

MÖGLICHKEITEN ZUM AUSGLEICH FLUKTUIERENDER EINSPEISUNGEN AUS ERNEUERBAREN ENERGIEN

STUDIE IM AUFTRAG DES BUNDESVERBANDES ERNEUERBARE ENERGIE



NORBERT KRZIKALLA · SIGGI ACHNER · STEFAN BRÜHL

Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien

**Studie im Auftrag des
Bundesverbandes Erneuerbare Energie**

Auftraggeber:

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.

Auftragnehmer:

BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH

Alfonsstraße 44

52070 Aachen

www.bet-aachen.de

Autoren:

Dr.-Ing. Norbert Krzikalla, Siggi Achner, Stefan Brühl, BET

Vorstellung der Projektpartner

Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH

BET ist ein führendes Beratungsunternehmen für die Energie- und Wasserwirtschaft. Das Unternehmen wurde 1988 von Dr. Wolfgang Zander und Dr. Michael Ritzau in Aachen gegründet, die auch bis heute als Geschäftsführer tätig sind. Gesellschafter sind ausschließlich die beiden Geschäftsführer sowie weitere leitende Mitarbeiter.

Zu den BET-Kunden gehören kommunale, regionale und private Energieversorger, Energiehändler, Kraftwerksbetreiber, Unternehmenskooperationen, Industrie- und Gewerbebetriebe, Finanzinvestoren, Kommunen und Ministerien, nationale und internationale Aufsichtsbehörden, Wissenschafts- und Forschungseinrichtungen sowie politische Entscheidungsträger. Der Kernmarkt der BET ist Deutschland. Zunehmend werden Beratungsleistungen im europäischen Ausland erbracht.

Das Beratungsgeschäft von BET ist auf die Geschäftsbereiche Netzberatung, Marktberatung und Managementberatung verteilt. Das erfahrene Expertenteam aus mehr als 100 Ingenieuren, Wirtschaftsingenieuren und Ökonomen leistet hoch qualifizierte Beratung über die gesamte Wertschöpfungskette der Energie- und Wasserwirtschaft: Von der Gewinnung bzw. Erzeugung über den regulierten Netzzugang bis zum Handel und Vertrieb. Die Projektteams werden in aller Regel interdisziplinär und geschäftsbereichsübergreifend besetzt, so dass für die Kunden eine enge Verzahnung von Beratungskompetenz garantiert ist.

BET hat in seiner Entwicklung die Liberalisierung und Regulierung des Energiemarktes entscheidend mitgeprägt. Eine interdisziplinäre technische, wirtschaftliche und energiewirtschaftliche Analyse steht dabei im Vordergrund des Beratungsansatzes. Aufbauend auf einer langjährigen Erfahrung im Rahmen der Re-kommunalisierung der Strom- und Gasversorgung, der technischen Planung von Anlagen und Netzen sowie der Entwicklung von Energieversorgungskonzepten

hat BET sein Tätigkeitsfeld kontinuierlich erweitert. Meilensteine in der Entwicklung der BET waren die Entwicklung einer Netzzugangsverordnung im Jahr 1995, die Beurteilung der Wettbewerbsentwicklung für das Bundesministerium für Wirtschaft und die Entwicklung des heutigen deutschen Gasnetzzugangsmodells in 2003.

Aufgrund der ausgewiesenen energiewirtschaftlichen Expertise von BET hat sich darüber hinaus in den vergangenen Jahren die Transaktionsberatung, die Bewertung von Unternehmen und einzelnen Assets und die Gestaltung von Organisationen als Beratungsschwerpunkt herausgebildet. Von operativen Unterstützungsleistungen bis hin zur strategisch-wirtschaftlichen Unternehmensberatung ist BET in allen Wertschöpfungsstufen und Sparten tätig.

BET agiert unabhängig. Die Beratung erfolgt frei von persönlichen oder politischen Interessen.

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)

Als Dachverband der Erneuerbare-Energien-Branche bündelt der BEE die Interessen von 25 Verbänden und Organisationen mit 30.000 Einzelmitgliedern, darunter mehr als 5.000 Unternehmen.

Ziel des BEE ist die vollständige Umstellung der Energieversorgung auf Erneuerbare Energien in den Bereichen Strom, Wärme und Kälte sowie Mobilität. Hierzu setzt sich der Verband insbesondere für die Verbesserung der gesetzlichen Rahmenbedingungen für Erneuerbare Energien ein.

Lichtblick

LichtBlick ist der größte konzernunabhängige Energieanbieter Deutschlands, der konsequent auf grüne Energie setzt. Mit über 600.000 Kunden ist LichtBlick Marktführer für Ökostrom und Ökogas. Das Unterneh-

men setzt auf intelligente Energie: Mit SchwarmStrom hat LichtBlick eine innovative Lösung für die dezentrale und erneuerbare Energie der Zukunft entwickelt. Seit 2011 setzt LichtBlick zudem Blockheizkraftwerke (ZuhauseKraftwerke) ein, vernetzt und steuert diese flexibel nach den Bedürfnissen des Strommarktes. Der SchwarmStrom wird dann erzeugt, wenn bei Flaute oder Bewölkung nicht ausreichend Wind- und Sonnenstrom ins Netz fließt. SchwarmStrom ergänzt ideal die wetterbedingt schwankende Stromproduktion der erneuerbaren Energien. In Zukunft sollen die ZuhauseKraftwerke darüber hinaus in Verbindung mit Speichern einen wichtigen Beitrag zur Energiewende leisten.

Enercon

Mit der Unternehmensgründung 1984 begann Diplomingenieur Aloys Wobben die ökonomisch-ökologische Erfolgsgeschichte von ENERCON. Ein kleines Team von Ingenieuren entwickelte die erste E-15/16 mit 55 kW Nennleistung. Waren die ersten Anlagengenerationen noch mit Getriebe ausgestattet, folgte 1992 mit der ENERCON E-40/500 kW der konsequente Umstieg auf die getriebelose Anlagentechnik. Das innovative Antriebssystem aus wenigen drehenden Bauteilen ermöglicht einen nahezu reibungslosen Energiefluss. Leistung und Zuverlässigkeit dieses Systems sind vorbildlich. Die mechanische Belastung, die Betriebskosten und der Wartungsaufwand werden reduziert, die Lebensdauer der Anlagen wird erhöht.

Das bewährte Anlagenkonzept ist heute kennzeichnend für alle ENERCON Windenergieanlagen. Neue Anlagengenerationen entstehen durch die stetige Weiterentwicklung aller Komponenten und bieten dem Kunden ein technologisch ausgereiftes Produkt. Beispielfür die neueste technologische Innovation ist die im Jahr 2004 eingeführte neue Rotorblattgeometrie, die die Ertragswerte signifikant erhöht, die Schallemission verringert und die auf die Windenergieanlage einwirkenden Lasten reduziert.

Alle ENERCON Windenergieanlagen verfügen über ein Netzeinspeisesystem, das die neuesten Netzanschlussbedingungen erfüllt und somit problemlos in alle Versorgungs- und Verteilerstrukturen integriert werden kann. Das ENERCON Konzept weist Möglichkeiten sowohl für kritische Situationen durch Netzkurzschlüsse oder Engpässe als auch für den Normalbetrieb wie Blindleistungsmanagement und Spannungsregelung auf.

Mit seinen technologischen Innovationen setzt ENERCON seit nun mehr als 25 Jahren neue Maßstäbe. Als eines der weltweit führenden Unternehmen im Bereich Windenergie mit langjähriger Marktführerschaft in Deutschland beschäftigt ENERCON weltweit direkt und indirekt mittlerweile mehr als 13.000 Menschen. Mit mehr als 20.000 installierten Windenergieanlagen in über 30 Ländern zählt ENERCON auch international zu den führenden Herstellern. Forschung und Entwicklung, Produktion und Vertrieb werden kontinuierlich ausgebaut. Für das Jahr 2013 rechnet das Unternehmen mit einem Exportanteil von über 60 % und einer sukzessiven Steigerung in den kommenden Jahren.

Inhaltsverzeichnis

Vorstellung der Projektpartner	2
Ergebniszusammenfassung	8
1 Aufgabenstellung	11
2 Ermittlung des Bedarfs an Ausgleichsmaßnahmen	13
2.1 Vorgehensweise	13
2.2 Residuallastanalyse.....	15
2.3 Analyse der Gradienten der Residuallast.....	21
3 Relevante Technologien und Maßnahmen.....	27
3.1 Lastmanagement.....	28
3.1.1 Flexibilisierung der Nachfrage in der Industrie	28
3.1.2 Flexibilisierung der Nachfrage in Haushalten und Kleinverbrauch	31
3.1.3 Überschussstrom zu Wärme	36
3.2 Bedarfsgerechtere EE-Stromerzeugung	37
3.2.1 Einspeisemanagement Wind & PV	37
3.2.2 Strombedarfsgerechte Fahrweise von Laufwasserkraftanlagen	39
3.2.3 Strombedarfsgerechte Fahrweise Biomasse	41
3.2.4 Verbesserte Auslegung von Wind- und PV-Anlagen	44
3.3 konventionelle Kraftwerke (inkl. KWK)	47
3.3.1 Bestehende Kraftwerke	47
3.3.2 Retrofit bestehender Kraftwerke	49
3.3.3 Neubau hochflexibler thermischer Kraftwerke	51
3.3.4 Stromgeführte Fahrweise KWK (in Verbindung mit Wärmespeichern)	53
3.3.5 Nutzung von Netzersatzanlagen	57
3.4 Stromspeicher	59
3.4.1 Pumpspeicher in Deutschland	59
3.4.2 Pumpspeicher im Ausland	62
3.4.3 Batterien	63
3.4.3.1 Blei-Säure-Akkumulator.....	64
3.4.3.2 Lithium-Ionen-Akkumulator.....	66
3.4.3.3 Redox-Flow-Batterien.....	67
3.4.3.4 Zusammenfassende Bewertung Batteriespeicher	68
3.4.4 Druckluftspeicher.....	68
3.4.5 Power to Gas	70
3.5 Zusammenfassung Speicher	77
4 Interdependenzen mit anderen Modulen.....	81
5 Zusammenfassung und Fazit.....	84
6 Literatur.....	92
Außerdem verwendete Literatur	93

Abbildung 29: Flexibilität von Kraftwerken [15].....	48
Abbildung 30: „Sterbelinie“ bestehender Kraftwerke; Quelle: BET-Kraftwerksdatenbank	49
Abbildung 31: Flexibilisierungsoptionen KWK-Anlage.....	53
Abbildung 32: Engpassleistung und Stromerzeugung AGFW-„eigener“ KWK-Anlagen.....	55
Abbildung 33: KWK-Stromerzeugung in Deutschland 2011; Quelle: BDEW	55
Abbildung 34: Kosten von Fernwärmespeichern; Quelle: Mauch, W., FfE, 2012 [20].....	57
Abbildung 35: Einsatzbereiche verschiedener Speichertechnologien [23]	60
Abbildung 36: Prozessschritte Power to Gas [34].....	70
Abbildung 37: Eigenschaften und Kosten von Stromspeichertechnologien.....	78
Abbildung 38: Kosten kurzfristiger Stromspeicherung.....	78
Abbildung 39: Kosten langfristiger Stromspeicherung.....	79
Abbildung 40: Übersicht der Module und Querschnittsfragen [Quelle: BEE].....	81
Abbildung 41: Einsatz der Flexibilitätsoptionen auf der Zeitschiene nach den Kriterien Bedarf und Kosteneffizienz (ohne Berücksichtigung von Netzrestriktionen)	86
Abbildung 42: Systemrelevanz der Ausgleichsoptionen; Bewertungskriterien: Kostenef- fizienz, Potenzial, technische Reife.....	87
 Tabelle 1: Übersicht der Flexibilitätsoptionen	 9
Tabelle 2: BEE-Ausbauszenario Erneuerbare Energien.....	15
Tabelle 3: Vergleich der Reaktortypen zur katalytischen Methanisierung [37]	72
Tabelle 4: Überblick CO ₂ -Quellen und Potenziale für Methanisierung [36]	75
Tabelle 6: Investitionskostenübersicht Elektrolyseure nach Smolinka 2011 [35]	75

Verzeichnis der Tabellen und Abbildungen

Abbildung 1: Einsatz der Flexibilitätsoptionen auf der Zeitschiene nach den Kriterien Bedarf und Kosteneffizienz (ohne Berücksichtigung von Netzrestriktionen)	10
Abbildung 2: Übersicht der Module und Querschnittsfragen [Quelle: BEE].....	11
Abbildung 3: BEE-Ausbauszenario Erneuerbare Energien - Stromerzeugung.....	14
Abbildung 4: BEE-Ausbauszenario Erneuerbare Energien – installierte elektrische Leistung	14
Abbildung 5: EE-Erzeugung, Last und Residuallast 2012.....	16
Abbildung 6: EE-Erzeugung, Last und Residuallast 2020.....	16
Abbildung 7: EE-Erzeugung, Last und Residuallast 2030.....	17
Abbildung 8: Geordnete Jahresdauerlinien der Residuallast	17
Abbildung 9: Maximale und minimale residuale Last.....	18
Abbildung 10: Häufigkeit zusammenhängender Perioden mit negativer Residuallast 2020 – Stunden.....	19
Abbildung 11: Häufigkeit zusammenhängender Perioden mit negativer Residuallast 2020 – Strommenge.....	19
Abbildung 12: Häufigkeit zusammenhängender Perioden mit negativer Residuallast 2030 – Stunden.....	20
Abbildung 13: Häufigkeit zusammenhängender Perioden mit negativer Residuallast 2030 – Strommenge.....	20
Abbildung 14: PV-Einspeisung und Gradient an einem sonnigen Sommertag in 2020	21
Abbildung 15: Maximale Gradienten der Residuallast in GW/h	22
Abbildung 16: Maximale Gradienten der Residuallast in GW/4h	23
Abbildung 17: Häufigkeiten der Gradienten der Residuallast in GW/h	24
Abbildung 18: Einfluss von Wind und PV auf den maximalen Gradienten der Residual- last in GW/h für das Jahr 2020	24
Abbildung 19: Einfluss von Wind und PV auf den maximalen Gradienten der Residual- last in GW/h für das Jahr 2030	25
Abbildung 21: Abfall der Windenergieeinspeisung beim Extremereignis Kyrill am 18.01.2007; Quelle: Ernst, B., Amprion GmbH, Windprognoseverfahren, 2009 [1].....	26
Abbildung 20: Beispieltag mit hohem Windgradient bei gleichzeitig hoher PV-Einspei- sung an einem Winter-Sonntag im Jahr 2020.....	26
Abbildung 22: Abschaltbare Lasten in der Industrie [3]	30
Abbildung 23: Potenzial für DSM in Haushalten [6]	33
Abbildung 24: Abregeln versus Speichern	40
Abbildung 25: Flexibilisierung einer bestehenden Biogasanlage.....	42
Abbildung 26: Funktionsschema Biomethaneinspeisung ins Erdgasnetz	42
Abbildung 27: Einfluss der Leistungsbegrenzung auf Arbeitsverlust und Vollbenutzungsstunden .	46
Abbildung 28: PV-Einspeiseprofile in Abhängigkeit von der Ausrichtung	47

Vorwort

Die BEE Plattform Systemtransformation begleitet den anstehenden Umbau unserer Energieversorgung hin zu 100 Prozent Erneuerbare Energie. Die bisherigen Arbeiten und Diskussionen der Plattform haben im Kern zwei Ergebnisse: Für ein zukunftsfähiges System- und Marktdesign ist es erstens entscheidend, dass die fluktuierenden Erneuerbaren Energien ins Zentrum der Überlegungen rücken. Zweitens muss die essenzielle Frage beantwortet werden, wie die schwankende Einspeisung aus diesen Quellen ausgeglichen werden kann. Deswegen haben wir uns bei der Studienvergabe zunächst diesen Fragen gewidmet.

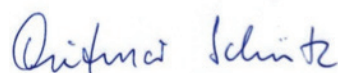
Nachdem mit der Kompassstudie Leitplanken für ein künftiges Marktdesign definiert wurden, setzen wir mit der vorliegenden Studie den Auftakt für die Betrachtung der Ausgleichsmöglichkeiten. Für den Ausgleich fluktuierender Einspeisung steht ein bunter Strauß an Flexibilitätsoptionen zur Verfügung, mit denen wir ein sicheres, umweltverträgliches und bezahlbares Energiesystem schaffen können.

Der BEE hat gemeinsam mit seinen Projektpartnern bewusst einen ganzheitlichen Ansatz gewählt und

entsprechend beauftragt. Wir wollen zu Beginn der sachlichen Diskussion nicht bereits eine Option gegen andere ausspielen, sondern die Potenziale und Chancen, aber auch die Risiken und Hemmnisse der unterschiedlichen Optionen neutral aufführen.

Wir freuen uns, dass wir mit dem Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (BET Aachen) einen Gutachter beauftragen konnten, der unsere Fragen zu diesem äußerst wichtigen Aspekt eines zukunftsfähigen Energiesystems mit großer Sorgfalt und breitem Sachverstand beantworten konnte. Wir möchten uns an dieser Stelle bei Herrn Dr. Krzikalla und seinem Team für ihre hervorragende Arbeit bedanken. Unser Dank gilt zudem den beiden Hauptsponsoren, die Enercon GmbH und Lichtblick SE, sowie den Mitgliedsverbänden des BEE und allen weiteren beteiligten Unternehmen für die eingebrachte Expertise und ihre Unterstützung für dieses Projekt. Nur dank der vielfältigen Beteiligung konnten wir diesen weiteren wichtigen Baustein erarbeiten.

Wir möchten Sie herzlich einladen, mit uns in die Diskussion einzutreten und wünschen eine spannende Lektüre.

A handwritten signature in blue ink, reading 'Dietmar Schütz'.

Dietmar Schütz
Präsident des BEE

Ergebniszusammenfassung

In dieser Studie wurden die Möglichkeiten zum Ausgleich der zunehmenden fluktuierenden Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (EE) dargestellt und hinsichtlich ihrer Bedeutung und zeitlichen Einordnung im Rahmen der Umsetzung der Energiewende bewertet.

Grundsätzlich ist festzuhalten, dass das BEE-Szenario umsetzbar ist und auch bei sehr hohen Anteilen Erneuerbarer Energien ausreichende Flexibilität mobilisiert werden können, um die Systemstabilität zu gewährleisten.

Bei der Ermittlung der Zeitpunkte, in denen die einzelnen Technologien zum Einsatz kommen sollen, wurde das EE-Ausbauszenario des BEE zugrunde gelegt. Vereinfachend wurde davon ausgegangen, dass das Stromnetz keine Restriktion darstellt, sondern nach den Erfordernissen der EE-Erzeugung weitgehend ausgebaut wird. Gleichwohl ist davon auszugehen, dass der Netzausbau aufgrund langer Genehmigungs- und Bauzeiten sowie aufgrund von Akzeptanzproblemen bei der Bevölkerung nicht überall rechtzeitig im erforderlichen Umfang erfolgen wird. In diesen Fällen ist der Einsatz von einigen der im Folgenden dargestellten Ausgleichsmöglichkeiten im Zeitverlauf auch deutlich früher sinnvoll. Ausgleichseffekte durch Stromaustausch mit dem Ausland wurden hier nicht betrachtet.

Es steht eine Reihe von Technologien für die Bereitstellung von Flexibilität zur Verfügung, wobei die Beiträge zur Flexibilisierung sehr unterschiedlich sind. Einige Techniken können Leistung für kurze oder längere Zeiträume zur Verfügung stellen, andere können negative Leistung liefern, indem Stromüberschüsse genutzt oder gespeichert werden, einige sind schnell, andere weniger schnell regelbar und eignen sich somit unterschiedlich gut zum Nachfahren von steilen Gradienten der Residuallast.

Tabelle 1 zeigt eine Übersicht über die Flexibilitätsoptionen mit ihren wesentlichen Eigenschaften und einer Abschätzung des Potenzials. In Abbildung 1 ist dargestellt, wann die betrachteten Technologien im Zeit-

verlauf sinnvollerweise zum Einsatz kommen sollten. Hierbei wurden sowohl der Bedarf an Flexibilität als auch die Kosteneffizienz berücksichtigt.

Sofern keine Ausgleichsmaßnahmen durchgeführt werden, kommt es, abgesehen von lokalen Netzengpässen, ab 2020 gelegentlich zu geringen Überschüssen Erneuerbarer Energien, die dann bis 2030 immer häufiger und über längere Zeiträume auftreten. Einige Maßnahmen sollten aber wegen der zum Teil langen Umsetzungsdauern bereits heute in die Wege geleitet werden, insbesondere solche, die mit geringen Kosten realisierbar sind.

Ein Problem bei der Einführung der benötigten Technologien sind die fehlenden wirtschaftlichen Anreize im derzeitigen Marktdesign und bei den derzeitigen Preisen für Strom am day ahead und am Regulenergiemarkt. Zur Beseitigung oder Abschwächung der Hemmnisse sollten durch die Politik die folgenden Maßnahmen kurzfristig umgesetzt werden:

- Die stromgeführte Fahrweise von KWK-Anlagen und Biomasseanlagen sollte stärker gefördert werden, so dass die erforderlichen Zusatzinvestitionen refinanziert werden können, z. B. durch die Erhöhung der Flexibilitätsprämie oder durch eine strombörsenpreisabhängig differenzierte KWK- bzw. EEG-Förderung
- Die Erschließung der Lastmanagementpotenziale in der Industrie sollte unterstützt werden, damit diese im Bedarfsfall bei entsprechenden Preissignalen schnell einsetzbar sind.
- Beim Smart Meter Rollout sollten neben Haushalten mit hohem Stromverbrauch auch Haushalte mit elektrischen Wärmepumpen einbezogen werden.
- Wegen der langen Vorlaufzeiten bei Planung und Errichtung von Kraftwerken und Stromspeichern sollte möglichst bald ein Konzept entwickelt werden, durch das mit dem entspre-

Tabelle 1: Übersicht der Flexibilitätsoptionen

	Geschätztes Potenzial ¹⁾	Dauer	Schnelligkeit in % / min.	Bemerkungen
Demand Side Management (DSM)				
DSM Industrie	+2 / -0,7 GW [DENA]; +0,5 / -4,4 GW [VDE]; kurzfristig	1 bis 4 Stunden	20-100%	kurzfristig und kostengünstig nutzbares Potenzial; höheres Potenzial für Abschaltungen im Minutenbereich bzw. zu hohen Kosten
DSM Haushalte	ca. +0,6 GW / -2,3 GW bis 2030	einige Stunden	100%	(ohne Wärmepumpen)
DSM Haushalte – elektrische Wärmepumpen	max. +0,45 GW (Winter) / -2,2 GW (Sommer) bis 2030	ca. 2 Stunden	100%	Quelle: ecofys, prognos, 2011; Dauer mit Wärmespeicher auch länger
Überschussstrom zu Wärme	mehr als -10 GW; kurzfristig	unbegrenzt	20-100%	nur negative Leistung, abh. vom Wärmebedarf
Erneuerbare Energien				
Einspeisemanagement Wind & PV	„unbegrenzt“	unbegrenzt	100%	nur negative Leistung; bei gedrosselter Fahrweise auch positive Regelleistung möglich
Strombedarfsorientierter Einsatz Biogas und feste Biomasse	max. +/- 16 GW bis 2030	4 bis 12 Stunden	5-20%	
Strombedarfsorientierter Einsatz Biomethan		Wochen bis Monate		bei Einspeisung ins Erdgasnetz
Kraftwerke und KWK				
Stromgeführter Einsatz KWK	max. +/- 25 GW bis 2020	4 bis 12 Stunden	5-20%	auf Basis 20%-Ziel der Bundesregierung; davon ca. +9/-4,5 GW bereits flexibel eingesetzt
Nutzung bestehender Kraftwerke	heute ca. 80 GW	unbegrenzt	1-2%	Leistung abnehmend gemäß „Sterbelinie“
Retrofit bestehender Kraftwerke	ca. +3 GW Delta zw. Pmin und Pmax bis 2020	unbegrenzt	4-8%	Entscheidung für Retrofit nur wenn wirtschaftlich
Neubau flexibler Kraftwerke	unbegrenzt	unbegrenzt	4-10%	abh. von Technik, Gasturbinen auch schneller
Nutzung Netzersatzanlagen	geschätzt 5-8 GW bis 2020	einige Stunden	20-100%	nur positive Leistung
Stromspeicher				
Pumpspeicher (Deutschland)	ca. 10 GW und 78 GWh bis 2020; langfristig bis zu 2 TWh	Stunden bis Tage	50-100%	geringe Energiedichte, einzige bewährte und kostengünstige Speichertechnologie , technisch auch als Langzeitspeicher geeignet, aber kein ausreichendes Potenzial
Druckluftspeicher („CAES“)	beliebig groß, ca. 0,8 – 2,5 TWh Bis 2030	Stunden bis Tage	20%	adiabate CAES (Wirkungsgrad ca. 60-70%) noch in der Entwicklungsphase, rel. kostengünstig, weniger effizient und teurer als Pumpspeicher
Batteriespeicher	unbegrenzt	Stunden bis Tage	100%	teure Option, hohes Entwicklungs- und Kostensenkungspotenzial
Power to Gas	unbegrenzt	Wochen bis Monate	Nicht relevant	aus heutiger Sicht einzige Langfristspeicheroption mit ausreichendem Potenzial, niedriger Wirkungsgrad (Strom zu Strom 30-45%), früherer Einsatz für Gaserzeugung für Verkehr

¹⁾ Potenzial positiv = Bereitstellung zusätzlicher Erzeugungsleistung bzw. Abschaltung von Lasten
 Potenzial negativ = Abschalten von Erzeugungsleistung bzw. Zuschaltung von Lasten

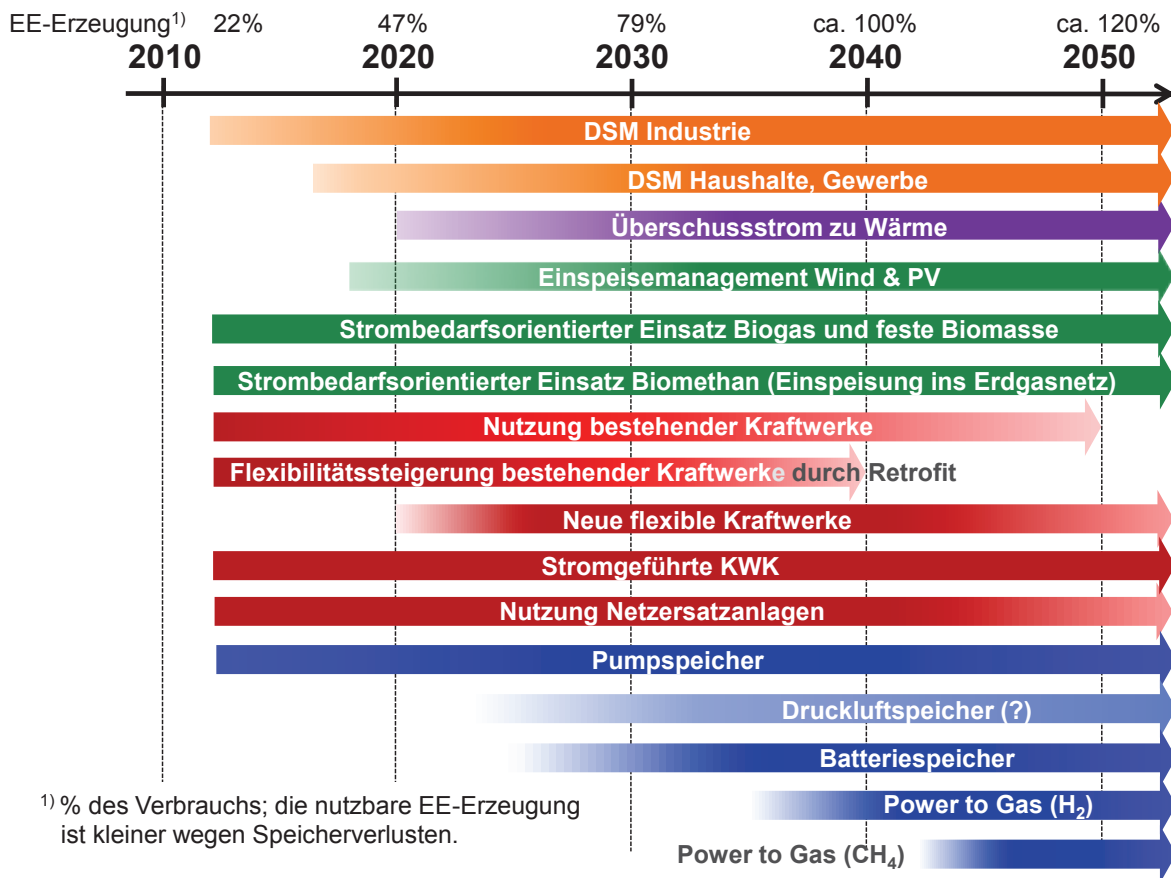


Abbildung 1: Einsatz der Flexibilitätsoptionen auf der Zeitschiene nach den Kriterien Bedarf und Kosteneffizienz (ohne Berücksichtigung von Netzrestriktionen)¹

chenden zeitlichen Vorlauf Investitionsanreize für die Bereitstellung von Leistung entstehen.

- Die Umweltauflagen in den wasserrechtlichen Vorschriften sollten im Hinblick auf die Nutzung der vorhandenen Wasserkraftpotenziale und die tatsächlichen ökologischen Folgen eingeschränkt wechselnder Wasserstände überprüft werden.
- Regelungen, die in besonderem Maße die Umsetzung der Maßnahmen behindern, sollten hinsichtlich ihrer Sinnhaftigkeit überprüft werden. Dies sind z. B.:
 - Befreiung von Netzentgelten bei hohem Verbrauch und hohen Vollbenutzungsstunden (NetzentgeltVO §19)

- Belastung von Stromverbrauchern, die Überschussstrom nutzen oder speichern, mit Netzentgelten und Umlagen

- Mangelnde Zugangsmöglichkeiten für Erneuerbare Energien und Lastmanagementmaßnahmen zum Regenergiemarkt (um Must run Leistung zu reduzieren)

- Forschung und Entwicklung im Bereich der Speichertechnologien sollten intensiv gefördert werden.

1. Die Reihenfolge der genannten Technologien stellt keine Wertung dar.

1 Aufgabenstellung

Der Umbau der Energieversorgung hin zu einem System mit hohem Anteil Erneuerbarer Energien (EE) stellt das Gesamtsystem vor neue Herausforderungen. Insbesondere wird die Flexibilität des Systems, d. h. die Fähigkeiten, auf Erzeugungsschwankungen der Erneuerbaren Energien zu reagieren, zunehmend erforderlich.

In der „alten Welt“ wurden konventionelle Kraftwerke gemäß den nachfrageseitigen Anforderungen gefahren (Lastfolgebetrieb). Es gab Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerke. Dieses System funktioniert solange die EE einen relativ geringen Anteil an der Stromerzeugung haben. Bei zunehmenden EE-Anteilen erhöhen sich die Schwankungen der Residuallast, die von den konventionellen Kraftwerken oder durch andere Maßnahmen auszugleichen sind. Spätestens in einem System mit 100 % EE stehen keine konventionellen Kraftwerke mehr zur Verfügung und muss der gesamte Ausgleich über Speicher, steuerbare EE und Lastmanagement erfolgen.

Für diesen Ausgleich stehen diverse Optionen zur Verfügung, die sich hinsichtlich ihrer Merkmale deutlich unterscheiden. Zu nennen sind z. B. technische Eigenschaften und Reife, Kosten, Potenziale, Verfügbarkeit und ökologische Auswirkungen.

Im Rahmen dieser Studie sind die Möglichkeiten für entsprechende Ausgleichsmaßnahmen aufzuzeigen und zu systematisieren. Die Eigenschaften der Flexibilitätsoptionen sind darzustellen und es ist eine Abschätzung vorzunehmen, wann die einzelnen Optionen in welchem Umfang sinnvollerweise genutzt werden.

Die Untersuchung ist Bestandteil der BEE Plattform Systemtransformation, in der die gesamte Umsetzung der Energiewende mit ihren Wechselwirkungen betrachtet werden. Die Einordnung des Moduls „Ausgleich“ in das Gesamtprojekt ist in Abbildung 2 dargestellt.

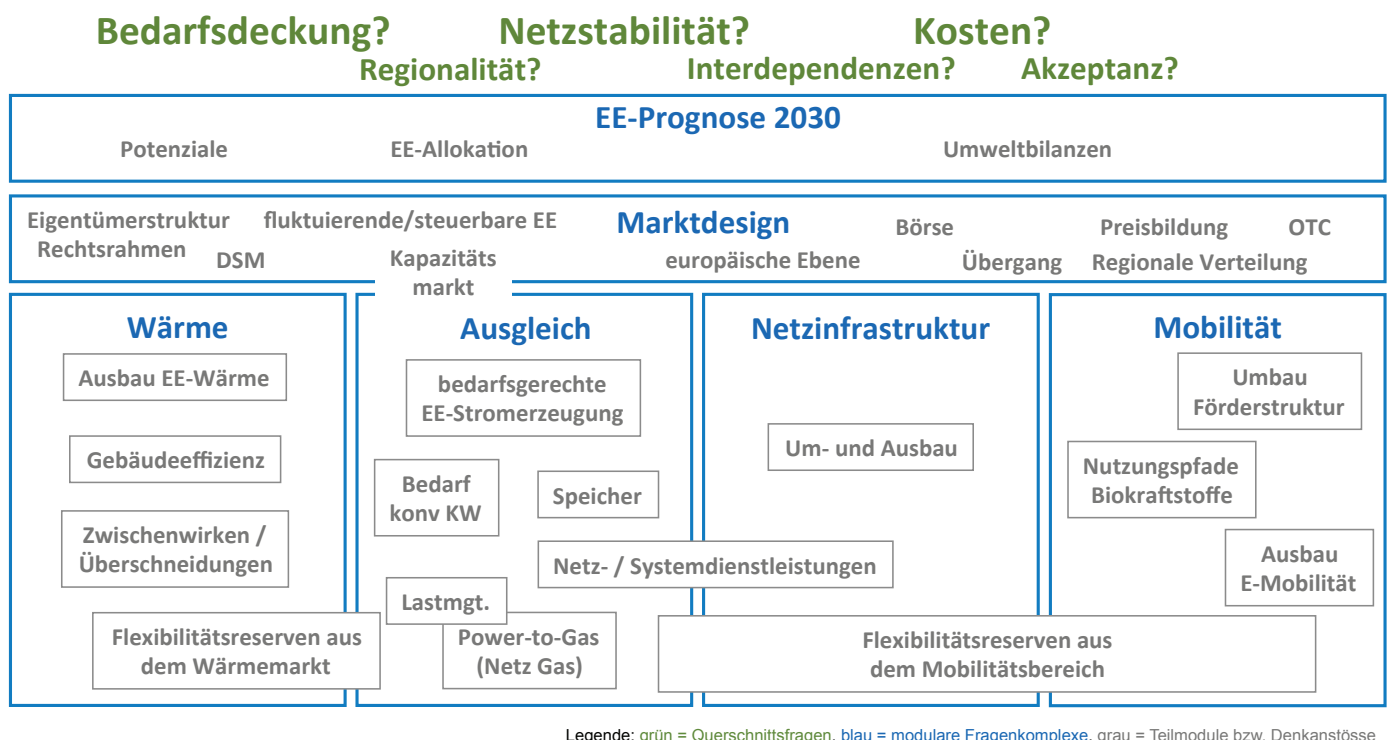


Abbildung 2: Übersicht der Module und Querschnittsfragen [Quelle: BEE]

1

Die zu betrachtenden Flexibilitätsoptionen können wie folgt grob klassifiziert werden:

- Lastmanagement
- Bedarfsgerechte EE-Stromerzeugung
- konventionelle Kraftwerke (inkl. KWK)
- Speicher
- Netzseitige Maßnahmen (Netzausbau, -verstärkung)
- Stromaustausch im EU-Verbund

Die letzten beiden Maßnahmen werden hier nur am Rande betrachtet, da sie im Modul „Netzinfrastuktur“ der BEE Plattform Systemtransformation detailliert behandelt werden. Ferner ist der Bedarf an Ausgleichsoptionen im Zeitverlauf zu eruieren, um in angemessenem Umfang auf die Systemveränderungen vorbereitet zu sein.

Schlussendlich ist zu analysieren, ob die derzeitigen Rahmenbedingungen ausreichende Anreize für die Umsetzung der erforderlichen Maßnahmen bieten bzw. aufzuzeigen, welche Änderungen der Rahmenbedingungen hierfür notwendig sind.

2 Ermittlung des Bedarfs an Ausgleichsmaßnahmen

Der Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung aus Erneuerbaren Energien umfasst unterschiedliche Anforderungen an das Gesamtsystem:

1. Bereitstellung ausreichender Leistung bzw. Reduktion der Verbrauchslast für Wetterlagen mit wenig Wind und Sonne
2. Bereitstellung dieser Leistung über definierte Zeitspannen (Extremfall: mehrwöchige Windfalle)
3. Nutzung von EE-Überschüssen
4. Schnelle Regelfähigkeit zum Ausgleich hoher Gradienten der Residuallast

Der Bedarf an Ausgleichsmaßnahmen wird künftig mit steigenden Anteilen der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien zunehmen. Bisher erfolgt dieser Ausgleich fast ausschließlich durch konventionelle Kraftwerke und Pumpspeicher, die sich in ihrer Betriebsweise den Schwankungen der Erneuerbaren Energien anpassen. Dies geschieht zum Teil bereits durch die day ahead Strompreise an der EEX, deren Preissignale entsprechende Anreize für den Betrieb oder den Stillstand eines Kraftwerks setzen. Kurzfristige Schwankungen, die vor allem durch Prognosefehler der Erneuerbaren Energien verursacht werden, werden durch den Intra-Day-Markt und den Regelleistungsmarkt mit seinen unterschiedlichen Produkten Primär-, Sekundärregelenergie und Minutenreserve ausgeglichen. Diese Produkte werden ebenfalls durch den bestehenden Kraftwerkspark, in geringem Umfang auch durch regelbare Lasten bereitgestellt. Je mehr Erneuerbare Energien die konventionellen Kraftwerke ersetzen, umso höher wird auf der einen Seite der Bedarf an Ausgleichsmaßnahmen und umso kleiner wird auf der anderen Seite das Angebot dieser Dienstleistungen. Auch sind ältere Kraftwerke zum Teil nicht mehr in der Lage, die Anforderungen an schnelle Regelbarkeit zu erfüllen, da diese Anlagen auf Grundlastbetrieb ausgelegt wurden. D. h. sie wurden optimiert auf möglichst hohen Wirkungsgrad bei Volllast,

weisen aber in der Regel ein träges Laständerungsverhalten auf.

In diesem Arbeitsschritt wird der künftige Bedarf an Flexibilität ermittelt, der durch unterschiedliche Optionen gedeckt werden kann. Hierbei wird das BEE-Szenario für die künftige Entwicklung der Erneuerbaren Energien zugrunde gelegt (vgl. Abbildung 3 und Abbildung 4 sowie Tabelle 2). Der Anteil Erneuerbarer Energien am gesamten Strombedarf beträgt im BEE-Szenario 46,6 % in 2020 und 79,3 % in 2030. Das Szenario übertrifft damit die Zielsetzung der Bundesregierung erheblich.

2.1 Vorgehensweise

Die hier prognostizierten Leistungen und Strommengen werden mit typischen Erzeugungsprofilen der jeweiligen Energiearten, die im BET-Energiemarktmodell hinterlegt sind, zu Jahreslastgängen skaliert.

Für die Modellierung der Windenergieeinspeisung wurden historische Zeitreihen von 80 verschiedenen Standorten (Quelle: MC Wetter) klassifiziert und in einzelne Regionen aufgeteilt. Für die einzelnen Standorte der Windgeschwindigkeitszeitreihen erfolgte in einem ersten Schritt eine Anpassung der Daten auf Nabenhöhe. Anschließend wurde hieraus anhand von Windpower-Transformationskurven, die aus der Tradewind Studie „Integrating Wind“, 2009, abgeleitet wurden, die Einspeisung berechnet.

Für die Modellierung der PV-Einspeisung wurden Daten zur Globalstrahlung aus <http://www.satel-light.com> ausgewertet. Es wurden regionale Cluster gebildet und je Cluster eine Mittelung der sich im jeweiligen Cluster befindlichen Standorte (10-20 pro Region) durchgeführt. Die Globalstrahlung wurde in eine Einspeisungszeitreihe transformiert.

Die Daten für die Verbraucherlast wurden aus UCTE-Veröffentlichungen entnommen und auf die jeweilige Jahreslast skaliert.

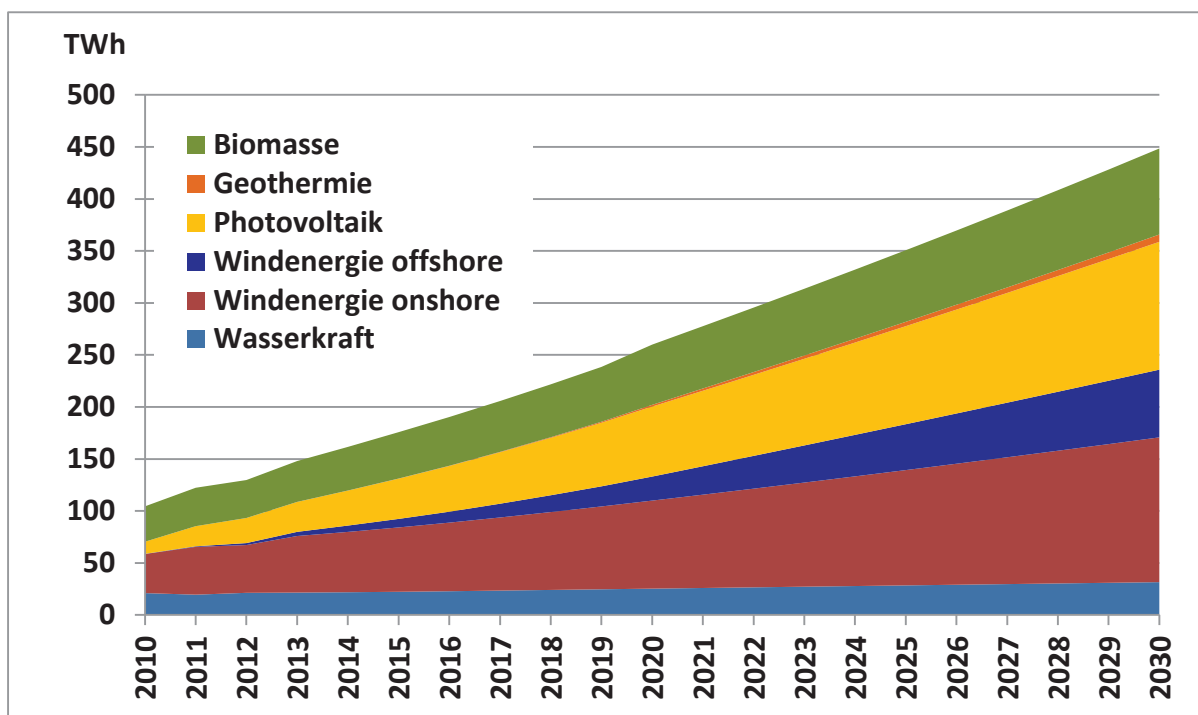


Abbildung 3: BEE-Ausbauszenario Erneuerbare Energien - Stromerzeugung

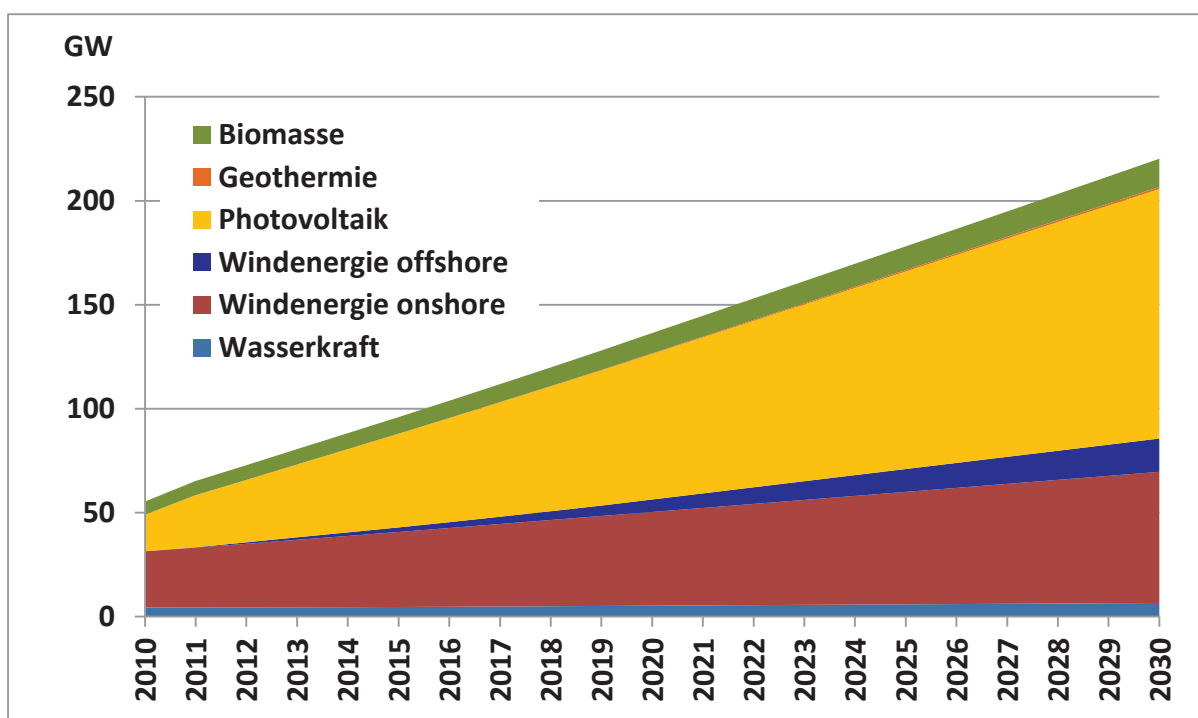


Abbildung 4: BEE-Ausbauszenario Erneuerbare Energien – installierte elektrische Leistung

Tabelle 2: BEE-Ausbauszenario Erneuerbare Energien

Arbeit in TWh/a	2012	2020	2030
Wasserkraft	21,3	25,3	31,5
Windenergie onshore	45,9	84,6	139,2
Windenergie offshore	1,9	23,1	65,1
Photovoltaik	24,1	67,3	122,9
Geothermie	0,0	1,7	7,1
Biomasse	36,5	57,9	82,7
Summe EE	129,7	259,9	448,5
Stromverbrauch	604,0	557,3	565,7
EE-Anteil am Stromverbrauch	21%	47%	79%
Installierte Leistung in GW	2012	2020	2030
Wasserkraft	4.431	5.271	6.571
Windenergie onshore	30.600	45.075	63.075
Windenergie offshore	700	6.000	16.000
Photovoltaik	30.000	70.000	120.000
Geothermie	27	298	1.008
Biomasse	7.096	9.756	13.558
Summe EE	72.854	136.400	200.712

Die Verbraucherlast minus der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien ergibt die Residuallast, die durch andere Technologien abgedeckt werden muss. Der Verlauf der Residuallast wird hinsichtlich der oben genannten Kriterien maximale Leistung, erforderliche Bereitstellungsdauer und Gradient analysiert. Die residuale Last wird unter der Annahme ermittelt, dass weder Maßnahmen zur Flexibilisierung der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien wie die am Strombedarf orientierte Fahrweise von Biomasseanlagen oder Schwellbetrieb von Wasserkraftanlagen noch Maßnahmen zur verbrauchsseitigen Lastverlagerung ergriffen werden. Dieses Vorgehen wird damit begründet, dass das Ergebnis zeigen soll, welcher Bedarf an Flexibilität künftig vorhanden ist, wenn noch keine Maßnahmen ergriffen wurden. Die Studie soll die unterschiedlichen Möglichkeiten zum Ausgleich vergleichend bewerten.

Wärmegeführte KWK wird nicht berücksichtigt. Somit wird implizit angenommen, dass KWK-Anlagen bereits stromgeführt eingesetzt werden und nicht mehr

zu negativen Residuallasten beitragen. Ebenso wird hier zunächst kein „Must run-Betrieb“ konventioneller Kraftwerke zur Sicherstellung der Systemstabilität berücksichtigt.

2.2 Residuallastanalyse

Abbildung 5, Abbildung 6 und Abbildung 7 zeigen den Verlauf der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien, der Last und der Residuallast für die Jahre 2012, 2020 und 2030 im betrachteten Ausbauszenario. Es wird deutlich, dass in 2012 noch jederzeit die gesamte EE-Erzeugung im System aufgenommen werden kann (vorausgesetzt es gibt keine Netzengpässe). In 2020 kommt es bereits in einigen Stunden zu Überschüssen Erneuerbarer Energien, die entweder durch Lastmanagement verlagert, gespeichert oder abgeregelt werden müssen. In 2030 treten diese Situationen bereits häufig auf. Die Überschussleistungen steigen auf Werte von bis zu -84 GW. Abbildung 8

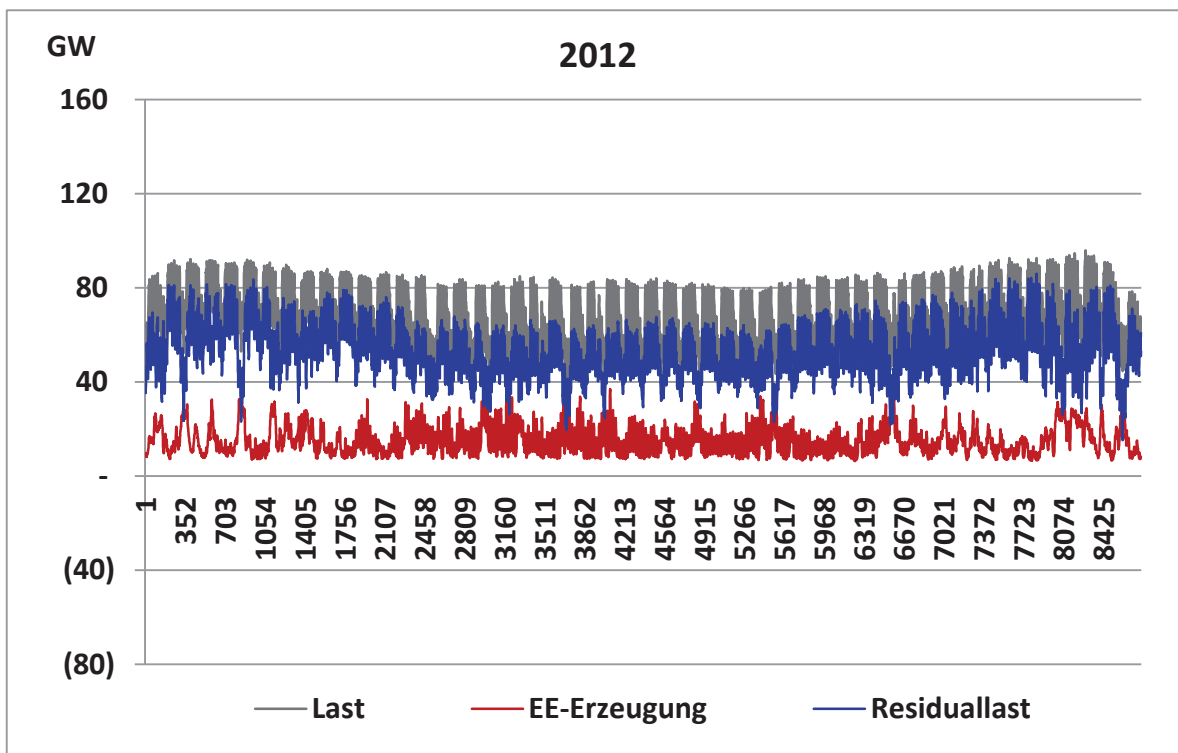


Abbildung 5: EE-Erzeugung, Last und Residuallast 2012

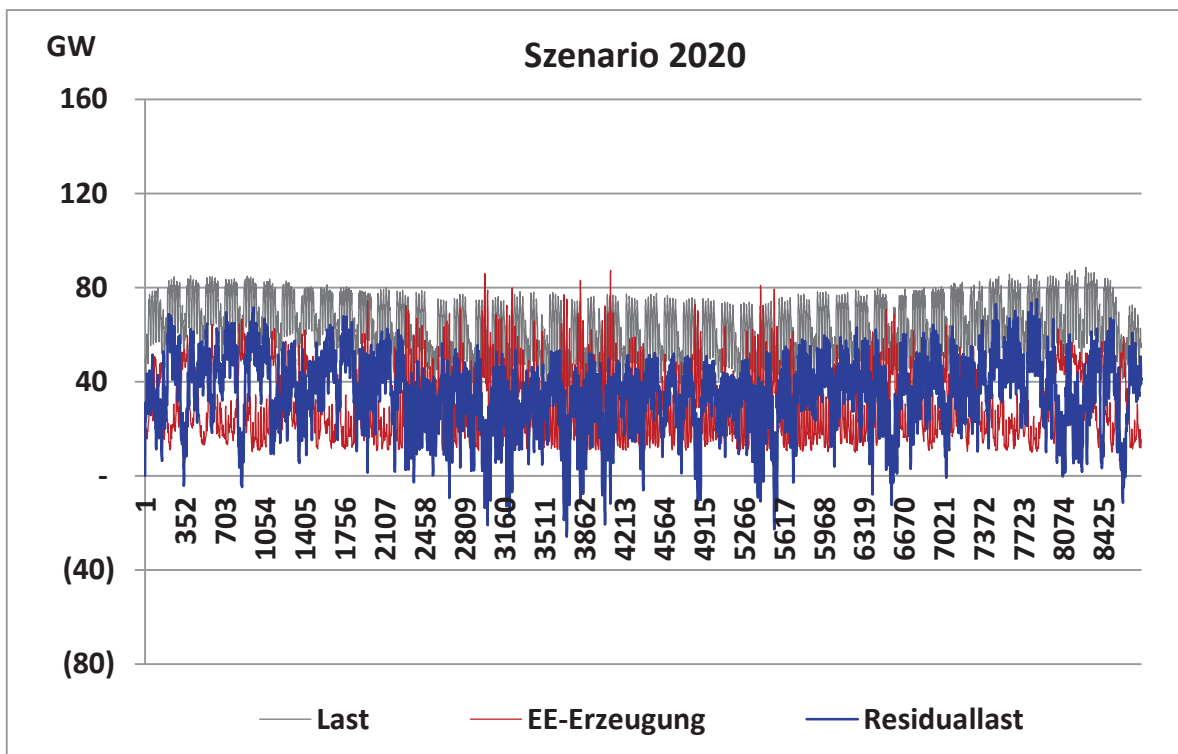


Abbildung 6: EE-Erzeugung, Last und Residuallast 2020

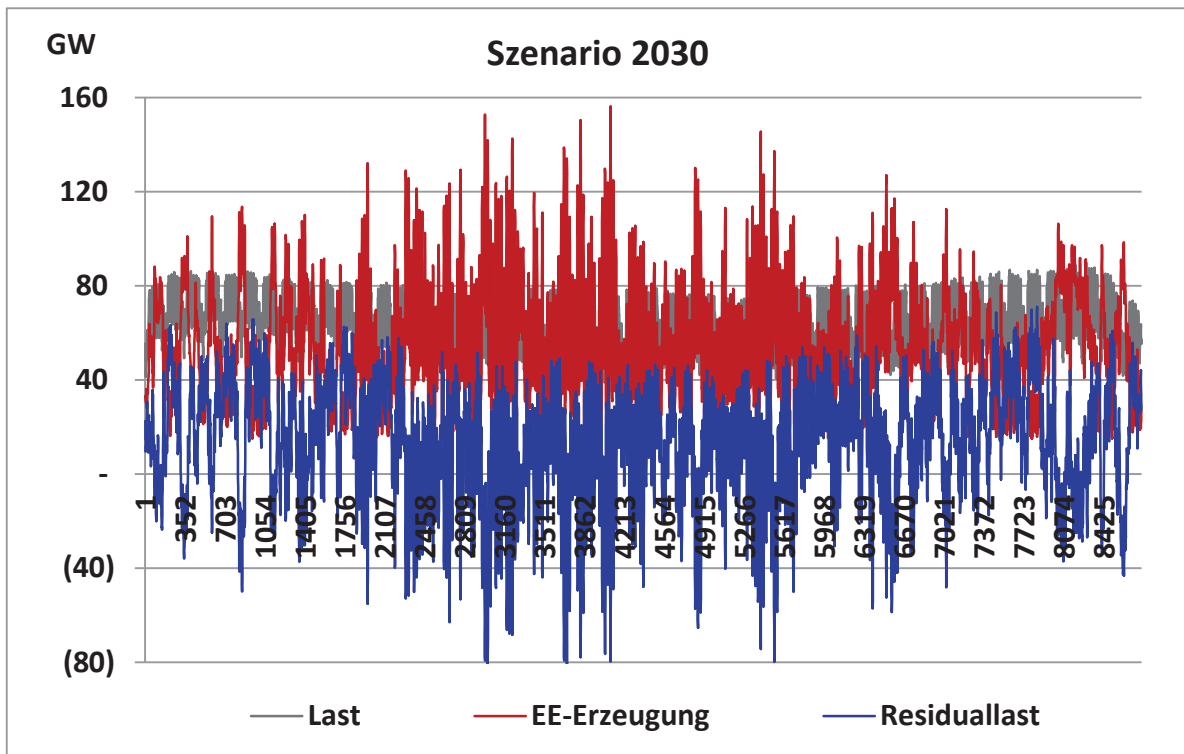


Abbildung 7: EE-Erzeugung, Last und Residuallast 2030

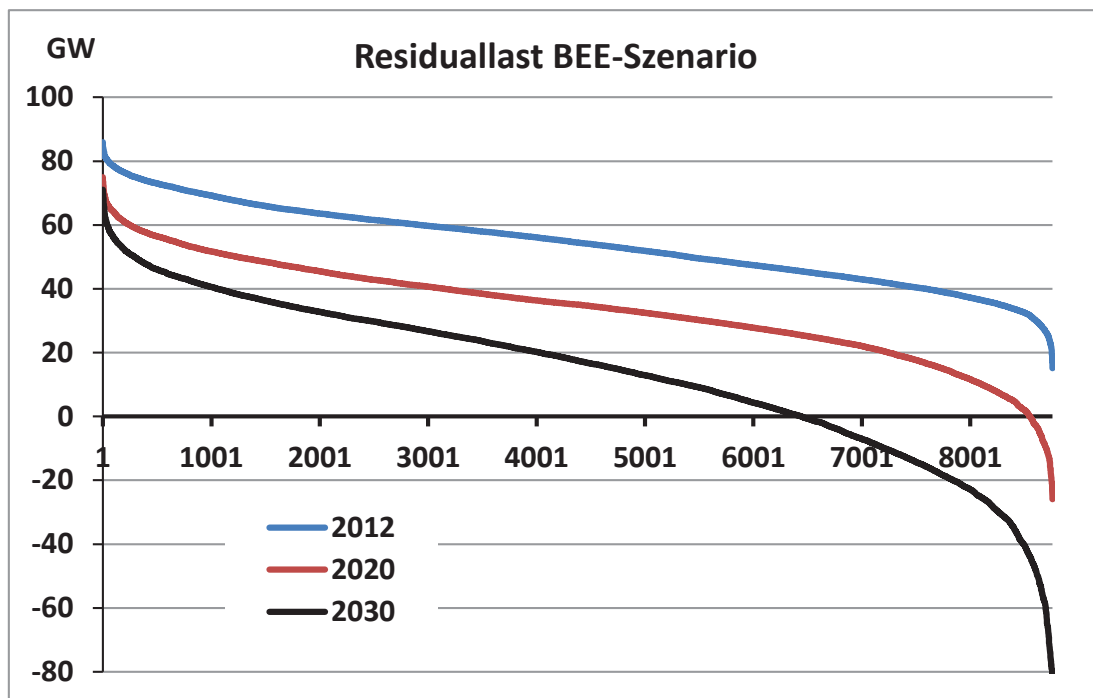


Abbildung 8: Geordnete Jahresdauerlinien der Residuallast

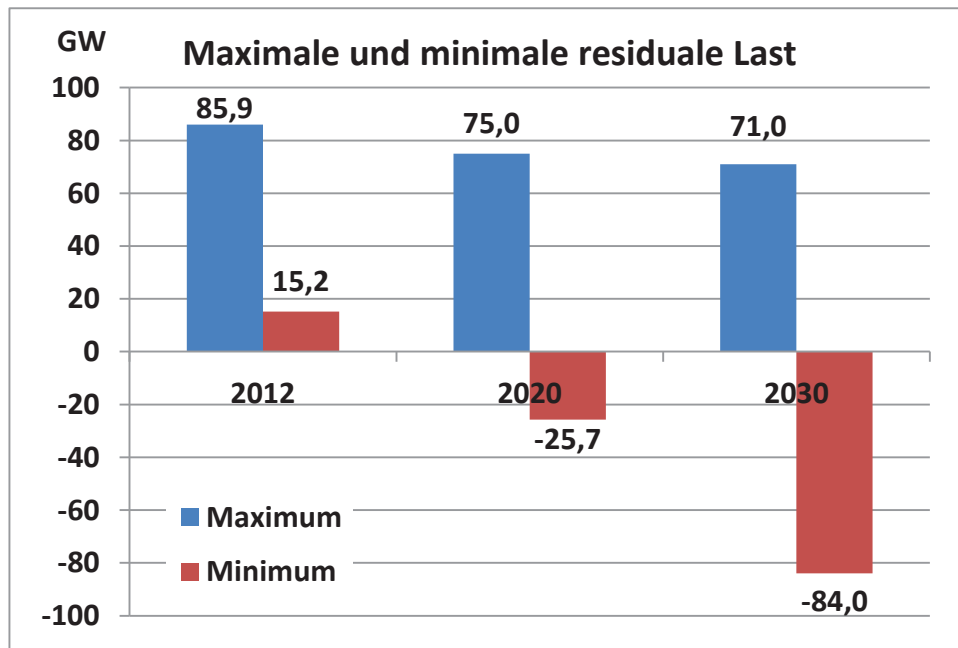


Abbildung 9: Maximale und minimale residuale Last

zeigt die Residuallasten für die Jahre 2012, 2020 und 2030 als geordnete Jahresdauerlinien.

Abbildung 9 zeigt die maximale und minimale Residuallast für 2012 und die Stützjahre 2020 und 2030. Hierbei wird deutlich, dass die maximale Last nur geringfügig, die minimale Last dagegen stark abnimmt. Die Erneuerbaren Energien tragen somit nur geringfügig zur Absenkung der residualen Höchstlast bei. Das bedeutet, dass die Erneuerbaren Energien nur einen sehr kleinen Beitrag zur Deckung der Höchstlast leisten. Es treten aber zunehmend Situationen mit Energieüberschüssen aus Erneuerbaren Energien auf.

Zur Deckung der maximalen Residuallast müssen entsprechende Kapazitäten an konventionellen Kraftwerken oder in Form von Speichern oder Maßnahmen zum Lastmanagement vorhanden sein. Bei negativen Residuallasten müssen Speicher mit entsprechender Ladekapazität bereitstehen oder es müssen Verbraucherlasten in diese Zeiten verlagert werden oder zusätzliche Verbraucherlasten geschaffen werden (z. B. Überschussstrom zu Wärme). Eine weitere Möglich-

keit ist der Export der Überschüsse in angrenzende Staaten, der hier jedoch nicht weiter betrachtet wird.

Beim Auftreten von Stromüberschüssen ist nicht nur die Leistung von Bedeutung, sondern insbesondere auch die Dauer, über die Überschüsse auftreten bzw. die Strommengen, die gespeichert oder verlagert werden müssen. Hierzu wurde die Residuallast hinsichtlich der zusammenhängenden Zeitintervalle mit negativer Residuallast analysiert. Im Gegensatz zu den Abbildungen 3 bis 6 wurde hier eine Must run Leistung konventioneller Kraftwerke unterstellt, die für 2020 mit 10 GW, für 2030 mit 5 GW abgeschätzt wurde. Des Weiteren wurde hier unterstellt, dass Biomasseanlagen nur noch strombedarfsgerecht betrieben werden und somit nicht mehr zu negativen Residuallasten beitragen, da diese Maßnahme wie später gezeigt wird relativ einfach und kostengünstig umsetzbar ist. Abbildung 10 zeigt für das Jahr 2020, mit welcher Häufigkeit Situationen auftreten, in denen die Residuallast über mehrere zusammenhängende Stunden negativ ist. In Abbildung 11 ist dargestellt, welche Strommengen jeweils in diesen Zeitabschnitten anfallen. Es handelt sich hier allerdings insofern

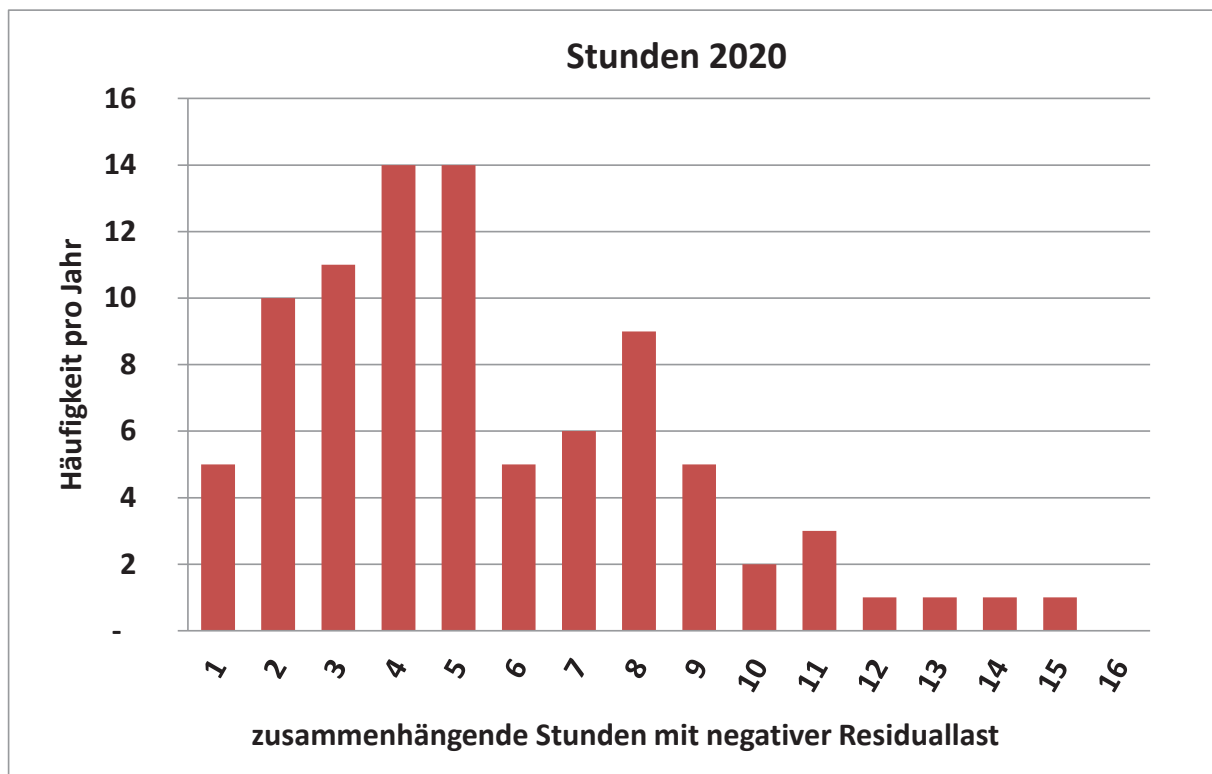


Abbildung 10: Häufigkeit zusammenhängender Perioden mit negativer Residuallast 2020 – Stunden

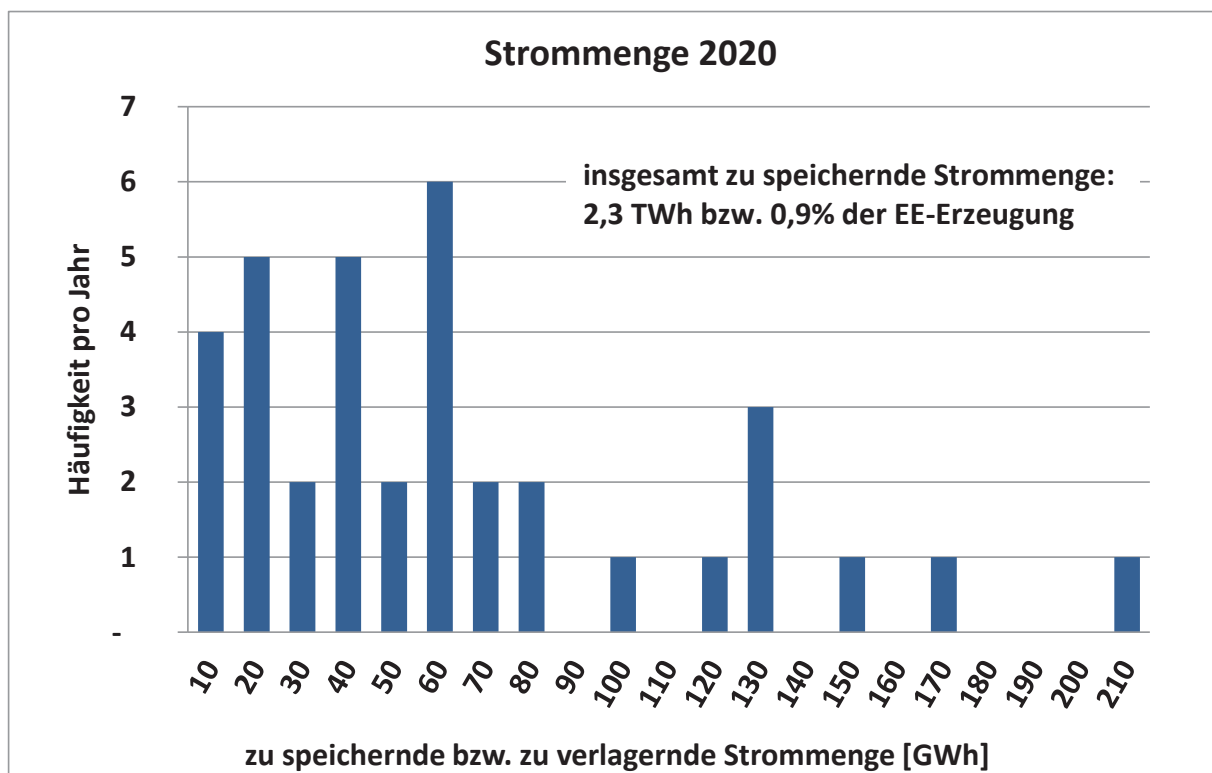


Abbildung 11: Häufigkeit zusammenhängender Perioden mit negativer Residuallast 2020 – Strommenge

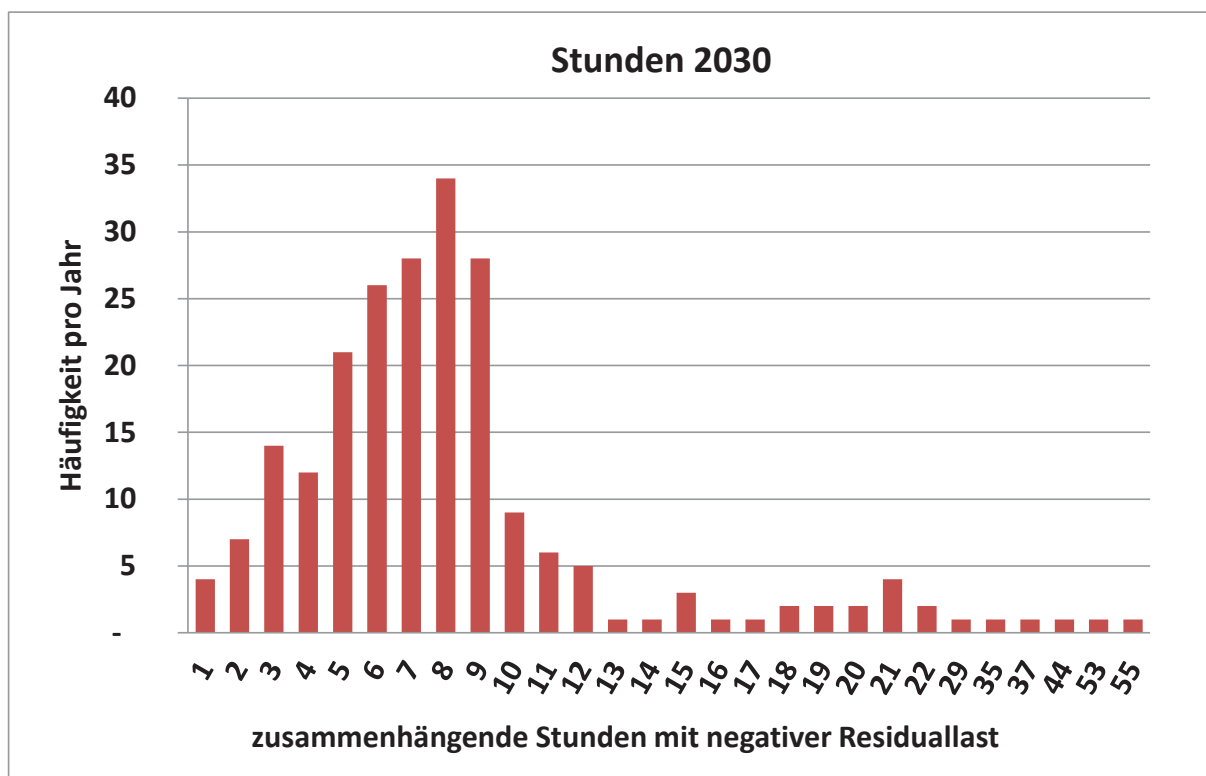


Abbildung 12: Häufigkeit zusammenhängender Perioden mit negativer Residuallast 2030 – Stunden

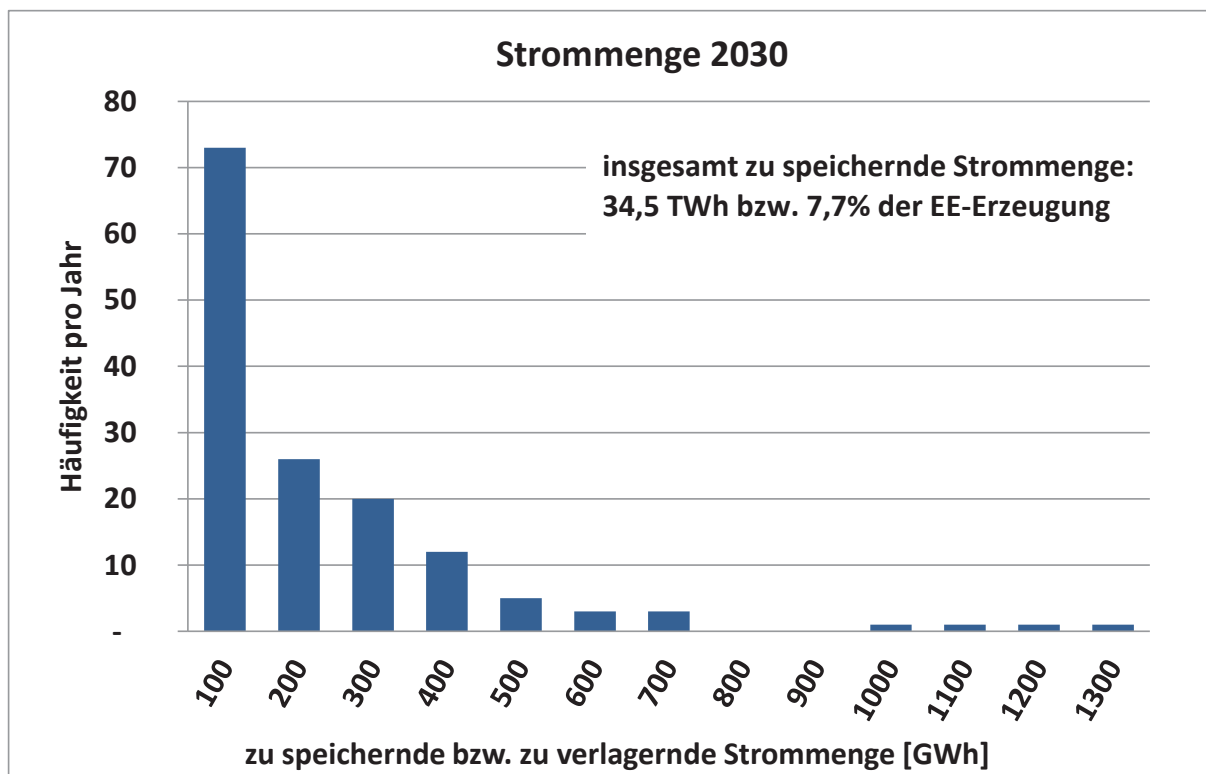


Abbildung 13: Häufigkeit zusammenhängender Perioden mit negativer Residuallast 2030 – Strommenge

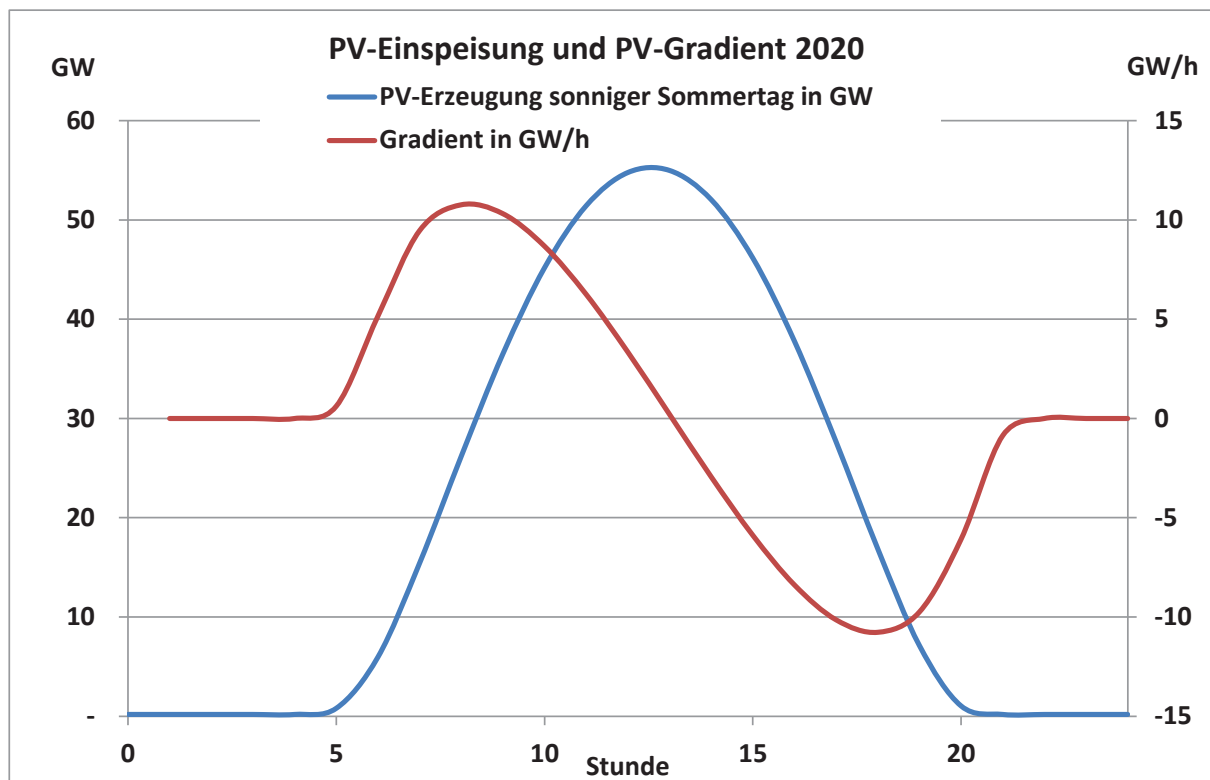


Abbildung 14: PV-Einspeisung und Gradient an einem sonnigen Sommertag in 2020

um eine Minimalabschätzung des Speicherbedarfs, als auch Situationen auftreten, in denen zwischen zwei Perioden mit negativer Residuallast nur kurzzeitig positive Werte auftreten und die Speicher somit nicht vollständig entladen werden können.

Abbildung 12 und Abbildung 13 zeigen dieselben Zusammenhänge für das Jahr 2030. Hierbei wird deutlich, dass die Stromüberschüsse aus Erneuerbaren Energien in der Zeit zwischen 2020 und 2030 stark zunehmen. In 2020 betragen sie erst 0,9 % der gesamten EE-Erzeugung, in 2030 bereits 7,7 %. In 2020 ist die längste Periode mit durchgängig negativer Residuallast 15 Stunden lang, in 2030 beträgt sie 55 Stunden. Die maximale in einer durchgängigen Periode mit negativer Residuallast erzeugte überschüssige Strommenge liegt in 2020 bei 210 GWh, in 2030 bei 1.300 GWh.

2.3 Analyse der Gradienten der Residuallast

Schnelle Änderungen der Einspeisungen aus Windenergie und PV führen zu hohen Gradienten der Residuallast, insbesondere wenn der Verlauf der Einspeiseganglinie und der Verbrauchsganglinie gegenläufig sind. Die PV weist einen regelmäßigen hohen Lastgradient aufgrund des täglichen Verlaufs des Sonnenstands auf (vgl. Abbildung 14). Dieser Gradient kann bei besonderen Wetterlagen noch höher ausfallen, z. B. wenn bei zuvor strahlend blauem Himmel schnell großflächig Wolken aufziehen (schnell aufziehende Warmfront) oder umgekehrt um die Mittagszeit eine Kaltfront abzieht und sich danach schnell Rückseitenwetter mit viel Sonne einstellt.

Deutschlandweit sind diese Effekte jedoch stark gedämpft, da sich der Durchzug einer Schlechtwetterfront über ganz Deutschland über viele Stunden hinweg zieht. Bei einer (meist) aus Westen kommenden

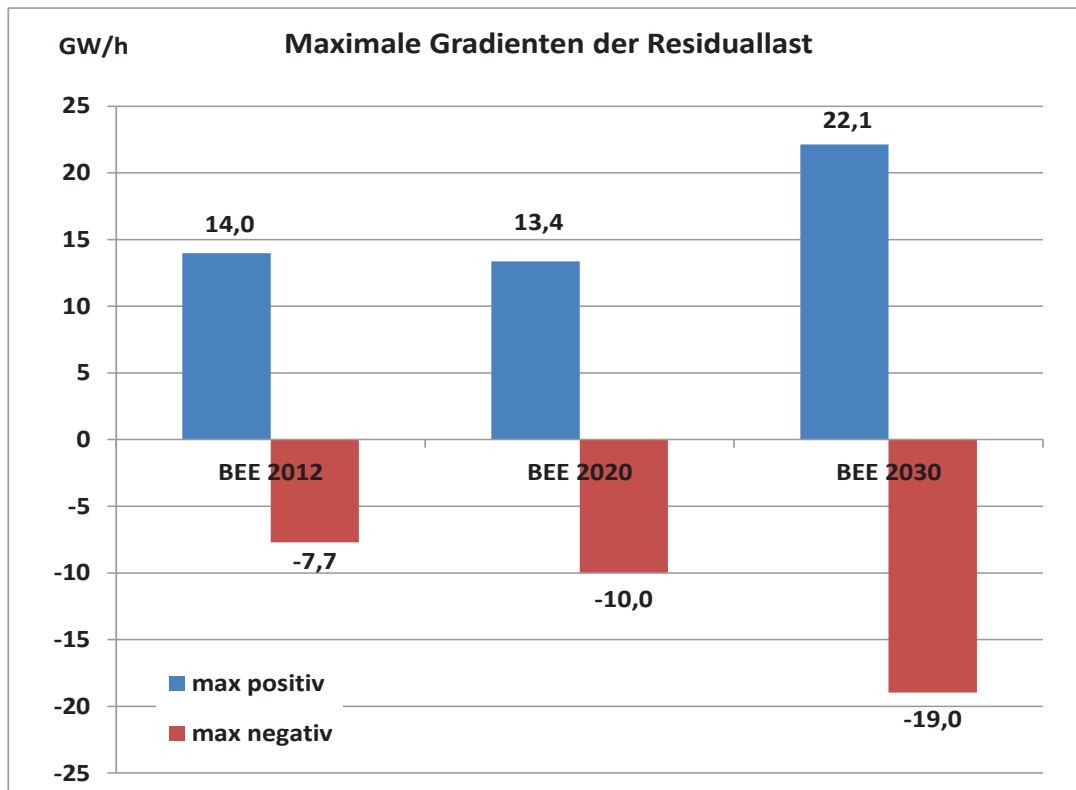


Abbildung 15: Maximale Gradienten der Residuallast in GW/h

Front bleiben die weiter östlich gelegenen PV-Anlagen zunächst unverschattet. Wenn die Front diese erreicht, werden die Anlagen im Westen Deutschlands möglicherweise schon wieder von der Sonne beschienen. Hier können eher Probleme in den Verteilnetzen entstehen, in denen lokal erheblich höhere relative Gradienten auftreten können als im Höchstspannungsnetz.

Die PV hat zum Teil auch einen ausgleichenden Einfluss auf die Residuallast, insbesondere am Vormittag, wo der Anstieg der PV-Erzeugung mit dem Anstieg der Last zusammenfällt.

Der geografische Ausgleichseffekt betrifft ebenso die Windkraftanlagen. Kleinstufig kann es auch hier zu sehr schnellen Laständerungen kommen. Deutschlandweit ist der Gradient abgeschwächt. Dennoch können auch bei der Windenergie hohe Gradienten entstehen, die umso stärker ins Gewicht fallen, je mehr Anlagen installiert sind.

Abbildung 15 zeigt die maximal auftretenden positiven und negativen Gradienten der Residuallast für die drei Stützjahre 2012, 2020 und 2030 des BEE-Szenarios in GW pro Stunde. In Abbildung 16 sind die entsprechenden Gradienten über einen Zeitraum von vier Stunden dargestellt. Der höchste positive Gradient nimmt von 2012 bis 2020 sogar leicht ab, steigt dann aber bis 2030 von 13,4 auf 22,1 stark an. Der Grund für den leicht abnehmenden positiven Gradienten bis 2020 ist die im BEE-Szenario leicht abnehmende Last im Zeitraum 2012 bis 2020. Der maximale positive Gradient ist bis 2020 durch einen starken Anstieg der Verbraucherlast zwischen 5 und 6 Uhr morgens bei einem schwachen negativen Gradienten der Erneuerbaren Energien verursacht. In 2030 ist die PV für die höchsten Gradienten verantwortlich. Bei Betrachtung des Vierstundenzeitraums wird der Anstieg im Zeitraum 2020 bis 2030 noch stärker. Gleiches gilt für die maximalen negativen Gradienten.

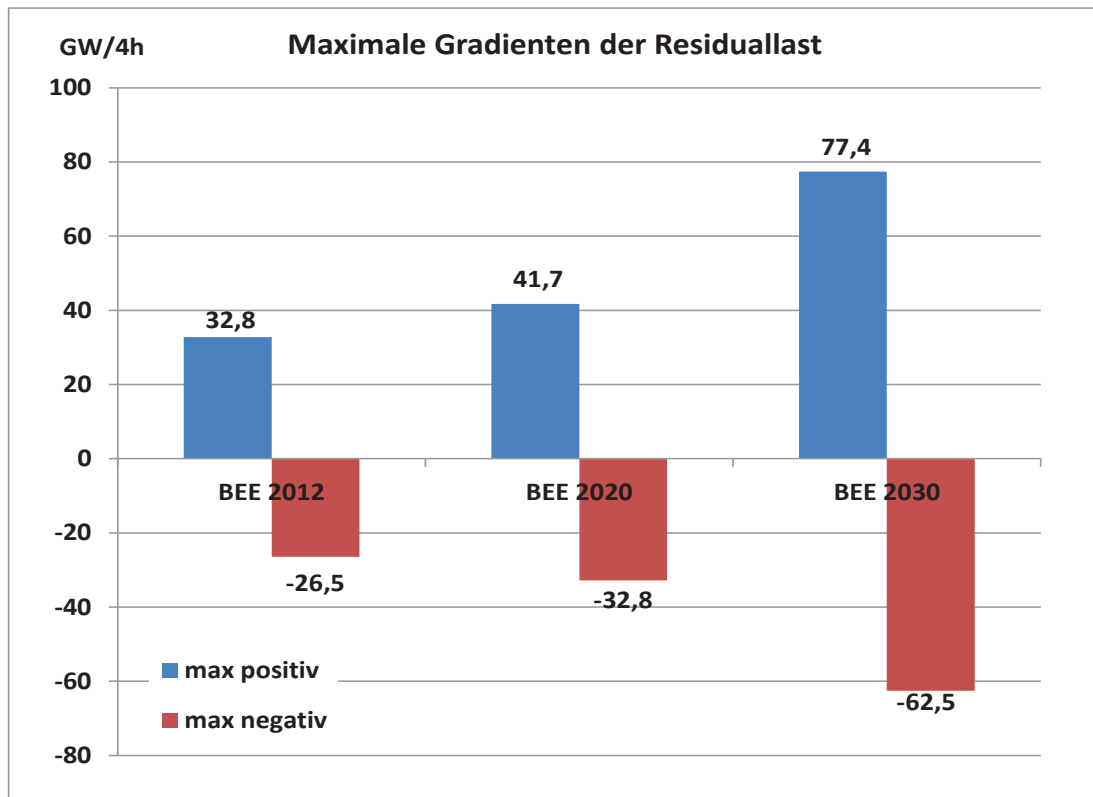


Abbildung 16: Maximale Gradienten der Residuallast in GW/4h

Abbildung 17 zeigt, mit welcher Häufigkeit die Gradienten in den Jahren 2020 und 2030 auftreten.

In Abbildung 18 ist der Einfluss von Wind und PV auf die maximalen Gradienten der Residuallast für das Jahr 2020 dargestellt. Zunächst ist festzustellen, dass der Gradient der Verbraucherlast bereits bei +12,7 und -7 GW/h liegt. Der Gradient der Residuallast ohne Wind wird vor allem durch die PV beeinflusst. Der positive Gradient verändert sich kaum, der negative verändert sich von -7 auf -9,6 GW/h. Der positive Gradient der Residuallast ohne PV ist gleich dem der Residuallast. Das bedeutet, dass die PV auf die maximalen positiven Gradienten keinen Einfluss hat. Die Erhöhung des maximalen positiven Gradienten ist im Wesentlichen auf die Windkraft zurück zu führen. Der maximale negative Gradient wird demgegenüber mehr durch die PV verursacht. Bis zum Jahr 2030 wachsen die Gradienten der Residuallast stark an, was dann vor allem durch die PV verursacht wird (vgl. Abbildung 19).

Die verwendeten Typlastgänge bilden die meisten üblicherweise auftretenden Wettersituationen ab. Grundsätzlich sind jedoch Extrem-Wetterlagen denkbar, die zu höheren Gradienten führen könnten. Daher wurden beispielhaft mehrere (einzeln bereits selten auftretende) Effekte kombiniert betrachtet, so z. B. ein starker Windgradient, der parallel zum PV-Gradienten verläuft, jeweils für einen Winter-Werks-tag, Winter-Sonntag, Sommer-Werks-tag und Sommer-Sonntag im Jahr 2020, wobei die maximal mögliche PV-Einspeisung für die betrachtete Jahreszeit angenommen wurde. In der Regel werden an Tagen mit viel Sonne nicht gleichzeitig die höchsten Windgradienten auftreten, so dass es sich hier eher um einen theoretischen Extremfall handelt. Die höchsten Gradienten traten für den Winter-Sonntag auf. Dieser Fall ist in Abbildung 20 dargestellt. Die maximalen Gradienten der Residuallast liegen hier bei 16 GW/h bzw. -12,5 GW/h. In allen anderen Fällen lagen die ermittelten Gradienten nicht oder unwesentlich über den maximalen aus dem betrachteten Szenario. Somit scheint das betrachtete

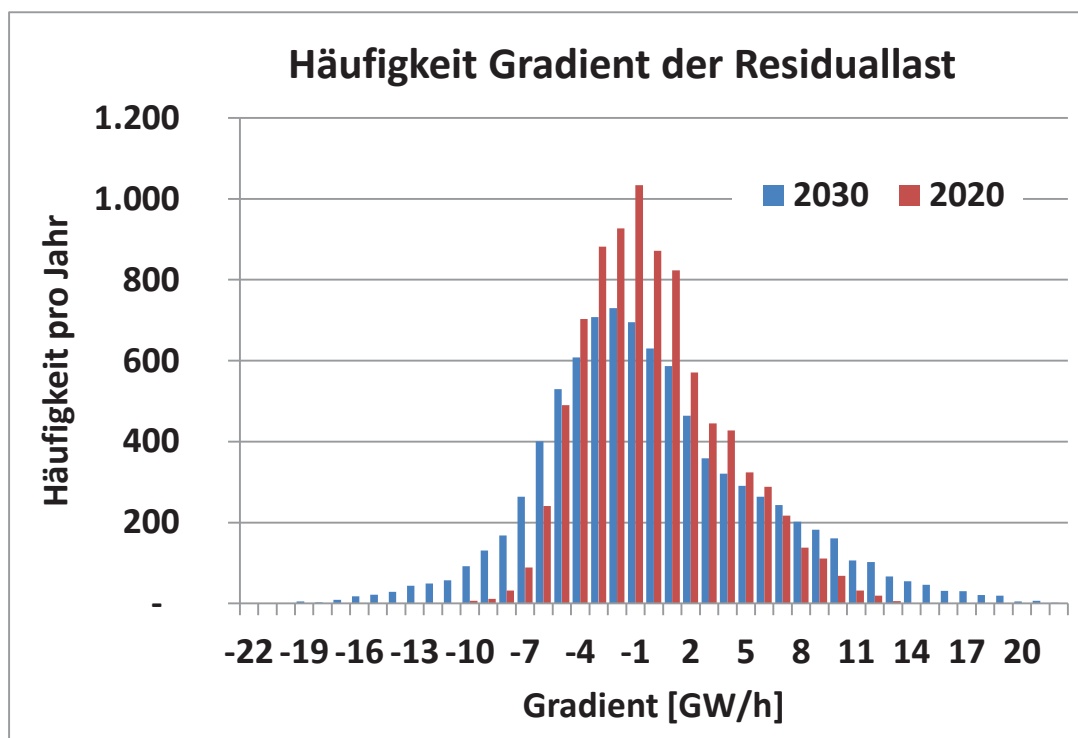


Abbildung 17: Häufigkeiten der Gradienten der Residuallast in GW/h

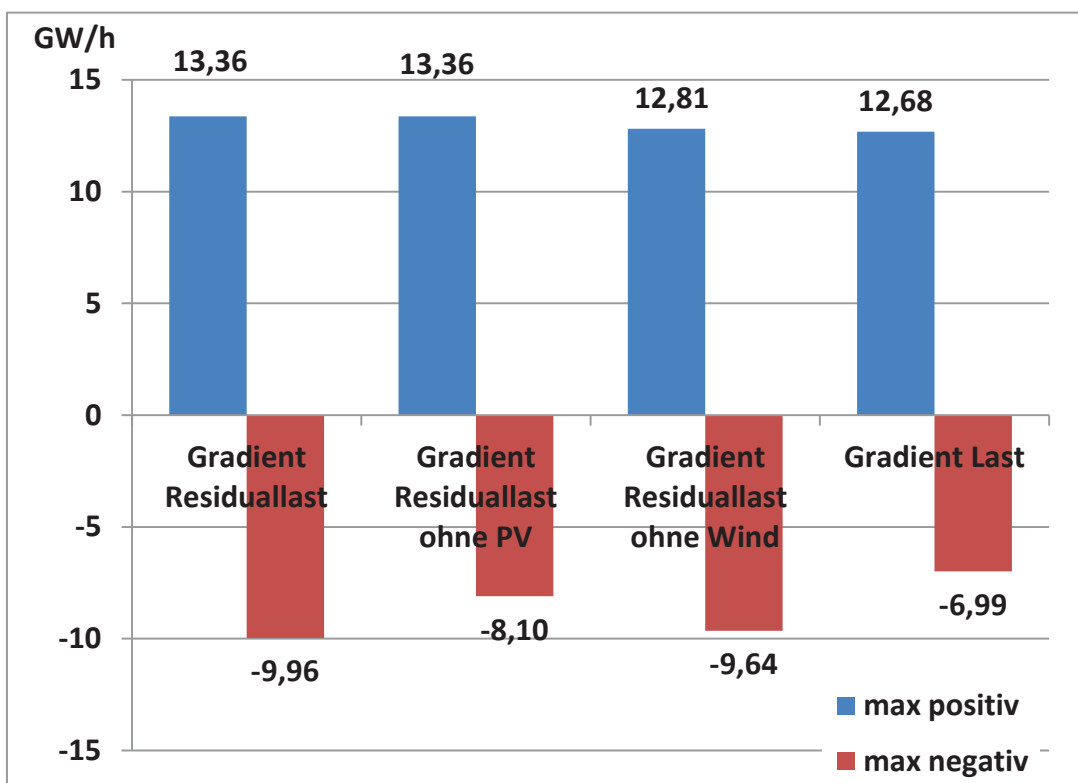


Abbildung 18: Einfluss von Wind und PV auf den maximalen Gradienten der Residuallast in GW/h für das Jahr 2020

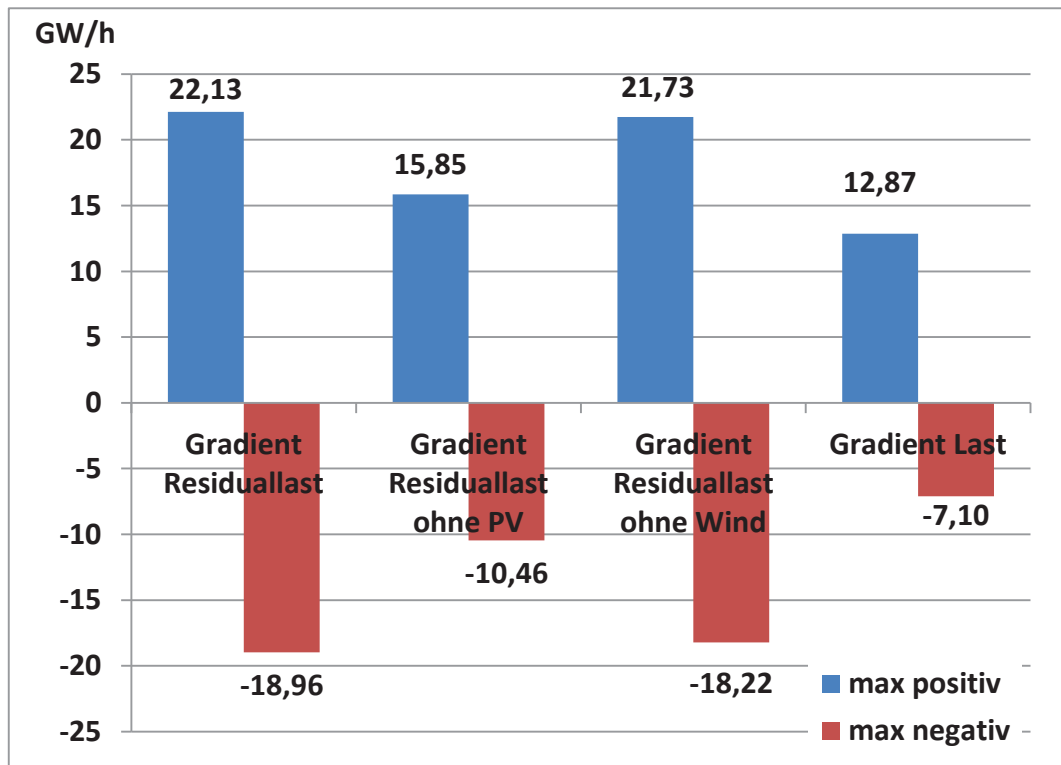


Abbildung 19: Einfluss von Wind und PV auf den maximalen Gradienten der Residuallast in GW/h für das Jahr 2030

Szenario auch Extremsituationen weitgehend abzudecken.

Besonders kritisch im Hinblick auf schnelle Laständerungen ist der Fall der Schnellabschaltung von Windkraftanlagen bei Sturm, wenn die maximal zulässige Windgeschwindigkeit von i. d. R. 25 m/s bzw. 90 km/h überschritten wird.

Eine der extremsten Wetterlagen, die es diesbezüglich bisher gegeben hat, war das Orkantief „Kyrill“ am 18. und 19. Januar 2007. In ganz Deutschland lagen die maximalen Windgeschwindigkeiten meist deutlich über 100 km/h. An einigen Orten wurden Windgeschwindigkeiten bis zu 200 km/h gemessen. Der Verlauf der Windstromeinspeisung an diesem Tag ist in Abbildung 21 dargestellt. Im Zeitraum zwischen 15 und 23 Uhr sank die Windstromeinspeisung aufgrund von Anlagenabschaltungen von 16 auf 9 GW bei einer insgesamt installierten Leistung von 20,6 GW. Bemerkenswert ist, dass trotz der hohen Windgeschwindig-

keiten zu jedem Zeitpunkt noch mindestens 44 % der Maximalleistung eingespeist wurde, also viele Anlagen noch am Netz waren. Offensichtlich waren die Windgeschwindigkeiten nicht gleichzeitig überall zu hoch. Auch erstreckte sich die Abschaltung von Leistung über Deutschland verteilt über einen relativ langen Zeitraum von 8 Stunden. Die Windgradienten waren zwar hoch, lagen aber im Rahmen der sonst auch maximal auftretenden Gradienten.

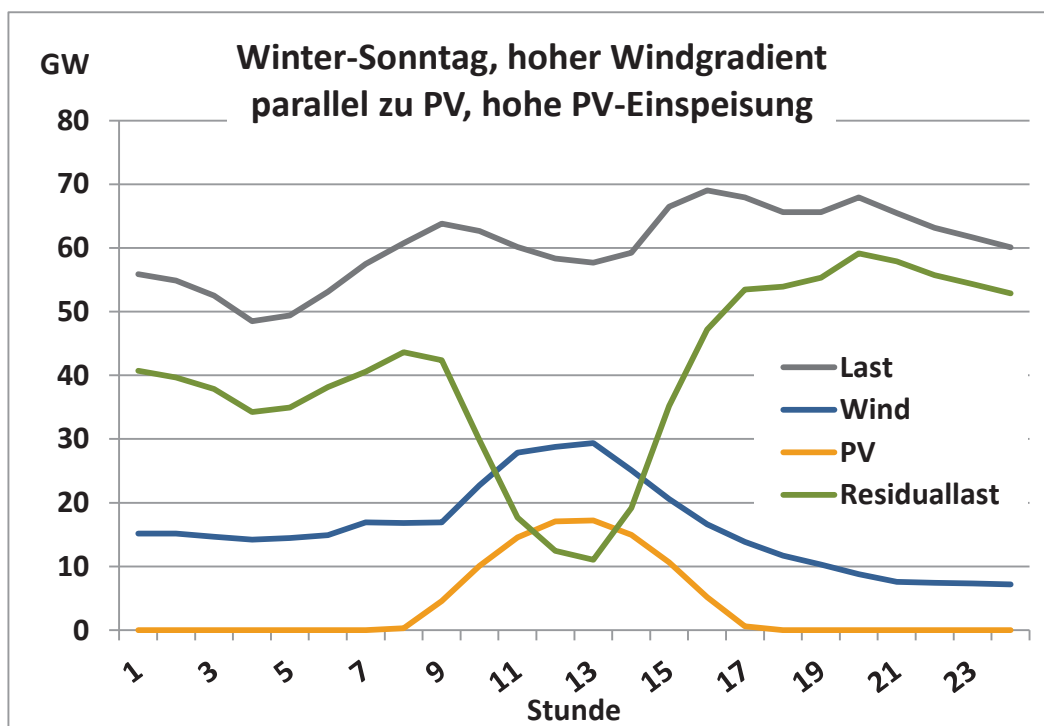


Abbildung 20: Beispieltag mit hohem Windgradient bei gleichzeitig hoher PV-Einspeisung an einem Winter-Sonntag im Jahr 2020

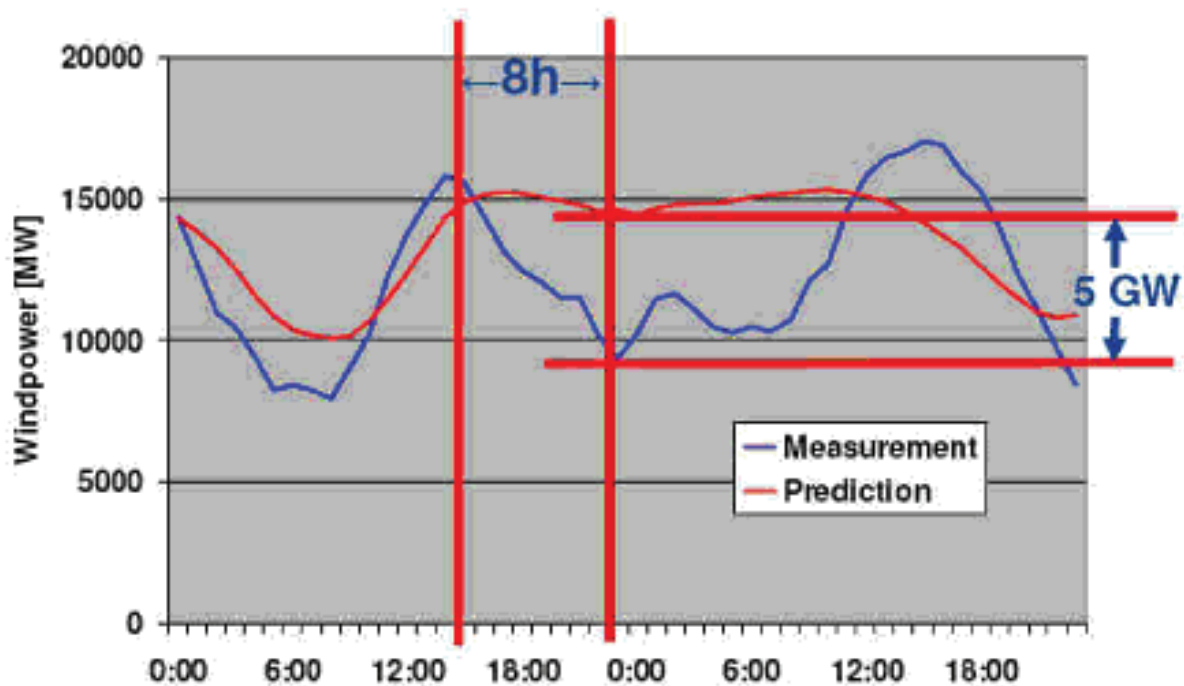


Abbildung 21: Abfall der Windenergieeinspeisung beim Extremereignis Kyrill am 18.01.2007; Quelle: Ernst, B., Amprion GmbH, Windprognoseverfahren, 2009 [1]

3 Relevante Technologien und Maßnahmen

In diesem Kapitel werden die unterschiedlichen Technologien und Maßnahmen für den Ausgleich der schwankenden Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien beschrieben und bewertet. Dabei werden die folgenden Aspekte betrachtet:

- Entwicklungsstand der Technik
- Heute vorhandene installierte Leistung
- Potenziale für künftig nutzbare Leistung
- Maximale Bereitstellungsdauer (Minuten, Stunden, Tage, Wochen)
- Laständerungsgeschwindigkeit (%/min.)
- Zuschaltgeschwindigkeit aus dem Stillstand
- Laständerungspotenzial (GW/h)
- Kosten und Wirtschaftlichkeit
- Einordnung im Zeitverlauf und Systemrelevanz
- Umsetzungshemmnisse
- Maßnahmen zur Förderung der Technik bzw. zum Abbau der Hemmnisse

Neben den genannten Kriterien sollten auch ökologische Aspekte in die Bewertung der einzelnen Flexibilitätsoptionen einfließen. Insbesondere sind hier der Ressourcenverbrauch (Energie, Wasser, Rohstoffe...), die Recyclebarkeit, der (oberirdische bzw. unterirdische) Flächenverbrauch und die mit dem Eingriff in die Umwelt verbundenen Risiken zu nennen. Die einzelnen Flexibilitätsoptionen unterscheiden sich hierbei erheblich. Die Vor- und Nachteile werden jeweils bei den einzelnen Technologien diskutiert, wobei eine abschließende Bewertung aus mehreren, nachfolgend genannten Gründen schwierig ist.

Die Definition einer eindeutigen „ökologischen Rangfolge“ ist unmöglich, da die tatsächlichen ökologischen Auswirkungen der Technologien von zahlreichen Einflussfaktoren abhängen, wie im Folgenden näher erläutert wird. Hinzu kommt, dass es sich bei den meisten der betrachteten Optionen um Zukunftstechnologien handelt, für deren Weiterentwicklung nur mehr oder weniger gute Annahmen getroffen werden können. Wie bei vielen anderen Dingen ist z.B. auch bei der Recyclingquote noch ein erhebliches Entwick-

lungspotenzial zu erwarten, da der Zeithorizont der Studie sich über mehrere Jahrzehnte erstreckt.

Quantifizierbare Bewertungskriterien, die Basis für die Ermittlung einer „ökologischen Rangfolge“ sein könnten, wie bspw. die Berechnung des spezifischen Energieeinsatzes oder CO₂-Ausstoßes pro MW bzw. MWh Lastverlagerung/Speicherung, sind zur Bewertung der verschiedenen Flexibilitätsoptionen nicht geeignet, da sich bestenfalls die Maßnahmen selber noch in Grenzen bewerten lassen (wobei Pilotanlagen im Prototypstadium nur bedingt als Maßstab für eine Hochrechnung herangezogen werden können). Hinzu kommen jedoch die Einflüsse der unterschiedlich umfangreichen Vorketten, wie z. B. der Aufwand zur Errichtung einer notwendigen Infrastruktur beim Smart Metering oder die (ggf. zum Teil vorzeitig erfolgende) Neuausstattung mit DSM-fähigen Haushaltsgeräten. Diese Effekte sind im Rahmen der vorliegenden Studie nicht zu quantifizieren.

Darüber hinaus hat auch die Reihenfolge, nach der die einzelnen Flexibilitätsmaßnahmen (voraussichtlich) zum Einsatz kommen werden, einen Einfluss auf das Ausmaß der ökologischen Auswirkungen jeder Einzelmaßnahme, da sich u. a. auch der Strommix über den Betrachtungszeitraum maßgeblich verändert. Z. B. wird die ökologische Bewertung einer Gasturbine deutlich positiver ausfallen, wenn statt Erdgas überwiegend nur noch Windgas verstromt wird. An diesem Beispiel wird auch deutlich, dass sich die Bewertung der Einzelmaßnahmen (unabhängig von der Reihenfolge ihres Einsatzes) über den Betrachtungszeitraum hinweg ständig verändern wird, denn auch das Aufwand-zu-Nutzen-Verhältnis verschiebt sich je nach Zeitpunkt der Anwendung, abhängig u. a. davon, wie hoch der Bedarf an flexiblen Kapazitäten zum Bewertungszeitpunkt gerade ist.

Letztlich ist jede Technologie mit unterschiedlich starken Umweltauswirkungen verbunden, allerdings sollte bei (technisch) gleichwertigen Optionen diejenige mit der geringsten ökologischen Beeinträchtigung

den Vorrang² haben. Vor diesem Hintergrund empfiehlt sich vor allem die Nutzung vorhandener Optionen (z. B. Regelmöglichkeiten von KWK-Anlagen, Lastmanagement, Bestandpumpspeicher im In- und Ausland, Batteriekapazitäten, die sich im Rahmen der fortschreitenden Elektromobilität mit vergleichsweise geringem Zusatzaufwand erschließen lassen, sowie zukünftig auch die Nutzung des bestehenden Erdgasnetzes als zusätzlichem Energiespeicher). Diese Optionen haben den weiteren Vorteil eines kalkulierbaren Risikos hinsichtlich ihrer Umweltauswirkungen und sollten zuerst genutzt werden.

Darüber hinaus ist es aber unerlässlich, während der nächsten Jahre und Jahrzehnte die Entwicklung und hierbei insbesondere auch die sich konkret abzeichnenden ökologischen Auswirkungen der einzelnen Technologien kritisch im Auge zu behalten und als zusätzliches Kriterium in die Bewertung der Sinnhaftigkeit dieser Flexibilitätsoption einzubeziehen.

Folgende Flexibilitätsoptionen wurden im Rahmen dieser Studie betrachtet:

- Lastmanagement
 - Flexibilisierung der Nachfrage in der Industrie
 - Flexibilisierung der Nachfrage in Haushalten und Kleinverbrauch
 - Überschussstrom zu Wärme
- Bedarfsgerechtere EE-Stromerzeugung
 - Einspeisemanagement Wind & PV
 - strombedarfsgerechte Fahrweise Biomasseanlagen
 - Biomethaneinspeisung ins Erdgasnetz mit strombedarfsgerechter Nutzung
 - strombedarfsgerechte Fahrweise Wasserkraft
 - Verbesserte Auslegung von Wind/PV Anlagen
- konventionelle Kraftwerke (inkl. KWK)
 - Bestehende Kraftwerke
 - Retrofit bestehender Kraftwerke

2. Ggf. ist hierzu mit einer entsprechenden Anpassung der politischen Rahmenbedingungen erforderlich.

- Neubau hochflexibler thermischer Kraftwerke
- Stromgeführte Fahrweise KWK
- Nutzung von Netzersatzanlagen
- Speicher
 - Pumpspeicher in Deutschland
 - Pumpspeicher im Ausland
 - Batterien (unterschiedliche Typen) inkl. Elektromobilität
 - Druckluftspeicher
 - Power to gas

3.1 Lastmanagement

Lastmanagement wird als eine Lösungsstrategie für zunehmende energiewirtschaftliche Probleme beim Betrieb der Netze und des fossilen Kraftwerksparks in Folge des wachsenden Anteils der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung diskutiert. Lastmanagement bedeutet hierbei, dass die Zeitpunkte der Zu- und Abschaltung der Lasten nicht ausschließlich durch die Verbrauchssituation des Kunden bestimmt werden, sondern auch energiewirtschaftliche Sachverhalte in die Entscheidung einbezogen werden.

Kurzfristig verfügbare Lasten sind u. U. für eine Teilnahme am Regelenergiemarkt geeignet. Darüber hinaus besteht ein Lastverlagerungspotenzial, welches einen längeren zeitlichen Vorlauf erfordert.

3.1.1 Flexibilisierung der Nachfrage in der Industrie

Beschreibung der Technik

Einige industrielle Anwendungen können in Grenzen zeitlich verlagert werden. Betriebe mit diesen Anwendungen haben damit prinzipiell die Möglichkeit der Lastverlagerung, also einer

- Lastreduktion: die Produktion wird auf einen späteren Zeitpunkt verlagert (z. B. bei Stromknappheit und hohen Preisen) bzw.
- Lasterhöhung: die Auslastung einiger Prozesse wird vorübergehend erhöht und damit die Produktion teilweise vorgezogen (z. B. bei Stromüberschuss und niedrigen Preisen).

Prinzipiell besteht auch die Möglichkeit der Lastreduktion unter Inkaufnahme eines Produktionsausfalls. Diese Möglichkeit dürfte durch den Verzicht auf Deckungsbeiträge der Produktion jedoch teurer sein als eine Lastreduktion mit nachholender Produktion zu einem späteren Zeitpunkt. Unter dem Stichwort Lastabwurf wird in der Literatur eine sehr schnelle Lastreduktion unter Inkaufnahme des Produktionsausfalls und meist auch hoher Kosten durch die abrupte Abschaltung verstanden. Dies wird nur in extremen Ausnahmesituationen erforderlich sein, da normalerweise durch die unterschiedlichen Regelenenergieprodukte der Ausgleich geschaffen wird.

Entwicklungsstand der Technik

Die technischen Voraussetzungen zur Lastverlagerung sind größtenteils bereits heute gegeben. Je nachdem, wie das jeweilige Potenzial vermarktet werden soll (hochflexibel am Regelenenergiemarkt bzw. als klassische Lastverlagerung mit mehreren Stunden Vorlauf, wobei die Einsatzentscheidung jedoch, je nach Ausgestaltung der bilateralen Vereinbarung, beim Netzbetreiber liegen kann), sind Möglichkeiten für einen Fernzugriff des VNB/ÜNB auf die teilnehmenden Prozesse nachzurüsten.

Um auch kleinere Leistungen nutzen zu können, ist ein Pooling sinnvoll bzw. notwendig (z. B. zur Teilnahme am Regelenenergiemarkt), um die erforderliche Mindestleistung zu erreichen und die geforderten Bereitstellungsdauern zu garantieren. Pooling-Modelle befinden sich derzeit in der Markteinführungsphase.

Heute bereits genutzte Leistung

Große Industriebetriebe energieintensiver Branchen (z. B. Zement, Chlor, Chemie, Aluminium, Stahl, Pa-

pier) nehmen bereits heute am Regelenenergiemarkt für Minutenreserve teil und bieten schätzungsweise rd. 500 MW positive bzw. 125 MW negative Regelleistung an. Die angebotene negative Regelleistung ist damit deutlich niedriger als die angebotene positive Regelleistung, denn die dauerhafte Bereitschaft industrieller Prozesse für eine Lasterhöhung ist wirtschaftlich meist nicht sinnvoll. Ein großes Aluminiumwerk liefert bereits Primärregelenenergie. Dies ist von besonderer Bedeutung, da hierdurch die Must run Leistung der Kraftwerke gesenkt werden kann.

Zur Vermeidung hoher Leistungskosten betreiben einige Unternehmen an ihren Produktionsstandorten Lastmanagementsysteme, die durch die gezielte Abschaltung von Anlagen (häufig Querschnittstechnologien wie Lüftungsanlagen, Pumpen) die maximale bezogene Viertelstundenleistung begrenzen und somit das Strombezugsprofil der Standorte vergleichmäßigen. Durchdringungsgrad und Optimierungspotenziale bestehender industrieller Lastmanagementsysteme sind nicht bekannt. Diese Unternehmen nutzen bereits ihre Lastverlagerungspotenziale, allerdings muss die standortspezifische Optimierung mit dem Ziel der Senkung der Netzentgeltzahlungen unter Netzstabilitätsgesichtspunkten nicht zwingend optimal sein und bietet ggf. weiteres, derzeit nicht quantifizierbares Optimierungspotenzial.

Potenzial für künftig nutzbare Leistung

Das Gesamtpotenzial regelbarer Lasten in Industriebetrieben liegt gemäß DENA Netzstudie II [2] bei maximal etwa 2 GW für positive Regelleistung und 0,7 GW für negative Regelleistung, also bei etwa dem Vierfachen des bereits heute genutzten Potenzials und verteilt sich überwiegend auf die o. g. Branchen. In der VDE-Studie „Demand Side Integration“ wird ein Potenzial von 0,5 GW positiv und 4,4 GW negativ genannt [3].

Hinzu kommt ggf. weiteres, zurzeit nicht näher quantifizierbares Potenzial zur Lastverlagerung, welches aus unterschiedlichen Gründen nicht zur Teilnahme am Regelenenergiemarkt geeignet ist, da es z. B. einen längeren zeitlichen Vorlauf erfordert oder nicht immer

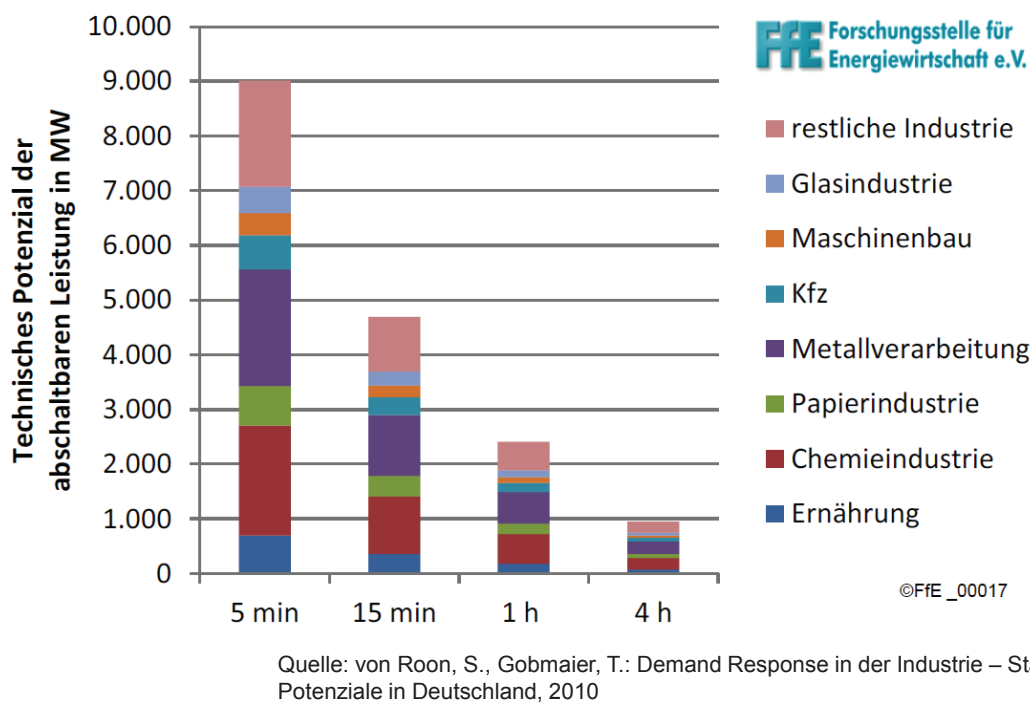


Abbildung 22: Abschaltbare Lasten in der Industrie [3]

verfügbar ist. Zur Erschließung dieser Potenziale sind neue (Systemdienstleistungs-)Produkte notwendig.

Maximale Bereitstellungsdauer

Anlagen mit hoher Verfügbarkeit und unverzüglicher Abschaltmöglichkeit sind meist nur für 5-15 Minuten und in geringem Umfang für maximal eine Stunde abschaltbar. Anlagen mit Aktivierungsdauern von bis zu 15 Minuten können dagegen meist über mehrere Stunden abgeschaltet werden. Generell nimmt bei Lastreduktionspotenzialen mit späterer nachholender Lasterhöhung das Potenzial für Lastverschiebung über eine Stunde hinaus relativ stark ab.

Die heute bereits angebotene industrielle Minutenreserve wird über einen Zeitraum von 4 Stunden bereitgestellt, aber i. d. R. nicht länger als eine Stunde am Stück abgerufen.

Das tatsächliche Potenzial der jeweiligen Anlagen wird durch die spezifischen Produktionsabläufe bestimmt. Von besonderer Bedeutung sind hierbei Speicher für Zwischenprodukte / Endprodukte der Produktions-

kette. Diese erlauben das zeitliche Entkoppeln von einzelnen unterschiedlich stromintensiven Produktionsprozessen. Die Verteilung der Speicher entlang der Produktionskette und die Größe der Speicher im Verhältnis zum Produktstrom variieren auch innerhalb einer Branche beträchtlich.

Laständerungsgeschwindigkeit, Zuschaltgeschwindigkeit aus dem Stillstand

In den meisten Fällen kann die Zu- oder Abschaltung sehr schnell innerhalb von Sekunden oder wenigen Minuten erfolgen.

Kosten, Wirtschaftlichkeit

Bei den Kosten der Lastverlagerung wird i. A. davon ausgegangen, dass diese sich nach den Kosten der Produktionsverzögerung richten, die je nach Anwendung/Branche stark variieren können. Es gibt ein Potenzial für Lastverlagerungen von wenigen Stunden, das zu sehr geringen Kosten erschließbar ist (10 bis 20 €/MWh), solange durch die Verlagerung kein Produktionsausfall entsteht. Werden Produktionsausfälle in Kauf genommen, wird das Potenzial erheblich grö-

ber, allerdings steigen die Kosten dann sprunghaft an auf bis zu mehrere Hundert €/MWh.

Ab wann sollte die Technik sinnvollerweise zum Einsatz kommen?

Die zu niedrigen Kosten erschließbaren Potenziale industrieller Lastverlagerung sollten ab sofort genutzt werden, da sie gegenüber anderen Maßnahmen (Netzausbau, Bau von Speichern, Ausbau Elektromobilität u. a.) vergleichsweise geringe Vorlaufzeiten bis zur Erschließung haben und wirtschaftlicher sind als die alternativen Maßnahmen.

Umsetzungshemmnisse

- Restriktionen der Regelernergie-Ausschreibung (Marktdesign), Festlegung auf eine Woche und hierbei die gesamte HT oder NT-Zeit bei Sekundärregelung, Mindestangebotszeitraum bei Minutenreserve: 4 Stunden, Mindestleistung 5 MW
- Am Regeler Energiemarkt geforderte Laständerungsgeschwindigkeiten werden teilweise nicht erreicht.
- Keine ausreichenden Preissignale aus dem Spotmarkt (geringer Spread).
- Zum Teil zu kleine Leistungen, Poolung erforderlich.
- Regelungen der Netzentgeltverordnung zielen auf eine Vergleichmäßigung des Strombezugs aus dem Netz: hier besteht ein Zielkonflikt zu kurzfristigen Lastverlagerungen (das Angebot wird meist beschränkt, da der Abruf negativer Leistung zu einer Lastspitze führen und so erhebliche Rückwirkungen auf die zu zahlenden Netzentgelte haben könnte. Die Kosten durch eine Erhöhung der Netzentgelte würden die Erlöse aus dem Regeler Energiemarkt dann um ein Vielfaches übersteigen, weshalb das Risiko häufig nicht eingegangen wird.)

Maßnahmen zur Förderung der Technik bzw. zum Abbau der Hemmnisse

- Flexibleres Marktdesign der Regeler Energiemärkte. Auf absehbare Zeit steht aber ein ausreichendes Angebot für Regelleistung zur Verfügung. Die seit längerem relativ niedrigen Regeler Energiepreise für Minutenreserve bestätigen dies.
- Änderung von §19 StromNEV
- Schaffen von Flexibilitätsmärkten mit neuen Produkten o. ä.

3.1.2 Flexibilisierung der Nachfrage in Haushalten und Kleinverbrauch

Beschreibung der Technik

Viele Stromanwendungen im Haushaltsbereich besitzen ein unterschiedlich großes Lastverlagerungspotenzial, wie z. B. Waschmaschinen, Trockner und Kühl- bzw. Gefrierschränke. Auch der flexible, stromgeführte Einsatz der Wärmepumpen unter Nutzung des wärmespeichernden Effekts der beheizten Räume (zusätzlich zu ggf. vorhandenen Pufferspeichern) bietet ein Lastverlagerungspotenzial, das in der Zukunft durch die größere Anzahl der installierten Geräte und die SG ready-Steuerung („smart grid ready“) steigen wird. Um eine größere Flexibilisierung der Nachfrage bei Haushaltskunden zu erreichen, müssen dem Anwender (Stromkunden) notwendige Informationen bzw. Entscheidungskriterien zur Verfügung gestellt werden, zu welchen Zeiten ein Verbrauch günstig bzw. ungünstig ist (z. B. ein Tarifsysteem mit unterschiedlichen, von der aktuellen Netzsituation abhängigen Arbeitspreisen). Die Entscheidung, den Verbrauch bei hohen Preisen zeitlich zu verlagern oder nicht, liegt dabei letztendlich beim Stromkunden. Voraussetzung hierfür ist eine flächendeckende Einführung von intelligenten Zählern („Smart Metern“) und die Umstellung auf lastvariable Tarife.

Mit dem Prinzip der möglichen Einzelfallentscheidungen des Stromkunden könnte allerdings nur ein

Teil des vorhandenen Potenzials erschlossen werden. Alternativ bestünde zur Erschließung dieses Potenzials mittel- bis langfristig die Möglichkeit, „intelligente“ Haushaltsgeräte mit Lastverlagerungspotenzial innerhalb eines vorher durch den Nutzer definierten Zeitfensters nach Bedarf vom Stromversorger oder Netzbetreiber direkt ansteuern zu lassen. D. h. der Stromversorger oder Netzbetreiber würde entscheiden, wann welche Last abgerufen wird, und hätte somit die Möglichkeit, das Nachfrageprofil seiner Kunden dem Angebotsprofil im Netz anzugleichen. Für die Teilnahme an diesem Modell müssten finanzielle Anreize geschaffen werden.

Insbesondere Kühl- und Gefriergeräte und Wärmepumpen können ohne Komfortverlust auch „fern-gesteuert“ werden. Daher ist hierfür eine breite Akzeptanz zu erwarten – anders als beispielsweise Waschmaschinen, wo der Kunde mit dem Gerät interagieren muss und dies zeitlich einplanen können will. Prinzipiell ist davon auszugehen, dass das zweite Modell eine größere Potenzilausschöpfung ermöglicht (dafür sprechen auch die derzeitigen Erfahrungen mit Smart-Metering und unterschiedlichen Tarifen im Gewerbe, die von den Verbrauchern nur in geringem Maße zur Reduzierung ihrer Stromkosten genutzt werden). Voraussetzung hierfür ist jedoch neben den o. g. ein hoher Durchdringungsgrad an sogenannten „intelligenten“ Haushaltsgeräten, die sich entsprechend ansteuern lassen.

Entwicklungsstand der Technik

Erste Pilotprojekte mit intelligenten Zählern (Smart-Meter-Modellregionen) wurden durchgeführt bzw. laufen noch, wobei verschiedene (marktreife) Systeme in Erprobung sind. „Intelligente“ Haushaltsgeräte sind dagegen noch Zukunftsmusik, für eine hohe Durchdringung muss ab Marktreife der Geräte mit einer zusätzlichen Austauschphase von etwa 8-12 Jahren gerechnet werden.

Zur Umsetzung der Abwicklungs- und Abrechnungsprozesse zeitvariabler Abschaltzeiten ist eine veränderte Zählerstanderfassung erforderlich, die eine Zählerfernauslesung in kleinen Zeitintervallen (Vier-

telstunden und weniger) ermöglicht. Hierzu ist der Aufbau einer neuen Kommunikationsinfrastruktur zwischen Zähler und Netzbetreiber Voraussetzung, die, bidirektional gestaltet, auch die Fernansteuerung der Geräte ermöglicht. Die technischen Möglichkeiten hierfür sind prinzipiell vorhanden, es fehlt allerdings bislang eine Festlegung auf einheitliche Standards.

Einige Systeme haben eine sogenannte Multi-Sparten-Funktionalität, d. h. es können auch Daten von Wasser-, Erdgas- oder Fernwärmezählern erfasst und visualisiert werden.

Heute bereits genutzte Leistung

Nachtstromspeicherheizungen und Wärmepumpen werden bereits heute in begrenztem Umfang über festgelegte Sperrzeiten zur Lastverlagerung genutzt. Die Nutzung der übrigen Lastverlagerungspotenziale beschränkt sich (bestenfalls) auf die Smart-Meter-Modellregionen.

Potenzial für künftig nutzbare Leistung

Die Dena Netzstudie II [2] ermittelt für den Haushaltssektor ein maximales positives Lastverlagerungspotenzial in Höhe von 6,7 GW und ein maximales negatives Potenzial in Höhe von 35,3 GW. Hierin enthalten ist allerdings ein Großteil saisonal schwankender, d. h. nicht ganzjährig verfügbarer Potenziale, die darüber hinaus zu einem nicht näher quantifizierten Teil heute bereits genutzt werden (z. B. bei Nachtstromspeicherheizungen). Weiterhin wurden weder der politisch gewollte Rückbau der Nachtstromheizungen noch zukünftige Effizienzsteigerungen (nicht unerhebliche Potenziale liegen z. B. im Bereich der Umwälzpumpen) berücksichtigt, die sich ebenfalls Potenzial mindernd auswirken. Schlussendlich ist daher davon auszugehen, dass das zukünftig **zusätzlich** nutzbare Lastverlagerungspotenzial deutlich geringer ausfällt und bei schätzungsweise 1-2 GW positiver bzw. unter 10 GW negativer Leistung liegen dürfte. In den Langfristszenarien der aktuellen BMU-Leiststudie wird ein mittleres DSM-Potenzial der Haushalte auf Basis der DENA II Zahlen von nur gut 1 GW angesetzt. Nach 2020 wird das wegfallende Potenzial der Nachtspeicherheizungen durch das Potenzial von

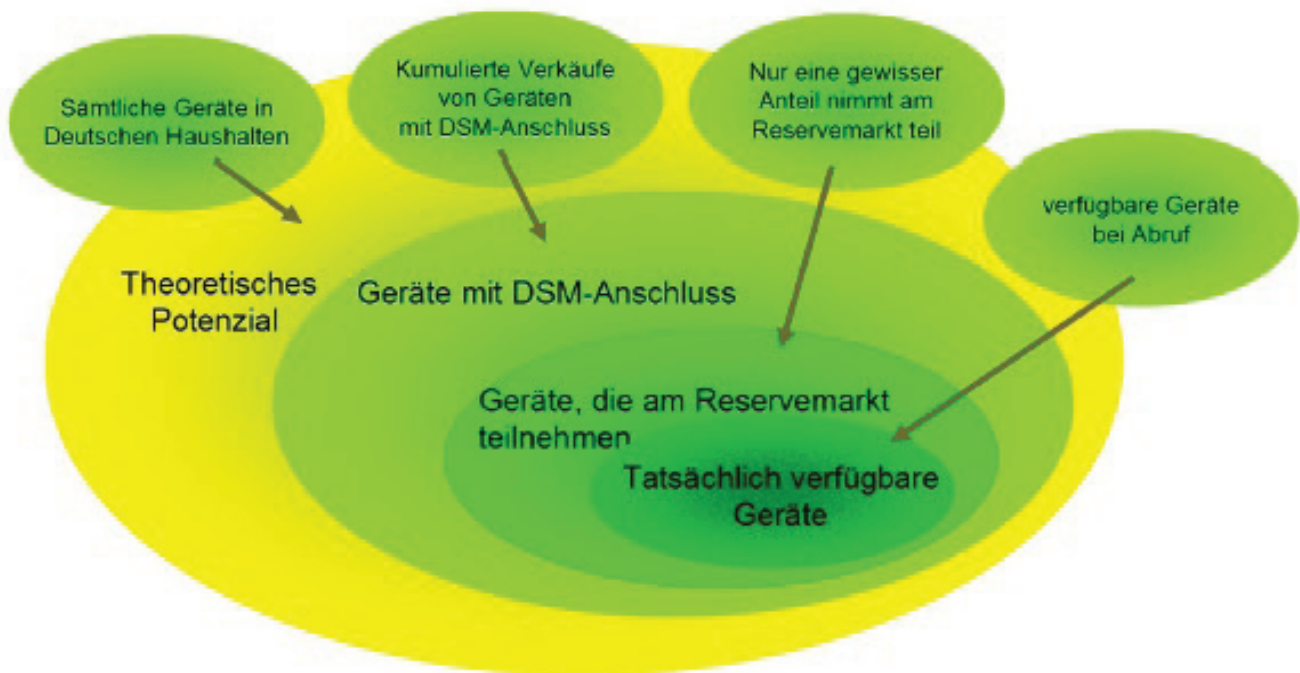


Abbildung 23: Potenzial für DSM in Haushalten [6]

Waschmaschinen, Trocknern und Spülmaschinen ersetzt, wobei das Gesamtpotenzial bis 2050 nicht mehr nennenswert ansteigt.

Eine Studie zum flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler in Österreich stuft das Potenzial für Spitzenlastabsenkung/Lastverlagerung ohne weitgehende Fernsteuerung der Hauptverbraucher allerdings als „marginal“ und die Akzeptanz der Stromkunden für eine Fernsteuerung ihrer Haushaltsgeräte als „fragwürdig“ ein. [5]

Der Erschließungsgrad der vorhandenen Potenziale dürfte überwiegend von der (zeitlichen und inhaltlichen) Ausgestaltung der Rahmenbedingungen abhängig sein. Generell gilt für die als DSM-Potenzial ausgewiesene Leistung im Bereich der Privathaushalte die Besonderheit, dass jeweils nur ein Bruchteil tatsächlich für eine Lastverlagerung zur Verfügung steht, da die typischen Haushaltsanwendungen nicht rund um die Uhr betrieben werden, sondern deutlich geringere Nutzungszeiten aufweisen (das gilt auch für Kühl- und Gefrierschränke). Das durchschnittlich

nutzbare Potenzial ergibt sich als Produkt der prinzipiell geeigneten DSM-Leistung und einem Gleichzeitigkeitsfaktor, der die typische Nutzungszeit der Anwendungsgruppe (z. B. „Kühlschränke“) berücksichtigt (vgl. Abbildung 23)

In den o. g. Potenzialen der DENA II-Studie ist auch das Lastverlagerungspotenzial der Wärmepumpen enthalten, das durch den weiteren Ausbau in den nächsten Jahren noch ansteigen wird, jedoch ebenfalls jahreszeitlichen Schwankungen unterworfen ist. Es beträgt nach Schätzungen der DENA aktuell für positive Leistung max. 0,7 GW (im Winter) und für negative Leistung max. 1,3 GW (im Sommer) [2]. Eine Untersuchung von Ecofys und Prognos im Auftrag des BMWi [7] weist das zukünftig verfügbare Potenzial der Wärmepumpen zur Bereitstellung von Minutenreserve für 2030 für verschiedene Ausbaupfade aus. Unter der Annahme, dass der realistisch genutzte Anteil des maximalen Potenzials bei nur 50 % liegt, fällt die nutzbare positive Leistung etwas geringer aus, wogegen bei der Abschätzung der negativen Leistungspotenziale die Angaben der DENA-Studie

bestätigt bzw. übertroffen werden. Durch den Wechsel von der bisher üblichen wärme- zu einer stromgeführten Betriebsweise stehen im Referenzszenario („BAU-Ausbau“) in 2030 rd. 0,3 GW positive und 1,5 GW negative Minutenreserve zur Verfügung. Bei einer zusätzlichen Steigerung des Wärmepumpenbestands in Alt- und Neubauten („forcierter Ausbau“) könnten rd. 0,45 GW positive und 2,2 GW negative Minutenreserve genutzt werden [7].

Wärmepumpen eignen sich besonders gut für das Lastmanagement, da sie heute bereits so ausgelegt werden, dass sie täglich bis zu 3 mal für maximal 2 Stunden abgeschaltet werden können. Somit steht die Speicherkapazität für mindestens 2 Stunden bereits zur Verfügung. Durch kurzfristige Überheizung des Wärmespeichers oder auch - in nicht wahrnehmbaren Größenordnungen - des beheizten Raumes lässt sich die Speicherkapazität noch erhöhen. Bereits heute werden am Markt sogenannte „SG ready“-Anlagen angeboten, die über eine Regelungstechnik verfügen, mit der über ein smart grid extern vom Netzbetreiber vier unterschiedliche Betriebszustände angefordert werden können:

- Normalbetrieb mit Speicheraufladung
- Ausschalten für maximal 2 Stunden mit Speicherentladung
- Betrieb mit erhöhter Leistung als Einschalttempfehlung
- Betrieb mit erhöhter Leistung als definitiver Anlaufbefehl optional mit Erhöhung der Speichertemperatur

Maximale Bereitstellungsdauer

Die Bereitstellungsdauer hängt vom Anwendungsfall ab und reicht von 15 Minuten (z. B. Kühl- und Gefrieraggregate) bis zu mehreren Stunden (z. B. Waschmaschinen, Wärmepumpen mit Pufferspeicher).

Laständerungsgeschwindigkeit und Zuschaltgeschwindigkeit aus dem Stillstand

Die Leistung ist innerhalb von Sekunden ab- und zuschaltbar. Durch die Vielzahl der Einzelgeräte ist der Gradient beliebig steuerbar. Es steht allerdings nicht ständig das Gesamtpotenzial zur Verfügung:

- Das nutzbare Potenzial bei Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen hängt vor allem vom Wärmebedarf ab und steht somit im Sommer fast gar nicht zur Verfügung.
- Warmwasser wird dagegen ganzjährig gleichzeitig benötigt und stellt einen konstanten Wärmebedarf (und damit ein ganzjähriges Lastmanagement-Potenzial) dar.
- Kühlschränke und Gefriergeräte können innerhalb eines Toleranzbereiches der einzuregelnden Temperatur flexibel gesteuert werden. Haben sie die obere Grenztemperatur erreicht, müssen sie wieder laufen.
- Wasch- und Spülmaschinen werden in vielen (insbesondere Single-) Haushalten nur alle paar Tage eingeschaltet.

Kosten

Die Einführung der elektronischen Verbrauchsmessung (Smart Meter) führt zu hohen Umrüstkosten. Die Kosten für eine vollständige Ausstattung mit intelligenten Zählern inkl. der zusätzlichen Anforderungen für IT etc. bewegen sich unter Berücksichtigung von Kostendegressionseffekten in einer Größenordnung von schätzungsweise 4,5-5 Mrd. € [8]. Auch bei den „intelligenten“ Haushaltsgeräten wird mit Mehrkosten bei der Anschaffung zu rechnen sein, solange die zusätzliche Hardware noch nicht standardmäßig verbaut wird.

Unter der Voraussetzung, dass vorhandene kabelgebundene Internetverbindungen für die zentrale Ansteuerung der Geräte genutzt werden können, ist davon auszugehen, dass beim Lastmanagement keine nennenswerten Betriebskosten anfallen. Bei der zeit-

lichen Verlagerung von Haushaltsanwendungen kann es allerdings bei einigen Geräten (z. B. bei Kühlschränken) technisch bedingt zu Wirkungsgradverlusten und damit zu einem insgesamt erhöhten Strombedarf der Anwendungen kommen. Demgegenüber steht ein durch die größere Transparenz beim Stromverbrauch bedingtes, allerdings schwer quantifizierbares Potenzial für Verbrauchssenkung, das in der DENA Netzstudie II [2] mit durchschnittlich knapp 2 % abgeschätzt wird.

Wirtschaftlichkeit

Eine Untersuchung des ökonomischen Potenzials für Smart Meter aus dem Jahr 2011 kommt zu dem Ergebnis, dass bei einer gesamtwirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Betrachtung die Umrüstung auf Smart Meter nur für einen geringen Teil der Haushalte (maximal 40 %, je nach betrachtetem Szenario) sinnvoll ist [9]. Für die Mehrzahl der Haushalte wird der Einbau intelligenter Stromzähler dagegen als unwirtschaftlich bewertet. Dies bestätigt auch die o. g. Untersuchung für Österreich, die nach Bewertung der Kosten-Nutzen-Effekte bei Erzeugung, Netzbetrieb, Lieferanten und Endkunden zu dem Ergebnis kommt, dass eine flächendeckende Einführung von Smart Metern unter rein wirtschaftlichen Gesichtspunkten nicht sinnvoll ist [5]. Hinzu kommt, dass eine Nutzung der DSM-Potenziale im Haushaltssektor in den nächsten Jahren noch nicht benötigt wird und die finanziellen Anreize der Vergütungsmodelle entsprechend gering sein werden.

Unberücksichtigt bleiben bei dieser Einschätzung allerdings die schwer quantifizierbaren positiven Effekte auf die bessere Integration der dezentralen Stromerzeugung und die Nutzung der Lastverlagerungspotenziale von Elektrofahrzeugen (für die eine Smart-Grid-Infrastruktur Voraussetzung ist). Eine verbesserte Wirtschaftlichkeit wird sich auch einstellen, wenn durch Massenproduktion die Kosten sinken und wenn aufgrund der zunehmenden Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien eine Wettbewerbssituation mit Stromspeichern entsteht. Dies könnte im BEE-Szenario etwa ab 2025 bzw. ab einem Anteil der Erneuerbaren Energien von mehr als 50 % der Fall sein.

Ab wann sollte die Technik sinnvollerweise zum Einsatz kommen?

Ein umfangreicher Einsatz der Technik könnte ca. ab 2025 sinnvoll werden. Da der Ersatz des Großteils der Elektrogeräte einen Zeitraum von ca. 10 bis 15 Jahren erfordert, erscheint es sinnvoll, mit der Markteinführung zu beginnen, damit die Technik zur Verfügung steht, wenn sie benötigt wird. Dies korreliert auch mit den Vorgaben des 3. Legislativen Pakets für die EU Energiemärkte, Annex A bezüglich einer flächendeckenden Einführung von Smart Metering in Europa („80 % bis 2020“). Beim Rollout der Smart Meter sollten vorrangig Verbraucher mit vergleichsweise hohen Lastverlagerungspotenzialen berücksichtigt werden. Dies sind neben Verbrauchern mit einem hohen Gesamtverbrauch auch elektrische Wärmepumpen.

Umsetzungshemmnisse

- Derzeit keine Anreize zur Lastverlagerung (konstanter Endkundenstrompreis unabhängig von der Lastsituation), entsprechende Abrechnungsmodelle und -möglichkeiten fehlen.
- Flächendeckende bidirektionale Infrastruktur fehlt (noch), ebenso wie die politische Entscheidung zu Smart Metern (einschließlich einer Festlegung, dass die Fernsteuerbarkeit von Verbrauchern möglich sein muss).
- Haupt-Kritikpunkte an der flächendeckenden Einführung von Smart Metern sind die Kosten und, je nach System (bidirektional vs. lokale Anzeige), erhebliche Bedenken bezüglich des Datenschutzes („gläserner Kunde“).
- Keine (politischen oder wirtschaftlichen) Anreize zur standardmäßigen Ausstattung von DSM-gerechten Haushaltsgeräten mit Steuergeräten.
- Zum Teil zu kleine Leistungen, Poolung erforderlich, Organisation nur durch Energieversorger (nicht durch HH-Kunden) möglich.

Maßnahmen zur Förderung der Technik bzw. zum Abbau der Hemmnisse

- Politische Entscheidung zum flächendeckenden Einsatz von Smart Metern, einschließlich einer Definition der Anforderungen (bidirektionale Kommunikationsinfrastruktur, vgl. Empfehlungen der ERGEG). Zur Gewährleistung von Wettbewerb (z. B. einfache Möglichkeit des Anbieterwechsels) sind einheitliche Standards (Open Metering System) vorzugeben.
- Einführung lastvariabler Haushaltsstromtarife
- Politische Entscheidung zur Ausrüstung von neuen Haushaltsgeräten mit DSM-fähigen Steuergeräten

3.1.3 Überschussstrom zu Wärme

Beschreibung der Technik

„Überschussstrom zu Wärme“ ist die Nutzung von Überschussstrom aus Erneuerbaren Energien, der ansonsten abgeregelt oder gespeichert werden müsste, zur Erzeugung von Nutzwärme. Grundsätzlich ist sowohl die Nutzung in Elektrokesseln, die in Fernwärmenetze integriert werden als auch in Einzelheizungen mit einem zusätzlichen Elektroheizstab möglich.

Häufig wird für diesen Zusammenhang auch der Begriff „Power to heat“ genutzt. Da dieser Begriff jedoch in der öffentlichen Diskussion nicht einheitlich verwendet wird, wird hier, um Missverständnissen vorzubeugen und eine Abgrenzung zu sonstiger Wärmeerzeugung aus Strom zu schaffen, der Begriff „Überschussstrom zu Wärme“ verwendet.

Ein Strom-Überangebot besteht entweder, wenn im Gesamtsystem die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien die Last übersteigt oder im Falle von regionalen Netzengpässen in bestimmten Netzgebieten. Der zuletzt genannte Fall tritt heute bereits häufig auf, insbesondere in West-Schleswig-Holstein. Dort wer-

den bei einigen Windkraftanlagen bis zu 25 % des erzeugbaren Stroms abgeregelt.

Entwicklungsstand der Technik

Es handelt sich hier um eine einfache und kostengünstige Technik, die sofort eingesetzt werden kann.

Heute vorhandene installierte Leistung

Elektrokessel werden bereits vereinzelt in Wärmenetzen eingesetzt, meist um negative Sekundärregelleistung anzubieten. Ein Einsatz im o. g. Sinne findet bisher jedoch nicht statt, da hierfür die entsprechenden Anreize fehlen.

Potenzial für künftig nutzbare Leistung

Insgesamt ist in deutschen Wärmenetzen eine Wärmeleistung von ca. 65 GW installiert, die prinzipiell zeitweise durch Elektrokessel ersetzt werden könnte. Dieses Potenzial ist jedoch nur zu einem Teil nutzbar, da zum einen die maximale Wärmeleistung nur an den kältesten Tagen des Jahres benötigt wird, zum anderen Windenergieangebot und Wärmebedarf nicht immer gut korrelieren. An sehr kalten Tagen (kontinentale Hochdruckwetterlagen) ist meist wenig Wind. Andererseits herrschen an windreichen Tagen meist milde Temperaturen (maritime Tiefdruckwetterlagen).

Gemäß einer Studie im Auftrag des AGFW erlaubt die flächendeckende Installation von elektrischen Zusatzheizungen in Wärmenetzen mit der gleichen Leistung wie die Wärmespeicher zusätzlich die Integration von 7 bis 11,7 GW an erneuerbar erzeugtem Strom [9].

Überschussstrom zu Wärme kann grundsätzlich auch in dezentralen Heizungen eingesetzt werden. Hierfür müssten Heizpatronen in Wärmespeichern, Kesseln oder direkt an Heizkörpern nachgerüstet werden, die vom Verteilnetzbetreiber direkt angesteuert werden können. Der Aufwand ist hier ähnlich hoch wie beim Lastmanagement in Haushalten. Kostengünstiger zu erschließen ist das Potenzial in Fern- und Nahwärmenetzen.

Maximale Bereitstellungsdauer

Die Bereitstellungsdauer ist unbegrenzt, solange ein entsprechender Wärmebedarf zu decken ist. In Abhängigkeit von der Außentemperatur steht i. d. R. nur ein Teil der maximalen Wärmeleistung zu Verfügung.

Laständerungsgeschwindigkeit und Zuschaltgeschwindigkeit aus dem Stillstand

Die Leistung kann innerhalb von wenigen Minuten bereitgestellt werden. Somit ist auch ein Einsatz am Markt für Sekundärregelenergie möglich.

Kosten und Wirtschaftlichkeit

Die Kosten für die Errichtung eines Elektrokessels in Wärmenetzen liegen bei ca. 70 bis 100 €/kW.

Die Wirtschaftlichkeit hängt von der Häufigkeit und der Dauer von Abregelungen Erneuerbarer Energien ab. Es gibt Situationen, in denen Überschussstrom zu Wärme heute wirtschaftlich sein kann. Diese sind jedoch vom Wärmenetzbetreiber kaum einschätzbar. Insbesondere kann durch Netzausbau das vorhandene Potenzial wieder verringert werden. Daher wird kein Investor einen Elektrokessel ausschließlich zur Nutzung von Windstromüberschüssen installieren.

Ab wann sollte die Technik sinnvollerweise zum Einsatz kommen?

Ohne Netzungspässe erscheint der Einsatz erst nach 2020 sinnvoll zu sein. Bei regionalen Netzungspässen in Verteilnetzen, wie sie in West-Schleswig-Holstein bereits häufig auftreten, ist der Einsatz heute schon sinnvoll, um Windstrom zu nutzen, der sonst abregelt werden müsste. Voraussetzung hierfür ist jedoch, dass sich die Wärmesenke in räumlicher Nähe zu den EE-Anlagen befindet.

Umsetzungshemmnisse

- Grundsätzlich sind für Elektrokessel Netzentgelte und Umlagen zu zahlen. Damit liegen die Wärmeerzeugungskosten immer höher als in Gaskesseln, so dass sich der Einsatz eines Elektrokessels nicht lohnt.

- Derzeit gibt es kein Verfahren für die exakte Zuordnung des überschüssigen Stroms zum Einsatz in Elektrokesseln und für dessen Bepreisung.
- Die alleinige Nutzung des Kessels zur Nutzung der Windstromüberschüsse ist aus Sicht des Investors sehr risikoreich, da die nutzbaren Mengen schwer prognostizierbar sind.

Maßnahmen zur Förderung der Technik bzw. zum Abbau der Hemmnisse

Die Nutzung des Überschussstroms in Elektrokesseln sollte von Netzentgelten und Umlagen befreit werden. Dies ist auch sachgerecht, da in der hier unterstellten Anwendung eine Systemdienstleistung zur Entlastung der Netze erbracht wird analog zur Regelenergie, für deren Bereitstellung Elektrokessel ebenfalls von diesen Zahlungen befreit sind.

Um Überschussstrom zu Wärme im Falle von Netzungspässen anwenden zu können, muss es Regelungen geben, die eine Ansteuerung des Elektrokessels durch den Netzbetreiber ermöglichen und es müssen finanzielle Anreize für Wärmenetzbetreiber geschaffen werden, den Elektrokessel im Sinne des Überschussstrom zu Wärme-Konzeptes einzusetzen. Ein entsprechendes Konzept wäre noch zu erarbeiten.

3.2 Bedarfsgerechtere EE-Stromerzeugung

3.2.1 Einspeisemanagement Wind & PV

Beschreibung der Technik

Unter Erzeugungs- oder Einspeisemanagement versteht man die Reduzierung der Einspeiseleistung oder das komplette Abschalten („abregeln“) von Windkraft- oder PV-Anlagen, wenn es für den dort erzeugbaren Strom zu diesem Zeitpunkt keine Nachfrage gibt. Damit wird auf Stromerzeugung, die nahezu kostenlos und CO₂-frei ist, verzichtet. Diese Situation kann auftreten, wenn die Residuallast so niedrig ist, dass unter

Berücksichtigung der Must run-Leistung konventioneller Kraftwerke zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität ein Stromüberschuss entstehen würde. Bei bundesweiter Betrachtung unter der Annahme, es gebe keine Netzrestriktionen, treten diese Situationen in nennenswertem Umfang erst nach 2020 auf (vgl. Kapitel 2). Regional können solche Situationen jedoch auch heute schon auftreten, wenn in Verteilnetzen Netzengpässe bestehen, die den Transport der Energie an Orte, wo sie verbraucht werden könnte, behindern. Insbesondere im Westen Schleswig-Holsteins werden heute bereits häufig Windkraftanlagen abgeregelt, wobei auf bis zu 25 % der möglichen Stromerzeugung verzichtet wird.

Entwicklungsstand der Technik

Die Technik zur ferngesteuerten Abregelung der Anlagen ist vorhanden und wird bei neuen Windkraftanlagen und großen PV-Anlagen >100 kW aufgrund entsprechender Vorschriften im EEG spätestens seit dem EEG 2009 standardmäßig installiert. Seit Anfang 2012 wurde die Regelung ausgeweitet auf kleinere PV-Anlagen, wobei Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 30 kW auf Einrichtungen zur Abregelung verzichten können, wenn sie stattdessen ihre maximale Einspeiseleistung auf 70 % ihrer maximalen Leistung begrenzen.

Heute vorhandene installierte Leistung

Bestandsanlagen >100 kW wurden inzwischen fast vollständig mit Einrichtungen zur Abregelung nachgerüstet. PV-Anlagen mit einer Leistung zwischen 30 und 100 kW, die ab Anfang 2009 in Betrieb genommen wurden, müssen bis Ende 2013 nachgerüstet werden. Nach Systemstabilitätsverordnung nicht nachrüstungspflichtig sind:

- Anlagen im NS-Netz ≤ 10 kW
- Anlagen im NS-Netz > 10 und ≤ 100 kW, die vor dem 01.09.2005 installiert wurden
- Anlagen im NS-Netz > 100 kW, die vor dem 01.05.2001 installiert wurden

- Anlagen im MS-Netz ≤ 30 kW
- Anlagen im MS-Netz > 30 kW, die vor dem 01.05.2001 installiert wurden

In Summe betrifft dies eine Leistung von 4,4 GW. Dem gegenüber sind derzeit ca. 25 GW PV-Leistung abregelbar.

Potenzial für künftig nutzbare Leistung

Grundsätzlich kann die gesamte künftig installierte Wind- und PV-Leistung, die über die 4,4 GW, die nicht unter die Nachrüstpflicht fallen, hinausgeht, abgeregelt werden. Dies kann jedoch nicht sinnvoll sein, da möglichst viel Erneuerbare Energie genutzt werden soll. Die Frage ist, wieviel Abregelung geduldet werden soll, da der Verzicht auf wenige Kilowattstunden in selten auftretenden Extremsituationen kostengünstiger ist als ein aufwändiger Netzausbau oder die Langzeitspeicherung der Energie.

Tolerierbare Abregelleistung

Um die Auswirkungen der Abregelung abzuschätzen, wurden Auswertungen der historischen Einspeiselastgänge für Windenergie und PV vorgenommen. Wenn die Summeneinspeiseleistung aller Windkraftanlagen in Deutschland auf 70 % der maximal aufgetretenen Einspeiseleistung begrenzt worden wäre, hätte dies im Jahr 2011 zu einem Verlust an Stromerzeugung aus Windkraft von 1,3 %, in 2012 (bis Mitte Oktober) von 1,8 % geführt. Bei Begrenzung auf 80 % liegt der Verlust bei ca. 0,5 %. Neuerdings werden Windkraftanlagen zunehmend für den Einsatz bei Schwachwind optimiert, was zu deutlich höheren Vollbenutzungsstunden führt. Für diese Anlagen sind kleinere Abregelleistungen tolerierbar, da der Arbeitsverlust hier höher liegt als bei konventionellen Anlagen.

Die Begrenzung der PV-Einspeiseleistung auf 70 bzw. 80 % der maximalen Einspeisung hätte in 2012 zu einem Arbeitsverlust von 2,0 % bzw. 0,5 % geführt.

Bei Betrachtung einzelner Anlagen fallen die Verluste i. d. R. etwas höher aus. Die Betrachtung von zwei Beispielanlagen, je eine in Nord- und in Süddeutsch-

land führt bei Begrenzung auf 70 % zu einem Arbeitsverlust von 3,1 bzw. 3,6 %, bei Begrenzung auf 80 % von unter 1 %.

Die Auswertung zeigt, dass sehr hohe Einspeiseleistungen nur in relativ wenigen Stunden des Jahres auftreten, so dass eine Abregelung in einem Umfang von 20 % der Maximalleistung mit einem Verlust von weniger als 1 % der Stromerzeugung derzeit vertretbar erscheint. Bei deutlich darüber hinaus gehenden Abregelmengen sollte in jedem Fall das Netz ausgebaut werden.

Maximale Bereitstellungsdauer

Die maximale Bereitstellungsdauer ist nicht begrenzt. Die Anlagen können solange wie erforderlich abgeschaltet oder mit reduzierter Leistung betrieben werden.

Abschaltgeschwindigkeit und Laständerungsgeschwindigkeit

Die Anlagen lassen sich innerhalb von Sekunden bis wenigen Minuten abschalten oder in ihrer Leistung begrenzen. Dadurch kann diese Maßnahme auch hervorragend für negative Regelleistung bis hinunter zur Primärregelung genutzt werden. Damit erübrigt es sich bei einem hohen EE-Angebot, konventionelle Kraftwerke mit höherer Leistung als ihrer Mindestlast zu fahren. Durch eine angedrosselte Fahrweise von Windkraftanlagen könnten diese in der Zukunft auch positive Regelleistung liefern und somit die Must run Leistung konventioneller Kraftwerke reduzieren und langfristig vollständig überflüssig machen.

Laständerungspotenzial

Das negative Laständerungspotenzial umfasst theoretisch die gesamte jeweils installierte Leistung innerhalb von wenigen Minuten.

Kosten

Die Kosten der Abregelung sind derzeit die Entschädigungszahlungen an den Anlagenbetreiber nach §12 EEG. Diese betragen 95 % der entgangenen Erlöse, solange die abgeregelter Strommenge <1 % der pro Jahr erzeugten Menge beträgt, darüber 100 %.

Wirtschaftlichkeit

Die Wirtschaftlichkeit ist in Relation zu alternativen Maßnahmen zu sehen wie Netzausbau, Lastmanagement oder Speicherung. Solange nur geringe Mengen abgeregelt werden, wird dies die wirtschaftlichste Maßnahme sein. Für diese Maßnahme greift aber kein reiner Wirtschaftlichkeitsvergleich, da hierbei im Gegensatz zu allen anderen Flexibilitätsoptionen auf potenzielle EE-Erzeugung verzichtet wird, deren vorrangige Nutzung ja das Ziel der Energiewende ist.

Bei sehr hohen Anteilen Erneuerbarer Energien im System können deutlich höhere Abregelmengen wirtschaftlich sein, da die Errichtung von Überkapazitäten Erneuerbarer Energien, die zeitweise abgeregelt werden, kostengünstiger sein kann als die Speicherung des Stroms. In [11] wurde für ein Energieversorgungssystem mit 100 % Erneuerbaren Energien ein wirtschaftliches Optimum von 20 % abgeregelter Windstromerzeugung ermittelt.

Für das BEE-Szenario 2030 wurde die Relation von Strom speichern zu abregeln ermittelt. Das Resultat zeigt Abbildung 24. Ohne Speichern verliert man die gesamten Überschüsse in Höhe von 10,6 % der Erzeugung aus Wind und PV. Bei einer Auslegung der Speicher auf 50 % des für eine vollständige Speicherung erforderlichen Speichervolumens verliert man nur noch 1 % dieser Erzeugung. Wird das Speichervolumen auf nur 10 % begrenzt, kann man bereits mehr als die Hälfte des Überschussstroms nutzen. Da das Stromspeichern teuer ist (vgl. Ergebniszusammenfassung), wird es ein wirtschaftliches Optimum zwischen Speichern und Abregeln geben.

3.2.2 Strombedarfsgerechte Fahrweise von Laufwasserkraftanlagen

Beschreibung der Technik

Laufwasserkraftwerke können durch kurzfristiges Aufstauen bzw. kurzfristig verstärkten Abfluss und damit Absenkung des Wasserpegels Regelleistung bereitstellen („Schwell- oder Schwallbetrieb“).

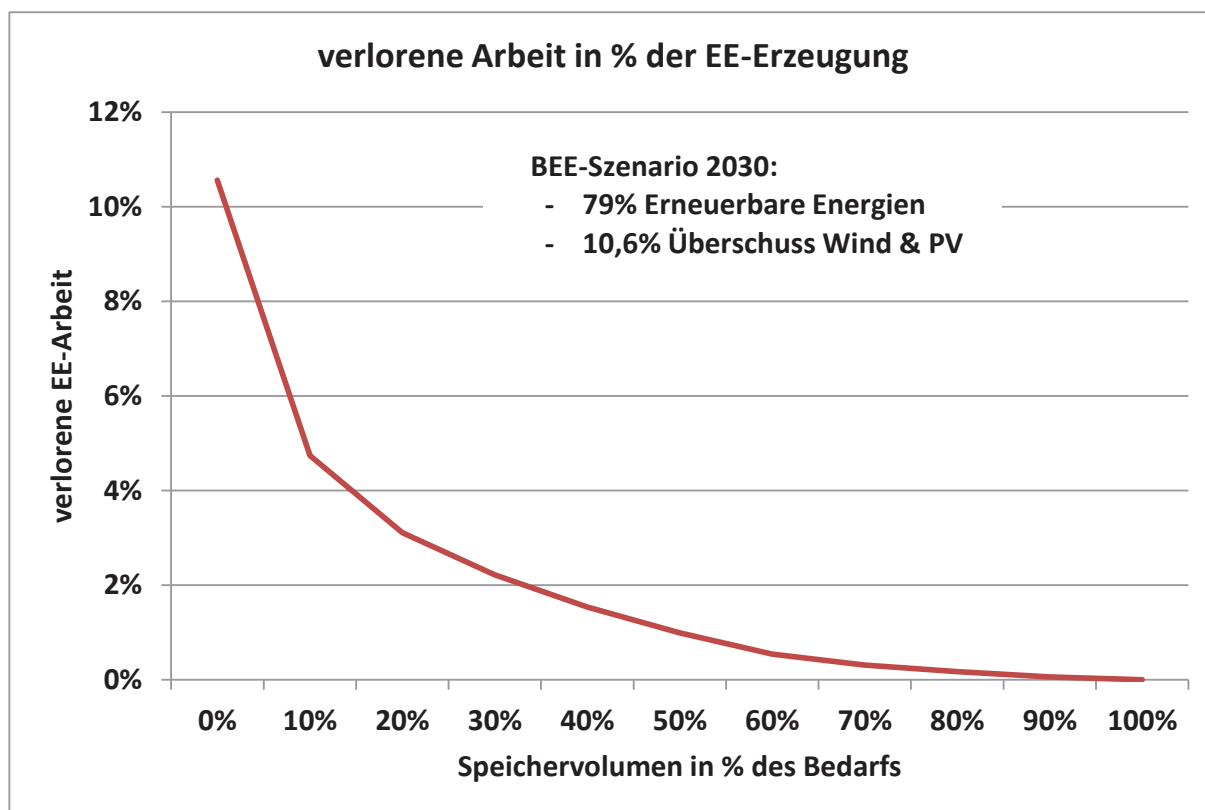


Abbildung 24: Abregeln versus Speichern

Entwicklungsstand der Technik

Die Technik steht zur Verfügung.

Heute vorhandene installierte Leistung

In Deutschland war in 2010 eine Laufwasserkraftwerksleistung von 3.634 MW installiert [12]. Diese laufen heute i. d. R. in der Grundlast bzw. in Abhängigkeit vom saisonal schwankenden Wasserangebot mit der hieraus sich ergebenden maximalen Leistung.

Potenzial für künftig nutzbare Leistung

Es besteht nennenswertes Ausbaupotenzial für Laufwasserkraftanlagen, welches aber kaum ausgeschöpft werden kann. Grund sind die hohen ökologischen Auflagen (zur Umsetzung der Wasserrahmenrichtlinie) und (in zweiter Linie) die für den Bau der Wasserkraftanlage und für die Umsetzung der Umweltauflagen nicht ausreichende Vergütung. Die vorhandenen Anlagen könnten aber im Schwellbetrieb gefahren werden und damit sehr kurzfristig positive und negative Regelernergie bereitstellen. Vorausset-

zung für die Erzeugung von positiver Regelernergie ist eine gedrosselte Fahrweise. Hierbei wird auf einen Teil möglicher Stromerzeugung aus Wasserkraft verzichtet.

Maximale Bereitstellungsdauer

Die maximale Bereitstellungsdauer hängt davon ab, welche Pegeländerungen zulässig sind. Hier gibt es Restriktionen durch Schifffahrt, Fischerei, Hochwasserschutz, etc. I. d. R. sind Absenkungen um 0,15 bis 0,25 m zulässig. Für diese Absenkungen liegen die Bereitstellungsdauern unter der Annahme der halben maximalen Leistung als Regelleistung im Bereich zwischen ca. 10 und 30 Minuten. Längere Speicherdauern sind möglich, wenn größere Pegeländerungen zugelassen würden oder wenn zusätzliche Speicherbecken vorhanden sind oder angelegt werden.

Zuschaltgeschwindigkeit aus dem Stillstand und Laständerungsgeschwindigkeit

Die volle Leistung kann innerhalb von Sekunden aktiviert werden. Aufgrund der kurzen maximalen Bereitstellungsdauern in Kombination mit der schnellen Verfügbarkeit liegt der Einsatzbereich bei der Primär- und Sekundärregelenergie.

Laständerungspotenzial

Unter der Annahme einer auf 50 % gedrosselten Fahrweise und Beschränkung auf große Anlagen besteht ein Potenzial von ca. +/- 1,3 GW, das innerhalb von Sekunden zur Verfügung stehen kann.

Kosten und Wirtschaftlichkeit

Kosten entstehen keine, solange die vorhandenen Kraftwerke genutzt werden. Die Wirtschaftlichkeit einer entsprechenden Fahrweise hängt von den Regelenergiepreisen ab. Den Regelenergieerlösen sind im Falle positiver Regelenergiebereitstellung die entgangenen Stromerlöse durch die gedrosselte Fahrweise gegenzurechnen.

Ab wann sollte die Technik sinnvollerweise zum Einsatz kommen?

Die Technik wird bei entsprechenden Preissignalen angewendet werden, sofern dem keine wasserrechtlichen Restriktionen entgegenstehen.

Umsetzungshemmnisse

Wasserrechtliche Vorschriften können den Einsatz der Technik einschränken. Insbesondere kleinere Wasserkraftanlagen haben fast immer eine genehmigte Staumarke sehr strikt einzuhalten. Ggf. sollten diese Vorschriften im Hinblick auf die Nutzung der vorhandenen Potenziale und die tatsächlichen ökologischen Folgen eingeschränkt wechselnder Wasserstände überprüft werden.

3.2.3 Strombedarfsgerechte Fahrweise Biomasse

Begriffsdefinition

In der Biomassebranche wird der Begriff „stromgeführte Fahrweise“ anders verwendet als in anderen Bereichen der Energiewirtschaft, nämlich als Grundlastfahrweise über mehr als 8.000 Stunden pro Jahr. Demgegenüber bedeutet „stromgeführt“ in anderen Bereichen, dass die Anlage nur dann läuft, wenn zusätzlich zu den Einspeisungen aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien Strombedarf besteht. Um Missverständnissen vorzubeugen werden daher hier und im Folgenden die Begriffe „Strombedarfsgerechte Fahrweise“ oder „am Strombedarf orientierte Fahrweise“ verwendet.

Beschreibung der Technik

Um ein Biogas-BHKW am Strombedarf orientiert fahren zu können, ist sowohl die Errichtung eines Gasspeichers, eines Wärmespeichers als auch eine Leistungserhöhung des BHKW erforderlich, da die erzeugte Brennstoffmenge in kürzerer Zeit in Strom und Wärme umgewandelt werden muss. Das BHKW wird nur dann betrieben, wenn wenig Strom aus Wind und Solarenergie produziert wird, d. h. bei hohen Strombörsenpreisen. Um den Taktbetrieb des BHKW zu ermöglichen, muss das im Fermenter kontinuierlich erzeugte Biogas in einem Gasspeicher gespeichert werden. Des Weiteren ist die im BHKW erzeugte Wärme zu speichern, um sie kontinuierlich zur Verfügung stellen zu können. Auf den Gasspeicher kann verzichtet werden, wenn das Biogas als Biomethan in das Erdgasnetz eingespeist wird, da dann das Gasnetz die Speicherfunktion übernimmt und damit auch die Speicherung über längere Zeiträume möglich ist (siehe Abbildung 26).

Auch mit fester Biomasse befeuerte Anlagen lassen sich am Strombedarf orientiert fahren. Bei diesen Anlagen ist ohnehin ein Brennstofflager vorhanden. Je nachdem wie groß dieses dimensioniert ist, ist eventuell eine Erweiterung erforderlich. Auch hierbei muss die Anlagenleistung erhöht und ein Wärmespeicher installiert werden.

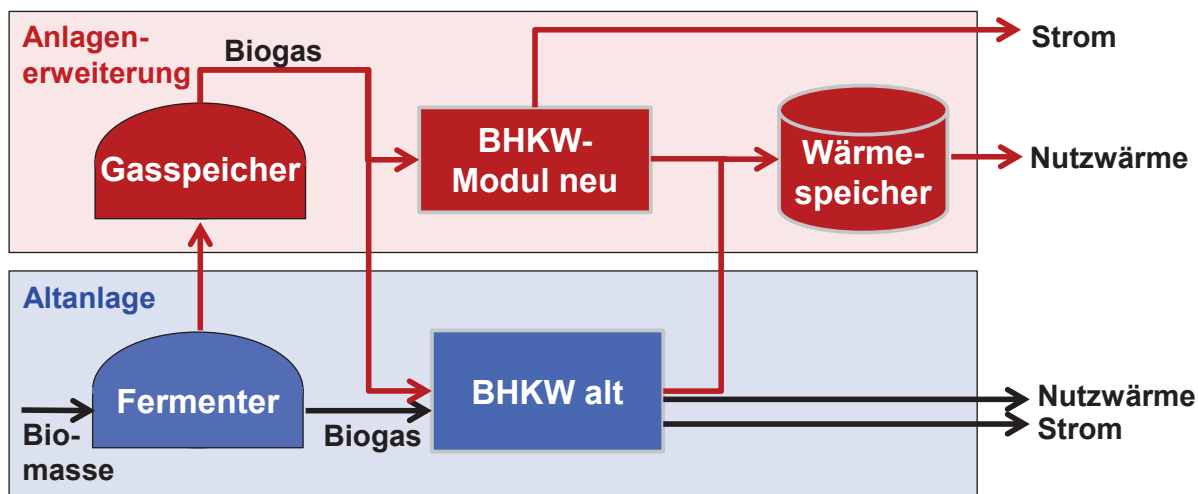
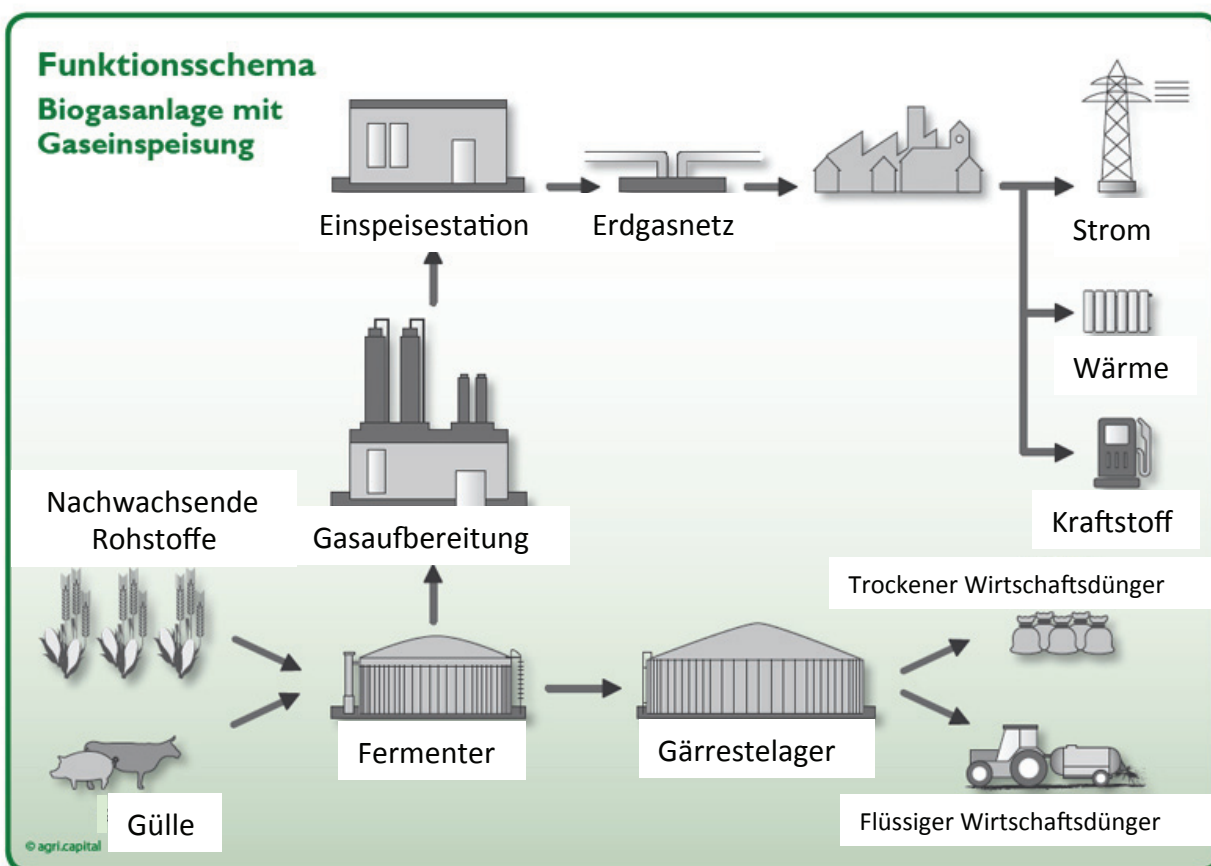


Abbildung 25: Flexibilisierung einer bestehenden Biogasanlage



Quelle: agri.capital

Abbildung 26: Funktionsschema Biomethaneinspeisung ins Erdgasnetz

Entwicklungsstand der Technik

Die Technik ist vorhanden und erprobt.

Heute vorhandene installierte Leistung

Im Jahr 2011 waren 6,9 GW an Biomasseanlagen installiert. Diese wurden bisher ausschließlich in der Grundlast eingesetzt. Grundsätzlich besteht ein Potenzial, alle Anlagen strombedarfsorientiert zu betreiben, sofern sie mit den entsprechenden Komponenten nachgerüstet werden.

Potenzial für künftig nutzbare Leistung

Das Potenzial ergibt sich aus dem geplanten Zubau an Biomasseanlagen. Würden alle Biomasseanlagen für eine am Strombedarf orientierte Fahrweise nachgerüstet bzw. ausgelegt, ergäbe sich für das Jahr 2020 ein Potenzial für Lastverlagerungen von ca. +/- 15 GW, das bis 2030 auf +/- 20 GW ansteigt. Das nutzbare Potenzial kann durch geringen Wärmebedarf eingeschränkt werden.

Maximale Bereitstellungsdauer

Mit dieser Maßnahme lässt sich eine Verlagerung über einige Stunden erzielen. Zum Beispiel kann der Gasspeicher nachts und zur Mittagszeit bei viel PV-Erzeugung geladen werden und in den Morgen- und Abendstunden entladen werden. Eine Verlagerung über Tage hinweg lohnt sich nicht wegen des unverhältnismäßig hohen Speicherbedarfs mit entsprechenden Investitionskosten. Beliebig lange speicherbar ist Biogas, wenn es zu Biomethan aufbereitet ins Erdgasnetz eingespeist wird. Bei einer Verstromung in BHKW wird aber die Verlagerungsdauer durch die Speicherkapazität des Wärmespeichers begrenzt.

Zuschaltgeschwindigkeit aus dem Stillstand und Laständerungsgeschwindigkeit

Biogas-betriebene BHKW lassen sich in weniger als 5 Minuten aus dem Stillstand auf maximale Leistung hochfahren und wieder abschalten und können auch im Teillastbetrieb gefahren werden. Bei entsprechender Bündelung vieler Anlagen lässt sich somit auch Sekundärregelenergie und Minutenreserve bereitstellen.

Feststoff befeuerte Anlagen mit Dampfprozess sind langsamer im Regelverhalten. Bei diesen Anlagen ist es voraussichtlich sinnvoller, sie nur im Bereich zwischen Mindest- und Höchstlast zu regeln.

Laständerungspotenzial

Etwa zwei Drittel der Biomasseanlagen sind Biogasanlagen. Ein Drittel sind Feststoff befeuerte Anlagen mit Dampf- oder ORC-Prozess.

Bei BHKW-Anlagen kann wegen der schnellen Zuschaltmöglichkeit als Laständerungspotenzial die gesamte installierte Leistung genutzt werden. Bei Anlagen mit Verbrennung fester Biomasse steht als Laständerungspotenzial wegen der längeren Anfahrzeiten i. d. R. nur die Differenz zwischen Mindest- und Höchstlast zur Verfügung.

Kosten

Die Stromgestehungskosten für Elektrizität aus neu gebauten Biogasanlagen liegen momentan bei 12,3 ct/kWh und damit deutlich über den Kosten für konventionelle Stromerzeugung [13]. In [14] wurden für die Anlagenerweiterung für eine am Strombedarf orientierte Fahrweise zusätzliche Stromerzeugungskosten von 2-4 ct/kWh ermittelt, wobei der untere Wert eher für größere Anlagen (500 bis 1000 kW bei Grundlasterzeugung) und eine Leistungserhöhung um 50 %, der obere für kleinere Anlagen (190 kW bei Grundlasterzeugung) mit einer Leistungserhöhung um 100 % gilt.

Seit 2012 gibt es im EEG die Flexibilitätsprämie, die für eine Leistungserhöhung der Anlage ohne Erhöhung der erzeugten Strommenge gezahlt wird. Diese beträgt 130 €/kW zusätzlicher elektrischer Leistung gegenüber der für Grundlasterzeugung erforderlichen Leistung über einen Zeitraum von 10 Jahren. Umgerechnet auf die Gesamtleistung der Anlage nach Flexibilisierung und somit auf die verlagerbare Leistung sind dies bei 50 % Leistungserhöhung 43 €/(kW*a) bzw. 1,1 ct/kWh bei 4.000 Volllaststunden.

Wirtschaftlichkeit

Die Wirtschaftlichkeit von Biomasseanlagen hängt derzeit noch von der EEG-Vergütung ab. Diese ist so bemessen, dass die Wirtschaftlichkeit in der Regel bei üblichen Investitionskosten und günstig verfügbarer Biomasse, gegeben ist. Die zusätzliche Flexibilitätsprämie sollte, um ihre Lenkungswirkung zu erzielen, die Amortisation der größeren Auslegung und der Errichtung von Gas- und Wärmespeicher bewirken. Die Flexibilitätsprämie muss nicht die gesamten zusätzlichen Investitionskosten decken, da die Anlage durch den flexiblen Betrieb auch höhere Erlöse am Strommarkt realisieren kann. Die Differenz zwischen dem Durchschnittsbörsenpreis für die 4.000 teuersten Stunden und dem Basepreis lag in 2011 bei 1,1 ct/kWh. Dies ist als Obergrenze der zusätzlichen Erlöse zu sehen, da es nicht möglich ist, immer genau die teuersten Stunden zu treffen. Realistisch erscheint die Realisierung von ca. der Hälfte dieses Betrages. Unter Ansatz von zusätzlichen Stromerlösen von 0,5 ct/kWh und 1,1 ct/kWh Flexibilitätsprämie werden die in [14] angegebenen zusätzlichen Kosten von 2 bis 4 ct/kWh noch nicht erreicht. Im Vergleich zu Stromspeichern handelt es sich hier aber um eine sehr kostengünstige Ausgleichsoption.

Ab wann sollte die Technik sinnvollerweise zum Einsatz kommen?

Ein Einsatz dieser Technik erscheint großflächig sinnvoll nach 2020, vorher unter Umständen in Gebieten mit Netzengpässen zur Vermeidung der Abregelung von EE-Anlagen. Insbesondere ist eine Kopplung mit PV-Anlagen bei hoher PV-Leistung in Verteilnetzen sinnvoll. Durch diese Kopplung kann unter Umständen auf eine aufwändige Netzverstärkung verzichtet werden. Eine Förderung der Errichtung der Technik für flexiblen Einsatz ist heute schon sinnvoll, da mit relativ geringem Zusatzaufwand ein nicht geringes Flexibilitätspotenzial erschließbar ist und die Anlagen, die heute errichtet werden, auch nach 2020 noch im Betrieb sind.

Umsetzungshemmnisse

- Zusätzliche Investitionskosten

- Erhöhte Wartungs- und Instandhaltungskosten
- Informationsdefizite bei den Betreibern bezüglich bedarfsorientierter Energiebereitstellung und Direktvermarktung
- Derzeit geringe Spreads bei den Börsenpreisen
- Anlagenbegriff im EEG: wenn eine zusätzliche Leistung installiert wird, gibt es rechtliche Unsicherheiten, ob die zusätzliche Leistung eine „Neuanlage im Sinne des EEG“ ist oder Teil der Bestandsanlage ist. Dies hat wiederum Auswirkungen auf die Marktpremie.

Maßnahmen zur Förderung der Technik bzw. zum Abbau der Hemmnisse

Seit 2012 wurde mit der Flexibilitätsprämie im EEG erstmals ein Anreiz geschaffen, die Leistung der Anlagen entsprechend zu erhöhen. Die Höhe reicht aber i. d. R. für eine Amortisation der zusätzlichen Investitionen noch nicht aus. Dementsprechend wurde die Flexibilitätsprämie bisher kaum in Anspruch genommen.

Als zusätzliche Maßnahme könnte das EEG so geändert werden, dass Biomasseanlagen, die aufgrund von Überschüssen abgeregelt werden müssen, für den nicht erzeugten Strom keine Vergütung erhalten.

3.2.4 Verbesserte Auslegung von Wind- und PV-Anlagen

Unter diesem Punkt werden folgende unterschiedliche Maßnahmen subsumiert:

1. Die großräumige regionale Verteilung von Wind- und PV-Anlagen
2. Höhere Nabenhöhe bei Windkraftanlagen
3. Veränderung des Verhältnisses von Rotorfläche zu Generatorleistung
4. Reduzierte Wechselrichterleistung bei PV-Anlagen
5. PV-Anlagen mit Ost- oder Westausrichtung

Alle hier genannten Maßnahmen führen nicht zu höherer kurzfristiger Flexibilität, sind aber ggf. geeignet, den Flexibilitätsbedarf von vornherein zu senken.

1. Großräumige Verteilung von Wind- und PV-Anlagen

Eine großräumige Verteilung der Anlagen ist bereits weitgehend gegeben. Sie führt aufgrund unterschiedlicher Windstärken und Sonneneinstrahlung an unterschiedlichen Orten automatisch zu Ausgleichseffekten. Ein gezielter Zubau in bestimmten Gebieten würde den Bedarf an Flexibilität wahrscheinlich nur wenig senken können, da bereits eine relativ gute Durchmischung vorhanden ist. Das EEG fördert bereits die Errichtung von Windkraftanlagen an windschwächeren Standorten durch die Dauer der Zahlung der höheren Anfangsvergütung in Abhängigkeit vom Windertrag.

Anders ist die Situation im Falle von bestehenden Netzengpässen. Wenn ohnehin schon ein Netzengpass besteht, wird eine zusätzliche Leistung Erneuerbarer Energien zu zusätzlicher Abregelung von Anlagen führen. Der Bau von Anlagen in Gebieten ohne Netzengpässe ist dem vorzuziehen. Eine stärkere räumliche Steuerung der Errichtung zusätzlicher EE-Leistung könnte ggf. Netzausbau vermeiden. Ein Anreiz, die Windkraftanlagen nicht in Gebieten mit Netzengpässen zu errichten, könnte dadurch geschaffen werden, dass nicht nutzbarer Überschussstrom nicht mehr vollständig vergütet wird.

2. Höhere Nabenhöhe bei Windkraftanlagen

Eine höhere Nabenhöhe führt aufgrund der mit der Höhe zunehmenden Windgeschwindigkeit zu höheren Erträgen und somit höheren Vollbenutzungsstunden. Aus Wirtschaftlichkeitsgründen werden daher ohnehin zunehmend Anlagen mit größeren Nabenhöhen errichtet. Dies ändert aber nichts an den maximalen Gradienten und maximalen und minimalen Leistungen. Eine höhere Flexibilität entsteht nicht.

3. Veränderung des Verhältnisses von Rotorfläche zu Generatorleistung

Hierbei handelt es sich quasi um eine vorweg genommene Abregelung bei Überschreiten einer bestimmten Leistung. Der Generator wird nicht für den maximal möglichen Windertrag der Rotorblätter ausgelegt, sondern kleiner. Dadurch erhöhen sich die Vollbenutzungsstunden, aber für eine kleinere Leistung. Die Windstromerzeugung sinkt geringfügig. Die Spitzen bei sehr starkem Wind werden dadurch gekappt. Die Anlage wird in diesem Fall nicht mehr nur dann abgeregelt, wenn dies aus Netzsicht erforderlich ist (z. B. bei Schwachlast), sondern immer bei Erreichen der maximalen Leistung, auch wenn dies nicht erforderlich wäre. Eine situationsabhängige Abregelung scheint daher grundsätzlich die sinnvollere Maßnahme zu sein.

Ein Vorteil ergibt sich nur dann, wenn die Einspeiseleistung aufgrund von nicht zu behebbenden Netzrestriktionen begrenzt ist. In diesem Fall lässt sich mit der Leistungsbegrenzung der einzelnen Anlagen eine größere Erneuerbare Energiemenge in das Netz einspeisen. Abbildung 27 zeigt den Einfluss der Leistungsbegrenzung auf den Arbeitsverlust und die Vollbenutzungsstunden für einen realen Windpark mit den Winderträgen aus 2011. Bei einer Reduzierung der maximalen Leistung um 40 % verliert man z. B. nur 7 % der Erzeugung, die Vollbenutzungsstunden erhöhen sich von 1.763 auf 2.727.

4. Reduzierte Wechselrichterleistung bei PV-Anlagen

Diese Maßnahme ist wie die zuvor genannte eine vorweg genommene Abregelung bei Überschreiten einer bestimmten Leistung. Die Erzeugungsspitzen bei starker Sonneneinstrahlung im Sommer werden gekappt und nicht genutzt. Bei Anlagen < 30 kW wird dies heute bereits praktiziert, wenn die Anlagen nicht mit Einrichtungen zur Abregelung ausgestattet sind. Die Einspeiseleistung wird auf 70 % begrenzt. Bei Kleinanlagen scheint dieses Vorgehen in zeitweise überlasteten Netzen gerechtfertigt zu sein, da sich die technischen Einrichtungen zur Abregelung dort nicht lohnen und die Abregelarbeit mit 3 bis 4 % relativ ge-

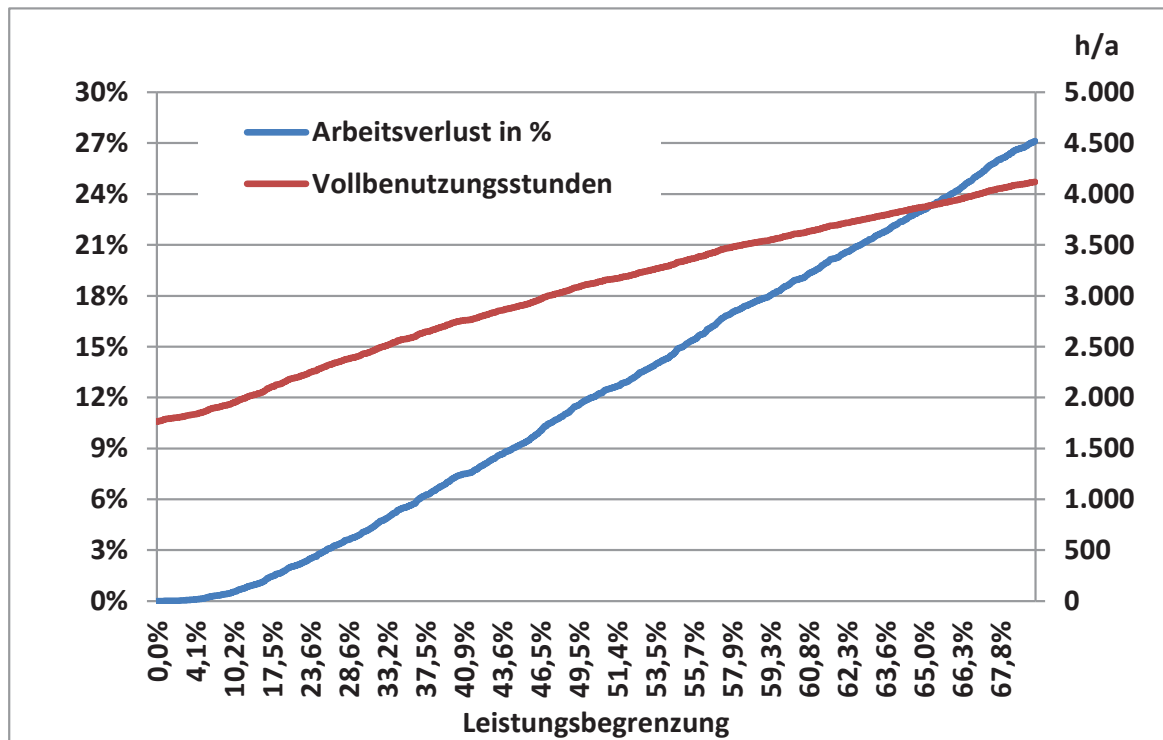


Abbildung 27: Einfluss der Leistungsbegrenzung auf Arbeitsverlust und Vollbenutzungsstunden

ring ist. Insgesamt lässt sich damit, solange es keine Speicher gibt und Netzengpässe vorhanden sind, ein höheres PV-Potenzial nutzen. Eine situationsabhängige Abregelung ist aber in jedem Fall die sinnvollere Maßnahme, da durch die Begrenzung jeder Einzelanlage deutlich mehr Strom abgeregelt wird als für den Betrieb des Verteilnetzes erforderlich wäre. Insbesondere bei Wetterlagen mit relativ starker Cumulus-Bewölkung (typisch bei Rückseite einer Kaltfront oder bei jungen Hochdruckwetterlagen) werden im Verteilnetz wechselweise Anlagen verschattet, so dass die maximale Einspeiseleistung im Netz ohnehin auf 50 bis 75 % der installierten Leistung begrenzt bleibt, obwohl die einzelnen Anlagen zeitweise 100 % liefern. Die Abregelung wäre in diesem Fall unnötig.

5. PV-Anlagen mit Ost- oder Westausrichtung

Durch Errichtung eines Anteils der PV-Anlagen in Ost-West-Richtung kann das Einspeiseprofil gestreckt werden. Die Erträge in den Morgen- und Abendstunden steigen, während die Spitze zur Mittagszeit sinkt. Abbildung 28 zeigt die Einspeiseprofile für reine Süd-, Ost- und Westdächer sowie für eine Kombination aus

50 % Süddächern und je 25 % Ost- und Westdächern. Dabei wird deutlich, dass bei der Kombination vor allem die Spitze gegenüber reiner Südausrichtung sinkt, der Zusatzertrag in den Morgen- und Abendstunden aber vernachlässigbar klein ist, weil Ost- und Westdächer sich hier nahezu kompensieren. Der maximale Gradient sinkt bei der Kombination um ca. 20 %. Der Gesamtertrag eines Ost-Westdaches liegt nur bei ca. 80 % eines Süddaches. Somit erscheint die Maßnahme auch aus wirtschaftlicher Sicht nicht sinnvoll. Eine situationsabhängige Abregelung ist die sinnvollere Maßnahme.

Fazit

Zusätzliche Anreize für eine „verbesserte“ Auslegung von Wind- und PV-Anlagen erscheinen nicht notwendig und sinnvoll, da die Effekte relativ gering sind und dabei auf mehr Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien verzichtet wird als nötig wäre.

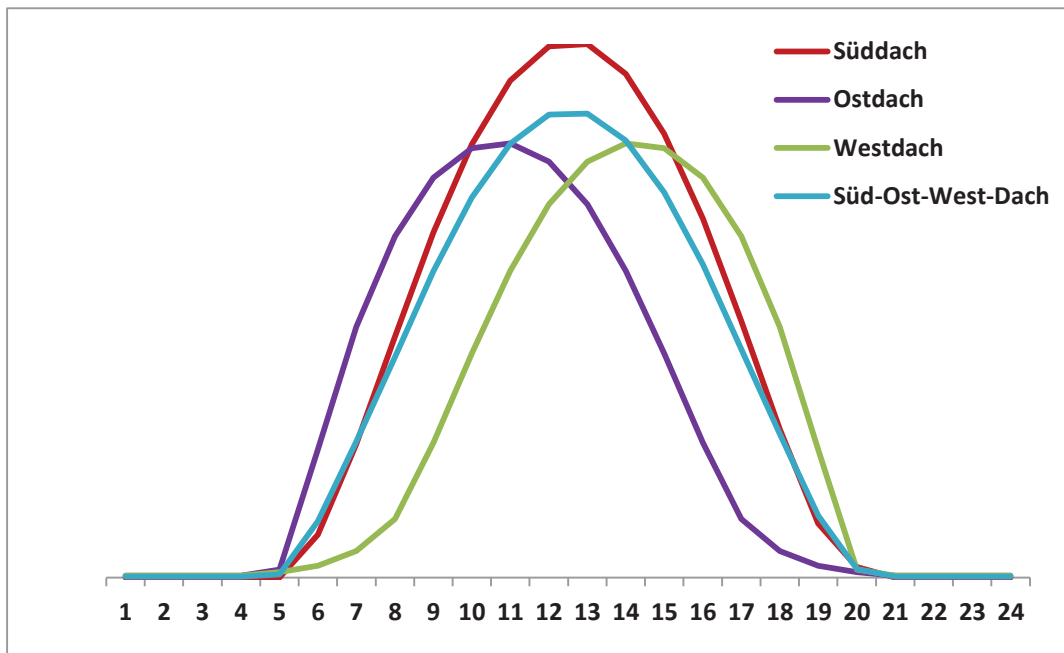


Abbildung 28: PV-Einspeisepprofile in Abhängigkeit von der Ausrichtung

3.3 konventionelle Kraftwerke (inkl. KWK)

3.3.1 Bestehende Kraftwerke

Beschreibung der Technik

Die bestehenden konventionellen Kraftwerke decken derzeit zusammen mit Pumpspeicherkraftwerken den heutigen Bedarf an Flexibilität. Sie fahren, motiviert durch die Strompreise am Spot-, Intraday- und Regelle Energiemarkt die Residuallastkurve nach. Abbildung 29 zeigt die üblichen Flexibilitätseigenschaften bestehender Kraftwerke sowie das Potenzial bei neuen Anlagen und Retrofits. Die Anlagen weisen i. d. R. ein relativ träges Laständerungsverhalten auf, das in Zukunft bei weiter steigenden EE-Anteilen möglicherweise nicht mehr ausreicht, den steilen Gradienten der Residuallast zu folgen.

Heute vorhandene installierte Leistung

Abbildung 30 zeigt die sogenannte Sterbelinie des bestehenden deutschen Kraftwerksparks inkl. der Kraftwerke, die sich derzeit noch im Bau befinden unter der Annahme, dass darüber hinaus keine Kapazität zugebaut wird. Derzeit ist die installierte Kraftwerks-

kapazität bei 87 GW. Diese nimmt ab 2014 aufgrund von Stilllegungen von Altanlagen und des Kernenergieausstiegs relativ schnell ab. In 2020 werden ohne Berücksichtigung von Retrofitmaßnahmen noch 65 GW, in 2030 nur noch 32,5 GW am Netz sein.

Maximale Bereitstellungsdauer

Konventionelle Kraftwerke können ihre Leistung beliebig lange zur Verfügung stellen.

Laständerungsgeschwindigkeit

Die üblichen Laständerungsgeschwindigkeiten sind in Abbildung 29 dargestellt. Sie betragen i. d. R. 1 bis 2 % pro Minute, unter Inkaufnahme von erhöhtem Verschleiß sind bis zu 4 % pro Minute möglich.

Zuschaltgeschwindigkeit aus dem Stillstand

Bei Dampfkraftwerken hängt die Zuschaltgeschwindigkeit aus dem Stand davon ab, wie lange die Anlage vorher bereits stillgestanden hat. Man unterscheidet zwischen Kalt-, Warm- und Heißstart. Das Hochfahren aus dem kalten Zustand nach einem Stillstand von mehr als 48 Stunden dauert bei älteren Stein- und Braunkohleblöcken bis zu 10 Stunden, bei GuD-Kraftwerken ca. 4 Stunden. Beim Heißstart (Still-

Kraftwerkstyp		Steinkohle	Braunkohle	Gas- und Dampf- kraftwerk (GuD)	Gasturbine solo
Lastgradient	%PN/min	1,5 / 4 / 6	1 / 2,5 / 4	2 / 4 / 8	8 / 12 / 15
im Bereich	%PN	40 – 90	50 - 90	40*) - 90	40*) - 90
Minimallast	%PN	40 / 25 / 20	60 / 50 / 40	50 / 40 / 30	50 / 40 / 20
Anfahrzeiten:					
Heiß (< 8 h)	h	3 / 2,5 / 2	6 / 4 / 2	1,5 / 1 / 0,5	< 0,1
Kalt (> 48 h)	h	10 / 5 / 4	10 / 8 / 6	4 / 3 / 2	< 0,1

Wert 1: heute übliche Durchschnittswerte
Wert 2: heutiger Stand der Technik
Wert 3: Potenzial bei neuen Anlagen und durch Retrofit

Quelle: VDE-Studie „Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke – Szenarien bis 2020“, April 2012

Abbildung 29: Flexibilität von Kraftwerken [15]

stand weniger als 8 Stunden) reduziert sich die Anfahrzeit auf ca. 6 Stunden bei Braunkohle-, 3 Stunden bei Steinkohle und 1,5 Stunden bei GuD-Kraftwerken.

Laständerungspotenzial

Beim Laständerungspotenzial werden die Kernkraftwerke nicht berücksichtigt. Diese sind zwar auch regelbar. Sowohl aus technischen wie auch wirtschaftlichen Gründen versuchen die Kraftwerksbetreiber jedoch den Teillastbetrieb zu vermeiden. In 2022 wird ohnehin das letzte Kernkraftwerk abgeschaltet. Als Laständerungspotenzial steht die Differenz zwischen Mindestlast und Maximallast der Kraftwerke, die im Betrieb sind, zur Verfügung. Unter der Annahme der in Abbildung 29 angegebenen Mindestleistungen ergibt sich für Braunkohle-, Steinkohle- und GuD-Kraftwerke ein Laständerungspotenzial von ca. 32 GW heute, 23,5 GW in 2020 und 14,4 GW in 2030. Die-

ses Potenzial steht jedoch in voller Höhe nur dann zur Verfügung, wenn alle Anlagen am Netz sind und somit zwischen Mindest- und Höchstlast geregelt werden können.

Der Gradient pro 15 Minuten beträgt im Jahr 2020 21,9 GW, im Jahr 2030 aufgrund von Kraftwerksstilllegungen noch 13,8 GW pro 15 Minuten.

Kosten

Bei der Nutzung der vorhandenen Kraftwerke entstehen keine direkten Kosten. Indirekte Kosten sind verringerte Deckungsbeiträge durch niedrigere Volllaststunden.

Wirtschaftlichkeit

Die Wirtschaftlichkeit hängt von den Kraftwerksparmetern, von den Fixkosten der Anlage und von

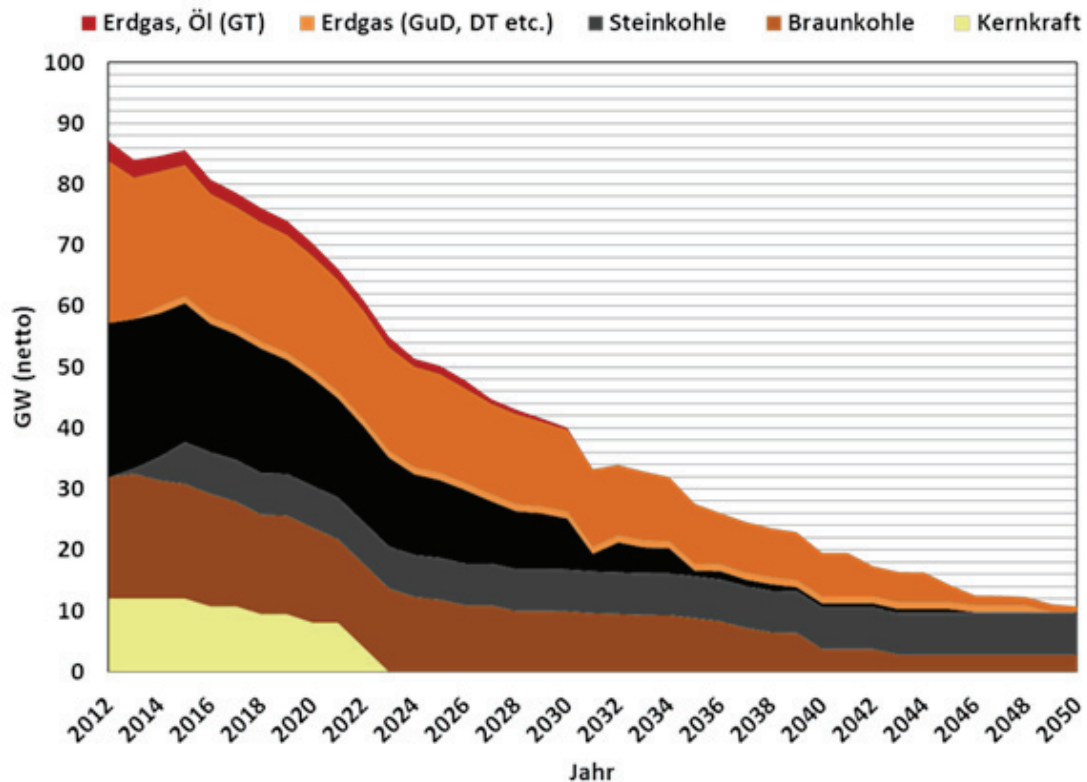


Abbildung 30: „Sterbelinie“ bestehender Kraftwerke; Quelle: BET-Kraftwerksdatenbank

den Marktpreisen für Strom und Regelenergie sowie Brennstoffe und CO₂ ab. Im Moment sind die Spreads zwischen Strom und Brennstoffpreisen so niedrig, dass selbst bei abgeschriebenen Kraftwerken die Stromerlöse nicht immer ausreichen, um die Fixkosten zu decken. Dies gilt erst recht für Anlagen, die noch Kapitaldienst zu leisten haben. Die Marktsituation führt daher möglicherweise zu einer vorzeitigen Stilllegung von Bestandsanlagen.

3.3.2 Retrofit bestehender Kraftwerke

Beschreibung der Technik

Durch Retrofit können die Flexibilitätseigenschaften bestehender Kraftwerke erheblich verbessert werden. Dies betrifft sowohl die Mindestteillast als auch die Regelfähigkeit.

Durch folgende Maßnahmen können z. B. verringerte Mindestlasten erreicht werden [16]:

- Feuerungssystem
 - Verbesserte Abstimmung des Systems Kohlemühle - Brenner
 - Absperrbare Sekundärluftquerschnitte im Brenner
 - Verbesserung der Feuerraumsensorik
 - ⇒ Stabilisierung des Verbrennungsprozesses
 - ⇒ aktives Verbrennungsluftmanagement
 - ⇒ aktive Feuerraumüberwachung
- Dampferzeuger
 - Bypass von Vorwärmern

- Kessel – Turbine
 - Bessere Abstimmung des Wasser-/Dampf-kreislaufs auf die Dampfturbine
 - ⇒ Reduzierung der Drosselverluste

Folgende Maßnahmen erhöhen den Wirkungsgrad und die Laständerungsgeschwindigkeit [16]:

- Feuerungssystem
 - Indirekte Feuerung, Trockenbraunkohleeinsatz, optimierte Brenner
 - ⇒ Erhöhung der Laständerungsgeschwindigkeit
 - Verbessertes Verbrennungsluftmanagement (laufzahlgeregelte Gebläse zur Brennerregelung)
 - ⇒ Verbesserung des Teillastverhaltens
- Dampferzeuger
 - Reduzierung der Wandstärke von dickwandigen Bauteilen (Verteiler/Sammler) durch Erhöhung der absoluten Anzahl, Erhöhung der Linien, höherwertige Werkstoffe
 - ⇒ Erhöhung der Laständerungsgeschwindigkeit
 - Optimierung der Vorwärmstrecke (z.B. Einsatz von Gasturbinen zur Speisewasservorwärmung)
 - ⇒ Wirkungsgradsteigerung, Leistungssteigerung
 - Optimierung von Komponenten (hydraulisches System, Pumpen, Ventile, ...)
 - ⇒ Verbesserung des Teillastverhaltens, Wirkungsgradsteigerung
 - Reduzierung des Eigenbedarfs durch supra-leitende Komponenten
 - ⇒ Wirkungsgradsteigerung
- Komponenten
 - Dampfturbine
 - Ventile (Androsselung der FD-Stellventile)
 - Sensorik (Optimierung der Lebensdauerüberwachung)
 - Integration von Wärmespeichern (Heißwasser) ins Kraftwerk

- Rauchgasreinigung
 - Frequenzregelung von Pumpen und Gebläsen
- Erneuerung der Leittechnik

Entwicklungsstand der Technik

Die bestehenden Kraftwerke erreichen in der Regel hinsichtlich Laständerungsgeschwindigkeit und Mindestlast nicht den Stand der Technik, da bisher keine Notwendigkeit hierfür bestand. Stattdessen wurde bisher ausschließlich auf maximalen Wirkungsgrad bei Volllast optimiert. Werden die Anlagen durch Retrofit auf den heutigen Stand der Technik gebracht, lassen sich die Mindestlasten auf ca. 25 % bei Steinkohlekraftwerken und auf je 40 % bei Braunkohle- und GuD-Kraftwerken absenken. Die Lastgradienten lassen sich bei Steinkohle- und GuD-Kraftwerken auf ca. 4 % erhöhen, bei Braunkohlekraftwerken auf ca. 2,5 %. Darüber hinaus bestehen Entwicklungspotenziale für eine weitere Verbesserung der Flexibilitäitseigenschaften. Bis zu 10 %/min. Laständerungsgeschwindigkeit und eine Absenkung der Mindestlast auf 10 % werden für möglich gehalten [16].

Potenzial für künftig nutzbare Leistung

Die nutzbare Leistung erhöht sich durch Retrofit nur geringfügig. Es erhöht sich aber das Potenzial für schnellere Leistungsänderungen und für eine Absenkung der Mindestlast und damit der Must run Leistung des Kraftwerksparks. Die Must run Leistung wird künftig eine wesentliche Restriktion für die Nutzung Erneuerbarer Energien darstellen. Daher sind Maßnahmen zur Reduzierung der Mindestlast von Kraftwerken von besonderer Bedeutung.

Unter der Annahme, dass bei 50 % aller Anlagen, die bis 2020 oder länger in Betrieb sind, ein Retrofit mit einer Absenkung der Mindestleistung von 50 % auf 30 % durchgeführt wird, erhöht sich das Laständerungspotenzial zwischen Mindest- und Höchstlast im Jahr 2020 um 2,9 GW auf 26,4 GW, im Jahr 2030 wegen weiterer Kraftwerksstilllegungen um 1,1 GW auf 15,5 GW.

Eine starke Leistungserhöhung lässt sich durch Errichtung einer Vorschaltgasturbine erreichen. Hierbei werden die heißen Abgase aus der Gasturbine als Verbrennungsluft dem Kohlekessel zugeführt. Durch die Nutzung der Abgaswärme im Prozess wird Kohleeinsatz eingespart und der Wirkungsgrad des Kraftwerks gesteigert.

Maximale Bereitstellungsdauer

Die Bereitstellungsdauer der Leistung ist beliebig lange.

Zuschaltgeschwindigkeit aus dem Stillstand

Die Anfahrzeiten lassen sich bei Heißstarts auf ca. 2,5 Stunden bei Steinkohle- und 4 Stunden bei Braunkohlekraftwerken verkürzen. Die entsprechenden Werte für Kaltstarts liegen bei 5 bzw. 8 Stunden. Es besteht ein Potenzial für weitere Verkürzungen in Richtung 2 Stunden bei Heißstarts und 4 bis 6 Stunden bei Kaltstarts.

Laständerungspotenzial

Das Laständerungspotenzial lässt sich für das Jahr 2020 um 4,4 GW/15 min. auf 26,3 GW/15 min. erhöhen, für das Jahr 2030 um 1,6 auf 15,5 GW/15 min.

Kosten und Wirtschaftlichkeit

Die Kosten hängen stark von den im Einzelfall durchgeführten technischen Maßnahmen ab. Um nennenswerte Verbesserungen der Flexibilität zu erreichen, sind entsprechend umfangreiche Umbauten und Erneuerungen von Anlagenkomponenten erforderlich, deren Investitionsumfang schnell bei 20 bis 30 % des Neubaus eines Kraftwerks liegen können.

Dementsprechend können auch keine allgemeinen Aussagen zur Wirtschaftlichkeit getroffen werden. Die Hauptmotivation für ein Retrofit wird i. d. R. die Verlängerung der Lebensdauer der Anlage sein. Die Verbesserung der Flexibilitätseigenschaften ist dann eine zusätzliche Zielsetzung, um die wirtschaftlichen Chancen in einem enger werdenden Markt zu erhöhen. Im Vergleich zum Neubau eines Kraftwerks kann das Retrofit die preiswertere und wirtschaftlichere Alternative sein. Die Wirtschaftlichkeit wird aber auch

hier durch die aktuell niedrigen Spreads derzeit nur schwer zu erreichen sein.

Ab wann sollte die Technik sinnvollerweise zum Einsatz kommen?

Im Falle von geplanten Retrofits sollten Maßnahmen zur Erhöhung der Flexibilität unbedingt umgesetzt werden. Insbesondere die Absenkung der Mindestleistung ist von großer Bedeutung, da hierdurch die Must run Leistung der konventionellen Kraftwerke gesenkt wird und somit künftig weniger EE-Überschüsse entstehen.

Umsetzungshemmnisse

Umsetzungshemmnisse sind vor allem die niedrigen Spreads, durch die eine Investition in ein Retrofit oft nicht wirtschaftlich ist. Zwar werden durch eine Absenkung der Mindestleistung die Deckungsbeitragsverluste bei niedrigen Preisen verringert. Dieser Vorteil wird allein jedoch nicht die Investition rechtfertigen können.

Maßnahmen zur Förderung der Technik bzw. zum Abbau der Hemmnisse

Maßnahmen zum Abbau der Hemmnisse können insbesondere Anpassungen des Marktdesigns in Richtung einer Honorierung der Leistungsbereitstellung, z. B. in Form eines Kapazitätsmarktes sein.

3.3.3 Neubau hochflexibler thermischer Kraftwerke

Beschreibung der Technik

Bei neuen Kraftwerken kann das Potenzial neuer Technologien und Werkstoffe, die eine Flexibilitätssteigerung ermöglichen, direkt genutzt werden.

Entwicklungsstand der Technik

Die Kraftwerkstechnik ist lange erprobt und wird ständig verbessert. Inzwischen werden die Anlagen mehr in Richtung Flexibilitätssteigerung als in Richtung Wirkungsgraderhöhung optimiert. Der Stand der Technik und das Entwicklungspotenzial ist in Abbildung 29 dargestellt.

Potenzial für künftig nutzbare Leistung

Das Potenzial ist grundsätzlich beliebig groß. Die Frage ist, wieviel neue Kraftwerksleistung erforderlich bzw. sinnvoll ist und wirtschaftlich betrieben werden kann.

Maximale Bereitstellungsdauer

Die Bereitstellungsdauer ist beliebig lang.

Laständerungsgeschwindigkeit

Die Laständerungsgeschwindigkeiten lassen sich bei neuen Kraftwerken voraussichtlich auf 4, 6 bzw. 8 %/min. (Braunkohle, Steinkohle, GuD) erhöhen, eventuell auch noch höher bis zu 10 %/min., was bedeutet, dass der gesamte Regelbereich innerhalb von weniger als 10 Minuten durchfahren werden kann.

Zuschaltgeschwindigkeit aus dem Stillstand

Die Anfahrzeiten neuer Kraftwerke liegen heute bei Heißstarts bei ca. 2,5 Stunden bei Steinkohle- und 4 Stunden bei Braunkohlekraftwerken. Die entsprechenden Werte für Kaltstarts liegen bei 5 bzw. 8 Stunden. Es besteht ein Potenzial für weitere Verkürzungen in Richtung 2 Stunden bei Heißstarts und 4 bis 6 Stunden bei Kaltstarts.

Laständerungspotenzial

Bei Ersatz alter Kraftwerke durch neue erhöht sich das Laständerungspotenzial durch niedrigere Mindestlast der neuen Anlagen und höhere Laständerungsgeschwindigkeiten.

Kosten

Die Investitionskosten für neue Kraftwerke liegen ca. bei:

- Braunkohlekraftwerke: 1.800 €/kW
- Steinkohlekraftwerke: 1.600 €/kW
- GuD-Kraftwerke: 800 €/kW
- Gasturbinen: 400 €/kW

Wirtschaftlichkeit

Die Wirtschaftlichkeit hängt von den Preisen auf den relevanten Märkten ab. Bei den derzeitigen Energiepreisen ist der Bau neuer Kondensationskraftwerke und Gasturbinen nicht wirtschaftlich.

Ab wann sollte die Technik sinnvollerweise zum Einsatz kommen?

Die Technik sollte zum Einsatz kommen, sobald neue Kraftwerke zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit benötigt werden. Dies wird etwa ab 2020 der Fall sein. Hierbei ist jedoch zu berücksichtigen, dass Kraftwerke hohe Investitionskosten und eine lange Lebensdauer haben. Kraftwerke, die nach 2020 gebaut werden, werden immer weniger Vollbenutzungsstunden aufweisen. Für die wenigen Einsatzstunden sind Gasturbinen trotz hoher variabler Kosten die kostengünstigste Möglichkeit. Im BET Best Guess Energiemarktszenario³ wird zwischen 2023 und 2035 fast ausschließlich neue Gasturbinenleistung in Höhe von ca. 20 GW zugebaut, nach 2035 werden aufgrund von Stilllegungen von Stein- und Braunkohlekraftwerken auch GuD-Anlagen zugebaut. Neue Kohlekraftwerke werden aufgrund der hohen Investitionskosten in Kombination mit niedrigen Vollbenutzungsstunden nicht mehr sinnvoll sein.

Wenn die Erneuerbaren Energien fast 100 % des Strombedarfs decken sollen, wird „Power to Gas“ (siehe auch Kapitel 3.4.5) unumgänglich, um die Versorgungssicherheit aufrecht zu erhalten. Für die Rückverstromung des Gases werden Gaskraftwerke und BHKW benötigt. Daher sind die konventionellen Kraftwerkstechniken auch langfristig von Bedeutung.

Umsetzungshemmnisse

Das wesentliche Umsetzungshemmnis ist die schlechte Wirtschaftlichkeit im derzeitigen Marktdesign, bei dem nur die erzeugte Arbeit einen Wert hat und nicht die Bereitstellung von Leistung. Da die Kraftwerke in

3. Das Best Guess Energiemarktszenario gibt die Einschätzung der BET-Experten über die aus heutiger Sicht wahrscheinlichste Entwicklung des Strommarkts wieder. Hierzu wird ein Fundamentalmmodell eingesetzt, mit dem ausgehend vom Status quo unter Berücksichtigung politischer Zielvorgaben und Langfristprognosen über Preisentwicklungen ein kostenoptimales Zukunftsszenario berechnet wird. Das Ausbauszenario für Erneuerbare Energien entspricht hierbei etwa dem der Bundesregierung.

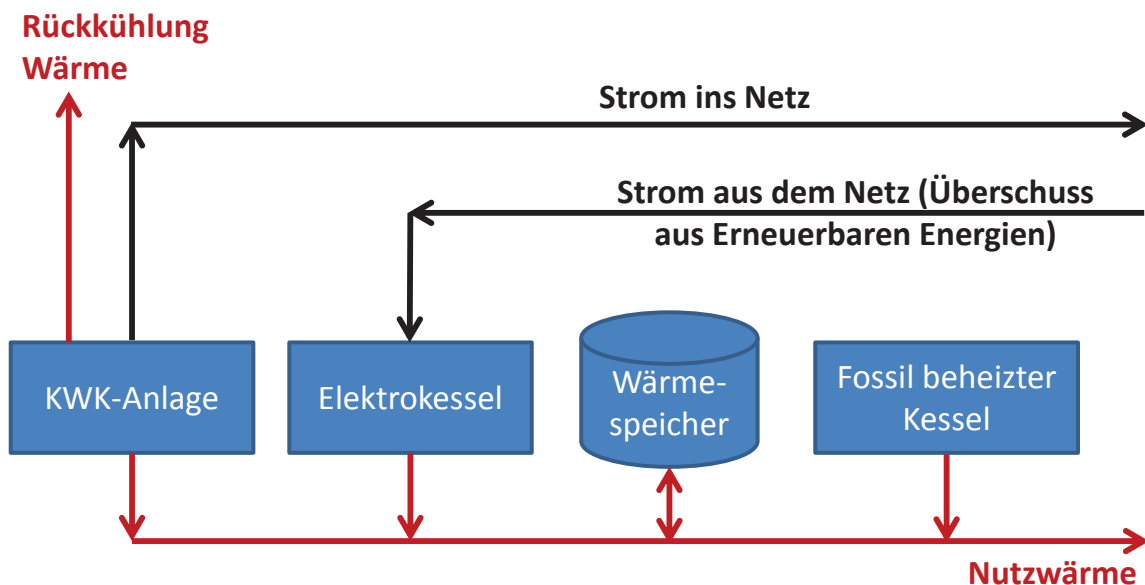


Abbildung 31: Flexibilisierungsoptionen KWK-Anlage

Zukunft nur noch die Lücken füllen müssen, wenn Wind und Sonnenenergie nicht verfügbar sind, erzeugen sie immer weniger Strom. Die Preise in Zeiten mit traditionell hohen Strompreisen (Peak-Stunden) sinken aufgrund der Photovoltaikeinspeisungen. Daher sind die Deckungsbeiträge für konventionelle Kraftwerke auf Werte gesunken, die weit von einer Deckung der Vollkosten entfernt sind. Da die Preisbildung am Spotmarkt auf Basis der Grenzkosten der Kraftwerke erfolgt, wird sich diese Situation auch in Zukunft nicht wesentlich ändern. Konventionelle Kraftwerke werden aber noch lange in gewissem Umfang benötigt werden, sowohl als Reserveleistung bei wenig Wind und Sonne als auch zur Sicherstellung der Systemstabilität.

Entsprechend einer Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber [17] beträgt die Must run Kapazität zur Sicherstellung der Systemstabilität heute ca. 20 GW. Prognos geht davon aus, dass diese Must run Kapazität im deutschen Stromsystem bis zum Jahr 2050 auf 5 GW gesenkt werden kann [18].

Maßnahmen zur Förderung der Technik bzw. zum Abbau der Hemmnisse

Maßnahmen zum Abbau der Hemmnisse können insbesondere Anpassungen des Marktdesigns in Richtung einer Honorierung der Leistungsbereitstellung, z. B. in Form eines Kapazitätsmarktes sein.

3.3.4 Stromgeführte Fahrweise KWK (in Verbindung mit Wärmespeichern)

In diesem Kapitel werden ausschließlich KWK-Anlagen auf Basis fossiler Brennstoffe betrachtet. KWK mit Biomasse wird separat in Kapitel 3.2.3 behandelt.

Beschreibung der Technik

Eine stromgeführte Fahrweise von KWK-Anlagen ist durch folgende Techniken erreichbar:

- Wärmespeicher
- Kühler
- fossil beheizter Kessel
- Elektrokessel

Eine zeitliche Verlagerung von KWK-Stromerzeugung ist nur durch Wärmespeicher in Verbindung mit einer

größeren Auslegung der KWK-Anlage möglich, da dieselbe Wärmemenge in kürzerer Zeit erzeugt werden muss. Mit Einrichtungen zur Rückkühlung kann zusätzlicher Kondensationsstrom erzeugt werden, wenn kein oder wenig Wärmebedarf vorhanden ist. Ein fossil beheizter Kessel vermeidet unwirtschaftliche KWK-Stromerzeugung bei niedrigen Strompreisen. Ein Elektrokessel vermeidet unwirtschaftliche KWK-Stromerzeugung bei sehr niedrigen Strompreisen und kann Überschüsse aus Erneuerbaren Energien nutzen.

Entwicklungsstand der Technik

Alle erforderlichen Techniken sind verfügbar und erprobt. Ihre Anwendung ist allein eine Frage der Wirtschaftlichkeit.

Heute vorhandene installierte Leistung

Bei KWK-Anlagen ist zu unterscheiden nach solchen mit Stromverlust (mit Entnahme-Kondensationsturbinen, meist größere Heizkraftwerke und Großkraftwerke mit Wärmeauskopplung) und solchen mit konstantem Strom-/Wärmeverhältnis (BHKW, Gasturbinen, Gegendruck-Dampfturbinen). Anlagen mit Stromverlust werden heute i. d. R. bereits stromgeführt eingesetzt. Das heißt, die Anlagen erzeugen nur dann Wärme, wenn die Strompreise zumindest so hoch sind, dass sich unter Berücksichtigung der Wärmeerlöse noch ein positiver Deckungsbeitrag ergibt. Andernfalls kommt der Reserve- und Spitzenkessel zum Einsatz. Ein Wärmespeicher kann bei diesen Anlagen die Laufzeit des Kessels reduzieren und die KWK-Strommenge erhöhen.

KWK-Anlagen mit konstantem Strom-/Wärmeverhältnis werden dagegen heute in der Regel wärmegeführt betrieben. Strom wird automatisch dann erzeugt, wenn Wärmebedarf gedeckt werden muss und nicht wenn Strom gebraucht wird. Werden die Anlagen in der Zukunft weiter so betrieben, wird dadurch die Must run Leistung erhöht und es wird zunehmend der Fall eintreten, wo Erneuerbare Energien abgeregelt werden müssen, damit die KWK-Anlagen laufen können. Daher ist eine Flexibilisierung der KWK-Stromerzeugung anzustreben.

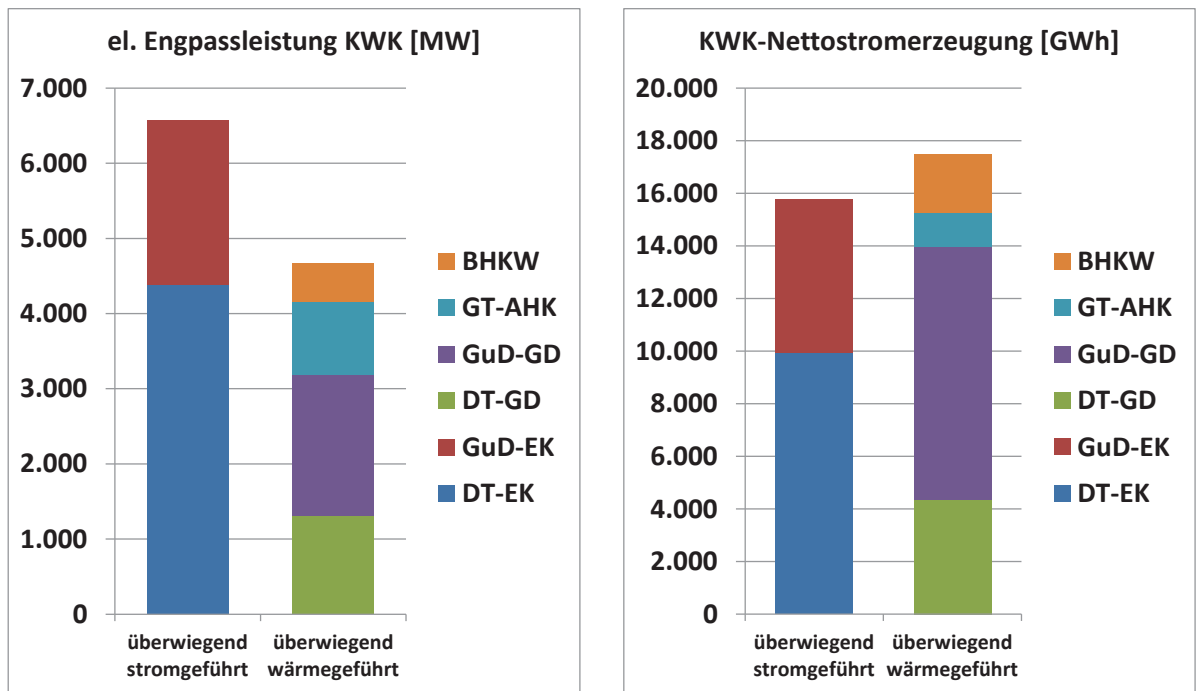
Diese wird im Wesentlichen durch einen Wärmespeicher erreicht, durch den die Stromerzeugung vom Wärmebedarf entkoppelt werden kann. Die Einbindung eines Elektrokessels schafft zusätzliche Flexibilität, da hier überschüssiger Strom aus Erneuerbaren Energien zur Wärmeerzeugung genutzt werden kann und den Einsatz fossiler Energien vermeidet. (siehe separates Kapitel 3.1.3 „Überschussstrom zu Wärme“).

Abbildung 32 zeigt die Ende 2010 beim AGFW registrierte installierte KWK-Leistung und KWK-Nettostromerzeugung. Hierbei handelt es sich um Anlagen der allgemeinen Versorgung, die in Fernwärmenetze einspeisen. Dabei wird deutlich, dass in diesen Anlagen derzeit mehr als die Hälfte des KWK-Stroms in wärmegeführten Anlagen erzeugt wird.

Abbildung 33 zeigt die gesamte KWK-Stromerzeugung in Deutschland für 2011. Über die Anteile, die heute bereits stromgeführt betrieben werden, liegen keine Informationen vor. Nach eigener grober Schätzung auf der Basis BET bekannter Anlagen, liegen diese Anteile bei ca. 50 % in der allgemeinen Versorgung, bei ca. 30 % in der Industrie und ca. 20 % bei sonstigen Anlagen. Unter der Annahme von mittleren Vollbenutzungstunden von 4.000 (allgemeine Versorgung), 6.000 (Industrie), 5.000 (sonstige) ergibt sich daraus eine heute bereits flexibel einsetzbare geschätzte KWK-Leistung von ca. 8 GW. Da ein Großteil dieser Leistung aus großen Kraftwerken mit Wärmeauskopplung kommt, gibt es hier Überschneidungen mit den Angaben zu Kraftwerken (vgl. Kapitel 3.3.1). Eine klare Abgrenzung von Kraftwerksleistung und KWK-Leistung gibt es leider nicht.

Potenzial für künftig nutzbare Leistung

Die Bundesregierung hat sich zum Ziel gesetzt, die KWK-Stromerzeugung in Deutschland bis zum Jahr 2020 auf 25 % zu erhöhen. Dies sind bei einer Nachfrage von 557 TWh 139 TWh KWK-Strom. Grundsätzlich ist es technisch möglich, alle KWK-Anlagen zu erweitern und mit Wärmespeichern auszustatten um sie dann flexibel einsetzen zu können. In der Industrie wird dies schwieriger umzusetzen sein, da hier

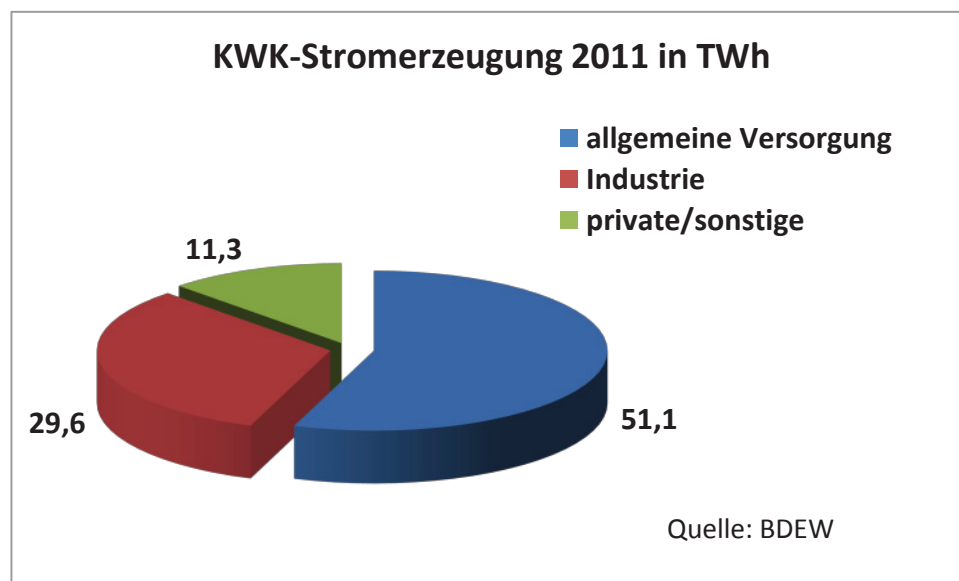


Quelle: AGFW-Hauptbericht 2011

Abbildung 32: Engpassleistung und Stromerzeugung AGFW-„eigener“ KWK-Anlagen

meist ein relativ gleichmäßiger Prozesswärmebedarf bei hohen Temperaturen besteht. Um die Anlagen zu flexibilisieren, ist eine erhebliche Leistungserhöhung erforderlich und der Wärmespeicher muss i. d. R. als

Dampfspeicher ausgelegt sein. Hierdurch entstehen höhere Kosten, so dass die Maßnahmen weniger wirtschaftlich sind als in der allgemeinen Versorgung. Auch können räumliche Restriktionen dem erforder-



Quelle: BDEW

Abbildung 33: KWK-Stromerzeugung in Deutschland 2011; Quelle: BDEW

lichen Ausbau der Anlagen entgegenstehen. Das umsetzbare Potenzial wird daher auf 90 % in der allgemeinen Versorgung und 50 % in der Industrie und bei sonstigen Anlagen abgeschätzt. Dies entspricht in der Summe einer flexiblen KWK-Leistung von 23 GW im Jahr 2020. Nach 2020 ist aus heutiger Sicht kein wesentlicher weiterer Anstieg des Potenzials zu erwarten. Eine weitere Erhöhung wäre nur bei massivem Ausbau von Fern- und Nahwärmenetzen möglich. Eine detailliertere Betrachtung dieser Thematik wird im Modul „Wärmeflexibilitäten“ erfolgen.

Maximale Bereitstellungsdauer

Mit dieser Maßnahme lässt sich eine Verlagerung über einige Stunden erzielen. Zum Beispiel kann der Wärmespeicher nachts und zur Mittagszeit bei viel PV-Erzeugung geladen werden und in den Morgen- und Abendstunden entladen werden. Eine Verlagerung über Tage hinweg lohnt sich nicht wegen des unverhältnismäßig hohen Speicherbedarfs mit entsprechenden Investitionskosten. Nach Guss [19] liegt das Optimum der Wärmespeicherkapazität bei 6 Stunden.

Zuschaltgeschwindigkeit aus dem Stillstand und Laständerungsgeschwindigkeit

BHKW lassen sich in weniger als 5 Minuten aus dem Stillstand auf maximale Leistung hochfahren und wieder abschalten und können auch im Teillastbetrieb gefahren werden. Somit kann die gesamte installierte Leistung als Laständerungspotenzial genutzt werden. Bei entsprechender Bündelung vieler Anlagen lässt sich somit auch Sekundärregelenergie und Minutenreserve bereitstellen.

Anlagen mit Dampfprozess sind langsamer im Regelverhalten. Bei diesen Anlagen steht meist nur der Bereich zwischen Mindest- und Höchstlast zum Ausgleich zur Verfügung.

Laständerungspotenzial

Das geschätzte Laständerungspotenzial liegt bei ca. 15 bis 20 GW/h von 2020 bis 2030.

Kosten und Wirtschaftlichkeit

Derzeit werden KWK-Anlagen durch das KWK-Gesetz gefördert. Die Fördersätze wurden in 2012 erhöht. Außer KWK-Strom werden auch Investitionen in Wärmenetze und in Wärmespeicher gefördert. Die Investitionskosten für Wärmespeicher sind stark größenabhängig und liegen je nach Größe und technischer Ausführung zwischen 100 und 800 €/m³ (siehe Abbildung 34). Hiervon werden 30 % durch das KWK-Gesetz gefördert.

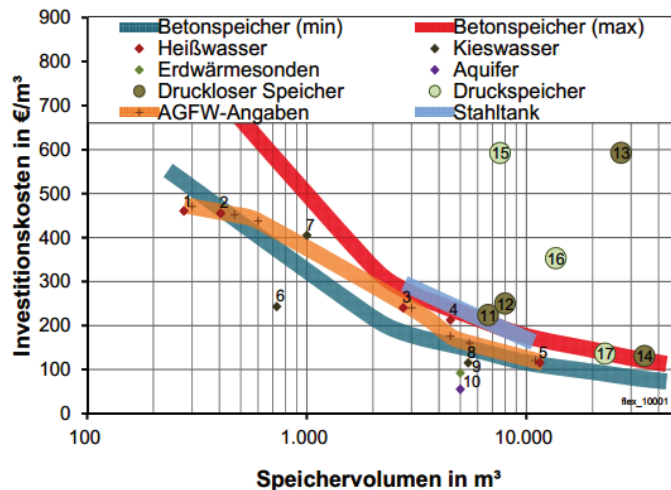
Die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen hängt stark vom Verlauf des Wärmebedarfs, von der Anlagenauslegung und vom Preisszenario ab. Unter Nutzung der Zuschüsse aus dem KWK-Gesetz ist i. d. R. ein wirtschaftlicher Betrieb möglich.

Die Wirtschaftlichkeit eines zusätzlichen Wärmespeichers ist, sofern der Strom stündlich vermarktet wird, vor allem abhängig vom Spread der Strompreise in Kombination mit der bisherigen Fahrweise der Anlage. Ist die Anlage bisher überwiegend in der Grundlast gelaufen, erreicht man mit einem Speicher nur dann eine wesentliche Verlagerung der Stromerzeugung, wenn gleichzeitig die Leistung der Anlage erhöht wird. In vielen Fällen lohnt sich der Einsatz eines Wärmespeichers heute schon. Negativ wirkt sich die derzeit sehr geringe Spreizung bei den Strompreisen aus. Bei zunehmender Einspeisung Erneuerbarer Energien ist zu erwarten, dass die Spreizung wieder zunimmt.

Kleine Anlagen verfügen oft ohnehin über einen Wärmespeicher, um häufiges Takten zu vermeiden und eine bessere Anpassung der Wärmeerzeugung an die Wärmelastkurve zu erreichen. Bisher haben diese Anlagen aber keinen Anreiz, den Strom bedarfsgerecht zu erzeugen, da diese Anlagen vom Netzbetreiber eine pauschale Vergütung erhalten, die unabhängig vom Zeitpunkt der Erzeugung ist („üblicher Preis“).

Erst in einem smart grid mit zeitvariablen Einspeisetarifen könnten die entsprechenden Preissignale an die Anlagenbetreiber gegeben werden.

Kosten von Fernwärmespeichern



#	Standort	Typ
1	Illmenau	Heißwasser
2	Rottweil	Heißwasser
3	Hannover	Heißwasser
4	Hamburg	Heißwasser
5	Friedrichshafen	Heißwasser
7	Steinfurt	Kieswasser
6	Stuttgart	Kieswasser
8	Chemnitz	Kieswasser
9	Neckarsulm	Erdwärmesonden
10	Rostock	Aquifer
11	Halle	Druckloser Speicher
12	Augsburg	Druckloser Speicher
13	Salzburg	Druckloser Speicher
14	Linz	Druckloser Speicher
15	Münster	Druckspeicher
16	Schwerin	Druckspeicher
17	Saarlouis	Druckspeicher

Abbildung 34: Kosten von Fernwärmespeichern; Quelle: Mauch, W., FfE, 2012 [20]

Ab wann sollte die Technik sinnvollerweise zum Einsatz kommen?

Mit der Einführung dieser Technik sollte heute schon begonnen werden, da hier mit relativ geringem Zusatzaufwand ein erhebliches Flexibilitätspotenzial erschließbar ist und unnötige Must run Leistung vermieden werden kann. Spätestens ab 2020 sollte es keine rein wärmegeführten KWK-Anlagen mehr geben.

In Gebieten mit Netzengpässen kann die Technik zur Vermeidung der Abregelung von EE-Anlagen beitragen, insbesondere in Verteilnetzen mit hoher PV-Leistung. Durch die Kombination von PV mit flexibler KWK kann unter Umständen auf eine aufwändige Netzverstärkung verzichtet werden.

Umsetzungshemmnisse

- Zusätzliche Investitionskosten
- Der KWK-Zuschlag im KWK-Gesetz ist unabhängig vom Zeitpunkt der Einspeisung und bietet daher keine Anreize für eine stromgeführte Fahrweise. Dies gilt insbesondere für kleine und mittelgroße KWK-Anlagen, die auch für den erzeugten Strom eine konstante Vergütung erhalten („üblicher Preis“ = Durchschnittsbörsenpreis der letzten 3 Monate)

- Geringe Spreads bieten derzeit wenig Anreiz zu stromgeführter Fahrweise.
- Der Wärmenetzausbau ist oft trotz Förderung nicht wirtschaftlich.
- Hochtemperaturprozesswärme (über 150 °C) in der Industrie ist nur bedingt speicherbar.

Maßnahmen zur Förderung der Technik bzw. zum Abbau der Hemmnisse

- Förderung von Wärmespeichern im KWK-Gesetz eventuell nach Anlagengröße differenzieren
- Modifizierung des KWK-Gesetzes weg vom Pauschalzuschlag für KWK-Strom hin zu einer zeitvariablen Bemessung des Zuschlags in Abhängigkeit vom Strombedarf oder Einführung einer Flexibilitätsprämie wie im EEG

3.3.5 Nutzung von Netzersatzanlagen

Beschreibung der Technik

Notstromsysteme werden vor allem in großen Rechenzentren und in Krankenhäusern vorgehalten, um die Stromversorgung im Fall eines Stromausfalls aufrecht zu halten. In der Regel handelt es sich hier um Gas- oder Heizöl gefeuerte Verbrennungsmotoren mit

Generator. Durch kurzzeitige Nutzung kann ein Beitrag zur Abdeckung extremer Spitzen der Residuallast und zum Abfahren hoher positiver Gradienten der Residuallast geleistet werden.

Die Technik ist erprobt und steht zur Verfügung.

Heute vorhandene installierte Leistung

Der Strombedarf für Rechenzentren und Server lag gemäß einer Studie im Auftrag des UBA [20] in 2008 bei 10,1 TWh, davon ca. 6 TWh für große und mittlere Rechenzentren, die in der Regel über Notstromaggregate verfügen, um ihre Leistung abzusichern. Da die Anlagen rund um die Uhr betrieben werden, ergibt sich hieraus bei 8.000 Vollbenutzungsstunden eine installierte Leistung an Notstromaggregaten von ca. 750 MW. Über die Verwendung der Technik in anderen Bereichen liegen keine Informationen vor. Eine grobe Abschätzung des Potenzials in Krankenhäusern wurde über eine Hochrechnung der Anlage im Klinikum München über die Bettenzahl vorgenommen. Hieraus ergibt sich eine installierte Leistung an Notstromaggregaten in Krankenhäusern von ca. 6 GW. In [22] wird die insgesamt in Deutschland installierte Leistung an Notstromaggregaten auf mehr als 20 GW geschätzt, diese Zahl erscheint uns jedoch zu hoch. Schätzungen eines auf die Poolung von solchen Anlagen spezialisierten Unternehmens liegen bei 5 bis 8 GW. Grundsätzlich besteht heute bereits die Möglichkeit, die Anlagen im Regelenenergiemarkt einzusetzen. Bei kleineren Anlagenleistungen ist hierfür eine Bündelung mehrerer Anlagen erforderlich.

Potenzial für künftig nutzbare Leistung

Über die künftige Entwicklung des Bedarfs an Leistungsabsicherung liegen keine Informationen vor. Abhängig vom Energieeinsparszenario kann der Bedarf steigen oder sinken. Hier wird ein konstanter Bedarf angenommen.

Maximale Bereitstellungsdauer

Die Einsatzmöglichkeiten werden vor allem im Bereich der positiven Regelenenergie (Sekundärregelung und Minutenreserve) gesehen, eventuell auch über mehrere Stunden. Im Prinzip ist auch der Einsatz über

mehrere Tage oder sogar Wochen möglich. Dies wird aber in der Regel wegen der relativ niedrigen Wirkungsgrade und somit hohen variablen Kosten nicht wirtschaftlich sein.

Zuschaltgeschwindigkeit aus dem Stillstand und Laständerungsgeschwindigkeit

Die Anlagen sind in wenigen Minuten aus dem Stillstand auf volle Leistung hochzufahren und wieder abzuschalten und i. d. R. auch in niedriger Teillast zu betreiben.

Laständerungspotenzial

Das Laständerungspotenzial entspricht etwa dem gesamten vorhandenen Potenzial von geschätzt 5 bis 8 GW und ist innerhalb weniger Minuten aktivierbar.

Kosten und Wirtschaftlichkeit

Die Technik erfordert keine zusätzlichen Investitionskosten in die Anlagentechnik. Diese ist ohnehin vorhanden. Es sind lediglich geringe Investitionen in die Steuerungstechnik erforderlich. Die Kosten des Einsatzes sind die variablen Kosten der Anlage, die vom Brennstoff und vom Wirkungsgrad abhängen. In der Regel handelt es sich um gas- oder heizölbefeuerte Motoren mit Wirkungsgraden zwischen 30 und 40 %.

In Knappheitssituationen mit entsprechend hohen Spot- oder Regelenenergiepreisen kann der Einsatz der Anlagen heute bereits wirtschaftlich sein. Voraussetzung ist der Zugang zu den entsprechenden Märkten, der wegen der relativ geringen Leistungen meist nur durch Bündelung von Anlagen erreichbar sein wird.

Ab wann sollte die Technik sinnvollerweise zum Einsatz kommen?

Die Technik kann sofort eingesetzt werden. Voraussetzung ist die Möglichkeit der Ansteuerung der Anlage durch den Netzbetreiber.

Umsetzungshemmnisse

- Restriktionen der Regelenenergiemärkte insbesondere die Mindestleistung betreffend

- Keine Preissignale beim Anlagenbetreiber, da dieser keinen stündlich differenzierten Strompreis hat.

Maßnahmen zur Förderung der Technik bzw. zum Abbau der Hemmnisse

- Einführung von Smart grids
- Absenkung der Leistungsgrenzen zur Teilnahme an den Regelenenergiemärkten

3.4 Stromspeicher

Bisher wurde Strom nur in sehr geringen Mengen oder über kurze Zeiträume gespeichert, da die Speicherung mit Verlusten verbunden und teuer ist. Bei hohen Anteilen Erneuerbarer Energien im System wird das Speichern von Strom in größerem Umfang jedoch unumgänglich sein.

Folgende Speichertechnologien stehen prinzipiell zur Auswahl:

- Pumpspeicher
- Druckluftspeicher
- Batterien (Blei-Säure, Li-Ionen, Redox-Flow-Akkumulatoren)
- Erzeugung und Rückverstromung von Wasserstoff oder Methan („Power to Gas“)

Die einzelnen Techniken unterscheiden sich stark hinsichtlich

- Energiedichte
- Speicherkapazität
- Verluste
- Zyklenzahl
- Kosten
- Entwicklungsstand

Daher sind je nach Anwendungsfall unterschiedliche Speichertechnologien optimal.

Abbildung 35 zeigt die typischen Einsatzbereiche, die sich sowohl aus den technischen Parametern als auch aus der Kostenstruktur ergeben.

3.4.1 Pumpspeicher in Deutschland

Beschreibung der Technik

Pumpspeicherkraftwerke speichern Energie, indem sie bei Stromüberschüssen Wasser von einem Unterbecken in ein Oberbecken pumpen. Zu Zeiten, in denen eine erhöhte Nachfrage nach Strom besteht, fließt das Wasser über die Turbinen des Pumpspeicherkraftwerks zurück ins Unterbecken, hierbei wird Strom erzeugt und in das Netz ein- bzw. zurückgespeist.

Entwicklungsstand der Technik

Pumpspeicher stellen derzeit die einzige technisch ausgereifte und kostengünstige Option zur Stromspeicherung dar. Sie sind erprobt und bieten eine akzeptable Effizienz. Der Wirkungsgrad neuer Pumpspeicherkraftwerke liegt bei 75-80 %.

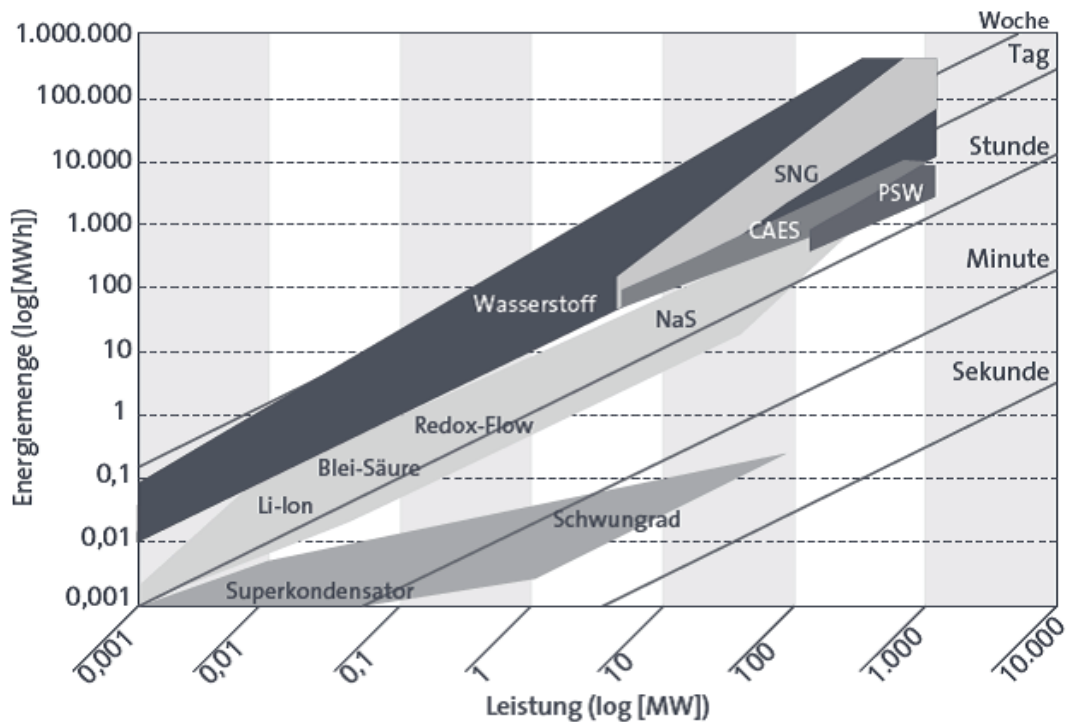
Heute vorhandene installierte Leistung

In Deutschland sind gegenwärtig Pumpspeicherkraftwerke mit einer Kapazität von rd. 6,5 GW installiert. Das gesamte Pumpstromaufkommen in 2010 belief sich auf rd. 8.620 GWh.

Potenzial für künftig nutzbare Leistung

Derzeit sind über 10 Pumpspeicherkraftwerksprojekte mit einer Gesamtleistung von rd. 4,2 GW für den Zeithorizont bis 2020 im Planungsstadium. Der Realisierungsgrad der einzelnen Projekte ist unterschiedlich stark fortgeschritten, der Projektstand reicht von der Voruntersuchungsphase bis zum abgeschlossenen Raumordnungsverfahren.

Pumpspeicherkraftwerke benötigen große Staubecken, die naturgemäß im Gebirge am leichtesten anzulegen sind. Daher bieten vor allem die Mittelgebirge und Süddeutschland günstige Bedingungen für den weiteren Ausbau. In [24] wird allein für den Regierungsbezirk Arnsberg ein Potenzial von 40 GWh



Li-Ion: Lithiumionen; NaS: Natrium-Schwefel, CAES: Druckluftspeicher; SNG: synthetisches Methan (»power to gas«); PSW: Pumpspeicherkraftwerke

Quelle: LBST et al. 2012, S. 70

Abbildung 35: Einsatzbereiche verschiedener Speichertechnologien [23]

bzw. 7,5 GW ohne Nutzung der Talsperren ermittelt. Unter Einbeziehung der vorhandenen Talsperren als Unterbecken ließe sich das Potenzial verdoppeln. Bei Hochrechnung dieser Ergebnisse auf Deutschland ergibt sich ein Potenzial von 2.000 GWh [24], was den Speicherbedarf für Speicherung über mehrere Stunden weit übersteigt.

Letztendlich ist das vorhandene technische Potenzial jedoch durch wirtschaftliche, gesellschaftliche und politische Faktoren begrenzt. Jeder Neubau stellt darüber hinaus einen Umwelteingriff dar, bei dem Konflikte mit dem Landschafts- und Naturschutz kritisch geprüft werden müssen. Zahlreiche Studien attestieren aus diesem Grund ein geringes Ausbaupotenzial und begrenzte Standorte [25], [26], [27]. Eine Angabe des gesamten „realisierbaren“ Potenzials ist aus heutiger Sicht nicht möglich, da es sich bei der Bewertung der Realisierbarkeit jeweils um Einzelfall-

entscheidungen mit zahlreichen Einflussparametern handelt, deren Ergebnis sich schwer prognostizieren lässt. Es bleibt aber festzuhalten, dass ein nicht unwesentliches technisches Neu- und Ausbaupotenzial für Pumpspeicherkraftwerke besteht und bei ausreichend früher Einbeziehung aller Beteiligten in den Entscheidungsprozess vermutlich einige geeignete Lösungen zur Realisierung zusätzlicher Projekte gefunden werden können [28].

Maximale Bereitstellungsdauer

Die Bereitstellungsdauer ist im Wesentlichen abhängig von der Größe (und dem aktuellen Füllstand) des Speicherbeckens. Bei maximalem Füllstand beträgt die durchschnittliche Bereitstellungsdauer der Maximalleistung 6 Stunden, je nach geographischen Gegebenheiten des Pumpspeicherkraftwerks variiert die maximale Bereitstellungsdauer jedoch stark zwischen 3,5 und gut 12 Stunden. Grundsätzlich kön-

nen Pumpspeicher auch als Langzeitspeicher eingesetzt werden. Hierfür wäre jedoch ein Vielfaches der vorhandenen Potenziale an Speicherkapazität erforderlich, so dass für die Langzeitspeicherung auch (teurere) andere Technologien zum Einsatz kommen müssen.

Laständerungsgeschwindigkeit

Pumpspeicherkraftwerke sind sehr schnell regelbar. Daher können sie sehr gut für Aufgaben der Netzregelung eingesetzt werden. Die gesamte installierte Leistung steht als Laständerungspotenzial in wenigen Minuten zur Verfügung.

Zuschaltgeschwindigkeit aus dem Stillstand

Pumpspeicherkraftwerke können innerhalb von durchschnittlich 75-110 Sekunden aus dem Stillstand auf die volle Leistung hochgefahren bzw. abgeschaltet werden. Umgekehrt ist eine Umstellung auf maximalen Pumpbetrieb durchschnittlich in rund drei Minuten möglich. Hochflexible Anlagen können noch sehr viel schneller, in nur jeweils 30 Sekunden, aus dem Stillstand auf vollen Pump- oder Turbinierbetrieb hochfahren.

Die Kraftwerke können unabhängig vom vorhandenen Stromnetz aus dem Stillstand angefahren werden (schwarzstartfähig) und haben damit insbesondere bei großflächigen Ausfällen eine wichtige Bedeutung zur Wiederherstellung der Systemstabilität.

Kosten

Die Betriebskosten und insbesondere die spezifischen Investitionen sind von einer Vielzahl von Einflussfaktoren abhängig, u. a. vom Verhältnis der Speicherbeckengröße zur Pump- bzw. Turbinierleistung und von den geographischen Gegebenheiten. Die Spanne der spezifischen Investitionen beträgt etwa 1.000 bis 1.400 €/kW. Diese Zahlen sind Erfahrungswerte von BET aus aktuellen Projektplanungen. Sie liegen höher als die üblicherweise in Studien angegebenen Werte von 650 bis 1.100 €/kW. Die (fixen) Betriebskosten können mit 1,5-2 % der Investitionen abgeschätzt werden.

Wirtschaftlichkeit

Pumpspeicherkraftwerke stellen heute sowie kurz- bis mittelfristig die wirtschaftlichste großtechnische Speichertechnologie dar. Bei den aktuellen Strompreisen (geringe Preisspreizung, niedrige Preise für Regelleistung) reichen die Erlöse jedoch nicht aus, um die Investitionskosten neuer Anlagen zu refinanzieren.

Ab wann sollte die Technik sinnvollerweise zum Einsatz kommen?

Im Vergleich mit anderen Speichersystemen bieten Pumpspeicherkraftwerke

- eine langjährig erprobte, ausgereifte und zuverlässige Technologie mit
- einer vergleichsweise guten Effizienz bei
- vergleichsweise guter Wirtschaftlichkeit und
- einer hohen Lebensdauer (>50 Jahre).

Da unbestritten ein großer und zukünftig wachsender Bedarf an Stromspeichern existiert, sollten die zusätzlichen Potenziale von Pumpspeicherkraftwerken unter o. g. Gesichtspunkten baldmöglichst erschlossen werden. Zu berücksichtigen ist dabei auch, dass der Vorlauf für die Realisierung eines solchen Kraftwerksprojekts mehrere Jahre bis hin zu einem Jahrzehnt beträgt.

Umsetzungshemmnisse

Das Interesse diverser Investoren an Pumpspeicherprojekten ist zwar vorhanden, die fehlenden Preissignale aus dem Spot- und Regelenenergiemarkt führen allerdings in Abhängigkeit der angenommenen Randbedingungen zu einer geringen Wirtschaftlichkeit bis hin zur Unwirtschaftlichkeit von Neuanlagen. Vor allem neue Marktteilnehmer empfinden das große Ausmaß an Unsicherheiten ihrer Investition als Hemmnis.

Anreize zur Investition in Speichertechnologien könnten (z. B. Wegfall der Netzentgelte für „Systemdienstleister“ und Kapazitätsmechanismen sein.

3.4.2 Pumpspeicher im Ausland

Die Alpenländer und Skandinavien weisen im Vergleich mit Deutschland ein sehr viel größeres Potenzial zur Stromerzeugung aus Wasserkraft auf. Diese Wasser- bzw. Speicherkraftwerke haben einen natürlichen Zufluss und verfügen über enorme Speicherkapazitäten, die das Potenzial in Deutschland um ein Vielfaches übersteigen. Die Speicherkapazitäten in Norwegen und Schweden sind dabei schätzungsweise drei- bis viermal so groß wie die der Alpenländer.

In der Regel besitzen diese Speicherkraftwerke allerdings kein Unterbecken und kein Pumpwerk, der Speichereffekt wird bislang nur durch eine Reduzierung der Turbinierleistung und ein Anstauen der Wassermenge im Oberbecken erzielt. Die installierte Pump-Speicherleistung in diesen Ländern ist daher deutlich geringer als in Deutschland. Bei einigen dieser Wasserkraftwerke wäre eine Pumpfunktion prinzipiell nachrüstbar, womit zusätzliche Speicherkapazitäten erschlossen werden könnten.

Heute vorhandene installierte Leistung

Österreich & Schweiz

Die Alpenländer Österreich und Schweiz haben einen hohen Anteil Wasserkraft am nationalen Strommix. Bei den meisten Pumpspeicherkraftwerken handelt es sich um ehemals reine Speicherkraftwerke (mit einer erheblichen Bedeutung des natürlichen Zulaufs), die nachträglich mit zusätzlicher Pumpfunktion ausgestattet wurden. In der Schweiz sind derzeit rund 2 GW Pumpleistung installiert (dem gegenüber stehen rd. 8 GW reine Turbinierleistung aus Speicherkraftwerken mit natürlichem Zufluss), in Österreich rd. 3 GW.

Die Kapazitätsangaben zu den Speichern in Österreich und der Schweiz schwanken zwischen 12 und 30 TWh. Die speicherbare Energiemenge ist damit sehr viel größer als in Deutschland, wo in Summe nur etwa 0,04 TWh Strom zwischengespeichert werden können.

Norwegen & Schweden

In diesen Ländern entfällt ebenfalls der Großteil der Wasserkraftwerke auf reine Speicherwerke mit natürlichem Zufluss. In Norwegen sind derzeit knapp 30 GW Leistung installiert, davon jedoch nur rd. 0,6 GW Pumpleistung. Unter den Wasserkraftwerken in Schweden mit einer Gesamtleistung von rd. 16 GW befindet sich ebenfalls nur ein Pumpspeicherkraftwerk.

Die skandinavischen Speicherkapazitäten sind mit knapp 120 TWh (davon 70 % in Norwegen) nochmals sehr viel größer als die Speicherkapazitäten der Alpenländer.

Frankreich, Spanien, Luxemburg, Belgien

Die Pumpspeicherkraftwerke in Frankreich und Spanien haben eine installierte Leistung von jeweils rd. 5 GW. Luxemburg verfügt über eine Pumpspeicherkraftwerksleistung von rd. 1 GW, Belgien über rd. 1,3 MW.

Potenzial für künftig nutzbare Leistung

Bei der Ermittlung des zukünftig nutzbaren Potenzials sind neben den Speicherkapazitäten insbesondere die vorhandenen bzw. geplanten Netze zu berücksichtigen. Die Anbindung an Österreich ist gut ausgebaut. Der Bau eines Interkonnektors zwischen Deutschland und Norwegen mit einer Übertragungskapazität von 1.400 MW ist geplant, mit der Fertigstellung ist (frühestens) 2018 zu rechnen [29].

Ferner ist zu berücksichtigen, dass die betrachteten Länder inzwischen eigene Ausbaupläne für Windenergie und Photovoltaik haben und damit zukünftig ebenfalls einen wachsenden Speicherbedarf für inländisch erzeugten Strom haben werden.

Österreich & Schweiz

In Österreich ist bis 2020 mit einer zusätzlichen Pumpleistung von rd. 3,7 GW (zum Großteil bereits in Bau), in der Schweiz mit weiteren knapp 3 GW (ebenfalls bereits im Bau) zu rechnen. Bei den Projekten handelt es sich überwiegend um Umbauten bzw.

Nachrüstungen von Speicherkraftwerken mit natürlichem Zulauf.

Norwegen & Schweden

Viele der skandinavischen Speicherkraftwerke besitzen ein natürliches Unterbecken, diese könnten mit vergleichsweise geringem Aufwand mit einer Pumpspeicherfunktion nachgerüstet werden. Hierdurch wären bis zu 25 GW zusätzliche Pumpspeicherleistung erschließbar.

Kosten und Wirtschaftlichkeit

Die Kosten sind deutlich höher als bei Nutzung von deutschen Pumpspeicherkraftwerken, zum einen wegen der Investitionskosten für zusätzliche Stromleitungen, zum anderen wegen der Transportverluste. Letztere werden bei einem Transport von und nach Norwegen auf 7 bis 10 % geschätzt [30]. Damit reduziert sich der Gesamtsystemwirkungsgrad von ca. 75 % auf 65-68 % und liegt damit noch geringfügig höher als der von adiabaten Druckluftspeichern.

Die Investitionskosten für ein 600 km Seekabel nach Norwegen für eine Übertragungsleistung von 1,4 GW werden auf 1,4 Mrd. € geschätzt [29]. Damit erhöhen sich die Investitionskosten um ca. 1.000 €/kW, die damit etwa doppelt so hoch liegen wie bei einem Pumpspeicher in Deutschland.

Für die kurzfristige Speicherung scheinen Batterien kostengünstiger zu sein. Für Langfristspeicherung könnte die Nutzung norwegischer Pumpspeicher interessant sein, da sie für diesen Anwendungsfall kostengünstiger als Batterien oder Druckluftspeicher sind und weniger verlustreich sind als das Power to Gas-Konzept.

Ab wann sollte die Technik sinnvollerweise zum Einsatz kommen?

Die für Deutschland nutzbare Leistung ausländischer Stromspeicher wird derzeit durch die vorhandenen Übertragungskapazitäten zwischen den Ländern bestimmt. Der Zugriff auf Speicher in Österreich und der Schweiz ist im Rahmen der bestehenden Kapazitäten grundsätzlich zu geringen Kosten möglich.

Die Nutzung norwegischer Pumpspeicher ist aus Kostengründen nur für Langzeitspeicherung interessant, die erst nach 2030 benötigt wird. Neben der Verlegung von Seekabeln nach Norwegen müssen die Pumpspeicherkapazitäten in Norwegen ausgebaut werden, worauf die deutsche Energiepolitik bzw. die deutschen Übertragungsnetzbetreiber nur einen geringen Einfluss haben.

3.4.3 Batterien

Batterien bzw. Akkumulatoren sind elektrochemische Stromspeicher. Man unterscheidet Batteriesysteme mit internem Speicher (z. B. Blei-Säure- oder Lithium-Ionen-Akkus) und Systeme mit externem Speicher (z. B. Redox-Flow-Batterien). Beim Ladevorgang wird jeweils durch Anlegen einer Spannungsquelle ein chemischer Prozess eingeleitet, der beim Entladevorgang umgekehrt wird (reversible chemische Reaktion).

In der Praxis sind zahlreiche Materialkombinationen erprobt worden, wobei sich insbesondere Blei-Säure-, Lithium-Ionen- und bei den Redox-Flow-Batterien Zink-Brom-, Vanadium- und Eisen-Chrom-Systeme als für die Stromspeicherung relevant erwiesen haben. [27]

Die unterschiedlichen Batteriesysteme unterscheiden sich hinsichtlich folgender Kriterien:

- Energiedichte
- Zyklenzahl
- Selbstentladerate
- Wirkungsgrad
- Kosten
- Ladezeiten

Damit sind je nach Anwendungsfall unterschiedliche Techniken am besten geeignet.

Z. B. haben Li-Ionen-Akkus eine hohe Energiedichte und einen hohen Wirkungsgrad. Sie sind daher besonders für mobile Anwendungen (Elektromobilität) geeignet. Blei-Säure-Akkus sind derzeit die kosten-

günstigsten Batterien, haben aber eine relativ hohe Selbstentladerate und relativ niedrige Zyklenzahlen. Sie sind daher nur für Kurzzeitspeicherung im stationären Betrieb geeignet. Redox-Flow-Batterien haben niedrigere Wirkungsgrade als Blei-Säure- und Li-Ionen-Akkus, dafür aber eine sehr hohe Zyklenzahl und keine nennenswerte Selbstentladung. Sie sind daher auch als Langzeitspeicher einsetzbar.

Maximale Bereitstellungsdauer

Die Bereitstellungsdauer des gespeicherten Stroms variiert je nach Anwendungsfall der Batterie von unter einer Stunde (Volllast) bis zu mehreren Tagen (Teillast). Redox-Flow-Batterien können aufgrund ihres externen Speichers für längere Entladedauern ausgelegt werden.

Laständerungsgeschwindigkeit, Zuschaltgeschwindigkeit aus dem Stillstand, Laständerungspotenzial

Batterien können unabhängig vom Netz betrieben werden (schwarzstartfähig). Die maximale Leistung steht in Sekunden, bei sehr schnellen Batteriespeichern sogar innerhalb von 10 Millisekunden zur Verfügung. Aus technischer Sicht könnten Batterien daher neben Primär- und Sekundärregelleistung auch weitere Systemdienstleistungen wie Blindleistung, Kurzschlussleistung und Frequenzstabilisierung erbringen [31].

Die Bereitstellung negativer Regelleistung erfolgt durch die Aufladung der Batterien. Die zur Verfügung stehende Ladekapazität hängt dabei von dem gewählten Aufladeverfahren ab. Die Ladeleistung ist deutlich niedriger als die Entladeleistung. Beim IU-Verfahren wird z. B. in Abhängigkeit vom aktuellen Ladezustand der Batterie mit konstantem Strom (I) oder mit konstanter Spannung (U) geladen, die aktuell verfügbare Ladekapazität hängt damit wesentlich vom jeweiligen Ladezustand der Batterie ab. Eine gute Abstimmung der Aufladung auf den Akku wirkt sich dabei erheb-

lich lebensdauerverlängernd aus⁴. Auch wenn prinzipiell andere Ladezustände gefahren werden könnten, die eine höhere Flexibilität bei der Bereitstellung von negativer Regelleistung ermöglichen würden, würde dies zu deutlich höheren Gesamtkosten führen und ist daher nicht ratsam.

Blei-Säure-Akkus vertragen eine schnelle Aufladung mit hohen Ladeströmen besser als Li-Ionen-Akkus, die hierfür nach heutigem Stand der Technik eher nicht geeignet sind.

3.4.3.1 Blei-Säure-Akkumulator

Der Blei-Säure-Akkumulator besitzt zwei Elektroden aus Metall bzw. Metalloxid, welche in einer Elektrolytlösung (Schwefelsäure) gelagert sind.

Entwicklungsstand der Technik

Die klassische Blei-Säure-Batterie ist marktreif und seit Jahrzehnten in unterschiedlichen Bereichen im zuverlässigen Einsatz. Der Wirkungsgrad ist u. a. abhängig von der Anwendung (durch die Selbstentladerate von rd. 5 % pro Monat sinkt der Wirkungsgrad mit zunehmender Speicherdauer) und liegt zwischen 65 % und 90 % und kann, verglichen mit anderen Speichersystemen, als gut bezeichnet werden. Die durchschnittliche Zyklenzahl liegt je nach Anwendungsfall und Betriebsweise zwischen 50 und 2.000 [27]. Hinsichtlich der Leistungsfähigkeit und Lebensdauer besteht weiteres Entwicklungspotenzial.

Typische Anwendungsgebiete

Blei-Säure-Batterien mit geringen Leistungen sind weitverbreitet z. B. als Starterbatterien in PKW (diese mit dem Stromnetz nicht gekoppelten Batterien werden über die Verbrennungsmotoren der Fahrzeuge aufgeladen und haben für die vorliegende Aufgabenstellung keine Relevanz). Mit modularen Batteriesystemen können aber auch große Leistungen im unteren

4. Versuche der Beladung von Blei-Akkus zeigten etwa eine Verdopplung der Lebensdauer und eine deutliche Verringerung der Nominalkapazität über die Jahre. [29]

zweistelligen MW-Bereich realisiert werden. Eine der größten realisierten Anlagen hatte eine Leistung von 17 MW und eine Gesamtkapazität von 14 MWh und diente der Spannungsstabilisierung im West-Berliner Stromnetz [27].

Potenzial für künftig nutzbare Leistung

Es gibt erfolgreiche Pilotversuche von Batteriesystemen in der Größenordnung von 1 bis 2 MW in Kombination mit Erneuerbaren Energien (PV, Windkraft) ähnlicher Leistung in netzschwachen Gebieten oder im Inselbetrieb. Dieser Einsatz wird für Batteriesysteme zukünftig ein wichtiges Anwendungsgebiet sein. Welcher Anteil am Gesamtpotenzial hierbei durch Blei-Säure-Batterien abgedeckt werden wird, ist jedoch von den Fortschritten bei der Weiterentwicklung hinsichtlich Energiedichte und Lebensdauer abhängig. Sollten keine nennenswerten Fortschritte erzielt werden, ist davon auszugehen, dass die Blei-Säure-Batterie mehr und mehr durch die Lithium-Ionen-Technik verdrängt wird, da viele nachteilige Eigenschaften des Blei-Säure-Akkus (z. B. geringe spezifische Energiedichte, geringe Zyklenzahl, niedriger Wirkungsgrad bei längerer Speicherdauer) bei modernen Li-Ionen-Akkus erheblich verbessert wurden. Die zukünftigen Einsatzgebiete (und damit die Potenziale zur Lastregelung) der Blei-Säure-Akkus sind daher ggf. begrenzt. Kurz- bis mittelfristiger Vorteil des Blei-Säure-Akkus sind allerdings die geringeren spezifischen Kosten im Vergleich mit anderen Batteriesystemen.

Kosten

Die Investitionskosten liegen etwa bei 100 bis 250 €/kWh Speicherkapazität plus 100 bis 200 €/kW Ausspeicherleistung. Unter Ansatz von 150 €/kWh und 150 €/kW ergeben sich bei einem typischen Anwendungsfall einer täglichen Ein- und Ausspeisung über jeweils 6 Stunden Stromgestehungskosten (ohne Laststrom) von ca. 160 €/MWh (eigene Berechnungen).

Umsetzungshemmnisse

Als Hemmnisse für den flächendeckenden Einsatz können vor allem die Nachteile der Blei-Batterien genannt werden: lange Ladezeiten schränken die möglichen Anwendungsgebiete ein, ebenso die mit 25

bis 40 Wh/kg geringe Energiedichte bzw. das hohe Gewicht der Speicherbatterien und deren Temperaturempfindlichkeit [27].

Als weiteres Hemmnis für den breiteren Einsatz dieser marktreifen Speichertechnik sind die vergleichsweise hohen Kosten zu nennen, weshalb sich die z. T. sinnvollen Einsatzfelder für die Stromspeicherung (z. B. die Ausrüstung dezentraler PV-Anlagen) i. d. R. heute noch nicht wirtschaftlich darstellen lassen. Bei weiter sinkenden Kosten sowohl für die Batterien als auch die PV-Anlagen können Blei-Säure-Akkus jedoch für Betreiber von kleinen PV-Anlagen schon bald wirtschaftlich werden, insbesondere wenn die Batterien noch vom Staat gefördert werden. Durch den Batterieeinsatz kann der Eigenverbrauchsanteil und damit der wirtschaftliche Vorteil gegenüber einem Strombezug aus dem Netz erheblich erhöht werden. Aus volkswirtschaftlicher Sicht bringt dies jedoch keinen Nutzen, da die vom PV-Anlagenbetreiber eingesparten Netzentgelte und Umlagen dann auf die übrigen Stromverbraucher verteilt werden. Die Förderung von Batterien im Zusammenhang mit privaten PV-Anlagen senkt zwar die EEG-Umlage, da die direkt durch die Umlage finanzierten Einspeisemengen sinken, de facto erhöhen sich aber die Strompreise für die Stromkunden, die keine eigene PV-Anlage betreiben. Die Kosten des Gesamtsystems steigen und werden von der Allgemeinheit über höhere Strompreise finanziert.

Ein volkswirtschaftlich sinnvoller Einsatz der Batterien kann bei weiterer Kostendegression mittelfristig darin bestehen, die schwankenden Einspeisungen aus PV-Anlagen zu vergleichmäßigen. Das Be- und Entladen der Batterien darf aber nicht von den PV-Anlagenbetreibern im Sinne einer Maximierung des Eigenverbrauchs gesteuert werden. Stattdessen sind die Batterien vom Verteilnetzbetreiber einzusetzen, um die Lastflüsse im Netz zu optimieren.

Aus Umweltgesichtspunkten ist vor allem der zwar weitgehend recyclebare, aber dennoch hohe Rohstoffeinsatz als Einschränkung zu nennen [27].

Maßnahmen zur Förderung der Technik bzw. zum Abbau der Hemmnisse

Die Weiterentwicklung der Technik in Richtung höherer Leistungsfähigkeit, höherer Lebensdauer und weiterer Kostendegression sollte gefördert werden, um mittelfristig die Wirtschaftlichkeit zu verbessern.

3.4.3.2 Lithium-Ionen-Akkumulator

Beim Lithium-Ionen-Akkumulator wird die Energie durch Einlagerung von Lithium-Ionen in ein Wirtsgitter gespeichert.

Entwicklungsstand der Technik

Lithium-Ionen-Akkus werden bereits seit Jahren erfolgreich eingesetzt und besitzen gegenüber Blei-Säure-Akkus mehrere Vorteile. Sie haben mit 95 bis 190 Wh/kg eine wesentlich höhere Energiedichte, eine um 50 % höhere Zyklenzahl (bis 3.000), eine geringere Selbstentladerate (5 % pro Jahr) und damit einen hohen durchschnittlichen Wirkungsgrad von 90-95 %. Durch unterschiedliche Materialkombinationen können die Batterieeigenschaften je nach Einsatzgebiet optimiert werden [27].

Eine weitere Erhöhung der Energiedichte ist prinzipiell möglich. Um allerdings die dann zunehmende Gefahr einer Explosion durch zu starke Erhitzung des Akkus („*thermal runaway*“) zu vermeiden, steigt gleichzeitig auch der Bedarf an entsprechender Sicherheits- bzw. Kühltechnik und der Wartungsaufwand, was wiederum zu Lasten des Gesamtwirkungsgrades geht. Das größte Potenzial zur Weiterentwicklung bieten Lithium-Ionen-Batterien daher vor allem hinsichtlich der Verlängerung ihrer Lebensdauer (kurzfristig sollen Lebensdauern von 20 Jahren, langfristig von bis zu 40 Jahren erreicht werden). Gleichzeitig wird ein hohes Kostenreduktionspotenzial erwartet [27].

Heute vorhandene installierte Leistung

Heute werden Lithium-Ionen-Akkus vor allem in Laptops, Handys, Akkuschaubern und ähnlichen Anwendungen als leichter und langlebiger Ersatz für Blei-Säure-Akkus eingesetzt. Auch in Elektro- und

Hybridkraftfahrzeugen, elektrisch unterstützten Fahrrädern („Pedelects“) und in Kombination mit Windkraftanlagen werden Lithium-Ionen-Akkus eingesetzt, wobei die insgesamt installierte Speicherleistung noch gering ist.

Potenzial für künftig nutzbare Leistung

Neben den bereits erwähnten Anwendungsfeldern, vor allem auch der Kombination mit EE-Anlagen, bietet der weitere Ausbau der Elektromobilität das größte Potenzial zum Einsatz von Batteriespeichern. Der Wechsel von Blei-Säure- auf Lithium-Ionen-Akkus brachte eine Erhöhung der Reichweite von Elektroautos von rd. 50 auf bis zu 300, perspektivisch bis zu 600 km. Mit dieser Entwicklung konnte eine deutliche Akzeptanzzunahme bei den potenziellen Käufern erreicht werden [27].

Die Speicherkapazitäten der Batterien von rd. 1 Mio. Elektrofahrzeugen, die die Bundesregierung bis 2020 erwartet, liegen im zweistelligen Gigawattbereich. Damit könnten mehrere Gigawattstunden Strom gespeichert werden. Ähnlich wie bei den DSM-Potenzialen im Haushaltssektor ist auch hier ein Gleichzeitigkeitsfaktor zu berücksichtigen, da zur Stromspeicherung oder Rückeinspeisung jeweils nur (ein begrenzter Anteil der) Batterieleistung der Fahrzeuge genutzt werden kann, die gerade nicht fährt (durchschnittlich 90 %) und an eine „intelligente“ Stromquelle angeschlossen ist. Auch wenn zur Nutzung dieser Potenziale ein entsprechender Ausbau der Netzinfrastruktur und eine deutliche Zunahme der Elektromobilität Voraussetzung ist (beides ist noch nicht gegeben), zeigt die überschlägige Rechnung, dass in diesem Bereich sehr große Speicherpotenziale liegen, die von der Größenordnung die Leistung der vorhandenen Pumpspeicherkraftwerke erreichen bzw. übersteigen und die überdies kostengünstig bereitgestellt werden können (bedingt durch die Tatsache, dass die Investition hier aus anderen Gründen erfolgt).

Maximale Bereitstellungsdauer

Die Bereitstellungsdauer variiert je nach Anwendungsfall der Batterie von unter einer Stunde (Volllast) bis zu mehreren Tagen (Teillast).

Kosten

Die Investitionskosten liegen etwa bei 300 bis 800 €/kWh Speicherkapazität plus 100 bis 200 €/kW Aus-speicherleistung. Unter Ansatz von 500 €/kWh und 150 €/kW ergeben sich bei einem typischen Anwen-dungsfall einer täglichen Ein- und Ausspeisung über jeweils 6 Stunden Stromgestehungskosten (ohne La-destrom) von ca. 320 €/MWh (eigene Berechnungen), die damit heute etwa doppelt so hoch liegen wie bei einer Speicherung in Blei-Säure-Akkus.

Zukünftig wird jedoch eine deutliche Kostendegres-sion erwartet, so dass die Angaben zu den perspekt-ivisch (im Zeitraum 2020 bis 2030) zu erwartenden Investitionen in vielen Studien wesentlich geringer ausfallen. Es wird erwartet, dass die Kosten auf ca. ein Drittel der heutigen Preise sinken [27], [28]. Da-mit könnte die Technik in Zukunft konkurrenzfähig mit Blei-Säure-Akkus werden, insbesondere wenn es ge-lingt, die Zyklenzahlen stark zu erhöhen. Die Weiter-entwicklung der Technik kann dazu führen, dass es künftig zu einer starken Zunahme der Elektromobilität kommt, die dann die entsprechenden Potenziale für Lastmanagement und Speicherung bietet (siehe auch Kapitel 4).

Maßnahmen zur Förderung der Technik bzw. zum Abbau der Hemmnisse

Die Weiterentwicklung der Technik sollte vorange-trieben werden, um die Potenziale hinsichtlich einer Verbesserung der Eigenschaften und der Kostensen-kung zu erschließen.

Bei der Förderung der Elektromobilität sollte die Tech-nik intelligenter Zähler im Fahrzeug im Zusammenhang mit einer entsprechenden intelligenten Netzinfrastruk-tur erprobt werden, die in der Zukunft die dezentrale Rückspeisung ermöglicht.

Langfristig muss es Anreize für Stromabnahme zu Zeiten niedriger oder negativer Residuallast für Strom-rückspeisungen zu Zeiten mit hoher Residuallast geben. Die Steuerung muss automatisch unter Be-rücksichtigung der durch den Nutzer vorgegebenen

Restriktionen erfolgen (maximaler Entladezustand, voller Speicher zu einem festgelegten Zeitpunkt etc.).

3.4.3.3 Redox-Flow-Batterien

Bei Redox-Flow-Batterien wird die Batteriezelle von zwei durch eine für Salzionen durchlässige Membran getrennte Elektrolyte durchströmt. Die Elektrolyte, in denen Metallsalze gelöst sind, dienen als Speicher-medium und werden getrennt von der Batteriezelle gelagert. Dies hat den Vorteil, dass sich die Speicher-größe flexibler dimensionieren lässt.

Entwicklungsstand der Technik

Die Energiedichte von Redox-Flow-Batterien ist ab-hängig von der gewählten Materialkombination und liegt zwischen 15 und 70 Wh/kg. Redox-Flow-Batte-rien besitzen einen im Vergleich mit anderen Batterie-systemen niedrigeren Wirkungsgrad von nur 70 bis 80 % und liegen damit im Bereich moderner Pump-speicherkraftwerke. Sie können nahezu verschleißfrei betrieben werden und erreichen mit rd. 10.000 eine wesentlich höhere Zyklenzahl als Batteriesysteme mit internem Speicher, haben keine nennenswerte Selbstentladung und sind daher prinzipiell prädesti-niert für eine saisonale Speicherung [27].

Einige Redox-Flow-Systeme (Zink-Brom und Vanadi-um-Redox) sind im kommerziellen Einsatz und kön-nen als marktreif bezeichnet werden, während andere Systeme (Eisen-Chrom) sich noch im Prototyp-Sta-dium befinden. Darüber hinaus wird an neuen Ma-terialkombinationen geforscht. Weitere Forschungs-schwerpunkte sind die Verbesserung der Membranen und die Hydrodynamik [27].

Heute vorhandene installierte Leistung

In Irland, Japan, China und den USA gibt es, häufig in netzschwachen Regionen, einige Windparks, die mit Redox-Flow-Batterien ausgestattet sind (typische An-lagengrößen bewegen sich zwischen 0,5 bis 2 MW und 1 bis 12 MWh). Die Batterien dienen zur Span-nungsregulierung und als Langzeitspeicher für den fluktuierenden Windstrom [27].

Potenzial für künftig nutzbare Leistung

Bedingt durch die von der Batteriezelle getrennten Speichertanks sind diese prinzipiell beliebig dimensionierbar. Eine deutliche Erhöhung der heutigen Speicherkapazitäten auf 100 MWh und mehr ist geplant, um die Einsatzgebiete der potenziellen Langzeitspeicher zu erhöhen. Ebenso kann mittelfristig mit einer Erhöhung der maximalen Batterieleistung auf bis zu 10 MW gerechnet werden [27].

Maximale Bereitstellungsdauer

Die Bereitstellungsdauer variiert je nach Anwendungsfall und – dies gilt aufgrund des externen Speichers im Speziellen für die Redox-Batterien – je nach Auslegung der Batterie: Die i. d. R. maßgeschneiderten Systeme können je nach Anforderungsprofil für eine kurzzeitig große Leistung oder eine geringere Leistungsabgabe über einen längeren Zeitraum ausgelegt werden. Die Entladezeiten realisierter Systeme liegen beispielsweise zwischen 1,5 Sekunden und rund 10 Stunden [27].

Kosten

Über die erforderlichen Investitionskosten gibt es bisher keine belastbaren Zahlen. In [27] werden sie mit 100 bis 1.000 €/kWh angegeben.

Maßnahmen zur Förderung der Technik bzw. zum Abbau der Hemmnisse

Die Weiterentwicklung der Technik sollte gefördert werden, da hier, wenn die Kosten entsprechend gesenkt werden können, eventuell eine weitere Option für die langfristige Speicherung besteht.

3.4.3.4 Zusammenfassende Bewertung Batteriespeicher

Eine Bewertung der Relevanz von Batteriespeichern für das Energieversorgungssystem von morgen ist kaum möglich, da hier noch erhebliche Entwicklungspotenziale gesehen werden. An diversen wissenschaftlichen Einrichtungen wird an der Verbesserung der Eigenschaften von Batteriespeichern oder auch

an der Entwicklung völlig neuer Batteriekonzepte geforscht.

Die heute verfügbaren Batterien beschränken sich im Wesentlichen auf Blei-Säure- und Lithium-Ionen-Akkumulatoren. Die Kosten sind derzeit noch so hoch, dass sich die Speicherung nicht lohnt, es sei denn die Speicherung erfolgt in Batterien, die aus anderen Gründen vorhanden sind wie bei der Elektromobilität. Nennenswerte Überschüsse an Erneuerbaren Energien, die sinnvollerweise gespeichert werden sollten, werden erst ab 2025 bis 2030 auftreten. Entsprechend könnten Batterien dann einen Beitrag zur zeitlichen Verlagerung der Stromerzeugung leisten. Aus heutiger Sicht ist die Speicherung deutlich teurer als in Pumpspeicherkraftwerken, deren Potenzial aber sehr begrenzt ist. Batterien eignen sich in der Regel nur für kurzzeitige Speicherung über mehrere Stunden, maximal ein paar Tage. Das Speichern über längere Zeiträume ist zwar in Li-Ionen-Akkus technisch möglich (geringe Selbstentladung), wird aber extrem teuer. Wenn es um langfristige Speicherung über mehrere Wochen geht, ist Power to Gas (siehe Kapitel 3.4.5) deutlich kostengünstiger.

Forschung und Entwicklung auf dem Gebiet der Batteriespeicher sollten unbedingt weitergeführt und intensiviert werden. Es ist nicht auszuschließen, dass sich hier in den nächsten Jahrzehnten noch deutlich bessere Möglichkeiten zur Stromspeicherung ergeben.

3.4.4 Druckluftspeicher

Beschreibung der Technik

Zur Speicherung von Strom in einem Druckluftspeicher (*Compressed Air Energy Storage - CAES*) erzeugt ein elektrischer Verdichter Druckluft, die in einer unterirdischen Kaverne gespeichert wird. Bei Bedarf wird die Druckluft über einen Druckluftmotor oder eine Gasturbine geleitet und entspannt, dabei wird wieder Strom erzeugt. Bei der Verdichtung entsteht Wärme, die (bislang) ungenutzt bleibt, während im Entspannungsprozess erneut Wärme zugeführt werden muss.

Die Idee des sog. adiabaten Druckluftspeicherkraftwerks ist daher, die bei der Kompression entstehende Wärme ebenfalls zu speichern, um sie bei bzw. vor der Entspannung zur Erwärmung der Druckluft zu nutzen. Mit diesem Prinzip könnte der Wirkungsgrad eines Druckluftspeichers, der in der Praxis (Huntorf) bei 40 % liegt, deutlich erhöht werden.

Entwicklungsstand der Technik

Weltweit gibt es erst zwei Druckluftspeicher- und Gasturbinen-Kombikraftwerke. Während die erste Pilotanlage in Huntorf, Deutschland (Inbetriebnahme in 1978 und Retrofit in 2006) einen Wirkungsgrad von gut 40 % aufweist, erreicht das weiterentwickelte und mit Abwärme-Rekuperatoren ausgestattete Kraftwerk McIntosh in den USA (Inbetriebnahme in 1991) bereits einen Wirkungsgrad von 54 %. Die in diesen beiden Speicherkraftwerken eingesetzte Anlagentechnik kann als marktreif bezeichnet werden, hat jedoch einen vergleichsweise geringen Wirkungsgrad.

Die Wirkungsgrade von Druckluftspeichern werden aus physikalischen Gründen auch langfristig unter denen von Pumpspeicherkraftwerken liegen. Allerdings sollen mit der adiabaten Druckluftspeichertechnik (*Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage – AA CAES*) weitere Optimierungen umgesetzt werden, mit der eine Erdgaszufuhr vermieden und eine Wirkungsgraderhöhung auf 62-70 % erreicht werden soll. Die Errichtung einer solchen Pilotanlage (ohne Erdgaszufuhr) ist für 2013 in Staßfurt geplant. Die Technik befindet sich noch im Entwicklungsstadium. Forschungs- und Entwicklungsbedarf besteht vor allem im Bereich der Wärmespeicherung sowie der Optimierung der Kompressor- und Turbinentechnik.

Die Lebensdauer von Druckluftspeichern wird auf rund 50 Jahre geschätzt.

Heute vorhandene installierte Leistung & maximale Bereitstellungsdauer

Das Kraftwerk in Huntorf hat eine Leistung von 320 MW, die über zwei Stunden abgerufen werden kann. Das Kraftwerk in McIntosh hat eine Leistung von 110

MW und, bedingt durch ein deutlich größeres Speichervolumen der angeschlossenen Salzstock-Kavernen, eine maximale Bereitstellungsdauer von 26 Stunden. Die geplante Demonstrationsanlage in Staßfurt (90 MW) soll für eine Bereitstellungsdauer von ca. 4 Stunden ausgelegt werden.

Potenzial für künftig nutzbare Leistung

Das Potenzial zur Nutzung von Druckluftspeichern in Deutschland ist groß, da in es insbesondere in Norddeutschland große Salzkavernen gibt, in denen die Druckluft gespeichert werden könnte. In [28] wird ein nutzbares Potenzial von 9 Mrd. m³ bzw. 27 TWh angegeben. Bei voller Nutzung ließe sich hiermit bereits eine ca. 2-wöchige Windflaute überbrücken. Aufgrund der relativ hohen Stillstandsverluste von bis zu 5 % pro Tag ist aber eine Speicherung über die Dauer eines Tages hinaus nicht sinnvoll. Für den Fall der zweiwöchigen Windflaute ist Power to Gas bereits kostengünstiger. Somit eignet sich auch der Druckluftspeicher nur für kurzfristige Verlagerungen von wenigen Stunden.

Potenzialmindernd wirken sich Nutzungskonkurrenzen, insbesondere die Nutzungsmöglichkeiten der Salzstöcke als Erdgasspeicher, aus.

Laständerungsgeschwindigkeit, Zuschaltgeschwindigkeit aus dem Stillstand

Druckluftspeicherkraftwerke sind flexibel und könnten zur Erbringung von Minutenreserve und ggf. zukünftig auch für Sekundärregelleistung eingesetzt werden. Abhängig von der gewählten Anlagentechnik und Wärmerückgewinnung stehen innerhalb von wenigen Minuten rd. 50 % und nach 10-20 Minuten 100 % der Leistung zur Verfügung. Ein weiterer Vorteil ist die Schwarzstartfähigkeit der Druckluftspeicher.

Kosten

Die in der Literatur angegebene Bandbreite der spezifischen Investitionen ist groß und reicht von 400 bis 1.000 €/kW für diabate und 770 bis 1.500 €/kW für adiabate Speicher. Die Investitionen in die Kaverne werden mit 40 bis 100 €/kWh angegeben [13], [28], [33], [25].

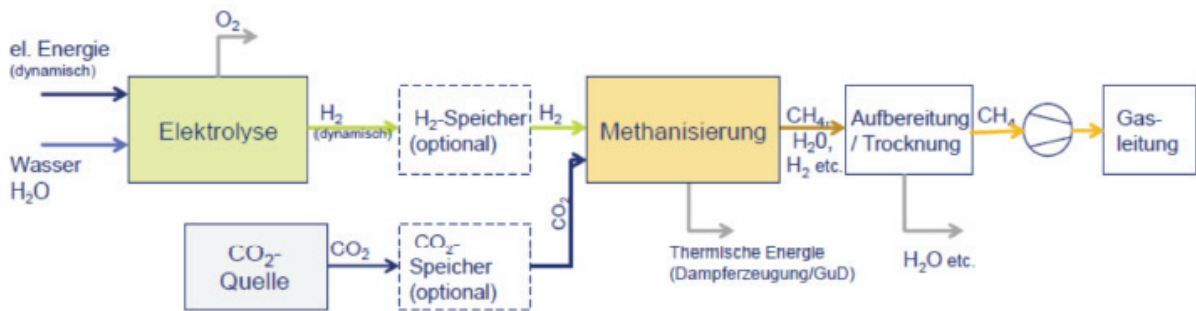


Abbildung 36: Prozessschritte Power to Gas [34]

Unter Ansatz von 50 €/kWh und 1000 €/kW ergeben sich bei einem typischen Anwendungsfall einer täglichen Ein- und Ausspeisung über jeweils 6 Stunden Stromgestehungskosten (ohne Ladestrom) von ca. 100 €/MWh (eigene Berechnungen).

Die Stromspeicherkosten von Druckluftspeichern liegen damit zwischen denen von Pumpspeichern und denen von Batterien.

Ab wann sollte die Technik sinnvollerweise zum Einsatz kommen?

Das BMU rechnet mit dem großtechnischen Einsatz optimierter Druckluftspeicher erst ab ca. 2020 [13]. Unter Berücksichtigung der Bauzeiten für die Anlagen könnten Druckluftspeicher zwischen 2020 und 2030 eine wachsende Bedeutung erlangen. Die notwendige Weichenstellung (Errichtung von Pilotanlagen zur Forschung und Weiterentwicklung adiabater Speicher) muss dazu bereits heute erfolgen.

Ob Druckluftspeicher in größerem Umfang genutzt werden, wird von den Fortschritten bei der Weiterentwicklung der Technologie abhängen, insbesondere auch in Relation zu den entsprechenden Fortschritten bei der Weiterentwicklung der Batteriespeicher.

3.4.5 Power to Gas

Beschreibung der Technik

Die chemischen Reaktionen der Elektrolyse sind wie die des Sabatier-Prozesses bzw. Methansynthese grundsätzlich lange entdeckt und erforscht. Das Power to Gas Konzept macht sich beide Prozesse zu Nutze, um überschüssige elektrische Energie (aus Erneuerbare Energien Anlagen) in Wasserstoff oder synthetisches Methan (SNG⁵) umzuwandeln, aufzubereiten, zu verdichten und zu speichern. Das erzeugte Gas steht anschließend für die Rückverstromung in Kraftwerken oder Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen oder als Kraftstoff für den Verkehr zur Verfügung, siehe Abbildung 36.

In einem ersten Prozessschritt wird der überschüssige Strom für die Wasserelektrolyse herangezogen. Die elektrische Energie wird hierbei in chemische Energie gewandelt. Wasser bzw. eine wässrige Kaliumhydroxid-Lösung als Elektrolyt – je nach eingesetzter Technologie – wird in zwei Teilreaktionen in die Elemente Wasserstoff (H_2) und Sauerstoff (O_2) aufgespalten. Das erzeugte H_2 wird verdichtet und kann in Tanks (Druckspeicher oder verflüssigt in Kryobehältern) oder Kavernen zwischengelagert werden. Auch eine Einspeisung in das Erdgasfernleitungsnetz ist eingeschränkt möglich.

Zwei Technologien haben sich für die Wasserelektrolyse durchgesetzt: die alkalische Elektrolyse (Al-Elektro-

5. SNG – synthetic natural gas

lyse) und die Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEM-Elektrolyse), die beide bei atmosphärischem Druck ablaufen oder als Druckelektrolyseure (bis 30 bar) ausgelegt werden können. Die Hochtemperatur-Elektrolyse als ein drittes Verfahren befindet sich noch im Entwicklungsstadium.

Drucklose alkalische Elektrolysesysteme, die heute kommerziell auf Modellebene erhältlich sind, haben einen spezifischen Energieverbrauch von 4,1 – 4,5 kWh/Nm³, was bei einem Wasserstoffumsatz zwischen 1 und 760 Nm³/h pro Modul einer elektrischen Leistungsaufnahme von 5 kW bis 3,4 MW entspricht. Durch eine Parallelschaltung mehrerer Module ist die Leistung weiter skalierbar, womit zusätzlich der spezifische Energieverbrauch aus Effizienzgründen verbessert werden kann. Der spezifische Energieverbrauch von Druckelektrolyseuren liegt mit 4,5 bis 5,0 kWh/Nm³ etwas höher, wobei stets der Gesamtwirkungsgrad der Prozesskette betrachtet werden sollte, da u. U. eine Verdichtung des Gases in späteren Prozessschritten entfällt. Insgesamt nähern sich die spezifischen Energieverbräuche beider Verfahren der alkalischen Elektrolyse mit steigender Wasserstoffproduktionsrate einander an. Die Lebensdauer atmosphärischer alkalischer Elektrolysesysteme wird regelmäßig mit 7 bis 12 Jahren angegeben, während alkalische Druckelektrolyseure teilweise Nutzungszeiten über 20 Jahre vorweisen können. Obwohl ein Teillastbetrieb auf 20 bis 40 % der Nennleistung möglich ist, reduziert sich hierbei, wie auch bei dynamischer Fahrweise mit häufigen Lastwechseln, die Wasserstoffqualität durch eine in Relation zum weniger produzierten H₂ steigende Verunreinigung durch Fremdgase. Die erhöhten mechanischen Beanspruchungen wirken sich ebenso negativ auf die Lebensdauer der Komponenten aus [35].

Die PEM-Elektrolyse ist im Vergleich zur alkalischen Elektrolyse weniger entwickelt, der Einsatz konzentriert sich derzeit auf Nischenanwendungen und kleine Leistungsbereiche, bei denen dem Gesamtwirkungsgrad eine untergeordnete Bedeutung zukommt. H₂-Produktionsraten von 0,06 bis 30 Nm³/h auf Modellebene ergeben bei einem spezifischen

Energieverbrauch zwischen 6 und 8 kWh/Nm³ eine elektrische Leistungsaufnahme bis maximal 150 kW. Einschränkungen im Teillastbereich gibt es bei PEM-Elektrolyseuren weniger. Auch das Verhalten bei hoher Laständerungsgeschwindigkeit kann positiv bewertet werden [35].

Wird der erzeugte Energieträger H₂ nicht direkt verwendet, kann er in einem zweiten Prozessschritt durch die Zuführung von CO (Kohlenstoffmonoxid) oder (vornehmlich) CO₂ (Kohlenstoffdioxid) zu synthetischem Methan (und Wasser als Nebenprodukt) weiterverarbeitet werden. Insbesondere die Methanisierung des H₂ mit Kohlenstoffmonoxid (CO) wurde, initiiert durch die Ölkrisen in den 1970er Jahren, großindustriell erforscht und entwickelt, indem über die Kohlevergasung Methan erzeugt wurde. Die hier entwickelten Verfahren der katalytischen Methanisierung können aber auch zur Umwandlung des H₂ mit CO₂ eingesetzt werden und lassen sich in 2-Phasen- und 3-Phasen-Systeme kategorisieren. Allen gemeinsam ist die stark exotherme Reaktion mit Temperaturen um 400°C, die gleichzeitig ein Problem hinsichtlich einer effizienten Reaktionswärmeabfuhr und der Katalysatorbelastung darstellen. Festbettreaktoren, Wirbelschichtreaktoren und beschichtete Reaktoren zählen zu den 2-Phasen-Systemen, die Blasensäulenreaktoren zu den 3-Phasen-Systemen [28], [36].

Um ein schnelles Auskühlen der 2-Phasen-Systeme und damit verbunden ein Wiederaufheizen mit zusätzlicher thermischer Energie zu vermeiden, sollte ein minimaler Gasstrom stets vorhanden sein. Eine weitere zu lösende Herausforderung stellen auch stark schwankende Gasströme dar. Beide Probleme sprechen für die Berücksichtigung eines Wasserstoffspeichers im Gesamtsystem. Der Wirkungsgrad der Methanisierung liegt zwischen 75 – 85 %, ohne aber den Energieeinsatz für Nebenaggregate, oder der Zu- und Abfuhr der thermischen Energie einzurechnen [28].

Aufgrund ihrer Charakteristika bieten sich Blasensäulenreaktoren besonders gut für das Power to Gas Konzept an. Das noch frühe Forschungsstadium die-

Tabelle 3: Vergleich der Reaktortypen zur katalytischen Methanisierung [37]

	Festbett	Wirbelschicht	Waben	Blasensäule
Wärmeabfuhr	-	+	+	++
Stofftransport	0	++	+	-
Katalysatorbelas- tung	+	--	+	0
Flexibilität	-	--	-	+

ser Technologie verhindert aber den großindustriellen Einsatz [28] (Tabelle 3).

Das alternative Verfahren der mikrobiellen bzw. biologischen Methanisierung verspricht ein großes Potenzial, da die Prozessflexibilität erhöht wird, die Reaktionstemperaturen deutlich gesenkt werden und Kosten für die alternativ notwendigen teuren Katalysatoren entfallen. Weitere Forschungsanstrengungen sind notwendig, um dieser Technologie zur Marktreife zu verhelfen [28].

Als Quellen für das CO₂ bieten sich Biogasanlagen, fossil befeuerte Kraftwerke, Industrieanlagen, CCS-Anlagen oder die Atmosphäre an. Trotz der zusätzlichen Umwandlungsverluste, die durch die Methanisierung entstehen, sprechen die breitere Einsetzbarkeit und unkompliziertere Speicherbarkeit des synthetischen Methans, das chemisch identisch mit fossilem Erdgas ist, sowie dessen deutlich gesteigerte Energiedichte gegenüber Wasserstoff (Faktor 3) für den weiteren Prozessschritt.

Für die Rückverstromung von H₂, dem Erdgas-Wasserstoff-Gemisch oder dem synthetischen CH₄ bieten sich grundsätzlich Gaskraftwerke, KWK-Anlagen oder Brennstoffzellen, zentral und dezentral, an. Bei Wirkungsgraden in der gekoppelten Erzeugung von bis zu 60 % ergeben sich Gesamtwirkungsgrade zwischen 30-45 %.

Bewertung und Potenziale:

Insbesondere für die Stromversorgung bietet Power to Gas die Möglichkeit, große Energiemengen im vor-

handenen Erdgasnetz langfristig zu speichern und über weite Entfernungen verlustarm zu transportieren. Durch die mit dieser Technologie erreichte Kopplung des Stromnetzes mit dem Gasnetz können Übertragungskapazitäten vergleichsweise kostengünstig auf nationaler und internationaler Ebene erschlossen werden, die eine Größenordnung über denen des Stromübertragungsnetzes liegen. Der Rückgriff auf die bestehende Erdgasinfrastruktur spart Kosten und Vorlaufzeiten in Bezug auf den wegfallenden Speicherbau und reduziert die Importabhängigkeit von fossilem Erdgas. Auch der Einsatz als Kraftstoff im Verkehr (sowohl H₂ wie SNG) ist denkbar, ohne der Gefahr einer Nutzungskonkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion oder sonstiger landwirtschaftlicher Nutzung im Vergleich zu den übrigen biogenen Kraftstoffen ausgesetzt zu sein. Insgesamt besteht somit eine höhere Flexibilität hinsichtlich der Weiterverwendung des eingespeisten Energieträgers SNG durch eine mögliche Verwendung in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr.

Die zur Verfügung stehenden Speicherkapazitäten für Power to Gas hinsichtlich der Erzeugung von synthetischem Methan sind nahezu unbegrenzt. Im deutschen Erdgasnetz sind aktuell Speicher mit einer Kapazität von etwa 230 TWh installiert, die transportierte Energiemenge beträgt in Deutschland ca. 1.000 TWh/a, die theoretisch mit dem Austauschgas SNG ersetzt werden können.

Die Effizienzeinbußen, die durch den Prozessschritt der Methanisierung entstehen, legen allerdings die Beschränkung des Power to Gas Konzepts vorerst

auf die Produktion und Nutzung von H_2 nahe. Gemäß den Vorgaben der DVGW-Arbeitsblätter G 260 und G262 ergeben sich Restriktionen für die Einspeisung von H_2 als Zusatzgas in das Erdgasnetz, die in der Gasnetzzugangsverordnung kodifiziert sind. Sowohl brenntechnische Kenndaten müssen eingehalten werden, wie eine maximale Höchstmenge der Beimischung von Wasserstoff am Einspeisepunkt von 5 Vol. % [36].

Die sofort nutzbaren Kapazitäten für eine Beimischung von H_2 in die Erdgasinfrastruktur liegen bei 1-3 Vol. %. Das Erdgasnetz ist flächendeckend für einen Anteil von max. 5 Vol. % H_2 geeignet. Bei der Einspeisung ist zu beachten, dass ein ausreichender Gasdurchfluss gewährleistet ist, um lokal zu hohe H_2 -Konzentrationen zu vermeiden. Diese Durchflussmengen werden sich vorwiegend im Fernleitungsnetz wiederfinden. Unterstellt man einen Volumenanteil von 5 % H_2 , ergibt sich bei Berücksichtigung der geringeren Energiedichte des Wasserstoffs eine jährliche Aufnahmekapazität von etwa 15 TWh, würde das Power to Gas Konzept nur die Elektrolyse beinhalten [36], [37].

Darüber hinaus ist eine direkte Nutzung des H_2 als chemischer Rohstoff bspw. in Industrieprozessen oder im Verkehr denkbar.

Im Vergleich zu H_2 ist die Einspeisung von Methan in das Erdgasnetz erprobt und mit weniger Restriktionen behaftet. H_2 kann im Erdgasnetz zu einer Versprödung von Leitungen oder Leitungsbauteilen führen. Auch die Diffusion von H_2 durch die Rohrleitungswände ist möglich, wobei neuere Untersuchungen eine vergleichsweise hohe technische Akzeptanz des H_2 im Erdgasnetz andeuten, in der Beeinträchtigungen erst ab Konzentrationen von 20 Vol. % H_2 und mehr auftreten. Dem entgegen stehen erhebliche Investitions- und Nachrüstungsbedarfe in der Infrastruktur und bei den Endabnehmern, vornehmlich bei industriellen Gasturbinen, um solche H_2 -Konzentrationen zu bewältigen. Fraglich bleiben darüber hinaus die Akzeptanz der Nachbarländer hinsichtlich einer gesteigerten H_2 -Konzentration, da das deutsche Erdgastransport-

netz eine zentraleuropäische Drehscheibe darstellt [38].

Demgegenüber sind bei der Methan-Nutzung weder eine Begrenzung der Einspeisequote, noch abrechnungs-, sicherheits- oder anlagentechnische Modifikationen erforderlich. Methan weist gegenüber Wasserstoff eine ca. dreimal höhere Energiedichte und damit eine höhere spezifische Speicherkapazität und niedrigere Transportkosten auf. Insgesamt bietet Methan breitere Einsatzmöglichkeiten (Strom, Wärme, Verkehr, Prozessgas). Insgesamt ist zu erwarten, dass die Zusatz-Kosten der Methanisierung geringer sein werden als der Infrastrukturausbau für H_2 bzw. die entstehenden Aufwendungen für die Ermöglichung höherer H_2 -Konzentrationen im Erdgas.

Von Bedeutung bei der Bewertung des Wasserstoffpotenzials ist außerdem der Umstand, dass H_2 im Gegensatz zu SNG, lediglich als Zusatzgas im Erdgas anzusehen ist. Eine vollständige Substitution des Erdgases ist daher nicht möglich. Entsprechend ist auch keine isolierte Rückverstromung des H_2 möglich. Stattdessen wird bei der Rückverstromung des Erdgasgemisches immer auch fossiles Erdgas verbrannt werden. Insofern ist Wasserstoff im Gegensatz zu SNG nicht als reiner Stromspeicher zu betrachten.

Der Nachteil von CH_4 im Vergleich zu H_2 ist vor allem die geringere Effizienz. Der Gesamt-Wirkungsgrad sinkt mit dem zweiten Prozessschritt von ca. 48 % auf ca. 32 %. Dadurch und durch die aufwändigere Anlagentechnik liegen die Produktionskosten deutlich höher.

Entwicklungsstand der Technik

Die Elektrolyse und Methanisierung sind grundlegend erprobte Techniken, denen bislang allerdings der großtechnische Einsatz fehlt. Pilot- und Demonstrationsprojekte zur Herstellung von synthetischem Methan (SNG) haben die Anlagenleistung sukzessive von 25 kW auf 6 MW gesteigert.

Die SolarFuel GmbH, die sich als industrieller Forschungspartner u. a. auf die Power to Gas Techno-

logie spezialisiert hat, strebt mit dem ZSW bis 2015 eine Leistungssteigerung der alkalischen Elektrolyseure auf 20 MW elektrisch an. Die Weiterentwicklung der Elektrolyse-Systeme versprechen weitere Leistungssteigerungen und -sprünge in der Zukunft. Schwerpunkte der künftigen Forschungsanstrengungen werden in der Kapazitätssteigerung pro Modul, der Senkung des spezifischen Energieverbrauchs und der Flexibilisierung der Fahrweise der Elektrolysesysteme liegen.

Während atmosphärische Elektrolyseure aktuell den Stand der Technik aufgrund langjähriger Erprobung, einfacher Anlagentechnik und damit vergleichsweise niedriger Investitionskosten darstellen, scheint die zukünftige Entwicklung den Druckelektrolyseuren zu gehören. Trotz eines deutlichen Entwicklungsbedarfs im Teillastbereich und bei den Wartungsaufwendungen von Druckelektrolyseuren deutet das höhere Wasserstoffumsetzungspotenzial auf die zukünftige Nutzung dieser Technik [35].

Der Wirkungsgrad eines Elektrolyseurs bestimmt sich durch seinen Energieverbrauch zur Herstellung eines Normkubikmeters Wasserstoff. Die Wasserelektrolyse erreicht einen Wirkungsgrad zwischen 75 - 85 %, der Prozessschritt der Methanisierung einen zwischen 60 und 65 %. Nimmt man eine Wiederverstromung von Wasserstoff in einem GuD-Kraftwerk mit einem Wirkungsgrad von 60 % an, erreicht der Gesamtprozess Strom-H₂-Strom eine Effizienz von knapp 50 %. Wird zusätzlich die Methanisierung vorgenommen, ergibt sich für die Prozesskette Strom-SNG-Strom ein Gesamtwirkungsgrad zwischen 30 und 35 %.

Potenzial für künftig nutzbare Leistung

Mit dem deutschen Erdgasnetz sind über 200 TWh Speicherkapazität vorhanden. Zukünftig wird durch den Zubau weiterer Speicherkapazitäten das theoretische Speicherpotenzial auf ca. 400 TWh wachsen. Sofern das Potenzial von Kavernenspeichern für H₂ mit einbezogen würde, das im Gegensatz zur erstgenannten Infrastruktur zusätzlich (und vorerst nicht geplant) erschlossen werden müsste und sich nachteilig auf die Wirtschaftlichkeit auswirken würde, könnte

das Speicherpotenzial weiter erhöht werden. Intensiver zu untersuchen bleiben die Auswirkungen des Wasserstoffs in Poren- oder Aquiferspeichern. Unter Umständen bleibt diese Speicheroption versagt [38].

Wird bei dem Prozessschritt der Methanisierung nur auf biogenes CO₂ zurückgegriffen sind die Erzeugungsmengen von SNG begrenzt. Hier sollte politisch entschieden werden, ob nicht eine Nutzung von CO₂ aus industriellen Prozessen sinnvoll wäre, ohne dabei die Besserstellung als EE-Gas zu verlieren, da andernfalls das technische Potenzial nicht ausgeschöpft werden könnte.

Maximale Bereitstellungsdauer

Power to Gas kann aufgrund der vorhandenen Erdgasinfrastruktur als Langzeitspeicher mit nahezu unbegrenzter Bereitstellungsdauer angesehen werden. Mit den vorhandenen Speicherkapazitäten von etwa 230 TWh kann Deutschland seinen Erdgasverbrauch etwa 3 Monate decken. Perspektivisch wäre mit Speicherkapazitäten um 400 TWh sogar eine Deckung für 5 ½ Monate und mehr möglich, unterstellt man einen künftig abnehmenden Erdgasverbrauch. Mit einem angenommenen Wirkungsgrad von 60 % für die Rückverstromung würde sich eine elektrische Speicherleistung von 138 TWh (240 TWh_{el} zukünftig) ergeben.

Laständerungsgeschwindigkeit, Zuschaltgeschwindigkeit aus dem Stillstand, Laständerungspotenzial

Während größere Gaskraftwerke Laständerungsgeschwindigkeiten von 5 – 10 %/min ausgehend von ihrer Nennleistung erreichen können, sind bei den Elektrolyse-Anlagen Lastgradienten bis 20 % der installierten Leistung pro Minute möglich. Bei der Methanisierung sollte ein kontinuierlicher H₂-Strom zur Verfügung stehen, der u. U. die Installation eines H₂-Speichers erfordert [28].

Kosten

Im Gegensatz zu allen anderen Speichertechnologien entstehen die Kosten fast ausschließlich durch die Höhe der Einspeiseleistung, nicht durch die Spei-

Tabelle 4: Überblick CO₂-Quellen und Potenziale für Methanisierung [36]

CO ₂ -Quelle	jährl. CO ₂ Volumenstrom in Mio. Nm ³ /a	Aufnahmepotenzial für überschüssige elek. Energie in TWh/a	EE-Gas nach heutiger Definition
Abscheidung aus Umgebungsluft	unbegrenzt	unbegrenzt	ja
herkömmliche Biogasanlagen	3.000	61	ja
Biogasanlagen mit Biomethaneinspeisung	160	3	ja
Bioethanolanlagen	295	6	ja
Kläranlagen	unbekannt	unbekannt	ja
fossile Verbrennungsprozesse	unbekannt	unbekannt	nein
Stahlindustrie	8.430	172	nein
Zementindustrie	5.000	94	nein
Chemische Industrie	7.880	161	nein

Tabelle 5: Investitionskostenübersicht Elektrolyseure nach Smolinka 2011 [35]

Alkalische Elektrolyse		PEM-Elektrolyse
Atmosphärische Elektrolyseure	Druckelektrolyseure	
800 – 1.500 €/kW	1.000 – 1.800 €/kW	2.000 – 6.000 €/kW

cherkapazität, da auf eine vorhandene Infrastruktur zurückgegriffen werden kann.

Die Kosten für die Elektrolyse schwanken stark mit dem verwendeten Verfahren und der Anlagengröße. Die Investitionskosten liegen heute bei ca. 1.000 €/kW, vgl. Tabelle 5.

Für den Prozessschritt der Methanisierung werden in der Literatur ähnlich hohe Kosten je kW genannt [39]. Hinzu kommen die Kosten für den Wasserstoffspeicher, der Leistungselektronik und Regelungstechnik sowie Verdichter- und Einspeiseanlagen. Für eine komplette Power to Gas-Anlage wurden Kosten bis 6.000 €/kW für das Jahr 2010 recherchiert, wobei BET von deutlich geringeren spezifischen Investiti-

onskosten ausgeht [40]. Franke gibt gestaffelt nach der Anlagengröße Investitionskosten zwischen 2.300 - 2.210 €/kW an [41]. Ferner kann angenommen werden, dass mit zunehmendem Einsatz und weiterer Entwicklung der Technik Lern- und Erfahrungseffekte entstehen, die künftig zu deutlich sinkenden Investitionskosten führen.

Der Netzentwicklungsplan Gas 2012 gibt ferner bei einer Einspeisung von Wasserstoff in das Ferngasleitungsnetz kleiner einem Volumenprozent Umrüst- und Umbaukosten in Höhe von 105 Mio. € an. Die Kosten setzen sich aus der Umrüstung der Mess- und Regelstationen sowie für den Umbau der Gasturbinen für die Brenngasaufbereitung zusammen. Steigt der Anteil des eingespeisten Wasserstoffs, kommen zu-

sätzlich Kosten für die Modifikation bzw. den Ersatz der Gasturbinen sowie der Umrüstung der Verdichter in nicht unerheblichem Umfang hinzu [38].

Da die Investitionskosten bei der Power to Gas Technologie im Gegensatz zu allen anderen Speichertechnologien nicht von der Speicherkapazität, sondern im Wesentlichen von der Einspeiseleistung abhängen, werden die spezifischen Kosten pro ausgespeicherter kWh in der Relation zu anderen Speichertechnologien umso günstiger, je länger die Speicherdauer ist. Für kurze Speicherdauern über einige Stunden sind sowohl Pumpspeicher als auch Batterien kostengünstiger. Für lange Speicherdauern über mehrere Wochen (langanhaltende Windflaute) kommen die Speicherkosten in den Bereich von Pumpspeichern. Letztere haben aber ein sehr begrenztes Potenzial und können daher den künftigen Bedarf für Langzeitspeicher bei Weitem nicht decken.

Wirtschaftlichkeit

Treiber der Wirtschaftlichkeit des Power to Gas Konzepts ist der Preis des Überschussstroms, der für die Gasproduktion bezogen werden muss, in Relation zum Preis, der für das SNG bezahlt wird. Mindestens muss die Preisdifferenz die hohen Verluste des Umwandlungsprozesses decken. Um die Investitionskosten zu refinanzieren, sind erheblich höhere Preisdifferenzen nötig. Heute ist die Technologie von der Wirtschaftlichkeit weit entfernt, selbst wenn der Preis des Überschussstroms Null ist. Über die Wirtschaftlichkeit in der Zukunft kann derzeit keine Aussage gemacht werden. Diese hängt zum einen von der Entwicklung der Investitionskosten ab, zum anderen vom künftigen Marktdesign und den davon ausgehenden Preissignalen.

Für die Wirtschaftlichkeit ist auch die Herkunft und Verfügbarkeit des CO₂ für die Methanisierung von Bedeutung. Z. B. wird bei der Aufbereitung von Biogas zu Biomethan das CO₂ aus dem Biogas abgeschieden, so dass dieses dann in reiner Form zur Verfügung steht und in einer Methanisierungsanlage, soweit diese sich in direkter Nähe zur Biogasanlage befindet, verwendet werden kann. Muss das CO₂ je-

doch erst aufwändig aus Gasen abgeschieden werden, z. B. aus den Abgasen fossiler Kraftwerke oder aus der Luft, entstehen zusätzliche Prozessverluste und Kosten.

Bei direkter Nutzung von Wasserstoff erübrigt sich der Prozessschritt der Methanisierung. Wenn Wasserstoff aber in großem Umfang als Stromspeicher genutzt werden soll, ist der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur erforderlich, was sehr hohe Kosten verursachen würde und wahrscheinlich im Vergleich teurer würde als die Nutzung von Methan im Erdgasnetz. Darüber hinaus ist bei der Wasserstoffnutzung mit Akzeptanzproblemen zu rechnen.

Des Weiteren wird angenommen, dass für die Rückverstromung auf bereits bestehende Kraftwerke zurückgegriffen werden kann und keine Neubauten erfolgen, die in einer Bilanzierung der Kosten ebenso berücksichtigt werden müssten.

Nicht zuletzt würde auch ein zusätzlich steigender Erdgaspreis oder ein höherer Preis für CO₂-Zertifikate die Technik wirtschaftlich attraktiver machen.

Ab wann sollte die Technik sinnvollerweise zum Einsatz kommen?

Aufgrund des vergleichsweise niedrigen Gesamtwirkungsgrades von ca. 35 % sollten andere in dieser Studie beschriebene Ausgleichsmöglichkeiten zum Einsatz kommen, bevor auf die Power to Gas Technik zurückgegriffen wird. Die hohen leistungsabhängigen Kosten schließen die wirtschaftliche Nutzung als Kurzfristspeicher aus. Aufgrund der hohen Speicherkapazitäten ist eine Nutzung als saisonales Speichersystem denkbar und bei einer angestrebten Vollversorgung mit erneuerbaren Energien alternativlos. Denn keine andere der beschriebenen Speicheroptionen oder Ausgleichsmöglichkeiten bietet ein ähnlich großes Speicherpotenzial.

Anstatt das erzeugte Gas wieder rückzuverstromen, könnte es auch im Verkehrssektor eingesetzt werden, um dort den Anteil fossiler Energien zu reduzieren. Bei dieser Nutzungsart sind die Verluste geringer und die

Wirtschaftlichkeit dürfte früher erreicht werden. Hierbei handelt es sich dann allerdings nicht um eine vollständige Stromspeicherung. Die Nutzung für Mobilität könnte aber die Einführung der Technologie erleichtern.

Maßnahmen zur Förderung der Technik bzw. zum Abbau der Hemmnisse

Die Technik wird in den nächsten zwei bis drei Jahrzehnten nicht benötigt. Sie kommt sinnvollerweise erst zum Einsatz, wenn die Stromversorgung fast ausschließlich auf Erneuerbaren Energien basiert. Ausnahmen kann es geben im Fall von Netzengpässen, die sich aus Akzeptanzgründen nicht beseitigen lassen. Insofern ist eine Förderung zur Markteinführung der Technik aus heutiger Sicht noch nicht erforderlich und sinnvoll. Gleichwohl könnten die Rahmenbedingungen im Hinblick auf die Weiterentwicklung und Erprobung der Technik verbessert werden.

Es besteht bereits die Möglichkeit einer zweckgebundenen Befreiung der Elektrolyse von der Stromsteuer (§ 9a StromStG), den Gas- und Stromnetzentgelten (§ 118 EnWG) sowie für ein pauschales Entgelt für vermiedene Netzkosten (§ 20a GasNEV).

SNG, das unter Nutzung von biogenem CO₂ erzeugt wurde, kann als EE-Gas (gemäß dem EEG) in das Erdgasnetz eingespeist werden. Dadurch gewinnt es an Wertigkeit gegenüber Erdgas, da die Verstromung dieses Gases durch das EEG gefördert wird.

Eine Besserstellung der Power to Gas Technologie würde erreicht, wenn das erzeugte SNG generell als EE-Gas anerkannt würde, unabhängig davon, wo das verwendete CO₂ herkommt. Dies lässt sich damit begründen, dass durch die Speicherung kein zusätzliches CO₂ entsteht. CO₂, das ohnehin schon da ist, wird der Umwelt entnommen und bei der Rückverstromung wieder emittiert.

Der Anreiz, überschüssige Energie zu nutzen, könnte langfristig auch dadurch erhöht werden, dass abgeregelter Strom nicht mehr wie bisher nach EEG vergütet wird. Eine solche Regelung müsste aber in ein

insgesamt neues Marktdesign integriert werden. Den Betreibern von Windkraftanlagen dürfen keine Mindererlöse aufgrund nicht ausreichenden Netzausbaus entstehen.

3.5 Zusammenfassung Speicher

Das Speichern von Strom ist grundsätzlich eine teure und je nach Technik auch verlustreiche Flexibilitätsoption. Daher sollten zunächst andere, kostengünstigere Optionen genutzt werden, um den Bedarf für Speicher zu minimieren. Überschüsse aus Erneuerbaren Energien können vermieden werden durch Lastmanagement, strombedarfsgerechten Einsatz von Biogas- und KWK-Anlagen, durch Nutzung des Stroms im Wärmemarkt oder für Elektromobilität. Wenn diese Optionen ausgeschöpft sind, ist abzuwägen zwischen der Speicherung und der Abregelung der Überschüsse. Der Bau von Überkapazitäten von EE-Anlagen und deren zeitweise Abregelung ist bis zu einem gewissen Grad kostengünstiger als die Speicherung.

In Abbildung 37 sind wesentliche Kenngrößen von unterschiedlichen Speichern dargestellt, in Klammern jeweils die in der Literatur angegebenen Bandbreiten, die einzelne Zahl die für eigene Modellrechnungen verwendete. Mit diesen Daten wurden für verschiedene Anwendungsfälle die Kosten in €/MWh ausgespeicherter Strom berechnet. Zum einen wurde der Fall einer täglichen Verlagerung der Stromerzeugung von den Mittags- in die Abendstunden betrachtet (typischer Verlauf bei PV-Anlagen), zum anderen der Fall einer zweiwöchigen Windflaute im Anschluss an eine zweiwöchige Starkwindperiode. Dabei wurden die Speicherverluste pauschal mit 100 €/MWh bewertet. Dieser Wert stellt eine grobe Abschätzung der zusätzlichen Erzeugungskosten in einem Mix aus EE-Anlagen dar.

Für den ersten Anwendungsfall (siehe Abbildung 38) wird deutlich, dass Pumpspeicher in Deutschland die günstigste Speicher-Variante darstellen, Druckluftspeicher und Batterien unter Berücksichtigung künftiger Kostensenkungspotenziale bereits erheblich

	Wirkungsgrad	Verhältnis Speicherkapazi- tät zu Leistung Wh/W	Invest Speicher €/kWh	Invest Ein-/ Ausspeiche- rung €/kW	Wartung % von Invest / a	Zyklenzahl	Selbstent- laderate
Pumpspeicher	78 % (75 - 80 %)	3,5 - 12	10	1000 (600 - 1400)	1,5 - 2	∞	0 - 0,5 %/Tag
CAES adiabat	67 % (62 - 70 %)	4 - 10	50 (40 - 80)	1200 (700 - 1500)	2,5	∞	0 - 10 %/Tag
Blei-Säure- Akkus	80 % (65 - 90 %)	0,5 - 5	150 (100 - 250)	150 (100 - 200)	1	1500 (500 - 2000)	5 %/Monat
Li-Ionen-Akkus	86 %	0,5 - 2,5	500 (300 - 800)	150 (100 - 200)	1	2000 (500 - 3000)	5 %/Jahr
Redox-Flow- Batterien	75 % (70 - 80 %)	0 - >200	300 - 500	1000 - 1500		10.000	0
Power to Gas (H ₂)	46 % (40 - 48 %)	∞	0	1000 (800-1500)		∞	ca. 0
Power to Gas (Methan)	35 % (30 - 40 %)	∞	0	2000 (1000 - 6000)	2,5	∞	ca. 0

Abbildung 37: Eigenschaften und Kosten von Stromspeichertechnologien

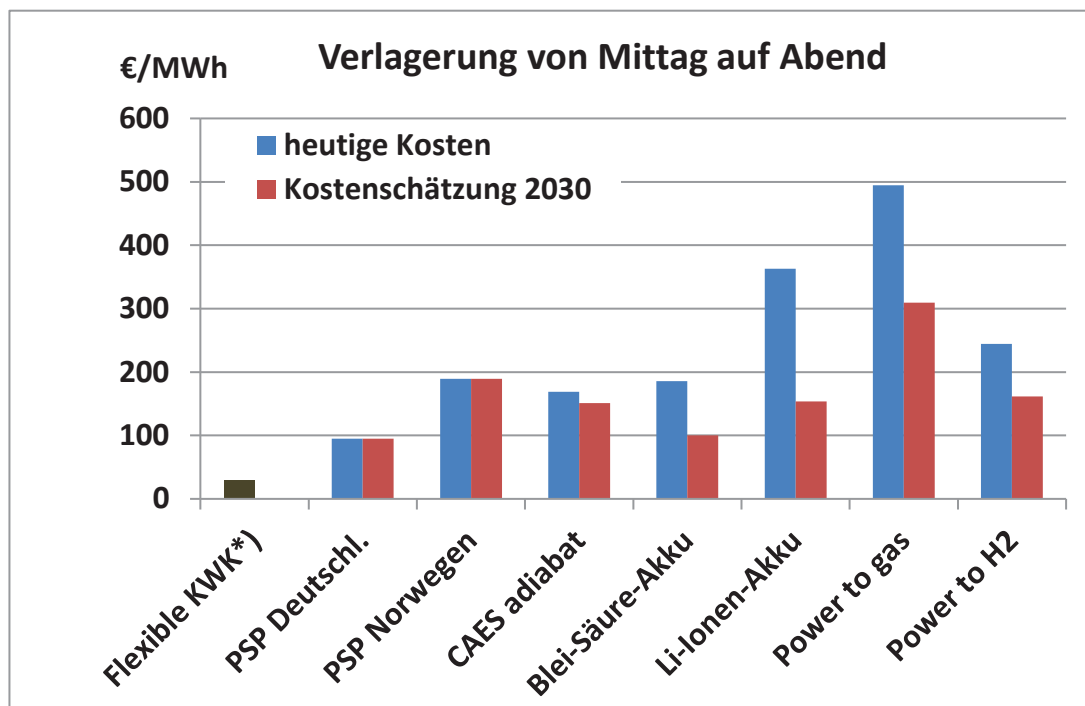


Abbildung 38: Kosten kurzfristiger Stromspeicherung

*) zum Vergleich

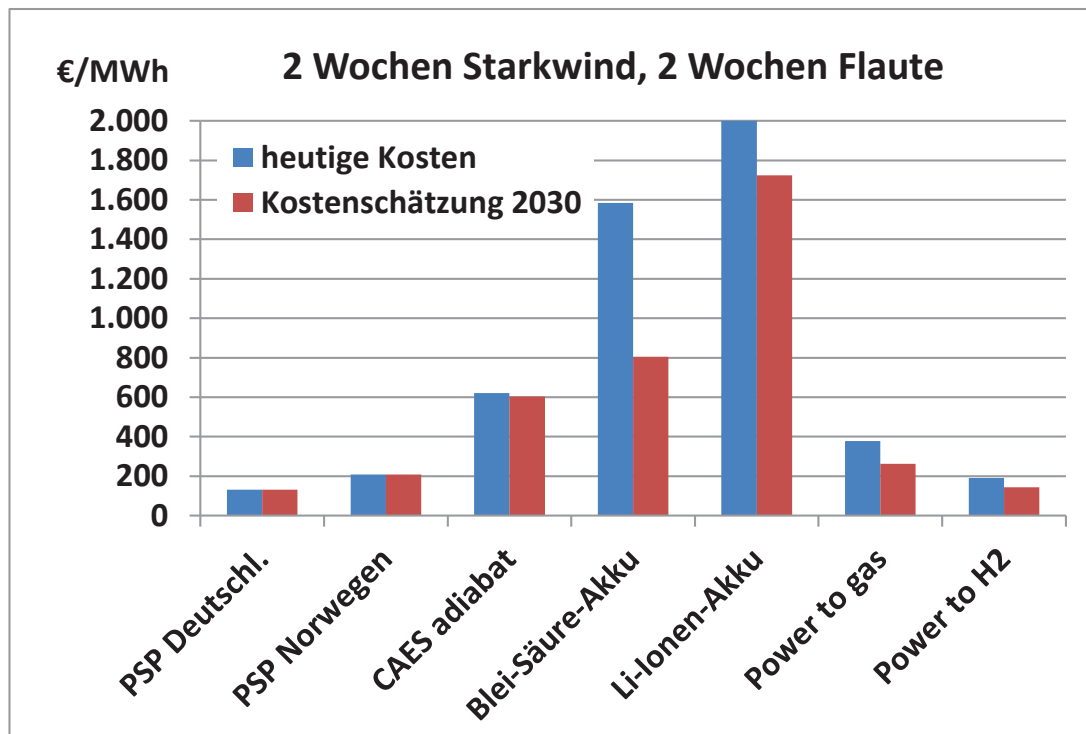


Abbildung 39: Kosten langfristiger Stromspeicherung

teurer sind und Power to Gas die teuerste Option ist. Zum Vergleich wurde in der Abbildung die Erbringung derselben Flexibilität durch eine flexible KWK- oder Biogasanlage aufgenommen. Voraussetzung hierfür ist jedoch, dass die Residuallast noch im positiven Bereich bleibt, da KWK-Anlagen im Gegensatz zu Speichern keine Überschüsse speichern können. Sie können aber vermeiden, dass diese entstehen.

Für den zweiten Anwendungsfall ergibt sich ein anderes Bild (Abbildung 39): Auch hier stellen Pumpspeicher die kostengünstigste Option dar. Da aber für eine Langzeitspeicherung die Pumpspeicherpotenziale in Deutschland bei weitem nicht ausreichen, müssen zusätzlich andere Optionen zum Einsatz kommen. Es zeigt sich, dass die Power to Gas Technologie nun deutlich günstiger ist als Druckluftspeicher und Batterien. Dies liegt an der unterschiedlichen Kostenstruktur der Speicher. Während bei allen anderen Speichern vor allem die Speicherkapazität kostenbestimmend ist, ist es bei Power to Gas die Einspeicherleistung.

Sowohl aufgrund der Kosten als auch aufgrund der Potenziale ist Power to Gas unumgänglich, wenn man Strom über mehrere Wochen oder länger speichern will. Es stellt sich jedoch die Frage, (ab) wann man Strom über mehrere Wochen speichern muss. Dies wird erst dann erforderlich, wenn der Anteil der Erneuerbaren Energien nahe 100 % liegt. Solange dies nicht der Fall ist, gibt es kostengünstigere Möglichkeiten, die Erzeugungslücken mit konventionellen Kraftwerken und KWK-Anlagen zu füllen.

Aus technischer und wirtschaftlicher Sicht sind für die Langzeitspeicherung Pumpspeicher und Power to Gas geeignet, eventuell auch Redox-Flow-Batterien, die sich jedoch noch in einem frühen Entwicklungsstadium befinden. Die einzige Technik, mit der ausreichende Speichervolumina für die saisonale Verlagerung größerer Strommengen realisiert werden können, ist Power to Gas, da hierbei das vorhandene Erdgasnetz als Speicher genutzt werden kann.

Da das Potenzial für Pumpspeicher zumindest innerhalb Deutschlands sehr begrenzt ist, wird es langfristig

voraussichtlich erforderlich, für die Kurzzeitspeicherung über mehrere Stunden auch auf teurere Speichertechniken zurück zu greifen. Sowohl Batterien als auch Druckluftspeicher oder ausländische Pumpspeicher können die Pumpspeicher in Deutschland sinnvoll ergänzen. Batterien und Druckluftspeicher werden insbesondere im Fall von Netzengpässen, die sich nicht in vertretbarer Zeit beseitigen lassen, sinnvoll sein.

Da der Ausbau des Netzes, wie von BET in anderen Projekten ermittelt wurde, in der Regel kostengünstiger ist als das Speichern des Stroms, wird der Einsatz von Batterien und Druckluftspeichern unter Kostengesichtspunkten erst gegen Ende des 3. Jahrzehnts, wenn es bundesweit zu nennenswerten EE-Überschüssen kommt, sinnvoll werden.

Des Weiteren bestehen große Potenziale für den Einsatz von elektrischen Wärmepumpen. Wärmepumpen nutzen den Strom durch zusätzliche Nutzung der Umweltwärme sehr effizient. Durch Einbindung in das Lastmanagement können sie gut für kurzfristige Lastverlagerungen eingesetzt werden, insbesondere wenn sie in Kombination mit einem Wärmespeicher betrieben werden. Je höher der Anteil der Erneuerbaren Energien im Gesamtsystem ist, desto größer wird der ökologische Vorteil der Wärmepumpe.

Mobilität

Die Elektromobilität bietet eine weitere Möglichkeit zum Lastmanagement. Die Ladezeiten der Elektroautos können unter Berücksichtigung der Restriktionen durch die Nutzung der Fahrzeuge in Zeiten hohen EE-Angebots bzw. von EE-Überschüssen gelegt werden. Denkbar ist auch eine Nutzung als Speicher, indem die Batterien bei Bedarf auch wieder entladen werden. Dadurch stünde eine kostengünstige Speichermöglichkeit zur Verfügung, da die Investitionskosten für den Speicher nicht dem Stromsystem zuzurechnen sind. Dies erfordert jedoch eine komplexe Steuerung und ein entsprechendes Vergütungsmodell. Es muss sichergestellt werden, dass die Speicher nicht stärker entladen werden als der Fahrzeugnutzer dies zulässt. Auch muss der zusätzliche Lebensdauerverzehr durch die häufigeren Ladezyklen durch die Vergütung des ausgespeicherten Stroms kompensiert werden.

Unter der Annahme von 6 Mio. Elektrofahrzeugen im Jahr 2030 (gemäß Zielsetzung der Bundesregierung) besteht dann eine gesamte Speicherkapazität von ca. 90 GWh. Bei einem vorsichtig angenommenen Gleichzeitigkeitsfaktor von 5 % ergibt sich eine nutzbare Speicherkapazität von 4,5 GWh bei einer Ladeleistung von maximal 12 GW (bei Schnellaufladung) und einer Entladeleistung von maximal 15 GW. Diese Leistungen können nur kurzfristig für maximal 20 Minuten und somit als Regenergie zur Verfügung gestellt werden. Für Lastverlagerungen über längere Dauer sinkt die nutzbare Leistung entsprechend.

Eine weitere Interdependenz zum Mobilitätssektor besteht durch Nutzung von synthetisch hergestelltem Gas (vgl. Kapitel 3.4.5 „Power to Gas“) im Verkehr.

Netzinfrastruktur

In der vorliegenden Untersuchung wurde ein vollständiger Netzausbau unterstellt, so dass jede erzeugte kWh in das Stromnetz eingespeist und zu den Verbrauchern transportiert werden kann. In verschiedenen Studien wurde der Netzausbau als i. d. R. kostengünstigste Option identifiziert um die Abregelung von Erneuerbaren Energien weitgehend zu vermeiden. Gleichwohl ist davon auszugehen, dass der Netzausbau aufgrund langer Genehmigungs- und Bauzeiten sowie aufgrund von Akzeptanzproblemen bei der Bevölkerung nicht überall rechtzeitig im erforderlichen Umfang erfolgen wird. Bereits heute treten insbesondere in Schleswig-Holstein häufig Situationen auf, in denen der Windstrom nicht vollständig im Netz aufgenommen werden kann und abgeregelt werden muss. Auch ist ein Netzausbau zur Integration „der letzten kWh“ aus EE nicht immer sinnvoll.

Insofern besteht ein direkter Zusammenhang zwischen der Netzsituation und den hier betrachteten Flexibilitätsoptionen. In Gebieten mit Netzengpässen tritt die Situation negativer Residuallasten teilweise heute schon auf. Da der Netzengpass aus den o. g. Gründen oftmals nicht kurzfristig beseitigt werden kann, können die hier betrachteten Flexibilitätsoptionen deutlich früher sinnvoll eingesetzt werden und zur Entschärfung der Netzsituation beitragen als bei Betrachtung von Deutschland als „Kupferplatte“.

Marktdesign

Das Marktdesign ist von besonderer Bedeutung für die Umsetzung der beschriebenen Techniken und Maßnahmen. Diese wird nur dann erfolgen, wenn ausreichende wirtschaftliche Anreize bestehen. Im derzeitigen „energy only market“ wird in Abhängigkeit von Angebot und Nachfrage ein Preis für die erzeugte Arbeit gebildet. Dieser entsteht aus den Grenzkosten des letzten für die Lastdeckung benötigten Kraftwerks. Zunehmende Einspeisungen aus Erneuerbaren Ener-

gien haben einen preissenkenden Effekt führen daher zu einer weiteren Dämpfung des Großhandelspreises.

Derzeit sind die Strompreise an der Börse auf einem so niedrigen Niveau, dass Investitionen in neue Stromerzeugungsanlagen durch die Erlöse am Strommarkt nicht refinanziert werden können. Auch sind die Spreads zwischen Hoch- und Niedrigpreisen relativ klein. Daher bestehen Anreize, in Speichertechniken zu investieren, nur in Ausnahmefällen.

Untersuchungen zum Marktdesign waren nicht Gegenstand dieser Studie. Es ist aber davon auszugehen, dass mit den heute vorhandenen Märkten keine ausreichenden Anreize zur Investition in Techniken zur Flexibilisierung des Stromversorgungssystems bestehen, sondern nur Maßnahmen, die keine nennenswerten Investitionen erfordern, realisiert werden können.

Zusätzlich zum energy only market erscheint es notwendig, einen Marktmechanismus zu schaffen, in dem die Bereitstellung von Leistung honoriert wird. Hierfür spricht auch die lange Vorlaufzeit vieler Technologien. Planung und Bau eines Kraftwerks dauern ca. 4 bis 6 Jahre, bei Pumpspeichern sind es bis zu 10 Jahre. Wenn abgewartet wird, dass durch Knappheit von Kapazitäten die Preise in Bereiche steigen, die einen Investitionsanreiz darstellen könnten, wird es zu Versorgungslücken kommen, da das System nicht schnell genug auf die Preissignale reagieren kann. Der Ausbau der Erneuerbaren Energien führt im derzeitigen Marktdesign zu einer weiteren Dämpfung der Preise, da die Erneuerbaren mit Grenzkosten von nahe Null oder durch das EEG-Vergütungsmodell mit festen Einspeisevergütungen sogar mit negativen Grenzkosten auch unabhängig vom Einspeisevorrang konventionelle Kraftwerke verdrängen. Somit wird es immer häufiger zu Stunden mit sehr niedrigen oder negativen Preisen kommen.

5 Zusammenfassung und Fazit

In dieser Studie wurden die Möglichkeiten zum Ausgleich der zunehmenden fluktuierenden Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien dargestellt und hinsichtlich ihrer Bedeutung und zeitlichen Einordnung im Rahmen der Umsetzung der Energiewende bewertet.

Bei der Ermittlung der Zeitpunkte, in denen die einzelnen Technologien zum Einsatz kommen sollen, wurde vereinfachend davon ausgegangen, dass das Stromnetz keine Restriktion darstellt, sondern nach den Erfordernissen der EE-Erzeugung weitgehend ausgebaut wird. In anderen Untersuchungen, unter anderem auch in Projekten der BET wurde der Netzausbau als i. d. R. kostengünstigste Option zur Vermeidung der Abregelung von EE-Anlagen identifiziert.

Gleichwohl ist davon auszugehen, dass der Netzausbau aufgrund langer Genehmigungs- und Bauzeiten sowie aufgrund von Akzeptanzproblemen bei der Bevölkerung nicht überall rechtzeitig im erforderlichen Umfang erfolgen wird. In diesen Fällen ist der Einsatz von einigen der hier dargestellten Ausgleichsmöglichkeiten im Zeitverlauf auch deutlich früher sinnvoll. Da Netzengpässe heute schon bestehen und voraussichtlich eher zunehmen werden, können die in dieser Studie dargestellten Flexibilitätsmaßnahmen Lastmanagement, Überschussstrom zu Wärme oder auch Stromspeicher bei Einsatz in den Engpassgebieten bereits heute sinnvoller sein als die sonst unvermeidbare Abregelung der EE-Anlagen.

Eine Flexibilitätsoption, die im Rahmen dieser Studie nicht untersucht wurde, ist der Stromaustausch mit dem Ausland. Je größer das Gebiet, innerhalb dessen Ausgleichsmaßnahmen durchgeführt werden können, desto größer sind Ausgleicheffekte, die allein durch unterschiedliche Wind- und Einstrahlungsverhältnisse in den verschiedenen Gebieten entstehen. Voraussetzung für den internationalen Ausgleich sind ausreichende Kuppelkapazitäten. Derzeit wird der Stromaustausch mit dem Ausland durch die begrenzten Kuppelkapazitäten eingeschränkt. Ein Ausbau erscheint sinnvoll, um zu relativ niedrigen volkswirtschaftlichen Kosten den Bedarf für teurere Ausgleichsmöglichkeiten zu senken. Um den sinnvollen Umfang

des Ausbaus der Kuppelkapazitäten zu ermitteln sind weitere Untersuchungen erforderlich.

Derzeit wird die Flexibilität im System fast ausschließlich von Wärmekraftwerken und Pumpspeicherkraftwerken bereitgestellt, in (noch zu) geringem Maße auch von KWK-Anlagen. Dies wird bis zu einem EE-Anteil von nahezu 50 % auch weiterhin funktionieren. Somit werden zusätzliche Flexibilitäten erst nach 2020 benötigt.

Flexibilität bedeutet:

1. Bereitstellung ausreichender Leistung bzw. Reduktion der Verbrauchslast für Wetterlagen mit wenig Wind und Sonne
2. Bereitstellung dieser Leistung über definierte Zeitspannen (Extremfall: mehrwöchige Windfalle)
3. Nutzung von EE-Überschüssen
4. Schnelle Regelfähigkeit zum Ausgleich hoher Gradienten der Residuallast

Es stehen eine Reihe von Technologien für die Bereitstellung von Flexibilität zur Verfügung, wobei die Beiträge zur Flexibilisierung sehr unterschiedlich sind. Einige Techniken können Leistung für kurze oder längere Zeiträume zur Verfügung stellen, andere können negative Leistung liefern, indem Stromüberschüsse genutzt oder gespeichert werden, einige sind schnell, andere weniger schnell regelbar und eignen sich somit unterschiedlich gut zum Nachfahren von steilen Gradienten der Residuallast.

In Tabelle 1 (vgl. Seiten 9 und 85) ist eine Übersicht über die Flexibilitätsoptionen mit ihren wesentlichen Eigenschaften dargestellt. In Abbildung 41 ist dargestellt, wann die Technologien im Zeitverlauf sinnvollerweise zum Einsatz kommen sollten, Abbildung 42 gibt eine Einschätzung über die Systemrelevanz, wobei die Kriterien Potenzial, technische Reife und Kosteneffizienz eingeflossen sind.

Tabelle 1: Übersicht der Flexibilitätsoptionen (vgl. Seite 9)

	Geschätztes Potenzial ¹⁾	Dauer	Schnelligkeit in % / min.	Bemerkungen
Demand Side Management (DSM)				
DSM Industrie	+2 / -0,7 GW [DENA]; +0,5 / -4,4 GW [VDE]; kurzfristig	1 bis 4 Stunden	20-100%	kurzfristig und kostengünstig nutzbares Potenzial; höheres Potenzial für Abschaltungen im Minutenbereich bzw. zu hohen Kosten
DSM Haushalte	ca. +0,6 GW / -2,3 GW bis 2030	einige Stunden	100%	(ohne Wärmepumpen)
DSM Haushalte – elektrische Wärmepumpen	max. +0,45 GW (Winter) / -2,2 GW (Sommer) bis 2030	ca. 2 Stunden	100%	Quelle: ecofys, prognos, 2011; Dauer mit Wärmespeicher auch länger
Überschussstrom zu Wärme	mehr als -10 GW; kurzfristig	unbegrenzt	20-100%	nur negative Leistung, abh. vom Wärmebedarf
Erneuerbare Energien				
Einspeisemanagement Wind & PV	„unbegrenzt“	unbegrenzt	100%	nur negative Leistung; bei gedrosselter Fahrweise auch positive Regelleistung möglich
Strombedarfsorientierter Einsatz Biogas und feste Biomasse	max. +/- 16 GW bis 2030	4 bis 12 Stunden	5-20%	
Strombedarfsorientierter Einsatz Biomethan		Wochen bis Monate		bei Einspeisung ins Erdgasnetz
Kraftwerke und KWK				
Stromgeführter Einsatz KWK	max. +/- 25 GW bis 2020	4 bis 12 Stunden	5-20%	auf Basis 20%-Ziel der Bundesregierung; davon ca. +9/-4,5 GW bereits flexibel eingesetzt
Nutzung bestehender Kraftwerke	heute ca. 80 GW	unbegrenzt	1-2%	Leistung abnehmend gemäß „Sterbelinie“
Retrofit bestehender Kraftwerke	ca. +3 GW Delta zw. Pmin und Pmax bis 2020	unbegrenzt	4-8%	Entscheidung für Retrofit nur wenn wirtschaftlich
Neubau flexibler Kraftwerke	unbegrenzt	unbegrenzt	4-10%	abh. von Technik, Gasturbinen auch schneller
Nutzung Netzersatzanlagen	geschätzt 5-8 GW bis 2020	einige Stunden	20-100%	nur positive Leistung
Stromspeicher				
Pumpspeicher (Deutschland)	ca. 10 GW und 78 GWh bis 2020; langfristig bis zu 2 TWh	Stunden bis Tage	50-100%	geringe Energiedichte, einzige bewährte und kostengünstige Speichertechnologie , technisch auch als Langzeitspeicher geeignet, aber kein ausreichendes Potenzial
Druckluftspeicher („CAES“)	beliebig groß, ca. 0,8 – 2,5 TWh Bis 2030	Stunden bis Tage	20%	adiabate CAES (Wirkungsgrad ca. 60-70%) noch in der Entwicklungsphase, rel. kostengünstig, weniger effizient und teurer als Pumpspeicher
Batteriespeicher	unbegrenzt	Stunden bis Tage	100%	teure Option, hohes Entwicklungs- und Kostensenkungspotenzial
Power to Gas	unbegrenzt	Wochen bis Monate	Nicht relevant	aus heutiger Sicht einzige Langfristspeicheroption mit ausreichendem Potenzial, niedriger Wirkungsgrad (Strom zu Strom 30-45%), früherer Einsatz für Gaserzeugung für Verkehr

¹⁾ Potenzial positiv = Bereitstellung zusätzlicher Erzeugungsleistung bzw. Abschaltung von Lasten
 Potenzial negativ = Abschalten von Erzeugungsleistung bzw. Zuschaltung von Lasten

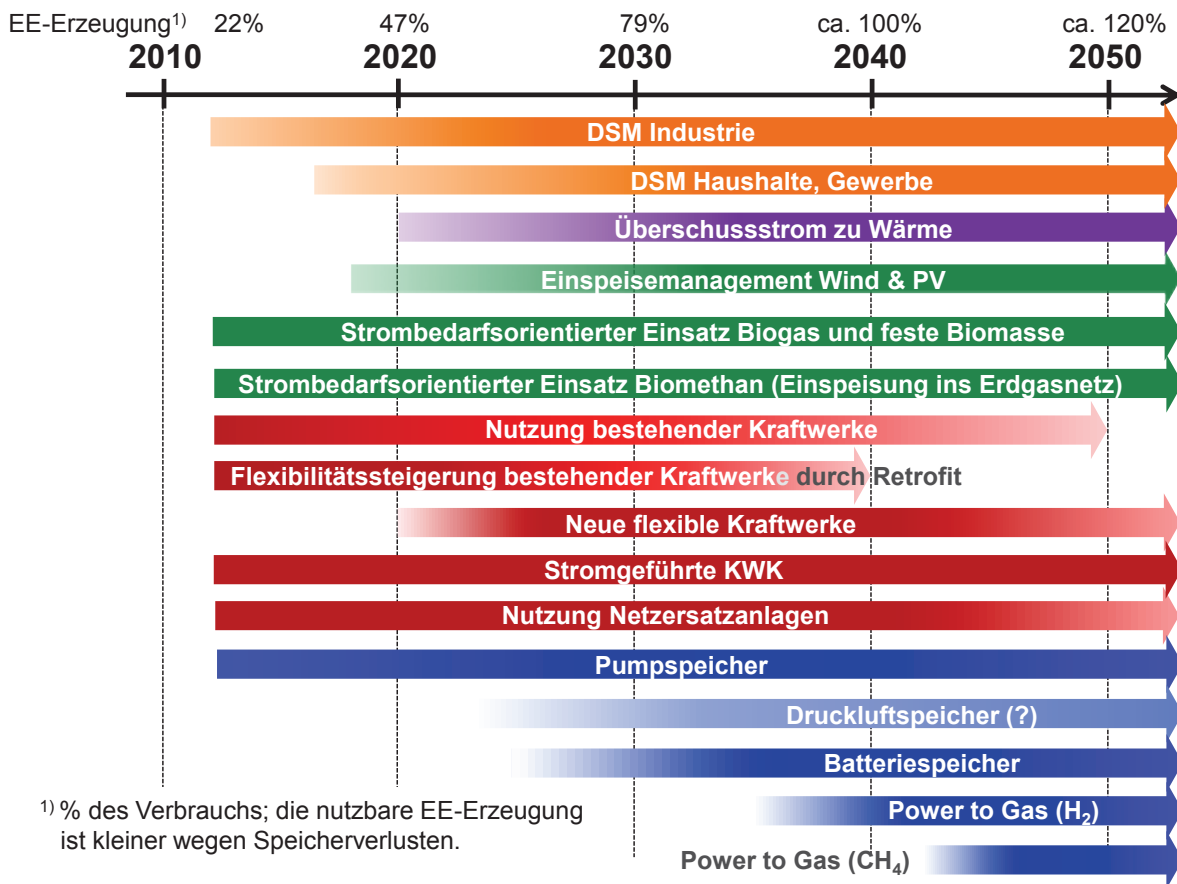


Abbildung 41: Einsatz der Flexibilitätsoptionen auf der Zeitschiene nach den Kriterien Bedarf und Kosteneffizienz (ohne Berücksichtigung von Netzrestriktionen)

Grundsätzlich ist festzuhalten, dass das BEE-Szenario umsetzbar ist und auch bei sehr hohen Anteilen Erneuerbarer Energien ausreichende Flexibilität mobilisiert werden können, um die Systemstabilität zu gewährleisten.

Lastmanagement

Lastmanagement ist eine Option, mit der durch regelungstechnische Maßnahmen ohne hohe Investitionen Flexibilität bereitgestellt werden kann. Viele industrielle Prozesse sind grundsätzlich in gewissem Rahmen zeitlich verschiebbar, meist jedoch nur für relativ kurze Zeiträume von wenigen Minuten bis maximal einigen Stunden. Manche Lastverlagerungen verursachen nur geringe, andere jedoch auch hohe Kosten. Dies hängt davon ab, wie stark der Produktionsprozess durch die Maßnahme beeinflusst wird. In vielen Fällen

ist die Lagerung von Zwischenprodukten erforderlich, was zusätzliche Kosten verursacht. In geringem Maße wird Lastmanagement in der Industrie bereits praktiziert durch Teilnahme an den Regelenergiemärkten, vorrangig durch das Angebot von Minutenreserve.

In der Zukunft wird das Lastmanagement in der Industrie eine zunehmende Bedeutung erlangen, insbesondere für kurzfristige Lastverlagerungen.

Auch im Lastmanagement in Haushalten und Gewerbe liegen erhebliche Potenziale zur Lastverlagerung. Deren Erschließung ist jedoch im Vergleich zur Industrie mit einem deutlich höheren regelungstechnischen Aufwand verbunden, da viele kleine Einzelleistungen unter Berücksichtigung der nutzerseitigen Restriktionen zentral gesteuert werden müssen. Auch erforder-

	2013 Ist	2013 Soll	2020	2030	2040	2050
Lastmanagement Industrie	gering	gering	mittel	mittel	mittel	mittel
Lastmanagement Haushalte, Gewerbe	null	null	gering	gering	mittel	mittel
Lastmanagement Wärmepumpen	null	gering	gering	mittel	mittel	mittel
Überschussstrom zu Wärme	null	gering ¹⁾	gering ¹⁾	gering	mittel	mittel
Einspeisemanagement Wind & PV	gering ¹⁾	gering ¹⁾	gering	mittel	hoch	hoch
Strombedarfsorientierter Einsatz Biomasse	gering	hoch	hoch	hoch	hoch	hoch
Strombedarfsorientierter Einsatz Biomethan	gering	hoch	hoch	hoch	hoch	hoch
Nutzung bestehender Kraftwerke	hoch	hoch	hoch	mittel	gering	null
Flexibilitätssteigerung durch Retrofit	mittel	mittel	mittel	gering	gering	gering
Neue flexible Kraftwerke	null	null	hoch	hoch	mittel	mittel
Stromgeführte KWK	gering	hoch	hoch	hoch	hoch	hoch
Nutzung Netzersatzanlagen	gering	gering	mittel	mittel	mittel	mittel
Pumpspeicher	hoch	hoch	hoch	hoch	hoch	hoch
Druckluftspeicher	null	null	null	gering	(mittel)?	(mittel)?
Batteriespeicher	null	null	gering	mittel	mittel	mittel
Power to Gas (H2)	null	null	null	gering	hoch	hoch
Power to Gas (CH4)	null	null	null	gering	mittel	hoch

1) nur im Fall von Netzenspässen

Abbildung 42: Systemrelevanz der Ausgleichsoptionen; Bewertungskriterien: Kosteneffizienz, Potenzial, technische Reife

dert die Umstellung auf Geräte mit entsprechenden intelligenten Steuerungen eine lange Vorlaufzeit. Damit für die Nutzer ein finanzieller Anreiz besteht, müssen zeitvariable Tarife eingeführt werden. Daher wird der Einsatz dieser Flexibilitätsoption später gesehen als in der Industrie. Durch die zunehmende Installation von Smart Metern werden jedoch heute bereits die Grundlagen für die Nutzung der Technik geschaffen.

Elektrische Wärmepumpen eignen sich besonders gut zum Lastmanagement und werden bereits heute in begrenztem Umfang mittels Sperrzeiten hierfür eingesetzt.

Überschussstrom zu Wärme

Eine interessante und kostengünstige Möglichkeit, Stromüberschüsse zu nutzen, ist die Umwandlung

dieses Stroms in Nutzwärme. Hierdurch wird der Einsatz fossiler Energie im Wärmesektor vermieden. Der eingesparte Brennstoff kann zu einem späteren Zeitpunkt in einer Strommangelsituation in GuD- oder KWK-Anlagen zur Stromerzeugung verwendet werden. Dadurch entsteht ein indirekter Stromspeichereffekt. Die Potenziale sind groß und sollten soweit möglich genutzt werden, bevor Strom in großem Umfang direkt gespeichert wird, was deutlich teurer und verlustreicher ist. Eingeschränkt wird das nutzbare Potenzial durch den Wärmebedarf, der nicht immer mit den EE-Überschüssen korreliert.

Die Nutzung von Überschussstrom zur Wärmeerzeugung kann im Falle von Netzenspässen bereits heute die Abregelung von EE-Anlagen vermeiden. Bisher fehlen jedoch finanzielle Anreize für Investoren in elek-

trische Heizsysteme und Regelungen, die den Zugriff des Netzbetreibers auf die Elektrokessel im Bedarfsfall ermöglichen.

Einspeisemanagement

Wenn Überschussstrom nicht genutzt werden kann, bleibt nur die Abregelung der Anlagen (in §11 des EEG als Einspeisemanagement bezeichnet). Da der Netzausbau oft nicht schnell genug erfolgt um die Stromerzeugung aus neuen Windkraft- oder PV-Anlagen aufzunehmen, nehmen die abgeregelten Mengen derzeit stark zu. Grundsätzlich sollte aber das Netz ausgebaut werden, um die Abregelungen weitgehend zu vermeiden, weil dies geringere Kosten verursacht als das Abregeln und der damit verbundene Redispatch. Geringe Abregelmengen von ca. 1 % der Erzeugung sind tolerierbar und können auch volkswirtschaftlich vorteilhaft sein gegenüber einem perfekten Netzausbau bis zur letzten kWh.

Langfristig (nach 2030 bei hohen EE-Überschüssen) wird die Abregelung an Bedeutung gewinnen, da der gezielte Bau von Windüberkapazitäten und deren zeitweise Abregelung in gewissem Rahmen deutlich kostengünstiger sein kann als die Speicherung des Stroms.

Durch eine angedrosselte Fahrweise von Windkraftanlagen könnten diese in der Zukunft auch positive Regelernergie liefern und somit die Must run Leistung konventioneller Kraftwerke reduzieren und langfristig vollständig überflüssig machen.

Bestehende fossile Kraftwerke

Bisher wurde die benötigte Flexibilität vorrangig durch die bestehenden fossilen Kraftwerke bereitgestellt. Wesentlicher Vorteil von Kraftwerken ist die Bereitstellung von Leistung über beliebig lange Zeit. In einem System, in dem der Strom überwiegend aus Kraftwerken kommt, können diese in Kombination mit den vorhandenen Pumpspeichern auch ausreichend Regelernergie liefern, da immer genügend Kraftwerke am Netz sind. Die Laständerungsgeschwindigkeiten älterer Stein- und Braunkohlekraftwerke sind zwar gering, bis zu einem Anteil von ca. 40-50 % Erneuer-

barer Energien aber ausreichend, um die Gradienten der Residuallast abzufahren. Bei noch höheren EE-Anteilen führen mehrere Effekte dazu, dass nicht mehr ausreichend Flexibilität vorhanden ist:

- Die Gradienten der Residuallast steigen.
- Aufgrund von Stilllegungen stehen weniger Kraftwerke zur Verfügung.
- Die Kraftwerke laufen weniger und stehen daher nur zeitweise als kurzfristige Flexibilität zur Verfügung.

Damit trotzdem ausreichend kurzfristige Flexibilität vorhanden ist, müssen einige Kraftwerke auch bei hohem EE-Angebot durchlaufen („Must run Leistung“). Dadurch entstehen EE-Überschüsse bereits bei eigentlich positiver Residuallast. Derzeit wird die Must run Leistung auf ca. 20 GW geschätzt. Um diese zu reduzieren, ist es von Bedeutung, dass die Mindestleistungen der Kraftwerke abgesenkt werden. Dies kann im Rahmen eines Retrofits erfolgen. Hierbei handelt es sich um eine umfassende Erneuerung wesentlicher Kraftwerkskomponenten. Ein solches Retrofit wird dann durchgeführt, wenn durch die Maßnahme die Lebensdauer des Kraftwerks verlängert werden kann und durch die technischen Verbesserungen ein wirtschaftlicher Betrieb über die nächsten 10 bis 20 Jahre erwartet wird. Neben der Absenkung der Mindestlast kann auch eine Erhöhung der Laständerungsgeschwindigkeit erreicht werden. Das Potenzial für solche Retrofits ist jedoch begrenzt, da sich bei alten Kraftwerken die erforderlichen Investitionen oft nicht mehr lohnen.

Neubau fossiler Kraftwerke

Nach 2020 werden durch Stilllegung der letzten deutschen Kernkraftwerke in Kombination mit der Stilllegung alter Stein- und Braunkohlekraftwerke neue Kraftwerkskapazitäten benötigt. Da die Vollbenutzungsstunden dieser neu zu errichtenden Anlagen aber wegen der Erneuerbaren Energien niedrig sein werden, werden sich nur noch Anlagen mit niedrigen Investitionskosten lohnen. Dies sind vor allem Gas-

turbinen (open cycle), eventuell in geringem Umfang GuD-Kraftwerke. Wahrscheinlich sind letztere aber bereits zu teuer für die geringe Auslastung. Gasturbinen können zu relativ niedrigen Kosten Leistung zur Verfügung stellen, um „dunkle Windflauten“ zu überbrücken. Als kurzfristige Flexibilität sind sie nur bedingt geeignet, da das Hochfahren zwar schnell ist im Vergleich zu Dampfkraftwerken, aber nicht schnell genug für die Erbringung von Primär- oder Sekundärregelleistung. Kleine Gasturbinen sind hier schneller als große, dafür ist deren Wirkungsgrad schlechter.

Da zu Zeiten hoher EE-Erzeugung immer weniger konventionelle Kraftwerke am Netz sind, ist es von großer Bedeutung, dass Regelleistung in der Zukunft auch von KWK-Anlagen und von den Erneuerbaren Energien selbst bereitgestellt wird, was technisch kein Problem darstellen sollte. Um positive Regelleistung erbringen zu können, muss ein Teil der Anlagen gedrosselt fahren.

Strombedarfsorientierte Fahrweise von KWK- und Biomasseanlagen

Eine kurzfristig zu relativ niedrigen Kosten umsetzbare Flexibilitätsoption ist die strombedarfsorientierte Fahrweise von KWK-Anlagen und Biomasseanlagen. Um die heute meist wärme- bzw. brennstoffgeführt betriebenen Anlagen entsprechend dem Strombedarf im System fahren zu können, ist die Installation eines Wärmespeichers und die Leistungserhöhung der Anlage erforderlich, da dieselbe Wärmemenge nun in kürzerer Zeit erzeugt werden muss. KWK- und insbesondere Biomasseanlagen sollten daher künftig grundsätzlich für eine strombedarfsgerechte Fahrweise ausgelegt werden. Bestehende Anlagen sollten nach Möglichkeit in den nächsten Jahren nachgerüstet werden. Bei Biomethaneinspeisung in das Erdgasnetz lässt sich die Stromerzeugung nicht nur über wenige Stunden, sondern auch über lange Zeiträume verlagern.

Stromspeicher für den Ausgleich über mehrere Stunden

Bei zunehmenden negativen Residuallasten gewinnen Stromspeicher immer mehr an Bedeutung. Un-

umgänglich werden sie dann, wenn die Stromversorgung fast vollständig aus Erneuerbaren Energien gedeckt werden soll. Vorher ist prinzipiell auch die Abregelung der überschüssigen EE möglich und die Überbrückung der „dunklen Flauten“ mit konventionellen Kraftwerken. Grundsätzlich ist die Stromspeicherung eine teure Ausgleichsoption insbesondere für längere Speicherdauern.

Pumpspeicher sind die einzige heute zu relativ niedrigen Kosten verfügbare Speichertechnologie. Sie wird seit Jahren eingesetzt, um Ungleichgewichte zwischen geplanter Erzeugung und aktueller Nachfrage auszugleichen. Prinzipiell können Pumpspeicher auch als Langzeitspeicher eingesetzt werden. Die in Deutschland sehr begrenzten Potenziale machen dies jedoch unmöglich.

Als Langfristspeicher könnten perspektivisch Pumpspeicher in Norwegen dienen. Aufgrund der Topologie und der geringen Besiedlungsdichte besteht hier ein großes Potenzial. Die Kosten der Speicherung lägen wegen der zu verlegenden Seekabel und der Transportverluste ca. doppelt so hoch wie bei deutschen Pumpspeichern. Voraussetzung für die Nutzung dieser Option ist das Interesse Norwegens, neue Pumpspeicher für den europäischen Markt zu bauen.

Druckluftspeicher haben ein großes Potenzial, da es in Norddeutschland große Salzkavernen gibt, in denen die Druckluft gespeichert werden kann. Adiabate Druckluftspeicher weisen geringere Verluste auf als nicht adiabate, befinden sich aber noch im Entwicklungsstadium. Aufgrund relativ hoher Verluste des Wärmespeichers eignet sich die Technologie nur bedingt für die Langzeitspeicherung. Für Kurzzeitspeicherung konkurriert sie vor allem mit Batterien. Es hängt von den Fortschritten bei der Entwicklung der Technik in Relation zu den Fortschritten bei der Batterietechnik ab, ob ein großtechnischer Einsatz in Zukunft sinnvoll sein wird.

Batterien sind hinsichtlich des Potenzials nicht begrenzt, sind aber heute noch eine sehr teure Flexibilitätsoption. Im Zusammenhang mit PV-Anlagen

werden sie bereits zunehmend zur Erhöhung des Eigenverbrauchs eingesetzt. Bei heutigen Kosten für Batteriesysteme entstehen dadurch Mehrkosten für die Allgemeinheit, die aber durch den netzdienlichen Einsatz der Speicher gemildert werden können. In einer Studie des Fraunhofer ISE wurde durch Lastflussrechnungen gezeigt, dass ein netzdienlicher Photovoltaik-Batteriebetrieb die Einspeisespitze um ca. 40 % reduziert.

In der Zukunft (ca. ab 2025) können Batterien ggf. die kurzfristigen Speichermöglichkeiten in Pumpspeichern in größerem Umfang ergänzen. Für den Fall von nicht behebbaren Engpässen in Verteilnetzen, z. B. wegen langer Genehmigungs- und Bauzeiten oder öffentlichem Widerstand, kann der Einsatz von Batterien heute bereits sinnvoll sein. Insbesondere die Li-Ionen-Technik verspricht noch ein erhebliches Entwicklungspotenzial hinsichtlich Lebensdauer und Kostensenkung. Dennoch wird die Technologie für die Langzeitspeicherung viel zu teuer bleiben. Interessant erscheint die Kopplung mit der Elektromobilität, da die Speicherkosten dann nicht dem Stromversorgungssystem zugerechnet werden müssen.

Pumpspeicher in Deutschland, Druckluftspeicher und Batterien eignen sich aufgrund ihrer Kostenstruktur ausschließlich für die Kurzzeitspeicherung über mehrere Stunden. Damit konkurrieren diese Technologien mit Lastmanagement und flexibler KWK, die die gleiche Flexibilität im Rahmen der vorhandenen Potenziale i. d. R. kostengünstiger liefern können.

Darüber hinaus können Stromspeicher hervorragend zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen wie Spannungshaltung (Bereitstellung von Blindleistung), Schwarzstartfähigkeit, Kurzschlussleistung und extrem schnelle Netzausregelung eingesetzt werden.

Stromspeicher für den Ausgleich über mehrere Wochen

Bis zu einem EE-Anteil von 75-80 % steht bei der Auswahl geeigneter Speichermöglichkeiten vor allem die sinnvolle Nutzung der Überschüsse im Vordergrund, d. h. Ziel der Speicherung ist die weitgehende Nutzung

des EE-Stromangebots (anstelle von Abregelung). Erhöht sich der EE-Anteil weiter in Richtung Vollversorgung (100 % EE), kommt neben der Nutzung der (wachsenden) Überschüsse die Notwendigkeit der Lastdeckung zu allen Stunden des Jahres über EE als zusätzliche Anforderung hinzu. Bei einem sehr hohen Anteil an EE-Strom von nahezu 100 % sind Langzeitspeicher daher unverzichtbar, um auch längere Windflauten überbrücken zu können. Als Langzeitspeicher stehen ausschließlich die Erzeugung von Biomethan aus Biomasse und Power to Gas (Wasserstoff oder Methan) zur Verfügung. Da das Potenzial der Biomassenutzung begrenzt ist, führt langfristig an der Nutzung von Power to Gas (Wasserstoffelektrolyse) kein Weg vorbei.

Großer Vorteil dieser Technologie ist das nahezu unbegrenzte Speichervolumen im Erdgasnetz. Zum Einstieg kann zunächst Wasserstoff in das Gasnetz eingespeist werden, was derzeit bis zu einem Volumenanteil von 5 % zulässig ist. Bei weiter steigendem Bedarf muss der Prozessschritt der Methanisierung ergänzt werden. Dies hat jedoch zusätzliche Verluste zur Folge, so dass der Speicherwirkungsgrad bei Rückverstromung in einem GuD-Kraftwerk bei nur 30 bis 35 % liegt.

Deutlich geringere Verluste treten auf, wenn das erzeugte Gas nicht rückverstromt wird, sondern z. B. im Verkehrssektor verwendet wird. Bei dieser Nutzung dürfte die Wirtschaftlichkeit früher erreicht werden. Hierbei handelt es sich dann allerdings nicht um eine vollständige Stromspeicherung.

Umsetzungshemmnisse

Bei der Bewertung der Ausgleichsmöglichkeiten wurden die Potenziale, die technischen Möglichkeiten und die Kosten einbezogen. Für die Umsetzung ist jedoch von Bedeutung, welche wirtschaftlichen Anreize für den Einsatz der Technologien bestehen oder noch geschaffen werden müssen. Bis auf wenige Ausnahmen bietet das derzeitige Marktdesign mit den heutigen Strompreisen kaum Anreize für Investitionen.

Durch das EEG werden die Erneuerbaren Energien bisher über feste Einspeisevergütungen gefördert. Dieses Modell war und ist äußerst erfolgreich im Sinne eines schnellen Wachstums der Erneuerbaren Energien. Es fehlen aber die Anreize zur Umsetzung der für die Systemstabilität begleitend erforderlichen Flexibilitätstechnologien.

Die Strompreise an der EEX und die Regenergiepreise geben die derzeitige Angebot- und Nachfragesituation wieder. Derzeit besteht sowohl ein Überangebot an Kraftwerkskapazität als auch für Regelleistung, was sich in niedrigen Spot- und Regenergiepreisen und einer geringen Volatilität der Preise widerspiegelt. Daher besteht derzeit kein Anreiz für Investitionen in Kraftwerke inkl. Retrofits und Speichertechnologien. Wenn die entsprechenden Preissignale aufgrund akuter Verknappung auftreten, wird das System aber wegen der langen Vorlaufzeiten voraussichtlich nicht schnell genug darauf reagieren können. Daher erscheint eine Anpassung des Marktdesigns, in dem auch die Bereitstellung von Leistung einen Wert bekommt, sinnvoll. Diese Anpassung wird von einer zunehmenden Anzahl von Marktteilnehmern gefordert.

Kurzfristige Maßnahmen

In der kurzen Frist sollten von den genannten Flexibilitätsoptionen die folgenden mit Priorität verfolgt bzw. politisch gefördert werden:

- Die am Strombedarf orientierte Fahrweise von KWK-Anlagen und Biomasseanlagen sollte stärker gefördert werden, so dass die erforderlichen Zusatzinvestitionen refinanziert werden können, z. B. durch die Erhöhung der Flexibilitätsprämie oder durch eine strombörsenpreisabhängig differenzierte KWK- bzw. EEG-Förderung
- Die Erschließung der Lastmanagementpotenziale in der Industrie sollte unterstützt werden, damit diese im Bedarfsfall bei entsprechenden Preissignalen schnell einsetzbar sind.

- Beim Smart Meter Rollout sollten neben Haushalten mit hohem Stromverbrauch auch Haushalte mit elektrischen Wärmepumpen einbezogen werden.
- Wegen der langen Vorlaufzeiten bei Planung und Errichtung von Kraftwerken und Stromspeichern sollte möglichst bald ein Konzept entwickelt werden, durch das mit dem entsprechenden zeitlichen Vorlauf Investitionsanreize für die Bereitstellung von Leistung entstehen.
- Die Umweltauflagen in den wasserrechtlichen Vorschriften sollten im Hinblick auf die Nutzung der vorhandenen Wasserkraftpotenziale und die tatsächlichen ökologischen Folgen eingeschränkt wechselnder Wasserstände überprüft werden.
- Regelungen, die in besonderem Maße die Umsetzung der Maßnahmen behindern, sollten hinsichtlich ihrer Sinnhaftigkeit überprüft werden. Dies sind z. B.:
 - Befreiung von Netzentgelten bei hohem Verbrauch und hohen Vollbenutzungsstunden (NetzentgeltVO §19)
 - Belastung von Stromverbrauchern, die Überschussstrom nutzen oder speichern, mit Netzentgelten und Umlagen
 - Mangelnde Zugangsmöglichkeiten für Erneuerbare Energien und Lastmanagementmaßnahmen zum Regenergiemarkt (um Must run Leistung zu reduzieren)
- Forschung und Entwicklung im Bereich der Speichertechnologien sollten intensiv gefördert werden.

6 Literatur

- [1] Ernst, B., Amprion GmbH, Windprognoseverfahren, 2009
- [2] Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hg.): Dena-Netzstudie II - Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 - 2020 mit Ausblick 2025, 2010
- [3] VDE-Studie: Ein notwendiger Baustein in der Energiewende: Demand Side Integration, VDE/ETG 06/2010
- [4] Roon, S. von, Gobmaier, T., Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: Demand Response in der Industrie – Status und Potenziale in Deutschland, 2010
- [5] Capgemini Consulting Österreich AG: Analyse der Kosten-Nutzen einer österreichweiten Smart Meter Einführung für Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreich (VEÖ), Wien, 2010
- [6] Roon, S. von, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: Lastmanagementpotenziale bei Haushalten und Gewerbe, 2012
- [7] Ecofys Germany GmbH, Prognos AG: Potenziale der Wärmepumpe zum Lastmanagement im Strommarkt und zur Netzintegration erneuerbarer Energien, im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, BMWi Vorhaben Nr. 50/10, Oktober 2011
- [8] Ecofys Germany GmbH, Becker Büttner Held, EnCT: Ökonomische und technische Aspekte eines flächendeckenden Rollouts intelligenter Zähler, im Auftrag der Bundesnetzagentur (BNetzA), 2009
- [9] Frontier Economics: Ökonomisches Potenzial für Intelligente Stromzähler in Deutschland, Januar 2011
- [10] Prognos AG: Beitrag von Wärmespeichern zur Integration erneuerbarer Energien, im Auftrag des AGFW, 2011
- [11] Weinhard, Paul: Speicherbedarfe regenerativer Energien, Bachelorarbeit Fachhochschule Aachen 2011
- [12] Mayer, O. et al., Wasser marsch bei Flaute, Erneuerbare Energien 9/2010
- [13] BMU-Leitstudie 2011: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global
- [14] Berger, K.: Kostenermittlung der notwendigen technischen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Stromerzeugung aus Biogasanlagen, Masterarbeit Hochschule Mannheim, 2010
- [15] VDE-Studie „Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke – Szenarien bis 2020“, April 2012
- [16] Görner, K.: Energiewende – Anforderungen an einen flexiblen Kraftwerksbetrieb, Workshop Kraftwerkskomponenten des FDBR e.V. mit dem Netzwerk Kraftwerkstechnik NRW, 25.09.2012, Gelsenkirchen
- [17] Consentec, IAEW, FGH: Ermittlung der technischen Mindestleistung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien, Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, 2012
- [18] Ess, F. et al., Prognos AG: Bedeutung der internationalen Wasserkraft-Speicherung für die Energiewende, Studie im Auftrag des Weltenergieerat Deutschland e.V., Okt. 2012
- [19] Guss, H. (2011): Die Rolle der KWK in einem System mit hohem Anteil fluktuierender Stromerzeugung. www.izes.de/cms/upload/pdf/BET_2011_Guss.pdf (13.6.2012)
- [20] Mauch, W., FfE: Marktfähigkeit hocheffizienter KWK-Anlagen, April 2012
- [21] Umweltbundesamt (UBA), Materialbestand der Rechenzentren in Deutschland; Eine Bestandsaufnahme zur Ermittlung von Ressourcen- und Energieeinsatz, Dessau-Roßlau, 2010.
- [22] Umweltbundesamt: Umstrukturierung der Stromversorgung in Deutschland, 2011
- [23] Grünwald, R. et al.: Regenerative Energieträger zur Sicherung der Grundlast in der Stromversorgung. Endbericht zum Monitoring. Arbeitsbericht Nr. 147. Hg. Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB), 2012
- [24] Schlenkhoff, A.; Bergische Universität Wuppertal: Ein Blick auf die öffentliche Debatte über Energiespeicher und das Potenzial von Pumpspeicher in Deutschland; 34. Dresdner Wasserbaukolloquium 2011
- [25] Pehnt, M., Höpfner, U.: Wasserstoff- und Stromspeicher in einem Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien; ifeu im Auftrag des BMU, 2009

- [26] Fieger, C., Ffe: Energiewirtschaftliche und technische Anforderungen an Speichersysteme für den stationären und mobilen Einsatz
- [27] Mahnke, Eva; Mühlenhoff, Jörg: Strom speichern; Renew's Spezial, Ausgabe 57 / Februar 2012
- [28] Hartmann, N. et al., Universität Stuttgart: Stromspeicherpotenziale für Deutschland, 2012
- [29] FAZ-Artikel „Stromtausch mit Norwegen“, 21.06.2012
- [30] Sterner, M., Jentsch, M.: Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Windgas-Angebotes. Gutachten für Greenpeace Energy. Fraunhofer IWES, Kassel, 2011
- [31] Younicos AG, Informationen der Internetseite des Unternehmens (Stand: 14.02.2013): <http://www.younicos.com/de/loesungen/batterieparcs/index.html>
- [32] Solartechnik Bayern, Informationen der Internetseite <http://de.wikipedia.org/wiki/Ladeverfahren> (Stand: 15.01.2013)
- [33] VDE-Studie: Energiespeicher für die Energiewende, 2012
- [34] Krause, H., Nitzsche, J., DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH: Potenzialanalyse zur Erweiterung der Initiative, Teil: Elektrolyse, Wasserstoff und Methanisierung, interner Workshop, 2012
- [35] Smolinka, T. et. al., Fraunhofer ISE: Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien, 2011
- [36] Hey, B.: Power-to-Gas als Möglichkeit zur Speicherung eines Energieüberangebots und als Bestandteil eines flexiblen Demand Side Managements, 2012
- [37] Bajohr, S. et. al., Engler-Bunte-Institut: Speicherung von regenerativ erzeugter elektrischer Energie in der Erdgasinfrastruktur, Fachbeitrag in gwf-Gas 04/2011
- [38] Deutsche Fernleitungsnetzbetreiber: Netzentwicklungsplan Gas 2012, 2012
- [39] Auer, J. et. al., DB Research: Moderne Stromspeicher, Unverzichtbare Bausteine der Energiewende, 2012
- [40] Twele, J. et. al., Reiner Lemoine Institut GmbH: Teilstudie: Stromversorgung der Region Brandenburg-Berlin auf Basis Erneuerbarer Energien, 2012
- [41] Franke, P.: Strom- und Gasnetze: Zwei ungleiche Partner auf gemeinsamen Weg?, Präsentation im Rahmen der dena Konferenz der Strategieplattform Power to Gas, 2012

Außerdem verwendete Literatur

Lastmanagement

- BDEW: BDEW-Roadmap – Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland, Feb. 2013
- BDH, bwp, ehpa, VdZ, Zentralverband Sanitär Heizung Klima: Positionspapier Smart Grid und Smart Market – Der Beitrag der Wärmepumpe zur Netzstabilisierung und optimierten Strombeschaffung, 3. Auflage Juli 2012
- Consentec, r2b (Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH, r2b Energy Consulting GmbH): Voraussetzungen einer optimalen Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 2010
- Dena: Vergleich der Kosten-Nutzen-Analysen europäischer Mitgliedsstaaten zum flächen-deckenden Rollout von intelligenten Zählern, August 2012
- Hanke. P.: Stromspeicherpotential durch zeitliche Verlagerung der Warmwasserbereitung für Ein- und Mehrfamilienhaushalte in Deutschland als Variante des Lastmanagements, Bachelorarbeit BET Leipzig, 06/2011
- Klobasa, M.: Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten, Dissertation, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, ETH, Zürich, 2007
- Roon, S. von: Demand Side Management in Haushalten – Methoden zur Potenzialanalyse und Kostenabschätzung, Beitrag im Rahmen des Projekts „Windenergie-Ausgleich der Prognosefehler“, FFE, 2010

Schlomann et al.: Der Einfluss moderner Gerätegenerationen der Informations- und Kommunikationstechnik auf den Energieverbrauch in Deutschland bis zum Jahr 2010 – Möglichkeiten zur Erhöhung der Energieeffizienz und zur Energieeinsparung in diesen Bereichen, 2003

Stadler, I.: Demand Response – Nicht elektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien, Habilitation Universität Kassel, 2005

Erneuerbare Energien

MT-Energie Biogas-Technologie: Neue Biogasanlagenkonzepte im EEG 2012, Oktober 2012

Bömer, J. ecofys: Abschätzung der Bedeutung des Einspeisemanagements nach EEG 2009 – Auswirkungen auf die Windenergieerzeugung in den Jahren 2009 und 2010; 2011

Bömer, J. et al., ecofys: Einspeisemanagement in Schleswig-Holstein, Dez. 2012

B2B Solarsysteme: Sonnenstrom lohnt sich – Profitieren Sie von jeder Dachausrichtung

Consentec: Auswirkungen der Teilnahme von EEG-Anlagen aus der festen Einspeisevergütung auf die Regelenenergiemärkte, 05.07.2007

Consentec / R2b: Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien, 23.06.2012

MT-Energie Biogas-Technologie: Neue Biogasanlagenkonzepte im EEG 2012, Oktober 2012

Wenzel, B., Futterlieb, M. (IfnE): Selbstversorgung mit Solarstrom und Solarwärme – Stand und Ausblick 2020, Mai 2012

Wirth, H., Fraunhofer ISE: Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, Feb. 2012

Witt, J. et al., DBFZ: Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse, DBFZ-Report Nr. 12, März 2012

KWK

AGFW Hauptbericht 2010, 09/2011

BDEW: Flexibilisierungsoptionen für KWK und Fernwärme im Hinblick auf die Integration Erneuerbarer Energien, 04/2011

BET: KWK und Fernwärmepakt 2025 - Optionen für den Ausbau der Fernwärmeerzeugung und der KWK in Deutschland, 13.12.2010

Consentec/ IAEW: Bewertung der Flexibilität von Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen, 5.10.2011

Gores, S.: Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland – Entwicklung im Zeitraum 2003-2010 und mögliche Ausbaupfade 2020/2030, Öko-Institut e.V. Berlin, 11/2011

Ziesing, H.-J.: KWK-Potenziale in Deutschland und ihre Erschließung, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 58. Jg. (2008) Heft 3

Kraftwerke

Rech et al.: Neue Regelungsstrategien erlauben eine Erhöhung der Leistungsdynamik von Kraftwerksblöcken um über 30 %, VGB Power Tech 1/2, 2009

TeraJoule Energy: Virtuelles Kraftwerk – Zusatzerträge durch Regelenenergie aus Notstromaggregaten

Stromspeicher

Dena: Thesenpapier: Neue Pumpspeicher für die Stromversorgung in Deutschland, 04/2012

ISEA RWTH Aachen: Technologie Overview on Electricity Storage, 06/2012

Janzing, B.: Kraft auf Vorrat, Neue Energie 07/2010

Nölke, Marcus: Compressed Air Energy Storage (CAES) – eine sinnvolle Ergänzung zur Energieversorgung? Promotionsvortrag 2006 Ehlers, U.: Windenergie und Druckluftspeicher, FH Flensburg, 2005

Prognos: Bedeutung der internationalen Wasserkraftspeicherung für die Energiewende, 09.10.2012

Sauer, U., ISEA, RWTH Aachen: Dezentrale Energiespeicherung zur Steigerung des Eigenverbrauchs bei netzgekoppelten PV-Anlagen, Juli 2011

Stadler, I.: Ein gigantisches Speicherpotenzial, Solarzeitalter 01/2008

Vardag, S. et al.: Druckluftspeicherkraftwerke und ihr Potenzial, IUP Heidelberg, 2011

Themenübergreifend

Agora Energiewende: 12 Thesen zur Energiewende, 2012

Bruns, E. et al.: Netze als Rückgrat der Energiewende – Hemmnisse für die Integration erneuerbarer Energien in Strom-, Gas- und Wärmenetze, Okt. 2012

Gottstein, M., RAP: Müssen wir „beyond capacity markets“ denken? Erfahrungen mit US-Kapazitätsmärkten anhand einer Fallstudie, Feb. 2012

Sterner, M., Fraunhofer IWES: Systemkonflikte und -lösungen auf dem Weg in das regenerative Zeitalter – heute bis 2050; Greenpeace Energiekongress Sept. 2010

ISBN-13: 978-3-920328-64-5

CIP-Titelaufnahme der Deutschen Bibliothek:

Dr.-Ing. Norbert Krzikalla, Siggi Achner, Stefan Brühl (Bearbeitung):

Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie

Eine Studie des Büros für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (BET)

© Ponte Press, Bochum, April 2013

Ponte Press Verlags GmbH, Stockumer Str. 148, D-44892 Bochum

www.ponte-press.de

Kein Teil dieser Studie darf ohne schriftliche Genehmigung des Verlags als Mikrofilm oder in anderer Weise reproduziert werden.

No part of this book may be reproduced in any form by photostat, microfilm, or any other means, without a written permission from the publisher.

Umschlag: Martina Kloke, *Die Deichgraphen*, Hamburg

Print: Druckerei POMP, Bottrop

Gedruckt auf 100 % Recyclingpapier, CO₂-neutraler Druck

Printed in Germany

EIN PROJEKT DER BEE PLATTFORM SYSTEMTRANSFORMATION

Der BEE bündelt die Interessen von 25 Verbänden und Organisationen:



Bundschuh-Biogas-Gruppe e.V. (BBG) | Förderkreis Biogas e.V. | OWAG Ostbayrische Windanlagen GbR | Windenergie Nordeifel e.V.

AUFTRAGGEBER

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.

AUFTRAGNEHMER

BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH

Dr.-Ing. Norbert Krzikalla, Siggie Achner, Stefan Brühl

Alfonsstraße 44

52070 Aachen

info@bet-aachen.de

Ponte Press



ISBN-13: 978-3-920328-64-5