dabei Neubauvorhaben und den Gebäudebestand mit ein. Die Uni Kassel soll damit auch zum Vorbild für andere öffentliche Einrichtungen in Hessen und Hochschulen in Deutschland werden.

Luftansicht des Campus am Holländischen Platz mit Mensa (I.) und Campus-Center im Vordergrund. Foto: Andreas Fischer.

Das Projekt mit dem Namen CampusKassel2030 entwirft Konzepte für die energieeffiziente Planung bei anstehenden Neubauten, für die Reduzierung von Verlusten des Nahwärmenetzes und für Sanierungen in Bestandsgebäuden. Dabei wird es mit rund 1,4 Mio. Euro durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert. Das Projekt fügt sich ein in ein ganzes Maßnahmenpaket, mit dem die nordhessische Universität ihre Energie-Bilanz verbessert – von der Produktion von Sonnenstrom auf Gebäudedächern über den Einbau von Energiesparbeleuchtung und effizienter Gebäudetechnik bis hin zur Wärmedämmung von Gebäuden. Insgesamt fließen allein in den kommenden drei Jahren rund 4,6 Mio. Euro in Maßnahmen und Konzepte zur Steigerung der Energieeffizienz und zur Verbesserung der Klimabilanz.

„Der Umbau zu einem ressourcenschonenden Campus hat für uns eine hohe Priorität. Wir haben die CO₂-Emission pro Quadratmeter Fläche von 2012 bis 2018 um 17,2 Prozent gesenkt und wollen die CO₂-Emissionen in den kommenden Jahren um weitere zwei Prozent pro Jahr senken. Dabei nutzen wir die Expertise unserer Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler, die in Sachen Nachhaltigkeit auf vielen Forschungsgebieten Hervorragendes leisten.“

Dr. Oliver Fromm, Kanzler der Universität Kassel

Im Projekt CampusKassel2030 kooperiert die Bauabteilung der Universität mit den Fachgebieten Bauphysik, Technische Gebäudeausrüstung, Solar- und Anlagentechnik sowie dem Fraunhofer IEE. Die Federführung

hat Prof. Dr.-Ing. Anton Maas (Fachgebiet Bauphysik).

„Die Wärmeversorgung verfügt über enorme Einsparpotenziale, die im Vergleich mit der Stromversorgung weniger präsent thematisiert werden“, so Maas. „Die Untersuchungen sind auf Übertragbarkeit ausgelegt, so dass die Erkenntnisse aus unserem Kooperationsprojekt auch anderen zur Verfügung stehen werden. Das Forschungsprojekt kann Vorbild für andere Campusareale und großräumige öffentliche Liegenschaften sein. Damit kann es auch dem Land Hessen helfen, das Ziel einer klimaneutralen Landesverwaltung bis 2030 zu erreichen.“

Das Projekt wird vom House of Energy des Landes Hessen unterstützt. Im Rahmen des Projekts stellt das House of Energy sein Netzwerk zur Verfügung und schafft damit einen Mehrwert für die Öffentlichkeitsarbeit und den Transfer der Projektergebnisse. ◇

Projekt

Laufzeit

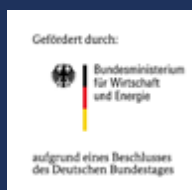
01.01.2020–31.12.2022 (1. Phase)

Finanzierung

Fördervolumen ca. 1,4 Mio. €

Gefördert durch

7. Energieforschungsprogramm EnEff:Stadt (BMWi)



Projektpartner

- Universität Kassel
FG Bauphysik (Verbundkoordinator),
FG Solar- und Anlagentechnik,
FG Technische Gebäudeausrüstung,
Abteilung V – Bau, Technik,
Liegenschaften
- Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE

Assoziierter Partner

House of Energy e. V.

Weitere Informationen

www.house-of-energy.org/campuskassel2030



Smart Grid LAB Hessen testet Zukunftsszenarien im realen Stromnetz

Das House of Energy hat gemeinsam mit seinen Mitgliedern ein weiteres realitätsnahes Labor ins Leben gerufen. Unter Leitung der Hochschule Darmstadt erforschen und testen die Projektpartner Ingenieurbüro Pfeffer, JEAN MÜLLER, QGroup und Tractebel in den nächsten drei Jahren verschiedenste Szenarien des Energiesystems der Zukunft im Smart Grid LAB Hessen.



Das EFRE-geförderte Projekt mit gleichnamigem Titel und einem Volumen von über drei Millionen Euro startet den Aufbau eines Labors mit intelligentem Stromnetz (Smart Grid) auf dem Gelände des Ingenieurbüros Pfeffer in Rödermark. Geschäftsführer Matthias Pfeffer ist stolz auf das Projekt im eigenen Haus: „Dass das Smart Grid LAB Hessen bei uns projektiert und errichtet werden darf, zeichnet unser Unternehmen für seine Fortschrittlichkeit aus, denn wir werden einen großen Teil unserer eigenen Infrastruktur zur Verfügung stellen.“

Im Rahmen des Projektes wird das Smart Grid ganzheitlich aus verschiedenen Perspektiven beleuchtet. Das elektrische Netz ist aus Betriebsmitteln öffentlicher Netze aufgebaut. Alle Energiequellen und Verbraucher sind realen Vorbildern nachempfunden.

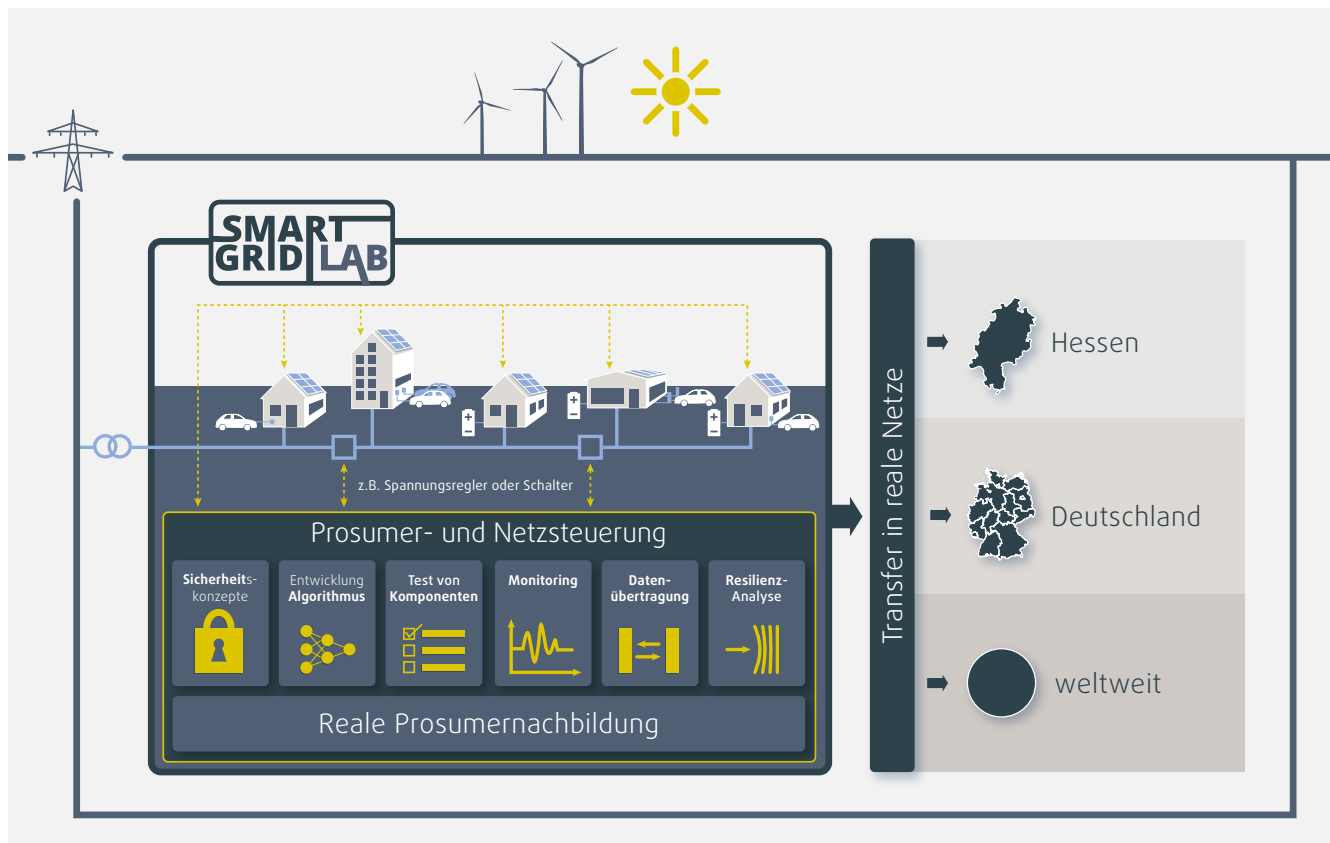
So können gefahrlos auch herausfordernde Netzsituationen nachgebildet werden.

Das Smart Grid LAB wird errichtet, um aktive Steuerungsverfahren im intelligenten Stromnetz und alle erforderlichen Funktionalitäten unter Praxis-Bedingungen zu testen. Im Projekt werden verschiedene Szenarien entwickelt, unter denen das Smart Grid LAB betrieben wird. Dazu gehört:

- die Zunahme erneuerbarer dezentraler Stromerzeugung
- ein höherer Strombedarf z. B. durch mehr Elektromobilität und Wärmepumpen
- die Etablierung von Prosumern mit und ohne Speicher

Aus den Szenarien abgeleitet, sollen verschiedenste Fragen beantwortet werden: Wie kann das Stromnetz stabil gesteuert werden, wenn an Tagen mit geringer Stromerzeugung viele Kunden ein Elektrofahrzeug laden? Wie kann das Netz stabil gehalten werden, wenn dynamische Elemente (z. B. Speicher) ausfallen? Bis in welche Höhe können dynamische Netzelemente Spitzen und Dauerlasten kompensieren? Was geschieht, wenn wichtige Mess- und Steuerkomponenten gestört sind? Wie kann Hackern begegnet werden?

Die Hochschule Darmstadt, die als Konsortialführer diese zukünftigen und typischen Verbrauchs- und Erzeugungsszenarien entwickeln wird, freut sich über die Bewilligung: „Wirtschaftliche, dynamische und sicherheitstechnische Aspekte des Smart



Grids zu optimieren und die Ergebnisse für reale Netze aufzubereiten ist für uns eine Aufgabe, die Smart Grids in der Anwendung zukünftig einen großen Schritt weiterbringen wird“, ist Prof. Dr.-Ing. Ingo Jeromin überzeugt. Professor Jeromin ist Leiter des Fachgebiets elektrische Energieversorgung, Erneuerbare Energien und Energieeffizienz. Er möchte mit seinem Team aus den Ergebnissen die Voraussetzungen für ein reales hessisches Verteilnetz ableiten.

Hessische Experten aus den Bereichen Forschung, Engineering, IT-Sicherheit und Herstellung elektrotechnischer Schalt- und Mess-Komponenten werden in dem Projekt interdisziplinär zusammenarbeiten. Der Projektpartner und Komponenten-Hersteller JEAN MÜLLER integriert Niederspannungsschaltgeräte in die Smart-Grid-Infrastruktur. Der Multilevel Security Hersteller QGroup GmbH betrachtet die Resilienz und Segregationsanforderungen hinsichtlich der IT/OT Versuchsstellungen, der eingesetzten Betriebsmittel, ihrer Vernetzung und Steuerung über Sicherheitsgrenzen. So können Risiken im Falle eines Cyberangriffs nicht nur reduziert, sondern auch wirksam eingeschränkt werden. Darüber hinaus wird der Projektpartner Tractebel seine Erfahrungen mit Szenarien aus internationalen Energieinfrastruktur-Projekten einbringen und die Übertragbarkeit des Smart Grid LABs Hessen auf nationalen und internationalen Kontext gewährleisten.

Ergänzend werden Unternehmensvertreter aus den Gebieten Energieversorgung und Netzbetrieb, technische Überwachung und Zertifizierung, Personensicherheit und Energierecht einen wissenschaftlich-technischen Beirat bilden und beratend im Projekt mitwirken. Der Projektbeirat wird vom House of Energy etabliert und moderiert. ♦

Projekt



Laufzeit

01.12.2020 – 31.03.2023

Finanzierung

Gesamtvolumen 3,31 Mio. €

Fördervolumen 1,57 Mio. €

Gefördert durch

Europäischer Fonds für regionale Entwicklung (EFRE)



Hessisches Ministerium
für Wirtschaft, Energie,
Verkehr und Wohnen



EUROPÄISCHE UNION
Investition in Ihre Zukunft
Europäischer Fonds für regionale Entwicklung

Projektpartner

Konsortialführer

Hochschule Darmstadt (FG Elektrische Energieversorgung,
Erneuerbare Energien und Energieeffizienz)

Partner

House of Energy e.V., Ingenieurbüro Pfeffer GmbH,
JEAN MÜLLER GmbH, QGroup GmbH, Tractebel Engineering GmbH.

Weitere Informationen

www.house-of-energy.org/smartgridlab

Mit Projekt STEPS stärkt House of Energy heimische Energie-Speicherlösungen

Das neue internationale Projekt SStorage of Energy & Power Systems in North West Europe, kurz STEPS, ist erfolgreich gestartet und soll in den nächsten drei Jahren den Markt der Energie-Speicherlösungen in dieser Region stärken. Das House of Energy vertritt als einer von 10 internationalen Projektpartnern Deutschland und bindet die Technische Universität Darmstadt und den Verein StoRegio als Subpartner mit ein.

Über das Förderprogramm Interreg North West Europe werden dem Konsortium aus Forschung und Wirtschaft über fünf Millionen Euro zur Verfügung gestellt. Neben Deutschland sind die Länder Belgien, Großbritannien, Irland und Niederlande beteiligt. Lead-Partner ist Oost NL, eine Agentur, die Unternehmen im Osten der Niederlande berät.

Hintergrund

In Nordwesteuropa (NWE) wird immer mehr in dezentrale Energieversorgung wie zum Beispiel in Photovoltaik investiert. Damit steigt der Bedarf an Energiespeicher-Lösungen. Nach Schätzungen der European Battery Alliance beträgt das Marktpotenzial von Energiespeichern ab 2025 bis zu 250 Milliarden Euro jährlich. Laut Europäischer Kommission liegt der Marktanteil Europas an der weltweiten Batteriezellenproduktion aber erst bei ca. drei Prozent. Batterien aus den Markthoheiten USA und Asien werden subventioniert und übertreffen daher die Speicher-Lieferanten aus der EU. Den größten Marktanteil besitzt Asien mit 85 %. Es besteht die Gefahr, dass Europa endgültig hinter der Konkurrenz zurückbleibt – Maßnahmen zur Förderung einer belastbaren Batterieproduktion sind daher notwendig. Da die USA und Asien einen Großteil des Speichermarktes in NWE versorgen, jedoch mit Massenprodukten nicht auf Bedürfnisse lokaler Marktsegmente eingehen, soll der europäische Markt der Speicherhersteller mit dem Projekt STorage of Energy & Power Systems in NWE (STEPS) gefördert werden. Wohnungsmärkte, lokale Energiegemeinschaften und Gewerbeparks benötigen maßgeschneiderte Speicherverfahren, neue Technologien oder neue Geschäftsmodelle.

Im Projekt STEPS werden Forschungs- und Wirtschaftspartner aus den verschiedenen Ländern die Wettbewerbsfähigkeit neuer Speicheranbieter in NWE stärken. Innovative Speicherprodukte aus Nordwesteuropa sind derzeit erst etwa bei der Hälfte ihres zu erreichenden Technologie-Reifegrads (Technology Readiness Level – TRL) und stoßen auf erhebliche Marktbarrieren. Diese reichen von fragmentierten Vorschriften und Finanzierungsquellen über zu begrenzte

Testmöglichkeiten bis hin zu mangelnder Kenntnis der Endverbraucher.

Projektziel

Durch gezieltes Testen sollen die Speicherlösungen in NWE näher an den Markt gebracht werden. Die Aktivitäten hierfür umfassen:

- Die Beratung von über 200 lokalen E-Speicher-KMUs beim Eintritt in neue NWE-Märkte
- Die Schaffung von MarketPull-Effekten in NWE für neue E-Speicherlösungen durch die Berücksichtigung von Nutzeranforderungen
- Die Umsetzung eines Förderprogramms, das Endnutzer mit 20 innovativen E-Speicheranbietern verbindet und durch Praxistests deren Entwicklungsstand erhöht

Langfristig soll STEPS Nordwesteuropa als führende Region für E-Speicherinnovation positionieren.

Die Rolle des House of Energy

Das House of Energy nimmt als deutscher Business Support Partner (BSP) am Projekt teil. Als Netzwerk kann es seine Kontakte in die Region nutzen, um sowohl Hersteller von innovativen Speicherlösungen als auch potenzielle Endverbraucher (TestBed Provider) für die Teilnahme am Projekt zu gewinnen. Das House of Energy arbeitet mit zwei Sub-Partnern zusammen – der TU Darmstadt

(Forschungsgruppe Energiespeichersysteme) und der StoREgio Energiespeichersysteme GmbH. Die deutschen Projektaktivitäten werden vom House of Energy koordiniert und das Arbeitspaket „STEPS Business Support Programme for e-storage innovation“ bildet den Schwerpunkt der Aufgaben. ◇

Projekt

Laufzeit

03.04.2020 – 02.09.2023

Finanzierung

Gesamtvolumen 5,06 Mio. €

Fördervolumen 3,04 Mio. €

Gefördert durch

Interreg North West Europe



Projektpartner

Lead-Partner

Oost NL (Niederlande)

10 Institutionen (Forschung und Wirtschaft) aus Irland, Großbritannien, Belgien, den Niederlanden und Deutschland


Deutsche Projektpartner

House of Energy mit den Sub-Partnern TU Darmstadt und StoRegio GmbH

Weitere Informationen

www.house-of-energy.org/steps

NETZWERK

5 Jahre!
House
of Energy 

5 Jahre wissen, vernetzen, gestalten. Das House of Energy hat Geburtstag

Das House of Energy initiiert, moderiert und begleitet – unter Einbindung der Politik – seit fünf Jahren Projekte zu konkreten Themenstellungen mit wirtschaftlicher Basis und wissenschaftlicher Relevanz. Damit soll der Transformationsprozess der Energiewende durch Impulse für Hessen und Impulse aus Hessen vorangebracht werden.





Auch die objektive Aufbereitung von Fachthemen, der Wissenstransfer sowie die Betreuung von Netzwerken gehören zum Portfolio des House of Energy. Der Dreiklang von Wissen, Vernetzen und Gestalten beschreibt die Arbeitsweise. Wichtig für das House of Energy sind seine Neutralität und Unabhängigkeit, die Sachorientierung und Objektivität sowie das damit verbundene Vertrauen.

Mit Blick auf die letzten fünf Jahre kann man sagen, dass die Wahrnehmung des House of Energy als transdisziplinär arbeitende Denkfabrik in Hessen und bundesweit stetig zunimmt.

Auch die Anzahl der Mitglieder, der zu koordinierenden Förderprojekte und Kooperationsmöglichkeiten steigt. Über die Mitglieder werden wissenschaftlich, unternehmerisch und politisch alle für die Energiewende relevanten Themenfelder abgedeckt. Was die regionale Aufstellung des House of Energy

anbelangt, gilt mittlerweile der Satz: zuhause in Europa und Deutschland, daheim in Hessen.

Deshalb möchten wir unser fünfjähriges Jubiläum zum Anlass nehmen, uns bei allen Mitwirkenden zu bedanken: beim Hessischen Wirtschaftsministerium als Initiator, bei den mitwirkenden Wirtschaftsunternehmen, bei unseren Mitgliedern und natürlich auch bei den Wissenschaftseinrichtungen, die mit uns zusammenarbeiten. Durch diese Zusammenarbeit sind wir hoch motiviert, die Energiewende weiter voranzutreiben. Wir alle fühlen uns diesem wichtigen und zukunftsweisenden Ziel verpflichtet.

Wissen – Vernetzen – Gestalten

Das House of Energy ist von der Idee über die Projektinitiierung und Forschungsunterstützung bis hin zur Anwendung der Ergebnisse für seine Mitglieder und Partner Ansprechpartner. Die Projekte unterstützen die beteiligten Unternehmen bei der Umsetzung ihrer Geschäftsmodelle, die Forschungseinrichtungen bei der Verbreitung ihrer Exper-

tise und nicht zuletzt das Land bei der Etablierung der Energiewende.

Eines der vom House of Energy entwickelten Netzwerke ist das Forum Startup+. Es umfasst über 130 Startups und kleine innovative Unternehmen aus dem Energiesektor. Von jedem existiert ein Innovations-Steckbrief, über den es sich verbindlich und kostenlos registriert. Mit dem Forum Startup+ gibt das House of Energy den kleinen innovativen Unternehmen einen Raum innerhalb seines Netzwerkes. Ziel ist es, Innovationen für die Energiewende in Hessen konkret zu unterstützen.

Im Veranstaltungsbereich gibt es neben Workshops und IdeenZirkeln im Mitgliederumfeld Dialog-Veranstaltungen zum intensiven Austausch von Experten sowie den Jahreskongress des House of Energy.

Das House of Energy arbeitet darüber hinaus mit der Universität Kassel an der Durchführung eines Zertifikatsprogramms, das im Frühjahr 2021 erstmals startet. ◇



Tarek al-Wazir, Hessischer Minister für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Wohnen bei seiner Keynote beim ersten House of Energy-Kongress 2017. Foto © Dirk Beichert BusinessPhoto



*Prof. Dr. Peter Birkner beim Kongress 2019.
Foto © Milton Arias People- und Eventfotograf*



Das House of Energy

Das House of Energy wurde 2015 als fünftes der hessischen „Houses of“ vom hessischen Wirtschaftsministerium unter Mitwirkung von Wirtschaftsunternehmen und wissenschaftlichen Einrichtungen gegründet. Es wird von drei geschäftsführenden Vorständen geleitet, die operativ durch die Geschäftsstelle unterstützt werden. Diese wird von einem Geschäftsführer geleitet und hat aktuell 15 Mitarbeiter*innen.

Im Oktober 2020 umfasst das Mitgliedernetzwerk 34 Unternehmen und Institutionen. Darunter sind zwei hessische Ministerien, sieben hessische Wissenschaftseinrichtungen und 25 Wirtschaftsunternehmen. Letztere decken einen Großteil der energiewenderelevanten Themen ab. Dazu gehören beispielsweise Technologie, Mobilität, Wärme und Kälte, IT und Digitalisierung, Datensicherheit, Engineering, Finanzierung, Zertifizierung, Rechtsfragen und Energieversorgung. Die Größe reicht

von kleineren und mittleren Unternehmen bis hin zu globalen Spielern.

Rund 40 % des Budgets stammt aktuell aus EU-Mitteln des Landes Hessen (EFRE). Weitere 45 % kommen von Mitgliedern und rund 15 % erwirtschaftet das House of Energy aus Projektbeiträgen. Es hat seinen Sitz im Gründerzentrum Science Park in Kassel.

Neues im Netzwerk

House of Energy Forum Startup⁺

Insgesamt sind **rund 130 Startups** und kleine, innovative Unternehmen aus ganz Deutschland im House of Energy Netzwerk **Forum Startup⁺** mit Innovationsteckbrief registriert. Allein in diesem Jahr sind 20 Startups hinzugekommen, um vom Netzwerk des House of Energy zu profitieren und gemeinsam mit den Mitgliedern die Energiewende voranzutreiben. Welche hessischen Startups dabei sind und welche Kompetenzen sie mitbringen, lesen Sie auf Seite 27.

Übersicht aller registrierten Startups:

www.house-of-energy.org/Startups

House of Energy IdeenZirkel

Neu seit 2020 ist das Veranstaltungsformat **IdeenZirkel**. Mit einem **wirtschaftlichen** und einem **wissenschaftlichen** Chair diskutieren Mitglieder zweimal jährlich Ideen zu bestimmten Themen. Die Themen der Ideen-Zirkel sind zum Beispiel **„Mobilität + Energie“**, **„Wärme + Energie“** und **„Cloud + Energie“**.

www.house-of-energy.org/ideenzirkel

Neue Mitglieder im House of Energy

Im Jahr 2020 verstärken vier neue Mitglieder das Netzwerk

avacon

Mit der Avacon Netz GmbH kommt ein großer, innovativer Netzbetreiber hinzu. Das Energiesystem der Zukunft basiert auf intelligenten digitalisierten Verteilnetzen. Sie ermöglichen die Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Mobilität durch die Verknüpfung sämtlicher Akteure, Einspeiser und Verbraucher im Netz. Avacon schafft mit innovativen Technologien neue Bausteine für das intelligente Netz.

Hochschule Fulda University of Applied Sciences



Aktuell wird an der Hochschule Fulda im Bachelor-Studiengang „Erneuerbare Energien“ über die Netzintegration von Energiespeicherlösungen und den Einsatz von Elektromobilität im öffentlichen Personennahverkehr geforscht. Energiemanagement zur Optimierung der Netzauslastung und Fragestellungen der Leistungselektronik zur praktischen Realisierung sind ebenfalls Bestandteil.



NORTH CHANNEL BANK

Die tiefgreifende Transformation der Infrastruktur bedarf auch der Finanzierung. Das House of Energy ist sehr froh, dieses Kompetenzfeld prominent und profund mit der North Channel Bank besetzen zu können, denn diese legt einen besonderen Fokus auf die Finanzierung von Renewable-Energy-Projekten.

interxion™ A DIGITAL REALTY COMPANY

Interxion: A Digital Realty Company ist ein führender Anbieter von Carrier- und Cloud-neutralen Rechenzentrumsdienstleistungen für Colocation. In EMEA haben Kunden Zugang zu mehr als 700 Connectivity-Anbietern in über 100 Rechenzentren in 11 Ländern. Weltweit stehen über 280 Rechenzentren in 47 Metropolen auf sechs Kontinenten zur Verfügung.

Wechsel im Vorstand

2020 hat es zwei Wechsel im Vorstand des House of Energy gegeben. Im Sommer trat **Hans-Hinrich Schriever (EAM)** als Nachfolger von Thomas Weber sein Amt an. Er wurde zum neuen Geschäftsführer der EAM bestellt.

Im Herbst wurde **Jan Gerrit Riemer, Director Future Mobility von Opel**, neu in den Vorstand gewählt.

Wir gratulieren beiden zu ihrem Amtsantritt und freuen uns auf die Zusammenarbeit. Bei den bisherigen entsandten und gewählten Vorständen gab es keinen Wechsel.

www.house-of-energy.org/vorstand

News

Bleiben Sie informiert und melden Sie sich für unseren [Newsletter](#) an oder folgen Sie uns auf [Twitter](#) und [LinkedIn](#).

www.house-of-energy.org/newsletteranmeldung



Weitere Informationen über die Mitglieder:

www.house-of-energy.org/mitglieder



In den Startlöchern: **Berufsbegleitende Weiterbildung „Innovationsmanagement Energie“**

Ab April 2021 bietet die Universität Kassel in Kooperation mit House of Energy e.V. eine neue berufsbegleitende Weiterbildung an, die sich an Fach- und Führungskräfte richtet. Im Zertifikatsprogramm „Innovationsmanagement Energie“ erlernen die Teilnehmer in drei Monaten, wie sich Unternehmen für die Energieversorgung der Zukunft rüsten.

Online Infoveranstaltung

11. Februar 2021 | 17–19 Uhr

Weitere Informationen zur Weiterbildung
und zur Informationsveranstaltung:

www.unikims.de/sie



Das Zertifikatsprogramm „Innovationsmanagement Energie“ fokussiert auf Schlüssel- und Fachkompetenzen in den Bereichen Energiesysteme, Digitalisierung und Energiemärkte sowie Innovations- und Changemanagement. Ein direkter Anwendungsbezug wird hergestellt, indem Praxisfälle in Kleingruppen bearbeitet werden.

Fach- und Führungskräfte können sich berufsbegleitend in drei Monaten fit machen, um im unternehmerischen Zusammenhang zukunftsfähige und wertsteigernde Produkte, Prozesse und Energiesysteme zu entwickeln und erfolgreich zu implementieren.

Die Teilnehmenden erlernen, neue komplexe Herausforderungen zu meistern – in

einer Welt, in der Energieversorgung und Klimaschutz neu gedacht werden, die Digitalisierung Einzug hält, Branchengrenzen verschwimmen und Geschäftsmodelle sich verändern. Dieser fundamentale Wandel ist mit Chancen und Risiken verbunden – sowohl für etablierte als auch junge Unternehmen, innerhalb und außerhalb der klassischen Energiewirtschaft.

Die zunehmende Dezentralisierung der Energiebereitstellung auf Basis erneuerbarer Energien sowie die intelligente Verknüpfung der Sektoren Strom, Wärme und Mobilität machen flexibel steuerbare Energiesysteme im Kleinen wie im Großen erforderlich.

Neue Wettbewerber und kürzere Innovationszyklen stellen die Unternehmen vor immer neue Herausforderungen. Vielfach sind herkömmliche Pfade zu verlassen und neue Lösungen zu entwickeln. Dies geht mit steigenden Anforderungen an das Fach- und Führungspersonal einher und erfordert hohe

Motivation, Spezialwissen und Handlungskompetenz.

Nach Abschluss des Programms erhalten die Absolventinnen und Absolventen das Zertifikat

„Qualifizierte/r Innovationsmanager*in für Energiesysteme“

von der Universität Kassel, das die erworbenen Qualifikationen bescheinigt (Credits: 6 ECTS).

Auf Wunsch rechnet die dena das Programm im Rahmen der Weiterbildungen für Energieeffizienz-Experten an und die IHK stellt ein ergänzendes Zertifikat.

Für Mitglieder des House of Energy e.V. (inkl. Forum Startup+) gilt ein reduziertes Studienentgelt. ◇



© Oliver Rüther

„Hessen will im Jahr 2050 seinen Energiebedarf vollständig aus erneuerbaren Quellen decken. Dafür brauchen wir viele kluge Köpfe, die die Energiewende auch in den Unternehmen verwirklichen – schließlich entfallen drei Viertel unseres Primärenergieverbrauchs auf die Wirtschaft. Hier setzt das neue berufsbegleitende Zertifikatsprogramm „Innovationsmanagement Energie“ des House of Energy und der Universität Kassel an.

Fach- und Führungskräfte lernen darin, zukunftsfähige und hocheffiziente Prozesse und Energiesysteme zu entwickeln und in ihren Unternehmen umzusetzen.“

Staatssekretär Jens Deutschendorf

Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Wohnen

Houses of Dialog 2018: **Die Energiewelt wird digital**

Dirk Filzek, Ivonne Müller, Prof. Dr. Peter Birkner (House of Energy e.V.)
Dr. Cornelia Herriger, Dr. Florian Volk (House of IT e.V.)



Wie fordert die Digitalisierung die Energiewelt heraus und welche Lösungsansätze gibt es? Wie lassen sich neue IT-Anwendungen intelligent für zukunftsfähige Geschäftsmodelle einsetzen? Wie kann höchste IT-Sicherheit auf pragmatischem Weg gewährleistet werden?

Diese Fragen diskutierten House of IT und House of Energy gemeinsam in einem exklusiven Kreis aus 30 geladenen Experten und wichtigen Stakeholdern aus der Energie- und IT-Branche. Die wichtigsten Erkenntnisse haben wir auf den folgenden Seiten für Sie zusammengestellt.

IT-Anwendungen in der Energiewelt

1. Die **Energiewende** ist ein wesentlicher Baustein für die Erreichung der Klimaschutzziele. Ziel ist ein **erneuerbares Energieversorgungssystem mit Sektorenkopplung**, das mittels digitaler Technologien gesteuert wird. Die Energiewende stellt einen fundamentalen gesamtgesellschaftlichen Transformationsprozess dar, wobei Branchengrenzen erodieren. Treiber für die Prozessdynamik der Energiewende sind Klimaschutz, technologischer Fortschritt und Wirtschaftlichkeit.
2. IT erlaubt die Identifikation und **Nutzung von Effizienz- und Suffizienzpotenzialen**. Weiterhin erlaubt IT eine optimierte Nutzung von Infrastruktur (Smartness) und eine Orchestrierung volatiler Systeme. Energiewende setzt damit auf IT und Digitalisierung auf. Andererseits benötigt IT Energie. In Konsequenz ist die systembezogene Kosten-/Nutzenanalyse daher stets mitzudenken.
3. Die Verwebung von digitaler Welt und Energiewelt ermöglicht perspektivisch **neue IT-Anwendungen** für die Systemsteuerung (Smart Grids/Smart Markets), die Optimierung unternehmensinterner Prozesse sowie für neue Dienstleistungen und Produkte.
4. Ein **intelligentes Stromnetz (Smart Grid)** wird erforderlich, um das Energieversorgungssystem bei einem zukünftig vermehrten Einsatz erneuerbarer Energien zu managen. Das Gesamtsystem wird sich dadurch auszeichnen, dass vielfältige Energieanlagen dezentral in die Verteilnetze eingebunden sind und sehr flexibel auf die jeweilige Netzsituation reagieren. Dabei kann man sich das Stromnetz der Zukunft als zellulär organisiertes Gesamtsystem vorstellen, in dem die Verteilnetze dynamisch betrieben werden. Dies führt zu einer neuen Komplexität. Die Steuerung erfolgt über eine Verknüpfung von Energietechnik mit Informationstechnologie. Erst dadurch werden die Flexibilitätspotenziale vieler potenziell flexiblen Energieanlagen verfügbar. Derart intelligente Smart-Grid-Funktionalitäten können den Ausbaubedarf der Stromnetze deutlich reduzieren.
5. **Smart Markets** werden zukünftig den Handel von Energiemengen und Energiedienstleistungen für eine Vielzahl von Akteuren ermöglichen. Dies beinhaltet sowohl Kleinsttransaktionen als auch schnellen Echtzeithandel. Zu unterscheiden ist zwischen einem Handel zur Optimierung des Netzbetriebs (regulierter Bereich) und einem wettbewerblichen Handel bei Nutzung der Infrastruktur. Über Smart-Market-Plattformen werden sich vielfältige neue Geschäftsmodelle und Produkte konzipieren und abwickeln lassen.
6. **Erzeugungsanlagen, Speicher und flexible Lasten** können mittels IT-Lösungen effizienter integriert, in dynamisch wechselnden Anlagenverbünden zu virtuellen Kraftwerken zusammengefasst und vorausschauend gewartet werden.
7. Die **Technologien** sind grundsätzlich vorhanden. Sie sind für die Praxis in der Energiewelt von morgen weiterzuentwickeln, beispielsweise in Reallaboren.
8. Um diese Systeme zu realisieren, steigt die **Bedeutung von Daten**. Der Einsatz moderner Big-Data-Verfahren aus der IT-Welt wird unumgänglich sein.
9. Die **IT-Infrastruktur muss resilient und energieeffizient sein**. Der Zugang aller Marktteilnehmer und auch der Datenschutz sind zu gewährleisten.
10. Neue Anwendungsfelder und Geschäftsmodelle führen zu **Marktanpassungen** und machen **Innovations- und Changemanagement** bei den Unternehmen der Energiewelt notwendig.
11. Für den Endkunden sind **Versorgungssicherheit, Komfort und Preis** ausschlaggebend – gekoppelt mit dem Vertrauen, das der Anbieter genießt. Lokalversorger verfügen im allgemeinen über Kundenzugang und Kundenvertrauen.



12. Für Energieversorger ist es wichtig, sich auf **Prosumer** (Konsument, der zugleich Energieproduzent wird) einzustellen, und zwar aus Vertriebsicht genauso wie aus Netzsicht.
13. Im **Smart Home** werden vernetzte und fernsteuerbare Geräte eingesetzt, um in Wohnungen und Häusern Wohnqualität, Sicherheit und effiziente Energienutzung zu erhöhen. Smart Home bietet lokalen Energieversorgern neue Chancen, ihren Kunden neue Dienstleistungen anzubieten. Dabei sollten die Energieversorger auf ihren Stärken aufbauen und sich z. B. auf Wärmesteuerung und Sicherheitsfunktionen fokussieren.



© RYSHUK DMITRY - stock.adobe.com

14. **Quartierslösungen** ermöglichen Selbstversorgung und Energieeffizienz sowie die Vermarktung von Flexibilitäten. Digitalisierte Quartiere bieten ähnliche Schnittstellen wie kleinere Prosumer-Einheiten für die Vernetzung und lassen sich grundsätzlich netzdienlich in Verteilnetze einbinden. Quartierslösungen funktionieren zwar von der Idee her gut, jedoch ist die Umsetzung in der Breite mit langwierigen Prozessen verbunden. Bei Projektplanung und -umsetzung kommt es auf eine enge Kooperation aller Akteure an.
15. **Digitale Energiemanagement-Systeme** sind sowohl der Schlüssel für einen reibungslosen Steuerungsablauf (z. B. für Quartierslösungen) zur Sicherung der Energieversorgung als auch für Energieoptimierungen in Bezug auf Effizienz, Kosten und Verfügbarkeit. Weiterhin helfen digitale Energiemanagement-Systeme dabei, Synergien von Energiesystemen mit anderen Einheiten im Smart Grid zu heben.
16. Eine **automatisierte vorausschauende Steuerung** von Energiesystemen kann die Profitabilität der Energieerzeugung steigern. Im Unterschied zur klassischen Regelungstechnik, die auf aktuellen Messwerten basiert, werden dabei Prognosen zu Verbrauch, Erzeugung und Marktpreisen eingebunden.
17. **Herstellerunabhängige Lösungen** können vorteilhaft sein, wenn es darum geht, beliebige Komponenten an digitale Plattformen zur Überwachung, Analyse und Optimierung von Energiesystemen anzubinden.
18. Das **Messstellenbetriebsgesetz** (MsbG) ist in der Praxis unbeliebt. Trotzdem kann man in der Praxis mit dem MsbG arbeiten.
19. Seitdem die **Datenschutzgrundverordnung** (DSGVO) gilt, muss jedes Unternehmen über ein Datensicherheitskonzept verfügen. Viele Unternehmen haben diese Verpflichtung bereits umgesetzt. Es gibt aber immer noch Lücken und großen Nachholbedarf. Hier drohen hohe Bußgelder.
20. Für die Umsetzung der Energiewende spielt **Akzeptanz** durch die Bevölkerung eine herausragende Rolle.
21. Eine schrittweise **Anpassung des Rechtsrahmens** mit begleitenden Transparenzmaßnahmen wurde gefordert, um den Akteuren eine gute Orientierung im komplexen Prozess der Energiewende zu bieten.
22. Ein **zielgerichteter Austausch zwischen Energiewelt und IT-Welt** ist notwendig und zu fördern, um gemeinsam die Basis für tragfähige Geschäftsmodelle im Sinne der Energiewende zu entwickeln. Auf der einen Seite geht es darum, dass die Energiewelt bereits vorhandene Lösungen aus der IT-Welt erkennt und für sich einsetzt. Dabei ist der rasche technologische Fortschritt in der IT-Welt zu berücksichtigen. Auf der anderen Seite sind der IT-Welt die Probleme aus der Energiewelt nicht bewusst. Über einen gezielten Wissenstransfer können miteinander Lösungen gefunden werden.



IT-Sicherheit in der Energiewelt

23. Dezentrale Energieanlagen, die in zellulären Strukturen zusammenarbeiten, können die **Resilienz der Energieversorgung insgesamt stärken**, wenn gute Konzepte umgesetzt werden.
24. Bis 2022 werden voraussichtlich 50 Milliarden Geräte im **Internet der Dinge** (IoT) vernetzt sein. Das Anwendungsspektrum reicht von Smart Grids und Smart Home über Verkehrsleittechnik und E-Mobility bis zu Industrie 4.0. Mit der Vernetzung von immer mehr „Dingen“ steigen auch die Anforderungen an die IT-Sicherheit.
25. Das **Energienetz ist eine hochkritische Infrastruktur**. Wirtschaft und Gesellschaft sind abhängig von einer stabilen und bedarfs-optimierten Versorgung mit Energie. Die Entwicklung eines intelligenten Stromnetzes („smart grid“) und eines „smart market“ in der Energiewelt erfordern es, nicht nur neue Möglichkeiten der Energieversorgung und -vermarktung zu untersuchen, sondern zwingendermaßen auch neue Gefahren zu betrachten.
26. Mit dem Thema **Cybersicherheit** werden **neue Gefahren** diskutiert. Pauschal ist alles angreifbar, primär technologische Systeme, genauso aber auch die Menschen, welche diese Systeme einrichten, warten, betreiben und nutzen. Die gesamte Betriebskette von Hersteller bis hin zum Endabnehmer ist ein potenzielles Einfalltor für Cyberangriffe. Dazu zählen derzeit auch Denial-of-Service-Angriffe (also das absichtliche Überlasten von Systemen, sodass diese ihre geplante Funktionalität nicht mehr erfüllen können), Fraud (Betrug mit dem Ziel, möglichst unauffällig zu sein) und ganz klassische Cyberweapons, deren technische Evolution derzeit schnell voranschreitet und stets neue Gegenmaßnahmen, aber insbesondere auch fachliches Bewusstsein erfordert.
27. Cyberangriffe sind inzwischen **hochgradig professionalisiert: Angreifer** haben fast immer geschäftliche Interessen und sind mit aktuellem Fachwissen und umfangreichen finanziellen Mitteln ausgestattet. Auch Industriespionage funktioniert heute digital. Zudem wird weltweit der „Ton rauher“, die Angriffe gezielter, gefährlicher und zunehmend rücksichtslos.
28. Die Digitalisierung der Energiewelt sieht **cyber-physische Systeme** vor, also Verbünde aus informatischen, softwaretechnischen Komponenten mit mechanischen und elektronischen Komponenten, die über eine Dateninfrastruktur kommunizieren. In solchen Systemen ist es meist schwierig, bestehende Schutzmaßnahmen und Sicherheitskonzepte einzusetzen.
29. Die Vernetzung und Steuerung von Stromerzeugern, Stromspeichern und Stromnetzen bis hin zum Endkunden geht mit deutlich **vermehrten Kommunikationsschnittstellen** einher. Dabei stammen Lösungen, Dienstleistungen und Zugriffe von sehr unterschiedlichen Akteuren. In einem derart heterogenen Szenario implementieren nicht alle Anbieter Standards, die zueinander kompatibel sind, und nicht alle Lösungen arbeiten sicher und zuverlässig. Dadurch entstehen viele bisher unbekannter Risiken für Netzverfügbarkeit, Systemsicherheit und Datenschutz.
30. Die **Akteure berücksichtigen IT-Sicherheit oftmals nicht**, wenn sie die Digitalisierung vorantreiben, weil diese keine funktionale Eigenschaft der Energiesysteme darstellt und mit Mehrkosten verbunden ist. Auch die Produkthaftung entfaltet bislang noch keine disziplinierende Wirkung.




31. **Cybersicherheit muss das gesamte Netz schützen:** Bisher isolierte Systeme einer kritischen Infrastruktur werden vernetzt und die Angriffsmöglichkeiten auf das Gesamtsystem erhöhen sich. Wo bisher ein Angriff auf eine einzelne Komponente des Energienetzes primär diese Komponente gefährdet, sehen wir perspektivisch Angriffe, die sich von einem „Einfallstor“ hin auf das gesamte Netz ausbreiten können. Gerade in einer alten, gewachsenen und vor allem verteilten Infrastruktur wie dem Energienetz wird man mit klassischer Perimetersicherheit keinen hinreichenden Schutz erreichen können. Neue Mechanismen sind gefragt, um Resilienz zu erzielen.
32. Für eine umfassende IT-Sicherheit im Rahmen der digitalen Energiewende braucht es klare **Richtlinien und Schutzprofile**, die einheitlich umgesetzt werden. Solche Richtlinien dürfen keine reinen IT-Richtlinien sein, sondern die Verbindung von IT-OT-IoT (Information technology/Operational technology/Internet of things) muss gesamtheitlich gedacht werden.
33. In der Welt der Digitalisierung gibt es **bereits erprobte und adaptierbare Lösungen**. Man denke nur an Design-Ansätze wie zelluläre Netze (z. B. Modellstadt Mannheim, C/sells-Projekt) und den potentiell nächsten Schritt, holare Netze (z. B. PolyEnergyNet-Projekt), welche zu flexibleren und resilienteren Netzen führen, die zugleich eine höhere Versorgungssicherheit und die Integration verteilter dezentraler Prosumer ermöglichen.
34. Auf Geräteebene kann ein effektiver Schutz vor Missbrauch und vor Cyberattacken nur gewährleistet werden, wenn die Echtheit, also die **Identität und Integrität des vernetzten Geräts** über den gesamten Lebenszyklus hinweg als Komposition von Hardware, Software und Betriebsparametern, gesichert ist. Nur so kann zum Beispiel mit dem Smartphone die Heizungssteuerung in der Smart-Home-Umgebung sicher betrieben oder zwischen Ladesäule und Elektroauto korrekt abgerechnet werden.
35. Die Sicherheitsanforderungen an **Smart Meter** sind in Deutschland sehr hoch. Das SmartMeter-Gateway dient als standardisierte IKT-Plattform und bietet attraktive Mehrwerte für den Endkunden. Moderne Tarife für individuelle Kundenbedürfnisse sind möglich.
36. Eine **sichere Logistikkette** ist enorm wichtig für die IT-Sicherheit, z. B. beim intelligenten Messwesen. Sicherheitsvorgaben müssen von der Herstellung bis zum Einbauort und zum Ort der Wiederverwendung oder Verschrottung erfüllt sein. Dabei ist insbesondere sicherzustellen, dass ein unautorisierter Zugriff auf Smart-Meter-Gateway während des Transportes ausgeschlossen ist. Transportfahrzeuge und Lagerräume sind abzusichern und eine durchgängige Nachverfolgung ist zu etablieren.
37. Da auch das beste IT-Konzept immer Sicherheitslücken haben wird, muss darauf geachtet werden, dass die **Energieinfrastruktur selbst** in der Lage ist, die Systemstabilität auch bei (teilweisem) Ausfall der IT-Infrastruktur autark zu gewährleisten. ◇

Hintergründe und Details zu den einzelnen Punkten mit den Ergebnissen der Diskussionen sowie den Zusammenfassungen der Vorträge:

www.house-of-energy.org/Housesofdialog



Startups für die Energiewende

House 
of Energy
Forum Startup⁺

Über 130 kleine innovative Unternehmen mit Energiebezug wirken im Innovationsnetzwerk des House of Energy mit. Getreu dem Motto „Impulse für Hessen & Impulse aus Hessen“ bringen sie vielfältige Kompetenzen aus den Bereichen Gebäude/Industrie, Versorgungsnetze, Plattformlösungen, Energieerzeugung, Speicher, Finanzierung und Bürgerenergie mit ein.



Über **130** Kompetenzprofile der registrierten Unternehmen aus dem Forum Startup⁺

www.house-of-energy.org/startups

Diese **37 hessische Unternehmen** sind am Forum Startup⁺ beteiligt. Alle weiteren sind auf unserer Website zu finden.

Adaptive Balancing Power GmbH Schwungmassenspeicher	Africa GreenTec AG Strom für Dörfer in Afrika	Agora Innovation GmbH Projektfinanzierung mit Blockchain
Air Profile GmbH Wirtschaftlichkeitsbewertung von Windparks	AP-SmartHome Gebäudeautomation (Smart Home)	APT GmbH Druckluft-Speicherkraftwerke
ARA-Solutions Lärmmessungen mit Augmented Reality	b2 charge by freety UG Geschäftsplattform für E-Mobilität	CrowdDesk GmbH Crowdfinance
EMD Deutschland GbR Simulation und Einsatzoptimierung	enercast GmbH Leistungsprognosen für Wind- und Solarenergie	Energiespeicher-Online GmbH Planung von Energiespeichern
eoda GmbH Data Analytic Services	Grünlicht Beleuchtungskonzepte GmbH Unternehmens-Beleuchtung nachhaltig	Heat Invention GmbH Infrarotheizung (Photonenheizung) und Solarthermie
idatase GmbH Datenanalyse und Automation mit KI	Ingenieurbüro Johannes Hübner Antriebs-Wechselrichter mit Ladefunktion	LAO Ingenieurgesellschaft mbH Online-Leitungsauskunft
MagnoTherm Solutions GmbH magnetokalorische Kühlaggregate	mobileeee GmbH E-Car & E-Bike-Sharing	node.energy GmbH Software für dezentrale Energieerzeugung
p & e power & energy GmbH Leistungselektronik für Batteriespeicher	Power Platform UG Finanzierung von Solaranlagen in Schwellenländern	prosumergy GmbH Mieterstrom
Record Evolution GmbH Online Data Warehouse Service	Regio.Mobil Deutschland GmbH MobilitySharing für Stadt-Umland-Beziehungen	ReUse Solarstrom i.Gr. Repair und ReUse Photovoltaik
rhöncloud GmbH IT-Cloud-Dienstleister	right. based on science UG Berechnung des Unternehmensbeitrags zum Klimaschutz	Skill Software GmbH Energiemonitoring mit Alarmierung
Smart Klima GmbH i.G. Smart Klima für's Gebäude	Smartrplace GmbH digitale Energieplattform für gewerbliche Gebäude	
Sonneninitiative e. V. dezentrale Stromversorgung durch Sonnenlicht	SoLocal Energy nachbarschaftliche Klimawende in Nordhessen	
Sooqua Smarte Wassernetzwerke	tesyo technologies GmbH Optimierung der Industrie 4.0	Xelera Technologies Senkung des Energiebedarfs von Rechenzentren



House of Energy
Kongress

Der House-of-Energy-
Kongress digital:

Das waren die Online- Foren 2020

Die Auswirkungen der Corona-Pandemie machten auch vor den geplanten Veranstaltungen des House of Energy keinen Halt. Unter anderem musste der House of Energy-Kongress, der im Rahmen der Light + Building in Frankfurt stattfinden sollte, abgesagt werden.

Dennoch ist das House of Energy seiner Rolle als transdisziplinäres Netzwerk des Energiesektors auch in diesem Jahr nachgekommen und bot einen Teil des geplanten Programms in Online-Foren an.

Online-Forum 1:

Integrierte Energiewende in Gebäuden und Quartieren

Unter diesem Titel wurden zwei interessante Vorträge von Dr. Dietrich Schmidt, beim Fraunhofer IEE verantwortlich für Strom-Wärme-Systeme, und Dr. Holger Krawinkel, Leiter Customer Experience & Innovation bei der MVV Energie AG, gehört. Nach einer Einführung von Prof. Dr. Peter Birkner, dem Geschäftsführer des House of Energy, referierte Dr. Schmidt über Energiesysteme für die Stadt der Zukunft und Dr. Krawinkel stellte den 30 Teilnehmern vor, wie nachhaltige Energieversorgung im Quartier konkret gelingt.

Prof. Dr. Peter Birkner erläuterte, dass bei erneuerbaren Energien in keiner Weise ein quantitatives Problem vorliegt. Denn laut einer Abschätzung von Dr. Nitsch (DLR) übertrifft die auf der Erde pro Jahr verfügbare Menge an erneuerbaren Energien den Weltenergiebedarf um einen Faktor 20.000. Die Herausforderung liegt vielmehr in der Qualität des Energiedargebots. Es kann von einem unstrukturierten Überfluss gesprochen werden: Energiedichte und Verfügbarkeit sind gering und zudem erfolgt die Bereitstellung erneuerbarer Energien volatil und intermittierend. Daraus ergeben sich zwei Handlungsfelder. Energiewende ist eigentlich eine Leistungswende. Der Aufbau einer stabilen Energieversorgung unter den genannten Rahmenbedingungen erfordert eine entsprechende Ernte- und Stabilisierungsinfrastruktur, die auch finanziert werden muss. Weiterhin ist der Flächenbedarf zentral. Hier sind u. a. die Aspekte Verfügbarkeit, Akzeptanz der Bürger und die Wechselwirkungen mit der Biodiversität zu nennen. Für die Umsetzung der Leistungswende hält Prof. Birkner folgende Schritte für relevant:

1. Alle Sektoren sind zu betrachten (Elektrizität, Mobilität, Wärme/Kälte).
2. Die Herausforderung ist zu reduzieren (durch Reduktion des Bedarf an Nutzenergie).

3. Das Energiesystem ist (durch strukturelle und operative Maßnahmen) zu stabilisieren. Energiezellen und die Nutzung von Flexibilitäten sind hierbei besonders wichtig.
4. Die Chancen des Instruments „Digitalisierung“ (das für die Umsetzung der Punkte 2 und 3 nötig ist) sind unternehmerisch zu nutzen.

Zelluläre Energiestrukturen zu schaffen und zu beherrschen spielt dabei eine entscheidende Rolle. Die Grundelemente von zellulären Strukturen, nämlich Quartiere und Gebäude, werden daher in den folgenden Vorträgen näher analysiert.

Dr. Dietrich Schmidt vom Fraunhofer IEE stellte vor, von welch großer Bedeutung der Sektor Wärme ist. Über die Hälfte des Endenergieverbrauchs entfallen in Deutschland auf die Wärme, wobei die Gebäudewärme aufgrund ihrer Größe und Langlebigkeit der Infrastruktur eine besonders große Rolle einnimmt. Folgende Herausforderungen gilt es bei der Wärmewende laut Dr. Schmidt zu lösen:

1. Energieverbrauch von Städten und Gebäuden senken

2. Neue Gebäude als „kleine Kraftwerke“ bauen
3. Sanierungsraten von Bestandsgebäuden steigern
4. Quartiere in den Fokus rücken

Darüber hinaus verwies er in seinem Vortrag auf die Ergebnisse der Studie Wärmewende 2030 des Fraunhofer IEE, die vor dem Hintergrund der Klimaschutzziele erstellt wurde. Demnach ist Effizienz die tragende Säule der Dekarbonisierung. Eine Schlüsseltechnologie für mehr Effizienz sind Wärmepumpen. Bis 2030 werden sechs Millionen Wärmepumpen benötigt. Eine weitere Schlüsseltechnologie sind Wärmenetze. Bis 2030 müssen die Wärmenetze um das Dreifache von heute ausgebaut werden. Das bedeutet zusätzliche 85.000 km Wärmenetz. Anhand von zwei Beispielen wurde die Wärmeverversorgung der Zukunft veranschaulicht. Zum einen ist das Kasseler Projekt „Zum Feldlager“, bei dem eine Neubausiedlung mit geosolarer Wärme versorgt wird, präsentiert worden. Zum anderen wurde das Pilotprojekt Bamberg Lagarde vorgestellt. Abschließend kam Dr. Schmidt zu dem Fazit, dass Wärmenetze gute Potenziale haben und (bis 2030) aus- und neu gebaut werden sollten. Langfristig ist eine vollständige Dekarbonisierung der Gebäudewärme mit einem Mix verschiedener Technologien möglich.

Dr. Holger Krawinkel vom Energieversorger

MVV gab am Beispiel der Konversionsfläche „Benjamin Franklin Village“ in Mannheim, einer ehemaligen Kasernenanlage, einen detaillierten Einblick in Strukturen und Funktionalitäten der Stadt der Zukunft. In dem ökologisch ausgerichteten Wohngebiet für bis zu 9.500 Bürger werden neueste Technologien zur Energiebereitstellung und zur effizienten Energienutzung eingesetzt. Dabei werden Ökonomie und Akzeptanz nicht aus dem Auge verloren. Das Energiesystem integriert die Sektoren Strom, Wärme und Mobilität. Dabei setzt es auf ein bestehendes Fernwärmenetz. Im Rahmen seiner Ausführungen ging Dr. Krawinkel auf Mieterstrom-Lösungen, Energy-Cloud für Eigenheime und „E-Mobilität für alle“ ein. Er verdeutlichte, dass Städteplanung eine große Herausforderung darstellt. Die rechtlichen Rahmenbedingungen müssen weiterentwickelt werden. Nur so können die Genehmigungs- und Planungsprozesse verschlankt werden. Entbürokratisierung ist hierbei ein wichtiges Element. Krawinkel sieht eine große Signalwirkung in der Umsetzung des aufgeführten Quartiers. Er ist der Meinung, dass die aktuelle Regulierung des Abgaben- und Umlagesystems geändert werden muss und das gesamte Energiesystem von „unten nach oben“ zu denken ist. Darüber hinaus ist es wichtig, das Interesse der Bewohner in die Lösungen mit einzubeziehen.

Im Kontext der Diskussion wurde auf Skandinavien und die Schweiz verwiesen. Hier ist bereits eine Reihe von Ansätzen realisiert, die auch für Deutschland in Betracht gezogen werden können. Dazu gehören auch saisonale Wärmespeicher unterschiedlichster Ausprägung sowie die Nutzung von Abwärme (Anergie).

Zusammenfassend betonte Prof. Birkner, dass es technologisch sehr viele Lösungsmöglichkeiten gibt. Der Rechtsrahmen muss jedoch die zugehörigen Geschäftsmodelle ermöglichen, um die erforderlichen Investitionen wirtschaftlich darstellen zu können. Weiterhin ist die Akzeptanz der Gesellschaft erforderlich. Nur so werden das Energiesystem der Zukunft und das damit zusammenhängende Quartier der Zukunft Realität. ◇

Online-Forum 2: Die Rolle von Daten im Quartier der Zukunft

Das zweite Online-Forum des House of Energy fand zum Thema „Die Rolle von Daten im Quartier der Zukunft“ statt. Dazu wurde als Moderatorin Dr. Monika Meyer vom Institut für Wohnen und Umwelt (IWU) gewonnen. Ihr und den Geschäftsführern der zwei Vortragenden Startups smartrplace und KUGU Home hörten rund 40 Gäste zu.

Nach einer kurzen Begrüßung leitete **Prof. Dr. Peter Birkner, Geschäftsführer des House of Energy** mit zwei Aussagen in das Thema ein: 1. Eine erfolgreiche Energiewende basiert auf Datenerfassung, -verarbeitung und -nutzung. 2. Sie schließt Gebäude und Quartiere als Schlüsselement für dezentrale Lösungen mit ein.

Der erste Aspekt ermöglicht die Erschließung von Suffizienz- und Effizienzpotentialen sowie die Stabilisierung von kleinteiligen, volatilen Energieerzeugungsstrukturen. Letztere, und das ist der zweite Aspekt, sind in Form von Energiezellen zu strukturieren. Dies schlägt die Brücke zu Quartierslösungen und damit zum Thema der Veranstaltung.

Dr. Monika Meyer vom Institut für Wohnen und Umwelt (IWU) übernahm die vertiefte Einführung in das Thema sowie die Moderation. „Neben der Pandemie ist Klima-

schutz das große Thema. Zurzeit erleben wir aufgrund der Klimaveränderung die zweitkleinste Eisbedeckung des Nordpols, die Zeit drängt“, setzte sie das Thema in einen größeren Zusammenhang. Circa ein Drittel der CO₂-Emissionen entstehen im Gebäudebereich. Hier besteht dringender Handlungsbedarf. Optionen sind die Verringerung des Wärmebedarfs durch intelligente Heizungen oder Dämmung (Suffizienz) sowie die Minimierung des Endenergiebedarfs (Effizienz). Betrachtete man früher eher Einzelgebäude, so stehen heute größere Wohnkomplexe und Quartiere im Mittelpunkt des Interesses. Dabei gewinnt die Digitalisierung an Bedeutung. Sie ermöglicht ein schnelleres und genaueres Monitoring der Verbräuche und Bedarfe. Die stärkere Verknüpfung von Prozessen und Dienstleistungen, das heißt die sektorenübergreifende Vernetzung aller Technologien, bietet den unterschiedlichen Akteuren neue Services und neue Erlöspotentiale. Auf diese Weise kann eine ener-

gieeffiziente und möglichst CO₂-neutrale Infrastruktur angestrebt werden.

Wichtig für die Umsetzung sind möglichst einfache Installationen und Bedienungen, die Anwendung in Neu- und Bestandsbauten sowie die Erweiterbarkeit und Übertragbarkeit der Systeme. Die nachfolgenden Beispiele zeigen zwei innovative Lösungsansätze.

Der erste Vortrag von **Dr. David Nestle, Geschäftsführer smartrplace** in Kassel, behandelte die Digitalisierung der Gebäudeenergieversorgung („Enabling smart buildings“). Er erläuterte den Unterschied zwischen „smart home“ und „smart district“. Ersteres betrachtet Einzelgebäude oder Wohnungen, ist viel kostengünstiger und ist bereits in Form schnell zu installierender Lösungen auf dem Markt. „smart district“ hingegen betrachtet ganze Wohnkomplexe beziehungsweise Quartiere. Warum kann man die vorhandenen Lösungen von „smart home“ nicht einfach in größeren Gebäuden, im gewerblichen Umfeld oder bei Quartierslösungen anwenden? Die Antwort liegt in der größeren Komplexität: Es gilt mehr Akteure zu berücksichtigen. Dazu zählen Mieter, Hausmeister, Gebäudereinigung, Facility Manager etc. Es bestehen im Vergleich zum Einzelgebäude deutlich höhere Anforderungen in den Bereichen Wartung und Reporting.

Die bereits vorhandenen Lösungen sind Installösungen und aufwendig gestaltet. Ziel ist es, smarte Komplett-Lösungen (Gebäudeautomation) anzubieten, die wirtschaftlich darstellbar sind und viele Nutzer erreichen. Beispiele für solche Apps bei smartrplace sind:

- **SmartRoomControl:** Intelligente Heizungs- und Klimasteuerung unter Berücksichtigung von Raumbelastung,

Nutzerverhalten und Wetterprognose (erreicht bestenfalls bis zu 30 Prozent Energieeinsparungen)

- **SmartrDesk:** Arbeitsplatzverwaltung mit integrierter Software für Heizungs-/Klimasteuerung über Maschinelles Lernen (ML)
- **SmartrMonitoring:** Überwachung und Analyse sämtlicher Energieverbräuche einer Immobilie
- **SmartSecurity:** Maßgeschneiderte Alarm-App, die zuverlässigen Einbruchschutz für Gebäude bietet.

Bedienerfreundlichkeit ist wichtig. Nutzer sind durch intuitive Nutzeroberflächen und einfache Verwaltung einzubinden. Smart-home-Anwendungen sind an ein zentrales Betriebssystem angebunden. Dieses Prinzip nutzt smartrplace ebenfalls. Den Kunden werden entsprechende Apps angeboten. Das System ist offen, es können auch Lösungen anderer Anbieter integriert werden. Die Kosten des Systems amortisieren sich für den Kunden durch das hohe Einsparungspotential in weniger als einem Monat. Sein Fazit: „Das Gebäude der Zukunft wird digital sein: Nur durch Einbindung von Nutzern und Abbildung der spezifischen Umgebungsbedingungen lassen sich Klimaziele und Steigerung des Gebäudenutzens erreichen.“



„Das Gebäude der Zukunft wird digital sein: Nur durch Einbindung von Nutzern und Umgebung lassen sich Klimaziele und Steigerung des Gebäudenutzens gemeinsam erreichen.“

Dr. David Nestle, Geschäftsführer smartrplace

Anschließend stellte **Christoph von Gumpenberg, Geschäftsführer KUGU Home** in Berlin, seine Softwarelösung vor, die sich auf die Themen „Submetering“* und digitales Gebäudemanagement konzentriert. Er sagt: „Die Wohnungs- und Energiewirtschaft wachsen immer weiter zusammen, Themen wie „Submetering“ und „Wärmecontracting“ spielen dabei zentrale Rollen. Wir unterstützen unsere Kunden mit innovativen Softwarelösungen und maßgeschneiderten Supportleistungen, damit die Implementierung des neuen Geschäftsfeldes reibungslos funktioniert.“ Die Basis dieser Lösung bildet damit der Smart Meter der Kunden.

Aktuell stellen zeitaufwendige Aufgabestellungen wie die Heiz- und Betriebskostenabrechnung, die Ineffizienz von immer noch vorhandenen manuellen Prozessen in der Datenverarbeitung sowie Schwierigkeiten in der Abstimmung der einzelnen Sparten die größten Probleme für die Immobilienwirtschaft dar. In Konsequenz ist die Servicequalität der bestehenden Messdienstleistungen steigerungsfähig. Stadtwerke, die als lokaler Anbieter Dienstleistungen aus einer Hand

(wie Messtechnik, Sensorik, Warnsysteme, Installation, Wartungsarbeiten oder Verbrauchsdatenmanagement) anbieten können, helfen den Immobilienunternehmen, effizienter und kostengünstiger zu werden. Das Herzstück der Plattform stellt das KUGU-Web-Portal dar, dort werden die Daten gebündelt, aufbereitet, abgerechnet und über Schnittstellen zum Beispiel in Planungssysteme (Enterprise Resource Planning, ERP) übertragen. Der KUGU-Datensammler erhebt herstellerunabhängig die Daten nicht nur von Heizkostenverteiler, Wasser- und Wärmezähler, sondern auch von allen anderen verfügbaren Quellen. Gleichzeitig erhalten die involvierten Personen wie Bewohner oder Dienstleister die Daten per App in Echtzeit übermittelt. Das bedeutet geringen Aufwand, da Fehler zum Beispiel schneller erkannt werden. Die Plattform ist modular aufgebaut und somit flexibel und individuell. Die gesamte Wertschöpfungskette der Heiz- und Wasserkostenabrechnung kann abgebildet werden.

Das Energieeinsparpotential des Energiemonitoring, welches auf der Plattform mit abgebildet ist, wird mit 10 Prozent angegeben und ist ohne Modernisierung der Heizungsanlage möglich.

Zum Abschluss zog Prof. Birkner folgendes Resümee: Daten schaffen Transparenz. Sie eröffnen somit zielgerichtete Handlungsoptionen und schaffen die Grundlage für Automatisierung. Damit hilft Digitalisierung nicht nur, den Energiebedarf in Summe zu reduzieren, sie tut es auch auf eine für den Menschen angenehme Art und Weise. Und trägt so zur Akzeptanz der Maßnahme bei. Die energetische Sanierung von Bestandsgebäuden ist ein wichtiger Erfolgsfaktor für die Energiewende. Sanierung muss wirtschaftlich sein und es müssen weitere An-

reize geschaffen werden. Es bedarf des passenden gesetzlichen Rahmens, aber auch der Steigerung von Nutzerzufriedenheit und Komfortsteigerung. Sanierung muss nicht immer mit baulichen Maßnahmen oder Heizungsmodernisierung verbunden sein. Vor allem bei (zeitlich) wenig genutzten Gebäuden wie Messehallen kann eine intelligente Temperaturregelung ihren Vorteil voll ausspielen.

Auf eines wies Prof. Birkner noch hin: Der Punkt Datenschutz sei in der Diskussion zu kurz gekommen. Datenschutz ist ein zentrales Thema, andernfalls wird die Akzeptanz gefährdet. ♦

.....
„Die Wohnungs- und Energiewirtschaft wachsen immer weiter zusammen, Themen wie Submetering und Wärmecontracting spielen dabei zentrale Rollen. Wir unterstützen unsere Kunden mit innovativen Softwarelösungen und maßgeschneiderten Supportleistungen, damit die Implementierung des neuen Geschäftsfeldes reibungslos funktioniert.“

Christopher von Gumpenberg, Geschäftsführer KUGU Home



*Das sogenannte „Submetering“ umfasst die verbrauchsabhängige Erfassung und Abrechnung von Heiz- und Wasserkosten innerhalb von Gebäuden sowie die Überlassung der dafür benötigten messtechnischen Ausstattung wie Heizkostenverteiler oder Wärme- und Wasserzähler.

Online-Forum 3: Vernetzte Konzepte für die Mobilität



©elektronik-zeit - stock.adobe.com

Prof. Dr. Petra Schäfer moderierte das dritte Online-Forum, an dem rund 40 Zuhörer teilnahmen. Sie ist Direktorin am Research Lab for Urban Transport (Relut) der Frankfurt University of Applied Sciences, das sich mit aktuellen und zukünftigen Herausforderungen der Mobilität beschäftigt. Die Entwicklung von wirtschaftlichen und ökologischen Lösungen für neue Mobilität steht dabei im Mittelpunkt. Außerdem treibt das Team von Prof. Dr. Schäfer insgesamt die Frage um: Wie können wir die Akzeptanz der Verkehrswende erhöhen und welche Maßnahmen sind hier wirklich hilfreich?

In ihrer Einleitung legte Frau Prof. Schäfer dar, dass die Bundesregierung sich zum Ziel gesetzt hat, die Mobilität der Zukunft nachhaltig und ganzheitlich zu gestalten. Eine moderne, saubere, barrierefreie und bezahlbare Mobilität in den Städten und auf dem Land soll durch übergreifende und multimodale Vernetzung im Verkehrssektor ermöglicht werden (Nutzung verschiedener Verkehrsmittel für einen Weg). Hierzu sind auch neue Mobilitätskonzepte zu entwickeln. Eine Schlüsselposition nimmt die Digitalisierung der Verkehrssysteme und -mittel ein. Die Kommunikation der Fahrzeuge untereinander, zwischen Fahrzeugen und Signalanlagen, aber auch zwischen den Menschen und den Fahrzeugen sind

wesentliche Kernbestandteile. Big Data und KI spielen eine große Rolle. In diesem Zusammenhang sind auch Park- und Ladekonzepte der Zukunft gefragt. Nicht zuletzt ist der Bedarf an den einzelnen Verkehrsmitteln zu hinterfragen und es sind die Auswirkungen der „Sharing Economy“ zu beleuchten.

Als Impulsgeber konnte das House of Energy zwei Referenten aus der Wirtschaft gewinnen, die das Thema Mobilität aus unterschiedlichen Perspektiven beleuchtet haben.

Heiko Ehrich vom **TÜV Nord** hat von den Herausforderungen des teil/hoch-automatisierten und vernetzten Fahrens berichtet. Herr Ehrich ist beim TÜV Nord Mobilität Fachgebietsleiter Automotive Electronics. Sein Team im Institut für Fahrzeugtechnik und Mobilität steht für Sicherheit, Verlässlichkeit und Verfügbarkeit von elektronischen Systemen als entscheidende Erfolgsfaktoren der modernen Mobilität. Herr Ehrich ging in seinem Vortrag vor allem auf Genehmigungsanforderungen und Sicherheitsnachweise ein und erläuterte, was wir tun müssen, damit die Fahrzeuge, die autonom fahren, auf die Straße dürfen. Natürlich müssen rechtliche Vorgaben eingehalten werden, um Sicherheit zu gewährleisten und Umwelt- und Datenschutzaspekte zu erfüllen. Um automatisierte Systeme einzuführen, wurde seitens der EU die rechtliche Grundlage bereits gelegt. Zur nationalen Umsetzung entsteht in Deutschland aktuell ein Gesetz zum autonomen Fahren. Damit wird es ermöglicht, automatisierte Serienfahrzeuge in den Verkehr zu bringen. In ca. zwei bis drei Jahren werden voraussichtlich erste Hersteller Fahrzeuge mit ersten Automatisierungsfunktionen der Stufe 3 in den Markt bringen.

Ein automatisiertes Fahrzeug ist sehr komplex. Zur Typgenehmigung müssen daher umfassende Nachweise über die sichere Funktion erbracht werden. Im Rahmen des Typgenehmigungsprozesses und der periodischen Hauptuntersuchung prüfen benannte Prüfstellen wie der TÜV, ob die Fahrzeuge die bestehenden Anforderungen erfüllen. Hierzu müssen neue Vorschriften generiert werden, die Anforderungen und Prüfverfahren für automatisierte Fahrfunktionen und deren Sicherheitsaspekte definieren. Eine verlässliche Umgebungserkennung, Strategien zur Fahrzeugsteuerung und Beherrschbarkeit von Fehlfunktionen sind wichtige

Kernfaktoren. Darüber hinaus ist die Abstraktion von Gelerntem auf unvorhersehbare Situationen und Szenarien eine große Herausforderung.

Wie stellen wir sicher, dass ein Fahrzeug korrekt die Umgebung erfasst und korrekte Entscheidungen trifft? Dafür gibt es verschiedene Task Forces auf UN-/EU-Ebene.

Zentrale Herausforderungen sind:

- Komplexe Sensoren, Technologien und Algorithmen, um Umgebungen zu erkennen
- Auf unterschiedliche Stakeholder verteilte Backendlösungen zur Steuerung von Fahrzeugfunktionen
- Handling künstliche Intelligenz im Automobil
- Entwicklung, Validierung und Argumentation von Sicherheit und Schutz
- Akzeptanz- und Validierungskriterien für die Entwicklung und Typgenehmigung
- Agile Entwicklung und Wartbarkeit

Funktionsanforderungen für automatisierte und autonome Fahrzeuge (FRAV) sind zentrales Thema bei der Entwicklung von Vorschriften. Im Fokus stehen allgemeine Sicherheits- und Leistungsanforderungen für automatisierte/autonome Fahrzeuge.

Außerdem ging Herr Ehrich genauer auf die Validierungsmethode für automatisiertes Fahren (VMAD) ein. Sie bewertet und validiert die Sicherheit von automatisierten Fahrzeugen. „Alles, was vernetzt ist wird

gehackt“, hat ein Security-Papst einmal gesagt. Es ist also zukünftig damit zu rechnen, dass Angriffe auftreten. Cybersecurity ist in diesem Zusammenhang ein großes Thema.

Zum nächsten Vortrag überleitend erläuterte Frau Prof. Dr. Schäfer: „In den Städten und auf dem Land soll eine übergreifende und multimodale Vernetzung im Verkehrssektor ermöglicht werden. Hierzu sind neue Mobilitätskonzepte zu entwickeln. Mobilitäts-Hubs, die eine unkomplizierte Nutzung von Fahrzeugen, idealerweise Elektrofahrzeuge, Fahrräder, E-Bikes und mehr, möglich machen, bieten eine hilfreiche Unterstützung für den Alltag.“

Der nächste Referent **Georg Schmitt** ist **Geschäftsführer der Grid&Co. GmbH in Berlin**, deren Kerngeschäft die Bereitstellung einer Betreiberplattform für E-Mobilität ist. Darüber hinaus unterstützt er aktiv Kunden in der Mobilitäts- und Energiewirtschaft in der Entwicklung von Geschäftsmodellen und dem Aufbau von Betreiberorganisationen. Herr Schmitt untermauerte die These, dass Mobilität und Energie zusammenwachsen werden, und beschrieb, wie dies von Energieversorgern realisiert werden kann. In seinem Vortrag stellte er dar, warum Mobilitäts-Hubs ein lohnendes Geschäftsfeld für Energieversorger sein können. Grid & Co. unterstützt seine Kunden in der Realisierung von eigenen Lösungen.

Die Mobilitätswende hin zu temporär genutzten Mobilitätsservices wie beispielsweise Carsharing, Bikesharing oder auch Mitfahrservices werden hierbei als integraler Bestandteil der Energiewende verstanden. Ein Mobilitätshub entsteht durch das Zusammenwirken der Energiewirtschaft beispielsweise in Form von Photovoltaik-Anlagen, kombiniert mit Stromspeichern und öffent-

lichen Ladepunkten, ergänzt um „neue Mobilitäts-Services“ wie Carsharing, Bike-sharing oder auch multimodale Verkehrskonzepte wie integrierte Angebote über Zubringer- und klassische ÖPNV-Angebote.

Um die Vielfalt dieser unterschiedlichen Leistungen sowohl für die Nutzer als auch für die Betreiber beherrschbar zu machen, wurde Nutzung und Abrechnung auf einen Kernprozess reduziert, der mit den Prozessschritten (1) Information, (2) Buchung, (3) Nutzung und (4) Abrechnung sowohl auf Energie-Service wie beispielsweise das Laden eines Elektrofahrzeuges als auch für Mobilitätsservices in seiner Struktur identisch angewandt wird. Im Fokus stehen die Nutzer, für die alles so einfach wie möglich zu gestalten ist.

Die konsequente Umsetzung dieser Strategie ermöglicht es, alle Services eines Mobilitätshubs über eine Plattform abzubilden und die jeweiligen Nutzungs- und Abrechnungsprozesse aus einer Hand – beispielsweise über eine Stadtwerke-App – anzubieten.

Für Vertreter der Energiewirtschaft ist hierbei ein nicht zu unterschätzender Nebeneffekt, dass mit diesen Angeboten der enge regulatorische Rahmen der Energiewirtschaft verlassen wird und neue Geschäftsmodelle privatrechtlich organisiert werden können. Damit eröffnet sich bei konsequenter Umsetzung des Plattformgedankens für Stadtwerke die Möglichkeit, ihr eigenes regionales Profil konsequent durch Aufbau von zusätzlichen Angeboten zu erweitern.

Mit der Übernahme von Mobilitätsservices erschließen sich für den Betreiber relativ große Budgets, die sich letztendlich aus den Mobilitätsausgaben privater und gewerblicher Haushalte zusammensetzen.

Ein finanziell interessantes Einstiegsthema dürfte hierbei der durch Einführung eines Elektrofahrzeuges verdoppelte Jahresstromverbrauch bezogen auf ein Einfamilienhaus darstellen.

Abschließend stellte Frau Prof. Dr. Schäfer die Frage: „Wie gut sind die Kommunen aufgestellt, um Mobilitäts-Hubs umzusetzen?“ Antwort: Eine zentrale Rolle kommt dem EVU vor Ort zu. Dieses kann einen Mobilitäts-Hub aufbauen und weiterentwickeln. Die Energieversorger sollten dabei im Auftrag der Kommune agieren und ihr eigenes regionales Profil weiterentwickeln.◇



Online-Forum 4: Kreislaufwirtschaft und Effizienz in der Industrie



Über 51 Teilnehmer haben sich zum vierten und abschließenden Online-Forum des House of Energy zusammengefunden, um sich über Aspekte der „Kreislaufwirtschaft und Energieeffizienz in der Industrie“ auszutauschen. Moderiert wurde das Forum von Frau Dr. Andrea Gassmann, stellvertretende Leiterin der Fraunhofer-Einrichtung für Wertstoffkreisläufe und Ressourcenstrategie IWKS. Für die Impulsvorträge konnte das House of Energy Herrn Peter Otto, Gründer der Initiative Engineers for 2° Target, sowie Dr. Bastian Baumgart, Co-Founder & Geschäftsführer des Startups EnergyCortex, gewinnen.

Zunächst stellte Herr Dirk Filzek vom House of Energy in seiner Begrüßung die zentrale Bedeutung von Energieeffizienz und Energieeinsparung für die Energiewende dar. Im nächsten Schritt gehe es darum, die Sektoren Wärme, Verkehr und Industrie zu dekarbonisieren, indem Strom aus regenerativen Quellen (Wind, Photovoltaik) zur zentralen Endenergie wird. Dazu werden neue Energie- und Speichertechnologien benötigt, für die ein erheblicher Rohstoff- und Ressourcenbedarf besteht. Die Rolle einer Kreislaufwirtschaft ist einerseits, Rohstoffe für die Energiewende bereitzustellen, und andererseits, den Wert von Stoffen, Ressourcen und Produkten so lange wie möglich in der Wirtschaft zu halten, indem die

üblichen Einbahnstraßen aufgebrochen werden.

Anschließend führte Frau Dr. Gassmann in das Thema ein. Sie und ihre KollegInnen am Fraunhofer IWKS in Hanau und Alzenau forschen u. a. zu energie- und ressourceneffizienten Prozessen, nachhaltigen Materialien und Circular-Economy-Konzepten. Die Energie- und Mobilitätswende ist eng gekoppelt an die Verfügbarkeit von Rohstoffen aus aller Welt. Ziel muss es sein, durch die Etablierung von Wertstoffkreisläufen einen möglichst großen Teil der Rohstoffe wieder in den Produktionskreislauf zurückzuführen. Da die Themen Energie und Klimaschutz sehr eng miteinander verknüpft sind, stell-

te sie zunächst den Climate Action Tracker (CAT) vor, eine Initiative der gemeinnützigen Organisationen Climate Analytics und New Climate, die wissenschaftlich vom Potsdam-Institut für Klimaforschung unterstützt werden. Der Climate Action Tracker analysiert und bewertet die nationalen Emissionsziele und die daraus abgeleiteten Maßnahmen hinsichtlich ihrer Wirksamkeit zur Erreichung der Pariser Klimaziele. Er kommt aktuell zu dem Schluss, dass die gegenwärtigen Maßnahmen vieler Länder nicht ausreichen, um das 2°-Ziel zu erreichen. Im Anschluss ging sie auf den im World Energy Outlook der IEA 2019 prognostizierten weltweiten Energiebedarf ein, der in den nächsten 20 Jahren deutlich höher liegt als für ein nachhaltiges Entwicklungsszenario erforderlich. Es muss also in allen Sektoren weiter dekarbonisiert werden, um die weltweiten CO₂-Emissionen von derzeit ca. 33 Gt (2018) auf ca. 10 Gt in 2050 zu senken. Dabei müssen allein die energiebezogenen Emissionen in der Industrie von 6 Gt auf 3 Gt reduziert werden.

Es folgten die Vorträge der beiden Referenten, die sich als Unternehmer aktiv für dieses Ziel engagieren:

Peter Otto stellte die Initiative **Engineers for 2° Target (e42°)** vor, die sich 2019 inspiriert von der Fridays-for-Future-Bewegung gegründet hat. Ihr Ziel ist es, durch neue technische Entwicklungen und die effizientere Nutzung von Ressourcen das 2°-Ziel des Pariser Klimaschutzabkommens zu erreichen. Sie will bestehende Initiativen und Foren zur Stärkung von Entwicklungspartnerschaften in der Industrie und in der anwendungsnahen Wissenschaft besser verknüpfen, zwischen den Akteuren moderieren sowie Brücken in Politik und Öffentlichkeit bauen. Dazu wurde zunächst eine Website geschaffen und Öffentlichkeitsarbeit in

Print und Online-Medien (Xing, Wikipedia) gestartet. Für die Zukunft sind darüber hinaus Veranstaltungen, Vorträge, die Akquise von Fördermitteln und die Auslobung eines Energiemanagement-Awards geplant. Herr Otto wies hier besonders auf die 2. Kasseler Energiemanagertage am 24./25. Februar 2021 hin, eine Hybridveranstaltung, zu der sich ca. 100 Energiemanager aus dem deutschsprachigen Raum und 13 Referenten treffen werden, um über die geistigen Fähigkeiten als Basis für wirtschaftlichen und materiellen Reichtum und Erfolg zu diskutieren.

Unter den bisher 13 Unterstützern der e42° finden sich unter anderen der Ehrenpräsident des Club of Rome und ehemalige Präsident des Wuppertal Instituts für Klima, Umwelt, Energie, Prof. Dr. Ernst Ulrich von Weizsäcker, der Kabarettist Dr. Eckart von Hirschhausen sowie Prof. Dr. Peter Birkner, Geschäftsführer des House of Energy e.V. Weitere Unterstützer für die noch junge Initiative sind herzlich willkommen und können sich auf der Website registrieren.

Abschließend stellte Herr Otto ein Best-Practice-Beispiel aus seinem eigenen auf Druckluft spezialisierten Unternehmen Postberg + Co. GmbH vor: Druckluft ist einer der Top3-Energieträger in der Industrie, mit allerdings sehr geringen Wirkungsgraden im Bereich von 5–10 %. Hier ergeben sich große Einsparpotentiale von bis zu 50 %. Durch die Komplettsanierung eines gasbetriebenen Druckluft-Wärme-Kraftwerks der Städtischen Werke Kassel konnten 35 % der CO₂-Emissionen eingespart werden.



„Digitalisierung im Bereich Energie spart Zeit und Geld ein – und erhöht so von Tag 1 an die Effizienz und Wettbewerbsfähigkeit unserer Industriekunden!“

Dr. Bastian Baumgart

Im zweiten Vortrag „Digitalisierung in der Industrie – Ein Dreiklang zur Einsparung von Energie und Energiekosten“ stellte **Dr. Bastian Baumgart** sein Startup **EnergyCortex** vor, das u. a. Preisträger des Gründerwettbewerbs Digitale Innovationen des BMWi 2019 war. Aufbauend auf seinen Erfahrungen bei der Stadtwerke-Kooperation Trianel hat Dr. Baumgart eine Software-as-a-Service-Lösung entwickelt, die die „verschiedenen Sprachen“ von Industrie und Energiewirtschaft miteinander vereint und so ein effizientes Energiekostenmanagement für Industrie-Unternehmen und Gewerbe ermöglicht. Die modulare Software bzw. die auf Energiedaten aufbauenden Mehrwertdienstleistungen werden dabei, wo möglich, auf Basis eines Benefit-Sharing-Ansatzes vergütet; das heißt, nur wenn die Industriekunden Kosten einsparen, erhält auch EnergyCortex einen Anteil an den Einsparungen.

Die Software vereint dabei die automatische Beschaffung von Daten, einen Monitoring-Algorithmus, der Unregelmäßigkeiten und Anomalien im Verbrauch automatisch erkennt, und schafft so ein Bewusstsein für

effiziente Energienutzung. Sie prüft Rechnungen digital und verbessert die Energiebeschaffung. Das Geschäftsmodell von EnergyCortex beruht dabei auf drei Säulen, die jede für sich nachweislich Energie, Zeit und Kosten einspart:

1. Säule: Energiebeschaffung

Durchschnittlich werden 15 % Kosteneinsparungen erreicht. Die Software von EnergyCortex verfügt über eine fertige Lösung mit allen Schnittstellen, um automatisch alle nötigen Daten von Netzbetreibern und Smart Metern DSGVO-konform einzupflegen, ohne Aufwand beim Kunden zu erzeugen. Weiterhin beobachtet EnergyCortex für den Kunden das Marktgeschehen und vergleicht verschiedene Anbieter, sodass Energie immer zum jeweils günstigsten Preis beschafft werden kann.

2. Säule: Daten- und Rechnungsprüfung

Die Software prüft Rechnungen und die darin enthaltenen Faktoren, Daten, Mengen und Preise automatisch auf Plausibilität und geht damit weit über das hinaus, was eine manuelle Prüfung leisten könnte. Es konnten in dem Kontext bis zu 5 % der Entgelte am Zählpunkt als zu hoch abgerechnet nachgewiesen werden; der höchste fehlerhafte Betrag, der erfolgreich zurückgefordert wurde, lag bei über 17.000 Euro!

3. Säule: Analyseservices

EnergyCortex bietet individuelle Beratungsleistungen z. B. im Hinblick auf die Rückerstattung von Energie- und Stromsteuer bzw. die Reduktion der EEG-Umlage sowie die Nutzung von Flexibilitäten und die Optimierung von Eigenerzeugung an bzw. erstellt Prognosen für Verbrauch oder Erzeugung. ◇

ASPEKTE



Die Zukunft der Gasnetzinfrastruktur – Ein Branchenblick

Prof Dr. Peter Birkner, Dr. Martin Knipper (House of Energy e.V.)

In Deutschland macht Erdgas aktuell über 20 % der nationalen Treibhausgasemissionen aus. Dieser relative Wert wird im Zuge des Kohleausstiegs ansteigen. Und die Rolle von fossilem Erdgas wird im Hinblick auf das Ziel „klimaneutrale Gesellschaft bis 2050“ immer intensiver diskutiert werden. Zudem ist fossiles Erdgas nicht unbegrenzt verfügbar, was dem Ziel widerspricht, eine nachhaltige Energiewirtschaft zu errichten. Schließlich entweicht im Zuge von Förderung, Transport und Anwendung Erdgas auch direkt in die Atmosphäre. Erdgas, das nahezu vollständig aus Methan besteht, ist ein hochwirksames Treibhausgas. Im Vergleich mit Kohlendioxid ist der Klimateffekt von Methan rund 25-mal größer. Den höchsten Anteil an der globalen Methanemission hat jedoch die Landwirtschaft und hier in besonderem Maße die Rinderzucht.

Es ist offensichtlich, dass der Einsatz von fossilem Erdgas in den kommenden 30 Jahren gegenüber heute deutlich zu reduzieren und durch andere CO₂-neutrale Energiegase zu substituieren ist. Auch andere Endenergien wie auf regenerativer Basis erzeugte Elektrizität werden den Erdgasbedarf reduzieren. Auch die Kohlendioxidabscheidung im Zusammenhang mit der Verbrennung von Erdgas ist grundsätzlich an geeigneten Stellen (wie Erdgaskraftwerken) in Betracht zu ziehen.

Als CO₂-neutrale Energiegase kommen aus heutiger Sicht Wasserstoff, Biomethan und synthetisches Methan in Frage. Biomethan hat aktuell einen Anteil von etwa 1 % im Erdgassystem^[1] und es ist aufgrund der erforderlichen biogenen Rohstoffe fraglich, ob dieser Anteil deutlich gesteigert werden kann. Wasserstoff kann aus verschiedenen Quellen CO₂-neutral hergestellt werden. Entsprechend werden Farbkategorien definiert^[2]. Nicht alle Wasserstoffqualitäten sind „grün“. Es ist zu erwarten, dass in den kommenden Jahren signifikante Mengen an Wasserstoff erzeugt werden. Anders sieht die Situation bei synthetischem Methan aus. Zum einen ist Kohlendioxid nötig, das im Zusammenhang mit Verbrennungs- oder Industrieprozessen (wie bei fossilen Kraftwerken oder bei der Zement- oder Stahlherstellung) entsteht. Zum anderen muss das reine Kohlendioxid mit Wasserstoff unter Energieeinsatz reagieren. Alles zusammen erfordert eine sehr umfangreiche und aufwendige Infrastruktur.

Wärmesektor

Die Anwendung von Erdgas ist aktuell eng mit dem Wärmesektor verbunden. So wird in Deutschland rund die Hälfte aller Wohngebäude mit Erdgas beheizt^[3]. Es muss

nicht nur weniger Erdgas eingesetzt, sondern auch die Effizienz und Suffizienz im Wärmebereich deutlich gesteigert werden.

Insoweit ist es nicht überraschend, dass Studien belegen, den Einsatz von fossilem Erdgas bereits ab 2030 zu reduzieren^[4]. Die offene Frage ist, wie viel dieser Reduktion durch CO₂-neutrale Energiegase kompensiert wird.

In diesem Zusammenhang ist die Bedeutung des Absatzes von fossilem Erdgas für die Erlösseite und für das Geschäftsmodell der (kommunalen) Energieversorgungsunternehmen in Betracht zu ziehen. Weiterhin ist ein enormes Vermögen in der existierenden Gasinfrastruktur gebunden. Schließlich müssen Netzbetreiber heute (Re-)Investitionsentscheidungen treffen, deren Wirkung 40 bis 60 Jahre in die Zukunft greift und die Jahre 2030 und 2050 deutlich überschreitet. Die Aufwendungen der Gasverteilnetzbetreiber in die deutsche Netzinfrastruktur lagen in den letzten Jahren immer deutlich über 1 Milliarde Euro pro Jahr^[5]. Der Deutsche Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW) schreibt, dass „die Gasinfrastruktur in Deutschland technisch auf dem höchsten Niveau ist und stetig ausgebaut wird. Sie sichert die Versorgung mit Erdgas und ist wichtigstes Bindeglied zwischen den Sektoren Strom, Industrie, Wärme und Mobilität^[6].“

Gasnetz

Das deutsche Gasnetz hat insgesamt eine Länge von 511.000 km^[7]. Die 16 Fernleitungsnetzbetreiber betreiben ein etwa 40.000 km langes Übertragungsnetz, um den überregionalen und grenzüberschreitenden Gas-Transport zu gewährleisten^[8]. Darüber hinaus hat Deutschland mit knapp

700 regionalen Verteilungsnetzbetreibern für Gas die komplexeste Struktur in Europa^[8]. Die Verteilungsnetze weisen eine Länge von 471.000 km auf und übertreffen somit die Länge des Übertragungsnetzes etwa um den Faktor 10. Ist das Verteilungsnetz durch die Wärmeversorgung geprägt, versorgt das Übertragungsnetz die unterlagerten Verteilungsnetze, die Industrie und die Gaskraftwerke einschließlich der großen gasbefeuelten (kommunalen) Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen.

Von den rund 950 TWh^[9] an Erdgas, die Deutschland aktuell pro Jahr benötigt, fließen rund 100 % durch das Übertragungssystem. Etwa die Hälfte wird von Kraftwerken, Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und der Industrie abgenommen. Die zweite Hälfte wird überwiegend durch die Verteilungsnetze an die Haushalte, Gewerbe, den Handel und Dienstleistungen geleitet^[10].

Als eine der weltweit größten Speicherkapazitäten hält Deutschland in 47 Gasspeichern eine Kapazität von 230 TWh vor und es kommen 130 TWh Speicherkapazität durch die Gasnetze selbst hinzu^[11].

Zu erwähnen ist, dass in vielen industriellen Anwendungsfeldern der Einsatz von gasförmigen chemischen Brennstoffen (wie Methan) nur schwer durch Elektrizität substituiert werden kann. Mit Erdgas können weit höhere Prozesstemperaturen erreicht werden als mit Elektrizität. Auch eine Substitution von Erdgas durch Wasserstoff ist häufig nicht ohne Weiteres möglich, obwohl sogar etwas höhere Temperaturen erreicht werden können.

Mit Blick auf Wohngebäude ist die Umstellung auf eine Wärmepumpe häufig eine Frage von Isolation und (vorhandenem) Wär-

mesystem. Wird beispielsweise in (älteren) Wohnungen eine Vorlauftemperatur von 60° C benötigt, kann Gas nur durch Fernwärme substituiert werden, oder es ist eine aufwendige Sanierung erforderlich, um die Vorlauftemperatur zu senken. Wärmepumpen verlieren bei höheren Temperaturdifferenzen an Effizienz.

Die skizzierten Aspekte zeigen, wie komplex es ist, eine Lösung zu finden. Klar ist, dass die Klimaziele ohne eine Emissionsreduktion im Wärmesektor nicht erreicht werden. Zudem sind zur Dekarbonisierung im Industriebereich größere Umstellungen erforderlich. Es ist in jedem Fall ratsam, sich intensiv mit Erdgas/Energiegasen und der dazugehörigen Infrastruktur zu befassen.

METHODE UND RANDBEDINGUNGEN

Das House of Energy erarbeitete Anfang 2020 einen Fragebogen ^[12] zum Thema „Gasnetz heute, Einschätzung der Veränderungen in den kommenden 30 Jahren“. Es wurde die persönliche Meinung von 40 Experten aus dem Bereich Verteilungsnetze für Gas angefragt. Mit etwa 20 Antworten lag die Rücklaufquote bei rund 50%. Die Umfrage und ihr Ergebnis sind weder repräsentativ noch umfassend. Dennoch erlauben sie einen ersten Blick in die Branche und vermitteln Eindrücke, wie mit den angesprochenen Themen in direkt betroffenen Unternehmen umgegangen wird.

Insoweit versteht das House of Energy die Umfrage als einen Baustein, um ein sehr wichtiges Thema näher zu beleuchten, und vor allem, um Anregungen zu einer vertieften, aber auch breiteren Befassung mit diesen Fragestellungen zu erhalten.

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Umfrage dargestellt und relevante Themen identifiziert.

In der Auswertung konnten wir feststellen, dass es in den Einschätzungen der Betreiber unterschiedlich großer Netze in fast allen Fragen keinen signifikanten Unterschied gibt. Daher wurden alle Meinungen gleich stark gewichtet. Deutliche Unterschiede gab es in der Frage, welche Gase im Jahr 2050 im Netz erwartet werden. Die Auswertung wurde bei dieser Frage so vorgenommen, dass kleinere Unternehmen mit einfacher, mittlere Unternehmen mit dreifacher und größere Unternehmen mit fünffacher Gewichtung berücksichtigt wurden.

UNTERNEHMENSGRÖSSE UND KONSISTENZ DES ENERGIEGASES HEUTE

Unternehmen

Die teilnehmenden Gasnetzbetreiber wurden in die Kategorien

- a.) kleine Gasnetze (< 1.000 km Leitungslänge),
- b.) mittlere Gasnetze (1.000–5.000 km)
- c.) und größere Gasnetze (> 5.000 km)

unterteilt. Die Stichprobe enthält 8 kleinere, 5 mittlere und 4 größere Gasnetze. Da alle Antworten von Unternehmen aller drei Ka-

tegorien vorliegen, ist die Schlussfolgerung erlaubt, dass die zukünftige Infrastruktur der Gasnetze für die Betreiber von Gasnetzen mit unterschiedlichen Leitungslängen interessant ist.

An dieser Stelle bedanken wir uns herzlich bei allen Unternehmen für ihre Teilnahme.

Ausgangslage 2020

Die Auswertung der Stichprobe zeigt, dass der Volumenanteil von fossilem Erdgas heute in der Regel über 98% (siehe auch Abbildung 5) liegt. In manchen Gasnetzen ist auch Bioerdgas mit einem geringen Anteil im Bereich von 1% bis 2% Anteil vertreten. Allerdings wurde auch ein kleineres Netz mit einem Anteil von 11% Bioerdgas genannt. Wasserstoff und synthetisches Methan spielen zurzeit nahezu keine Rolle. In Einzelfällen gibt es Anteile von bis zu 1%. Auch wenn die Gasqualitäten abrechnungsrelevanten Schwankungen unterliegen, kann in erster Näherung festgehalten werden, dass aktuell Methan mit einem Anteil von über 99% das bei Weitem dominierende Gas ist. In Bezug auf die Herkunft handelt es sich überwiegend um fossiles Methan.

ENTWICKLUNGEN IN DEN KOMMENDEN DEKADEN 2030, 2040 UND 2050

In Deutschland nehmen die drei Gruppen:

- a.) Industrie,
- b.) Haushalte und
- c.) Kraftwerke der Stromversorgung, Fernwärme, Handel und Gewerbe

aktuell jeweils rund ein Drittel des gesamten

Energiegasvolumens in Höhe von rund 950 TWh ab ^[9]. Konkret entfallen vom Erdgas, das im Jahr 2019 abgesetzt worden ist, ca. 350 TWh auf die Industrie, ca. 300 TWh auf Haushalte und ca. 300 TWh auf die Kraftwerke der Stromversorgung, Fernwärme, Handel und Gewerbe ^[9].

Im Wesentlichen wird durch Verbrennung von Gas Wärme mit unterschiedlichen Temperaturniveaus gewonnen. Im Mobilitätsbereich spielt Erdgas aktuell nur eine untergeordnete Rolle. Erdgas ist also mit der Wärmeerzeugung gekoppelt.

In allen drei Gruppen werden signifikante Anstrengungen zu Effizienzsteigerungen unternommen. Neben der Reduktion des Gasbedarfs kann der CO₂-Fußabdruck der Nutzung von Energiegasen im Grundsatz durch Beimischung von grünen Gasen (wie Bioerdgas, synthetischem Methan oder Wasserstoff) reduziert werden. Realistische Chancen hat nur Wasserstoff. Aktuell findet eine Konversion von bisherigen Gas- zu Stromanwendungen (z. B. Wärmepumpe) statt. Im Gegenzug wird Kohle vor allem im Kraftwerksbereich teilweise durch Gas ersetzt.

Gesamtgasbedarf und Entwicklung

Die Einschätzungen, wie sich der Gesamtgasbedarf entwickelt und die Konsistenz verändert, werden in Abbildung 1 bis Abbildung 3 gezeigt. Abbildung 1 zeigt die Veränderungen zwischen 2020 und 2030, Abbildung 2 bezieht sich auf die Veränderungen zwischen 2020 und 2040, während Abbildung 3 den Zeitraum zwischen 2020 und 2050 beschreibt.

Abbildung 1 zeigt, dass der Gesamtgasbe-

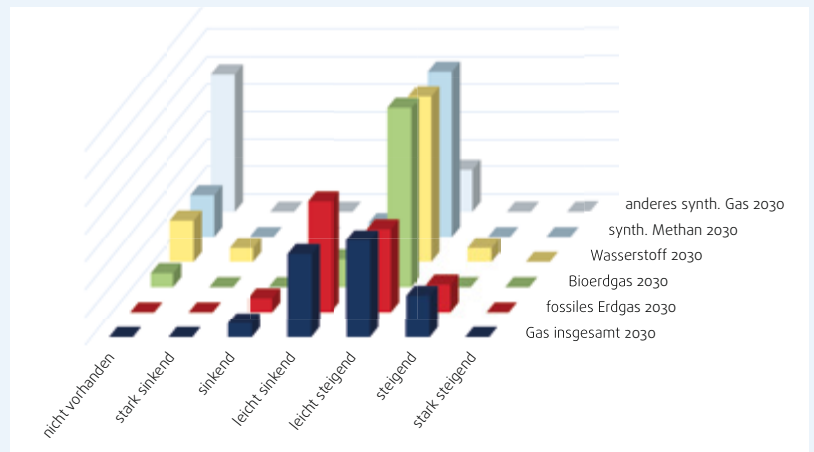


Abbildung 1: Erwartete Energiemenge Gas und die Gaszusammensetzung in Energieanteilen im Jahr 2030 im Vergleich zum Jahr 2020

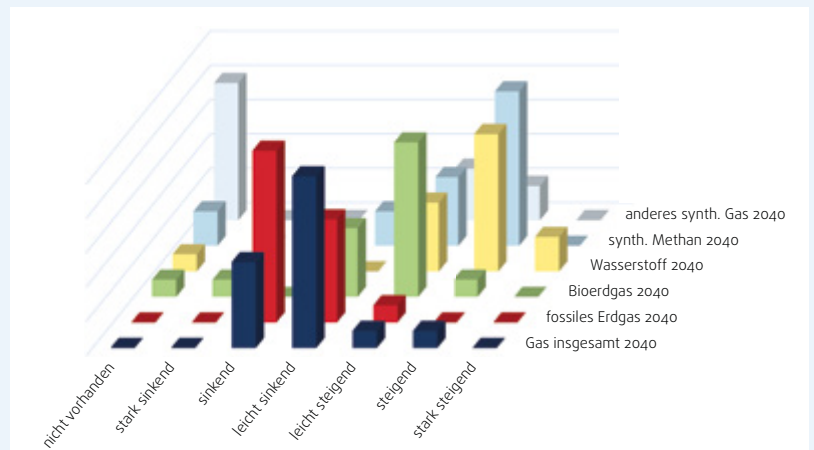


Abbildung 2: Erwartete Energiemenge Gas und die Gaszusammensetzung in Energieanteilen im Jahr 2040 im Vergleich zum Jahr 2020

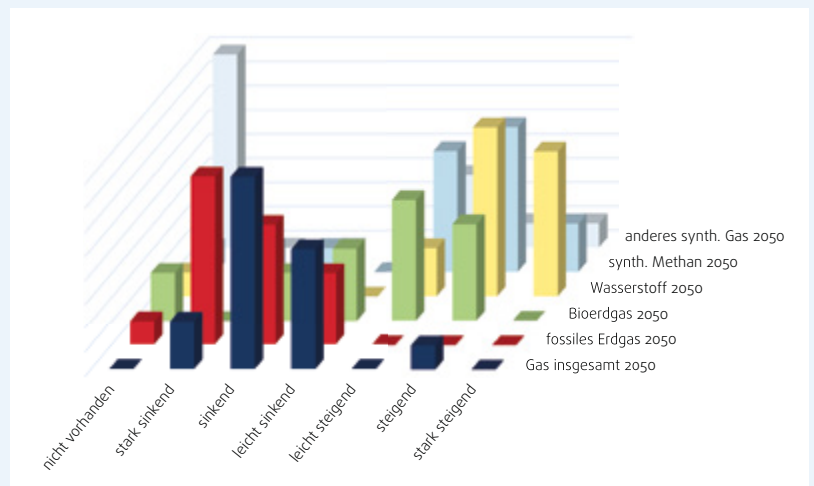


Abbildung 3: Erwartete Energiemenge Gas und die Gaszusammensetzung in Energieanteilen im Jahr 2050 im Vergleich zum Jahr 2020

darf – bezogen auf die Energiemenge – bis zum Jahr 2030 als nahezu konstant eingeschätzt wird. Es gibt eine leichte Tendenz zu einer steigenden Gasgesamtmenge.

Zwischen 2020 und 2040 wird gemäß Abbildung 2 mit einer leicht sinkenden Menge gerechnet. Diese Tendenz verstärkt sich bis 2050, siehe Abbildung 3. Es wird mehrheitlich – also von 70 % der Teilnehmer – erwartet, dass das Gesamtgasvolumen bis 2050 im Vergleich zum Jahr 2020 sinkt.

Legt man die gewählte Quantifizierung der Tendenzen in der Entwicklung der abgesetzten (energiebezogenen) Gasmengen nach Tabelle 1 zugrunde, so ist

- a.) bis 2030 gegenüber 2020 eine leicht steigende Gasmenge von etwa +10 %
- b.) bis 2040 gegenüber 2020 eine leicht sinkende Gasmenge von etwa -10 %

c.) und bis 2050 gegenüber 2020 Reduktion des energiebezogenen Gasabsatzes von etwa 30 % zu erwarten.

Diese Angaben sind als indikativ und weder als repräsentativ noch als umfassend zu verstehen. Sie basieren auf der Quantifizierung gemäß Tabelle 1. Diese Zahlenwerte wurden aus der Frage zum erwarteten Gasabsatz im Jahr 2050 abgeschätzt.

Abbildung 4 stellt die Entwicklung grafisch dar. „Peak Gas“ – unabhängig von der Konsistenz – wäre demnach für das Jahr 2030 zu erwarten.

Der Trend zu einem leicht steigenden Energietransport im Gasnetz bis 2030 zeigt sich auch im erwarteten energiebezogenen Anteil von fossilem Erdgas. Die Erwartungen halten sich zwischen leicht steigend und leicht sinkend in etwa die Waage. Dennoch gibt es Stimmen, die für steigend plädieren.

ren. Zudem wird ein moderates Wachstum von Bioerdgas, synthetischem Methan und Wasserstoff erwartet. Dies kann z.B. durch die Konversion von Öl- auf Gasheizungen erklärt werden. Die zunehmenden Kosten für Kohlendioxidemissionen – Änderung des Brennstoffemissionshandelsgesetzes – und die nicht immer gegebene Eignung der Wärmepumpe könnten diese Entwicklung unterstützen.

Zwischen 2020 und 2040 wird mit einem leicht sinkenden und zwischen 2020 und 2050 überwiegend mit einem sinkenden Energievolumen der übertragenen und verteilten Energiegase gerechnet. Gleichzeitig sinkt der Anteil bis 2050 immer stärker. Damit einher geht eine wichtigere Rolle nicht-fossiler Gase, allerdings bei niedrigerem erwartetem Gesamtvolumen.

Nach den Erwartungen der befragten Gasnetzbetreiber wird der Anteil von Bioerdgas

Stark sinkend	Sinkend	Leicht sinkend	Leicht steigend	Steigend	Stark steigend
-50 %	-30 %	-10 %	+10 %	+30 %	+50 %

Tabelle 1: Definierte Quantifizierung der Tendenzen in der Entwicklung der abgesetzten Gasmenge

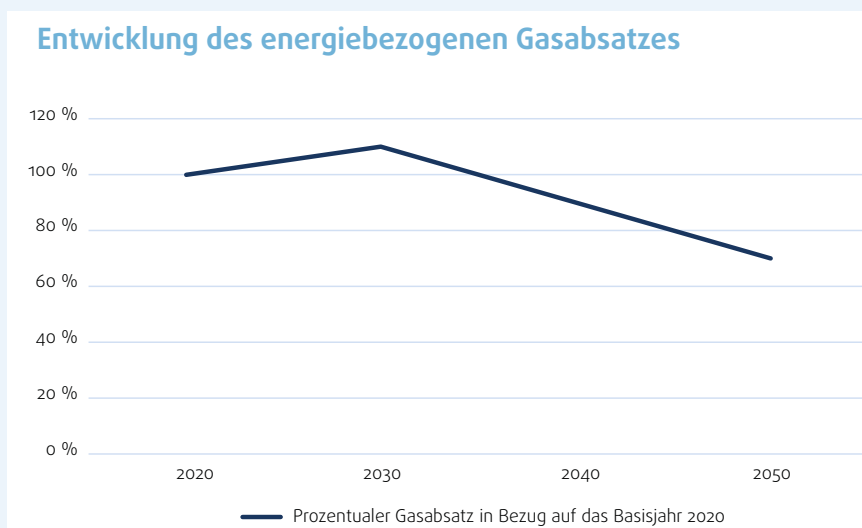


Abbildung 4: Indikative Entwicklung des energiebezogenen Gesamtgasabsatzes

in den nächsten Jahrzehnten leicht ansteigen. Bioerdgas wird 2050 eine wichtigere Rolle spielen als heute, insgesamt jedoch auf einem niedrigen Niveau verharren. Dagegen wird das Potenzial von Wasserstoff im Gasnetz als groß eingeschätzt. Überwiegend wird davon ausgegangen, dass der Anteil bis zum Jahr 2030 leicht ansteigen, bis 2040 ansteigen und 2050 gegenüber 2020 sogar stark ansteigen wird. Für synthetisches Methan wird ein ähnlicher Anstieg bis zu den Jahren 2030 und 2040 prognostiziert. Jedoch wird synthetischem Methan im Jahr 2050 nicht die Bedeutung von Wasserstoff zugetraut. Zurzeit werden andere synthetische Gase bis zum Jahr 2050 kaum oder gar nicht im Gasnetz erwartet.

Damit ergibt sich folgende Prognose für das Gasnetz 2050:

- a.) Die übertragene Energiemenge sinkt um 30 %
- b.) Die Konsistenz des Gases ist überwiegend fossiles Methan mit einem signifikanten Anteil an Wasserstoff sowie begrenzte Mengen an Bioerdgas und synthetischem Methan.

Entwicklung der Konsistenz

Die Abbildungen 5 und 6 stellen die Konsistenz der Gasanteile im Jahr 2020 und 2050 entsprechend der Umfrage dar. Die Grafik zeigt die Anteile der einzelnen Gaskomponenten in einem Boxplot.

Box-Plots

Die Grafik zeigt die gewichteten Anteile der einzelnen Gaskomponenten entsprechend der Unternehmensgröße. Die farbige „Box“ steht für die mittleren 50 % der Daten. Die nach oben und unten dargestellten „Anten-

nen“ sind maximal 1,5-mal so lang wie die Box selbst und enden beim Minimal- bzw. Maximalwert innerhalb dieses Bereichs. Falls es darüber hinaus Ausreißer gibt, so sind diese als Punkte visualisiert. Der Median ist mit einem Strich innerhalb der Box gekennzeichnet. Das „x“ steht für den Mittelwert. Mit Boxplots lassen sich die unter-

schiedlichen Einschätzungen sehr gut darstellen und gewichten.

Mit Blick auf Abbildung 5 werden die Gasanteile heute sehr einheitlich eingeschätzt. Wie Abbildung 6 zeigt, streuen die Einschätzungen für das Jahr 2050 in Bezug auf die Gaskonsistenz deutlich. Da der Blick auf 30

Gasanteile im Jahr 2020

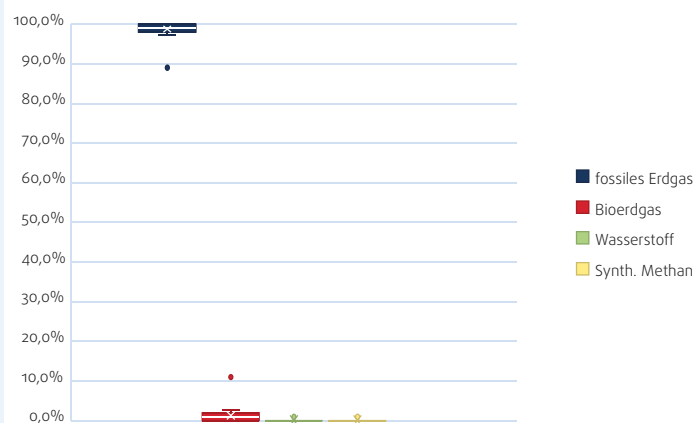


Abbildung 5: Konsistenz des Gases im Gasnetz heute

Gasanteile im Jahr 2050

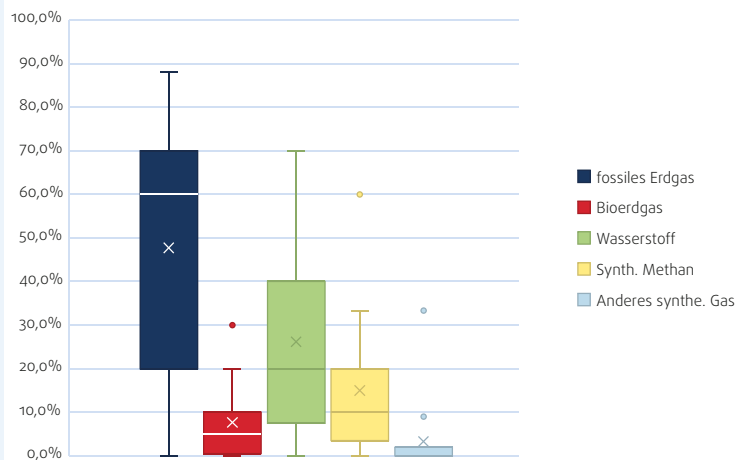


Abbildung 6: Erwarteter Anteil der unterschiedlichen Gase im Jahr 2050 im jeweiligen Netzgebiet des Gasnetzbetreibers

Jahre in die Zukunft gerichtet ist, ist dies nicht erstaunlich. Unabhängig davon erlauben die Antworten die Identifikation einer Tendenz.

Die Erwartungen für 2050 in Bezug auf fossiles Erdgas reichen von einem Anteil von 0 % im Gasnetz bis zu knapp 90 %. Der Medianwert liegt bei 60 %, der Mittelwert bei knapp 50 %. Für Biogas erwartet die Mehrheit einen Anteil von bis zu 10 %. Vereinzelt wird hier auch ein höheres Potential bis zu 30 % gesehen. Bei den Erwartungen zum Wasserstoff gibt es wieder deutlich größere Streuungen. Die meisten Erwartungen liegen zwischen 10 % und 40 %. Es gibt aber auch die Einschätzungen, dass 2050 entweder kein Wasserstoff in den Gasnetzen sein wird oder dass Wasserstoff mit 70 % im Gasnetz dominiert. Synthetischem Methan wird ein etwas kleineres Potential vorhergesagt. Im Median wird dies mit einem Anteil von 10 % erwartet. Allerdings wurden auch Mengen bis 20 % oder in Einzelfällen sogar bis zu 60 % genannt. Andere synthetische Gase werden hingegen kaum erwartet.

Trotz der divergierenden Einschätzungen in Bezug auf die Konsistenz der Energiegase im Gasnetz kann Folgendes festgehalten werden:

- a.) Fossiles Erdgas spielt auch 2050 noch eine dominierende Rolle im Erdgassystem.
- b.) Wasserstoff wird das zweitwichtigste Energiegas.
- c.) Bioerdgas und synthetisches Methan zusammen spielen in etwa die gleiche Rolle wie Wasserstoff.
- d.) Weitere Gase spielen keine Rolle.

Abbildung 7 zeigt die Entwicklung der Konsistenz des Gassystems. Da sich die Einschätzungen der großen Gasnetzbetreiber deutlich von den anderen unterscheiden, flossen die Antworten entsprechend der Unternehmensgröße ein. Die aggregierte Einschätzung der Teilnehmer für 2050 ist, dass bei einem um etwa 30 % reduzierten,

energiebezogenen Volumen an Energiegasen fossiles Erdgas noch einen Anteil von gut 40 % hält. Wasserstoff wird ein Wert von knapp 40 % zugeordnet. Bioerdgas und synthetisches Methan liegen bei jeweils rund 10 %.

Transformation des Gasnetzes

Dies bedeutet, dass Methan im Gassektor 2050 auf einen Anteil von knapp zwei Dritteln kommt und Wasserstoff auf etwas mehr als einen Drittel. Allerdings nimmt der Gesamtenergiebedarf um etwa 30 % auf rund 665 TWh ab.

In Bezug auf die Gasnetze ist anzumerken, dass es vermutlich reine Wasserstoffnetze und Methan-Wasserstoffnetze mit bis zu 20 % volumenbezogenem Wasserstoffanteil geben wird. Der Energieanteil beläuft sich dabei auf 7 %. Damit kann folgende überschlägige Berechnung durchgeführt werden. Werden rund zwei Drittel der benötigten Energiemenge durch Methan dargestellt und wird diese Menge mit 7 % Wasserstoff –

Transformation des Gasnetzes

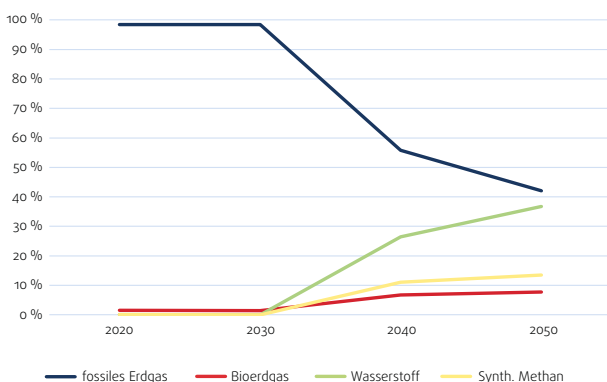


Abbildung 7: Transformation des Gasnetzes (Konsistenz der Energiegase, jeweils bezogen auf die Gesamtmenge)

Energiemengen im Gasnetz

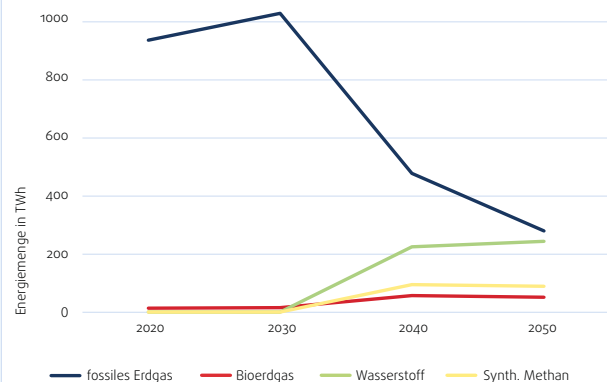


Abbildung 8: Energiemenge des jeweiligen Gases im Gasnetz im Verlauf der Jahre

entsprechend 20 % Volumen – vermischt, so werden rund 72 % der benötigten Energie in Form eines Methan-Wasserstoff-Gemisches und rund 28 % als reiner Wasserstoff zur Verfügung gestellt.

Die kombinierte Betrachtung der Abbildung 4 (Entwicklung der Energiemenge) und Abbildung 7 (Entwicklung der Konsistenz) zeigt, dass die Einschätzung vorherrscht, dass in den kommenden 10 Jahren noch keine großen Änderungen zu erwarten sind.

Anschließend nimmt die Veränderungsgeschwindigkeit aber rapide zu. Die Konversion von heute gasbasierten Anwendungen zu nichtgasbasierten Anwendungen verläuft entsprechend der Befragung zwischen 2030 und 2050 nahezu linear. Pro Jahr sinkt die benötigte Gasmenge um 2 %. Dramatischer stellt sich die parallel verlaufende Veränderung der Konsistenz dar. Zwischen 2030 und 2040 gibt es die größten Verschiebungen zulasten von fossilem Methan. Pro Jahr gehen etwa 4 Prozentpunkte Absatz verloren. Zwischen 2040 und 2050 schwächt sich die Veränderungsgeschwindigkeit ab. Fossiles Methan verliert etwa einen Prozentpunkt pro Absatz pro Jahr. Parallel dazu sinkt aber auch weiterhin der Gesamtgasbedarf.

Beides zusammen ist in Abbildung 8 dargestellt und bedeutet, dass der Bedarf an fossilem Erdgas von 950 TWh in 2020 auf 280 TWh sinkt. Es wird folglich weniger als ein Drittel des heutigen Bedarfs benötigt. Auch hier ist die Abnahme mit durchschnittlich 7,5 % pro Jahr in den Jahren 2030 bis 2040 am stärksten.

Die Einschätzung mit Blick auf den Aufbau der Wasserstoffwirtschaft zeigt Abbildung 9. Erst ab 2030 wird mit substanziellen Beiträgen gerechnet. Insbesondere die Be-

treiber von größeren Gasnetzen (> 5.000 km Leitungslänge) erwarten im Jahr 2050 einen großen Anteil an Wasserstoff (im Mittel 60 %), wohingegen dieser Wert bei den Betreibern von mittleren bzw. kurzen Gasleitungslängen im Durchschnitt jeweils bei 16 % liegt. Das entworfene Bild erweist sich als konsistent mit der Einschätzung, ab welchem Zeitpunkt mit signifikanten Änderungen in Struktur und Betrieb des Gasverteilungsnetzes gerechnet wird.

Erwarteter Energieanteil Wasserstoff im Gasnetz im jeweiligen Jahr im Vergleich zum Jahr 2020

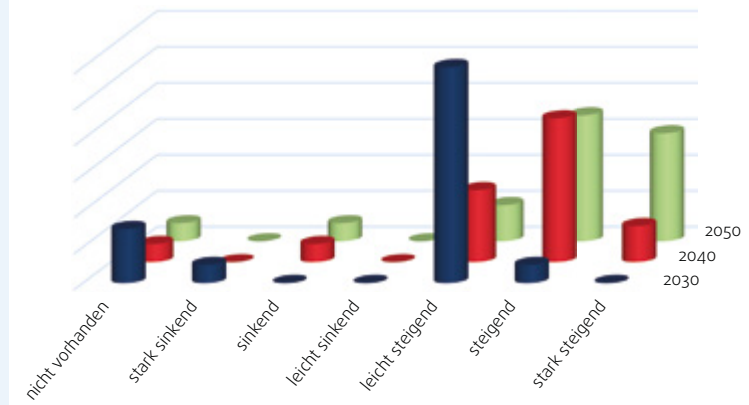


Abbildung 9: Erwarteter Energieanteil Wasserstoff im Gasnetz im jeweiligen Jahr im Vergleich zum Jahr 2020 (Zusammenfassung für Wasserstoff aus den Abbildungen 1 bis 3)

	TWh	Milliarden m ³	Heizwert kWh/m ³ [13,14]
Energiemenge 2050	665		
fossiles Erdgas	280	28	ca. 10
Bioerdgas, aufbereitet*	51	5	ca. 10
Wasserstoff	245	81	2,995
Synth. Methan	89	9	9,968
Summe / Durchschnitt	665	123	5,4

Tabelle 2: Gaszusammensetzung im Jahr 2050 (*Roh-Biogas hat einen deutlich geringeren Heizwert. Für die Einspeisung ins Gasnetz ist nach heutiger Gesetzgebung eine Aufbereitung notwendig)

Abbildung 13 zeigt einen Überblick. Erste Änderungen werden zwischen 2020 und 2030 erwartet, während zwischen 2030 und 2040 deutliche Änderungen prognostiziert werden.

ENERGIEGASSYSTEM 2050

Ausgehend von den durchgeführten Überlegungen lässt sich schlussfolgern, dass sich die Gesamtenergiemenge Gas im Jahr 2050

auf ca. 70 % des heutigen Wertes verringert. Dies entspricht etwa 665 TWh Energie. Die Zusammensetzung des Gases wird sich deutlich von der heutigen Zusammensetzung unterscheiden. Methan und Wasserstoff dominieren.

Betrachtet man die Heizwerte der unterschiedlichen Gase, steigt das Gesamtgasvolumen trotz der Reduktion der Energie um knapp 30 %. Tabelle 2 stellt die Daten zusammen. Damit beträgt bei unveränderten Druckverhältnissen das Gasvolumen im Jahre 2050 ca. 123 Mrd. m³ im Vergleich zu heute 95 Mrd. m³. Ein deutlich zurückgehender Energiebezug schlägt sich also nicht notwendigerweise in einer Volumenreduktion nieder. Diese Abschätzung zeigt, dass auch strukturelle Konsequenzen erforderlich sind. Einerseits wird künftig Energiegas

nicht unbedingt an den Stellen benötigt, an denen dies heute der Fall ist. Andererseits sinkt die Energiedichte. Dies führt zu Netz-anpassungsmaßnahmen sowie ggf. zu Erhöhungen der Betriebsdrücke.

Bereits heute schwankt der Heizwert von Erdgas. Dies dürfte zukünftig noch stärker der Fall sein. Vor allem dürfte eine starke räumliche Differenzierung auftreten. Die Ermittlung der abzurechnenden Energiemenge allein durch Messung des abgenommenen Gasvolumens und einer regional angepassten Berechnung des bezogenen Energiegehalts dürfte so nicht aufrechtzuerhalten sein. Das „Normgas“ im Jahr 2050 hätte aufgrund der erwarteten Zusammensetzung einen durchschnittlichen Heizwert von 5,4 kWh/m³. Wasserstoff nimmt mit rund 65 % (81 Milliarden m³) von insgesamt 123 Milliarden

m³ mit Abstand das größte Volumen ein.

ENERGIEGASANWENDUNGEN 2020 UND 2050

Verbrauchssegmente im Verteilnetz

Vorausgeschickt sei, dass alle Teilnehmer der Befragung auf Verteilungsnetze referenzieren. Damit spielen industrielle oder Kraftwerksanwendungen per Definition eine geringe Rolle, da häufig eine Versorgung aus dem Verbundnetz vorliegt.

Abbildung 10 zeigt, wie der Gasbedarf der Stichprobe auf die Verbrauchssegmente aufgeteilt ist. Gegenübergestellt werden die heutige Situation und die im Jahr 2050 erwartete Situation. Es ist zu beachten, dass

Gasbedarf für Verbrauchssegmente

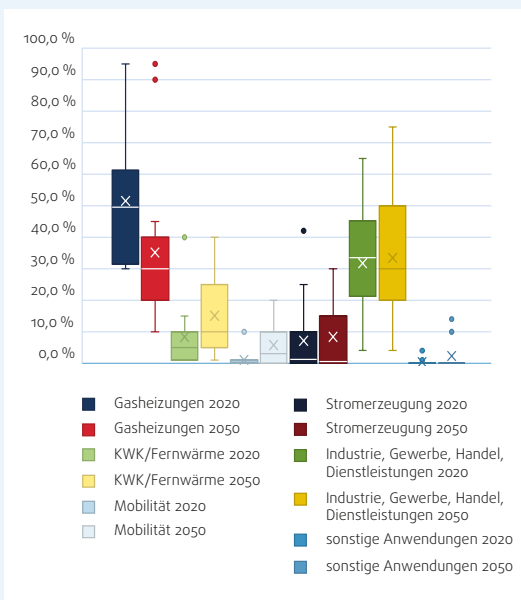


Abbildung 10: Mögliche Aufteilung des Gasbedarfs auf unterschiedliche Verbrauchssegmente im Jahr 2020 und im Jahr 2050

Veränderungen

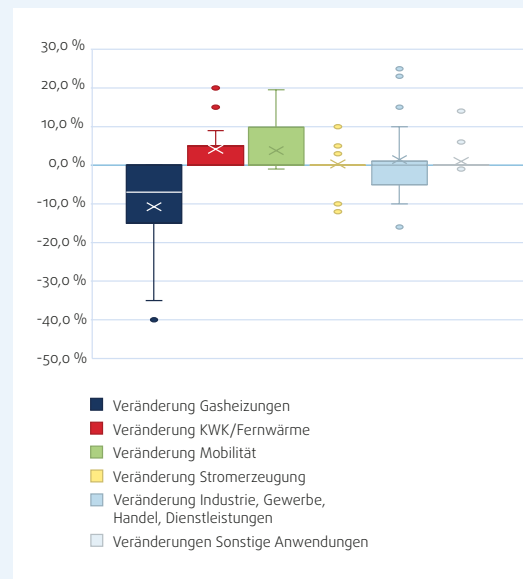


Abbildung 11: Veränderung der möglichen Aufteilung des Gasbedarfs auf unterschiedliche Verbrauchssegmente in Prozentpunkten im Jahr 2020 und im Jahr 2050 jeweils in den einzelnen Netzen betrachtet und hier als gesammelte Daten dargestellt

der Bedarf an Energiegasen bis 2050 gemäß den Einschätzungen der Befragten um etwa ein Drittel sinken wird.

Abbildung 11 zeigt die Veränderungen. Der größte Verbraucher im Verteilungsnetz sind heute Gasheizungen (zwischen 30 % und 95 % in den jeweiligen Netzgebieten). In diesem Bereich wird auch der größte Verbrauchsrückgang (sowohl absolut als auch anteilig) erwartet. Im Mittel beträgt der Rückgang des Anteils am Gasbedarf bei Gasheizungen 10 %. In Kombination mit dem überlagerten Rückgang des Bedarfs an Energiegasen ist dies eine signifikante Größenordnung. Der Gaseinsatz im Heizungsbereich wird in etwa halbiert.

Es wird damit gerechnet, dass die Anteile der weiteren Verbrauchergruppen jeweils

leicht ansteigen. Allerdings sind in einzelnen Netzgebieten durchaus signifikante Abweichungen vom Gesamttrend zu beobachten.

Sowohl bei der KWK/Fernwärme als auch bei der Mobilität werden fast ausschließlich höhere oder gleichbleibende Verbrauchsanteile erwartet. Der Bereich Stromerzeugung verweist auf überwiegend gleichbleibende Anteile. Auch hier ist auf die übergeordnete Abnahme des Gasbedarfs zu verweisen.

Die Einschätzungen für den Bereich Industrie, Gewerbe, Handel, Dienstleistung gehen deutlich auseinander. In verschiedenen Netzgebieten werden teils steigende und teils sinkende Anteile erwartet. In diesem Bereich ist die Streuung aber schon heute sehr groß und reicht von 5 % bis hin zu 65 %. Dies ist nicht verwunderlich, da die räumli-

che Situation eine große Rolle spielt. Zudem ist die (Groß-)Industrie nicht unbedingt im Fokus der Verteilungsnetzbetreiber.

Sonstige Anwendungen spielen heute kaum eine Rolle und werden auch für 2050 nicht erwartet. Daraus lässt sich ableiten, dass keine grundsätzlich neuen Anwendungsgebiete für Energiegase gesehen werden.

Heizenergie

Besondere Aufmerksamkeit erfordert der für Gasverteilungsnetze wichtige Bereich der Heizenergie. Heute tragen in Deutschland fossiles Erdgas mit rund 49 %, Erdöl mit rund 22 % und Fernwärme mit knapp 10 % zur Bereitstellung der Heizenergie in Haushalten bei. Den Rest tragen erneuerbare Energien und Strom (auch gehebelt durch Wärmepumpen) bei ^[95]. Abbildung 12 zeigt die erwartete Heizenergiebereitstellung basierend auf der Stichprobe im Jahr 2050. Es wird angenommen, dass Erdgas (ca. 35 %) und elektrische Wärmepumpen (ca. 32 %) in Haushalten zusammen einen Großteil der Heizenergie liefern werden. Der Anteil an Fernwärme wird mit ca. 19 % zunehmen. Regenerative Energien inkl. Geothermie werden mit 10 % ebenfalls einen Beitrag liefern. Ölheizungen und weitere Quellen sind mit jeweils ca. 2 % für die Bereitstellung der Heizenergie nicht (mehr) relevant. Wenn man neben den Mittelwerten auch die Einzelwerte betrachtet, zeigt sich auch hier eine sehr breite Streuung. Die Erwartungen des Anteils der Erdgasheizungen liegen z. B. zwischen 10 % und 70 %.

In der Umfrage wird allgemein damit gerechnet, dass der Gesamtbedarf an Heizenergie in Haushalten bis zum Jahr 2050 zurückgeht. Für diesen Zeitraum wird eine deutliche Zunahme einer dezentralen Gas-

Heizenergiebereitstellung in 2050

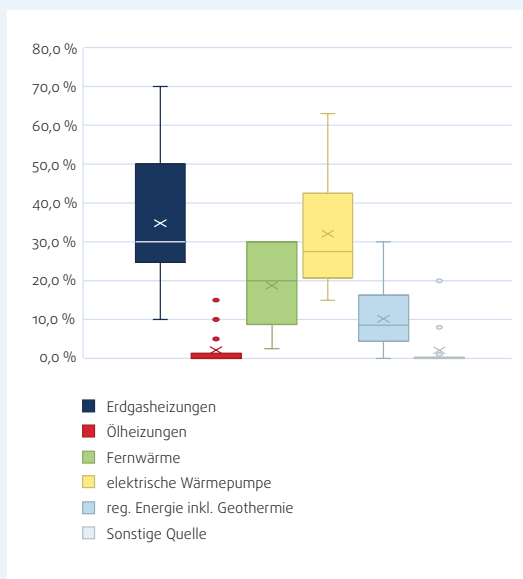


Abbildung 12: Bereitstellung der Heizenergie in Haushalten nach verschiedenen Heizungsformen im Jahr 2050

einspeisung (wie P2G oder Bioerdgas) prognostiziert. Weiterhin nimmt die Bedeutung von Fernwärme zu.

Dieses Ergebnis deckt sich nur teilweise mit einer aktuellen Studie ^[16] des Fraunhofer IEE zum Thema Wasserstoff im zukünftigen Energiesystem. Mit Blick auf den Bereich Gebäudewärme kommt sie zu dem Schluss, dass „für eine Versorgung der dezentralen Gebäudewärme der Einsatz von Wasserstoff nicht notwendig ist.“ Gründe dafür sind, dass das erwartbare Angebot an grünem Wasserstoff begrenzt ist und dieser daher nur da eingesetzt werden sollte, wo keine Alternativen verfügbar sind. Der Gehalt an nutzbarer Energie von Methan und Wasserstoff ist sehr hoch (Enthalpie). Die Flammentemperaturen beider Gase liegen bei Verbrennung in der Luft im Bereich von 2.000 °C. Aus Sicht der Studie ist es nicht zielführend, diese Option für die Bereitstellung von heißem Wasser im Bereich von 40 °C (Fußbodenheizung) oder 60 °C (Radiatoren) einzusetzen. Fernwärme und Wärmepumpe werden daher bevorzugt.

Befragung und Studie sind sich im Trend einig. Allerdings sieht das Ergebnis der Umfrage den Transformationsprozess der Heizung bis 2050 noch nicht soweit fortgeschritten, dass auf Wasserstoff im Heizungsbereich verzichtet werden könnte. Insoweit ist die Frage der Umsetzungsgeschwindigkeit ein wesentliches und ggf. differenzierendes Element.

Wichtig ist der Hinweis, dass Erdgasverteilungsnetze ohne den Transport von Gas für Heizzwecke in eine wirtschaftliche Schieflage kommen würden. Ein Großteil der Energielieferung würde entfallen. Strukturelle Anpassungen der Infrastruktur wären die Folge. Wenn Fernwärme künftig eine wichtigere Rolle spielen sollte, könnten dezent-

rale Heiz- oder KWK-Zentralen einen Ersatz bieten.

PLANUNG, BAU UND BETRIEB VON GASNETZEN

Nachdem betrachtet wurde, wie sich der Gesamtenergiebedarf entwickelt, wurde dargestellt, wie sich die Zusammensetzung und die Nutzung des transportierten Gases verändert. Nachfolgend wird nun der Veränderungsprozess der Gasnetz-Infrastruktur analysiert. 76 % der Befragten berichten, dass sich bereits heute bei Gasnetzplanung, -bau und -betrieb die Zunahme alternativer (dezentraler) Wärmeversorgungsoptionen für Endverbraucher bemerkbar macht. Die dezentralen Anlagen können z.B. Wärmepumpen, Solarthermie oder Holzpellets sein. Von den Befragten bestätigen 65 %, dass bereits heute vorhandene Gasheizungen verdrängt werden, weil im Zuge von Modernisierungen Nah- oder Fernwärmesysteme bzw. Wärmepumpen installiert werden. Es gibt aber auch Regionen, in denen neue Gasanschlüsse nachgefragt werden: „Aktuell gibt es in unserem Gebiet eine enorme Nachfrage nach Gasanschlüssen durch Ölumstel-

lung, was auch in den nächsten Jahren zu einem deutlichen Netzwachstum führt. Ältere Gebäude können in der Regel nicht mit Strom-WP beheizt werden. Diese Situation ist spezifisch für ostdeutsche ländliche Gebiete, in denen nach der Wende nicht sofort überall Erdgas verfügbar war.“

Es werden künftig mäßige bis hohe Änderungen in der Struktur und im Betrieb des Gasnetzes vor dem Hintergrund der Wärmewende erforderlich sein. Die Frage konnte in sechs Abstufungen beantwortet werden (sehr gering, gering, mäßig, deutlich, hoch, sehr hoch). Insgesamt gab es niemanden der/die eine sehr geringe Änderung erwartet. Geringe Änderungen bzw. sehr hohe Änderungen wurden jeweils einmal angenommen. Der Schwerpunkt der Antworten deutet auf eine deutliche Änderungserwartung. Es wird überwiegend davon ausgegangen, dass signifikante Änderungen ab dem Jahr 2040 auftreten werden (Abbildung 13).

Änderungen in Struktur und Betrieb

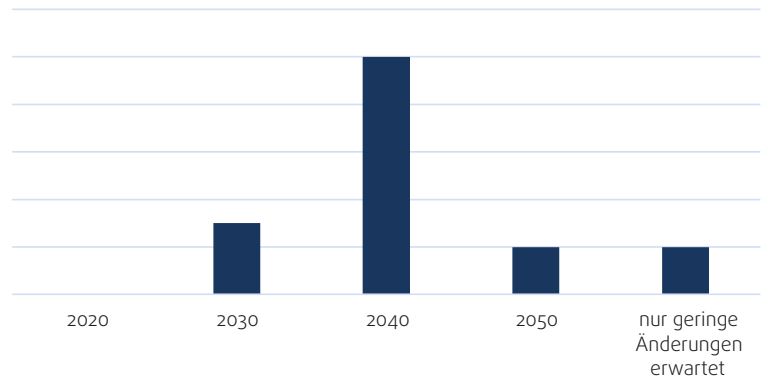


Abbildung 13: Zeitpunkt, an dem signifikante Änderungen in Struktur und Betrieb der jeweiligen Gasverteilungsnetze erwartet werden

FAZIT

Der Blick in die Branche der Gasnetzbetreiber in Form einer nicht repräsentativen Stichprobe zeigt, dass eine Transformation der Gasnetzinfrastruktur erwartet wird. Bis 2030 wird von moderaten Änderungen ausgegangen. Der Schwerpunkt der Veränderungen wird zwischen 2030 und 2040 erwartet. Diese setzt sich bis 2050 in abgeschwächter Form fort. Um 2040 wird mit den größten Veränderungen in Struktur und Betrieb von Gasnetzen gerechnet.

Die Änderungen beinhalten zum einen ein deutliches Absinken der energiebezogenen Gasmenge und zum anderen eine deutlich veränderte Gaszusammensetzung. Die Bedeutung von fossilem Erdgas wird deutlich zurückgehen. Dafür wird in erster Linie Wasserstoff eine wichtige Rolle als Energieträger übernehmen. Dieser Wechsel wird auch in weiteren Studien beobachtet. Der Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber vom 01. Juli 2020 ^[17] beinhaltet unter anderem ein visionäres Wasserstoffnetz – im Übertragungsbereich – als mögliches Zukunftsbild. Dort heißt es: „Die in dem visionären Netz dargestellten Leitungen verbinden Regionen der Wasserstofferzeugung und des Wasserstoffverbrauchs überwiegend unter Nutzung existierender Erdgasinfrastrukturen (zu über 90 %). Es umfasst eine Gesamtlänge von rund 5.900 km.“ Wasserstoffnetze sind nicht von der Regulierung nach dem Energiewirtschaftsgesetz erfasst, aber eine Netzzugangsregulierung und eine Netzentgeltregulierung wird für Wasserstoffnetze diskutiert ^[18]. In einem Gutachten von Becker Büttner Held wird eine gemeinsame Regulierung von Wasserstoff und Erdgas vorgeschlagen ^[19].

Eine Vision für die Rolle von Wasserstoff im Verteilungsnetzbereich fehlt bisher. Zwar gibt es Denkansätze, die jedoch noch nicht gegeneinander verprobt sind. Die aktuell wichtigste Rolle des Gasverteilungsnetzes ist die Versorgung von dezentralen Gasheizgeräten mit fossilem Erdgas. Diese Rolle wird bis 2050 deutlich zurückgedrängt und nur partiell durch Wasserstoff kompensiert, wenn man die Energiemengen betrachtet. Lenkt man den Blick auf die Gasvolumina, so steigen diese – bei konstantem Druck – sogar an, allerdings um den Preis einer deutlich reduzierten spezifischen Energiedichte.

Es gibt Studien, die den Einsatz von Wasserstoff nicht primär im Heizungsbereich sehen. Entsprechend könnten künftig dezentrale KWK-Anlagen – auf Brennstoffzellenbasis – für quartiersbezogene Fernwärmelösungen an Bedeutung gewinnen. Dann müssten nur noch diese anstelle von Einzelgebäuden an das Gasnetz angeschlossen werden. Nicht unerhebliche strukturelle und betriebliche Anpassungen wären die Folge. Zudem müsste stärker in Fernwärmenetze investiert werden.

Es ist weiter damit zu rechnen, dass es reine Wasserstoffnetze geben wird. Methan-Wasserstoffmischnetze werden aber genauso existieren. Zudem sind dezentrale Wasserstoffeinspeisungen z.B. aus Power-to-Gas-Anlagen zu erwarten. Dies erfordert im Hinblick auf künftig stärker schwankende Energiedichten eine Neukonzeption der Zähltechnik.

Die Herkunft des Wasserstoffs wurde in der Umfrage nicht analysiert. Zu den Optionen zur Herstellung von Wasserstoff und zur Farbgebung gibt es einen eigenen House-of-Energy-Beitrag ^[2]. Zumindest perspektivisch ist „grüner“ Wasserstoff – ggf. impor-

tiert – anzustreben. Die Weiterverarbeitung von Wasserstoff mittels Hinzufügung von Kohlendioxid zu Methan ist solange fragwürdig, solange Wasserstoff mittels Dampfreformierung aus Erdgas – also fossilem Methan – gewonnen wird. Hier ist auf die Gesamtenergiebilanz zu achten.

Das Thema Wasserstoff wurde in der Umfrage unter den Gasnetzbetreibern am häufigsten kommentiert. Es wird noch großer Forschungsbedarf gesehen wie z.B.:

- Varianten der „Beimischung von H₂“ vs. „Umwidmung von Erdgasnetzen auf H₂-Netze“
- Akzeptanz von Wasserstoff durch die Bürger
- Wie viel Wasserstoff vertragen Netze und Verbrauchsanlage ohne Umrüstung?
- Wie soll/kann der benötigte Wasserstoff erzeugt werden?

Zum Teil wird hinterfragt, ob es in Zukunft noch volkswirtschaftlich ist, flächendeckende Rohrleitungsinfrastruktur zu bauen bzw. zu erhalten. Auch die regulatorischen Rahmenbedingungen wurden angesprochen. Diese entscheiden, unter welchen Bedingungen Investitionen in das Gasnetz für den Netzbetreiber betriebswirtschaftlich rentabel sind.

Der vom House of Energy erstellte Branchenblick gibt wichtige Hinweise auf Fragestellungen, die im Zusammenhang mit dem Gasnetz der Zukunft auftreten. Er erlaubt Trends und Zusammenhänge zu erkennen und vor allem Fragen zu präzisieren.

Das Umfrage-Ergebnis zeigt die große Unsicherheit der Gasnetzbetreiber in Bezug auf ihre künftige Strategie. Zum anderen zeigt es aber auch Ansatzpunkte für Chancen, die gewachsene Infrastruktur weiter zu nutzen und zu einem Verteilnetz für erneuerbare Energiegase zu entwickeln.

Die Gasnetzinfrastruktur wird spätestens in 10 Jahren größeren Veränderungen unterliegen. Diese Zeit gilt es zu nutzen und das Thema „Zukunft Verteilnetze Gas“ im Dreieck von Wirtschaft, Wissenschaft und Politik gemeinsam zu gestalten. ◇

QUELLEN

- [1] <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/269761/umfrage/einspeisevolumen-von-biogas-in-das-gasnetz-in-deutschland/>
- [2] https://redaktion.hessen-agentur.de/publication/2020/3066_AspunkteNo3WasserstoffStandJuniz020.pdf sowie S. 54 der Perspektiven „Die zweite Halbzeit der Energiewende – Vernetzung von Strom, Wärme und Verkehr“, 2020
- [3] <https://www.unendlich-viel-energie.de/erneuerbare-energie/bioenergie/holzenergie/gruene-gemueticlichkeit-heizen-mit-erneuerbaren-energien-im-waermesektor>
- [4] https://www.die-bbh-gruppe.de/fileadmin/user_upload/Aktuelles/Studien/bbh_Management-Summary_ONLINE.PDF
- [5] https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2019/Monitoringbericht_Energie2019.pdf?__blob=publicationFile&v=5
- [6] <https://www.dvgw.de/themen/gas/infrastruktur/>
- [7] <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/gas-erdgasversorgung-in-deutschland.html>
- [8] <https://zukunft.erdgas.info/gas-im-markt/gas-netz-in-deutschland>
- [9] <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/entwicklung-des-erdgasabsatzes-deutschland>
- [10] <https://www.bdew.de/media/documents/Erdgasabsatz-nach-Verbrauchergruppen.jpg>
- [11] <https://vng.de/de/erdgas-kann-mehr-wir-auch/gasinfrastruktur>
- [12] https://redaktion.hessen-agentur.de/publication/2020/3278_AspunkteNo5GasnetzinfrastrukturDez2020.pdf
- [13] <https://de.wikipedia.org/wiki/Heizwert>
- [14] <https://biogas.fnr.de/daten-und-fakten/faustzahlen>
- [15] https://www.bdew.de/media/documents/20200525_Waermeverbrauchsanalyse_Foliensatz_2020_daQSUCb.pdf
- [16] https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Studien-Reports/FraunhoferIEE_Kurzstudie_H2_Gebaeudewaerme_Final_20200529.pdf
- [17] https://www.fnb-gas.de/media/fnb_gas_2020_nep_entwurf_de_kf.pdf
- [18] https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Wasserstoff/Wasserstoffpapier.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- [19] <https://www.die-bbh-gruppe.de/de/aktuelles/news/bbh-schlaegt-gemeinsame-regulierung-fuer-wasserstoff-und-erdgas-vor>

Wasserstoff aus Erdgas als Bindeglied der alten und neuen Energiewirtschaft

Prof. Dr. Ing. Peter Birkner (House of Energy e.V.) für Engineers for 2°C Target

Neben grünem Strom ist Wasserstoff ein weiteres Schlüsselement zum Erfolg der Energiewende und des Klimaschutzes. Aus Effizienzgründen sollten künftig möglichst viele Anwendungen – beispielsweise im Wärme- oder Mobilitätsbereich – auf der Nutzung von elektrischer Energie basieren. Es gibt aufgrund der relativ geringen spezifischen Energiedichte von Batterien auch Grenzen.

Neben Effizienz ist auch Effektivität gefordert. Damit kommt das Element Wasserstoff ins Spiel. Es kann einige Lücken – im Wärmebereich, aber auch im Bereich großer und schwerer Fahrzeuge, die lange Strecken zurücklegen müssen – schließen. Wasserstoff wird idealerweise nachhaltig mittels Elektrolyse aus „grünem“ Strom hergestellt. Hier aber beginnt das Problem. Der aktuell schleppend verlaufende Ausbau erneuerbarer Stromquellen müsste deutlich beschleunigt und zudem der Zielwert erhöht werden. Würde man energetisch 20 % des aktuellen Erdgasbedarfs durch „grünen“ Wasserstoff ersetzen, würde man etwa 250 TWh an elektrischer Energie benötigen. Dies bedeutet eine Mehrerzeugung gegenüber dem aktuellen Strombedarf von etwa 40 %. Wollte man diese Energie in Deutschland erzeugen, so müsste entweder die Leistung der Photo-

voltaik um den Faktor 5 oder die Leistung der On-Shore-Windkraftanlagen um den Faktor 1,8 ausgebaut werden. Dies zeigt einerseits den Anspannungsgrad, erlaubt aber auch den Hinweis, dass es durchaus möglich ist, vor allem unter Einbeziehung der Off-Shore-Windparks nennenswerte Mengen an „grünem“ Wasserstoff zu erzeugen.

Dennoch ist es zielführend, über Zwischenschritte und Alternativen nachzudenken. Damit kann der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft beschleunigt werden. Als eine Option bietet sich die Umwandlung von Methan – also Erdgas – in „blauen“ oder „türkisen“ Wasserstoff an. Dies kann nur eine Übergangslösung darstellen, denn es wird fossile Energie eingesetzt. Es geht ein großer Teil der im Erdgas enthaltenen nutzbaren Energie – Enthalpie – verloren und es

muss eine Lösung für das Kohlendioxid gefunden werden. Geht man wiederum von einem Wasserstoffanteil von 20 % im Erdgassystem aus, so würde sich der Erdgasbedarf in Deutschland um rund 7 % erhöhen.

Dennoch steht ein klimaneutraler Brennstoff zur Verfügung, mit dem dem Klimawandel begegnet und mit dem vor allem Zeit für den Aufbau des komplexen Energiesystems, das auf erneuerbaren Energiequellen basiert, gewonnen werden kann. Im Zusammenhang mit diesem nachhaltigen Energiesystem sind auch neue internationale Importoptionen, z.B. für „grünen“ Wasserstoff aus Nordafrika oder anderen europäischen Ländern, zu etablieren.

Neben der erprobten Technologie der Dampfreformierung („blauer“ Wasserstoff),

Erzeugung von Wasserstoff

bei der allerdings gasförmiges Kohlendioxid entsteht, das nicht in die Atmosphäre gelangen darf, bietet die Technologie der Methanpyrolyse („türkiser“ Wasserstoff) große Chancen. Dabei wird Methan in Wasserstoff und festen Kohlenstoff aufgespalten. Erste größere Pilotanlagen sind im Entstehen. Dieses Verfahren ist in der Öffentlichkeit noch nicht allzu bekannt, dennoch befassen sich Großkonzerne bereits intensiv damit. Die Möglichkeit, dass diese damit die Lebensdauer ihrer bisherigen Geschäftsmodelle ausdehnen, ist durchaus gegeben. Nicht zu verschweigen ist, dass es auch politischen Diskussionsbedarf gibt, da der Wasserstoff aus dem fossilen Energieträger Erdgas gewonnen wird.

Die Energiewende ist mittlerweile zu einem Wettlauf mit der Zeit geworden. Zu lange wurde zu wenig getan und zu wenig erreicht. Alle verfügbaren Optionen zur Defossilisierung von Wirtschaft, Industrie und Gesellschaft sind zu nutzen und wir müssen uns zudem stärker mit zeitlich begrenzten, aber effektiven Zwischenschritten befassen. Es hilft dem Klima und damit der Menschheit wenig, wenn wir für die Etablierung der – aus heutiger Sicht – besten Lösung zu lange brauchen.

Die Methanpyrolyse ist eine Technik, der man sich intensiv widmen sollte. Entsprechende Projekte mit deutscher Beteiligung sind zu begrüßen und zu unterstützen. Es gibt aber noch einen weiteren substanziellen Punkt, der für die Beschäftigung mit dieser Technologie spricht: Aus – negativ – Betroffenen können Beteiligte werden. Länder und Großkonzerne, die von der Förderung und dem Verkauf von Erdgas abhängig sind, können durch den Einsatz dieser Technik für die Begrenzung der globalen Erwärmung gewonnen werden, da es eine – wenn auch zeitlich begrenzte – aktive Rolle für sie gibt. Auch darüber ist nachzudenken. ◇

Hintergrund

In einem auf der Nutzung der regenerativen Primärenergiequellen Wind, Sonne und Wasserkraft basierenden Energiesystems ist nach heutiger Einschätzung davon auszugehen, dass die Endenergieform Elektrizität eine zentrale Rolle spielen wird. Dies ist darin begründet, dass die heute und in der absehbaren Zukunft verfügbaren und eingesetzten Technologien (im Wesentlichen Windturbinen, Photovoltaikanlagen und Wasserturbinen) diese netzgebundene Energieform direkt bereitstellen. Eine Folge davon ist die zentrale Rolle elektrischer Netze in einem derartigen System.

Die von Anwendern benötigte Nutzenergieformen Wärme, Kälte, Bewegung und Licht können zwar in vielen Fällen durch die Umwandlung von Elektrizität bereitgestellt werden, es gibt aber auch technologische Grenzen. Beispielsweise ist Mobilität durchaus häufig (Züge, U-Bahnen, Straßenbahnen, Oberleitungsbusse), aber bei Weitem nicht immer (PKW, LKW, Schiffe, Flugzeuge) leitungs-basiert realisierbar. Als direkte Stromspeicher kommen Batterien (aktuell Lithium-Ionen-Batterien) zum Einsatz. Dies führt zu sehr effizienten, aber nicht immer notwendigerweise effektiven Lösungen. Die Batterie hat ihre Vorteile auf Straßen, im Kurzstreckenbereich und bei leichten Fahrzeugen. Trotz enormer Fortschritte in den letzten Jahren ist die spezifische Energiedichte einer Batterie im Vergleich zu stofflichen Speichern niedriger und die spezifischen Preise sind höher.

Obwohl das technologische Potential der Batterietechnik (Stichwort Festkörperbatterie) bei Weitem noch nicht ausgeschöpft ist, ist davon auszugehen, dass es in der Mobilität breite Anwendungsfelder im Bereich von Flugzeugen, Schiffen, Zügen, LKW und Nutzfahrzeugen gibt, bei denen auch langfristig stoffliche Energieträger zum Einsatz kommen werden. Weitere Einsatzgebiete dieser Energieträger sind in der Industrie zu finden, wo nicht alle thermischen Prozesse (z. B. in der Stahlherstellung) auf Strom umgestellt werden können. Schließlich ist es erforderlich, dass das elektrische System auch die sogenannte Dunkelflaute, also eine mehrwöchige Periode ohne nennenswertes Windaufkommen und bei bewölktem Himmel, beherrscht. Es gibt in diesem Zusammenhang zwar interessante Entwicklungen im Bereich der Redox-Flow-Batterien (Elektrolyte auf organischer Basis), dennoch dürfte auch hier auf stoffliche Energieträger mit ihrer hohen spezifischen Energiedichte zurückgegriffen werden.

Der einfachste chemische Energieträger ist Wasserstoff (H). Es ist davon auszugehen, dass dieses Element in Zukunft das stromzentrierte Energiesystem in nennenswertem Umfang ergänzt. Insbesondere kann Wasserstoff einen wichtigen Beitrag zur Sektorenkopplung leisten, er kann Methan beigemischt werden und er kann in Reinform nach der Durchführung von Anpassungsmaßnahmen mit der heutigen Erdgasinfrastruktur transportiert und verteilt werden.

Chemisch gesehen handelt es sich bei Wasserstoff immer um ein Molekül aus zwei Wasserstoffatomen (H_2). Je nachdem, wie Wasserstoff erzeugt wird, werden ihm in der Praxis zur Kennzeichnung Farben* zugeordnet. Die chemischen und physikalischen Eigenschaften bleiben davon unberührt.

Grüner Wasserstoff wird aus regenerativen Energieträgern hergestellt. Er kann damit als nachhaltig angesehen werden. Als Ausgangsenergie stehen sowohl grüner Strom als auch aus Biogas hergestelltes Methan (CH_4) zur Verfügung. Aktuell wird der zur Wasserstofferzeugung herangezogene Strom zwar (im Vergleich zu sonstigen Stromanwendungen) mit reduzierten Abgaben, Umlagen und Steuern beaufschlagt, dennoch stellt dies einen gravierenden wirtschaftlichen Nachteil für die Kosten des grünen Wasserstoffs dar. Beim Einsatz von Biogas tritt dieser Nachteil nicht auf.

Blauer Wasserstoff basiert auf fossilem Erdgas (Methan CH_4). Das Herstellungsverfahren ist mit einem CO_2 -Abscheidungs- und -Speicherungsverfahren gekoppelt. Das CO_2 wird dabei nicht an die Atmosphäre abgegeben, sondern in Kavernen, alten Erdgas- oder Erdöllagerstätten verpresst. Vor allem Norwegen verfügt hier über große Erfahrungen. Aufgrund seiner fossilen Basis kann blauer Wasserstoff nur eine Übergangslösung darstellen.

Grauer Wasserstoff wird wie blauer Wasserstoff aus fossilen Energieträgern hergestellt. Allerdings wird das bei der Herstellung entstehende CO_2 emittiert und trägt so zum Klimawandel bei. Auch Wasserstoff, der aus konventionellem fossil erzeugtem Strom hergestellt wird, gehört in diese Kategorie. Diese Art von Wasserstoff hat heute einen großen Anteil am verfügbaren Wasserstoff. Sie kann nicht als nachhaltig angesehen werden und ist daher kurzfristig zu substituieren.

„Türkisfarbener“ Wasserstoff entsteht bei der Methanpyrolyse. Dabei wird fossiles Methan katalytisch in Wasserstoff und festen Kohlenstoff C gespalten. Türkisfarbener Wasserstoff ist bei ganzheitlicher

Betrachtung blauem Wasserstoff vorzuziehen. Allerdings ist die entsprechende Technologie noch nicht etabliert und führt daher aktuell zu höheren (betriebswirtschaftlichen) Kosten. Wiederum kann diese Form von Wasserstoff nur eine Übergangslösung darstellen.

Alle Umwandlungsschritte benötigen Energie. Damit wird nur ein Teil der eingesetzten Energie in Wasserstoff umgewandelt.

Aspekte

Weltweit werden etwa 50 Millionen Tonnen Wasserstoff pro Jahr erzeugt und verbraucht. Davon werden ca. 60 % durch eigens errichtete Anlagen hergestellt. Nur 5 % dieser Menge wird durch Elektrolyse aus Strom und Wasser erzeugt. 95 % basieren auf dem Einsatz von fossilen Kohlenwasserstoffen (inkl. Erdgas).

Etwa 40 % des benötigten Wasserstoffs stammen aus Industrieprozessen, bei denen Wasserstoff als Nebenprodukt anfällt.

Beim Einsatz von Methan – dem Hauptbestandteil von Erdgas – ist zu beachten, dass dieses Gas ein sehr stark wirksames Treibhausgas ist. Es trägt 21- bis 25-mal stärker zum Klimawandel bei als CO_2 . Bei der Förderung und dem Transport von Methan entweicht ein Teil davon schon vorab in die Atmosphäre (Vorkettenemission). Dies betrifft alle Verfahren, die Erdgas einsetzen, und folglich auch die Erzeugung von Wasserstoff aus Erdgas. Je nach Quelle und Verfahren zur Wasserstoffgewinnung fallen hierbei mindestens Treibhausgasemissionen von umgerechnet 143 g CO_2 /kWh (bzw. 4,76 kg CO_2 /kg H_2) an.

Im Folgenden werden gängige Verfahren zur Wasserstoff-Erzeugung beschrieben und dem gewonnenen Wasserstoff wird die jeweilige Farbe zugeordnet. Dabei ist festzustellen, dass die Farbe des Wasserstoffs nicht zwingend an ein Verfahren gekoppelt ist, sondern es ebenfalls eine Rolle spielt, welche Ausgangsenergieform verwendet wird und ob im Zuge der Umwandlung CO_2 anfällt.

→ 1. Wasserstoff aus Chlor-Alkali-Elektrolyse im Zuge der Herstellung von Natronlauge und Chlor

Die weltweite Produktionskapazität von Chlor lag 2012 bei ca. 77 Mio. Tonnen pro Jahr. Das Verfahren wird seit Jahrzehnten großtechnisch angewendet. Es ist dort wirtschaftlich sinnvoll, wo ein Bedarf an Laugen (und gegebenenfalls Chlor) besteht, lohnt sich aber allein zum Zweck der Wasserstoffherstellung nicht. Basis

des Prozesses ist die Umwandlung von Kochsalz NaCl und Wasser H₂O zu Chlor Cl₂, Natriumhydroxid (Natronlauge) NaOH sowie Wasserstoff H₂:



FARBE: Hier fällt der Wasserstoff in der chemischen Industrie als Nebenprodukt an und ist günstig verfügbar. Die Farbgebung ist hier nicht eindeutig: Oft wird diesem Wasserstoff keine Farbe zugeordnet, da es sich um ein Nebenprodukt handelt. Da es sich bei diesem Prozess um ein stromintensives Verfahren handelt, wird dieser Wasserstoff andererseits in der Literatur auch als grauer Wasserstoff bezeichnet. Die Energie wird in Form von elektrischem Strom zugeführt, so dass in neueren Studien der durch Chlor-Alkali-Elektrolyse gewonnene Wasserstoff entsprechend dem Anteil erneuerbarer Energien am Strommix ebenfalls anteilig als grün angesetzt wird. Bei ausschließlichem Einsatz von regenerativ erzeugtem Strom kann somit auch grüner Wasserstoff gewonnen werden.

→ 2. Wasserstoff aus Dampfreformierung von Methan

Im Dampfreformer wird aus Methan (CH₄, Erdgas) und Wasserdampf (H₂O) in einem Reaktor bei hohen Temperaturen zunächst Wasserstoff H₂, Kohlenmonoxid CO erzeugt und in einem zweiten Prozessschritt der Kohlenmonoxid-Anteil mit Dampf zu Kohlendioxid CO₂ und Wasserstoff H₂ konvertiert:



Die Dampfreformierung von Erdgas ist aktuell die (betriebs-)wirtschaftlichste Methode, Wasserstoff zu erzeugen. Diese liefert weltweit den größten Anteil des jährlich benötigten Wasserstoffs.

FARBE: Standardmäßig wird bei der Dampfreformierung Erdgas eingesetzt. Der Wasserstoff wird dann als grau bezeichnet, wenn das CO₂ in die Atmosphäre abgegeben wird. Von blauem Wasserstoff spricht man, wenn das CO₂ abgeschieden und genutzt oder eingelagert wird.

Wird Biogas statt Erdgas als Energieträger eingesetzt, erhält man mit der Dampfreformierung grünen Wasserstoff.

→ 3. Wasserstoff aus Methanpyrolyse

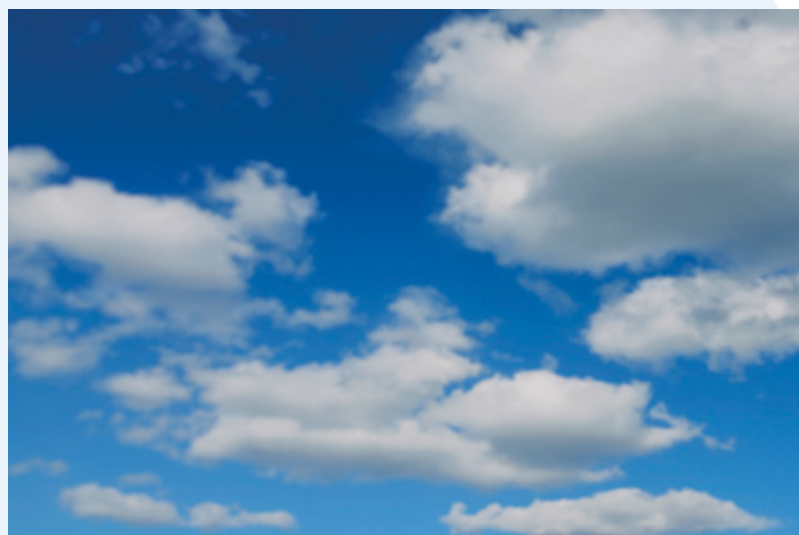
Das Verfahren der Methanpyrolyse nutzt zur Wasserstoffherzeugung ebenfalls Erdgas als Quelle. Das enthaltene Methan wird thermisch in einem Hochtemperaturreaktor in gasförmigen Wasserstoff und festen Kohlenstoff gespalten. Aktuell gibt es hierfür nur Pilotanlagen. Der Vorteil ist, dass der Kohlenstoff hier in fester Form vorliegt und damit kein weiteres treibhauswirksames Gas entsteht.



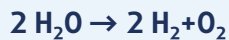
FARBE: Für dieses Verfahren wurde eine eigene Wasserstofffarbe eingeführt. Da bei diesem Verfahren zwar Erdgas eingesetzt wird, dabei aber kein CO₂ entsteht, bekommt der Wasserstoff die Farbe türkis.

→ 4. Wasserstoff aus Elektrolyse

Ein sehr bekanntes und in der jüngeren Zeit deutlich weiterentwickeltes Verfahren zur Gewinnung von Wasserstoff ist die Elektrolyse. Elektrischer Strom spaltet den Ausgangsstoff Wasser in Sauerstoff und Wasserstoff. Hierbei wird von Power to Gas (PtG) gesprochen. Der elektrische Strom wird benötigt, um den gasförmigen Wasserstoff zu erzeugen. Mit Letzterem hat man einen Energieträger, der besser speicherbar ist. PtG-Technologien sind technisch erprobt und verfügbar. Die Kosten für PtG-Technologien sind im Moment noch hoch und werden durch Lern- und Skaleneffekte in der Zukunft noch deutlich sinken.



Es gibt verschiedene Elektrolyseverfahren: Stand der Technik ist hier die alkalische Elektrolyse. Vereinfacht gesagt werden hier zwei Metallelektroden, die durch eine Membran getrennt sind, in eine alkalische wässrige Lösung eingetaucht. Nach dem Anlegen einer elektrischen Spannung und mit einsetzendem Stromfluss wird das Wasser gespalten. Bei der PEM-Elektrolyse, die eine Protonenaustauschmembran (Proton Exchange Membrane) einsetzt, wird dagegen eine saure Lösung verwendet und die Anforderungen an die Elektroden sind höher. Dafür ist hier ein Betrieb in Teillast möglich und so kann besser auf schwankende Strommengen reagiert werden. Ein drittes Elektrolyseverfahren ist die Hochtemperaturelektrolyse. Dieses Verfahren ist noch nicht kommerziell verfügbar, sondern befindet sich in der Entwicklung. Die chemische Reaktion lautet:

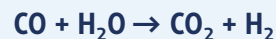


FARBE: Die Farbe des erzeugten Wasserstoffs hängt bei der Elektrolyse von der Herkunft des Stroms ab. Wenn dafür Strom aus erneuerbaren Energien (EE) eingesetzt wird, wie dies propagiert wird, erhält man grünen Wasserstoff. Die Elektrolyse soll die Hauptquelle für grünen Wasserstoff werden, da die Elektrolyseure stromnetzdienlich gefahren werden können und somit genau dann Wasserstoff erzeugen, wenn der Strom aus EE sonst nicht benötigt wird oder das Stromnetz den Strom lokal nicht aufnehmen kann.

Prinzipiell ist hier für die Farbe entscheidend, ob bei der Erzeugung des eingesetzten Stroms CO_2 angefallen ist oder hierfür regenerative Energien verwendet wurden.

→ 5. Kohlevergasung

Die Kohlevergasung war früher für die Herstellung von Stadtgas wichtig, heute ist sie für den Einsatz in Kraftwerken sowie für die chemische Industrie (Synthesegas) und für die Hüttenindustrie bedeutungsvoll. Hier wird Kohle als Rohstoff eingesetzt und zusammen mit Wasser entsteht neben Wasserstoff auch CO_2 :



FARBE: Bei der Kohlevergasung entsteht CO_2 . Daher erhält man hier grauen Wasserstoff. Mit großem Aufwand und Kosten könnte das CO_2 abgeschieden und gespeichert werden. Theoretisch ist es daher möglich, blauen Wasserstoff zu erzeugen.

→ 6. Weitere Verfahren

Es gibt weitere industrielle Verfahren, wo Wasserstoff als Nebenprodukt anfällt und genutzt werden kann. Da die Wasserstoffherzeugung hier nicht im Vordergrund steht, sondern zusätzlich anfällt, ist es nicht üblich, dem Wasserstoff eine Farbe zuzuordnen. Den Verfahren ist gemein, dass sie auf fossile Energieträger zurückgreifen. Die Verfahren und Reaktionsgleichungen werden im Folgenden aufgeführt:

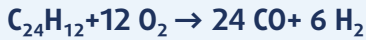
a) Partielle Oxidation

Bei der partiellen Oxidation wird ein unterstöchiometrisches Brennstoff-Luft-Gemisch in einem Reformer teilweise verbrannt und es entsteht ein wasserstoffreiches Synthesegas. Die partielle Reduktion gilt als technisch ausgereift. Es werden sowohl flüssige Brennstoffe (wie z.B. Heizöl) als auch feste Brennstoffe eingesetzt (z.B. Kohle).

Ein typischer Bestandteil von Heizöl ist $\text{C}_{12}\text{H}_{24}$. Dies kann folgendermaßen reagieren:



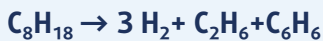
Ein typischer Bestandteil von Kohle ist $C_{24}H_{12}$. Die Reaktionsgleichung der partiellen Oxidation lautet:



Das bei diesen beiden Reaktionen entstandene Synthesegas Kohlenmonoxid nutzt die chemische Industrie u. a. in der Methanolsynthese oder in der Fischer-Tropsch-Synthese.

b) Benzinreformierung

Beim Aufspalten von Oktan in Ethan und Benzol fällt Wasserstoff als Nebenprodukt ab. Dies ist eine Wasserstoffquelle in der chemischen Industrie:



c) Ethylenherstellung

Ethylen ist eine der am meisten produzierten Grundchemikalien. Bei der Synthese aus Ethan fällt ebenfalls Wasserstoff als Nebenprodukt an:



Die unter Punkt 1 bis 6 beschriebenen Verfahren tragen heute in unterschiedlichem Anteil zur Wasserstoffgewinnung in Deutschland bei. Einige Verfahren sind noch in der Erprobung und für die zukünftige Wasserstoffversorgung von Bedeutung. Wasserstoff wird heute im Wesentlichen durch die Dampfreformierung von fossilem Methan unter Emission von CO_2 in die Atmosphäre erzeugt.

FAZIT

Wasserstoff eignet sich sehr gut als Energieträger für die Energiewirtschaft. Dabei ist der erzeugte Wasserstoff immer nur so nachhaltig, wie die Energie oder der Energieträger, die zur Herstellung eingesetzt werden. Heute wird der Wasserstoff überwiegend aus fossilen Energieträgern gewonnen (grauer Wasserstoff) und trägt damit negativ zum Klimawandel bei. Das Ausmaß der Emissionen kann hier gemindert werden, indem CO_2 abgeschieden wird (blauer Wasserstoff) oder bei der Erzeugung von Wasserstoff die Methanpyrolyse eingesetzt wird (türkiser Wasserstoff).

Bei einer Wasserstoffgewinnung aus erneuerbaren Energien ist der Wasserstoff emissionsfrei (grüner Wasserstoff) und kann gleichzeitig einen großen Beitrag zur Sektorenkopplung von Strom, Wärme und Verkehr leisten, die für das Gelingen der Energiewende notwendig ist.

Nur grüner Wasserstoff kann als nachhaltig angesehen werden. Die Wasserstoffherstellung auf Erdgasbasis nutzt einen endlichen fossilen Energieträger und ist daher nur als Übergangslösung vorstellbar. Dabei ist zu beachten, dass Methan selbst ein hoch wirksames Klimagas ist.

Wasserstoffherstellungsverfahren, bei denen CO_2 in die Atmosphäre entlassen wird, sind sehr kritisch zu sehen und sollten in der aktuellen Form nicht weiter betrieben werden.

Die Etablierung einer Wasserstoffwirtschaft kann allgemein in eine Aufbau- und eine Betriebsphase unterteilt werden. Letztere muss den Kriterien der Nachhaltigkeit genügen. In der Aufbauphase ist grundsätzlich ein breiteres Portfolio vorstellbar. Vor- und Nachteile sind hier abzuwägen. Die Aufbauphase sollte zeitlich nicht zu ausgedehnt sein.

Grüner Wasserstoff kann in nennenswertem Umfang in Deutschland hergestellt werden. Die führt aber zu einem höheren Bedarf an elektrischer Energie und damit zu höheren Kapazitäten erneuerbarer Energien. Aus heutiger Sicht wäre hier insbesondere Wind (offshore und onshore) in Betracht zu ziehen. Darüber hinaus ist auch der Import von grünem Wasserstoff aus Ländern mit höherem Sonnenscheindargebot in Betracht zu ziehen. Letzteres würde sich auch positiv in Bezug auf die ökologische, ökonomische und soziale Situation in diesen Ländern auswirken. Der Import kann mittels Pipelines oder Schiffen in gasförmiger oder flüssiger Form erfolgen.

*ANMERKUNG

Die Farbenlehre des Wasserstoffs ist nicht in allen Publikationen einheitlich und teilweise werden weitere Farben in die Diskussion gebracht. Die vier hier vorgestellten Farben werden aber in einem großen Konsens wie beschrieben verwendet.

Es gibt regelmäßig Versuche, dem Wasserstoff weitere Farben zuzuordnen, wenn ein definiertes Herstellungsverfahren beschrieben wird. Eine Auswahl davon wird hier dargestellt:

- **Weiß:** In dieser Ausgabe der HoE-Aspekte haben wir dem Wasserstoff keine Farbe zugeordnet, wenn er als Nebenprodukt in der chemischen Industrie entsteht. In einigen Studien wird dieser Wasserstoff als weißer Wasserstoff bezeichnet. Ebenfalls wird Wasserstoff aus natürlichen geologischen Wasserstoffvorkommen als weißer Wasserstoff bezeichnet. Bei Letzterem ist die grundsätzliche wirtschaftliche Nutzbarkeit und das vorhandene Potenzial Gegenstand von Forschungsprojekten.
- **Gelb:** Wird Wasserstoff aus Elektrolyse hergestellt, ist die Farbe des Wasserstoffs abhängig von der Herkunft des eingesetzten Stroms. Wenn von gelbem Wasserstoff die Rede ist, wird der allgemeine Strommix verwendet.
- **Rot, Pink:** Es gibt gelegentlich Vorstöße, Strom aus Kernkraftwerken zur Elektrolyse einzusetzen. Die Farbgebung des so entstehenden Wasserstoffs ist bisher nicht eindeutig, sondern wird manchmal als rot, in anderen Quellen mit pink oder auch mit gelb angegeben.

→ **Schwarz:** Wasserstoff aus der Elektrolyse mit Strom aus Kohlekraftwerken wird in Einzelfällen als schwarzer Wasserstoff bezeichnet. Ebenfalls wird manchmal von schwarzem Wasserstoff gesprochen, wenn dieser aus der Vergasung von Kohle oder Öl gewonnen wird.

→ **Braun:** Der Wasserstoff, der heute als grau bezeichnet wird, wurde früher braun genannt.

Diese Liste erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit und einige dieser Farben werden so nicht in eine allgemein anerkannte Wasserstofffarbgebung eingehen, u. a. weil es keine nennenswerten Anteile von Wasserstoff mit dem jeweiligen Herstellungsverfahren gibt oder weil die Farbe mehrfach verwendet wird. Das hier als weißer Wasserstoff bezeichnete Nebenprodukt spielt in der heutigen Wasserstoffwirtschaft eine wichtige Rolle und hat aus unserer Sicht gute Chancen, in der Diskussion um die Farbe des jeweils verwendeten Wasserstoffs verstärkt Einzug zu halten. Wenn zukünftig Elektrolyseure zur Stabilisierung des Stromnetzes eingesetzt werden und diese nicht direkt an einen Wind- oder Solarpark angegliedert sind, sondern mit dem allgemeinen Strommix betrieben werden, kann auch dafür eine Farbe (z. B. Gelb) sinnvoll sein, um den Wasserstoff zu klassifizieren.

Wichtig ist, dass die jeweilige Farbe, die dem Wasserstoff zugeordnet ist, keine Auswirkung auf die physikalischen und chemischen Eigenschaften hat, sondern ausschließlich ein Herkunftsnachweis ist. ♦

QUELLEN

<https://www.bmbf.de/de/eine-kleine-wasserstoff-farbenlehre-10879.html>

<https://zukunft.erdgas.info/gas-im-markt/gas-netz-in-deutschland>

<https://www.springerprofessional.de/betriebsstoffe/verfahrenstechnik/woher-kommt-der-wasserstoff-/17201618>

https://www.greenpeace-energy.de/fileadmin/user_upload/broschuere-wasserstoff.pdf

https://www.asue.de/brennstoffzellen/broschueren/310929_asue-broschuere_energietaeager-wasserstoff

Grundsätze eines Managementkonzepts für die Transformation des Energiesystems

Die Schnittstellen zwischen
Politik, Verwaltung,
Wirtschaft und Technologie

Prof. Dr. Peter Birkner (House of Energy e.V., Kassel)
Dr. Thomas Gambke (Grüner Wirtschaftsdialog e.V., Berlin)
Gabriele C. Klug (Grüner Wirtschaftsdialog e.V., Berlin)

Die Energiewende ist eine der zentralen Antworten auf den anthropogenen Klimawandel, der maßgeblich durch die übermäßige energetische Nutzung fossiler Brennstoffe in globalem Maßstab wesentlich verursacht wird. Im Kern bedeutet sie den fundamentalen Umbau wesentlicher Infrastrukturkomponenten, die für ein modernes Leben, Produzieren und Wirtschaften erforderlich sind. Dabei sind die Aspekte der Nachhaltigkeit – Ökologie, Ökonomie und Soziologie – genauso zu beachten wie die Tatsache, dass die Gesamtzahl der Menschen auf der Erde in den nächsten Dekaden auf acht bis zehn Milliarden ansteigt. Energiewende ist global zu denken, auch wenn die Ausprägung subsidiär ist. Weiterhin nimmt die Ethik einen zentralen Platz ein. Im Zuge der Veränderung können und müssen für viele Menschen die Einhaltung der Menschenrechte, die Möglichkeiten der Bildung und die grundlegende materielle Versorgung verbessert werden.

Diese komplexen Veränderungen erfordern ein durchdachtes Managementkonzept. Auch während der mehrere Jahrzehnte dauernden Umbauphase muss die für Wirtschaft und Gesellschaft lebenswichtige Infrastruktur voll funktionsfähig bleiben. Aus nationaler Perspektive darf zudem die internationale Wettbewerbsfähigkeit nicht verloren gehen. Eine Abwanderung von Arbeitsplätzen und Produktionsstätten in Regionen mit niedrigeren Sozial-, Effizienz- und Umweltstandards ist nicht zielführend („Carbon Leakage“). Der Transformationsprozess ist also unter Einhaltung von Randbedingungen durchzuführen.

Die Ableitung eines geeigneten Managementkonzepts basiert auf den technisch-physikalischen Eigenschaften des angestrebten regenerativen Energiesystems und seiner Randbedingungen. Wind und solare Strahlung sind – in der Regel – die entscheidenden globalen Primärenergiequellen. Dies schließt die Nutzung von Wasserkraft, Geothermie oder anderen regenerativen Energiequellen bei gegebenen geographischen Voraussetzungen keinesfalls aus. Auch Abfall ist hier in Betracht zu ziehen.

Wind und solare Strahlung sind durch eine geringe Energiedichte, eine hohe Volatilität, eine begrenzte zeitliche Verfügbarkeit sowie ein intermittierendes Dargebot gekennzeichnet. Weiterhin wandeln die eingesetzten technischen Aggregate – Photovoltaik, Windturbinen – die Primärenergie in der Regel in elektrische Energie um.

Dies erlaubt drei Schlussfolgerungen:

1. **Die Nutzung von erneuerbaren Energien erfordert Fläche** – Das Erscheinungsbild von Landschaft und Städten verändert sich. Die Akzeptanz der Bevölkerung durch deren Partizipation und Integration wird zum zentralen Element. Weiterhin sind die Zielkonflikte zwischen Energie, Biodiversität und Nahrungsmittelproduktion zu lösen. Der Einsatz nachwachsender Energierohstoffe ist sorgfältig abzuwägen und die energetische Nutzung ohnehin vorhandener Flächen wie Dächer, Fassaden oder Lärmschutzwände ist zu unterstützen.

2. **Das künftige Energiesystem ist stromzentriert** – Die neue leistungsstarke Dynamik auf der Erzeugungsseite wird auf das Stromnetz projiziert. Energiewende wird zur Leistungs- bzw. Flexibilitäts-wende. Perioden mit mehrfacher Überproduktion und Perioden mit deutlicher Minderproduktion wechseln sich ab. Das bisher auf steuerbare Produktion ausgelegte Stromsystem muss angepasst werden. Digitalisierung („Smartness“), Flexibilisierung und Echtzeitstromwirtschaft werden zu zentralen operativen Elementen, während im Hinblick auf die Struktur interagierende und hierarchisch aufgebaute Energiezellen zu etablieren sind.

3. **Die Stabilität des Stromsystems muss sichergestellt werden** – Versorgungssicherheit und Systemstabilität sind sowohl bei Minder- als auch bei Überproduktion zu gewährleisten. Die vom systematischen Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Bedarf geprägten Zeiträume reichen vom Sekundenbereich („Frequenz-Leistungsregelung“) bis hin zu mehreren Wochen („Dun-

kelflaute“). Entsprechend angepasst müssen auch die technischen Antworten sein. Im kurzzeitigen Bereich sind schnell änderbare Lasten und Kraftwerke gefragt („Flexibilitäten“), während im Stunden- bis Wochenbereich Speicher zu installieren sind. Der bidirektionale Wechsel zwischen Elektrizität und anderen Energieformen wie Wasserstoff oder Wärme wird zum substantiellen Element. Neben Verfahren wie Batterien und Pumpspeicherkraftwerke erhalten neue Power-2-X- (Elektrolyseur) und X-2-Power-Technologien (Brennstoffzelle, Wasserstoffturbine) sowie die Sektorenkopplung (zwischen Elektrizität, Mobilität und Klimatisierung) eine zentrale Bedeutung.

Es entsteht ein interagierendes, multimodales Energiesystem, dessen Umfang und Komplexität vor allem durch Suffizienz und Effizienz auf der Bedarfsseite reduziert werden kann.

Digitalisierung ist hier ein wertvolles Instrument, das in der Lage ist, den Energiebedarf ohne Komfort- oder Produktivitätseinbuße zu reduzieren. Allgemein ist festzuhalten, dass zur Etablierung eines nachhaltigen Energiesystems Suffizienz und Effizienz den gleichen Beitrag leisten wie erneuerbare Energien. Künftig dürften rund 40 % der aktuell (unnötigerweise oder ineffizient) eingesetzten Nutzenergie nicht mehr benötigt werden.

Wirtschaftlich betrachtet wird das Mischsystem aus investiven und betrieblichen Kosten der Vergangenheit zu einem maßgeblich von Investitionen dominierten System weiterentwickelt. Aus Brennstoffkosten und internalisierten Externalitäten werden Kapitalkosten. Wind und Sonne selbst sind kostenfrei, ihre Nutzung jedoch technisch komplex, kapitalintensiv und anspruchsvoll.

Offen ist aktuell noch die Konsistenz des Zielsystems sowie die Ausgestaltung eines effizienten und effektiven Transformations-

prozesses. Welche Technologie hat welchen Anteil an der Lösungsstruktur und wie ist das heute vorhandene System in diese Struktur überzuführen? Folgende Aspekte sind hier wichtig:

1. Die **Ausprägung (Konsistenz) des Zielsystems** ist technologieabhängig und wird vom künftigen kaum prognostizierbaren technischen Fortschritt bestimmt. Folglich ist auch der Transformationspfad einer iterativen und periodischen Adjustierung zu unterziehen.
2. Energiewende nutzt die heimischen Energieträger Sonne und Wind, erfordert aber dennoch einen **multilateralen und internationalen Ansatz**. Der bidirektionale Energieaustausch mit den europäischen Nachbarstaaten erlaubt eine effektive und effiziente Stabilisierung des Energiesystems und ist damit fester Konzeptbestandteil. Ein Ausbau der Transportnetze ist unabdingbar. Es ist aber auch der groß angelegte Import von regenerativer Energie – z. B. in Form von Wasserstoff – aus europäischen Ländern oder Nordafrika in Betracht zu ziehen.
3. Schließlich sind **emissionsreduzierende Übergangslösungen** zu bewerten. Insbesondere die weitere Rolle von Erdgas ist zu hinterfragen. Dem Klima ist durch eine perfekte Lösung, die zeitlich zu spät kommt, nicht geholfen. Unabhängig davon, wie man zur Kernfusion steht: Sie ist kurzfristig nicht verfügbar und wird daher keine unterstützende Rolle spielen. Es ist vielmehr evolutionär und mit den heute vorhandenen Optionen zu arbeiten.



Das künftige Energiesystem muss stromfokussiert sein. Neben der bereits diskutierten stromlastigen Erzeugungsstruktur erlaubt Elektrizität die höchsten Effizienzgewinne auf der Anwendungsseite. Es wird aber keine „all electric world“ geben. Aus Gründen der Effektivität, also des Funktionierens, werden auch Wasserstoff und synthetische Treibstoffe – z.B. Methanol, Ammoniak, Kerosin – eine Rolle spielen. Anwendungsgebiete sind der nicht leitungsversorgte öffentliche Transport von Personen und Waren auf Straße und Schiene sowie Schiffe und Flugzeuge.

Die Triebfeder der Transformation ist der fortschreitende Klimawandel. Die Reservoirs der Atmosphäre zur Aufnahme von Treibhausgasen ohne gravierende negative Folgen für die Menschheit sind nach allgemeiner wissenschaftlicher Meinung weitestgehend erschöpft. Die mittlere globale Temperaturerhöhung gegenüber der vorindustriellen Zeit beträgt bereits 1,0 K. Die 1,5-Grad-Schwelle ist kaum mehr zu halten. Die 2,0-Grad-Schwelle, die bereits Kollateralschäden einkalkuliert, scheint mit Anstrengungen noch erreichbar. Die Folgen einer darüber hinausgehenden Temperaturerhöhung haben beängstigenden Charakter. Durch die Überschreitung von Kipppunkten werden selbstverstärkende und irreversible Mechanismen in Kraft gesetzt, die das Potential haben, das Anthropozän zu beenden oder zumindest deutlich negativ zu beeinflussen: Reduktion des für Menschen nutzbaren Anteils der Erdoberfläche, Veränderungen in Luft- und Meeresströmungen sowie extreme Wettersituationen. Die ohnehin gravierenden Folgen verschärfen sich im Kontext des Wachstums der Weltbevölkerung.

Damit wird die verfügbare Zeit für die Transformation des Energiesystems zum eigentlichen Engpass.

Es muss sofort begonnen werden und der Umgang mit technischen Unsicherheiten muss Teil des Prozesses sein. Die Transformation darf dennoch weder zu Wohlstandsverlust, Schwächung oder Abwanderung der Wirtschaft („Carbon Leakage“) führen. Die Wahrheit liegt im konkreten Handeln.

Es ist damit echte Führungsverantwortung gefordert. Dies führt unmittelbar zur Frage nach der Organisation, der „Guidance“ und der „Governance“ eines derartigen Prozesses.

Bisherige Erfahrungen können nur begrenzt genutzt werden. Gegenüber den bekannten gesellschaftlichen und technologischen Entwicklungsprozessen tritt eine völlig neue und sehr hohe Dynamik sowie eine ausgeprägte Veränderungstiefe auf. Dies spitzt die Herausforderungen weiter zu. Die rasanten technologischen Entwicklungen – nicht nur im Zusammenhang mit der Energiewende, sondern auch im Bereich der Digitalisierung und künstlichen Intelligenz – haben in kürzester Zeit tiefgreifende Veränderungen der Gesellschaft zur Folge. Diese betreffen das regionale soziale Gefüge genauso wie die globalen Strukturen der Wirtschaft. Zudem überlagert die wachsende Weltbevölkerung die Entwicklung. Die im Sinne ethisch begründbarer Mindeststandards vorhandenen Wohlstandsansprüche führen zu einem deutlich ansteigenden Ressourcenbedarf, dämpfen aber auch das Bevölkerungswachstum. Es ist auf Dauer nicht vermittelbar, dass ein geringer Prozentsatz der Menschen privilegierten Zugriff auf Wohlstand

hat, dennoch gilt es den resultierenden Ressourcenbedarf nachhaltig zu decken. Die Aspekte

- **hoher Handlungsdruck** durch die rapide fortschreitende Klimaveränderung,
- **hochdynamische** und kaum prognostizierbare **Technologieentwicklung**,
- **tiefgreifender Einfluss** auf die globale und regionale **Gesellschaft**

erfordern die Entwicklung eines neuen Verständnisses von „Strategischem Controlling“ durch Staat, Kommunen und Gesellschaft. Im Zentrum steht die eigentliche Bedeutung des Wortes „Controlling“, nämlich „Steuerung“. Der Staat muss Rahmenbedingungen setzen und lenkend eingreifen, damit bei verbessertem Erkenntnisstand Fehlentwicklungen vermieden sowie bei nicht vorhersehbaren Technologiesprüngen geeignete Korrekturen vorgenommen werden. Dabei ist die Transformationsgeschwindigkeit im Auge zu behalten. Schließlich eröffnet dieses Vorgehen Raum für die Etablierung von (neuen) Marktmodellen.

Aktuell bleiben in vielen Ländern – die Bundesrepublik eingeschlossen – die Maßnahmen zur Bekämpfung des Klimawandels in Bezug auf Umfang und Konsequenz hinter den eigentlichen Erfordernissen zurück. Dies schließt die Steuerung von Chancen und Risiken durch die Digitalisierung mit ein.

Es ist zielführend, die Entwicklung neuer Technologien bis hin zu deren Markteinführung zu unterstützen. Es ist weiterhin angemessen, Teile der Risiken des Technologiewettbewerbs zu sozialisieren, um einen breiten Ansatz zu gewährleisten und so die Resilienz des Systems zu erhöhen. Mitnah-

meeffekte und temporäre Überförderung, zu denen es in der Vergangenheit kam, sind zu vermeiden. Die optimierende Kraft des Wettbewerbs ist gezielt einzusetzen. Neben den rein technischen Instrumenten der Umsetzung sind auch die juristischen, verwaltungstechnischen und finanzwirtschaftlichen Instrumente zur Zielerreichung zu schaffen. Investitionen brauchen Planbarkeit und Sicherheit.

Die besondere Herausforderung besteht darin, dass zwar die Eckpunkte des Zielenergiesystems beschrieben werden können, die Implementierungstechnologien und vor allem deren Eigenschaften aber noch nicht bekannt sind. Beispielsweise wird sich ein Zielsystem völlig anders darstellen, wenn die Kapazität der aktuell verfügbaren Batterie verdoppelt, der Bedarf an teuren Rohstoffen auf nahezu Null reduziert und das Gewicht sowie die Preise halbiert werden können. Die zeitbezogene Konsistenz des Zielenergiesystems wird maßgeblich von den Technologien selbst und dem Zeitpunkt, an dem sie großtechnisch verfügbar sind, bestimmt.

In Konsequenz sollte sich Politik nicht in die konkrete technologische Umsetzung der Energiewende einbringen. Sie sollte vielmehr die Ziele definieren und die Randbedingungen in Bezug auf Umwelt, Gesellschaft und Wirtschaft festlegen. Konditionierte Zielorientierung muss Vorrang vor Methoden- und Technologieorientierung erhalten.

Innerhalb des so aufgespannten Lösungsraums aus Startpunkt, Zielsetzung und Randbedingungen sind Marktmechanismen zu etablieren, die über finanzielle Anreize zu einer Optimierung des technischen Systems im Rahmen der verfügbaren und erwarteten Optionen führen. Damit werden die Finanzströme gelenkt. Sie stellen eine Schlüsselgröße zur Umsetzung der Energiewende dar, durch die auch die nötige Umsetzungsgeschwindigkeit generiert werden kann.

Bereits heute existieren auf globaler Ebene Sachverhalte, die die Wirksamkeit dieses Instruments erahnen lassen. So sind aktuell weltweit rund 50 % aller Kohlekraftwerksprojekte aufgrund zunehmender Verunsicherung von Finanzinvestoren – Versicherungen, institutionelle Investoren oder Banken – angehalten. Die Geldgeber sind sich nicht (mehr) sicher, ob sie ihre Investitionen unter den Rahmenbedingungen des Klimawandels wieder zurückerhalten. Eine erzwungene Stilllegung vor Ende der technischen Lebensdauer macht ein Erwirtschaften der vollständigen Abschreibungen unmöglich und verursacht so Investitionsruinen und Renditeverluste.

Marija Kolak, Präsidentin des Bundesverbands der deutschen Volks- und Raiffeisenbanken, die auch dem Wirtschaftsrat des Heiligen Stuhls angehört, gibt hier einen wichtigen Hinweis. Sie sagte der Börsenzeitung, dass die Corona-Krise zu einem Umdenken führt, wie wir mit den Ressourcen unseres Planeten zukünftig umgehen. Dazu brauchen wir einen breiten öffentlichen Diskurs, wie wir unser Modell der sozialen Marktwirtschaft weiterentwickeln können, ohne den erwirtschafteten Wohlstand zu gefährden.

Diese Weiterentwicklung kann unter dem Titel ökosoziale Marktwirtschaft entworfen werden. Das Ziel ist die Dekarbonisierung des Energiesektors mit fundamentalen Auswirkungen auf Gesellschaft und Wirtschaft. Marktwirtschaftliche Instrumente sind dazu geeignet, komplexe, multidimensionale Systeme zu optimieren. Dies gilt insbesondere dann, wenn zeitliche und örtliche Varianzen auftreten. Durch die nichtprognostizierbaren Technologieentwicklungen variieren die Zielkonzepte. Zusätzlich werden diese durch den Ort der Realisierung beeinflusst. Die marktgetriebene Lösungsfindung wird durch gleichgewichtete ökologische und ökonomische Leitplanken gelenkt. Marktwirtschaft und Liberalisierung des Strommarktes stellen keinen Widerspruch zu regenerativen Energien dar. Die Leitplanken sind kontinuierlich vor dem Hintergrund der definierten Ziele und im Hinblick auf die geschaffenen Strukturen und technologischen Weiterentwicklungen auf den Prüfstand zu stellen. Entsprechende Korrekturen sind faktenbasiert vorzunehmen. Um vor diesem Hintergrund Sicherheit für notwendige langfristige Investitionen zu gewährleisten, ist ein System des investiven „Hedging“ zu entwickeln, damit „Early Mover“ nicht bestraft und „Zauderer“ nicht begünstigt werden.

Die zur Anwendung kommenden Marktmodelle sind teilreguliert bis reguliert. Unter anderem ist auch das natürliche Monopol netzgebundener Infrastrukturen effizient und effektiv weiterzuentwickeln. Zudem sind neue Instrumente wie der Einsatz von Flexibilitäten, deren Wirkung global oder regional sein kann, im Sinne der Systemoptimierung zu berücksichtigen.

Aufgrund der raschen Veränderung der verfügbaren Technologien ist es wichtig, Meilensteine zu definieren. An diesen ist

ein Soll-/Ist-Vergleich in Bezug auf die angestrebten Ziele durchzuführen. Damit wird die Energiewende zu einem iterativen Prozess. Neben der bereits erreichten Dekarbonisierung ist der technische Fortschritt zu bewerten und die konjunkturelle Lage zu reflektieren. Die Frage, was sich eine exportorientierte Volkswirtschaft zu einem bestimmten Zeitpunkt an Transformationskosten leisten kann, ist zu berücksichtigen. In diesem Kontext ist die Transformation messbar zu machen. Hier kommt die Taxonomie ins Spiel. Es gilt, einheitliche Verfahren oder Modelle zu etablieren, mit denen die Fortschritte der Dekarbonisierung und die Beiträge der einzelnen Ansätze nach bestimmten Kriterien verlässlich und transparent klassifiziert werden können. Die Taxonomie bildet damit die Datenbasis zur Ermittlung des unternehmerischen Gewinns im Rahmen der ökosozialen Marktwirtschaft.

Obwohl das Ziel der Dekarbonisierung der Energiewirtschaft als solches klar beschrieben werden kann, ist der Weg dorthin sehr dynamisch und schnellen Veränderungen unterworfen. Dies muss sich ebenfalls in der Taxonomie widerspiegeln. Resiliente und idealerweise selbstjustierende Verfahren sind zu bevorzugen. Dirigistische Ansätze eines allwissenden Staates sind, wie die Vergangenheit zeigt, in jedem Fall zu träge.

Eine bedenkenswerte Initiative kommt von einer Gruppe an Wissenschaftlern um Prof. Ottmar Edenhofer vom Potsdam Institut für Klimaforschung. Konkret wird die Einrichtung eines EU-weiten Investitionsfonds vorgeschlagen, der sich durch langfristige, staatlich gesicherte Anleihen finanziert. Unternehmen, die in nachhaltige Projekte mit dem primären Ziel der Treibhausgasneutralität investieren, sollen aus diesem Fond

langfristig zinsverbilligte Kredite erhalten. Der Zinssatz wird an einen hypothetischen CO₂-Preis gekoppelt, der in einer Welt auf dem Weg zur Klimaneutralität gelten sollte. Liegt der geltende CO₂-Preis deutlich unter dem hypothetischen, verbilligen sich die Kredite für Unternehmen also stärker, als wenn angenommener und tatsächlicher CO₂-Preise nah beieinanderliegen. Dies nimmt den Unternehmen das Risiko und übergibt es dem Staat. So wird auch ein Anreiz für den Staat geschaffen, zeitnah seine Aufgaben zu erfüllen.

Es gilt noch weitere Aspekte zu berücksichtigen. Eine nachhaltige Energieversorgung ist ohne Einbeziehung der Lieferketten und Wertstoffkreisläufe nicht möglich. Geschlossene Stoffkreisläufe sind Bestandteil des Konzepts. Technologien wie Blockchain können hier wichtige Dienste leisten. Weiterhin sind „Rebound-Effekte“ zu vermeiden. Effizienzgewinne aus technischem Fortschritt dürfen nicht durch Mengeneffekte zunichte gemacht werden. Schließlich ist im Kontext des Marktdesigns auch die Option von „Lock-in-Effekten“ zu beachten. Es ist nicht hinnehmbar, dass z. B. hohe Wechselkosten prohibitiv wirken und so Kunden zu „gefangenen Kunden“ machen.

Es ist langfristig zu denken. Die Energiewende muss als tiefgreifender und langfristiger Veränderungsprozess konsequent und unabhängig von der Schwerpunktsetzung der jeweiligen Regierung verfolgt werden. Als tragfähige Basis ist ein gesellschaftlicher Grundkonsens herbeizuführen und die Zustimmung der Bürger einzuholen.

Aus globaler Sicht ist festzuhalten, dass die Herausforderungen des geschilderten Transformationsprozesses bei einer geringeren Weltbevölkerung besser handhabbar sind

als bei einer größeren. Weniger Menschen benötigen weniger Energie und Rohstoffe. Damit wird der reziproke Zusammenhang zwischen Bildung, Lebensstandard und Bevölkerungswachstum wichtig.

Anders ausgedrückt, es geht im Kontext der Energiewende nicht nur um Technologie und Transformation. Menschenwürde, Bildung, Verbesserung des Lebensstandards und Gewährleistung der Menschenrechte werden so zu wichtigen Elementen der Energiewende. Es geht um ganzheitliches Denken, nachhaltiges Handeln und um einen gerechteren Planeten. Dies ist zu unser aller Wohl. Konditionierte und adaptierte Marktmodelle unterstützen diesen Weg.



Elektrische Verteilungsnetze und Anreizregulierung für die Zukunft abgestimmt optimieren

Prof. Dr.-Ing. Peter Birkner (Bergische Universität Wuppertal und House of Energy e.V., Kassel)

Prof. Dr. Heike Wetzel, Erik Heilmann M.Sc., Arne Neuhaus
(Fachgebiet Volkswirtschaftslehre mit Schwerpunkt dezentrale Energiewirtschaft an der Universität Kassel)

Die Energiewende bewirkt die Penetration von hochdynamischen und leistungsstarken Quellen und Senken in elektrische Verteilungsnetze. Die zu beherrschenden Leistungen steigen deutlich an und die Richtung der Lastflüsse verändert sich. Die bisherige Netzausbaustrategie, bei der alle auftretenden Lastfälle statisch beherrscht werden, stößt damit kostenmäßig an ihre Grenzen. Daher wurden dynamische Netzelemente sowie Verfahren der Last- und Einspeisesteuerung entwickelt.

Im vorliegenden Artikel wird ein einfaches exemplarisches Verteilungsnetz modelliert und mit künftig zu erwartenden Anforderungsszenarien beaufschlagt. Anschließend werden pro Szenario technische Lösungen und die jeweiligen Kosten ermittelt. Auf Basis des aktuellen Regulierungsrahmens werden entsprechende Erlösobergrenzen des Netzbetreibers abgeleitet. Dabei kam heraus, dass der Netzbetreiber den höchsten Gewinn erwirtschaftet, wenn er sich für die volkswirtschaftlich teuerste und kapitalintensivste Lösung entscheidet. Durch diese Fehlallokation wird ein im Kern dynamisches Problem unverändert mit den klassischen statischen Verfahren gelöst. Daraus lässt sich ordnungspolitischer Optimierungsbedarf ableiten.

Technische Herausforderungen für elektrische Systeme und Verteilungsnetze

Die Energiewende führt zu einem System, das die Endenergie Strom in den Mittelpunkt stellt. Dies ist eine Konsequenz der technisch verfügbaren regenerativen Energiequellen. Elektrische Energie kann zudem sehr effizient in Nutzenergien, insbesondere Wärme oder Mobilität, umgewandelt werden. Dies reduziert den Gesamtenergiebedarf, lässt jedoch den Strombedarf deutlich steigen.

Die Erzeugung elektrischer Energie aus dezentralen, hoch volatilen und intermittierenden Quellen, die eine geringe zeitliche Verfügbarkeit und eine geringe Energiedichte aufweisen, erfordert nicht nur eine komplexe und großflächige „Ernteinfrastruktur“ mit hohen installierten Leistungen, sondern bedeutet auch neue Aufgaben für die bestehenden elektrischen Netze. Die Erzeugungsleistungen weisen eine geringe Jahresbenutzungsdauer auf, was die Energiewende im Kern zu einer Leistungs- und Flexibilitätswende macht. Die Herausforderung liegt nicht in der Quantität der Energie, sondern in ihrer Qualität.

Auch auf der Anwenderseite werden elek-

trische Systeme künftig mit neuen leistungsstarken Stromsenken konfrontiert. Im Zuge von Dekarbonisierung und Effizienzsteigerung werden bisher nichtelektrische Anwendungen elektrifiziert. Exemplarische Technologien sind Elektromobilität, Wärmepumpen, Power-to-Heat-Anlagen und Elektrolyseure. Diese stellen Chance und Risiko zugleich dar. Können die hohen Leistungen mit Hilfe von Digitalisierung in zeitliche Korrelation zu den leistungsstarken Erzeugungseinheiten gebracht werden, so resultiert eine Stabilisierung des Systems.

Zusätzlich müssen elektrische Netze die räumliche Distanz zwischen Erzeugung und Verbrauch überbrücken. Aufgrund der hohen dynamischen Leistungen erscheint es zielführend, hierzu die vorhandenen statischen Reserven der Netze zu nutzen sowie flexible Betriebsmittel einzusetzen. Die Betriebsweise des Netzes wird dynamisiert. Dazu sind Überwachung und Steuerung der beteiligten Erzeuger und Verbraucher in Echtzeit erforderlich. Beispielhafte Lösungen sind der Einsatz von Spannungsreglern oder die Blindleistungsregelung. Aber auch die Kundenanlage spielt eine Rolle. Der Schlüssel zu all diesen Maßnahmen ist die Digitalisierung. Die energiebezogene Übertragungsfähigkeit bestehender elektrischer Netze kann deutlich erhöht werden.

Im Endergebnis kann das Management von Einspeise- und Entnahmeleistungen zu systemdienlichen – frequenzstabilisierenden – und netzdienlichen – strom- und spannungsstabilisierenden – Zwecken eingesetzt werden. Jede Flexibilität kann zu einem Zeitpunkt nur ein Ziel unterstützen.

In Bezug auf elektrische Netze stellt sich die Frage, wie viele klassische statische Methoden (installierte Leitungs- und Umspannkapazität) und neue dynamische Kapazitätserhöhungen (Datenerfassung und -verarbeitung in Verbindung mit der Steuerung von aktiven Netzelementen und flexiblen Kundenanlagen) angewendet werden sollen. Dieser technischen Frage ist der wirtschaftlich-regulatorische Aspekt gegenüberzustellen. Letzterer bestimmt die betriebswirtschaftliche Sicht eines Netzbetreibers und definiert die volkswirtschaftlichen Kosten einer technischen Lösung. Dieser Artikel analysiert diesen Sachverhalt. Zuerst werden hier die technischen Aspekte betrachtet, während der zweite Teil die wirtschaftliche Sicht in den Mittelpunkt stellt.

Basis der Überlegungen bildet ein einfach strukturiertes, aber dennoch typisches Niederspannungsnetz, das elektrotechnisch beschrieben wird. Damit können die physikalischen Charakteristika nachgebildet und

die elektrischen Parameter für verschiedene typische betriebliche Szenarien ermittelt werden. Für diese Szenarien wird anschließend untersucht, bei welchen konkreten Einspeise- und Lastsituationen die relevanten Grenzwerte (maximale Stromstärke, maximale Spannung, minimale Spannung) verletzt werden und durch welche technischen Maßnahmen diese behoben werden können. In Quelle ^[1] sind die Grundlagen dieses Beitrags zusammengestellt.

Modellierung des exemplarischen Verteilungsnetzes

Als beispielhafte Situation wurde ein typisches Verteilungsnetz in einer Wohnsiedlung nachgebildet. Dazu wurde ein Niederspannungsnetz in Strahlenform modelliert. Es besteht aus einem Ortsnetztransformator mit drei identischen Leitungssträngen ohne Verzweigungen. Diese Konstellation ist typisch und einfach zu modellieren. Zur Vereinfachung ist eine homogene Struktur mit gleichen Abständen zwischen den einzelnen Netzanschlussstellen (Knoten) gewählt. Diese wurden anschließend mit Kabeln glei-

chen Typs und gleicher Länge verbunden (Kanten). Es wurde ein Rechenmodell für einen Leistungsstrang mit 30 Haushaltskunden mit einem Knotenabstand von 25 Metern aufgebaut ^[2]. Die Entnahmen bzw. Einspeisungen können an jedem der 30 Anschlusspunkte individuell gewählt werden. Abbildung 1 stellt die Anordnung für einen der drei Stränge dar.

Die Situation am Transformator ergibt sich aus der Überlagerung von drei identischen Leistungssträngen. Damit sind insgesamt 90 Kundenanlagen in die Simulation eingebunden.

Der Wert der mittelspannungsseitigen Spannung am Transformator ist eingepreßt mit U_{ein} bezeichnet. Die Netzimpedanz der vorgelagerten Netze wird auf null gesetzt und lastabhängige Spannungsveränderungen werden ausgeschlossen. Der Netzknoten 0 entspricht der Niederspannungsseite des Transformators. Die mittelspannungsseitig eingepreßte Spannung ist über die Impedanz des Transformators mit dem Netzknoten 0 verbunden. Anschließend folgt ein Kettenleiter, der die Netzknoten 1 bis 30 verbindet.

Abhängig von den angesetzten Lasten und Einspeisungen stellen sich Leiterströme und Knotenspannungen ein.

Lasten und Einspeisungen werden durch eingepreßte Leistungswerte beschrieben. Damit ist der entnommene oder eingespeiste Strom von der jeweiligen Knotenspannung abhängig. Dies führt zu nichtlinearen Gleichungen, die eine iterative Lösung erfordern. Die elektrischen Parameter Ströme und Spannungen werden sukzessive vom Leitungsende her berechnet. Der Startwert für die Spannung $U_{\text{end}} = U_{30}$ wird gesetzt. Ausgehend von dieser Spannung sowie der Leistung am letzten Knoten wird der entnommene oder eingespeiste Strom ermittelt. Dieser fließt auch im letzten Leistungsabschnitt und berechnet die Spannung U_{29} am vorletzten Knotenpunkt. Wiederum kann mit der hier definierten Leistung der entnommene oder eingespeiste Strom berechnet werden. Als Resultat ergibt sich der Strom für den nächsten Leistungsabschnitt. Dieser Vorgang wird für jeden Netzknoten wiederholt, bis die Spannung U_{ein} auf der Mittelspannungsseite des Transformators berechnet ist. Am Transformator wird der

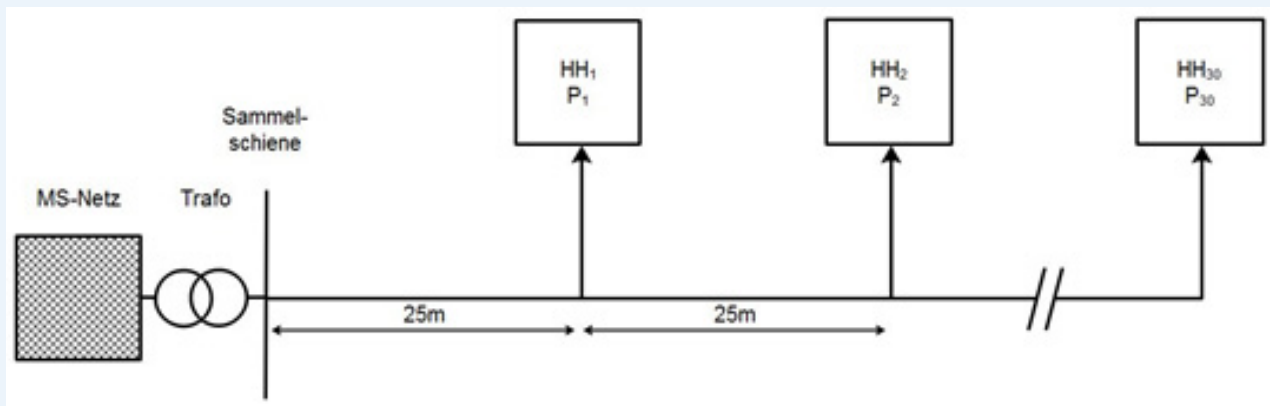


Abbildung. 1: Prinzipdarstellung eines von drei identischen Leitungszügen ^[1]

eingeprägte Spannungswert U_{ein} abgeglichen. Der Startwert U_{end} wird nun entsprechend der Differenz angepasst und die Berechnung solange iterativ wiederholt, bis berechneter Wert und eingeprägte Spannung konvergieren.

Spannungen und Ströme dürfen nur innerhalb bestimmter Grenzen variieren. Die Knotenspannungen müssen in einem Band mit einem Minimal- und einem Maximalwert liegen. Ströme sind so zu begrenzen, dass die thermische Belastungsgrenze der Betriebsmittel nicht überschritten wird.

Zu Sicherstellung der Einhaltung des Spannungsbandes existieren verschiedene Optionen, die die Wirkung von Last- und Einspeiseschwankungen kompensieren können. Beispielsweise kann der Wert der Eingangsspannung U_{ein} durch den Stufensteller des Transformators angepasst werden. Es gibt zwei Alternativen. Standardmäßig ist ein manueller Dreistufenschalter vorgesehen, der nur mittelfristige Anpassungen ermöglicht. Im Falle eines regelbaren Ortsnetztransformators (rONT) kann die Spannung in einem bestimmten Bereich in kleinen Schrit-

ten automatisch an die jeweilige Situation angepasst werden. Dies ist ein Fortschritt, allerdings betreffen die Anpassungen stets alle angeschlossenen Leitungen. Damit wird die volle Wirksamkeit nur in Netzen mit ähnlichen Situationen auf den Leitungen erreicht. Schließlich können leitungsspezifisch Längsspannungsregler eingesetzt werden. Diese können an beliebigen Stellen des Netzes eingesetzt werden. Sie ermöglichen dynamische und individuelle Anpassungen der Spannungen, allerdings zu deutlich höheren Kosten.

Aufgrund der Volatilität der erneuerbaren Energiequellen sind stets die ungünstigsten Kombinationen von Einspeisungen und Lasten zu betrachten. Dies sind die maximale Last ohne Einspeisung und die maximale Einspeisung bei minimaler Last. Bei Annahme eines (quasistatischen) Dreistufenschalters ist zusätzlich die jeweils ungünstigste Stufenstellung anzunehmen.

Abbildung 2 zeigt ein Beispiel: typische Haushalte mit typischen Solaranlagen. Fall 1 ist die auf eine Entnahmesituation – alle Haushalte benötigen Strom – optimierte

obere Stufenstellung eines Standardtransformators. Erfolgt bei dieser festen Stufenstellung eine Einspeisung bei gleichzeitig minimaler Last, resultiert die gelbe Linie. Ab dem Netzknoten 9 wird das Spannungsband nach oben hin verletzt. Die Spannung auf der Niederspannungsseite des Transformators liegt bei 246,1 V. Wird der Transformator hingegen in Bezug auf die Einspeisesituation mit der unteren Stufenstellung optimiert und es tritt eine reine Entnahmesituation auf, ergibt sich die blaue Linie. Die Spannung am Transformator liegt in diesem Fall bei 218,5 V. Das Spannungsband wird bei den gewählten Parametern nicht verletzt. Über die niedrigste Stufe des Transformators kann dieser Fall mit den vorhandenen Betriebsmitteln gelöst werden.

Untersuchte Szenarien

Das Modell erfordert die Kenntnis der Einspeise- bzw. Entnahmeleistung pro Netzknoten für einen bestimmten Zeitpunkt. Dazu wurden synthetische Last- und Erzeugungsprofile herangezogen. Diese repräsentieren statistisch untermauerte Mittelwerte des Bedarfs von Haushalten, der

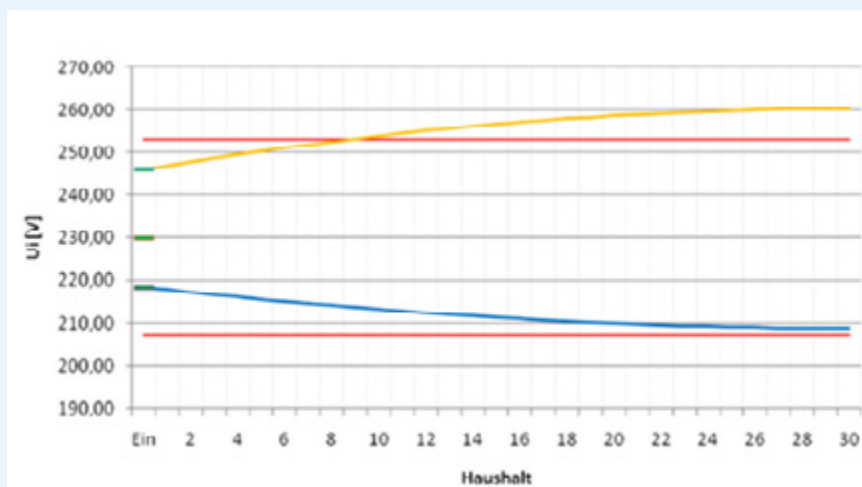


Abbildung 2: Exemplarische Verletzung des Spannungsbandes durch Einspeisung bei einer auf den Entnahmefall optimierten Stufeneinstellung (gelb) und Beherrschung der Situation im Entnahmefall bei einer auf Einspeisung optimierten Stufeneinstellung (blau). Die Grenzen des Spannungsbandes sind durch rote Linien dargestellt [1].

Erzeugung von Solaranlagen, des Betriebs von Wärmepumpen oder des Ladeverhaltens von Elektrofahrzeugen. Sie liegen in einer zeitlichen Auflösung von 15 min vor. Einzelne Szenarien können additiv aus den verschiedenen Profilen zusammengesetzt werden. Mit den Hüllprofilen kann genau die Viertelstunde mit den höchsten Anforderungen an das Netz identifiziert und das Netz analysiert werden.

Die definierten Szenarien sind in fünf Gruppen mit insgesamt sieben Fälle gegliedert. Sie sind so gewählt, dass sie die chronologische Entwicklung der Anforderung an elektrische Netze im Zuge der fortschreitenden Energiewende, die neben der Erzeugungsauch eine Verkehrs- und Wärmewende beinhaltet, abbilden. Zur Darstellung der Szenarien liegen folgende Zeitreihen vor:

- Konventionelle rein entnehmende Haushaltslasten (HL)

- Einspeisungen von Photovoltaikanlagen (PVA)

- Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen (EV) in drei Leistungsklassen

- Betrieb von Wärmepumpen (WP)

In Quelle ^[1] sind die erforderlichen umfangreichen statistischen Analysen beschrieben, wobei diese mit Blick auf Elektromobilität v. a. auf Quelle ^[3] und ^[4] zurückgreift. Im Sinne eines Überblicks sind folgende Eckpunkte zu nennen.

Konventionelle Haushaltskunden sind mit Elektroherd und Durchlauferhitzer ausgestattet. Nach Anwendung eines Gleichzeitigkeitsfaktors von $g=0,1$ wird von einer zu erwartenden Höchstlast von 2,1 kW pro Haushalt bei einem Leistungsfaktor $\cos \phi = 0,9$ induktiv ausgegangen. Der Durchdringungsgrad bei den Kunden beträgt 100%.

Die zugrunde gelegte Zeitreihe ist an die vom BDEW veröffentlichten Lastprofile angelehnt ^[5]. Sie wird auf den genannten Starklastfall sowie einen Schwachlastfall mit 0,2 kW reduziert.

Für Photovoltaikanlagen wird ebenfalls von einem Durchdringungsgrad von 100% ausgegangen. Die mittlere Einspeisleistung wird mit 4 kW festgelegt. Dieser Wert berücksichtigt bereits die gesetzlich vorgeschriebenen Anforderungen zur Spitzenkappung. Das Einspeiseverhalten der Anlagen wird aufgrund der räumlichen Nähe als synchronisiert mit $g = 1,0$ angenommen.

In Bezug auf die E-Mobilität werden drei Szenarien für die Ladeleistung untersucht. Es handelt sich um ein gleichmäßiges Ladeverhalten über die gesamte Standzeit des Fahrzeugs mit 1 kW sowie die höheren Ladeleistungen 11 kW und 22 kW für ent-

Szenario	Starklast [kW]	Schwachlast [kW]	Erzeugung [kW]	E-Mobilität	Wärmepumpe	Σ	
						Last (Bandbreite) [kW]	Einsp. [kW]
1	2,1	-	-	-	-	2,1	-
2	2,1	0,2	-4	-	-	2,1	-3,8
3.1	2,1	-	-	1 kW 14 Fahrzeuge	-	2,1 ... 3,1	-
3.2	2,1	-	-	11 kW 6 Fahrzeuge	-	2,1 ... 13,1	-
3.3	2,1	-	-	22 kW 4 Fahrzeuge	-	2,1 ... 24,1	-
4	2,1	0,2	-4	22 kW 4 Fahrzeuge	-	2,1 ... 24,1	-3,8
5	2,1	0,2	4-	22 kW 4 Fahrzeuge	2,9 kW 14 Haushalte	2,1 ... 5,0 24,1 ... 27,0	-3,8

Tabelle 1: Last- und Einspeisemaxima der verschiedenen Szenarien ^[1]

sprechend kürzere Ladezeiten. Der Gleichzeitigkeitsfaktor sinkt dabei von $g = 1,0$ über $0,2$ auf $0,1$. In einem Leitungszug werden die genannten Ladeleistungen zeitgleich von 14, 6 bzw. 4 Fahrzeugen beansprucht.

Bei Wärmepumpen werden ein Gleichzeitigkeitsgrad $g = 1,0$ und eine durchschnittliche homogene Last von 2,9 kW angesetzt. Auch hier werden 14 zeitgleich arbeitenden Anlagen pro Leitungszug zugrunde gelegt.

Die unterlagerte Statistik bei Ladevorgängen von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpe basiert auf einem allgemeinen Marktdurchdringungsgrad von 30 %. Die angegebenen Zahlen für die Modellrechnung führen dazu, dass mit einer Wahrscheinlichkeit von 95 % ein Konfidenzintervall definiert wird, das den angegebenen Erwartungswert überdeckt.

Mit diesen vier Elementen – Haushalt, PV-Anlage, Wärmepumpe und E-Mobilität – werden ein Basisszenario und vier Entwicklungsszenarien entworfen. Tabelle 1 stellt die Eckpunkte zusammen. Für die Szenarien werden ausgewählte Zeitpunkte mit besonderen Anforderungen an das elektrische Netz analysiert.

Szenario 1 entspricht einer reinen konventionellen Haushaltslast und referenziert damit auf die Vergangenheit. Es repräsentiert das Basisszenario. Es gibt die Unterszenarien Stark- und Schwachlast.

Szenario 2 bezieht die flächendeckende Ausstattung von Haushalten mit Photovoltaik mit ein.

Szenario 3 greift die Penetration von Elektrofahrzeugen auf. Rein konventionelle Haushalte ohne Photovoltaik werden in drei Unterszenarien 3.1, 3.2 und 3.3. mit Ladesta-

tionen unterschiedlicher Leistungsklassen ausgestattet. Dabei wird auch das leistungsabhängige Ladeverhalten berücksichtigt.

Szenario 4 kombiniert den konventionellen Haushalt mit dem Einsatz von Photovoltaik und 22-kV-Ladestationen für Elektrofahrzeuge.

Szenario 5 fügt Szenario 4 noch die Wärmepumpe hinzu. Es stellt somit eines der möglichen – vermutlich häufiger anzutreffenden, wenngleich nicht ausschließlichen – Zukunftsszenarien dar.

Technische Lösungen für die Szenarien

In Tabelle 2 sind die einzelnen durch Simulation ermittelten Grenzwertverletzungen im Netz in Bezug auf Strom und Spannung für jedes der Szenarien dargestellt. Nur im Szenario 1, für welches das exemplarische Niederspannungsnetz ausgelegt wurde, treten keine Grenzwertverletzungen auf. Bei allen anderen Szenarien kommen sowohl Verletzungen des Spannungsbands als auch Überlastungen des Transformators vor. Nur die Spannungsbandverletzung in Szenario 3.1 kann durch manuelle Anpassung der Stufenstellung des Standardtransformators auf die 104%-Stellung behoben werden. Thermische Stromüberlastungen treten in den Szenarien 4 und 5 auf.

Nachdem die Grenzwertverletzungen und ihre Ursachen erkannt wurden, stellt sich die Frage nach der technischen Beherrschung. Dazu sind die Ströme in allen Kanten und Spannungen in allen Knoten durch technische Maßnahmen wieder in den Normbereich zurückzuführen. Die vorgeschlagenen Maßnahmen werden so dimensioniert, dass dies – gerade – der Fall ist.

Konventionell werden Grenzwertverletzungen behoben, indem das Netz verstärkt wird. Im vorliegenden Modell wird hierzu eine Parallelverkabelung simuliert. Der vorhandene Kabelstrang wird in zwei Teile getrennt. Ein Abschnitt wird unverändert direkt aus der Ortsnetzstation versorgt. Der zweite Abschnitt wird über das neue Parallelkabel direkt in die Ortsnetzstation eingeführt. Damit wird die Versorgungsaufgabe, die bisher ein Kabel gelöst hat, auf zwei Kabel verteilt. Ein Kabel hat die doppelte Länge im Vergleich zum anderen. Alternativ kann auch die Scheinleistung der eingesetzten Betriebsmittel – bevorzugt des Transformators – erhöht und die Übertragungskapazität gesteigert werden. Außerdem ist es möglich, dynamische Betriebsmittel einzusetzen wie einen rONT oder Spannungslängsregler. Für einen rONT wird ein regelbarer Spannungsbereich von +7,5 % bzw. -12,5 % gegenüber der Nennspannung angenommen. Für den Längsspannungsregler hingegen wird eine stufenweise Spannungsänderung von ± 6 V und ein maximaler Spannungsbereich von ± 36 V unterstellt. Schließlich ist auch eine „intelligente“ Lösung möglich. Bei dieser werden in Echtzeit Daten erfasst, ausgewertet und anschließend die kundenbezogenen Quellen und Senken übergreifend gesteuert, so dass keine Grenzwerte verletzt werden. Dies kann bei einem Teil der Kunden den Komfort begrenzt reduzieren.

In Bezug auf konkrete Lösungen ist Folgendes zu beachten. Kommt ein rONT zum Einsatz, so kann die Nennleistung mit 630 kVA bzw. 800 kVA gewählt werden. Im Falle des Längsspannungsreglers muss zusätzlich der Installationsort auf der Leitung definiert werden. Fällt die Entscheidung für den konventionellen Leitungsausbau, wird der minimal notwendige Leitungsausbau mit Hilfe des Modells bestimmt.

In Tabelle 3 sind die Ergebnisse für die optimale Netzdimensionierung zusammengestellt. Es sind drei alternative Lösungsstrategien berücksichtigt worden: Netzverstärkung, rONT und Längsspannungsregler. Abbildung 3 veranschaulicht exemplarisch für Szenario 4 (konventioneller Haushalt, mit Photovoltaik und 22-kV-Ladestationen) die Verläufe von minimaler und maximaler Spannung entlang des Leitungszugs. Es werden der Ausgangszustand sowie die drei Lösungsansätze dargestellt. Alle drei sind geeignet, das Problem technisch zu lösen.

Zwischenfazit

Durch die Energiewende penetrieren neue leistungsstarke Quellen und Senken in elektrische Verteilungsnetze. Diese führen zu veränderten Lastflüssen, die durch eine deutlich gesteigerte Dynamik und höhere Amplituden gekennzeichnet sind. Dadurch können Spannungsbänder verletzt oder thermische Grenzwerte von Betriebsmitteln überschritten werden. Je mehr elektrische Anwendungen in einem Netz installiert sind, umso wahrscheinlicher ist es, dass eine Situation

eintritt, die nicht den Auslegungskriterien des Netzes entspricht. Es gibt statische und dynamische Lösungsoptionen. Auch wenn sie zu technisch vergleichbaren Ergebnissen führen, unterscheiden sie sich grundlegend in der Herangehensweise, in der Kostenstruktur und der Kostenhöhe.

Betriebs- und volkswirtschaftliche Aspekte

Darauf aufbauend werden diese Ergebnisse nun betriebs- und volkswirtschaftlich bewertet. Die Analyse der technischen Lösungsoptionen dient dazu, die Netzüberlastungen zu beheben. Dazu werden die Eckpunkte des aktuellen Regulierungsrahmens herangezogen. Dies ermöglicht die Gegenüberstellung der Sichtweise von Netzbetreiber und Netzkunden. Den Abschluss bilden eine Interpretation der Resultate und eine Ableitung von Schlussfolgerungen. In Quelle^[2] sind die Grundlagen dieses Beitrags zusammengestellt.

Es wird ein Cash-Flow-Modell herangezogen, das die zeitlich verteilten Zahlungs-

ströme (Erlöse und Ausgaben) auf einen Bezugspunkt normiert und die untersuchten Varianten vergleicht. Die jährlichen Erlöse des Netzbetreibers werden durch die Anreizregulierungsverordnung (ARegV)^[6] bestimmt. Über die sogenannte „Regulierungsformel“ wird die Erlösobergrenze berechnet. Da dieser Betrag den Netznutzern (in einem Gebiet) pro Jahr in Rechnung gestellt wird oder im Falle der Nichtinrechnungstellung vom Netzbetreiber getragen wird, entspricht die Erlösobergrenze den volkswirtschaftlichen Kosten.

Es handelt sich um eine TOTEX-Regulierung, in die operative Kosten genauso Eingang finden wie Kapitalkosten. Letztere entsprechen im Wesentlichen der Verzinsung des eingesetzten Kapitals zuzüglich der Abschreibungen. Verschiedene Lösungen, die die Grenzwertverletzung beheben, führen aufgrund ihrer spezifischen TOTEX-Zusammensetzungen zu unterschiedlichen Erlösobergrenzen. Die betriebswirtschaftliche Perspektive des Netzbetreibers wird durch den erzielten Gewinn abgebildet. Im eingeschwungenen Zustand ist dieser mit der

Szenario	Spannungsbandverletzung	Behebung durch individuelle Stufung	Thermische Stromüberlastung	Transformatorüberlastung
1				
2	X			X
3.1	X	X		X
3.2	X			X
3.3	X			X
4	X		X	X
5	X		X	X

Tabelle 2: Übersicht der Grenzwertverletzungen je Szenario^[1]

Szenario	Konventioneller Leitungsausbau	rONT	Spannungsregler
2	2 Parallelkabel 975 m	Ohne Leitungsausbau	Ohne Leitungsausbau
3.2	1 Parallelkabel 250 m	Ohne Leitungsausbau	Ohne Leitungsausbau
3.3	1 Parallelkabel 400 m	Ohne Leitungsausbau	Ohne Leitungsausbau
4	2 Parallelkabel 1000 m	Ohne Leitungsausbau	Ohne Leitungsausbau
5	3 Parallelkabel 1425 m	1 Parallelkabel 400 m	1 Parallelkabel 200 m

Tabelle 3: Dimensionierung der Lösungsoptionen zur Behebung von Netzüberlastungen ^[1]

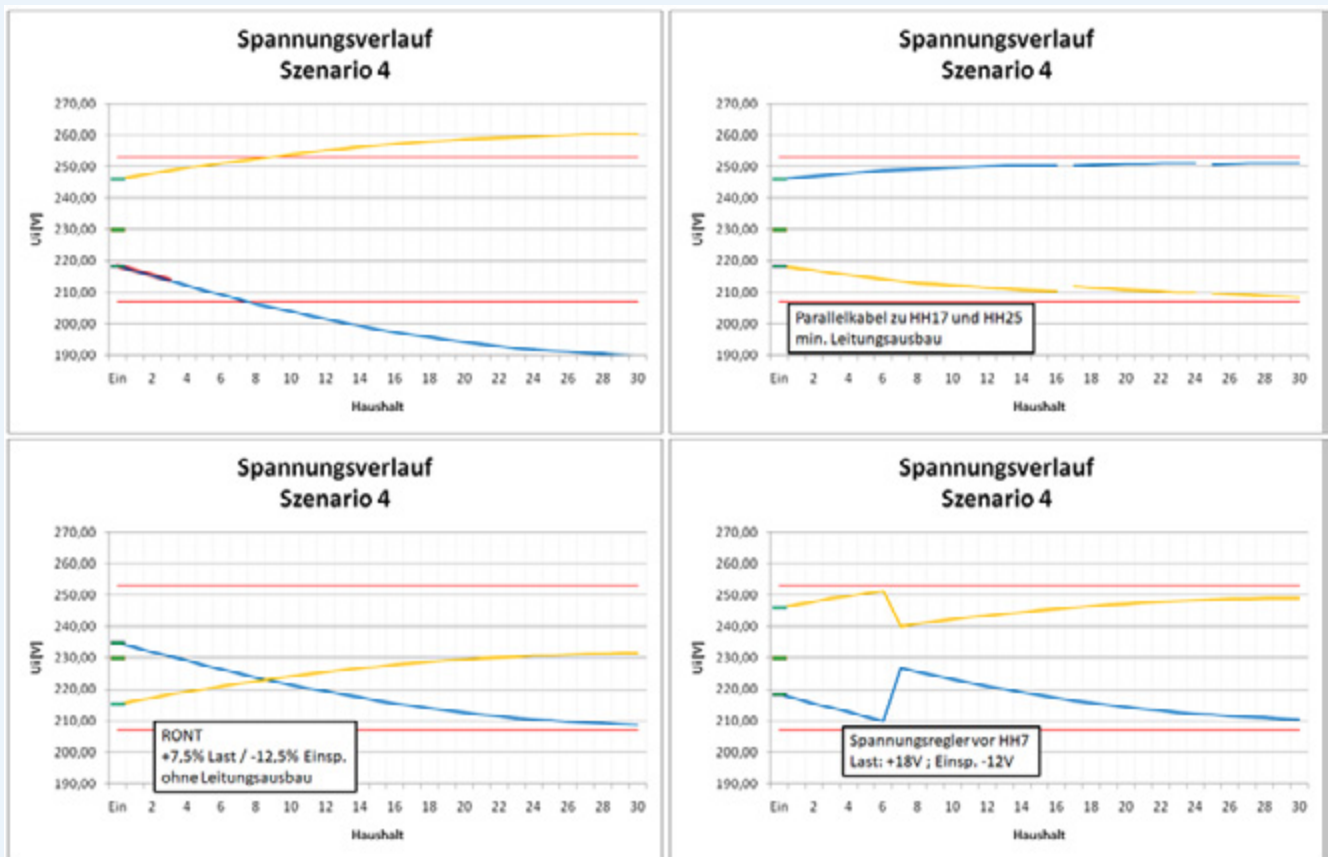


Abbildung 3: Spannungsverlaufsdiagramme je Lösungsoption exemplarisch für Szenario 4 ^[1]

Verzinsung des eingesetzten Kapitals identisch.

Im Rahmen des Modells wurde die „Regulierungsformel“ der ARegV vereinfacht. Insbesondere wurden die Faktoren zur Berücksichtigung von Inflation, Erweiterung der Versorgungsaufgabe und Qualität auf den Wert eins gesetzt. Ebenso wurden Volatilitäten, z. B. in der Beschaffung der Verlustenergie, ausgeblendet. Weiterhin wurde von einem ausgeglichenem Regulierungskonto ausgegangen. Es wurde angenommen, dass der Netzbetreiber pro Periode über seine Preisstellung exakt die der Erlösobergrenze entsprechenden Geldmittel einnimmt. Für die – vereinfachte – Regulierungsformel zur Ermittlung der Erlösobergrenze resultiert:

$$EO_t = KA_{dnb,t} + [KA_{vnb,t} \cdot (1 - V_t) \cdot KA_{b,t}] + KKA_t$$

EO_t Erlösobergrenze aus Netzentgelten für die Periode t

KA_{dnb,t} Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 ARegV

KA_{vnb,t} Vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 3 ARegV

KA_{b,t} Beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 4 ARegV

V_t Verteilungsfaktor für den Abbau der Ineffizienzen nach § 16 ARegV

KKA_t Kapitalkostenaufschlag nach § 10 a ARegV

Die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten KA_{dnb,t} werden durch die Nutzung der vorgelagerten Netze definiert. Die Gesamtkosten des betrachteten Netzes KA_{vnb,t} + KA_{b,t}

setzen sich im Wesentlichen aus den folgenden Komponenten zusammen:

Gesamtkosten (TOTEX) = Eigenkapitalverzinsung

+ Fremdkapitalverzinsung

+ Kalkulatorische Steuern

+ Kalkulatorische Abschreibungen

+ Anrechenbare kalkulatorische Betriebskosten (OPEX)

Die Bestandteile der Gesamtkosten sind regulatorisch normiert. Durch die Anwendung des Effizienzfaktors ($V_t < 1,0$) fließt nur ein Teil davon in die Erlösobergrenze ein. Sie liegt damit unter den kalkulatorischen Vollkosten. Dies soll Netzbetreiber, die unter den Rahmenbedingungen eines natürlichen Monopols arbeiten, motivieren, ihre strukturelle und operative Effizienz zu erhöhen. So können sie die Erlöslücke schließen.

Die Systematik des Effizienzfaktors reduziert zwar bei Investitionen Zinsen und Abschreibungen, wirkt sich aber deutlich stärker auf die Betriebskosten (OPEX) aus. Während sich die Reduktion von Zinsen und Abschreibung nur auf einen Bruchteil des gebundenen Kapitals bezieht, wirkt sich die Reduktion von OPEX auf den vollen Betrag aus. Im Ergebnis werden tendenziell investive gegenüber operativen Maßnahmen bevorzugt.

Ergänzend ist anzumerken, dass eine schnellere Kostensenkung des Netzbetreibers im Vergleich zum Effizienzwert des Regulators (Outperformance) den Gewinn steigert und eine langsamere Kostensenkung (Underperformance) den Gewinn entsprechend reduziert.

Das systemimmanente Bestreben des Netz-

betreibers nach Gewinnmaximierung muss nicht notwendigerweise mit dem volkswirtschaftlichen Ziel der Minimierung der Erlösobergrenze korrelieren.

Mit diesen Grundsätzen wurden die in Tabelle 3 ^[1] zusammengestellten technischen Lösungen für die gewählten Szenarien nach Tabelle 1 ^[1] analysiert und bewertet. Es wurden stets die volkswirtschaftlichen Kosten und der betriebswirtschaftliche Gewinn ermittelt. Im Szenario 3 für elektrisches Laden wurde zusätzlich das Instrument der Digitalisierung, d. h. Datenerfassung, -übertragung und -auswertung, untersucht. Ebenfalls wurde das damit verbundene Senden von Steuersignalen zum Management von Einspeisung (Curtailment) und Last (Demand-Side-Management) als weitere Lösungsoption behandelt.

Zur Umsetzung des wirtschaftlichen Modells wurden die in Tabelle 4 zusammengestellten idealtypischen betriebswirtschaftlichen Kennwerte für die zur Implementierung der Lösungsoptionen erforderlichen Betriebsmittel herangezogen. Der Betrachtungsraum umfasst ausschließlich das in Abbildung 1 ^[1] dargestellte Niederspannungsnetz, bestehend aus drei Leitungssträngen und einer Ortsnetzstation. Das vorgelagerte Netz wurde nicht betrachtet. Die Belastung der drei Leitungen wurde als synchron angesehen und die ergriffenen Maßnahmen wurden stets für alle drei Stränge durchgeführt.

Für einen Betrachtungszeitraum von 40 Jahren wurden für jedes Jahr die anfallenden Kosten entsprechend der Regulierung aufgeteilt. Daraus wurde die Erlösobergrenze des Netzbetreibers abgeleitet und gemäß der aktuellen Regulierung alle fünf Jahre angepasst. Analog wurde auch bei der Ermittlung des Gewinns des Netzbetreibers vor-

gegangen. Zum besseren Vergleich wurden alle Zahlungsströme, die zu verschiedenen Zeitpunkten auftreten, mit einem Zinssatz von 1 % auf das Basisjahr 1 abgezinst.

Für das Modell wurden folgende vereinfachende Annahmen getroffen:

- Der Effizienzwert des Netzbetreibers wird konstant mit 95 % angenommen.
- Jede abgeschriebene Investition wird sofort durch eine technische vergleichbare Investition ersetzt.
- Die Investitionen für Betriebsmittel sowie spezifische Betriebskosten sind über den Betrachtungszeitraum konstant.
- Der Eigenkapitalanteil beträgt 40 %.

→ Ein Scheingewinn wurde nicht angenommen. Kalkulatorische und bilanzielle Abschreibungen wurden damit gleichgesetzt. Steuern auf Scheingewinn entfallen folglich als Kalkulationsposten.

Für das Ausgangsnetz wurde zur Vereinfachung ein mittleres Alter der Betriebsmittel von 20 Jahren angenommen, um das im Netz gebundene Kapital zu ermitteln. Daraus können die volkswirtschaftlichen Kosten des Netzes sowie der betriebswirtschaftliche Gewinn des Netzbetreibers für den Basisfall abgeleitet werden. Bei der Gegenüberstellung der einzelnen Lösungsansätze für das jeweilige Szenario sind nur die zusätzlich verursachten volkswirtschaftlichen Kosten und die jeweils zusätzlichen betriebswirtschaftlichen Gewinne maßgeblich.

Simulationsergebnisse und Interpretation

In Abbildung 4 sind die für die Ertüchtigung des Netzes bei den vier betrachteten Szenarien 2, 3.2, 3.3, 4 und 5 anfallenden volkswirtschaftlichen (Zusatz-)Kosten für die einzelnen Lösungspfade zusammengestellt (breite Balken, linke Skala). Zudem wurde die jeweilige zusätzlich erwirtschaftete Gesamtrendite des eingesetzten Kapitals im Verlauf der Lebensdauer (40 Jahre) in die Grafik mit integriert (dünne Balken, rechte Skala).

Betriebsmittel			Investitionskosten [€]	Betriebsübliche Nutzungsdauer [a]	Betriebskostenfaktor [bezogen auf Investitionskosten]
Transformator inkl. Trafotausch	250 kVA		5750	35	2 %
	400 kVA		6970	35	2 %
	630 kVA		8570	35	2 %
	800 kVA		10800	35	2 %
rONT inkl. Montage	Regelteil		22500	20	3 %
	Trafoteil	630 kVA	8570	35	3 %
		800 kVA	10800	35	3 %
Spannungsregler			28000	20	3 %
Ortsnetzstation			20000	40	2 %
Erdkabel			Materialkosten: 6 €/m Grabungskosten 49 €/m	45	1 %
IKT				-	30 €/a

Tabelle 4: Idealtypische betriebswirtschaftliche Daten der verwendeten Betriebsmittel ^[2]

Um die Grenzwertverletzungen zurückzuführen, wurden für die Szenarien 2 bis 5 jeweils für alle drei Stränge folgende Maßnahmen untersucht:

- konventionelle Netzverstärkung durch Verlegung von drei Parallelkabeln,
- Einsatz eines rONT und
- Einsatz von drei Längsspannungsreglern.

Für Szenario 3 „Laden von Elektrofahrzeugen mit verschiedenen Ladeleistungen“ wurde zudem für die Ladeleistungen 11 kW (3.2) und 22 kW (3.3) die Lösungsvariante

- Laststeuerung durch Echtzeitnetzdaten

modelliert. Die Ladeleistung wird stets so gedrosselt, dass alle Grenzwerte eingehalten werden. Eine Priorisierung von Ladepunkten ist zulässig. Bei diesem Ansatz ist daher mit ein Qualitätsverlust – zum Beispiel

durch spezifisch längere Ladezeiten – für bestimmte Kunden möglich.

Ein erstes Ergebnis kann aus dem „Zukunfts-szenario“ 5 abgeleitet werden. Es ist ersichtlich, dass die volkswirtschaftlichen Kosten für den konventionellen Leitungsausbau und den Einsatz von Längsspannungsreglern in etwa die gleiche Höhe aufweisen. Dieses Verhältnis könnte sich zugunsten des Längsspannungsreglers verschieben, da eine höhere Produktionsmenge noch ein deutliches Potential zur Preissenkung bietet. Der Einsatz eines rONT ist deutlich kostengünstiger. Allerdings kann er nur dann eingesetzt werden, wenn in allen drei Leitungssträngen die Belastungsverhältnisse in etwa korrespondieren.

Bemerkenswert ist, dass die Investition in die primäre Infrastruktur für den

Netzbetreiber zur höchsten Rendite führt. Die aktuelle Anreizregulierung erzeugt tendenziell Lösungen, die zu den höchsten volkswirtschaftlichen Kosten und dem höchsten Kapitaleinsatz führen.

Statische Lösungen schneiden besser ab als dynamische. Dies verteuert zum einen die Energiewende und zum anderen müssen die Netzbetreiber auch in der Lage sein, das erforderliche Kapital für die Ertüchtigung des Gesamtnetzes mit dieser Lösungsstrategie zur Verfügung zu stellen.

Ein zweites Ergebnis zeigen die „E-Mobilitätsfälle“ 3.2 und 3.3 in Bezug auf den Lösungsansatz „Laststeuerung durch Echtzeitnetzdaten“. Die volkswirtschaftlichen Kosten liegen bei weniger als 50 % im Vergleich zum Ausbau der primären Infrastruktur. Für den betriebswirtschaftlichen Netzbetreiber

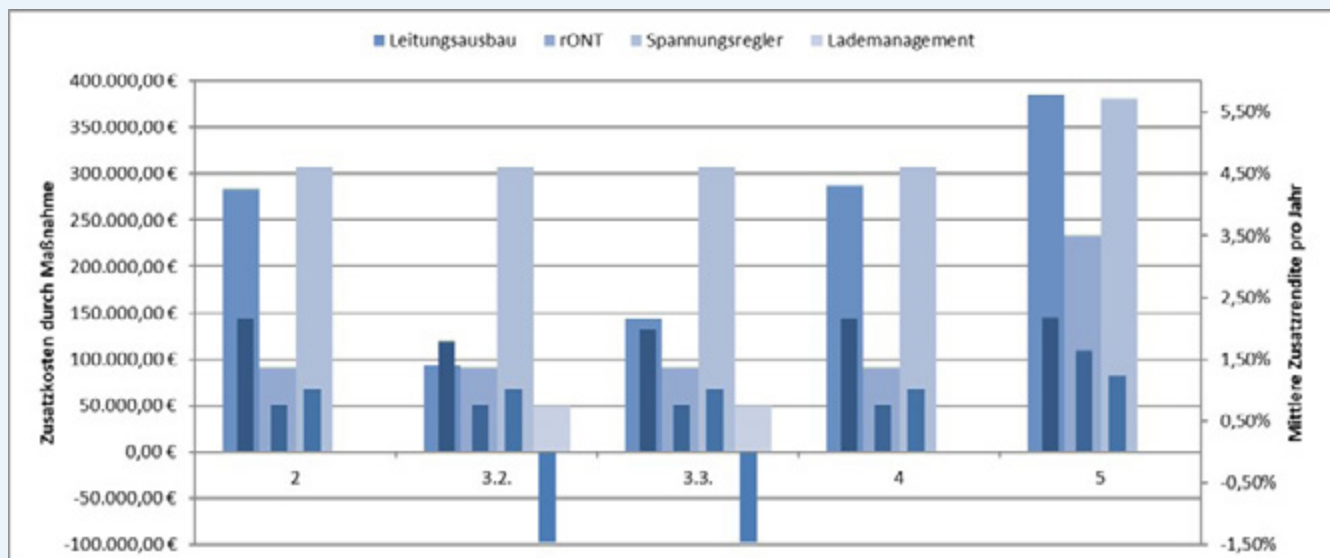


Abbildung 4: Übersicht betriebs- und volkswirtschaftliche Analyse bei symmetrischer Belastung von drei Strängen. Dargestellt sind die Abweichungen gegenüber dem Ausgangsnetz [2]

schließt sich dieser Lösungsweg nahezu aus, da die Rendite auf das eingesetzte Kapital negativ ist. Die Ursache findet sich in der Regulierungsformel. Der Lösungsweg ist OPEX-lastig und wird damit in der aktuellen Anreizregulierung schlechter gestellt als das konventionelle investitionslastige Vorgehen.

Ein drittes Ergebnis betrifft die Lebensdauer der eingesetzten Betriebsmittel. So führt die betriebswirtschaftliche Analyse von Spannungsreglern in den Szenarien 2, 4 und 5, die technisch einen sehr guten Lösungsansatz darstellen, für den Netzbetreiber zu hohen Kosten bei geringen Renditen. Die aktuelle Regulierungslogik präferiert langlebige Investitionsgüter. Abbildung 5 vergleicht hierzu den konventionellen Leitungsbau mit dem Einsatz von Spannungsreglern. Wird bei dieser Technik von der halben Lebensdauer (20 Jahre) und den halben Investitionen im Vergleich zur Verstärkung der primären Infrastruktur (40 Jahre) ausgegangen, so ergibt sich, dass im Betrachtungszeitraum im

Mittel nur das halbe Kapital gebunden ist. Die Investitionssumme ist zwar identisch, erfolgt jedoch in zwei Etappen. Im Ergebnis reduzieren sich die Zinserlöse und mindern so die Gewinne maßgeblich.

Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Auch wenn Modelle stets gewissen Grenzen unterliegen, kann klar abgeleitet werden, dass im Sinne einer effizienten und effektiven Umsetzung der Energiewende im Netzbereich die aktuelle Anreizregulierung weiterentwickelt werden muss. Im Kern muss die Regulierungsformel so weiterentwickelt werden, dass ein Netzbetreiber den maximalen betriebswirtschaftlichen Gewinn erzielt, wenn die für eine Lösung gewählte Technologie zu den geringsten volkswirtschaftlichen Kosten, d. h. einer möglichst niedrigen Erlösbergrenze, führt.

Aktuell ist der Trend erkennbar, dass die

kapitalintensivsten Lösungen, die zugleich auch die höchsten volkswirtschaftlichen Kosten hervorrufen, zu den höchsten Gewinnen seitens der Netzbetreiber führen. Diese technischen Lösungen sind jedoch statisch und suboptimal für die Lösung der dynamischen Aufgabenstellungen der Energiewende.

Der Fokus auf kapitalintensive Lösungsansätze birgt noch eine weitere Gefahr für die Netzbetreiber. Energiewende ist ein mittelfristiger, grundlegender und infrastrukturbezogener Transformationsprozess, der durch einen hohen Kapitalbedarf gekennzeichnet wird. Energiewende ist damit auch Kapitalwende. Wird stets die kapitalintensivste Lösung durch den Netzbetreiber bevorzugt, so stellt sich die Frage, ob aus dem Netzgeschäft heraus genügend Kapital generiert werden kann, um die Transformation ganzheitlich zu Ende zu führen. Im Falle einer (vermutlich) negativen Antwort kann die Finanzierung nur mit einer Erhöhung des

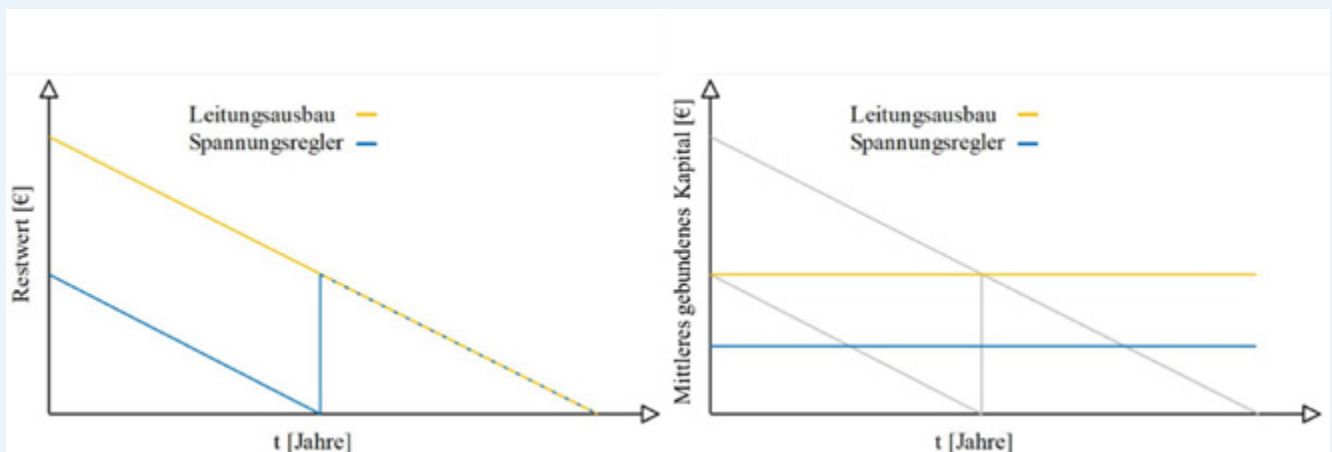


Abbildung 5: Zeitlicher Verlauf der Restwerte und mittleres gebundenes Kapital ^[2]

Verschuldungsgrads des Netzbetreibers einhergehen. Dies wiederum kann in einem zweiten Schritt zum Einstieg eines Investors und so zu einer deutlichen Veränderung der Netzeigentumsverhältnisse bei vielen Unternehmen führen. Kapitalschonende technische Lösungen zu ermöglichen und betriebswirtschaftlich einzusetzen ist damit entscheidend ^[7].

Ein Lösungsansatz könnten sein, dass aus dem OPEX-Block der Anreizregulierung diejenigen Anteile herausgenommen werden und dem Netzbetreiber vollständig erstattet werden, die den Bedarf an investiven Mitteln senken („guter“ OPEX). Ferner ist über die Grenzen der Effizienzsteigerung nachzudenken. Diese ist nicht in beliebigem Umfang möglich.

Die Weiterentwicklung des Regulierungsmodells erscheint geboten. Dieser Artikel versucht in der diesbezüglichen Diskussion modellhaft Transparenz zu schaffen und zur Objektivierung beizutragen. Außerdem möchte er zur Quantifizierung der Wirkung von modifizierten Regulierungsformeln durch nachvollziehbare Simulationen anregen. ◇

Quellen

- [1] Neuhaus A.: „Beherrschung leistungsstarker Volatilitäten in Erzeugung und Verbrauch durch aktive und flexible Netze – Modellierung, Analyse, betriebs- und volkswirtschaftliche Bewertung“, Masterarbeit 33391728, Universität Kassel, Fachbereich Wirtschaftswissenschaften, 2018
- [2] Heuck K., Dettmann K.-D., Schulz D.: „Elektrische Energieversorgung“, 8. Auflage, Wiesbaden, Vieweg + Teubner Verlag, 2010
- [3] Braun M., Probst A., Tenbohlen S.: „Erstellung und Simulation probabilistischer Lastmodelle von Haushalten und Elektrofahrzeugen zur Spannungsbandanalyse.“ Stuttgart, 2011
- [4] Nobis P. und Fischhaber S.: „Belastung der Stromnetze durch Elektromobilität“, München, 2015
- [5] BDEW: „Standardlastprofile für das synthetische Verfahren“, www.bdew.de/energie/standardlastprofile-strom/, 2017
- [6] Bundesnetzagentur: „Anreizregulierungsverordnung“, bundesnetzagentur.de. 2018, www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/anreizregulierung-node.html, Februar 2018
- [7] Eisele P.: „Energiewende ist Kapitalwende - Interview mit den Energieversorgern Mainova und Rhein-Energie, dem Finanzinvestor MEAG, dem Berater ARAT und Deloitte“, Portfolio Institutionell, Oktober 2013



GASTBEITRÄGE



Pionier PLUG´n CHARGE ist gerüstet für den Boom auf dem Markt der Ladestationen

Seit über zehn Jahren beschäftigt sich das nordhessische Unternehmen PLUG´n CHARGE mit der Technik rund um das Laden von Elektro-Autos. Von 2010 bis 2015 wurden in verschiedenen Serien die Produktfamilie aus „Alleskönnern“ entwickelt und vielfach in der Praxis bis zur alltags-tauglichen Produktreife getestet. Ab 2015 entwickelte sich der Markt für Ladeinfrastruktur zu einem Nachfragemarkt. Heute bedient PLUG´n CHARGE alle Zielgruppen: Autohäuser, Hotel und Gastronomie, Stadtwerke, Pflegedienste, Einzelhandel, Produktionsbetriebe aus allen Branchen, elektrotechnisch affine Handwerksfirmen und nicht zuletzt Behörden.

*Ladesäulen von Plug'n Charge
auf dem Opel-Betriebsgelände
in Rüsselsheim. Foto © Opel*

Bei der Entwicklung der Ladestationen wurde auf folgende Aspekte besonderer Wert gelegt:

- Herausragendes, nachhaltiges Design mit hohem Wiedererkennungswert
- Integrationsfähigkeit standardisierter technischer Bauteile, einfache Bedienbarkeit und hohe Produktsicherheit
- Einzigartiges und stabiles Material (Nanobeton/Formenbau) mit geringer Umwelt- und Klimabelastung

„Plug’n Charge GmbH“ rüstet das Opel-Betriebsgelände in Rüsselsheim mit über 140 Ladepunkten aus.

Die hier zum Einsatz gekommene TWIN Box von Plug’n Charge, zeichnet sich durch zwei gegenüberliegende Ladepunkte aus, an denen gleichzeitig geladen werden kann. Diese Ladepunkte sind kabelgebunden (das Kabel ist mit der Ladestation verbunden) und damit für Nutzer ideal geeignet, bequem, schnell und sicher den Ladevorgang zu handhaben. Im Designgehäuse ist die Technik in einem Isolierstoff/SVi Kasten gekapselt und hat damit eine IP-Schutzklasse von IP65. Das Gehäuse kann speziell im Kundenbranding ausgeliefert werden und kann an der Wand installiert oder frei aufgeständert werden.

Das Lastmanagement wurde im Rahmen des F&E-Projektes E-Mobility-LAB Hessen, vermittelt durch das House of Energy, entwickelt. In diesem Projekt steht die Betrachtung der „smarten“ Systemkomponenten Erzeugung, Markt, Netz (Zwischen-)Speicherung und Laden von Elektrofahrzeugen im Gesamtkontext im Vordergrund. Es wird

untersucht, welche Art und Ausprägung der „Smartness“ bei gegebenem nutzerdefiniertem Anforderungsprofil an die Fahrzeuge zu einem minimalen Ausbau der vorhandenen Netze führt. Diese Lücke schließt das Projekt der Unternehmen Opel, Flavia, Plug’n Charge und der Universität Kassel. Die große Entwicklungsflotte von Opel erlaubt die Vorwegnahme einer Ladesituation, wie sie erst 2035 zu erwarten ist. In dieser einmaligen Situation werden intelligentes Laden, intelligente Netze und intelligente Märkte praxisnah erprobt. Die gesammelten Daten ermöglichen die Simulation von Ladedaten für künftige Alltagssituationen in einer neuen Qualität. In diesem flexiblen und kostengünstigen „Hybridlabor“ können wichtige Erkenntnisse für einen optimierten Ausbau der Ladeinfrastruktur in Hessen abgeleitet und nicht zuletzt die Anforderungen an das elektrische System definiert werden.

Fahrer von E-Autos möchten unkompliziert laden

Entscheidend für den Erfolg der Elektromobilität ist das unkomplizierte Laden. Dies hat die PLUG’n CHARGE GmbH schon früh erkannt und mit dieser Zielsetzung innovative Produkte entwickelt. Es werden standardisierte Ladelösungen für die private Garage oder das Carport, aber auch für Ladesäulen für den öffentlichen und halböffentlichen Raum angeboten. Dabei unterscheiden sich die PLUG’n-CHARGE-Produkte in zwei wesentlichen Punkten vom restlichen Markt: das einzigartige Design und das Material. Es wurde ein Stadtmöbel geschaffen, das aus Nanobeton hergestellt ist. Dieses Material weist eine sehr niedrige Energiebilanz auf. Design und Material sind zwei Alleinstellungsmerkmale, die immer bedeutsamer für Entscheider werden, welche ganzheitlich das Thema Ladeinfrastruktur angehen. Zahl-

reiche Stadtwerke und Netzbetreiber haben den Nutzen erkannt und verbauen PLUG’n-CHARGE-Produkte. Ein weiterer Pluspunkt ist die identische Form der Ladesäulen für das Pedelec (E-Bike) und das E-Auto. Nur die Stecker unterscheiden sich voneinander und entsprechen den jeweiligen Normen. PLUG’n CHARGE sieht eben die Elektromobilität als Ganzes und der Einstieg für diese zukunftssträchtige Technologie ist eben für viele Menschen das E-Bike.

Das Laden von E-Flotten wird immer wichtiger

Für Unternehmen, die eigene Elektroautos sicher, effizient und mit absoluter Kostentransparenz am Firmengelände laden wollen, liefert die PLUG’n CHARGE intelligente Betreiberpakete mit monatlichen detaillierten Ladereport-Informationen. Die Kosten können dabei internen Kostenstellen oder Abteilungen zugeordnet werden, Betrieb und Wartung übernimmt auf Wunsch des Betreibers auch die PLUG’n CHARGE GmbH als Ladelösungsanbieter. Die maßgeschneiderten Angebote eignen sich insbesondere für kleinere Betriebe oder Hotels mit bis zu 100 Ladepunkten. Durch die Zuordnung von Ladevorgängen zu Kostenstellen entsteht absolute Kostentransparenz und der Strom muss nicht mehr verschenkt werden. ◇



Heizen mit Strom im Energiewende-Deutschland

Prof. Dr.-Ing. Benjamin Krick (Passivhaus Institut und h_da, University of applied science Darmstadt)



Die Windkraft macht es möglich: Aktuell wird in Deutschland in den Wintermonaten mehr erneuerbarer Strom erzeugt als im Sommer. Was liegt also näher, als daran zu denken, auch mit Strom zu heizen? Denn schon heute, aber vor allem in Zukunft steht erneuerbare Energie vor allem in Form von elektrischer Energie zur Verfügung.

Aber welche Auswirkungen hat eine deutlich stärkere Nutzung von Strom zur Beheizung und Warmwasserversorgung und der Ausbau der E-Mobilität auf die Energiewende, insbesondere im Strombereich?

Stromerzeugung in Deutschland – Entwicklung und Prognose

Abbildung 1 zeigt die monatliche Stromerzeugung in Deutschland nach [ISE 2018] der Jahre 2011–2016 ohne Export und unter der Annahme, dass exportierter Strom aus nicht erneuerbaren Quellen stammt. Aus der Grafik wird deutlich: In den Wintermonaten ist die Stromnachfrage höher als in den Sommermonaten. Die Stromerzeugung ist insgesamt rückläufig, während der erneuerbare Anteil steigt. Im Winter sind deutliche Spitzen bei der Windkraft (zweite Kurve von unten) sichtbar, die dazu führen, dass der Anteil erneuerbaren Stromes im Winter (November–Februar) leicht höher ist – damit ist der im Winter erzeugte Strom in der Tendenz

des hier betrachteten Zeitraumes weniger CO₂-belastet als im Jahresmittel.

Die erfassten Daten wurden auf monatlicher Basis linear fortgeschrieben. Die Anteile nicht erneuerbarer Energieerzeugung reduzieren sich in diesem Szenario mit dem verminderten Bedarf und der steigenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, vgl. Abbildung 2. Dabei wurde das Biomassepotential für die Stromerzeugung (konform mit anderen Studien wie z. B. [bmwi 2014]) auf jährlich 48 TWh beschränkt, da davon ausgegangen werden kann, dass Biomasse als speicherbare Energieform überwiegend den Verkehrssektor versorgt. Nach dieser Methode wurde für das Jahr 2030 eine erneuerbare Energieerzeugung von 333 TWh/a ermittelt. In [BMWi 2014] werden für dieses Jahr 281

TWh, in [AGORA 2017] 370 TWh genannt.

Das Szenario zeigt: Auf Kernenergie kann ab den frühen 2020er Jahren verzichtet werden. Kohle wird ab Mitte der 2030er Jahre obsolet, gleichzeitig übersteigt die Produktion an erneuerbaren Energien den Bedarf. Wird die verbleibende Biomasse als Regelenergie eingesetzt, ist 2036 das erste Jahr mit vollständig erneuerbarer Stromproduktion. Weiterhin fällt auf, dass wegen der hohen Windstrom-Produktion und des hier geringen Anteils an Elektroheizungen keine wesentlichen „Winterlöcher“ auftreten, der Bedarf an saisonaler Speicherung, abgesehen von der Nutzung von Biomasse als Regelenergie, gering bleibt. Voraussetzung für dieses optimistische Szenario ist allerdings, dass die Energiewende nicht nur politischer

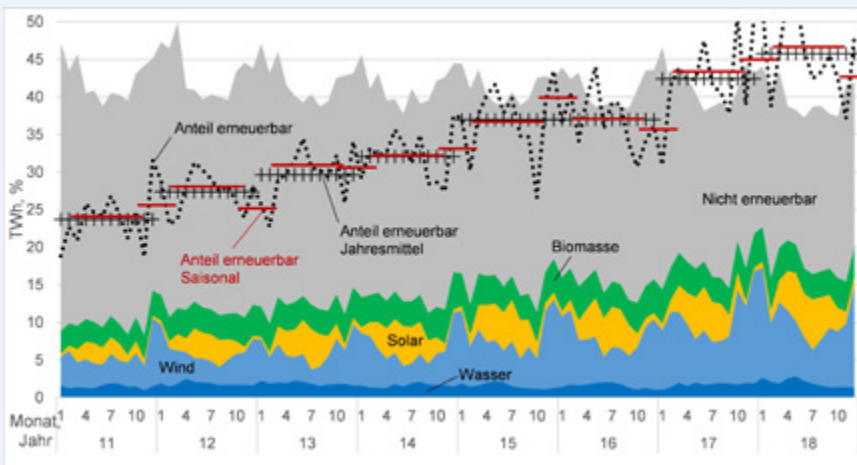


Abbildung 1: Monatliche Stromproduktion abzüglich Export nach [ISE 2018] – die Grafik zeigt den Anteil erneuerbarer Energien pro Monat sowie als jährlichen und saisonalen Mittelwert.

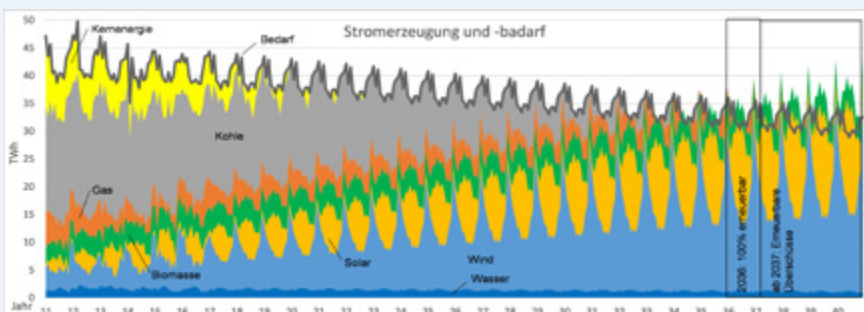


Abbildung 2: Prognose von Energieerzeugung und -bedarf. Bis zum Jahr 2036 ist eine hundertprozentige Versorgung mit erneuerbarer Energie möglich, ab 2037 ergibt sich sogar ein jährlicher Überschuss.

Wille bleibt, sondern auch konkret umgesetzt wird. Welchen Einfluss aber haben die Umstellung im Verkehrssektor auf Elektromobilität und die vermehrte Wärmeerzeugung durch Strom?

Verlagerung des Schwerpunktes der Energienutzung von Erdöl und Erdgas auf Strom

Mobilität

Die Bundesregierung hat sich das Ziel gesetzt, den Anteil der Elektroautos massiv zu erhöhen. Diese haben aufgrund der besseren Effizienz von Elektro- gegenüber Verbrennungsmotoren einen geringeren Endenergiebedarf. Der Strombedarf lässt sich leichter aus erneuerbaren Energiequellen bereitstellen als erneuerbare Kraftstoffe. 2016 waren nach den Angaben des Kraftfahrtbundesamts rund 26.000 Elektroautos in Deutschland zugelassen. Das Ökoinstitut [Öko 2011] hält bis 2022 eine Million, bis 2030 sechs Millionen Elektroautos für möglich. Die Stromnachfrage liegt 2030 dann bei etwa 0,9 TWh/Monat. Hochgerechnet auf das Jahr 2040 entspricht dies ungefähr 18 Millionen Elektroautos und einer Stromnachfrage von 2,7 TWh/Monat.

Entwicklung des Gebäudebestandes

Um den künftigen Heizwärmebedarf im Gebäudebestand prognostizieren zu können wird ein Modell von dessen Entwicklung benötigt. Für den Gebäudebestand 2015 ergibt sich aus [AGEB 2016] ein mittlerer Heizwärmebedarf von 125 kWh/(m²a) bei einer beheizten Fläche von knapp fünf Milliarden Quadratmeter. Bei den Neubauten geht die Prognose vom Passivhaus-Standard mit 15 kWh/(m²a) aus und setzt bei Sanierungen den EnerPHit-Standard mit 25 kWh/(m²a) an. Für die beispielsweise aus Denkmalschutzgründen nur bedingt sanierbaren 11 % des Bestandes werden 60 kWh/(m²a) Heizwärmebedarf angesetzt. Weitere Annahmen sind eine Abbruchrate von 0,4 %, eine Neubaurate von 1 % und eine Sanierungsrate von 1,1 %. Für das Jahr 2040 resultiert daraus gemäß Abb. 4 eine beheizte Fläche von 5,2 Mrd. m² bei einem mittleren Heizwärmebedarf von 86 kWh/(m²a).

Heizwärmeerzeugung

Für die Prognose des Endenergiebedarfes für die Beheizung wird die Verteilung der Wärmeerzeuger im Bestand und im Neubau benötigt. In dieser Studie wurden hierfür

Daten aus [AGEB 2016], [BDEW 2017] und [BDEW 2017a] herangezogen (Abbildung 4).

Beim Neubau wird weiterhin vorausgesetzt, dass sich der Anteil von Wärmepumpen stetig erhöht und linear fortgeschrieben werden kann. Bei der Fernwärme wurde der Anteil zunächst bei 25 % eingefroren und ab 2030 mit einer Degression von 2 % pro Jahr bezogen auf den Vorjahreswert belegt, da die Energie für Fernwärme künftig nur aus (mengenmäßig begrenzt verfügbarer) Biomasse sowie EE-Gas stammen kann. EE-Gas wird zur Überbrückung des „Winterloches“ benötigt, welches wie beschrieben verhältnismäßig klein bleiben kann, sofern in Neubau und Sanierung auf höchste Effizienz gesetzt wird.

Die direkte Heizwärmeversorgung über Biomasse (z.B. Scheitholz/Pellets) wurde auf 10 % begrenzt. In [Krick 2017] wurde zum Beispiel ermittelt, dass die direkt elektrische Versorgung von Passivhäusern eine auch im Lebenszyklus wirtschaftliche Option sein kann, die sich allerdings bezogen auf die Winterloch-Problematik negativ auswirkt. Diese Beheizungsvariante wurde mit einer Steigerungsrate von 50 % bezogen auf das Jahr 2015 belegt. Die Anteile der Wärmepumpen und der direkt-elektrischen Versor-

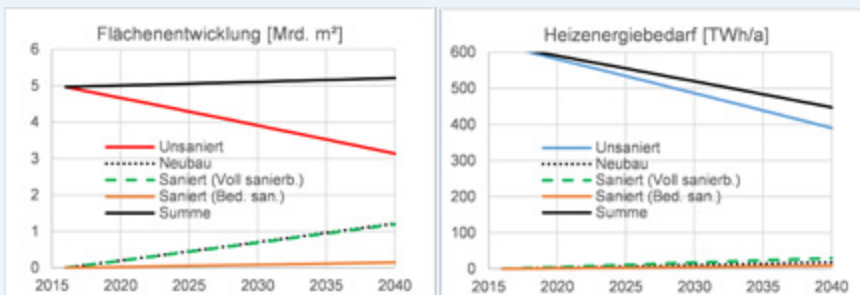


Abbildung 3: Prognose der Entwicklung sanierter, neu gebauter und verbleibender unsanierter Flächen (links) sowie die jeweils zugehörigen Heizbedarfe (rechts). Abbruchrate: 0,4 %, Neubaurate: 1,0 %, Sanierungsrate: 1,1 %, bedingt sanierbar: 11 %. Heizwärmebedarfe: Neubau: 15 kWh/(m²a), Sanierung: kWh/(m²a), bedingt sanierbar: kWh/(m²a).

gung wurden mittels Faktoren vom Neubau auf die Sanierungsvarianten übertragen. So wird beispielsweise beim bedingt sanierbarem Altbau verglichen mit dem Neubau nur noch ein Viertel der direkt elektrischen Systeme eingesetzt. Da der Erneuerungszyklus von Heizwärmeerzeugern deutlich schneller ist (ca. 3 % pro Jahr) als die hier mit 1,1 % angesetzte Sanierungsrate für gesamte Gebäude, wurden auch im ansonsten unsanierten Bestand Heizwärmeerzeuger ausgetauscht. Auch hier werden vermehrt Wärmepumpen und Biomasse-Wärmeerzeuger eingesetzt, während Nachtspeicher- und Ölheizungen Anteile verlieren. Der Anteil der neu eingebauten Gasheizungen und Fernwärme-Übergabestationen bleibt in etwa konstant.

Warmwasserbereitung

Die Struktur der Warmwasserbereitung im Bestand wurde an [AGEB 2016] angelehnt. Hierbei fällt auf, dass der elektrische Anteil signifikant höher ist als bei der Beheizung. Für den Neubau wurde die Struktur der Warmwassererzeugung an die der Heizwärme gekoppelt. Dabei wird davon ausgegangen, dass Wärmepumpen und Gaskessel immer auch Warmwasser bereiten. Bei Fernwärme wurde ein Kopplungsfaktor von 50 % gewählt, da es sinnvoll ist, das Fernwärmenetz außerhalb der Heizperiode abzuschalten. Ähnliches gilt für die Biomasse. Der Betrieb des Kessels außerhalb der Heizperiode ist ineffizient, die Warmwasserbereitung wird daher als nur zu 40 % gekoppelt angenommen. Für die direkt-elektrische Warmwasserbereitung wird der Anteil der direkt-elektrischen Wärmeerzeugung um die verbleibenden Anteile aus Fernwärme und Biomasse addiert. Analog zur Heizwärmeerzeugung wurden unterschiedliche Wirkungsgrade angesetzt, die hier die

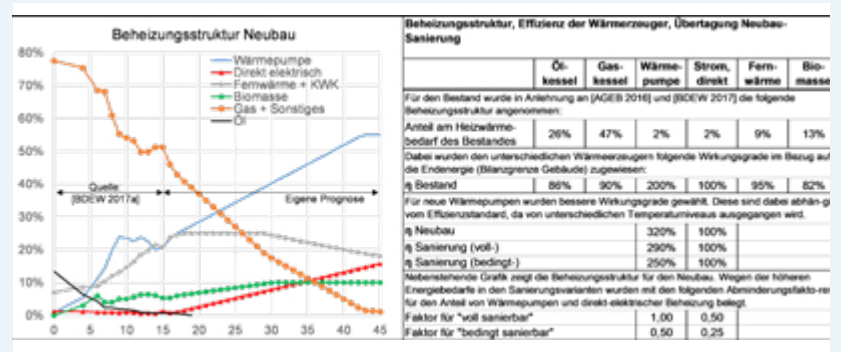


Abbildung 4: Prognose und Daten zur Beheizungsstruktur im Neubau bis 2045

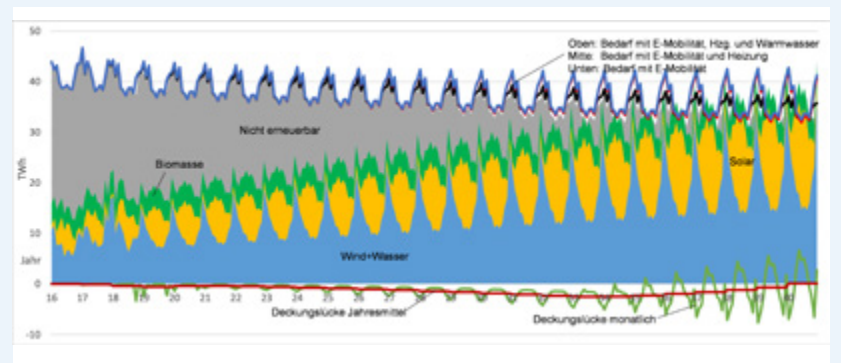


Abbildung 5: Durch E-Mobilität und den Wechsel der Beheizungs- und Wasserversorgung der Gebäude von fossil auf elektrisch entstehen in der Umstellungsphase Deckungslücken

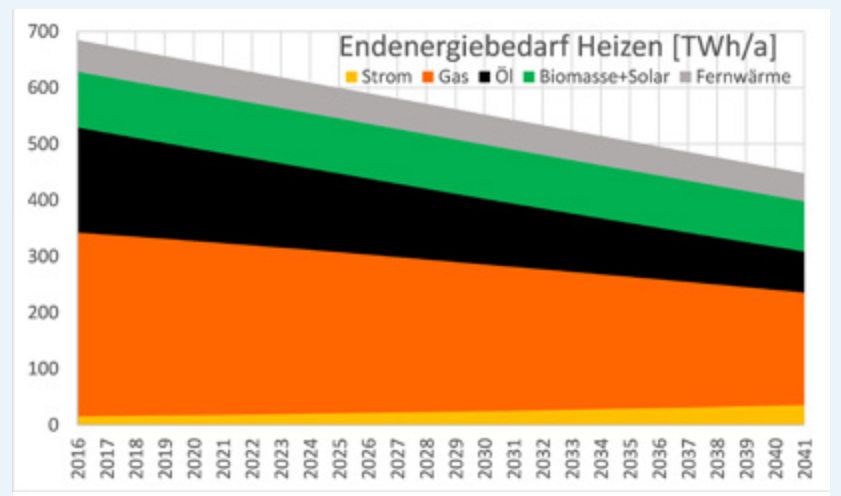


Abbildung 6: Entwicklung des Endenergiebedarfes Heizen

Verteil- und Speicherverluste des Warmwassernetzes beinhalten. Zusätzlich wurde der Warmwasserbedarf bei Neubau und Sanierung gegenüber dem Bestand durch zwei Maßnahmen verringert: Der Einsatz von Spararmaturen reduziert den Bedarf um 20 %. Es wird auch davon ausgegangen, dass sich Systeme zur Warmwasser-Wärmerückgewinnung etablieren: Beim Neubau wurden 25 % Reduktion zum Ansatz gebracht, beim voll sanierbaren Altbau 15 % und beim bedingt sanierbaren Altbau 10 %.

Ergebnisse

Erwartungsgemäß führt die Umstellung auf Elektromobilität und vermehrte Wärmeerzeugung durch Strom zu zunächst jährlich zunehmenden Deckungslücken, die durch eine erhöhte Stromproduktion aus nicht erneuerbaren Quellen ausgeglichen werden müssen (Abb. 7). Diesem Mehrbedarf stehen jedoch hier nicht untersuchte Einsparungen an fossiler Energie im Verkehr und bei der Wärmeerzeugung gegenüber.

Für den vergleichsweise geringen Anstieg des Heizstrombedarfes ist folgender Kompensationseffekt verantwortlich: Mit der Strommenge, die es braucht, um ein rückzubauendes Bestandsgebäude mit einem Heizwärmebedarf von 150 kWh/(m²a) direkt elektrisch zu versorgen, können 30 Passivhaus-Neubauten ($Q_h = 15 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$) gleicher Größe mit einer Wärmepumpe (SPF 3) beheizt werden. Die bedarfsweise Verwendung von Biomasse gekoppelt mit einem geringen Anteil jahreszeitlicher Speicherung ermöglicht eine vollständig erneuerbare Stromversorgung ab 2040, also 4 Jahre später als im Referenzszenario. Der Zusatzbedarf an nicht erneuerbarem Strom beträgt von 2016 bis 2040 mit rund 340 TWh 3 % der in diesem Zeitraum nachgefragten Gesamtstrommenge.

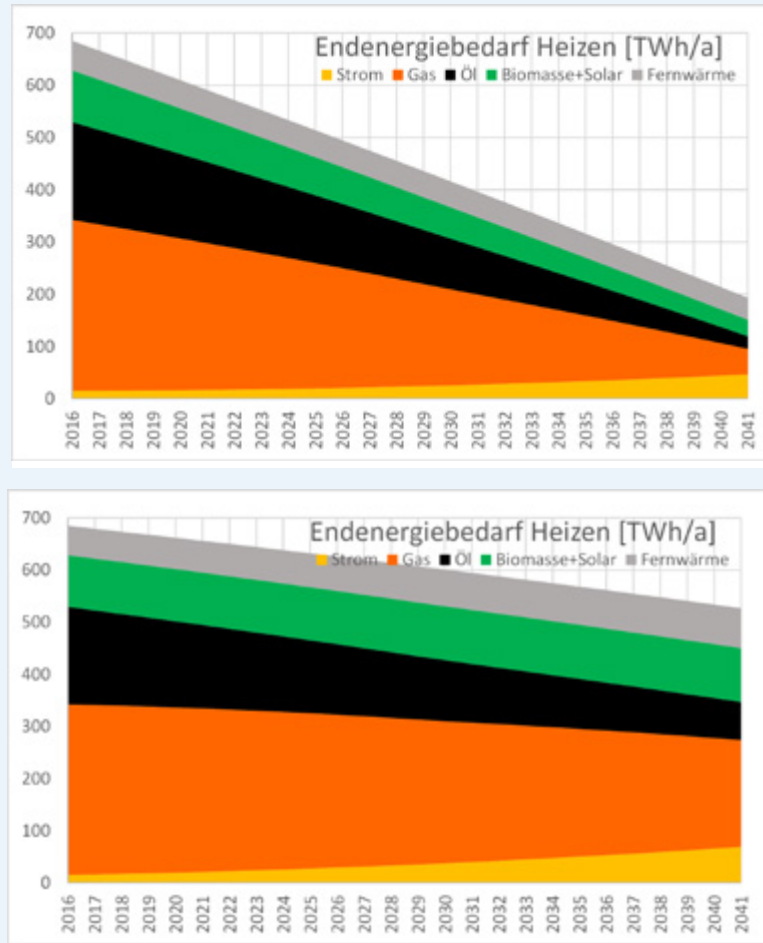


Abbildung 7: Entwicklung des Endenergiebedarfes Heizen. Oben bei einer Sanierungsrate von 3 %. Unten bei schwächeren Standards.

Interessant ist auch ein Blick auf den aus dem Szenario resultierenden Endenergiebedarf für die Gebäudebeheizung. Dieser geht durch die gewählte Effizienzstrategie und durch den vermehrten Einsatz von Wärmepumpen von 685 TWh auf 448 TWh zurück. In Abbildung 6 ist der bereits erläuterte vergleichsweise geringe Anstieg des Heizstrombedarfes gut sichtbar. Aus den 36 TWh Endenergie werden über die Wärmepumpen im Jahr 2041 64 TWh Heizwärme gewonnen, während der Beitrag zur Heizwärme der anderen Energieträger im Verhältnis

wegen der schlechteren Wirkungsgrade sinkt. So erhöht sich der Anteil des Stroms am Heizwärmebedarf von 3 % in 2016 auf 15 % in 2041. Diese scheinbar geringe Änderung sowohl bei dem Umstieg auf Wärmepumpen als auch bei der Reduktion des Endenergiebedarfes – selbst bei höchsten Energiestandards – zeigen, wie schwerfällig der Gebäudesektor aufgrund der geringen Sanierungsraten reagiert.

Bei einer stark erhöhten Sanierungsrate von 3 % fällt der mittlere Jahresheizwärmebe-

darf auf nur noch 40 kWh/(m²a) in 2041. Der Endenergiebedarf fiel auf unter 200 TWh in diesem Jahr (Abbildung 7 links). Der Anteil der Stromheizung am Heizwärmebedarf stieg auf 35%. Die Deckungslücke würde sich nur moderat auf 3,5% erhöhen, da neben der schnelleren Verbreitung der Elektroheizung auch die Effizienz des gesamten Gebäudeparks deutlich anstieg.

Als Beispiel für wesentlich geringere Effizienz in Neubau und Sanierung wurden die Berechnungen mit den folgenden Randbedingungen wiederholt: Jahresheizwärmebedarf: Neubau 50 kWh/(m²a), voll sanierbarer Bestand: 75 kWh/(m²a), bedingt sanierbarer Bestand: 100 kWh/(m²a). Warmwasserbereitung: Keine Reduktionen. Bei einer Sanierungsrate von 1,1% beträgt der mittlere Jahresheizwärmebedarf des Gebäudebestandes in 2041 106 kWh/(m²a), der Ende-

nergiebedarf sinkt nur wenig auf 527 TWh (Abbildung 7 rechts). Die mittlere Deckungslücke steigt auf 6,2% an. Die Winterlücke vergrößert sich ebenfalls, die Notwendigkeit eines teuren saisonalen Ausgleiches steigt.

Zusammenfassung und Fazit

Durch die Umstellung auf Elektromobilität und elektrische Wärmeerzeugung steigt der Strombedarf an. Bei höchst energieeffizientem Neubau und Sanierung (1,1%/a) wird eine bilanzielle hundertprozentige Versorgung mit erneuerbarem Strom vier Jahre später erreicht, über den gesamten Betrachtungszeitraum muss etwa 3% mehr Strom aus nicht erneuerbaren Quellen erzeugt werden. Jedoch geht mit diesen Maßnahmen eine Verringerung des mittleren Jahresheizwärmebedarfes des Gebäudebestandes von 125 kWh/(m²a) in 2016 auf 86

kWh/(m²a) mit entsprechend verringertem Endenergiebedarf einher.

Eine erhöhte Sanierungsrate senkt den mittleren Jahresheizwärmebedarf weiter, der zusätzlich benötigte Strom für die zusätzlichen Wärmepumpen fällt sehr moderat aus, da gleichzeitig die mittlere Effizienz des Gebäudeparks stark ansteigt. Bei 3% Sanierungsrate beträgt der mittlere Jahresheizwärmebedarf 40 kWh/(m²a).

Wird nur auf mittlerem Effizienzniveau gebaut oder saniert, ist ein deutlich höherer mittlerer Heizwärmebedarf (hier 107 kWh/(m²a)) die Folge. Der winterliche Strombedarf steigt massiv an. Dies bedingt einen Mehrbedarf an nicht erneuerbarer Erzeugung, an Kapazitäten zur saisonalen Speicherung sowie eine höhere Netzkapazität.

◇

Quellen

[AGEB 2016]

AG Energiebilanzen e.V. (Hrsg): Anwendungsbilanzen für die Energiesektoren in Deutschland in den Jahren 2013 bis 2015. Studie, beauftragt vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 072/15. Berlin, Oktober 2016

[AGORA 2017]

Agora Energiewende (2017): Energiewende 2030: The Big Picture. Megatrends, Ziele, Strategien und eine 10-Punkte-Agenda für die zweite Phase der Energiewende.

[BDEW 2017]

Bund deutscher Energiewerke (Hrsg): Wohnungsbestand – Beheizungsstruktur Deutschland bis 2016. Veröffentlicht bei Statista: <https://de.statista.com/statistik/>

[daten/studie/162218/umfrage/beheizungsstruktur-des-wohnbestandes-in-deutschland-seit-1975/](https://de.statista.com/statistik/daten/studie/162218/umfrage/beheizungsstruktur-des-wohnbestandes-in-deutschland-seit-1975/), Zugriff im November 2016

[BDEW 2017a]

Bund deutscher Energiewerke (Hrsg): Beheizungsstruktur im Wohnungsneubau in Deutschland in den Jahren 2000 – 2016. Veröffentlicht bei Statista: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/37957/umfrage/beheizungssysteme-in-neubauten-im-jahr-2008/>, Zugriff im November 2016

[BMWl 2014]

Schlesinger, Lindberger, Lutz et al.: Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose. Projekt 57/12 im Auftrag des BMWl, Basel/Köln/Osnabrück 2014

[Feist 2017]

Feist, Wolfgang (Hrsg): Tagungsband zur 21. Internationalen Passivhaustagung in Wien. Darmstadt 2017

[ISE 2018]

Fraunhofer ISE nach 50 Hertz, Amperion, Tennet, TransnetBW, Destatis, EEX: www.energy-charts.de, Zugriff: 30.09.2018

[Krick 2017]

Krick, Benjamin: Mit strombasierten Versorgungskonzepten zu effizienten und wirtschaftlichen Lösungen. In: [Feist 2017]

[Öko 2011]

Ökoinstitut e.V. (Hrsg): Autos unter Strom. Berlin, September 2011

Die Publikationsreihe PERSPEKTIVEN

Einmal jährlich erwartet Sie ein Spektrum spannender Inhalte. Die nächste Ausgabe der PERSPEKTIVEN erscheint in 2021!



Mit den PERSPEKTIVEN geben wir fachliche Einblicke in die Themen des House of Energy. Neben Ergebnissen der Arbeit des House of Energy enthalten die Perspektiven auch Experten-Beiträge. Die Publikation bildet unterschiedliche Sichtweisen ab. Die Texte stammen von der Geschäftsstelle, den Mitgliedern oder Gastautoren. Es handelt sich um Analysen, Projektbeschreibungen oder die Darstellung von Projektergebnissen. Auch Produkte von Unternehmen, Technologien oder Forschungsergebnisse finden ihren Platz.

Reichen Sie ein Thema ein, das Sie bewegt und dessen Veröffentlichung Ihnen wichtig ist.

Ihre Vorteile

- Wichtige Entscheider der Energiebranche erfahren von Ihrem Thema.
- Ihr Wissen leistet einen Beitrag zum Gelingen der Energiewende.
- Sie erhalten die Publikation in print- und digital zur eigenen Verbreitung.
- Ihr Beitrag ist für Sie kostenfrei.

Ob politisch, wissenschaftlich oder wirtschaftlich – wir treffen eine interessante Auswahl und freuen uns über Ihren Beitrag an kommunikation@house-of-energy.org

Impressum

Herausgeber

House of Energy e. V.
Universitätsplatz 12
34127 Kassel

Tel.: +49 (0)561 953 79-790

E-Mail: info@house-of-energy.org

www.house-of-energy.org

Registergericht:

Amtsgericht Kassel VR 5251

Vertretungsberechtigter Vorstand:

Staatssekretär Jens Deutschendorf (Vorsitz)

Dr. Marie-Luise Wolff

Prof. Dr. Rolf-Dieter Postlep

Redaktion

Ivonne Müller

Prof. Dr. Peter Birkner

Gestaltung

Caroline Enders

Lektorat

Korrekturbüro Ruhr · Manteuffelstr. 16 · 47057 Duisburg

Notizen

