

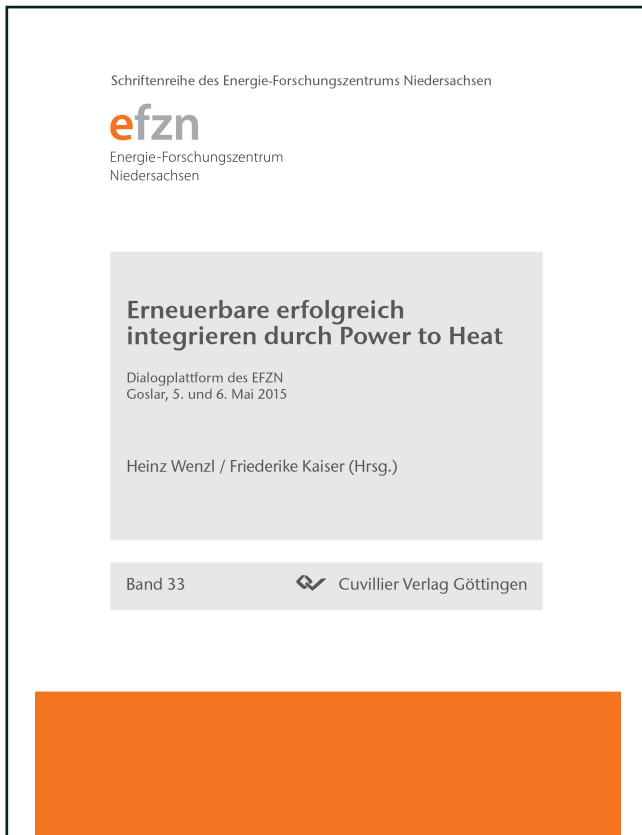


Friederike Kaiser (Herausgeber)

Heinz Wenzl (Herausgeber)

Erneuerbare erfolgreich integrieren durch Power to Heat

Dialogplattform des EFZN Goslar, 5. und 6. Mai 2015



<https://cuvillier.de/de/shop/publications/7088>

Copyright:

Cuvillier Verlag, Inhaberin Annette Jentsch-Cuvillier, Nonnenstieg 8, 37075 Göttingen, Germany

Telefon: +49 (0)551 54724-0, E-Mail: info@cuvillier.de, Website: <https://cuvillier.de>



1 Allgemeines



Power to Heat als Option für die Einbindung erneuerbarer Energiequellen in das zukünftige Energieversorgungssystem

H. WENZL

Der Transformationsprozess des Energieversorgungssystems erfordert neue Lösungen zur Sicherstellung einer zuverlässigen und wirtschaftlichen Energieversorgung. In diesem Beitrag wird gezeigt, welche Veränderungen zu erwarten sind und wie sich daraus Chancen für die Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen für die Wärme- und Kälteversorgung von privaten und industriellen Verbrauchern ergeben. Wegen der ausgereiften und kommerziell verfügbaren Produkte zur Umwandlung von Strom in Kälte und Wärme bestehen große Chancen, diese in Gesamtsysteme einzubinden, die die Strom- und Wärmeversorgung miteinander verbinden können.

1. Einleitung

Die Transformation des Energieversorgungssystems hin zu einer weitgehenden Versorgung aus erneuerbaren Energiequellen beruht in der Bundesrepublik auf einem großen gesellschaftlichen Konsens. Das oberste Ziel ist dabei die Reduzierung von Treibhausgasemissionen zur Begrenzung der Erderwärmung auf 2 K über dem Stand von 1990 hinaus [1]. Die Bundesrepublik Deutschland und einige andere Länder sehen dabei die Notwendigkeit, dieses Ziel gleichrangig mit anderen gesellschaftlichen und politischen Zielen zu verfolgen und nicht wegen aktueller wirtschaftlicher Fragestellungen und der finanziellen Belastung durch den Transformationsprozess hinten anzustellen. Der gleichzeitige Ausstieg aus der Kernenergie ist dagegen ein weitgehend deutsches Ziel. Deutschland hat damit sehr weitreichende und anspruchsvolle Pläne, Beispiele aus anderen Ländern zur Umsetzung dieser Pläne sind nur punktuell vorhanden und nutzbar.

Es wird häufig die Kritik geäußert, dass es für die Energiewende keinen Masterplan gibt, sondern nur globale Ziele über die zu erreichende Reduktion des CO₂-Ausstoßes, die als alleinige Messlatte für das Erreichen der Klimaschutzziele dient. Es stellt sich aber die Frage, ob es angesichts der Dauer des Transformationsprozesses, der hohen Investitionen und der langen Betriebszeit von Anlagen, die technisch möglich und wirtschaftlich notwendig sind, überhaupt einen Gesamtplan geben kann. Neue Technologien, Preisänderungen von Rohstoffen, die Finanzierung des Transformationsprozesses, die Akzeptanz von Beeinträchtigungen vieler Bürger durch dezentrale energietechnische Anlagen statt sehr großer Beeinträchtigungen weniger Bürger durch zentrale energietechnische Anlagen, und die politische Stabilität von Lieferländern sind nicht vorhersehbar und planbar. Die Frage, wie sich das Energiesystem weiterentwickelt, ist aber auch für die Länder und Gesellschaften nicht einfach zu beantworten, die die zukünftige Energieversorgung nicht aktiv gestalten. Sich nicht vorzubereiten und ein „weiter wie bisher“ ist auch kein Masterplan, sondern eine Verlagerung der anstehenden Veränderungsprozesse in die Zukunft.

Trotz vieler Unwägbarkeiten gibt es jedoch einige Eckpunkte, die zur Orientierung dienen können. Dazu zählen:

- Die Investitions- und Lebenszykluskosten für Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen werden weiter sinken. Bereits jetzt sind die Kosten an besonders günstigen Standorten vergleichbar mit den Kosten moderner Gaskraftwerke [2]. Die Preisstellung fossiler Energieträger war in der Vergangenheit sehr volatil, eine Trendumkehr des langsamen Anstiegs der Durchschnittspreise ist aber nicht zu erwarten.
- Windkraft- und Photovoltaikanlagen stellen Energie unmittelbar in der Form von Strom bereit. Strom wird der neue Primärenergieträger sein, die Verwendung von Steinkohlenäquivalenten als Vergleichsmaßstab für die verschiedenen Energieträger wird als Anachronismus verschwinden.
- Um das Ziel einer weitgehend auf erneuerbaren Energiequellen beruhenden Energieversorgung zu erreichen, muss der Primärenergieträger Strom aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen auch den Weg in den Wärmemarkt und Verkehrsbereich finden. Die Energiesektoren werden somit zusammenwachsen – Power-to-Gas, Power-to-Heat, Power-to-X.
- Die Stromintensität wird umso schneller zunehmen, je mehr Strom aus Anlagen ohne variable Stromproduktionskosten (Windkraft, Photovoltaik, Wasserkraft) zur Verfügung stehen wird. Die Auswirkungen auf den Kraftwerkspark und die Großhandelspreise für Strom sind bereits jetzt dramatisch.

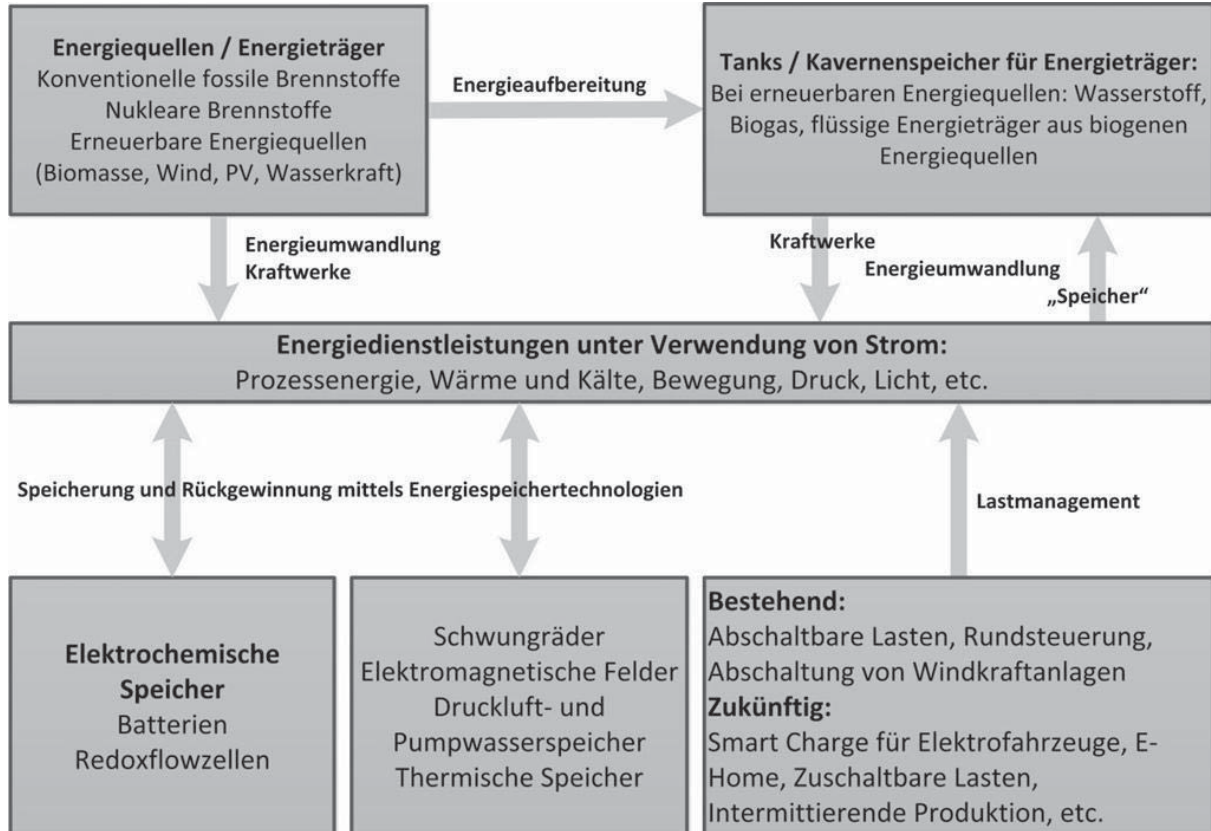


Abbildung 1: Schematische Darstellung des Energieversorgungssystems.



Abb. 1 zeigt eine Darstellung des jetzigen und zukünftigen Energieversorgungsystems. Konventionelle fossile und nukleare Energieträger werden an Bedeutung verlieren, nukleare Energieträger werden in der BRD ab 2022 verschwinden. Für das Zieljahr 2050 sollen erneuerbare Energiequellen dominieren und fossile Energieträger sowohl für den Strom- als auch Wärmemarkt nur noch eine unbedeutende Rolle spielen [3]. Ob es sich lohnt, auf die bisherigen Energieträger völlig zu verzichten, und ob sich die Gesellschaft den vollständigen Verzicht darauf leisten möchte und kann, sei dahingestellt. Mit dem Verschwinden dieser Energieträger werden auch die Kraftwerke dafür verschwinden, es sei denn, dass sie auch mit stofflich gespeicherter Energie aus regenerativem Überschussstrom betrieben werden können. Zu vermuten ist, dass es sich dabei um Kraftwerke handeln wird, die mit Methan und ggf. einer Beimischung von Wasserstoff betrieben werden. Dafür beginnt sich der Begriff Speicherkraftwerke durchzusetzen. Die Aufbereitung fossiler Energieträger zu spezifischen Brenn- oder Treibstoffen wie Benzin und Heizöl wird ebenfalls zurückgehen.

Die Umwandlung fossiler Energieträger in Nutzenergie (Strom und Wärme) ist in der Vergangenheit sehr zeitnah mit dem Verbrauch erfolgt. Speicher zur Aufnahme von elektrischer oder thermischer Energie dienten im Wesentlichen dem kurzfristigen Ausgleich von Produktion und Verbrauch und der Optimierung des Anlagenbetriebs, zum Beispiel der Vermeidung von großen Leistungsgradienten, häufigen, kurzen Stillstandszeiten, sowie sonstigen ungünstigen Betriebszuständen.

Der Primärenergieträger Strom aus erneuerbaren Energien wird unabhängig vom Bedarf bereitgestellt. Speicher sowie Lastmanagement als bereits bisher genutzte Komponenten des Energieversorgungsystems werden eine deutlich größere Bedeutung einnehmen, damit Strom, aber auch Wärme bedarfsgerecht zur Verfügung steht. Mehr, größere und technologisch unterschiedliche Speicher, insbesondere die Produktion von Wasserstoff und dessen weiterer stofflicher Nutzung, sowie erweiterte Möglichkeiten für ein ökologisches, dem Energieangebot angepasstes Lastmanagement müssen ausgebaut werden. Die verschiedenen Optionen stehen dabei im technischen und wirtschaftlichen Wettbewerb zueinander.

2. Überschuss und Mangel von Strom – Residuallast

Es muss zwischen Zeiten mit einem Überangebot von Strom aus erneuerbaren Energiequellen und Zeiten mit einem Mangel unterschieden werden. Der Effekt der fluktuierenden und bedarfsunabhängigen Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen wird üblicherweise über den Verlauf der Residuallast (Verbrauch abzüglich Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen) abgebildet. Die Residuallast entspricht somit dem Erzeugungsbedarf aus Stromerzeugungseinheiten, die unabhängig von den jeweiligen Wind- und Einstrahlungsbedingungen Strom erzeugen können. Abbildung 2 zeigt die Residuallast als Jahresganglinie für das Jahr 2012, 2020 und 2030. Unterschiedliche Simulationen kommen zu leicht verschiedenen Ergebnissen. Allen gemeinsam ist aber die Annahme, dass der zeitliche Lastverlauf im Wesentlichen konstant bleibt [4]. Es wird also unterstellt, dass Last-

verschiebungen in Abhängigkeit von der Stromerzeugung aus EE-Quellen keine oder nur eine untergeordnete Rolle spielt. Diese Annahme kann nicht beibehalten werden, wenn Power-to-Heat als Option zur Nutzung von Überschussstrom in großem Umfang eingesetzt wird.

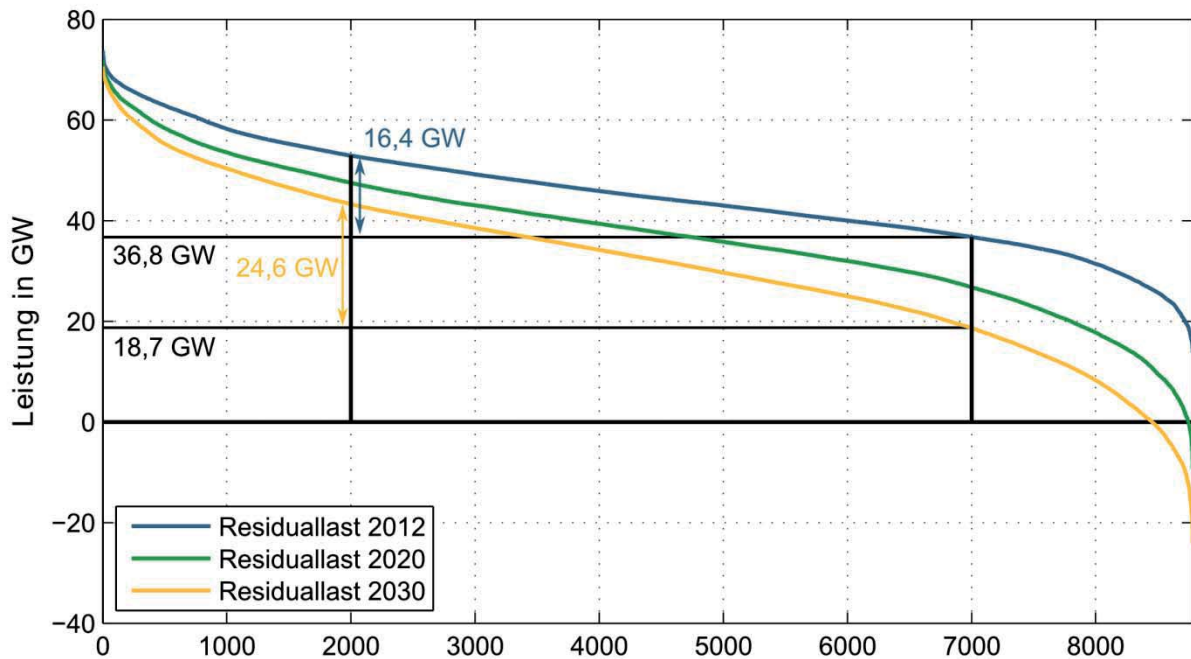


Abbildung 2: Jahresdauerlinien der Residuallast (Datenbasis: veröffentlichungspflichtige Daten der deutschen Übertragungsnetzbetreiber und NEP 2013 (Szenario B); Berechnungen und Darstellung: V. Schild im Projekt ESPEN – Potentiale elektrochemischer Speicher in elektrischen Netzen in Konkurrenz zu anderen Technologien und Systemlösungen, BMWi Fördernummer 0325530)

Der Kraftwerkspark, der sich bei der Jahresganglinie für das Jahr 2030 ergibt, ist in Abbildung 2 im Vergleich zum Jahr 2012 dargestellt, wobei von der weiter gültigen Trennung in Grundlastkraftwerke, Mittellastkraftwerke und Spitzenlastkraftwerke ausgegangen wird. Die Gesamtleistung der betriebsbereiten Grundlastkraftwerke (> 7000 Volllaststunden) geht von 36,8 GW auf 18,7 GW zurück, die benötigte Gesamtleistung betriebsbereiter Mittellastkraftwerke (zwischen 2000 und 7000 Volllaststunden) steigt von 16,4 GW auf 24,8 GW und die Gesamtleistung betriebsbereiter Spitzenlastkraftwerke (< 2000 Volllaststunden) steigt von 20,6 GW auf 26,1 GW. Die geringfügige Abnahme der Spitzenlast ergibt sich aus der Annahme, dass auch bei sehr ungünstigen Wetterbedingungen geringe Strommengen produziert werden können, weil die installierte Kapazität an Windkraft- und PV-Anlagen so hoch sein wird.

In der Vergangenheit waren Zeiten hoher und niedriger Strompreise mit Zeiten hohen und niedrigen Verbrauchs gekoppelt. Inzwischen korrelieren die Strompreise mit der Stromproduktion aus Windkraft und PV-Anlagen, für die keine variablen Kosten anfallen, und werden durch die starre Fahrweise konventioneller Kraftwerke [5] hervorgerufen. Je höher die Produktion aus Windkraft- und PV-Anlagen, desto niedriger die Preise. Negative Strompreise sind zum ersten Mal 2008 am Day-Ahead-Markt aufgetreten [4]. Die Zeiten mit sehr niedrigen Strompreisen, unter denen aller Primärenergieträger wie z. B. Erdgas, bzw. mit

negativen Strompreisen werden zunehmen. Nicht der tatsächliche Überschuss an erneuerbaren Strom ist für den zu erwartenden Strompreis entscheidend, sondern die technische und wirtschaftliche Notwendigkeit für große Grundlastkraftwerke, in Phasen geringen Bedarfs durchlaufen zu können und nicht abgeschaltet werden zu müssen. In [4] werden für 2022 bereits für mehr als 1000 Stunden negative Strompreise prognostiziert.

Verdeutlicht wird dies durch die Darstellung, wie sich Zeiten mit positiver Residuallast (Kraftwerke müssen Strom produzieren) auf das ganze Jahr verteilen werden. Die Anzahl der Zeiten, in denen kein Kraftwerk im Betrieb sein muss, um die notwendige Energiemenge zu liefern, und ihre Dauer nehmen zu. Abbildung 3 zeigt eine Verteilung der Zeiten, in denen Kraftwerke Strom produzieren müssen für das Jahr 2030. Der längste kontinuierliche Kraftwerksbetrieb wird knapp 1000 Stunden sein, gefolgt von Betriebsdauern mit einigen hundert Stunden. Sehr häufig dagegen werden Kraftwerke nur für wenige Stunden betrieben werden können, gefolgt von kurzen Phasen an Überschussstrom.

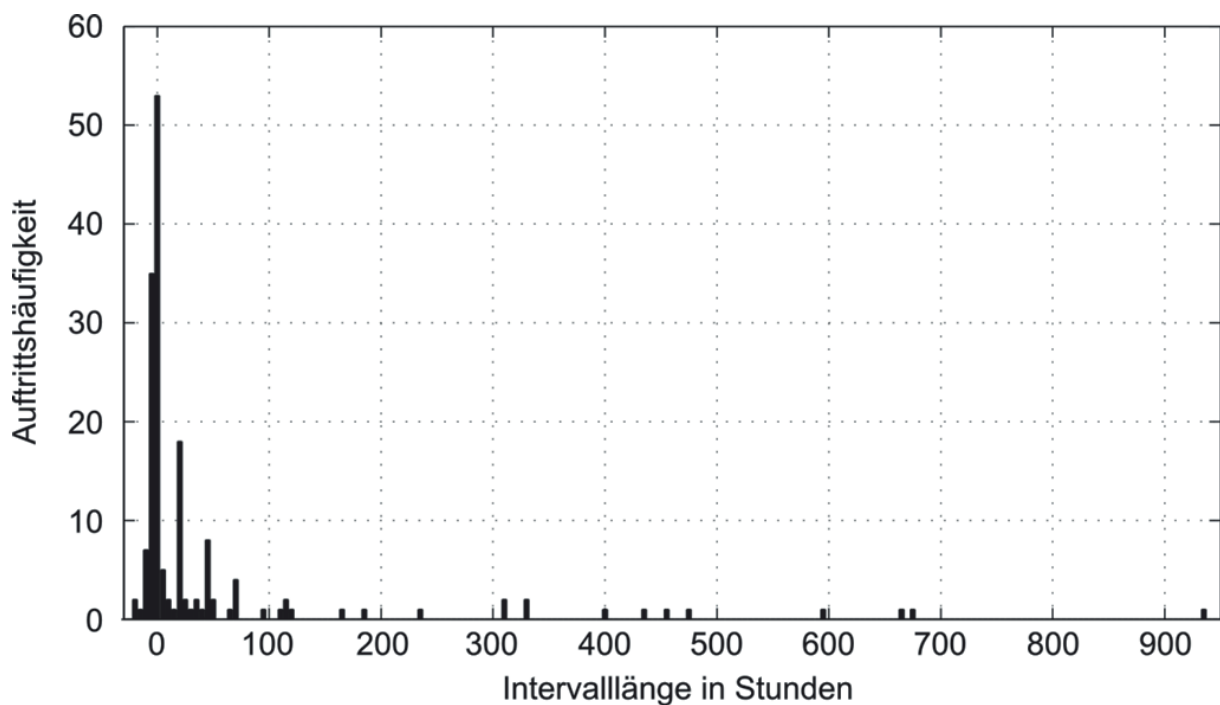


Abbildung 3: Auftrittshäufigkeit über der Dauer der Intervalle mit positiver und negativer Residuallast im Jahr 2030 (Datenbasis: NEP 2013 (Szenario B), veröffentlichungspflichtige Daten der Übertragungsnetzbetreiber; Berechnungen und Darstellung: V. Schild im Projekt ESPEN – Potentiale elektrochemischer Speicher in elektrischen Netzen in Konkurrenz zu anderen Technologien und Systemlösungen, BMWi Fördernummer 0325530).

Diese Situation wird sich weiter verschärfen, wenn der Ausbau erneuerbarer Energien wie prognostiziert weiter geht. Zu erwarten ist, dass im Zieljahr 2050 die Gesamtzeit mit negativer und positiver Residuallast pro Jahr ähnlich sein wird, und Phasen ohne Kraftwerksbetrieb und Phasen mit Kraftwerksbetrieb sich abwechseln und eine ähnliche Verteilung haben werden. Grundlastkraftwerke mit einer Auslegung für 7000 Betriebsstunden oder mehr können dann nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden. Allerdings bezieht sich diese



Aussage nur auf die Betrachtung der Energiemenge. Fragen bezüglich Netzdienstleistungen, die jetzt ausschließlich von Kraftwerken erbracht werden, sind hier ausgeklammert.

Die Frage stellt sich, wie in Zeiten negativer Residuallast, die bis zum Jahre 2050 noch deutlich zunehmen werden, und den dabei produzierten Überschussmengen umgegangen werden kann, und wie in Phasen positiver Residuallast die Stromversorgung sichergestellt werden kann.

Deckung des Strombedarfs bei positiver Residuallast

Abschätzungen der zu speichernden Energiemenge, die als Strom zurückgewonnen werden können muss, liegen im Bereich von ca. 50 TWh je nach Auslegungskriterien [9]. Werden auch als unwahrscheinlich geltende Ereignisse mitberücksichtigt, wie z. B. Vulkanausbrüche, die die Sonneneinstrahlung signifikant für viele Monate reduzieren könnten, oder Phasen sehr geringen Windes, die den langjährigen Durchschnitt deutlich übersteigen, dann muss noch sehr viel mehr als 50 TWh gespeichert werden. Stromspeicher wie elektrochemische Systeme oder Pumpspeicherwerke sind dafür zwar im Prinzip möglich, aber technisch, wirtschaftlich und gesellschaftlich kaum umsetzbar. Anders verhält es sich mit der stofflichen Speicherung von Überschussstrom in Form von Wasserstoff und/oder Methan. Speicher mit einem Energieinhalt von über 100 TWh entsprechen bereits jetzt der Bevorratung von Erdgas und -öl in der Bundesrepublik Deutschlands als Reserve für politisch bedingte Lieferengpässe. Es scheint somit realistischer, die Deckung des Strombedarfs bei positiver Residuallast durch einen Kraftwerkspark auf der Basis von Gas als Brennstoff zu sichern. Die dafür erforderliche Technik (Kraftwerke, Energiespeicher, etc.) gibt es bereits und sie ist bzgl. ihrer Wirtschaftlichkeit bekannt. Bis zur Entwicklung leistungsstarker Elektrolyseure und Methanisierungsanlagen kann auf fossile Energieträger zurückgegriffen werden. Bei der Nutzung von Stromspeichern gibt es dagegen sehr viele technische und wirtschaftliche Unbekannte.

In beiden Fällen ist zu beachten, dass die Jahresbetriebsstunden für einen Teil der benötigten Anlagen sehr klein sein werden. Der Teil des Kraftwerksparks, der wegen seines Standorts, spezifischer Kosten oder anderer technischer Rahmenbedingungen in der Merit Order der Einsatzplanung erst bei sehr hohen Preisen zum Zuge kommen wird, wird im langjährigen Schnitt nur wenige Betriebsstunden pro Jahr haben. Gleiches würde aber auch für Speicher gelten und ein Teil der Speicher würde kaum Energiedurchsatz aufweisen. Geringe Investitions- und Betriebskosten, bei Speichern auch geringe Selbstentladung sind von entscheidender Bedeutung.

Nutzung von Überschussstrom bei negativer Residuallast

Für die Nutzung von Überschussstrom ergeben sich zahlreiche Optionen.

- **Speicherung in Stromspeichern**

Die Nutzung von Stromspeichern mit sehr langer Überbrückungszeit ist nicht zu erwarten, wenn es parallel dazu einen Kraftwerkspark mit flexiblen, schnell anlaufenden



den Kraftwerken für positive Residuallast gibt. Zum Ausgleich kurzer Schwankungen sind Stromspeicher aber eine wichtige Option. Die Überbrückungszeit wird eher im Bereich von Minuten und wenigen Stunden liegen als einem Tag.

- **Lastmanagement** kann den Strombedarf bei hohen Überschüssen erhöhen und den Bedarf bei hohen Preisen und geringer Einspeisung durch Windkraft- und PV-Anlagen verringern. Lastmanagement führt nur zu einer kurzen zeitlichen Verschiebung des Strombedarfs, bei sehr großen Kühlanlagen durchaus über mehr als 24 Stunden. Die Jahresganglinie würde sich bei sehr weit verbreitetem Lastmanagement verändern. Sowohl die Spitze bei der positiven als auch negativen Residuallast wird gekappt und verringert die Notwendigkeit, Anlagen zur Aufnahme oder Abgabe von Energie mit sehr hohen Leistungen für kurze Zeiten zu installieren.
- **Nutzung als Wärme oder Kälte**
Die Nutzung von Strom für die Bereitstellung thermischer Energie bedingt die Kopplung mit thermischen Speichern, damit Wärme auch dann zur Verfügung steht, wenn kein Überschussstrom vorhanden ist, und ein duales System, bei dem zwischen Strom und konventionellen Energieträgern hin und her geschaltet werden kann (siehe z. B. den Beitrag von G. Koletzke). Ohne diese Randbedingungen muss entweder die Bereitstellung von Wärme unterbrochen werden, oder es muss zusätzliche Kraftwerkskapazität mit sehr geringer jährlicher Betriebsdauer installiert werden. Klassische Elektrowärme trägt zur Lastspitze bei, bei der Nutzung von regenerativem Überschussstrom für thermische Zwecke dagegen wird das vermieden und fossile Energieträger werden direkt ersetzt (siehe z. B. die Beiträge von L. Grünig sowie T. Vahlenkamp).
- **Stoffliche Speicherung als Wasserstoff und Methan**
Diese großtechnisch noch nicht ausgereifte Option ermöglicht die Speicherung sehr großer Energiemengen über lange Zeiträume.
- **Abregelung von Anlagen**
Strom aus Windkraft- und PV-Anlagen hat keine variablen Produktionskosten. Strom nicht zu verwerten erscheint deshalb als unsinnige Option. Dabei ist aber zu beachten, dass die Speicherung von Strom mit Kosten verbunden ist. Anlagen zur Aufnahme von Überschussstrom mit sehr geringen Betriebszeiten führen zu sehr hohen Kosten pro ausgespeister kWh Energie.

Diese Optionen stehen im technischen und wirtschaftlichen Wettbewerb zueinander, die Reihenfolge ihrer Aufzählung ist keine Prioritätenliste.

3. Die Option Power-to-Heat

Der Vorteil der thermischen Nutzung von Überschussstrom ist die Nutzung von Anlagen mit vergleichsweise sehr niedrigen Investitionskosten und der Rückgriff auf ein breites, kommerziell ausgereiftes Produktprogramm aus der Elektrowärmebranche (siehe z. B. den Beitrag von S. Kern). Für die Nutzung von Überschussstrom sind kaum Hardwaremodifikationen



erforderlich, sondern neue Betriebsführungsstrategien und Systemansätze zur Einbindung in bestehende Anlagenkonzepte. Power-to-Heat verdrängt dabei auch gleichzeitig unmittelbar die bisher zur Wärmeerzeugung genutzten Energieträger. Die Energiewende erweitert sich damit von der Stromwende zur Wärmewende. Die in dieser Tagung dargestellten Ansätze auf betriebs- und energie- bzw. volkswirtschaftlicher Ebene zeigen das enorme Potential von Power-to-Heat (siehe z. B. die Beiträge von C. Brandstätt und M. Fette sowie C. Bettinger und V. Spielmann).

Zum jetzigen Zeitpunkt ist es noch schwierig, das Potential von Power-to-Heat, ausgedrückt in installierter Leistung und aufgenommener elektrischer Energiemenge bzw. verdrängten Gasverbrauchs, zu bewerten. Allein die Tatsache, dass der Energieverbrauch für Wärmeanwendungen ungleich höher als der Stromverbrauch ist, deutet auf Potentiale über denen von Stromspeichern und Lastmanagementsystemen hin.

Regulatorisch und steuerlich wird Power-to-Heat gegenüber der Nutzung von Gas zur Wärmeversorgung durch Abgaben und die Belastung mit Netzentgelten belastet. Auch die Belastung mit der EEG-Umlage für die Nutzung von Strom, der sonst nicht genutzt werden könnte, erscheint kontraproduktiv [6] (siehe z. B. die Beiträge von H. Thomas, sowie J. Hilpert).

4. Netzausbau und Stabilität des Stromversorgungssystems

Um das Stromversorgungssystem stabil zu halten, müssen je nach Netzbereich bestimmte Spannungsbänder eingehalten werden, die Frequenz muss in einem engen Band gehalten werden und es muss ständig der Ausgleich zwischen Produktion und Nachfrage gemäß des vereinbarten Fahrplans erfolgen. Diese Anforderungen, sowie die Bereitstellung von Kurzschlussleistung und die Fähigkeit zum Versorgungswiederaufbau, zusammen als Netzdienstleistungen bezeichnet, werden unter der Verantwortung der Netzbetreiber durch die Wahl der Betriebsmittel des Netzes (Transformatoren, Leitungslängen und –querschnitte, etc.) sowie durch den Einsatz von Kraftwerken erfüllt. Für die Bereitstellung der Netzdienstleistungen gibt es feste technische Regelungen und teilweise Handelsplattformen, auf denen der vom Netzbetreiber zu zahlende Preis festgelegt wird.

Netzausbau

Durch die dezentrale Einspeisung hat sich der Charakter des Netzes grundsätzlich geändert. Der Leistungsfluss von großen zentralen Kraftwerken hin zum Letztverbraucher hat sich insbesondere in ländlichen Räumen umgedreht und über viele Stunden im Jahr fließt Strom aus den Verteilnetzen in das Übertragungsnetz. Die Auslegung der Netze bzgl. der Versorgung der angeschlossenen Verbraucher mit einer Spannung im zulässigen Band wird immer schwieriger, weil durch hohe Einspeisung lokal unzulässig hohe Spannungen auftreten können. Die Nutzung von Strom für die Wärmeversorgung an kritischen Stellen ist eine besonders kosteneffiziente Maßnahme zur Begrenzung der Spannung ohne die Notwen-



digkeit eines Netzausbaus (siehe z. B. den Beitrag von B. Armbrecht, T. Schütte und V. Spielmann).

Netzdienstleistungen

Wenn es aus Energiegründen keine Notwendigkeit dafür gibt, Kraftwerke zu betreiben, dann stellt sich die Frage nach der Sicherstellung der Stromversorgung. Hier ist großer Forschungsbedarf vorhanden, und die Lösungsvorschläge reichen von mitlaufenden Kraftwerken, die so wenig Wirkleistung wie möglich in das Netz einspeisen, bis hin zu überwiegend Umrichter betriebenen Systemen unter Einbeziehung von Stromspeichern, und ab- und zuschaltbarer Lasten.

Power-to-Heat kann durch das selektive Zu- und Abschalten von Wärmeerzeugern einen Beitrag zur Systemstabilität leisten, der inzwischen von zahlreichen Energieversorgungsunternehmen und Industriebetrieben wirtschaftlich erfolgreich umgesetzt wird. Durchlauf-erhitzer und Elektrodenkesseln mit einer Leistung bis zu ca. 50 MW werden als negative Sekundärregelleistung eingesetzt und nehmen Strom aus dem Netz, wenn das der Netzbetreiber zur Sicherstellung des Stromnetzes fordert. Außerhalb dieser Zeiten wird Wärme durch konventionelle Anlagen (Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und Dampfkessel, etc.) bereitgestellt. Im Beitrag von P. Mayrhofer und H. Neugebauer wird dafür eine Industrieanlage im MW-Bereich beschrieben und im Beitrag von L. Mertens, C. Halper und S. Jastrzab für die Warmwasserversorgung in privaten Haushalten. Über diese Anwendung hinaus gibt es bisher in der BRD noch keine weiteren Möglichkeiten zur Nutzungen von Power-to-Heat zur Systemstabilität des Stromnetzes. Dies hat aber weniger technische als regulatorische Gründe. Zum Beispiel muss Primärregelleistung zur Sicherstellung der Frequenzhaltung in positiver (Leistung muss eingespeist werden oder Lasten verringert werden) und negativer (Leistung muss verringert werden oder Lasten zugeschaltet werden) Richtung gemeinsam angeboten werden. Für Wärmesysteme ist das nicht möglich. In Dänemark dagegen können beide Richtungen separat angeboten werden, was den Markt für Wärmeerzeuger zur Bereitstellung dieser sehr wertvollen und preislich hoch dotierten Netzdienstleistung ermöglicht [7]. Am Rande sei erwähnt, dass es seit vielen Jahren eine Insel in der Nordsee gibt (Fair), bestehend aus Windkraft- und Dieselanlagen, auf der die Frequenz durch das Zu- und Wegschalten thermischer Verbraucher sichergestellt wird [8].

Es ist somit zu erwarten, dass Power-to-Heat auch in hohem Maße zur Systemstabilität beitragen kann, wenn keine oder nur wenige Kraftwerke in Betrieb sind, oder um Netzdienstleistungen wirtschaftlicher und umweltfreundlicher bereitzustellen, als dies Kraftwerke jetzt können. Die regulatorischen und steuerlichen Belastungen von Power-to-Heat müssen allerdings geändert werden, damit das volle Potential von Power-to-Heat zur Stabilisierung des Stromnetzes genutzt werden kann.