

■ Integration in das Energiesystem 2050 – technologisch, wirtschaftlich, politisch

- Energiespeicherung und Netzmanagement
- Systeme und Technologien für den Übergang zur energieeffizienten Stadt
- Ökonomische Konsequenzen einer 100%-Versorgung mit Erneuerbaren bis 2050 für Deutschland
- Investitionssichernde Rahmenbedingungen für erneuerbare Energien als Technologietreiber

Energiespeicher – Steigerung der Energieeffizienz und Integration erneuerbarer Energien

Dr. Andreas Hauer
Fraunhofer ZAE
hauer@muc.zae-bayern.de

Dr. Michael Specht
ZSW
michael.specht@zsw-bw.de

Dr. Michael Sterner
Fraunhofer IWES
michael.sterner@iwes.fraunhofer.de

Energiespeicherung ist in der Lage, das Energieangebot dem Energiebedarf zeitlich oder räumlich anzupassen. Dadurch wird ansonsten ungenutzte Energie nutzbar gemacht, die Energieeffizienz gesteigert und die schwankende Verfügbarkeit erneuerbarer Energien vergleichmäßigt. Energie kann prinzipiell in Form von elektrischer, elektrochemischer, mechanischer, chemischer oder thermischer Energie gespeichert werden.

- Die Lade- oder Entlade-**Leistung** des Speichers wird in kW angegeben. Sie hängt neben dem grundlegenden Speichermechanismus auch von der technischen Realisierung des Speichers ab.
- Der **Wirkungsgrad** eines Speichers beschreibt das Verhältnis der Energiemenge Ausspeicherung/Einspeicherung. Er hängt von Verlusten und der Speicherdauer ab.
- Die **Speicherdauer** gibt an, über welchen Zeitraum die Energie gespeichert wird. Dies reicht für die hier betrachteten Systeme von Sekunden bis zu einem Jahr.
- Die **Kosten** für Energiespeicherung beziehen sich auf die Energiemenge, die dem Speicher entnommen und genutzt werden kann (€/kWh). Sie hängt neben den Investitionskosten auch entscheidend von der Zahl der Speicherkzyklen in einem bestimmten Zeitraum ab.

Eigenschaften von Energiespeichern

Energiespeicher können durch folgende Eigenschaften beschrieben werden:

- Die **Speicherkapazität** gibt die pro Masse (oder Volumen) des Speichermediums (oder des Speichers) gespeicherte Energie in kWh/kg (oder kWh/m³) an. Sie hängt hauptsächlich von der der Speicherung zu Grunde liegenden physikalischen oder chemischen Effekt ab.

Tabelle 1 zeigt verschiedene Speichertechnologien mit ihren Eigenschaften. Die Zahlen sind als Richtwerte zu verstehen, da bei vielen Energiespeichern die aktuellen Randbedingungen einen entscheidenden Einfluss haben.

Tabelle 1
Speichertechnologien
und ihre Eigenschaften

Speicher-Technologie	Kapazität kWh/t	Leistung MW	Wirkungsgrad	Speicherdauer	Kosten €/kWh
Mechanisch					
Pumpspeicherwerke	1	1–500	80%	Tag – Monat	50
Druckluftspeicher	2 kWh/m ³	300	40–70%	Tag	400–800
Elektrochemisch					
Bleisäurebatterien	40		85%	Tag – Monat	200
Li-ion-Batterien	130	0,02–??	90%	Tag – Monat	1000
NaS-Batterien	110	0,05–??	85%	Tag	300
Redox-Flow-Batterien	25	0,01–10	75%	Tag – Monat	500
Thermisch					
Warm-Wasser-Speicher	10–50	0,001–10	50–90%	Tag – Jahr	0,1
Latentwärmespeicher	50–150	0,001–1	75–90%	Stunde – Woche	10–50
Thermochemische Speicher	120–250	0,01–1	100%	Stunde – Tag	8–40
„Stofflich“					
Wasserstoff	30000	0,001–1	25–50%	Tag – Jahr	1000 €/kWh

Steigerung der Energieeffizienz und Integration erneuerbarer Energien durch Energiespeicher

Der Steigerung der Energieeffizienz bei der Primärenergienutzung kommt eine entscheidende Rolle zu, weil auf diese Weise der Energieverbrauch deutlich gesenkt werden kann, ohne industrielle Aktivitäten zurückfahren oder auf Komfort z. B. im Wohnbereich verzichten zu müssen. Alle energetischen Umwandlungsprozesse sind mit Verlusten behaftet und setzen Abwärme frei. Die Nutzung dieser Abwärme birgt große Potenziale. Energiespeicher können hier einen entscheidenden Beitrag leisten. Durch den Einsatz thermischer Energiespeicher können in industriellen Bereichen mit hohem Energieverbrauch, z. B. in Gießereien, Zementwerken oder bei der Glasherstellung, große Wärmemengen zum Teil wieder in Form von Prozesswärme oder in Nahwärmenetzen zur Gebäudeheizung und Warmwasserbereitung nutzbar gemacht werden. Blockheizkraftwerke können stromgeführt betrieben werden, wenn die Abwärme gespeichert und bei Bedarf bereitgestellt werden kann

Bei der Integration erneuerbarer Energiequellen mit fluktuierendem Angebot können Energiespeicher helfen, Energie kontinuierlich bereit zu stellen. Solarthermische Wärme kann sowohl für Kraftwerke bei Temperaturen über 400 °C zentral als auch für die häusliche Warmwasserbereitung dezentral gespeichert und zum gegebenen Zeitpunkt abgegeben werden. Durch Photovoltaik und Wind erzeugter Strom kann gespeichert werden, womit die meteorologischen Schwankungen in der Verfügbarkeit ausgeglichen werden können.

Speicherung elektrischer Energie

Elektrizität kann grundsätzlich in Form von mechanischer, chemischer, elektrochemischer und elektrischer Energie gespeichert werden.

Mechanische Speicher zeichnen sich vor allem durch große Speicherkapazität (Absolute, nicht spezifische) und Leistung aus. Darüber hinaus sind sie heute die wirtschaftlichste Lösung der Elektrizitätsspeicherung:

- **Pumpspeicherwerke:** Pumpspeicher können zur Vergleichmäßigung der durch Kraftwerke zu deckenden Last (Lastglättung) sowie zur Speicherung der Energieüberschüsse genutzt werden und so zu einem technisch effizienteren Einsatz der konventionellen Kraftwerke sowie der Vermeidung des Abregelns erneuerbarer Energien beitragen.
- **Druckluftspeicher:** In Schwachlastzeiten speichern sie Strom aus Grundlastkraftwerken durch Kompression von Luft in unterirdische Kavernen. Bei Spitzenlastbedarf wird der Kavernenspeicher entladen, indem die komprimierte Luft zunächst erhitzt und dann in einer Gasturbine entspannt wird. Diese „konventionelle“ Druckluftspeichertechnik benötigt für ihren Betrieb Erdgas, ist also eine „Hybridtechnik“. Damit bleibt der Wirkungsgrad auf ca. 40% beschränkt. Als Weiterentwicklung zielt die so genannte adiabate Druckluftspeichertechnik darauf, eine lokal emissionsfreie, reine Speichertechnik mit hohem Wirkungsgrad zur Verfügung zu stellen. Dieses Konzept verwendet einen zusätzlichen Wärmespeicher. Damit wird es möglich, die für den Expansionsprozess benötigte Wärme durch die Kompressionswärme des Beladungsprozesses bereitzustellen und so den bisher benötigten Gasbrenner zu vermeiden. Solche Anlagen können hohe Stromspeicherwirkungsgrade von etwa 70% realisieren.

In Zukunft kann die Integration erneuerbarer Elektrizität aus Photovoltaik und Wind aber auch von elektrochemischen Speichersystemen übernommen werden. Der Bedarf an elektrochemischen Speichern (Akkumulatoren, Redox-Flow-Batterien) und Hybridsystemen aus Batterien und Superkondensatoren mit hoher Leistungsdichte und langer Lebensdauer wird in den kommenden Jahren stark ansteigen, denn der Anteil an Strom aus dezentralen und fluktuierenden Quellen wird sich erhöhen, was den stationären Einsatz dieser Technologien forcieren wird. Gleichzeitig wird die Entwicklung leistungsstarker Batterien für mobile Anwendungen im Verkehr zunehmend an Bedeutung gewinnen.

Die zukünftigen Herausforderungen liegen in einer nutzerfreundlichen Kostenstruktur elektrochemischer Speicher und der Produktion von anwendungsorientierten Systemlösungen. Dies gilt

insbesondere für eine stationäre elektrochemische Stromspeicherung für fluktuierende Einspeisungen aus Photovoltaik- und Windanlagen. Hier zeichnet sich eine Entwicklung ab, mit der überschüssiger Windstrom in große Batteriesysteme geleitet wird, um diese in ein Energiedienstleistungssystem einzubinden, das Spannung und Frequenz im Verteilnetz effizient stabilisiert.

Speicherung thermischer Energie

Auch die Speicherung thermischer Energie ist ein wichtiges Instrument für eine effiziente Energienutzung. Die möglichen Einsatzbereich thermischer Energiespeicher reichen von der stundenweisen Speicherung von Niedertemperaturwärme für die Warmwasserbereitung bis zu Hochtemperaturspeichern bei der solarthermischen Elektrizitätserzeugung (Concentrated Solar Power). Ein großer Beitrag zur Steigerung der Energieeffizienz kann insbesondere bei der Abwärmenutzung erwartet werden.

Grundsätzlich kann thermische Energie in Form von sensibler oder latenter Wärme oder in thermochemischen Prozessen gespeichert werden.

- **Sensible Speicherung thermischer Energie**

Bei der sensiblen Speicherung wird ein Speichermedium erhitzt oder abgekühlt. In den meisten Fällen wird Wasser eingesetzt, da es eine hohe spezifische Wärmekapazität besitzt und sehr kostengünstig ist. Kleinere Speicher werden als Pufferspeicher in thermischen Solaranlagen (Warmwasserbereitung) für eine Speicherung von Tagen oder Wochen eingesetzt. Große Wasserspeicher (bis zu mehreren tausend m³) werden zur saisonalen Speicherung solarer Wärme zum Heizen im Gebäudebereich meist in Verbindung mit einem Nahwärmenetz gebaut. Mit großen saisonalen Wärmespeichern kann in Deutschland etwa die Hälfte des Gesamtwärmebedarfs von größeren Gebäudeeinheiten solar gedeckt werden. Wärme und Kälte wird auch im Erdreich gespeichert. Hier kann beispielsweise thermische Energie mit einem Temperaturniveau von ca. 10 °C im Winter von einer Wärmepumpe genutzt werden und im Sommer direkt zur Gebäudekühlung eingesetzt werden.

Sensible Speicherung thermischer Energie

*Warmwasserspeicher zur saisonalen Speicherung solarer Wärme in einem Nahwärmenetz am Ackermannbogen, München
(ZAE Bayern)*



- **Latentwärmespeicher**

Latentwärmespeicher nutzen zusätzlich zur Temperaturerhöhung (oder -absenkung) einen Phasenwechsel (engl. Phase Change Materials PCM) des Speichermediums. Dadurch kann bei kleineren Temperaturunterschieden deutlich mehr thermische Energie gespeichert werden. Dies ist vor allem bei der Kältespeicherung von Vorteil. In die Gebäudestruktur integrierte PCMs können z. B. mit Schmelztemperaturen um 25 °C die Raumtemperatur bei komfortablen Werten halten und vor Überhitzung schützen. Die hohe Speicherkapazität trägt zu einer kompakten Speichergeometrie bei. Auch die Nutzung industrieller Abwärme kann in Zukunft durch Latentwärmespeicher bei hohen Temperaturen (über 150 °C) umgesetzt werden.

- **Thermochemische Speicherprozesse**

Zur Speicherung thermischer Energie können auch reversible chemische Reaktionen genutzt werden. Solche Systeme verfügen über hohe Energiespeicherdichten und sind in der Lage, die Temperaturniveaus beim Laden und Entladen den aktuellen Bedürfnissen anzupassen. Am meisten untersucht sind auf diesem Gebiet Ad- und Absorptionsprozesse.

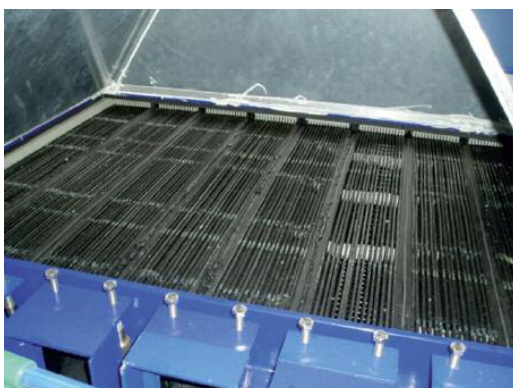
Offene Sorptionsspeicher werden momentan für ihren Einsatz bei der Nutzung industrieller Abwärme untersucht. Vor allem im Bereich industrieller Trocknungsprozesse können hier effiziente und wirtschaftlich interessante Systeme entstehen. Die Möglichkeit neben der Speicherung auch Wärme in Kälte zu transformieren wird in Anwendungen wie der solaren Gebäudeklimatisierung genutzt.

„Thermische Energie - speicherung zur Speicherung von Elektrizität“

Die Umwandlung der verschiedenen Energieformen – elektrisch, elektrochemisch, mechanisch, chemisch oder thermisch – bietet neue Möglichkeiten der effizienten Energiespeicherung. So kann z. B. erneuerbar erzeugte Elektrizität, wenn diese kurzzeitig nicht ins Netz einspeisbar ist, nach der Umwandlung in Wärme oder Kälte dezentral, kostengünstig und effizient thermisch gespeichert werden. Auch Sonnenwärme von über 400 °C kann in thermischen Speichern aufgehoben und in der Nacht der Turbine wieder zugeführt werden. Damit werden die Effizienz und vor allem die Laufzeit von solarthermischen Kraftwerken deutlich erhöht. Durch die Möglichkeit der Umwandlung der Energieformen kann das technisch und ökonomisch am besten geeignete Speicherkonzept realisiert werden.



Latentwärmespeicher mit Calcium-Chlorid zur Rückkühlung eine Absorptionskältemaschine zur solaren Klimatisierung (ZAE Bayern)



Thermochemische Speicherprozesse:

Offener Absorptionsspeicher mit Lithium-Chlorid zur Raumklimatisierung in München (ZAE Bayern)

Möglichkeiten durch „stoffliche Energiespeicher“ Neben der direkten Speicherung von Energie kann auch eine „stoffliche“ Speicherung durchgeführt werden. Dabei wird unter Energieeinsatz ein Energieträger produziert, der die Energie über einen beliebigen Zeitraum speichert. Bei den Energieträgern handelt es sich in der Regel um Wasserstoff oder Methan.

- **Wasserstoff als Energiespeicher**

Durch Wasserelektrolyse kann z. B. der überschüssige Windstrom als chemische Energie gespeichert werden. Zentraler Punkt einer Wasserstoffwirtschaft ist die ökologisch und wirtschaftlich vertretbare Erzeugung des Wasserstoffs mit verschiedenen Verfahren (Elektrolyse aus erneuerbarem Strom, thermische Wasserspaltung oder Reformierung von aus regenerativen Ressourcen hergestellten Kohlenwasserstoffen (z. B. erneuerbares Methan)).

Erneuerbarer Strom kann so in transportablen Energieträgern gespeichert werden, um ihn zeitlich oder räumlich versetzt zu nutzen. Der hergestellte und gespeicherte Wasserstoff kann so zur netzunterstützenden Rückverstromung eingesetzt werden und/oder als Kraftstoff für den mobilen Bereich. Großmaßstäblich wird die elektrische Pufferung z. B. von Strom aus Off-Shore-Windkraftparks über die Elektrolyse und Wasserstoffspeicherung in Kavernen mit einer Verstromung in Gasturbinen angedacht.

- **Erneuerbares Methan als Energiespeicher**

Das FVEE-Konzept sieht in der Herstellung von erneuerbarem Methan einen besonders interessanten Lösungsweg zur Speicherung erneuerbarer Energien. Mit einem Methangasreservoir kann auch zu Zeiten eines geringen Angebots an erneuerbaren Energien (z. B. Windflaute) die Energieversorgung für alle Verbrauchssektoren gedeckt werden.

Das neue Konzept besteht darin, aus überschüssigem Windstrom über die Wasserstoffherzeugung via Elektrolyse und anschließender Methanisierung von CO₂ synthetisches Methan zu erzeugen, das ins Erdgasnetz eingespeist werden kann. Dieser neue Lösungsansatz zur saisonalen Speicherung von erneuerbaren Energien bietet die Möglichkeit, intelligente und bidirektional verbundene Strom- und Gasnetze zu entwickeln.

Während sich die Speicherkapazität des Stromnetzes heute auf nur ca. 0,04 TWh beläuft – mit

einer Speicherreichweite von unter einer Stunde –, beträgt die Speicherkapazität des heute schon vorhandenen Gasnetzes in Deutschland über 200 TWh mit Speicherreichweiten im Bereich von Monaten.

Ausblick

Damit zukünftige F&E-Aktivitäten möglichst schnell und zuverlässig zu einer kommerziellen Umsetzung gelangen ist es wichtig, dass Grundlagen- und angewandte Forschung Hand in Hand arbeiten. Die Entwicklung neuer Speichermaterialien sollte bereits die zukünftige Verfahrenstechnik und die Randbedingungen der konkreten Anwendung im Auge haben.

Darüber hinaus kann die gemeinsame und vergleichende Entwicklung elektrischer und thermischer Energiespeicher Synergien fördern, die eine Steigerung der Energieeffizienz und die Integration erneuerbarer Energien unterstützen werden.

Systeme und Technologien für den Übergang zur energieeffizienten Stadt

Hintergrund

85 % der deutschen Bevölkerung lebt in Städten. Weltweit liegt dieser Anteil erstmals in der Geschichte der Menschheit bei 50%. Haushalte und Gewerbe in Deutschland verbrauchen rund 40% der Energie. Städte spielen deshalb im Energiesystem eine zentrale Rolle. Sie sind aber nicht nur Orte des Energieverbrauchs, sondern auch Akteure im Energiesystem, die über ihre Verwaltung Verbrauchsmuster regulieren und Infrastruktur auf Energieeffizienz hin optimieren können.

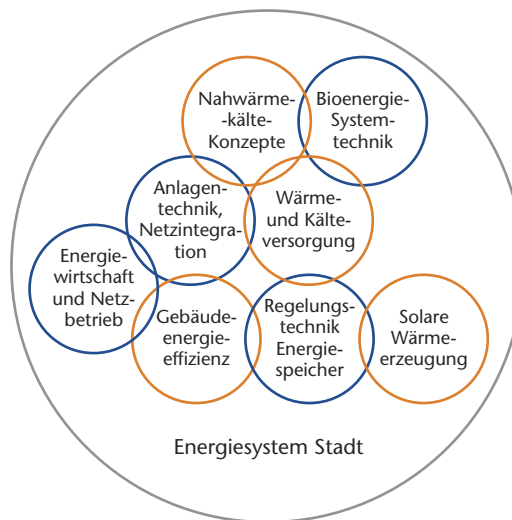
Die übergeordnete Zielsetzung einer nachhaltigen Energieversorgung im Sinne der Einsparziele der Bundesregierung ist auf breiter Basis anerkannt und erhält Unterstützung sowohl von der Politik als auch durch die Bevölkerung. Städten und Kommunen kommt in diesem Zusammenhang eine besondere Rolle bei der langfristigen Umsetzung der Ziele zu. Sie bilden die treibenden Kräfte und Koordinatoren für ihren Beitrag zum Klimaschutz und bei Umsetzung einer nachhaltigen Energieversorgung auf ihrem kommunalen Einflussgebiet, wie in überregionalen Zusammenschlüssen und Verbänden.

Auf kommunaler Ebene stand in diesem Zusammenhang in der Vergangenheit häufig stärker die Frage nach einer verbesserten Ausnutzung der vorhandenen regenerativen Energiequellen im Vordergrund. Verschiedene Kommunen haben hier versucht, ihren ordnungsrechtlichen Handlungsspielraum zu nutzen und beispielsweise im Rahmen von Satzungen verbindliche Vorgaben für die Nutzung von Solarenergie auf Gebäuden zu machen oder den Ausbau von lokalen erneuerbaren Energieanlagen zu fördern. Oftmals kommt es bei der Umsetzung von Projekten zu Interes-

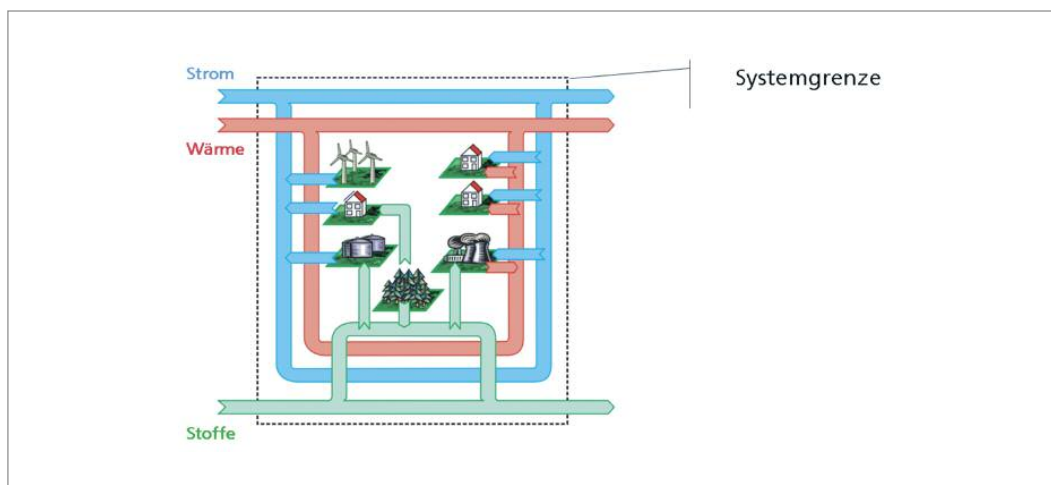
Christina Sager
Fraunhofer IBP
christina.sager@ibp.fraunhofer.de

Carsten Beier
Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik (UMSICHT)
carsten.beier@umsicht.fraunhofer.de

Dr. Ernst Huenges
GFZ
huenges@gfz-potsdam.de



Abbildungen 1, 2
Mehr Effizienz im „Energiesystem Stadt“ lässt sich durch die intelligente Vernetzung von Bedarfs- und Versorgungsstrukturen sowie der Erschließung und Einbindung neuer und innovativer Energiequellen erreichen.



senskonflikten zwischen Kommune, Energieversorgern und Bürgerinitiativen, da es bei der lokalen Umsetzung von beispielsweise Windkraftanlagen oder Biogasanlagen schnell zu Flächenkonkurrenzen und Interessenskonflikten kommt.

Diese Ansätze zeichnen sich vor allem dadurch aus, dass es sich in der Regel um engagierte Einzelmaßnahmen handelt, die in aller Regel nicht innerhalb eines Gesamtbildes des Energiesystems abgebildet werden. Ansätze und Maßnahmen, die langfristig helfen, den Systemwandel in Richtung einer zukunftsweisenden Energieversorgung zu beschleunigen und zu vereinfachen, erfordern jedoch den Blick auf das Gesamtsystem zu weiten. „Energieeffiziente Stadt“ umfasst damit das Zusammenwirken verschiedener Bausteine aus den Handlungsfeldern Reduzierung des Energieverbrauchs, Ausbau der erneuerbaren Energien und, während einer Übergangszeit, die maximal mögliche Ausnutzung der Potentiale von nicht-erneuerbaren Energieträgern zur Restbedarfsdeckung.

Die effiziente Verknüpfung der unterschiedlichen Bedarfs- und Versorgungseinheiten stellt neben der Weiterentwicklung hocheffizienter Erzeugungs- und Speichertechnologien die Herausforderungen der Zukunft dar. Im Strombereich werden unter dem Schlagwort „Smart-Grids – Intelligente Netze“ derzeit eine Vielzahl von Fragestellungen zu diesem Themenkomplex bearbeitet. Doch die Herausforderungen liegen nicht nur in einer „intelligenten“ Stromversorgung. Mengenmäßig macht nach wie vor der Wärmebereich, Energie für die Beheizung von Gebäuden und die Warmwasserbereitung europaweit etwa 40 % des Primärenergiebedarfs aus. Neben einer Reduzierung des Bedarfs über eine verstärkte Gebäudesanierung liegen auch in der optimierten Wärme- und Kälteversorgung noch große Potentiale.

Wärme- und Kälteversorgung aus alten Kohlegruben – das Minewaterprojekt in Heerlen/NL

In der niederländischen Stadt Heerlen werden seit Ende 2008 die geothermalen Wasserreservoirs aus den stillgelegten Kohlegruben genutzt, um

Gebäude mit Wärme und Kälte zu versorgen. Die Stadt verfügt damit über ein einzigartiges Energieversorgungssystem, das auf Basis einer konsequenten Niedertemperaturversorgung basiert. Hierfür wurden in den energieeffizienten Gebäuden in Verbindung mit einer effizienten Lüftungstechnik konsequent Systeme eingesetzt, die eine Beheizung auf vergleichsweise niedrigem und eine Kühlung auf vergleichsweise hohem Temperaturniveau ermöglichen. Hierdurch wird ganzjährig ein exzellenter thermischer Komfort und Raumluftqualität für die Nutzer erreicht und im Vergleich zu konventionellen Technologien 50 % CO₂ eingespart.

Stillgelegte und geflutete Kohlegruben existieren in einer Vielzahl von ehemaligen Bergbauregionen in ganz Europa. Die Nutzung dieser enormen geothermalen Energiereservoirs kann neben dem energetischen Nutzen auch zu einer positiven sozio-kulturellen Entwicklung in den ehemaligen Bergbaukommunen beitragen.

Für das Projekt in Heerlen wird das Grubenwasser an verschiedenen Stellen mit unterschiedlichen Temperaturniveaus gefördert. Die tiefste Bohrung erschließt ein warmes Wasserreservoir von etwa 30 °C in 800 Metern Tiefe. Kühlwasser wird aus weiteren Bohrungen aus einer Tiefe von 400 Metern mit einer Temperatur von 16–18 °C gefördert. Das Heiz- bzw. Kühlwasser wird über Leitungssysteme zu den zentralen Energiestationen gepumpt, welche die Energie an das sekundäre Verteilnetz abgeben und im Heizfall bei Bedarf das Temperaturniveau über Wärmepumpen auf 35–40 °C anheben.

Über die gemeinsame Rücklaufleitung kann im Sommer Überschusswärme aus den Gebäuden oder industriellen Prozessen in die Grubenreservoirs zurück geleitet werden. Um den spezifischen Bedarf der Gebäude, die sowohl Neubauten als auch sanierte Bestandsgebäude umfassen, genau decken zu können, werden lokale Wärmepumpen, Klein-Blockheizkraftwerke oder Gasbrennwert-Thermen eingesetzt. Das gesamte System wird über ein intelligentes Energiemanagementsystem gesteuert und überwacht. Auf diese Weise können langfristige wissenschaftliche Auswertungen zum Reservoirverhalten auf der Versorgungsseite ebenso wie auf der Bedarfsseite erfolgen, die eine Optimierung erlauben.

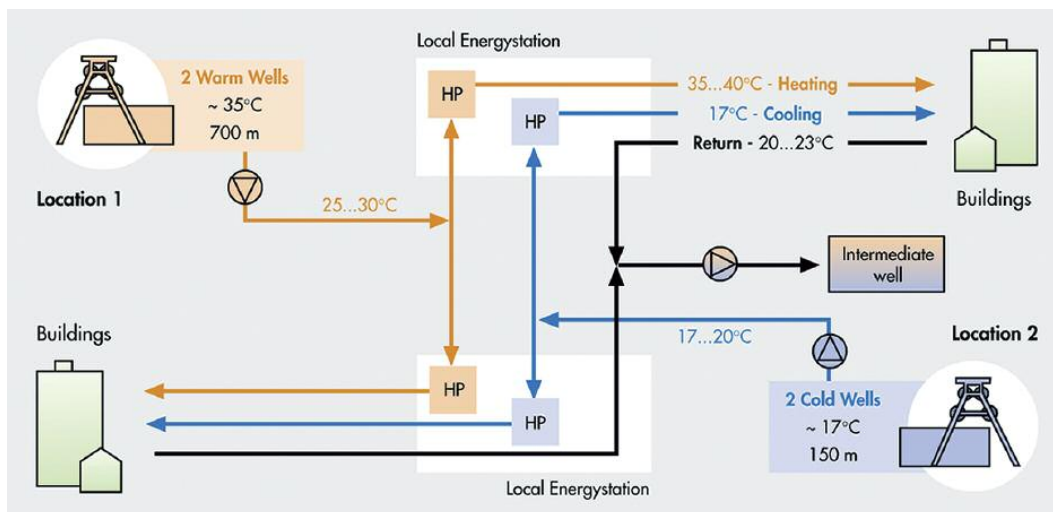


Abbildung 3
Prinzipskizze des
Energieversorgungssystems im Minewater-
Projekt in Heerlen

Forschungsprojekte zur Entwicklung energieeffizienter Stadtquartiere

Klimaschutzkonzepte verfolgen das Ziel, Einsparmaßnahmen zu entwickeln, die aufgrund der lokalen Gegebenheiten einer Stadt als lohnenswert und aussichtsreich in der Umsetzung erscheinen. Allerdings liegt der Schwerpunkt auf der Ermittlung des Bestandes sowie der vorhandenen Potenziale. Der entscheidende Faktor für das Erreichen von Einsparzielen ist dabei jedoch, die Brücke von der Potenzialstudie zur Umsetzung zu schlagen. Aus diesem Grund konzentriert sich die Förderinitiative EnEff:Stadt des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie BMWi auf Stadtquartiere. Im Gegensatz zu Konzepten für ganze Städte und Kommunen können auf Stadtquartiersebene gezielter und schneller Maßnahmen umgesetzt werden. Gleichzeitig treten dabei typische Fragen und Probleme der Stadtplanung und der Umsetzung von Maßnahmen auf. Ein wesentliches Charakteristikum von Konzepten für Stadtquartieren wie für Kommunen und Städten ist die Vielzahl der Akteure, die mit unterschiedlichen Interessen und Zielen die Planung und Konzeption verfolgen. Zu den typischen Akteuren zählen neben der Stadt auch Investoren, Energieversorgungsunternehmen, Architekten und Fachplaner, Wohnungsbaugenossenschaften sowie Unternehmen, Eigentümer und Bürger. Die Komplexität wird im Vergleich zur Entwicklung

von Konzepten für Einzelobjekte durch die Vielzahl an Gebäuden auf Stadtquartiersebene deutlich erhöht. Dies spiegelt sich sowohl in der Vielzahl der Kombinationsmöglichkeiten zwischen Maßnahmen zur Bedarfsreduktion von Gebäuden und der Effizienzmaßnahmen im Bereich der Energieversorgung und -bereitstellung als auch in der Datenbeschaffung. Gerade die Qualität der Datenbasis ist verantwortlich für die Qualität der Aussagen, die mit Hilfe einer Konzeptentwicklung getroffen werden können. Im Gegensatz zu Einzelobjekten erhält die Datenbasis bei Stadtquartieren zusätzlich eine räumliche Komponente. In der Datenbeschaffung, -verwaltung und -auswertung kann gerade die Kommune als Koordinator sowie als zentrale und neutrale Einrichtung wichtige Aufgaben übernehmen.

Die Vielzahl der Gebäude, die bei der Entwicklung von Stadtquartieren betrachtet werden, führt zu höheren Anforderungen an die Wirtschaftlichkeit der Konzepte als bei Einzelobjekten. Für die beteiligten Akteure ist daher die wirtschaftliche Effektivität der anvisierten Maßnahmen von großer Bedeutung, damit überhaupt eine Umsetzung möglich ist. Dies und die Komplexität der Planungsaufgabe machen eine integrale Planung erforderlich. Zum einen ist die Koordination der Projektpartner, die Erarbeitung der gemeinsamen Datenbasis sowie die Kommunikation und der Datenaustausch eine wichtige Voraussetzung. Zum anderen müssen Zielwerte definiert werden, um das Erreichen der gesteckten Ziele von der

Planung bis zum Betrieb überprüfen zu können. Weiterhin ist es für eine hohe wirtschaftliche Effektivität erforderlich, ein Gesamtoptimum der Maßnahmen zu erzielen. Dabei ist beispielsweise die Frage zu klären, welcher Dämmstandard oder welche Energieversorgungsanlagen im Zusammenspiel zu einem wirtschaftlich-energetischen Gesamtoptimum führen. Im Gegensatz zu Einzelobjekten besteht dabei in Stadtquartieren das Potenzial, vorhandene Wärmequellen (z. B. industrielle Abwärme) und Abnehmer von Heiz- und Prozesswärme durch die räumliche Nähe zu verknüpfen und somit vorhandene Potenziale kostengünstig zu nutzen.

Durch die Entwicklung energieeffizienter Stadtquartiere können die Energiekosten gesenkt sowie die Abhängigkeiten von Marktpreisen und -verfügbarkeit von Energie reduziert werden. Neben der Kostensenkung für Unternehmen und Anwohner kann durch die Entwicklung von Quartierskonzepten die Qualität eines gesamten Stadtteils verbessert und damit der Nährboden für Zuwanderung geschaffen werden. Aus Sicht der Stadtplanung ist darüber hinaus von Bedeutung, dass die regionale Wirtschaft gefördert und das Erreichen der gesteckten Klimaschutzziele aktiv vorangetrieben wird.

Im Rahmen der Förderinitiative EnEff:Stadt werden derzeit Projekte gefördert und durchgeführt, in denen für konkrete Stadtquartiere Konzepte entwickelt und umgesetzt werden. Dabei sollen innovative Technologien eingesetzt und Erfahrungen gesammelt werden, wie die Probleme bei der Entwicklung energieeffizienter Stadtquartiere gelöst werden können. Gleichzeitig werden Kriterien zur Bewertung von Quartierskonzepten entwickelt und Fallbeispiele beleuchtet, die in ihrer städtischen Struktur typisch sind und so eine Übertragung auf andere Bereiche ermöglichen. Ein weiteres Ziel von EnEff:Stadt ist der Transfer von Forschungs- und Entwicklungsergebnissen. Detaillierte Projektinformationen sind auf den Seiten von www.eneff-stadt.info zu finden.

Wichtig für die Entwicklung energieeffizienter Städte ist der Ausbau thermischer Speicher. Es werden Konzepte zur saisonalen Speicherung thermischer Energie in Aquiferen sowie zur Integration der Speicher in Energieversorgungssysteme entwickelt. Dies erfolgt auf der Basis von Analysen

bestehender Systeme, modellbasierter Untersuchungen sowie der Entwicklung geeigneter Modellierungs- und Planungs-Werkzeuge. Die benötigten Kompetenzen liegen sowohl im untertägigen als auch im übertägigen Anlagensystem. So kann der Fortschritt in den jeweiligen Technologiebereichen hinsichtlich der Auswirkungen auf das gesamte Energiesystem beurteilt werden und eine Optimierung des Gesamtsystems erfolgen.

Die Nutzung innerstädtischer Geothermie ist eine ökologisch und ökonomisch ernst zu nehmende Zukunftsoption. Geothermie kann in großen Mengen kostengünstig und nachhaltig Wärme CO₂-arm bereitstellen, wobei der Aufwand für den Wärmetransport entfällt. Mit Geothermie ist eine krisensichere und langfristig kostengünstig darstellbare Grundlastversorgung in Größenordnungen von 100 MW und mehr möglich. Es fehlt nur an sicheren Untergrunddaten über potenzielle Ressourcen in den Metropolen, z. B. in der Hauptstadt Berlin. Daher wird zurzeit ein Konzept erarbeitet, mitten in der Hauptstadt Berlin eine Erkundungs- und Forschungsbohrung abzuteufen. Dabei handelt es sich um eine Vertikalbohrung zur Darstellung der Bandbreite des lokalen geothermischen Angebots in verschiedenen geologischen Gesteinshorizonten im Temperaturbereich bei ca. 25 °C, 40 °C, 60 °C, deren Schüttung noch unbekannt ist, sowie einen Horizont mit ca. 100 °C, welcher mit einer tiefen Erdwärmesonde genutzt werden kann. Im Teufenbereich bei ca. 130 °C kann das Konzept der „Enhanced Geothermal Systems“ (EGS) angewendet werden, d. h., eine ingenieurtechnische Nachbehandlung des Reservoirs wird in das Erschließungskonzept eingebunden, um die Lagerstättenproduktivität zu verbessern. Es steht somit eine breite Spannweite hydrothormaler Nutzungsoptionen zur Verfügung – für die Speicherung von Wärme und Kälte, den Einsatz einer geschlossenen Wärmesonde sowie in ca. 4 km im geologischen Bereich des Rotliegenden für ein EGS-Projekt. Der erfolgreiche Abschluss der Schöneberg-Bohrung und der dort vorgenommenen hydraulischen Testarbeiten bilden den ersten Meilenstein für das weitere Vorgehen bis zum Ausbau eines großen Demonstrationsvorhabens.

Kopplung von Wärme- und Stromtechnologien im zukünftigen „Energiesystem Stadt“

In der Energieversorgung der Zukunft werden durch die stark fluktuierende Einspeisung von erneuerbaren Energien Speichermöglichkeiten und steuerbare Verbraucher/Erzeuger benötigt, um die schwankende Einspeisung (z. B. von Wind und Sonne) in Angängigkeit von Stromverbrauch ausgleichen zu können. Ebenfalls ist eine erweiterte Erbringung von System- und Netzdienstleistungen zur Stabilisierung der Netze nötig.

Durch den zunehmenden Ausbau erneuerbarer Energien im Strombereich mit Fokus auf einer erneuerbaren Vollversorgung wird Strom zum Energieträger der Zukunft mit dem zunehmend auch der Bedarf im Verkehrsbereich (E-KFZ) und Wärmebereich (E-Wärmepumpen) effizient und wirtschaftlich gedeckt werden kann. Entsprechend sind die Möglichkeiten der Interaktion zwischen der Wärme(Kälte)- und Stromversorgung in den drei möglichen Anwendungstechnologien

- Wärmepumpen
- Klimatisierung und
- Kraft-Wärme-Kopplung

auch unter Berücksichtigung der meteorologischen Einflüsse (also der fluktuierenden Stromerzeugung und des Wärme-/Kältebedarfs) zu untersuchen.

Um diese Anwendungen in das intelligente, zukünftige Stromnetz zu integrieren und sie somit regelbar zu machen, müssen zum einen ihre Potenziale ermittelt werden, die hauptsächlich von dem zu beheizenden bzw. zu kühlenden Gebäuden abhängen. Des Weiteren können anschließend die Effekte für die zukünftige elektrische Energieversorgung untersucht und mit den kommenden Anforderungen im Stromnetz abgeglichen werden. Als drittes sind die Nutzergruppen zu identifizieren und entsprechende Vermarktungs- und Anreizkonzepte zu entwickeln, die im anschließenden Schritt mit einer Kommunikationsanbindung der Anwendungen umgesetzt werden können. Wichtig ist abschließend die Erprobung von entwickelten Teilaspekten im Zusammenspiel.

Ökonomische Konsequenzen einer 100 %-Versorgung mit Erneuerbaren bis 2050 für Deutschland



ZSW
Prof. Dr. Frithjof Staiß
frithjof.staiss@zsw-bw.de

Andreas Püttner
andreas.puettner@zsw-bw.de

Maïke Schmidt
maïke.schmidt@zsw-bw.de

Der fortschreitende Klimawandel und die mit der Verknappung fossiler Brennstoffe einhergehenden steigenden Rohstoffpreise stellen die deutsche Volkswirtschaft vor große Herausforderungen. Die erforderliche Transformation des bestehenden Systems zu einer vollständig auf erneuerbaren Energien basierenden Energieversorgung bietet wirtschaftliche Chancen, birgt aber auch Risiken.

Dass eine vollständig auf regenerativen Energien basierende Energieversorgung in Deutschland bereits bis zum Jahr 2050 erreicht werden kann, haben Institute des Forschungsverbands Erneuerbare Energien (FVEE) in ihrem Energiekonzept gezeigt [1]. *Abbildung 1* zeigt die möglichen Entwicklungen für Stromerzeugung, Wärmebereitstellung und Energiebereitstellung für den Verkehr. Danach wird das Energiesystem der Zukunft wesentlich stärker strombasiert sein als heute. So wird trotz erheblicher Anstrengungen im Bereich der Energieeffizienz, die zunächst einen rückläufigen Strombedarf bewirken, ab dem Jahr 2030 ein steigender Strombedarf zu decken sein, der insbesondere aus einem steigenden Anteil von Wärmepumpen im Bereich der Raumwärmebereitstellung und dem zusätzlichen Bedarf der Elektromobilität im Verkehrssektor resultiert. Die dann installierte regenerative Erzeugungsleistung wird zudem bereits zeitweise Stromüberschüsse produzieren, die als Wasserstoff bzw. erneuerbares Methan gespeichert werden können. Der Wärmesektor weist bis 2050 einen starken Rückgang des Wärmebedarfs auf, der vor allem durch die Nutzung der Einsparpotenziale im Gebäudebereich erreicht werden kann. Auch im Verkehrssektor muss der Energiebedarf durch Maßnahmen zur Energieeffizienzsteigerung erheblich gesenkt werden. Ein Großteil des vorhandenen Potenzials liegt in der Umstellung von Verbrennungsmotoren auf elektrische Antriebssysteme, da hier erhebliche Wirkungsgradverbesserungen erzielt werden können.

Kostenentwicklung erneuerbarer Energien

Die vollständige Transformation des Energiesystems hin zu erneuerbaren Energien ist technisch möglich und zudem zu ökonomisch vertretbaren Kosten umsetzbar. Momentan ist die Energiebereitstellung aus regenerativen Quellen im Vergleich zum Einsatz fossiler Brennstoffe noch mit Mehrkosten verbunden, die im Folgenden als Differenzkosten¹ bezeichnet werden. Durch Lern- bzw. Erfahrungseffekte ist jedoch im Zeitverlauf mit Kostensenkungen zu rechnen bis schließlich der Break-Even-Punkt des gesamten regenerativen Energiemixes mit den fossilen Energieträgern erreicht ist. Ab diesem Zeitpunkt werden die Differenzkosten negativ, d. h. die Nutzung erneuerbarer Energien ist kostengünstiger als der Einsatz fossiler Brennstoffe. Eine mögliche Differenzkostenentwicklung des Strom- und Wärmesektors bis zum Jahr 2050 ist in *Abbildung 2* dargestellt. Als Basisannahmen für die Berechnung der Differenzkosten wurde der Preispfad A für fossile Energieträger und CO₂-Zertifikate aus der Leitstudie des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) herangezogen [2].

Das Maximum der Differenzkosten in den beiden Sektoren wird zwischen 2015 und 2016 erreicht. Danach nehmen die Differenzkosten kontinuierlich ab bis schließlich um das Jahr 2025 herum die Kostengleichheit mit den fossilen Energieträgern erreicht wird. Dies erfolgt für die verschiedenen Technologien zu jeweils unterschiedlichen Zeitpunkten. Es wird deutlich, dass es ökonomisch sinnvoll ist, den Ausbau erneuerbarer Energien kontinuierlich fortzusetzen. Die zu erbringenden Vorleistungen betragen von 2010 bis 2050 ca.

¹ Zur Ermittlung der Differenzkosten wurden die Energiegestehungskosten erneuerbarer Energien mit den durchschnittlichen Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke verglichen. In diesen Kosten sind bereits internalisierte Kosten, wie z. B. CO₂-Zertifikate, enthalten. Nicht-internalisierte externe Kosten des Klimawandels sind nicht berücksichtigt.

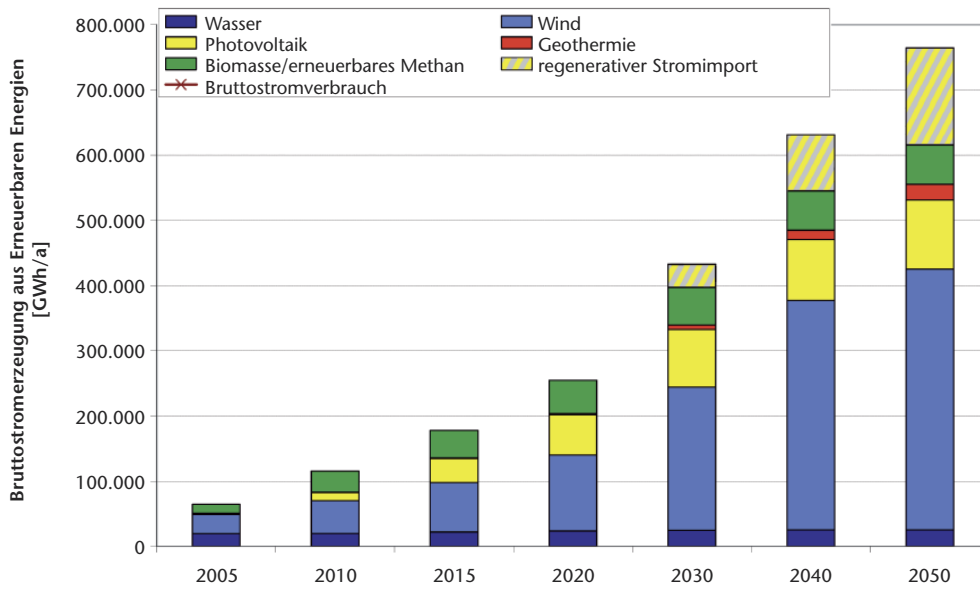


Abbildung 1
Entwicklung der regenerativen Energiebereitstellung für die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr
(Quelle: [1])

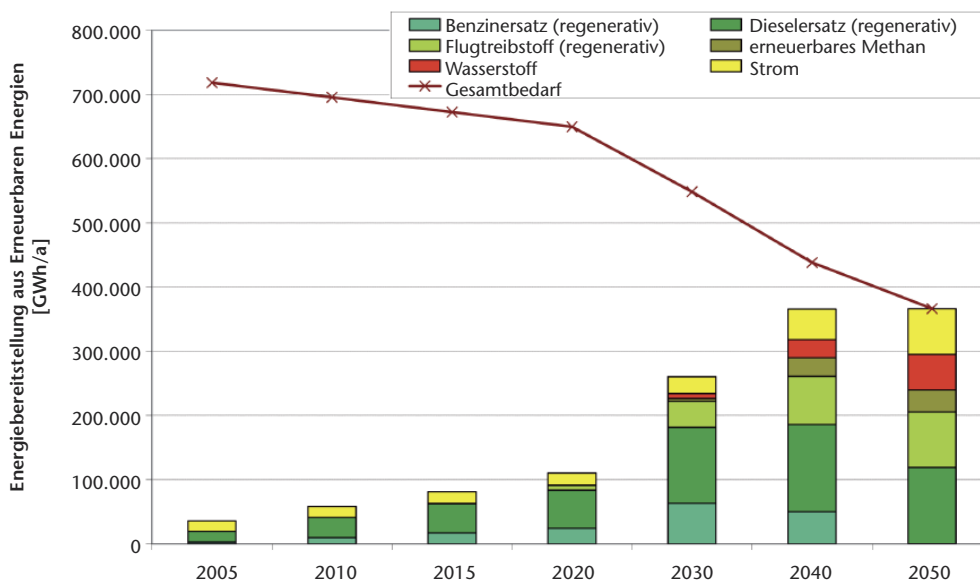
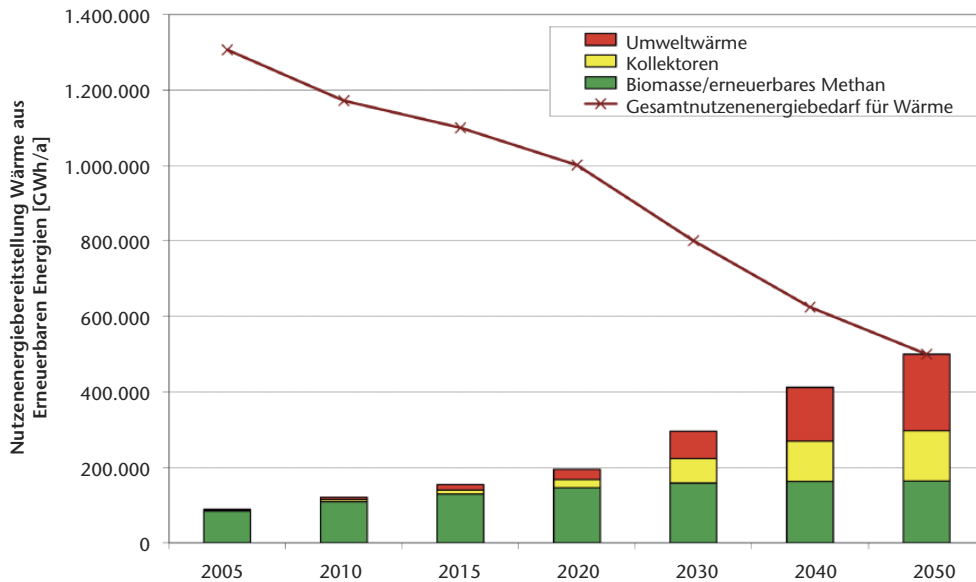
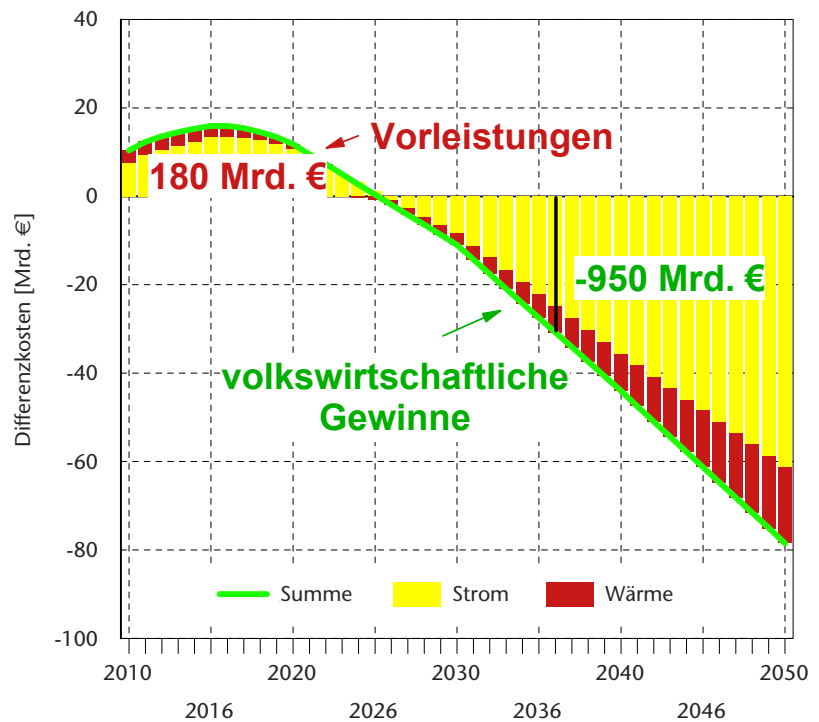


Abbildung 2
Entwicklung der
Differenzkosten im
Strom- und Wärmesek-
tor bis zum Jahr 2050
(Quelle: ZSW)



180 Mrd. Euro. Dieser Mehrbelastung stehen Gewinne im Strom- und Wärmesektor in Höhe von ca. 950 Mrd. Euro nach Erreichen des Break-Even-Punkts mit den fossilen Energieträgern gegenüber. Durch den konsequenten Ausbau erneuerbarer Energien ist im Strom- und Wärmesektor bis zum Jahr 2050 eine Einsparung von rund 770 Mrd. Euro möglich. Ausführlichere Erläuterungen zu dem genannten Sachverhalt sind dem Energiekonzept der FVEE-Mitgliedsinstitute zu entnehmen.

Vergleich der Vollversorgung mit erneuerbaren Energien mit dem Energiekonzept der Bundesregierung

Am 28. September 2010 wurde von der Bundesregierung ein Energiekonzept mit Zielvorgaben für die zukünftige Energieversorgung vorgestellt. Grundlage für das Energiekonzept der Bundesre-

gierung ist eine Studie von Prognos, EWI und GWS, die im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) erstellt wurde [3]. Das Energiekonzept der Bundesregierung strebt einen Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2050 von 60 Prozent an. Dies bedeutet jedoch gleichzeitig, dass in 2050 weiterhin ein hoher Anteil der Energie durch fossile Energieträger bereitgestellt werden muss. In der Studie von Prognos, EWI und GWS wurden z. T. sehr geringe Preissteigerungen von fossilen Brennstoffen angesetzt. Diese Energieträger besitzen jedoch schwer prognostizierbare Preisschwankungen. Zudem dürfte die unterstellte Preisentwicklung fragwürdig sein, da mit zunehmender Rohstoffknappheit zukünftig mit weiteren Preissteigerungen zu rechnen ist. Bei Umsetzung des Ziels des Energiekonzepts besteht das Risiko einer hohen volkswirtschaftlichen Kostenbelastung durch den Import fossiler Brennstoffe, die dann weit über das Jahr 2050 hinaus besteht, falls die angesetzte geringe Preisentwicklung fossiler Energieträger nicht eintritt. Eine Vollversorgung des Energiesystems mit erneuerbaren

Energien, wie im FVEE-Szenario dargestellt, setzt die Volkswirtschaft hingegen keinem vergleichbaren Risiko aus. Tritt eine geringere Preissteigerung fossiler Brennstoffe als in dem zuvor skizzierten

Differenzkostenfall ein – vergleichbar mit der angesetzten Preisentwicklung aus der Studie für das BMWi –, so wird sich der Kostenschnittpunkt zwischen dem Mix der erneuerbaren Energien und fossiler Energieträger um etwa 10 bis 15 Jahre verschieben, aber dennoch erreicht. Die Vorleistungen verdoppeln sich hierbei. Das Maximum der Differenzkosten wird auch bei dieser Entwicklung vor 2020 erreicht (siehe *Abbildung 3*). Der Vergleich zeigt also, dass selbst bei einem Niedrigpreisszenario eine Vollversorgung mit erneuerbaren Energien im Jahr 2050 günstiger als der Einsatz fossiler Energieträger ist. Zudem unterliegt eine Vollversorgung des Energiesystems mit erneuerbaren Energien nicht den starken Preisschwankungen konventioneller Energieträger.

Vorreiter oder Trittbrettfahrer?

Die skizzierte Differenzkostenentwicklung (siehe *Abbildung 2*) ist jedoch nicht als selbstverständlich vorauszusetzen. Vielmehr sind zur Mobilisierung der Potenziale erneuerbarer Energien erhebliche weitere Anstrengungen von Wirtschaft, Forschung und Politik erforderlich. Die Frage, ob Deutschland dabei weiterhin eine Vorreiterrolle einnehmen sollte, ist vor allem dann mit ja zu beantworten, wenn sich die entsprechenden Vorleistungen, z. B. in Form von (höheren) Differenzkosten, im Nachhinein mit hoher Wahrscheinlichkeit als lohnende volkswirtschaftliche Investition erweisen. Andernfalls könnte ein sogenanntes Trittbrettfahrerverhalten vorteilhaft sein, bei dem abgewartet wird, bis die entsprechenden Technologien durch Entwicklungen in anderen Ländern mit ggf. günstigeren Standortbedingungen billiger geworden sind und für die eigene Energieversorgung kosteneffizienter genutzt werden können. Besonders relevant ist diese Entscheidung für Technologiefelder, die

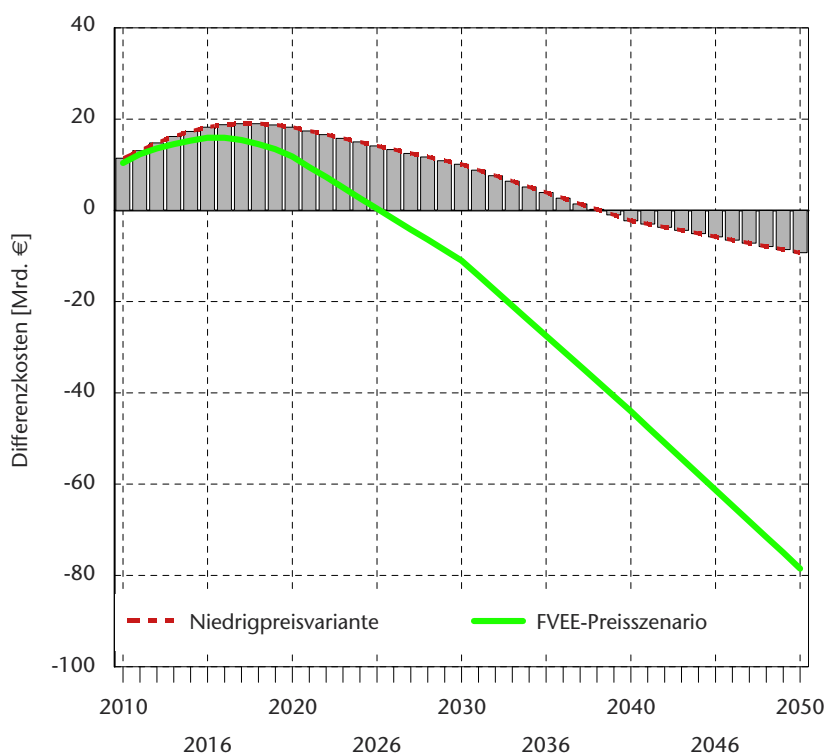


Abbildung 3
Sensibilitätsvergleich der Preisannahmen des FVEE-Energiekonzepts für 2050
(Quelle: ZSW)

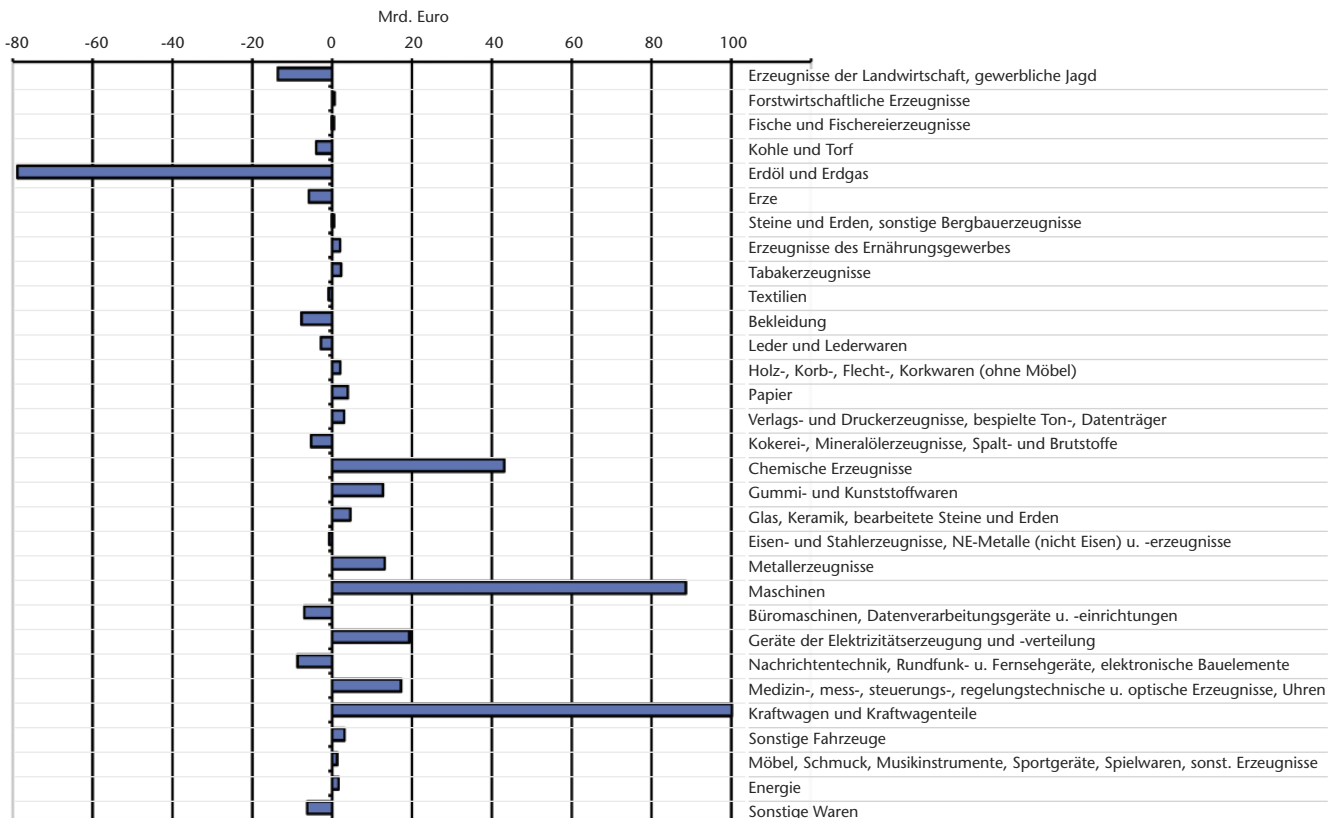
weltweit über ein großes Nutzungspotenzial verfügen und technologisch anspruchsvoll genug sind, damit sich in absehbarer Zeit ein hinreichend großer Markt für einen internationalen Austausch von Waren und Dienstleistungen bilden kann. Denn hier können sich aus der mit einer Vorreiterrolle oftmals verbundenen Technologieführerschaft für deutsche Unternehmen beträchtliche Chancen auf dem Weltmarkt ergeben.

Im Folgenden wird ein Ansatz vorgestellt, der dazu beitragen kann, im genannten Sinne die Chancen für die deutsche Wirtschaft auszuloten, aber auch festzustellen, in welchen relevanten Technologiefeldern Risiken bzw. Nachholbedarf bestehen. Exemplarisch werden die Bereiche Windenergie und Photovoltaik mit einem Ausblick auf die Elektromobilität betrachtet. Ausgangspunkt der Überlegungen ist, dass jede Volkswirtschaft ein spezifisches „Technologieprofil“ besitzt, das grundsätzliche Stärken und Schwächen in der Produktion bestimmter Produkte gegenüber anderen Ländern aufzeigt. Passt eine bestimmte Technologie in das Profil, besteht eine hohe

Wahrscheinlichkeit, dass die Produkte erfolgreich für den Weltmarkt produziert werden und die Volkswirtschaft davon profitieren kann. Um aufzuzeigen, in welchen Bereichen eine Volkswirtschaft solche komparativen Vorteile besitzt, kann das Verhältnis von Import und Export verschiedener Wirtschaftszweige betrachtet werden. Ein positiver Wert steht für einen Exportüberschuss, ein negativer Wert für ein Außenhandelsdefizit.

Abbildung 4 macht deutlich, dass Deutschland vor allem bei chemischen Erzeugnissen, Maschinen, Geräte der Elektrizitätserzeugung und -verteilung sowie Kraftwagen und Kraftwagenteile auf dem Weltmarkt stark vertreten ist. Die Sektoren Maschinen und Kraftwagen, die im Jahr 2008 einen Anteil von über 32% am gesamtdeutschen Export hatten, treten hierbei besonders hervor. Außenhandelsdefizite besitzt Deutschland hauptsächlich in den Bereichen Erdöl und Erdgas, Erzeugnisse der Landwirtschaft, Bekleidung, Datenverarbeitungsgeräte und elektronische Bauelemente.

Abbildung 4
Außenhandelssaldo der deutschen Wirtschaft im Jahr 2008
(Berechnungen des ZSW auf Grundlage von Daten des Statistischen Bundesamtes).



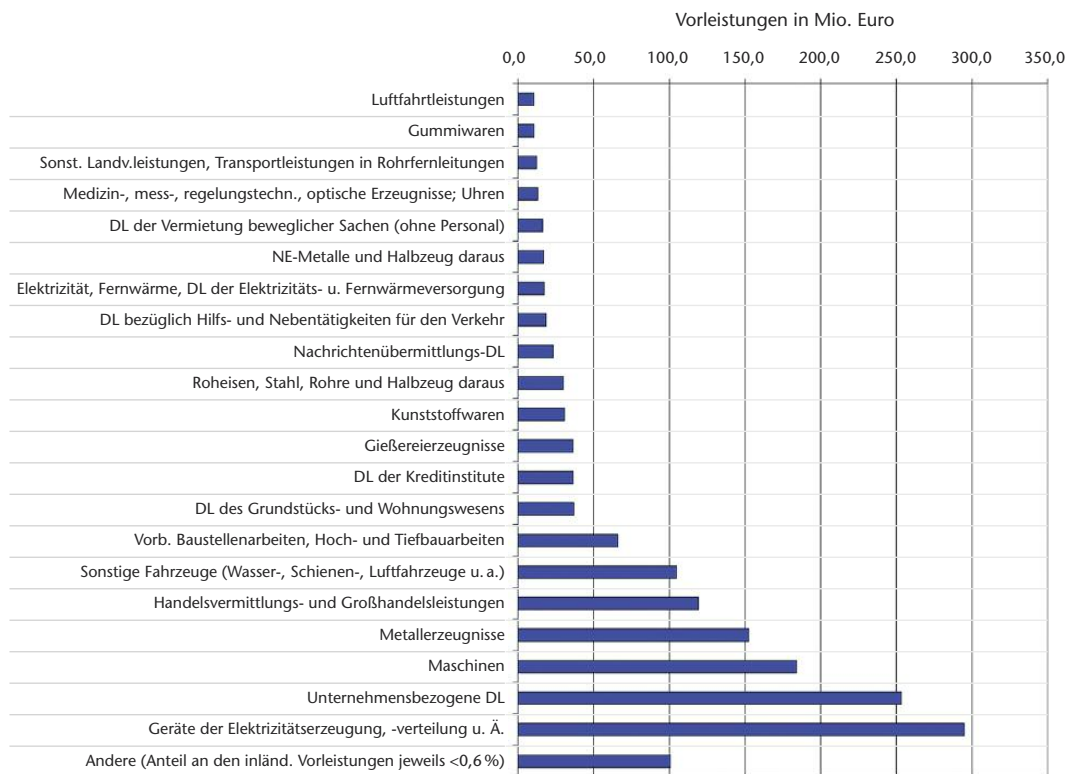


Abbildung 5
Vorleistungen für die inländische Produktion von Windenergieanlagen
(Quelle: [3])

Um daraus Aussagen für den Bereich der erneuerbaren Energien abzuleiten, wurde zunächst die Vorleistungsstruktur von Windenergieanlagen [4] herangezogen. Hier werden vor allem Erzeugnisse aus den Wirtschaftszweigen Maschinen, Metallerzeugnisse und Geräte der Elektrizitätserzeugung benötigt (Abbildung 5), in denen Deutschland über besondere Stärken auf dem Weltmarkt verfügt. Hinzu kommen umfangreiche Erfahrungen z. B. in der Getriebe- und Generatorenherstellung. Dass die Stärken des Technologieprofils gut genutzt wurden, spiegelt sich in der Entwicklung der deutschen Windenergieunternehmen wider: Deutsche Windenergieanlagenhersteller verfügten im Jahr 2009 über einen Anteil von 17,5 % [5] am weltweiten Umsatz. Und obwohl der relative Anteil aufgrund des starken Wachstums im Ausland abnimmt, ist in Zukunft mit weiter steigenden absoluten Umsatzzahlen der deutschen Windindustrie zu rechnen. Nach Angaben des Deutschen Windenergie-Instituts betrug die Exportquote deutscher Hersteller im Jahr 2009 75 %.

Wird der Ausbau der Windenergie weiter forciert, kann die deutsche Wirtschaft von dieser Entwicklung auch künftig profitieren und über die beste-

henden 87.100 (2009) Arbeitsplätze hinaus weitere schaffen [6]. Eine Herausforderung stellt das zunehmende Engagement Chinas dar, dessen Weltmarktanteil kontinuierlich steigt. Durch die Berücksichtigung von Systemdienstleistungen, die Stärkung der Offshore-Windindustrie usw. dürfte es Deutschland jedoch weiterhin gelingen, eine technologische Spitzenposition einzunehmen, so dass auch bei einem weiteren Absinken des Weltmarktanteils ein in absoluten Zahlen steigender Umsatz erreicht wird.

Für das Beispiel der Windenergie lässt sich sehr stark vermuten, dass es vorteilhaft für die deutsche Ökonomie war, in der Vergangenheit kein Trittbrettfahrerverhalten zu zeigen, sondern eine Vorreiterrolle einzunehmen. Denn durch das Ausnutzen des deutschen Technologieprofils ist eine neue zukunftsträchtige Branche entstanden.

Bei der Photovoltaik zeigt sich hingegen auf den ersten Blick ein anderes Bild. Die Vorleistungskette für die Produktion von Photovoltaikanlagen in Deutschland weist eine Dominanz des Wirtschaftszweigs elektronische Bauelemente aus (Abbildung 6). Bei Betrachtung des Außenhandelsaldos

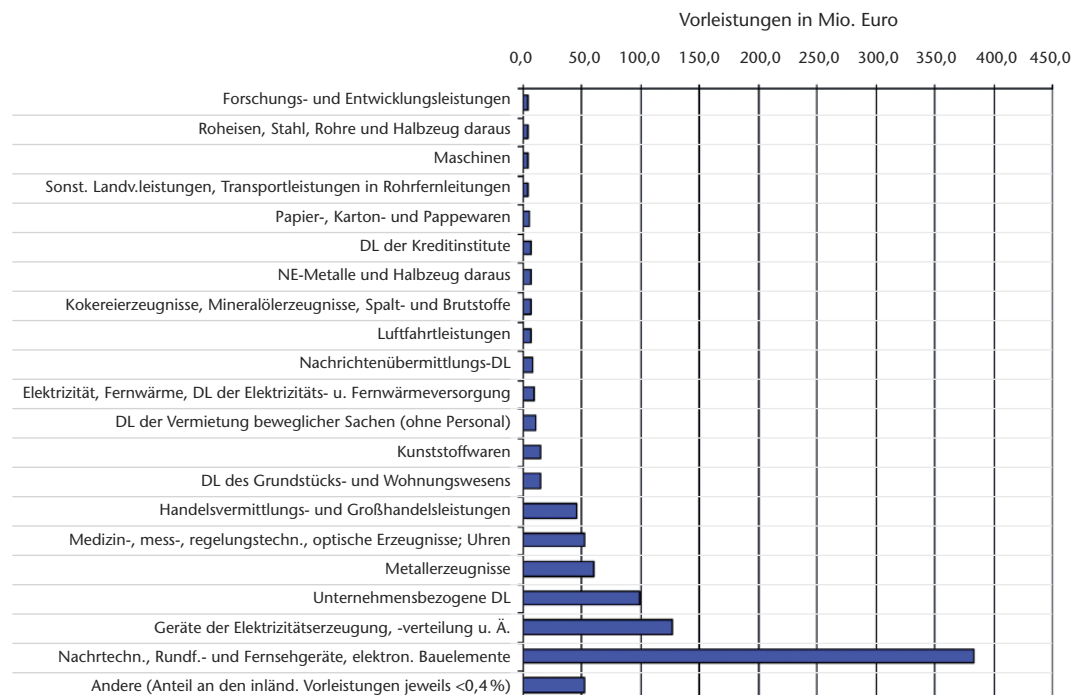
zählt dieser Sektor zu den Schwächen des deutschen Technologieprofils. Komparative Vorteile besitzen hier vor allem die asiatischen Volkswirtschaften, die weltweit einen Großteil der Unterhaltungselektronik sowie Computer und Bildschirme produzieren. Ein Indiz dafür, dass sich die Länder dies auch für den Energiebereich zunutze machen, ist der stark wachsende Weltmarktanteil chinesischer und anderer asiatischer Staaten an der Photovoltaik-Zellproduktion, wodurch deutsche Hersteller zunehmend unter Druck geraten.

Allerdings lassen sich die Daten der Außenhandelsstatistik nur bedingt auf die Photovoltaik übertragen, da deren Bestandteile nicht unmittelbar mit der Unterhaltungselektronik vergleichbar sind, die den Handelsbilanzsektor elektronische Bauelemente dominieren.

Deshalb ist im Unterschied zur Betrachtung der Windenergiebranche ein weiterer Detaillierungsschritt erforderlich, um die Wertschöpfungsstruktur der Photovoltaik besser abbilden zu können, die *Abbildung 7* exemplarisch zeigt.

Hier wird deutlich, dass die gesamte Wertschöpfung bis zum fertigen Modul gut die Hälfte des Systempreises einer Photovoltaikanlage und somit auch des Gesamtumsatzes aus Photovoltaiksystemen ausmacht. Die andere Hälfte entfällt auf Wechselrichter, Elektrik/Verkabelung, Montagegestell sowie Planung/Installation. Legt man über diese Komponenten Deutschlands Technologieprofil, so sind lediglich die Module im Sektor elektronische Bauelemente angesiedelt und liegen diesbezüglich im Bereich möglicher Schwächen, was sich aber nach Betrachtung der gesamten Wertschöpfungskette der Photovoltaik für kristallines Silizium bis zum Modul nicht bestätigt. So halten deutsche Hersteller durchaus respektable Weltmarktanteile: 2009 stammten 22 Prozent des weltweit produzierten (Solar-)Siliziums, 15 Prozent der Wafer, 13 Prozent der Solarzellen sowie 16 Prozent der Module aus Deutschland [7]. Den größten Anteil hält Deutschland jedoch mit 24 Prozent im Bereich der Dünnschichtmodule. Deutschland ist somit trotz möglicher Schwächen im Technologieprofil sehr gut aufgestellt, wobei nicht unerwähnt bleiben darf, dass die Weltmarktanteile mit Blick auf die tatsächlich vorhan-

Abbildung 6
Vorleistungen für die inländische Produktion von Photovoltaikanlagen
(Quelle: [3])



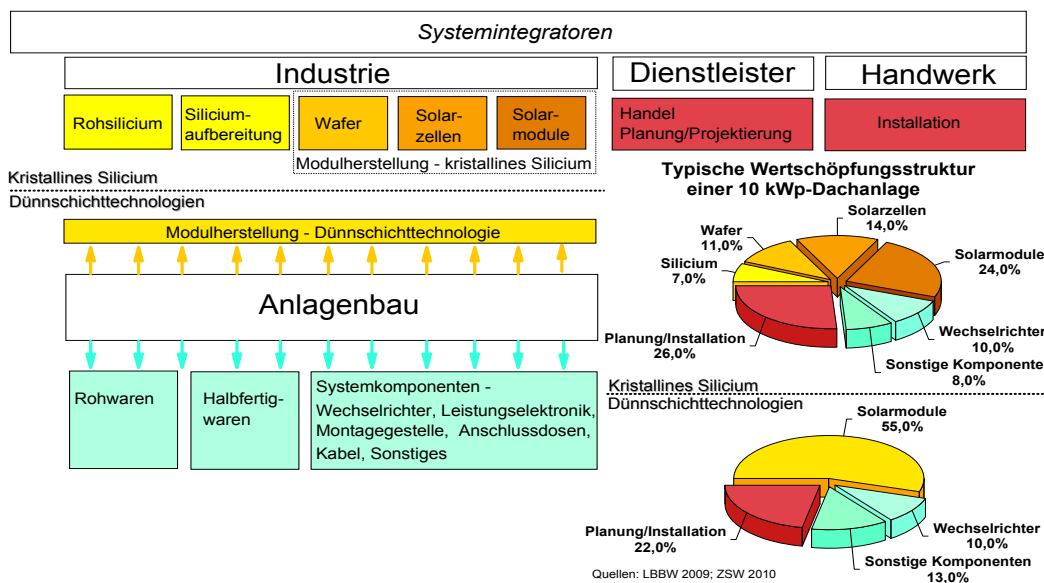


Abbildung 7
Wertschöpfungsstruktur
in der Photovoltaik
(Quelle [7, 8]).

denen Produktionskapazitäten niedriger ausfallen, denn die deutschen Produktionsanlagen waren auf allen Wertschöpfungsstufen im Jahr 2009 besser ausgelastet als die der Konkurrenz.

Der Teil der Wertschöpfung, der außerhalb des Herstellungsprozesses bis zum fertigen Modul liegt, ist noch wesentlich deutlicher im Bereich der Stärken des deutschen Technologieprofils angesiedelt. Besonders hervorzuheben sind auf der Ebene der Systemkomponenten die Wechselrichter. In diesem Segment ist Deutschland mit einem aktuellen Weltmarktanteil von knapp 60 Prozent eindeutig Weltmarktführer, wobei sowohl der absolute Weltmarktführer, als auch die weltweite Nummer Zwei Unternehmen aus Deutschland sind [9]. Gerade im Bereich der Leistungselektronik haben die deutschen Unternehmen einen deutlichen Technologievorsprung, der ihnen ihre starke Position auch auf längere Zeit sichern kann, sofern sie diesen über eine entsprechende Forschungs- und Entwicklungsleistung aufrecht erhalten können. Jedoch nimmt auch in diesem Bereich der Druck der asiatischen Konkurrenz zu [10].

Ein weiterer für den Industriestandort Deutschland besonders interessanter Aspekt, liegt vor der obengezeigten Wertschöpfungskette vom Silicium zum fertigen System, nämlich im Produktionsan-

lagenbau. Hier kann Deutschland seine international sehr gefragte Maschinenbauexpertise nutzen und weiter ausbauen: in 2009 generierten Produktionsanlagenbau bereits 2 Mrd. Euro Umsatz, einen Großteil davon im Ausland, wie die Exportquote von 82 Prozent [11] belegt. Die Palette reicht dabei von Anlagen für Nasschemische, Beschichtungs-, Laser- und Vakuum-Prozesse, Laminatoren, Robotik und Automatisierung bis zu Handlingsystemen und Maschinen zur Qualitätssicherung. Die deutschen Anlagenbauer haben derzeit einen Weltmarktanteil von mehr als 50 Prozent, d. h. über die Hälfte aller Produktionsstätten weltweit werden mit modernster Technik aus Deutschland ausgerüstet [11]. Mit 62 Prozent des Gesamtauftragsvolumen ist es gerade die Nachfrage aus dem asiatischen Raum, von der der deutsche Anlagenbau profitiert, der im Gegenzug aber die Photovoltaikproduzenten in Deutschland auch zukünftig stark unter Druck setzen wird. Dabei bietet die zunehmende Technisierung der Produktion, die einen höheren Grad der Automatisierung zur Folge hat, neue Chancen für den Standort Deutschland, weil die noch bestehenden Lohnkostenvorteile asiatischer Länder zukünftig bei der Entscheidung für Produktionsstandorte kaum mehr Bedeutung haben werden.

Innovation als Standortfaktor

Insgesamt verfügt die deutsche Photovoltaik-industrie international nach wie vor über eine sehr gute Wettbewerbsposition. Mit wachsenden Märkten bauen die Zielländer zwar zunehmend eigene Industrien auf, profitieren dabei aber vielfach von deutschem Know-how, auf das sie aufsetzen können. Es besteht die Gefahr, dass sich Lieferströme dauerhaft umkehren, wie dies aktuell beim Import chinesischer Photovoltaikprodukte zu beobachten ist. Die Kostenvorteile auf chinesischer Seite sind jedoch zu großen Teilen auf die staatliche Förderung in Form des Zugangs zu günstigem Kapital zurückzuführen. Obwohl solche Entwicklungen auch in Zukunft nicht auszuschließen sind, dürfte ein Subventionswettbewerb auf Dauer kein Land gewinnen können. Wohl aber einen Innovationswettbewerb: es wird deshalb für die deutsche Branche zukunftsentscheidend sein, sich erfolgreich über die technische Leistungsfähigkeit zu differenzieren, um standortbedingte Nachteile auszugleichen. Dafür sind die Unternehmen in erster Linie selbst verantwortlich, der Wissenschaft kommt dabei die Aufgabe zu, wichtige technologische Impulse zu geben. Der Staat kann dies gezielt fördern, in dem Markt- und Forschungsprogramme entsprechend ausgestattet werden und in denjenigen Bereichen angesiedelt werden, in denen das Technologieprofil Deutschlands besondere Stärken aufweist oder aber indem Defizite in besonders wertschöpfungsrelevanten Bereichen gezielt abgebaut werden.

Dies gilt es besonders auch für neue Technologiefelder wie die Elektromobilität zu beachten, deren Entwicklung mit weitreichenden Folgen für die deutsche Volkswirtschaft verbunden sein wird. Dabei geht es nicht allein um die Schlüsselkomponenten Batterie und Brennstoffzelle, die übrigen Komponenten und die Systemintegration im Fahrzeug, sondern auch um die Fahrzeuge selbst. Weitere Themen sind die Integration von Elektrofahrzeugen in die elektrische Energieversorgung und speziell die Kopplung mit regenerativen Energien, denn ohne diese Kombination lassen sich die entscheidenden Vorteile der Elektromobilität nicht darstellen. Um in diesen komplexen Systemzusammenhängen die richtigen industriepolitischen Weichen zu stellen, können die skizzierten Technologieprofilanalysen wichtige Entscheidungshilfen liefern.

Fazit

- Eine Vollversorgung mit erneuerbaren Energien ist nicht nur technisch, sondern auch zu ökonomisch vertretbaren Kosten möglich.
- Im FVEE-Szenario sind bereits bis 2050 die volkswirtschaftlichen Gewinne (Differenzkosten) etwa 5-mal so groß wie die Vorleistungen.
- Selbst bei einer geringeren Preissteigerung fossiler Energieträger, wird der Kostenschnittpunkt mit den erneuerbaren Energien zwischen 2035 und 2040 erreicht. Ein hoher Anteil fossiler Brennstoffe an der Energieversorgung im Jahr 2050 birgt hingegen das Risiko einer hohen volkswirtschaftlichen Kostenbelastung über das Jahr 2050 hinaus.
- Im Vergleich zur hohen Volatilität der Ölpreise ist die Kostenentwicklung erneuerbarer Energien gut vorhersehbar.
- Die deutsche Branche für erneuerbare Energien ist gut aufgestellt und konnte in vielen Bereichen das Technologieprofil Deutschlands ausnutzen. Dies konnte am Beispiel der Windenergie und der Photovoltaik gezeigt werden.
- Da der internationale Wettbewerbsdruck immer mehr zunimmt, ist es für deutsche Unternehmen wichtig, sich dem Innovationswettbewerb zu stellen und die eigene Kompetenz und Wettbewerbsfähigkeit weiter zu steigern, um eventuelle Standortnachteile ausgleichen zu können. Unternehmen sind dafür in erster Linie selbst verantwortlich. Der Wissenschaft kommt dabei die Aufgabe zu, wichtige technologische Impulse zu geben.
- Der Staat kann dies gezielt durch eine entsprechende Ausstattung von Markt- und Forschungsprogrammen fördern. Diese Programme sollten in denjenigen Bereichen angesiedelt werden, in denen das Technologieprofil Deutschlands besondere Stärken aufweist oder aber indem Defizite in besonders wertschöpfungsrelevanten Bereichen gezielt abgebaut werden. Dies gilt besonders auch für neue Technologiefelder wie die Elektromobilität.

Literatur

- [1] „Energiekonzept 2050 – Eine Vision für ein nachhaltiges Energiekonzept auf Basis von Energieeffizienz und 100 % erneuerbaren Energien“. Beitrag der Institute: Fraunhofer IBP, Fraunhofer ISE, Fraunhofer IWES, ISFH, IZES gGmbH, ZAE Bayern und ZSW, die gemeinsam mit weiteren Instituten im ForschungsVerbund Erneuerbare Energien (FVEE) zusammengeschlossen sind, für das Energiekonzept der Bundesregierung. Juni 2010.
- [2] „Leitstudie 2008 – Weiterentwicklung der „Ausbaustrategie Erneuerbare Energie“ vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas“. Herausgeber: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Oktober 2008.
- [3] „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung“. Herausgeber: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, August 2010.
- [4] „Erneuerbare Energien: Arbeitsplatzeffekte – Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt“. Herausgeber: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Juni 2006.
- [5] „Exportschlager Windindustrie – Deutsche Windindustrie nutzt die Chancen des Weltmarkts“. www.dewi.de/dewi/index.php?id=47&L=1, abgerufen am 3. September 2010.
- [6] „Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung“. Stand: Juni 2010. Herausgeber: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- [7] „Solardarwinismus – die Besten bleiben. Branchenanalyse Photovoltaik 2009“. Landesbank Baden-Württemberg, 2009.
- [8] Eigene Abschätzung auf Basis veröffentlichter Daten von der EPIA (2010), von der Zeitschrift Photon (2010), von der Zeitschrift Sonne, Wind & Wärme (2009); von EuPD (2009), vom Bankhaus Sarasin (2009), von der Landesbank Baden-Württemberg (2010), von JRC (2009), von Solarbuzz (2010) sowie von GreentechMedia (2009). Unveröffentlicht.
- [9] Siemer J., „Wir haben 2009 unterschätzt“, in: Photon, Mai 2010, S. 26-35.
- [10] „Solarwechselrichter: Deutsche Marktführerschaft bedroht“, Pressemeldung der Zeitschrift Photon, Aachen, 2. September 2010.
- [11] Maiser, E. „VDMA Photovoltaik-Produktionsmittel: Umsatz im vierten Quartal rettet Jahresbilanz 2009“ Pressemeldung des Verbands Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e. V. (VDMA), Frankfurt, 1. Juni 2010.

Investitionssichernde Rahmenbedingungen für erneuerbare Energien als Technologietreiber



Uwe Leprich
IZES
leprich@izes.de

Michael Nast
DLR
michael.nast@dlr.de

1. Einleitung

Die Geschichte der deutschen Elektrizitätserzeugung ist eine Geschichte wie aus dem Lehrbuch der Ökonomie: immer wieder verstanden es pfiffige Pionierunternehmen, den Markt mit neuen innovativen Techniken aufzurollen und so die ständig wachsende Nachfrage nach Strom immer preiswerter und sicherer zu befriedigen. Waren es zuerst die Braun- und Steinkohlekraftwerke, die gegeneinander um immer höhere Wirkungsgrade wetteiferten, so traten anschließend die Kernkraftwerke auf den Plan, die sich durch überzeugende *economies of scale* im Wettbewerb durchsetzten und bis heute ihre Marktstellung verteidigen konnten. Wo Wettbewerb herrscht, gibt es gleichwohl auch Verlierer: z. B. die Investoren in Ölkraftwerke in den 70er Jahren, die die Ölpreisentwicklung falsch eingeschätzt hatten und reihenweise bankrott anmeldeten. Oder die Investoren in die Atomtechnologie der Hochtemperatur- und Brüterreaktoren, die ihrer Zeit offensichtlich zu weit voraus waren und ihrem schlechten Timing Tribut zollen mussten.

Ob die erneuerbaren Energien das gleiche Schicksal erleiden, wird letztlich – folgt man der obigen Logik – der Markt entscheiden, der sich als „Entdeckungsverfahren“ definitionsgemäß jeglicher Bewertung seiner Ergebnisse entzieht. Bleibt man in dieser Lehrbuchwelt gefangen, wird man geneigt sein davon auszugehen, dass sie den Markttest wohl nicht bestehen werden. Als ein Indiz dafür würden Modellökonomien beispielsweise mehrere bereits in den 90er Jahren in Großbritannien durchgeführte wettbewerbliche und daher ökonomisch effiziente Ausschreibungsverfahren ins Feld führen, die am Ende darin resultierten, dass weniger als ein Drittel der siegreichen erneuerbaren Projekte überhaupt realisiert wurde. Und sie würden wohl orakeln, dass sich in Großbritannien aller Voraussicht nach eher eine neue Generation von Kernkraftwerken im „fairen wettbewerblichen Wettstreit“ durchsetzen wird.

2. Der Staat als Weichensteller

Auch der überzeugteste Marktanhänger wird wohl zugeben müssen, dass die Wirklichkeit im Stromsektor nichts mit der obigen Schilderung zu tun hat: Die Stromerzeugung galt bis in die 90er Jahre hinein als „natürliches Monopol“ und war vom Wettbewerb ausdrücklich ausgenommen, die Investitionen in Kraftwerke waren vollkommen risikolos und wurden über die Strompreise refinanziert. In der über 100-jährigen Geschichte der deutschen Elektrifizierung gab es keine Pleiten, und selbst Fehlinvestitionen ungeheuren Ausmaßes wie die in Ölkraftwerke wurden ohne Abstriche von den Kunden refinanziert. Der Bau von Kernkraftwerken wurde vom Staat zum Teil gegen die Interessen der Energieunternehmen durchgesetzt, und mit Beginn der Liberalisierung Ende der 90er Jahre waren die meisten Kern- und Braunkohlekraftwerke bereits über die Strompreise refinanziert, fahren seither im „goldenen Ende“ und nehmen die neu eingeführte Börsenpreisbildung inkl. Einpreisung der CO₂-Zertifikate gerne mit.

Wenn es aber stets der Staat war, der die wesentlichen Weichen bei der Stromerzeugung gestellt und die Investitionsrisiken auf die Stromkunden verlagert hat, warum sollte das ausgerechnet bei den erneuerbaren Energien anders sein?

Diese Haltung gewann in Deutschland früher als in anderen Ländern die Oberhand, und mit der Verabschiedung des Stromeinspeisegesetzes im Jahr 1990 wurde der Grundpfeiler investitionssichernder Rahmenbedingungen für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gesetzt, der sich als äußerst solide erweisen sollte und bis heute die Hauptsäule einer einzigartigen Erfolgsgeschichte bildet. Lediglich fünf Paragraphen bewirkten in Deutschland mehr, als ein milliardenschweres Forschungsprogramm wohl je hätte bewirken können. Und offensichtlich mehr als ein wissenschaftlich fundiertes Ausschreibungsdesign wie in

Großbritannien, wo die Ökonomen theoretische ökonomische Effizienz höher bewerteten als die praktische Effektivität des Instruments und erst lernen mussten, dass sich diese beiden Kriterien mitnichten voneinander trennen lassen.

3. Der Stromsektor: Strom - einspeisegesetz und EEG

Der Königsparagraph des Stromeinspeisegesetzes war die gesicherte Vergütung über einen Zeitraum von 20 Jahren. Damit waren mehrere Aspekte verbunden:

- Die Investoren mussten nur noch das technische Risiko der Anlage tragen, nicht aber das unwägbara Risiko des Markzutritts und der Kooperationsbereitschaft der etablierten Energiewirtschaft.
- Die Banken waren bereit, auf der Grundlage der gesicherten Vergütung die Anlagen zu einem akzeptablen Zinssatz zu finanzieren.
- Die Hersteller von Anlagen für die Nutzung erneuerbarer Energiequellen konnten auf zuverlässiger Grundlage ihre Produktionskapazitäten auf- und ausbauen und auch im Forschungs- und Entwicklungsbereich in Vorleistung treten.

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) als Nachfolgesetz ließ im Jahr 2000 die Logik dieser investitionssichernden Regelung unangetastet, verfeinerte sie aber in Form eines abgestuften, degressiv angelegten Vergütungssystems, das nunmehr für die unterschiedlichen Technologien differenzierte Vergütungssätze vorsah. Durch den Anspruch, die Vergütungshöhe so festzulegen, dass sich die Anlagen „gerade eben“ rechnen, sich also niemand damit eine „goldene Nase“ verdienen sollte, wurde gezielt der Mittelstand adressiert, dessen Renditevorstellungen traditionell deutlich unter denen der kapitalmarktorientierten Konzerne liegen. Das Kalkül, den Mittelstand als Herzstück der deutschen Innovations- und Wirtschaftskraft zum treibenden Akteur der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland zu machen, ging auf: die Energiekonzerne ließen das EEG größtenteils links liegen, und selbst die Stadtwerke, die allzu häufig gemeinsame Sache mit den Energiekonzernen machten, nutzten diese Diversifizierungschance so gut wie nicht.

Die mittelständische Erfolgsstory der erneuerbaren Stromerzeugung in Deutschland ist schon vielfältig beschrieben worden, im Folgenden soll daher exemplarisch lediglich die bislang erreichte Kostendegression in den Bereichen Wind und Photovoltaik dargestellt werden:

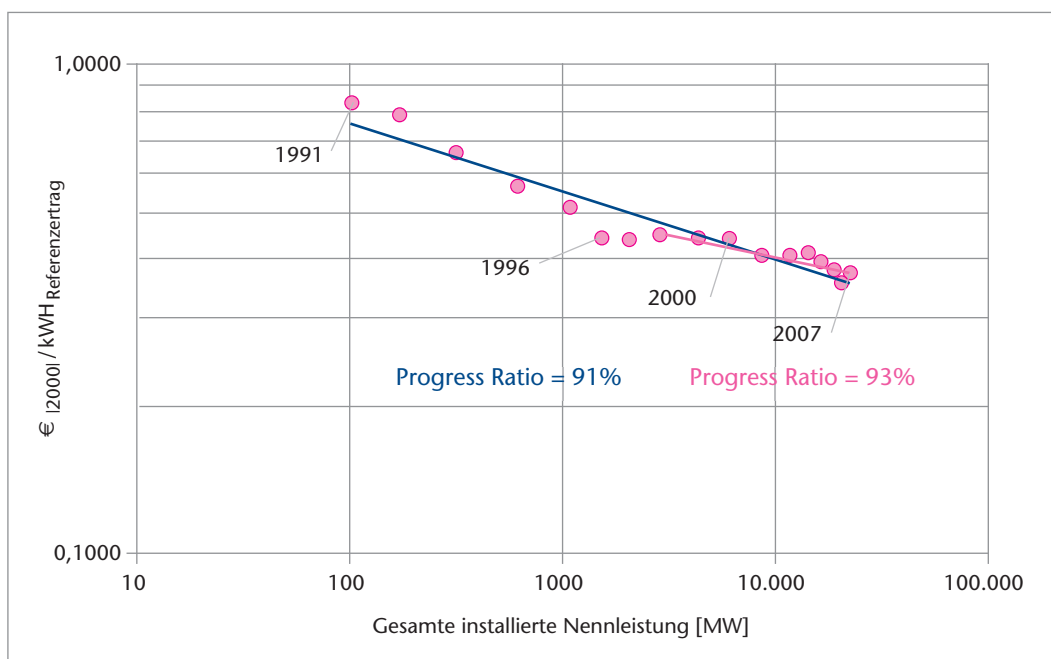


Abbildung 1
Lernkurve Windenergie,
WEA-Preis pro kWh
Jahresenergieertrag
(Referenzstandort)

Quelle: Agentur für Erneuerbare Energien 2010, S. 6

Abbildung 2
Kostenentwicklung
der Photovoltaik

Quelle: Agentur für Erneuerbare Energien 2010, S. 8

Durchschnittspreise in Deutschland in Euro pro Kilowatt [peak]

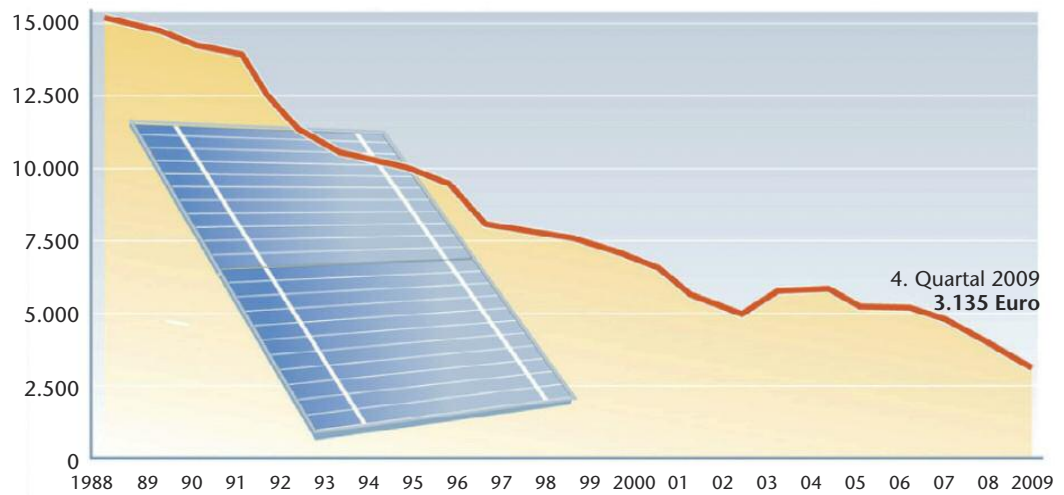


Tabelle 1
Länder mit
Einspeisetarifen

Quelle: IZES 2010

Land	Fördersystem	vergleichbar mit EEG	Überwälzung auf Endkunden
Belgien	Quote + Zertifikate	nein	ja
Bulgarien	Einspeisevergütung	ja	ja
Dänemark	Bonus	nein	ja
Estland	Einspeisevergütung	ja	ja
Finnland	Einspeisevergütung	ja	ja
Frankreich	Einspeisevergütung	ja	ja
Griechenland	Einspeisevergütung	ja	nein
Irland	Einspeisevergütung	teilweise	ja
Italien	Quote + Zertifikate/ Einspeisevergütung	nein	ja
Lettland	Einspeisevergütung	ja	ja
Litauen	Einspeisevergütung	ja	ja
Luxemburg	Einspeisevergütung	ja	nein
Malta	Subvention/ Einspeisevergütung	nein	nein
Niederlande	Bonus	nein	nein
Österreich	Einspeisevergütung	ja	ja
Polen	Quote + Zertifikate	nein	ja
Portugal	Einspeisevergütung	ja	ja
Rumänien	Quote + Zertifikate	nein	ja
Schweden	Quote + Zertifikate	nein	ja
Slowakei	Einspeisevergütung	ja	ja
Slowenien	Einspeisevergütung	ja	ja
Spanien	Einspeisevergütung	ja	ja
Tschechien	Einspeisevergütung	ja	ja
Ungarn	Einspeisevergütung	ja	ja
Vereinigtes Königreich	Quote + Zertifikate	nein	ja
Zypern	Einspeisevergütung	ja	ja

Als kurzes Zwischenfazit nach 20 Jahren (Wind) bzw. 10 Jahren (PV) investitionssichernder Rahmenbedingungen soll an dieser Stelle festgehalten werden:

- Bis Mitte 2010 hat das Gesetz nicht nur zu einer Installation von rund 21.000 Windkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von 26.000 MW geführt, sondern auch zu einer Verzwölfachung der durchschnittlichen installierten Leistung pro Anlage und zu einer Halbierung der spezifischen Kosten. Darüber hinaus wurden rund 100.000 Arbeitsplätze bei Herstellern, Zulieferern, Betreibern und Dienstleistern geschaffen und eine wettbewerbsfähige Exportindustrie aufgebaut.
- Im Bereich der Photovoltaik tragen mittlerweile mehr als 10.000 MW installierte Leistung vornehmlich auf Hausdächern rund 1 % zur gesamten Stromerzeugung bei. Die spezifischen Kosten pro Kilowatt konnten in den letzten 10 Jahren noch einmal mehr als 60 % reduziert werden und nähern sich mit Riesenschritten der so genannten Netzparität, d. h., die Erzeugungskosten entsprechen in Kürze den privaten Stromendkundenpreisen. Auch in diesem Bereich sind weit über 60.000 neue Arbeitsplätze entstanden.

Zwischenzeitlich haben viele andere Länder den technologiefördernden Charakter des deutschen Einspeisegesetzes erkannt und ähnliche Gesetze in Kraft gesetzt – in Europa allein 16 von 27 Staaten. Die folgende aktuelle Übersicht dokumentiert dies im Einzelnen:

In Spanien hat eine ehrgeizige Einspeisevergütung speziell für solarthermische Kraftwerke dazu geführt, dass sich dort der weltweit größte Testmarkt für die unterschiedlichen Anlagenkonzepte entwickelt. Auf die dortigen Entwicklungen stützen sich sehr viel weitergehende Konzepte wie beispielsweise DESERTEC, bei dem ein breites Firmenkonsortium unter deutscher Führung eine Vielzahl solarthermischer Kraftwerke in Nordafrika errichten will, die per Fernleitungen auch Europa mit Strom versorgen sollen.

Längst sind es nicht mehr nur die Anlagentechnologien selber, die von der durch Einspeisegesetze geschaffenen Investitionssicherheit profitieren, sondern auch Technologien, die in einem Gesamtsystem auf der Basis erneuerbarer Energien not-

wendig werden. Das Spektrum reicht hier von HGÜ-Leitungsnetzen über Steuerungs- und Regelungstechnologien („Smart Grids“) bis hin zu Energiespeichern, die für ein optimales Ausschöpfen insbesondere der fluktuierenden erneuerbaren Energien sorgen sollen.

Gleichwohl mehren sich in letzter Zeit Stimmen, die die erneuerbaren Energien „dem Markt“ überantworten wollen in der Intention, ihre Wettbewerbsfähigkeit gegenüber den konventionellen Kraftwerken zu überprüfen und auf diese Weise für mehr „Effizienz“ zu sorgen. Diese Stimmen gehen offensichtlich von folgenden Prämissen aus:

- Die existierenden Strommärkte sind funktionsfähig und bieten allen Akteuren die gleichen Chancen.
- Falls die erneuerbaren Energien nicht wettbewerbsfähig gegenüber den konventionellen Anlagen sein sollten, müsste zwangsläufig wieder verstärkt auf konventionelle Anlagen zurück gegriffen werden.
- Die Rationalisierungspotenziale bei den Erneuerbaren sind nicht ausgeschöpft, und die degressive EEG-Vergütung reicht als Rationalisierungsdruck nicht aus.

Zumindest die ersten beiden Prämissen erscheinen dabei vollständig naiv:

- In Deutschland attestieren die Wettbewerbs-hüter den Strommärkten regelmäßig einen hohen Vermachtungsgrad, verbunden mit erheblichen Marktverzerrungen, einer weiterhin hohen Intransparenz sowie hohen Marktzutrittsbarrieren. Die Ziele der Liberalisierung, hier für ein faires „level playing field“ zu sorgen, sind noch längst nicht erreicht.
- Keine der im Bundestag vertretenen Parteien stellt die deutschen und europäischen Klimaschutzziele mehr in Frage, und keine votiert für einen Neubau von Kernkraftwerken. Zudem streben alle Parteien eine Energieversorgung an, die allein auf der Nutzung erneuerbarer Energien beruht – strittig ist allein das Tempo, in dem sich der Transformationsprozess vollziehen soll und kann. Ein Zurück zu den konventionellen Kraftwerken ist insofern keine realistische Option

Die dritte Prämisse schließlich ist sicherlich nicht von vorneherein zu verwerfen, aber die Kosten-

Abbildung 3
Jährlicher Absatz von Solaranlagen in Deutschland

Quelle: Bundesverband Solarwirtschaft

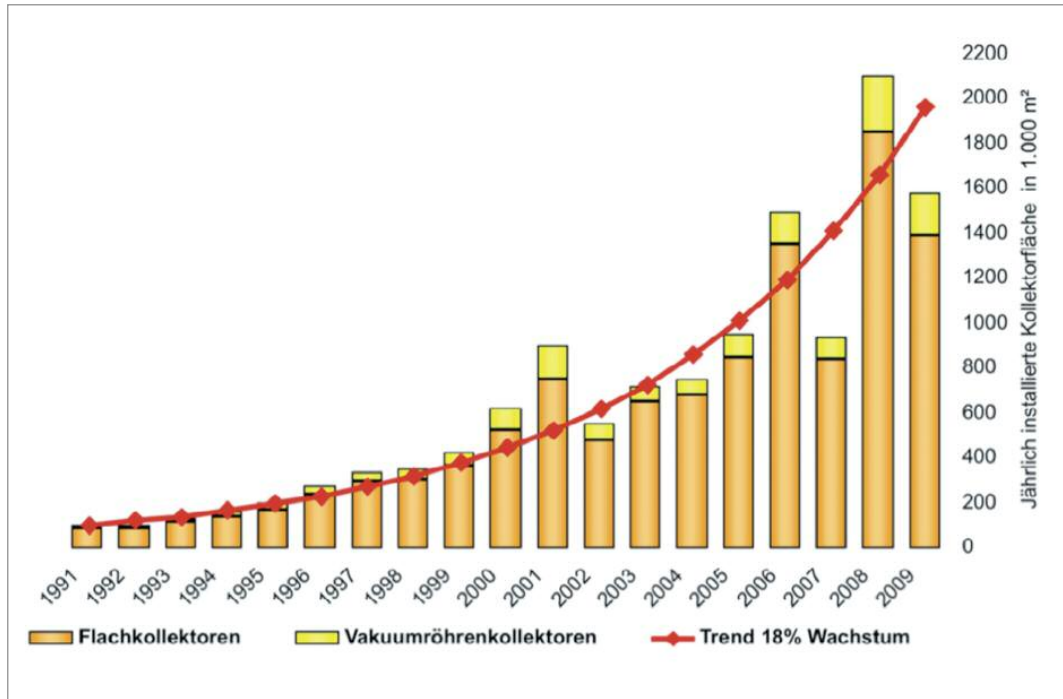
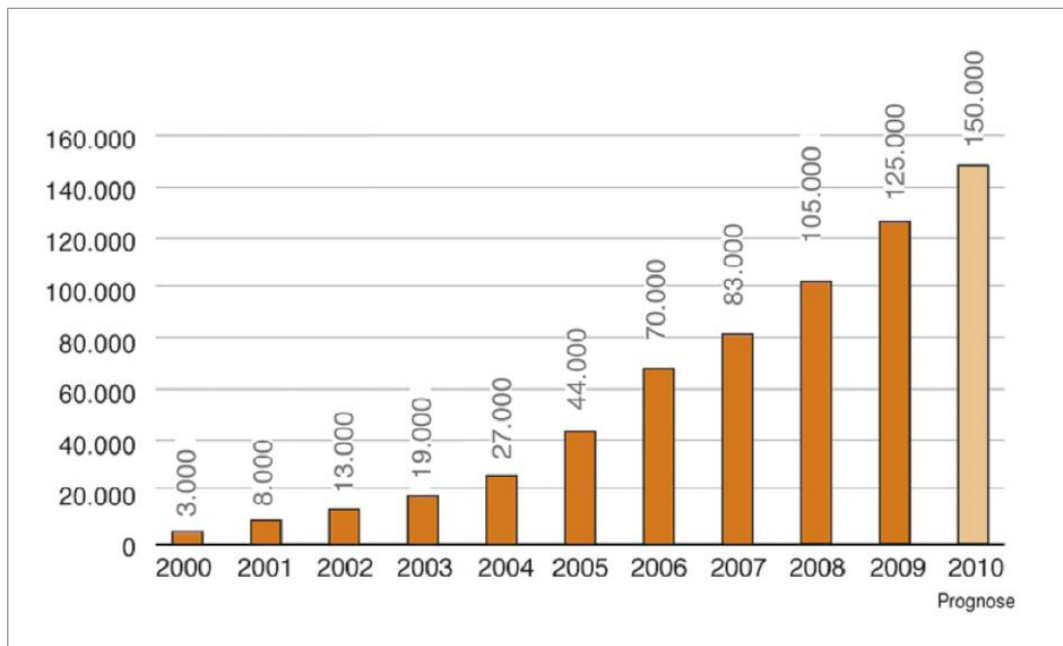


Abbildung 4
Entwicklung des Gesamtbestandes an Pelletheizungen



senkungserfolge der Vergangenheit und die Tatsache, dass sich die EEG-Anlagenbetreiber und die Hersteller im Durchschnitt gerade keine goldenen Nasen verdienen und nicht wie etwa die Deutsche Bank eine 25 %-ige Eigenkapitalrendite anstreben, legt die Vermutung nahe, dass der Gesetzgeber mit seinen Vergütungssätzen und der degressiven Staffelung nicht gänzlich falsch gelegen ist.

4. Der Wärmesektor: unsichere Förderpolitik

Im Unterschied zu den investitionssichernden Rahmenbedingungen im Strombereich unterliegen die erneuerbaren Energien im Wärmebereich einer Fördergesetzgebung, die sich jährlich ändern kann und dementsprechend den Investoren gerade keine Sicherheit bietet.

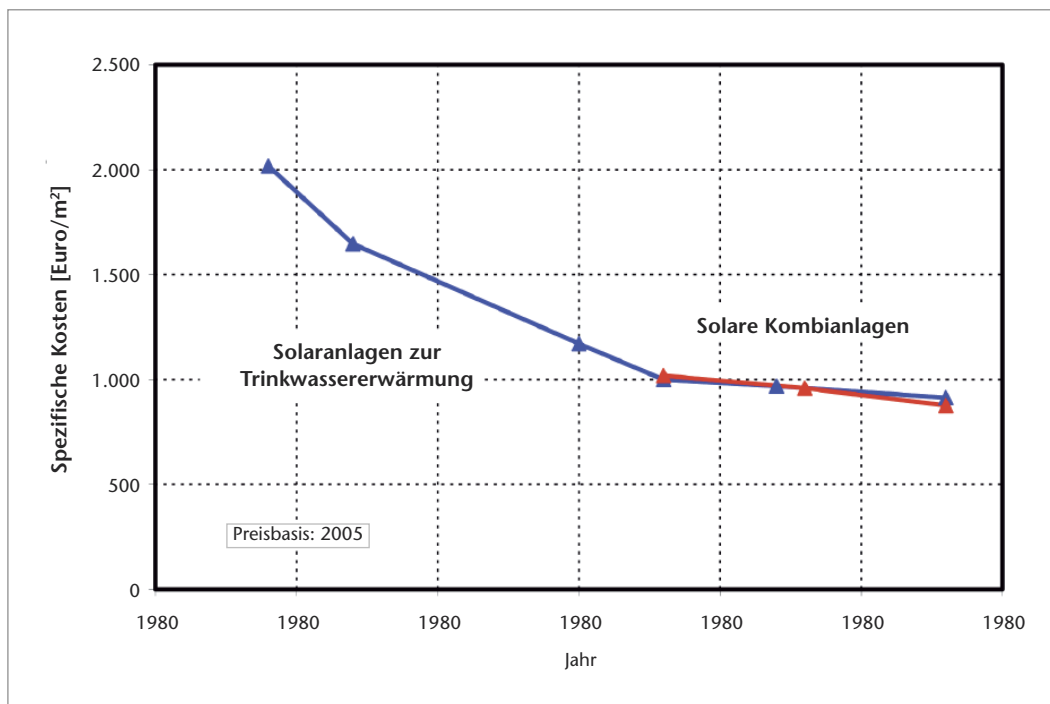


Abbildung 5
Entwicklung der spezifischen Kosten für thermische Solaranlagen (einschl. Installation und MwSt.)

Quelle: Nast u.a. 2009

Die *Abbildungen 3* und *4* zeigen die Marktentwicklung von solarthermischen Anlagen und von Pelletkesseln. Der jährliche Absatz ist stark schwankend. Beispiel hierfür ist bei den Solaranlagen der Zeitraum zwischen 2006 und 2008, wo nach einem Markteinbruch von 37 % ein Wachstum von über 120 % folgte. Für Pelletheizungen ergab sich von 2006 auf 2007 sogar ein Absatzeinbruch von 50 %, von dem sich der Markt bis heute noch nicht ganz erholt hat. Ein Teil dieser von der Branche nur schwer zu verkraftenden Absatzschwankungen ist auf sich ändernde Förderbedingungen bis hin zu Förderstopps aufgrund erschöpfter Budgetmittel zurückzuführen.

Auch wenn sich in der Summe sowohl bei den solarthermischen Anlagen als auch bei den Pelletkesseln im Mittel kräftige Zuwächse ergeben haben, wirkte sich dies nur in geringem Maße auf die Kosten aus. *Abbildung 5* zeigt, dass die spezifischen Kosten für Solaranlagen beispielsweise seit etwa einem Jahrzehnt nur noch geringfügig abgenommen haben.

Bei Pelletanlagen liegen Kostenangaben nur für einen kürzeren Zeitraum vor. In den Evaluationen zum Marktanreizprogramm wurde für das Jahr 2004 der mittlere Preis für eine 15 kW Pelletan-

lage mit 16.800 € (inkl. MwSt., ohne Warmwasserspeicher) (Langniß u. a. 2004) und für das Jahr 2007 mit 17.315 € (Nast u. a. 2009) ermittelt. Die Kosten sind also eher gestiegen als gesunken.

Ein Vergleich mit den durch das EEG geförderten PV- oder Windanlagen zeigt, dass hier deutlich höhere Zubauraten und insbesondere wesentlich höhere Kostendegressionen erreicht werden konnten. Zwar lassen sich der Strom- und der Wärmemarkt nicht direkt miteinander vergleichen, aber dennoch liegt die Vermutung nahe, dass im Strommarkt ein effizienteres Fördersystem als im Wärmemarkt zum Einsatz kommt.

5. Fazit

Der Staat als Weichensteller für Technologien im Strom- und Wärmesektor hat mit dem Strom-einspeisegesetz eine sehr weitgehende Investitionssicherheit für Investoren im Bereich der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien geschaffen, die zu einer sehr dynamischen Entwicklung der unterschiedlichen Technologien geführt hat. Von der damit einhergehenden Systemtransformation profitieren längst auch weitere Technologien, die für das neue System notwendig sind.

Im Wärmesektor hingegen gibt es diese Investitionssicherheit bislang nicht; im Gegenteil führte hier eine diskontinuierliche Förderpolitik zu Verunsicherungen sowohl bei den Herstellern als auch beim Handwerk. Im Interesse einer weitgehenden Systemtransformation wäre es jedoch auch hier wünschenswert, durch staatliche Rahmensetzung für eine höhere Investitionssicherheit zu sorgen und dadurch eine belastbarere Grundlage für die weitere Entwicklung erneuerbarer Technologien zu schaffen.

Literatur

Agentur für Erneuerbare Energien: Innovationsentwicklung der Erneuerbaren Energien, Renew's Spezial Ausgabe 37/Juli 2010

Bundesverbandes Solarwirtschaft e. V.: Statistisches Material (www.solarwirtschaft.de)

Institut für ZukunftsEnergieSysteme/IZES: Besondere Ausgleichsregelung – Carbon Leakage, internes Diskussionspapier, Juli 2010

Langniß, Ole u. a.: „Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien (Marktanreizprogramm) im Zeitraum Januar 2002 bis August 2004“, Stuttgart/Karlsruhe Dezember 2004

Nast, Michael u. a.: „Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien (Marktanreizprogramm) im Zeitraum Januar 2007 bis Dezember 2008“, Stuttgart, Dezember 2009 (www.dlr.de/tt/system)