



Leipziger Institut
für Energie

ENDBERICHT

Ermittlung des Speicherbedarfs Erneuerbarer Energien auf der Nauener Platte

Auftraggeber:

Landkreis Havelland

Leipzig, 28.02.2018



Impressum

Auftraggeber

Landkreis Havelland

Platz der Freiheit 1

14712 Rathenow

Auftragnehmer

Leipziger Institut für Energie GmbH

Lessingstraße 2

04109 Leipzig

Ein Unternehmen der 
Technischen Universität Hamburg-Harburg
und der TuTech Innovation GmbH

Bearbeitung

Johannes Gansler

Telefon 03 41 / 22 47 62 - 21

E-Mail Johannes.Gansler@ie-leipzig.com

Laufzeit

Juli 2017 bis Februar 2018

Datum

Leipzig, 28.02.2018

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	1
1 Einleitung	4
2 Ausgangssituation und Szenarien	5
2.1 Strombereitstellung	5
2.1.1 Stromerzeugung	5
2.1.2 Stromverteilung	9
2.2 Optionen eines Ausbauszenarios	13
2.2.1 Windenergie	13
2.2.2 Photovoltaik	16
2.3 Stromverbrauch	18
3 Energie- und Treibhausgasbilanz	21
3.1 Energiebilanz (Lastganganalyse)	21
3.1.1 Definition Residuallast	21
3.1.2 Methodische Vorgehensweise	21
3.1.3 Ergebnisse	22
3.2 Treibhausgasbilanz	27
4 Speicheroptionen	29
4.1 Überblick Speicheroptionen	29
4.1.1 Elektrische/elektromagnetische Speicher	30
4.1.2 Chemische und elektrochemische Energiespeicher	31
4.1.3 Mechanische Energiespeicher	37
4.2 Relevante Speicheroptionen	41
4.2.1 Regionale Pilotprojekte	41
4.2.2 Speicheroptionen für die Region Nauener Platte	42
4.3 Verstetigungsstrategie	49
4.3.1 Zeitspanne der Realisierung	49
4.3.2 Investitionsvolumen	51
5 Maßnahmenkatalog	53

6 Verzeichnisse	61
Abkürzungsverzeichnis	62
Abbildungsverzeichnis	63
Tabellenverzeichnis	65
7 Literaturverzeichnis	66

Zusammenfassung

Die Stromerzeugung auf der Nauener Platte erfolgt ausschließlich aus erneuerbaren Energien, wobei der Windenergie bei 194 Bestandsanlagen mit einer Gesamtleistung von 338 MW im Jahr 2015 eine ganz besondere Rolle zukommt. Weiterhin existieren vor Ort Photovoltaikanlagen mit einer Gesamtleistung von 20,3 MW und Biogasanlagen zur Stromerzeugung mit insgesamt 4,6 MW elektrischer Leistung. Hinsichtlich der Stromverteilung befinden sich sowohl in Ketzin als auch in Nauen und Wustermark jeweils zwei Umspannwerke. Die mit Abstand häufigsten Abregelungen infolge einer Netzüberlastung fanden über die letzten fünf Jahre am Umspannwerk Neukammer statt.

Für das Ausbauszenario wurden ein unteres (Szenario 1) und ein oberes Szenario (Szenario 2) erstellt. Während im Jahr 2016 noch 195 Windenergieanlagen auf der Nauener Platte installiert waren, werden es im Jahr 2030 gemäß unterem Szenario nur noch 105 und gemäß oberem Szenario 176 Windenergieanlagen sein, allerdings mit einer nur geringfügig kleineren installierten Gesamtleistung von 345 MW (Szenario 1) bzw. deutlich höheren installierten Gesamtleistung von 481 MW (Szenario 2) sein. Die Neuanlagen sind so konstruiert, dass sie eine deutlich höhere Volllaststundenzahl erreichen, so dass – unter Annahme einigermaßen gleichmäßiger Umweltbedingungen – die elektrische Arbeit bis 2030 gegenüber 2016 um ca. 53 % (Szenario 1) bzw. 94 % (Szenario 2) ansteigt und somit deutlich mehr Windstrom ins Netz eingespeist werden kann. Die vor Ort installierte elektrische Leistung an Photovoltaik (PV) wird hingegen um den Faktor 2,2 (Szenario 1) bzw. 3,2 (Szenario 2) gegenüber 2016 zunehmen; wobei angenommen wird, dass bis dahin keine neuen PV-Freiflächenanlagen auf

der Nauener Platte installiert werden und diese Zunahme entsprechend ausschließlich aus PV-Dachanlagen resultiert.

Der Stromverbrauch auf der Nauener Platte ist vom Jahr 2011 bis 2015 tendenziell gesunken. Den höchsten Verbrauch weist dabei die Stadt Nauen auf. Es handelt es sich bei dem im Untersuchungsgebiet abgesetzten Strom – von Jahr zu Jahr variierend – zu etwa 60 % um die Kategorie „Sonderkunden über Grenzpreis“, welche demnach den Sektoren Industrie und Gewerbe zuzuordnen ist. Den zweitgrößten Anteil liefert die Kategorie „Strom, der nicht als Schwachlast geliefert wird“, welcher wiederum sowohl auf Haushalte als auch auf GHD entfällt.

Bei der Erstellung einer Treibhausgasbilanz ist zuerst davon auszugehen, dass der gesamte im Untersuchungsgebiet verbrauchte Strom aus dem deutschen Stromnetz bezogen wird. Da bei dem überschüssigen und somit zwischen zu speichernden Strom aus Windenergie und Photovoltaik von CO_{2äq}-Neutralität (also einem THG-Emissionsfaktor von „Null“) auszugehen ist, hätten im Jahr 2015 bei einer 100-%-Deckung des Stromverbrauchs aus dem regionalen Erzeugungspark 161.000 t CO_{2äq} eingespart werden können. Im Jahr 2030 wird es sich immer noch auf eine Einsparung von ca. 130.000 t CO_{2äq} belaufen. Für den Fall, dass ein entsprechendes Speichersystem ab dem Jahr 2021 in Betrieb ginge, könnten bis zum Jahr 2030 insgesamt ca. 1,385 Mio. t CO_{2äq} bei ausschließlicher Stromversorgung aus regionaler Windenergie und Photovoltaik reduziert werden.

Trotzdessen, dass die regionale Stromerzeugung im Jahr 2030 den Stromverbrauch voraussichtlich – wie schon in der Gegenwart – um ein Vielfaches überstei-

gen wird, deckt die Einspeisung durch erneuerbare Energien – wegen der fluktuierenden EE-Einspeisung – über 2.000 h im Jahr nicht den tatsächlichen Bedarf, während sich für über 6.000 h ein Überschuss ergibt. Ein Teil des „überschüssigen“ Stroms, der vor Ort aus Windenergie und Photovoltaik erzeugt wird, könnte aber die gesamte auf der Nauener Platte verbrauchte Energiemenge decken, sofern ein Speichersystem mit einer elektrischen Leistung von rund 40 MW installiert wird, welches zudem über ca. 2.000 h eine elektrische Arbeit von bis zu 30 GWh erbringt. Da diese 40 MW Leistung jedoch nur für wenige Stunden im Jahr benötigt werden, wäre es insbesondere aus wirtschaftlicher Sicht sinnvoller, das Speichersystem nur halb so groß – also auf eine elektrische Leistung von 20 MW – auszulegen.

Für das Untersuchungsgebiet Nauener Platte, wo es hohe Mengen erneuerbarer Energien v.a. aus den vorhandenen Windparks, aber auch aus Photovoltaikanlagen zu speichern und über einen längeren Zeitraum vorzuhalten gilt, sind vor allem die Speichervarianten von Interesse, welche über eine hohe Speicherkapazität und eine möglichst hohe Entladezeit verfügen. Aus wirtschaftlicher Sicht wären die etablierten Großspeicherkraftwerke, wie Druckluft- und Pumpspeicher, geeignet. Jedoch mangelt es in Deutschland und insbesondere auf der Nauener Platte an den dafür geeigneten geologischen Voraussetzungen. Es sind weder für Druckluftspeicher benötigte Kavernen noch für Pumpspeicherkraftwerke erforderliche Fallhöhen auf der Ebene vorhanden. Lediglich der in Ketzin vorhandene – ursprünglich für CCS vorgesehene – Aquifer könnte eventuell zur Speicherung von Druckluft dienen.

Für eine Speicherung solcher Energiemengen wäre eine Power-to-Gas-Anlage langfristig eine geeignete

Variante. Dafür könnte auch die vor Ort vorhandene Infrastruktur genutzt werden. Ein großer regionaler Vorteil würde sich ergeben, wenn das benötigte CO₂ aus den vor Ort installierten Biogasanlagen bezogen würde. Für die Aufstellung der Anlage wäre allerdings nicht nur die räumliche Nähe zu einer Biogasanlage und einem Umspannwerk wichtig, sondern auch eine Möglichkeit der Wärmenutzung, um die freiwerdende Energie (exotherme Reaktionswärme aus der Methanisierung) möglichst effizient zu nutzen und den Wirkungsgrad des Gesamtsystems erheblich zu steigern.

Aber auch Batteriekaskaden könnten als Stromspeicher in großem Maßstab dienen. Bei den in Brandenburg existierenden Pilotprojekten mit Batteriespeichern wurden bevorzugt Lithium-Ionen-Batterien eingesetzt, da diese gegenüber Blei-Säure-Batterien einige Vorteile aufweisen.

Darüber hinaus gibt es die Möglichkeit, das ursprünglich für die CCS-Anwendung vorgesehene Aquifer in Ketzin als Energiespeicher zu nutzen. Denkbar wären – nach eingehenden hydrogeologischen Analysen – eine Funktion als Druckluftspeicher, Wärmespeicher (in Verbindung mit „Power to Heat“), Redox-Flow-Batterie (nach dem Vorbild von „brine4power“ in Jengum) oder als Zwischenspeicher für synthetisches Gas aus einem Power-to-Gas-Prozess.

In der Verstetigungsstrategie werden somit in einer 1. Phase (2020-2040) die Installation und der Betrieb einer Lithium-Ionen-Batteriekaskade am Umspannwerk Neukammer und eine gleichzeitige Nutzung des Aquifers in Ketzin als Wärmespeicher in Verbindung mit Elektroheizkesseln am Umspannwerk Ketzin für den Power-to-Heat-Prozess vorgesehen. Während der ca. 20-jährigen Laufzeit dieser beiden Speichersysteme

me kann eine intensive Forschung in Form eines Pilotprojektes zum Power-to-Gas-Verfahren erfolgen, dieses sukzessiv vor Ort – mit der zugehörigen Infrastruktur – aufgebaut und in einer 2. Phase etwa ab dem Jahr 2040 in Betrieb genommen werden. Der Aquifer könnte entweder weiter als Wärmespeicher für die im Methanisierungsprozess freiwerdende exotherme Reaktionswärme dienen, jedoch auch unter Umständen als Zwischenspeicher für das synthetische Methan (EE-Gas) verwendet werden.

Um die anfallende und im Aquifer gespeicherte Wärme optimal nutzen zu können, wird der Bau eines Nahwärmnetzes in Ketzin ab 2020 vorgesehen.

Die über den betrachteten Zeitraum von 2020 bis 2050 zu erwartenden Investitionskosten im Falle einer installierten Speicherleistung von insgesamt 40 MW weisen eine Spanne von ca. 46,5 Mio. bis 95,8 Mio. € auf, wobei aber insbesondere bei der Power-to-Gas-Technologie, welche den mit Abstand größten Kostenanteil ausmacht, von hohen Kostensenkungspotenzialen auszugehen ist, sofern sich diese Speichertechnologie weiter etabliert.

1 Einleitung

Mit dem zunehmenden Ausbau der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien gewinnt der Aspekt der Stromspeicherung – auch auf lokaler und regionaler Ebene – an Bedeutung. Zudem ist die Speicherung von Strom eine Notwendigkeit, wenn über die bilanzielle Anrechnung von Strom aus erneuerbaren Energien hinaus, eine tatsächliche Vollversorgung angestrebt wird.

Im Land Brandenburg tragen vor allem die Windenergie – aber auch Photovoltaik- und Biomasseanlagen – bereits zu einem beträchtlichen Anteil zur Deckung des Strombedarfs bei. Es werden aber auch große Anteile der Stromproduktion über die Landesgrenze hinaus exportiert und aufgrund fehlender Netzkapazitäten Anlagenabregelungen vorgenommen.

Im Landkreis Havelland ist mit einem bilanziellen Deckungsbeitrag von 85 % des Stromverbrauchs durch erneuerbare Energien bereits im Jahr 2014 ein Ausbaugrad erreicht, der für Deutschland erst im Jahr 2050 angestrebt wird. Die Notwendigkeit von Speicherlösungen ist für diese Region – unter Einbeziehung der bestehenden Netzengpässe – somit kein Zukunftsthema mehr, sondern eine aktuelle Herausforderung, die nach Lösungen verlangt.

Als ersten Schritt zur Untersuchung der Speicherthematik hat der Landkreis Havelland die Region „Nauener Platte“ ausgewählt, da hier eine hohe Konzentration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mittels Biomasse, Wind und Sonne erfolgt.

Im Rahmen der Potenzialstudie erfolgen zuerst eine Darlegung der Ausgangssituation für die Stromerzeugung vor Ort sowie ein Ausblick auf den Ausbau der

erneuerbaren Stromerzeugung mittels zweier Szenarien bis zum Jahr 2030. Dem gegenüber wird der Stromverbrauch auf der Nauener Platte gestellt und basierend darauf eine Energie- und Treibhausgasbilanz vorgenommen.

Die Energie- und Treibhausgasbilanz erfolgt unter der Annahme, dass der Stromverbrauch auf der Nauener Platte ausschließlich auf Basis des vor Ort erzeugten Stroms erfolgt. Dabei wird mittels Lastganganalyse die Residuallast und entsprechend die maximale elektrische Leistung eines vor Ort zu installierenden Speichersystems sowie die Einsparung von Treibhausgasemissionen bis 2030 bestimmt.

Letztendlich wird ein Überblick über verschiedene Speicheroptionen gegeben, für das Untersuchungsgebiet relevante Optionen ausgewählt und in einer abschließenden Verstetigungsstrategie ein Zeitplan für Bau und Betrieb der Speichersysteme mit Vorstellung des erforderlichen Investitionsvolumens festgelegt.

Ein weiterer Bestandteil der Studie ist der zugehörige Maßnahmenkatalog, in welchem sämtliche relevanten Technologien, welche zuvor als relevant identifiziert wurden, konkretisiert werden.

2 Ausgangssituation und Szenarien

Nachfolgend wird der derzeitig vorherrschende Ist-Stand der Stromerzeugung auf der Nauener Platte dargelegt. Darüber hinaus werden zwei Szenarien des Ausbaus der erneuerbaren Energien (Windenergie und Photovoltaik) bis zum Jahr 2030 erstellt, welche als Grundlage für die im nachfolgenden Kapitel aufgeführte Energie- und Treibhausgasbilanz dient. Die Stromerzeugung wird darüber hinaus dem Stromverbrauch im Untersuchungsgebiet gegenübergestellt.

2.1 Strombereitstellung

2.1.1 Stromerzeugung

Die Stromerzeugung auf der Nauener Platte erfolgt ausschließlich aus erneuerbaren Energien, wobei der Windenergie eine ganz besondere Rolle zukommt. Weiterhin existieren vor Ort Photovoltaik- und Biogasanlagen zur Stromerzeugung. Erdgasbetriebene Blockheizkraftwerke (BHKW), industrielle Feuerungsanlagen, Erdgasverdichterstationen und Großkraftwerke sind hingegen nicht vorhanden [EKS 2017].

Windenergie

Bevor immer mehr Investoren in den letzten 20 Jahren das hohe Potenzial der Nauener Platte zur Nutzung von Windenergie entdeckten, ging im Jahr 1994 auf dem Gallberg bei Zachow die erste Windenergieanlage (WEA) mit 600 kW elektrischer Leistung im Havelland ans Netz. Die im Jahr 2015 installierten 194 Windenergieanlagen (WEA) – unterteilt in mehrere kleine Windparks – mit einer installierten Gesamtleistung von 338 MW ergeben mittlerweile eines der größten Windenergiegebiete Deutschlands, dessen

erzeugter Strom den Stromverbrauch im gesamten Landkreis Havelland übersteigt [EKS 2017], [MAZ 2014].

Insbesondere der ostfriesische Investor Theo Wiemken trieb diese Entwicklung Ende der 1990er Jahre voran, wobei dieser sowohl seitens der regionalen Politiker und Landwirte große Unterstützung bei dem großangelegten Ausbau der Windenergie im Havelland erfuhr [MAZ 2014].

In Abbildung 1 sind die Aufstellungsorte der im Jahr 2015 im Untersuchungsgebiet installierten (dunkelblau) und genehmigten (hellblau) Windenergieanlagen dargestellt. Die 194 Bestandsanlagen verteilen sich demnach folgendermaßen auf die vier zu analysierenden Kommunen [EKS 2017]:

▪ Brieselang:	23 WEA 32 MW
▪ Ketzin:	46 WEA 88 MW
▪ Nauen:	95 WEA 150 MW
▪ Wustermark:	30 WEA 68 MW

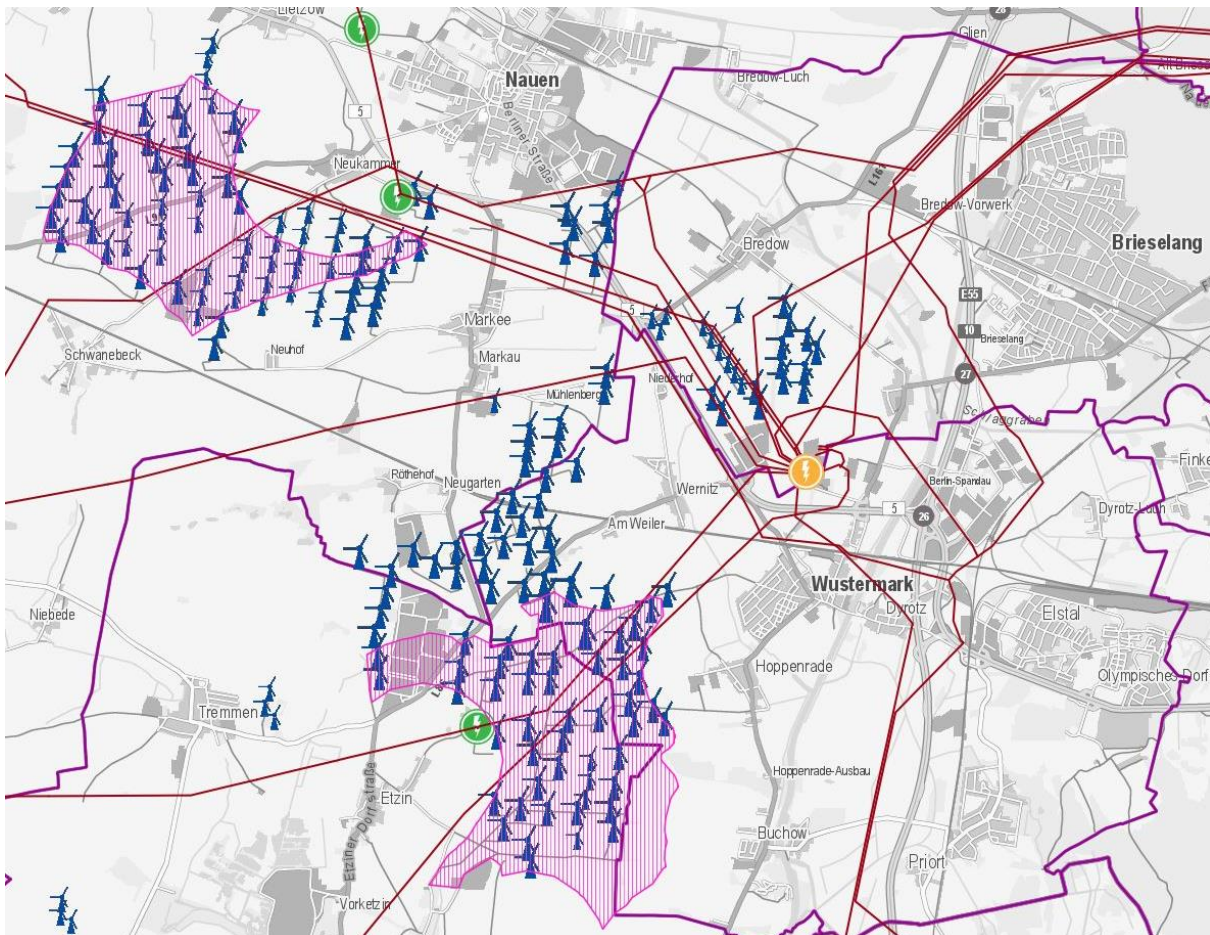


Abbildung 1 Windparks in den Kommunen auf der Nauener Platte
Quelle: [EKS 2017]

Photovoltaik

In Abbildung 2 sind die Aufstellungsorte der sieben gegenwärtig im Untersuchungsgebiet installierten Photovoltaik-Freiflächenanlagen (PVA) mit einer Gesamtleistung von rund 20,3 MW dargestellt, welche sich folgendermaßen auf die zu analysierenden Kommunen verteilen [EKS 2017]:

- Ketzin: 1 PVA | 2.036 kW
- Nauen: 5 PVA | 15.248 kW
- Wustermark: 1 PVA | 2.972 kW

Die erste PV-Freiflächenanlage im Havelland mit 6.000 Solarmodulen auf einer Fläche von 1,9 ha und einer elektrischen Leistung von 420 kWp wurde Ende 2009 von der Agro-Farm GmbH Nauen in Betrieb genommen und befindet sich im Nauener Ortsteil Neukammer in unmittelbarer Nachbarschaft einer großen Biogasanlage. Konzipiert und errichtet wurde diese PV-Großanlage unter Leitung von B5 Solar aus Wustermark [Havelland-Wind 2010].

Für weitere vier Solarparks im Stadtgebiet Nauen mit einer Gesamtleistung von 13 MWp übernahm die mdp

Gruppe aus Oldenburg sowohl Planung als auch Projektmanagement. Der norwegische Hersteller Innotech Solar (IST) lieferte hingegen die benötigten über 13.000 PV-Module für den zuletzt errichteten „Solarpark Ludwig-Jahn-Straße“ [SolarServer 2012].



Abbildung 2 Photovoltaik-Freiflächenanlagen in den Kommunen auf der Nauener Platte
Quelle: [EKS 2017]

Biogas/Biomethan

In Abbildung 3 sind die Aufstellungsorte der acht gegenwärtig im Untersuchungsgebiet installierten Biogasanlagen (BGA) mit einer elektrischen Gesamtleistung ihrer angeschlossenen Blockheizkraftwerke (BHKW) von rund 4,6 MW sowie der zwei Biomethananlagen (BMA) mit einer Produktionsleistung von 9,3 Mio. m³/a dargestellt, welche sich folgendermaßen auf die zu analysierenden Kommunen verteilen [EKS 2017]:

- Brieselang (Biogas): 1 BGA | 499 kW
- Nauen (Biogas): 7 BGA | 4.115 kW
- Ketzin (Biomethan): 1 BMA | 3,2 Mio. m³/a
- Nauen (Biomethan): 1 BMA | 6,1 Mio. m³/a

Im Ortsteil Neukammer befinden sich in unmittelbarer Nachbarschaft zwei Biogasanlagen, deren Anlagenbetreiber die AEV Biogasanlage Nauen GmbH & Co. KG und die Agro Biogasanlage Nauen GmbH & Co. KG sind. Die Betriebsführung beider Anlagen übernimmt die Agro Biogas Projektentwicklungs- und Betriebsführungs GmbH, während die Agro Farm GmbH als Substratlieferant fungiert [mdp 2016].

Bei der AEV Biogasanlage Nauen GmbH & Co. KG wird das erzeugte Biogas in zwei BHKW verbrannt und der dabei erzeugte Strom ins regionale Stromnetz eingespeist, während der Großteil der gekoppelt erzeugten Wärme über eine Wärmeleitung an die Havellandkliniken in Nauen geliefert wird. Das erste BHKW wurde im Jahr 2005 und das zweite 2009 in Betrieb genommen. Beide zusammen weisen einen jährlichen Stromoutput von 8,3 GWh auf. Als Ausgangsstoffe dienen jährlich ca. 15.500 t Maissilage und 11.000 t Rindergülle, aus denen ca. 22.000 t Gärsubstrat gewonnen werden [mdp 2016].

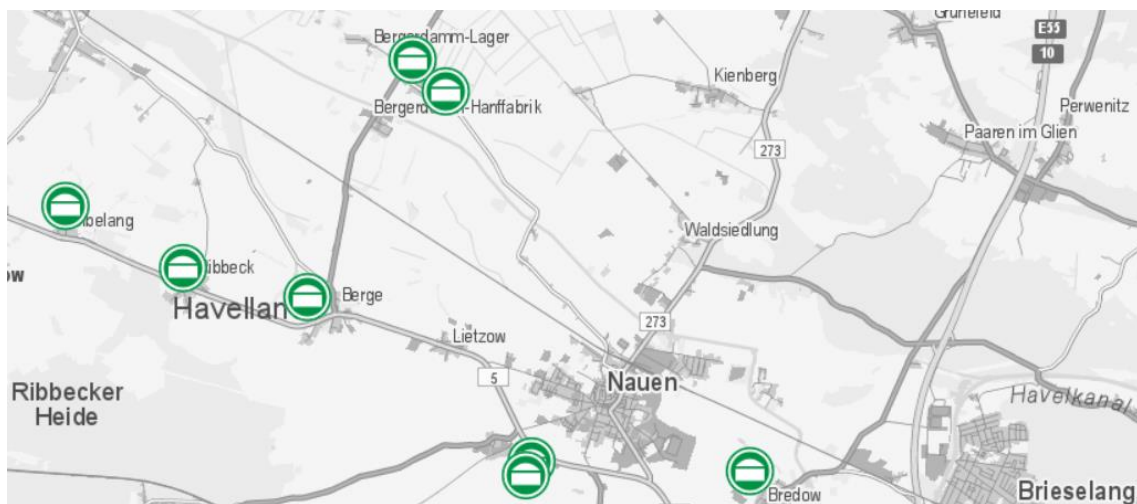


Abbildung 3 Biogas- und Biomethananlagen in den Kommunen auf der Nauener Platte

Quelle: [EKS 2017]

Bei der Agro Biogasanlage Nauen GmbH & Co. KG (Inbetriebnahme: 2011) werden hingegen aus ca. 34.200 t Maissilage und 5.500 t Zuckerrübenmus ca. 32.500 t Gärsubstrat und daraus wiederum 9,4 Mio. Nm³ Rohbiogas und 5,2 Mio. Nm³ Biomethan gewonnen. Mit knapp 11 kWh_{HS}/Nm³ weist das Biomethan einen Brennwert entsprechend dem aus den GUS-Staaten importierten Erdgases (H-Gas) auf

und kann somit ins Erdgasnetz eingespeist werden [mdp 2016].

Neben den in Nauen vorhandenen sieben Biogasanlagen mit BHKW zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung, befindet sich noch eine in Brieselang, wo auf dem Bauernhof der Bredower Tierproduktion GmbH aus täglich ca. 24 t Maissilage und der Gülle der ca. 600 Bullen Biogas erzeugt und daraus 499 kW Strom pro Stunde generiert werden [Brieselang 2017].

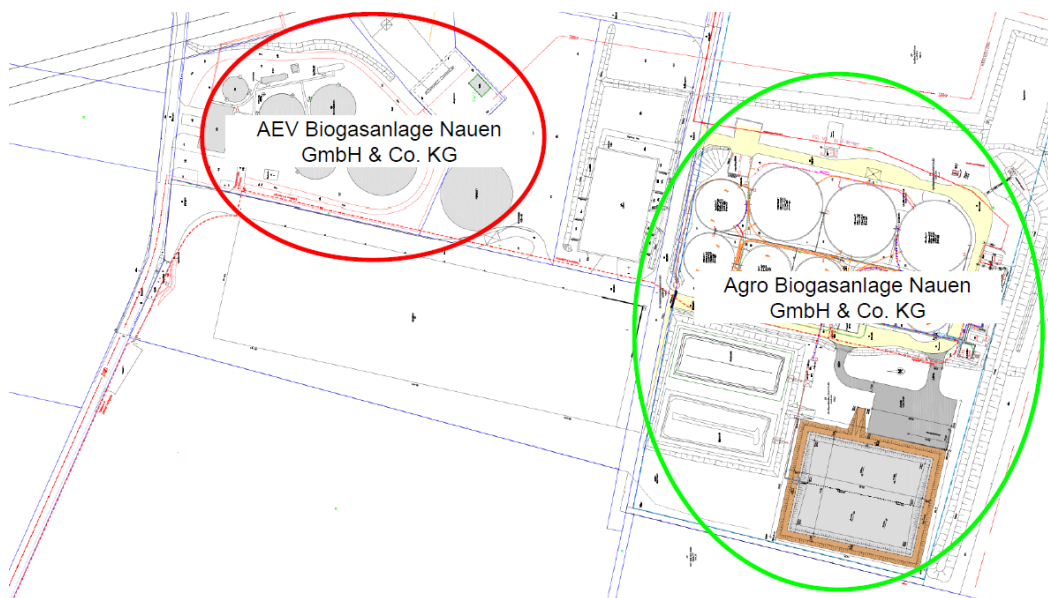


Abbildung 4 Biogasanlagen in Neukammer/Nauen
Quelle: [mdp 2016]

2.1.2 Stromverteilung

In Abbildung 5 sind die im Untersuchungsgebiet vorhandenen Freileitungen und Umspannwerke (UW) dargestellt, welche sich folgendermaßen aufgliedern [EKS 2017]:

- Ketzin: 2 UW | 110 kV
- Nauen: 2 UW | 110 kV

- Wustermark: 1 UW | 220 kV
1 UW | 380 kV

Die Kommunen liegen im Netzgebiet der E.ON edis AG; die E.ON Edis Vertrieb GmbH ist der Grundversorger im Netzgebiet der E.ON edis AG für Niederspannung bei der Stromverteilung.

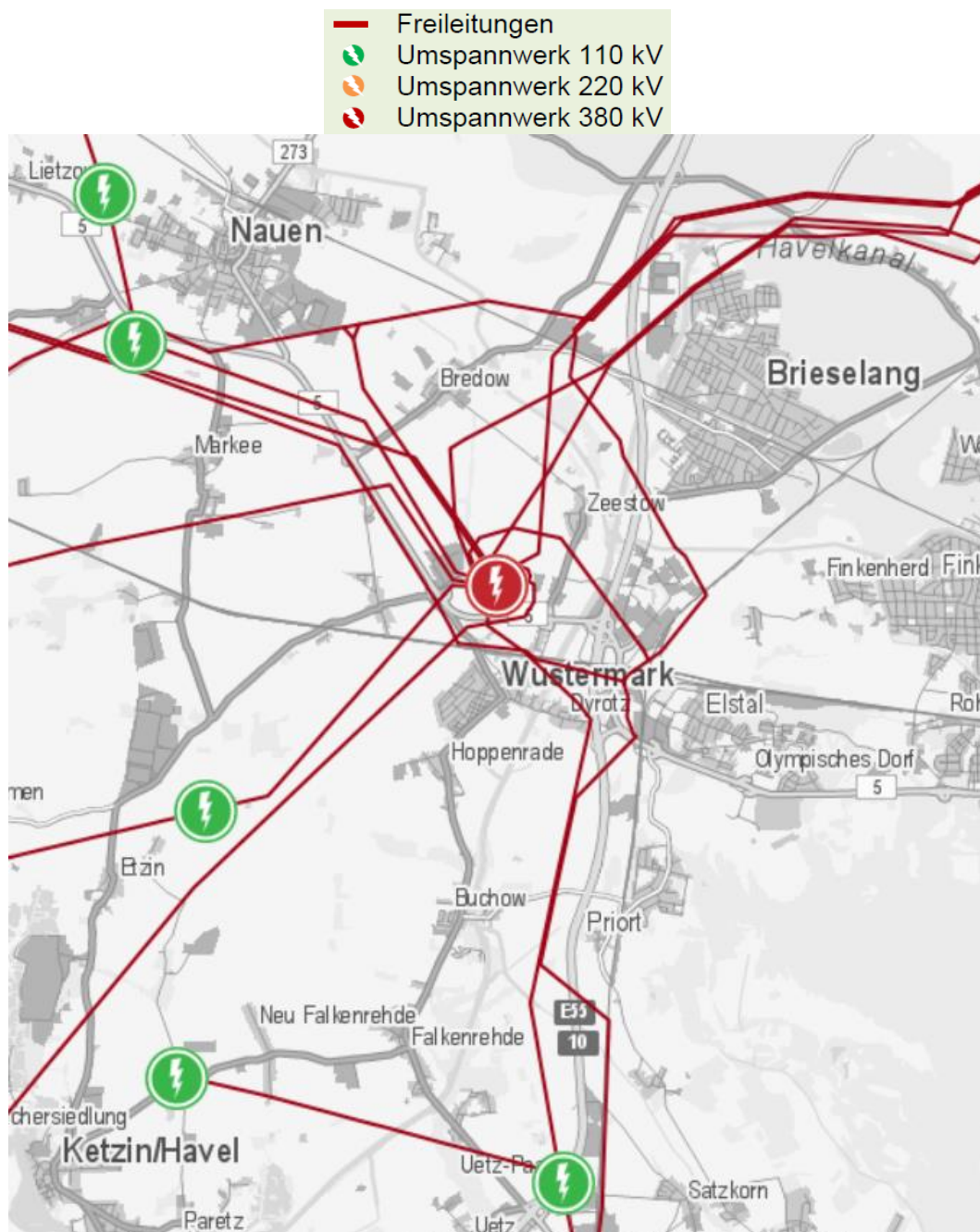


Abbildung 5 Freileitungen und Umspannwerke in den Kommunen der Nauener Platte
Quelle: [EKS 2017]

Abregelungen

Im Rahmen der Veröffentlichungspflichten als Netzbetreiber stellt die E.DIS Netz GmbH in Fürstenwalde/Spree auf ihrer Homepage Informationen zur Verfügung, die Netzentlastungsmaßnahmen im Rahmen des Netzsicherheitsmanagements sehr konkret ausweisen [E.DIS 2017b]. Darin sind u.a. der Zeitpunkt, die Dauer, das Gebiet und die reduzierte Leistungsstufe (in Prozent) ausgewiesen, die infolge hoher Einspeiseleistung aus erneuerbaren Energien resultieren. Im Allgemeinen liegt das Lastmanagement in den Händen der Übertragungsnetzbetreiber (in diesem Fall: 50Hertz Transmission GmbH). Fällt Überschussstrom aus fluktuierenden Energieerzeugungsanlagen an, so wird dieser in die nächsthöhere Spannungsebene transformiert – d.h. von der Mittel- in die Hochspannungsebene oder von dieser in die Höchstspannungsebene – und in Gebiete transportiert, wo der Strom verbraucht werden kann. Prinzipiell fällt Überschussstrom häufiger an – i.d.R. dort, wo Windenergie- und Photovoltaikanlagen stationiert sind. Die Angaben von E.DIS betreffen jedoch ausschließlich die Fälle, in denen die Netzüberlastung infolge der Einspeisung erneuerbaren Stroms in so hohem Maße das Gleichgewicht des Stromnetzes gefährdet, dass der regionale Energieversorger zeitweise seitens des Übertragungsnetzbetreibers angewiesen wird, seine Netzleistung zu reduzieren.

Die Abregelungen infolge von Netzengpässen auf der Nauener Platte betrafen in den letzten Jahren vor allem das UW Neukammer (Nauen), an das der überwiegende Teil der WEA im „Windeignungsgebiet West“ angeschlossen ist, aber auch die Umspannwer-

ke in Nauen, Wustermark und Ketzin. Wie in Abbildung 6 zu sehen ist, hat sich im Jahr 2015 daraus eine kumulierte Abregeldauer von 184 Stunden ergeben. Allerdings handelte es sich dabei um ein besonders windstarkes Jahr mit einem überdurchschnittlichen IWR-Windertragsindex im Binnenland von 112 %. Mit dem IWR-Windertragsindex wird für verschiedene Landschaftsräume angegeben, wie die Erträge von Windenergieanlagen in einem bestimmten Jahr im Vergleich zu einem 5- bzw. 10-jährigen Mittel einzuordnen sind. Im Jahr 2015 lag dieser um 12 % über dem Mittelwert der vorangegangenen 10 Jahre [IWR 2017].

Die mit Abstand häufigsten Abregelungen fanden über die letzten fünf Jahre, wie in Abbildung 7 dargestellt, am UW Neukammer statt – gefolgt vom UW Nauen und UW Ketzin, während am UW Wustermark lediglich im windreichen Jahr 2015 eine Leistungsreduzierung infolge von Netzengpässen erfolgen musste. Eine Summe der Abregelungsstunden wird in Abbildung 7 nicht ausgegeben, da manchmal Umspannwerke gleichzeitig abgeregelt werden mussten, so dass diese sich von der in Abbildung 6 unterscheiden würde. Beispiele dafür sind, dass im Oktober und Dezember 2013 die UW Neukammer und Nauen oder im März 2014 die UW Neukammer und Ketzin gleichzeitig abgeregelt werden mussten. Die Aufstellung eines leistungsstarken Stromspeichers könnte somit insbesondere am Umspannwerk Neukammer sinnvoll sein. Aber auch in Nauen und Ketzin wäre eine Speicherung in kleinerem Leistungsumfang möglich.

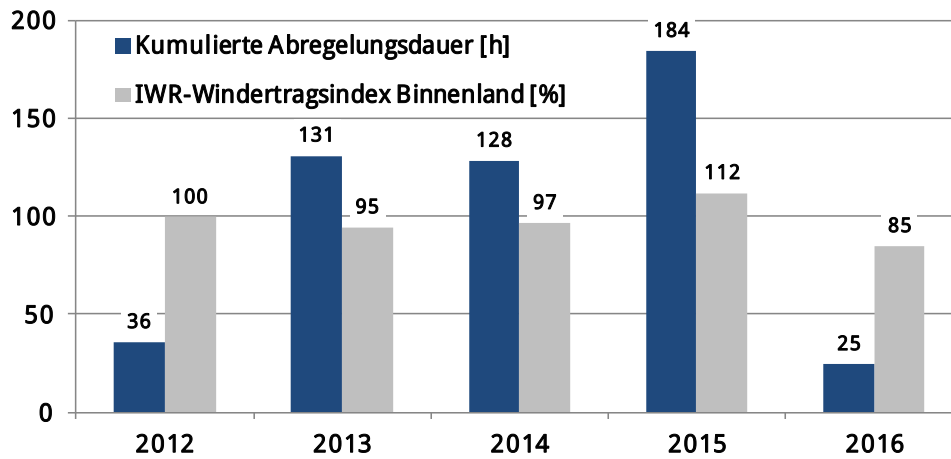


Abbildung 6 Kumulierte Abregelungsdauer und Korrelation mit dem IWR-Wintertragsindex im Binnenland auf der Nauener Platte

Quelle: [E.DIS 2017b], [IWR 2017] Auswertung und Darstellung: IE Leipzig

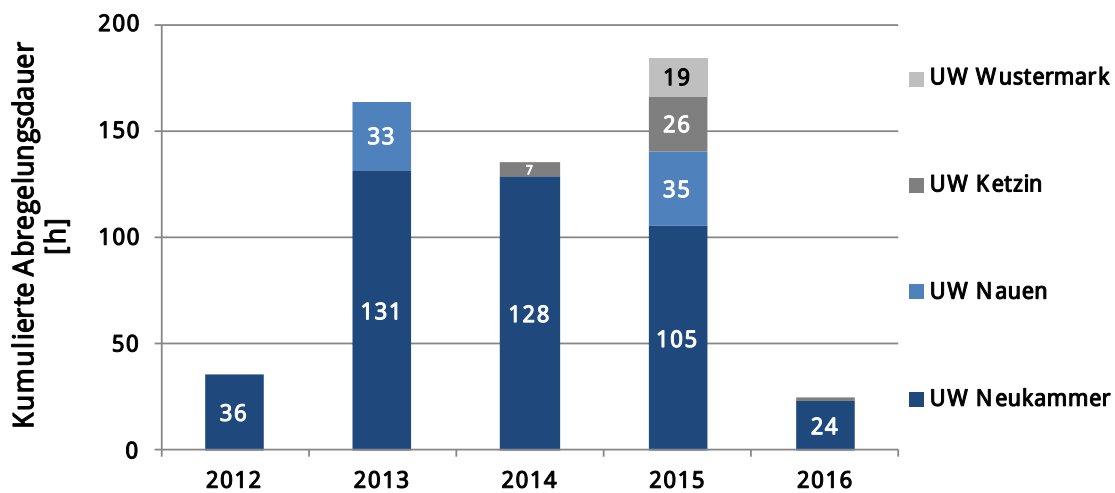


Abbildung 7 Kumulierte Abregelungsdauer nach Umspannwerken auf der Nauener Platte

Quelle: [E.DIS 2017b] Auswertung und Darstellung: IE Leipzig

2.2 Optionen eines Ausbauszenarios

In diesem Kapitel wird aufgezeigt, wie sich der Ausbau von Windenergie und Photovoltaik voraussicht-

lich bis zum Jahr 2030 auf der Nauener Platte gestalten wird.

2.2.1 Windenergie

Im Jahr 2015 ist der Regionalplan Havelland-Fläming 2020 durch die Regionale Planungsgemeinschaft Havelland-Fläming in Kraft getreten, in welchem neue Windeignungsgebiete (u.a. auf der Nauener Platte) festgesetzt wurden [MAZ 2016], [RPG 2017]. Wie in Abbildung 8 zu sehen ist, befinden sich gegenwärtig noch sehr viele der auf der Nauener Platte installierten Windenergieanlagen außerhalb dieser Windeignungsgebiete (schraffierte Flächen). Diese werden bis zum Auslauf ihrer EEG-Vergütung weiter betrieben, jedoch – anders als die sich im Windeignungsgebiet befindlichen WEA – keinem Repowering unterzogen.

Die EEG-Vergütung wird für 20 Jahre gezahlt; danach wird der Betrieb der Altanlagen entweder eingestellt, da dieser dann für die Anlagenbetreiber nicht mehr wirtschaftlich ist, oder sie werden weiter betrieben und deren Stromerzeugung an der Börse gehandelt. Da dies nicht exakt vorhersehbar ist, werden für den Ausbau der Windenergie im Untersuchungsgebiet zwei Szenarien dargestellt.

Die repowerten Anlagen in den Windeignungsgebieten gehen – bei der Annahme eines „Kulanzjahres“ zum Abbau der Altanlage sowie Installation und Inbetriebnahme einer Neuanlage – 21 Jahre nach dem in den EEG-Anlagenstammdaten des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz ausgewiesenen Inbetriebnahmejahr der Altanlage ans Netz.

Gemäß [Agora 2013] weisen Neuanlagen ab 2020 i.d.R. eine elektrische Leistung von 3,0 MW, ab 2025 von 3,3 MW und ab 2030 von 3,6 MW auf. Da aber bereits in der näheren Vergangenheit überwiegend 3,5-MW-Windenergieanlagen auf der Nauener Platte installiert wurden, erfolgt im Rahmen dieser Analyse analog eine Staffelung der Leistungsgrößen mit 3,5 MW (2020), 3,8 MW (2025) und 4,1 MW (2030).

Nachfolgend sind die Annahmen für die zwei zu betrachtenden Szenarien aufgeführt.

Szenario 1 (unteres Szenario):

- Alle Windenergieanlagen außerhalb der Windeignungsgebiete stellen nach Ablauf ihrer 20-jährigen EEG-Vergütung ihren Betrieb ein.
- Alle Windenergieanlagen innerhalb der Windeignungsgebiete werden nach Ablauf ihrer 20-jährigen EEG-Vergütung repowert und durch Neuanlagen höherer Leistung ersetzt.

Szenario 2 (oberes Szenario):

- Alle Windenergieanlagen außerhalb der Windeignungsgebiete werden nach Ablauf ihrer 20-jährigen EEG-Vergütung noch weitere 10 Jahre betrieben und deren Strom an der Börse vermarktet.
- Alle Windenergieanlagen innerhalb der Windeignungsgebiete werden nach Ablauf ihrer 20-jährigen EEG-Vergütung repowert und – entsprechend Szenario 1 – durch Neuanlagen höherer Leistung ersetzt.

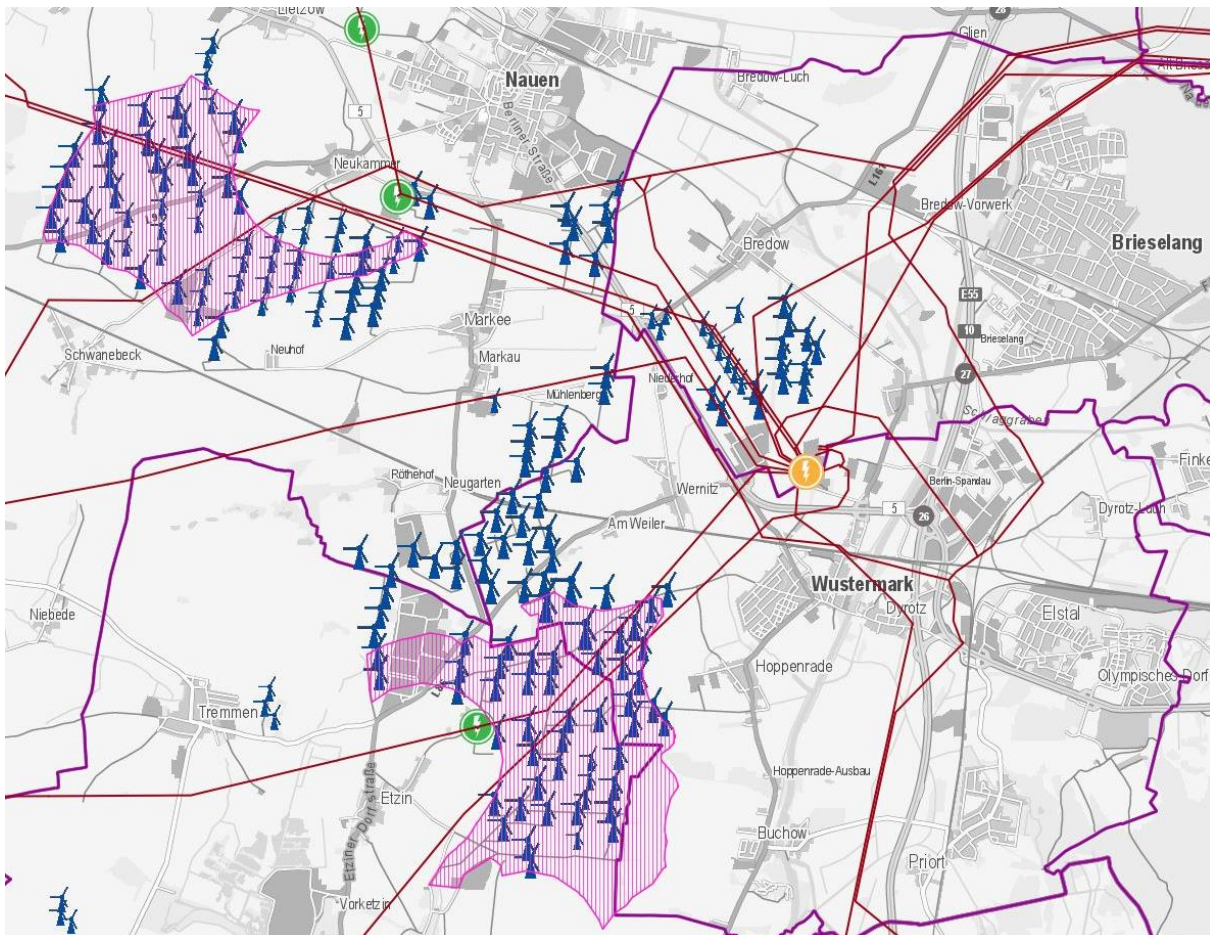


Abbildung 8 Windenergieanlagen und Windeignungsgebiete
Quelle: [EKS 2017]

Ergebnisse Szenario 1 (unteres Szenario)

Die im Jahr 2016 installierte Gesamtleistung der Windparks von 352 MW erhöht sich nur geringfügig auf 362 MW im Jahr 2020 (siehe Abbildung 9). Das liegt v.a. daran, dass innerhalb des Szenarios ein möglicher Bau von 17 neuen Windenergieanlagen in Ketzin mit jeweils 3,45 MW elektrischer Leistung angenommen werden kann. Danach sinkt die installierte Windleistung langsam ab auf 337 MW im Jahr 2030. Das liegt daran, dass bis dahin sämtliche außerhalb des Windeignungsgebietes befindlichen WEA ihren

Betrieb eingestellt haben werden, was durch das Repowering leistungsstärkerer Neuanlagen innerhalb der Windeignungsgebiete nicht vollständig kompensiert wird.

Während im Jahr 2016 noch 195 Windenergieanlagen installiert waren, werden es 2030 nur noch 105 WEA, allerdings mit einer nur wenig geringeren installierten Gesamtleistung von 337 MW sein.

Jedoch sind die Neuanlagen so konstruiert, dass sie eine höhere Volllaststundenzahl erreichen, so dass – unter Annahme einigermaßen gleichmäßiger Umweltbedingungen – die elektrische Arbeit bis 2030 (793 GWh) gegenüber 2016 (519 GWh) um ca. 53 % ansteigt und somit deutlich mehr Windstrom vor Ort ins Netz eingespeist werden kann. Ein besonderer

Sprung hinsichtlich der Volllaststunden und Stromerzeugung ist im Jahr 2027 zu verzeichnen, weil dann bei 20 Bestandsanlagen mit einer elektrischen Leistung von 2 MW die EEG-Vergütung ausläuft und diese im Zuge des Repowering im Windeignungsgebiet allesamt durch neue 3,8-MW-Windenergieanlagen ersetzt werden.

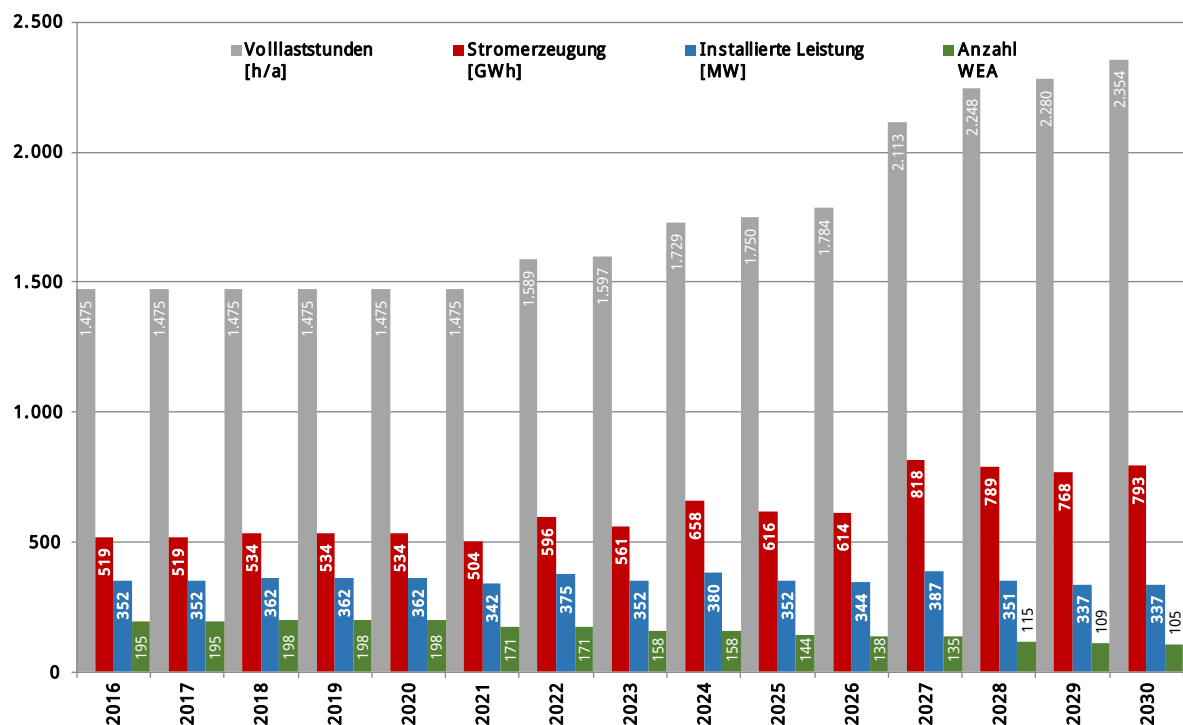


Abbildung 9 Entwicklung der Volllaststunden, Stromerzeugung, installierten Leistung und Anzahl der Windenergieanlagen auf der Nauener Platte bis 2030 gemäß Szenario 1 (unteres Szenario)

Quelle: [RPG 2017], Berechnung und Darstellung: IE Leipzig

Ergebnisse Szenario 2 (oberes Szenario)

Auch in Szenario 2 sinkt die Anzahl der Windenergieanlagen im Untersuchungsgebiet, jedoch ist die installierte Windleistung mit 481 MW im Jahr 2030

um ca. 37 % höher als 2016, während die Stromerzeugung mit rund 1 TWh fast doppelt so hoch ist wie im Ausgangsjahr (siehe Abbildung 10).

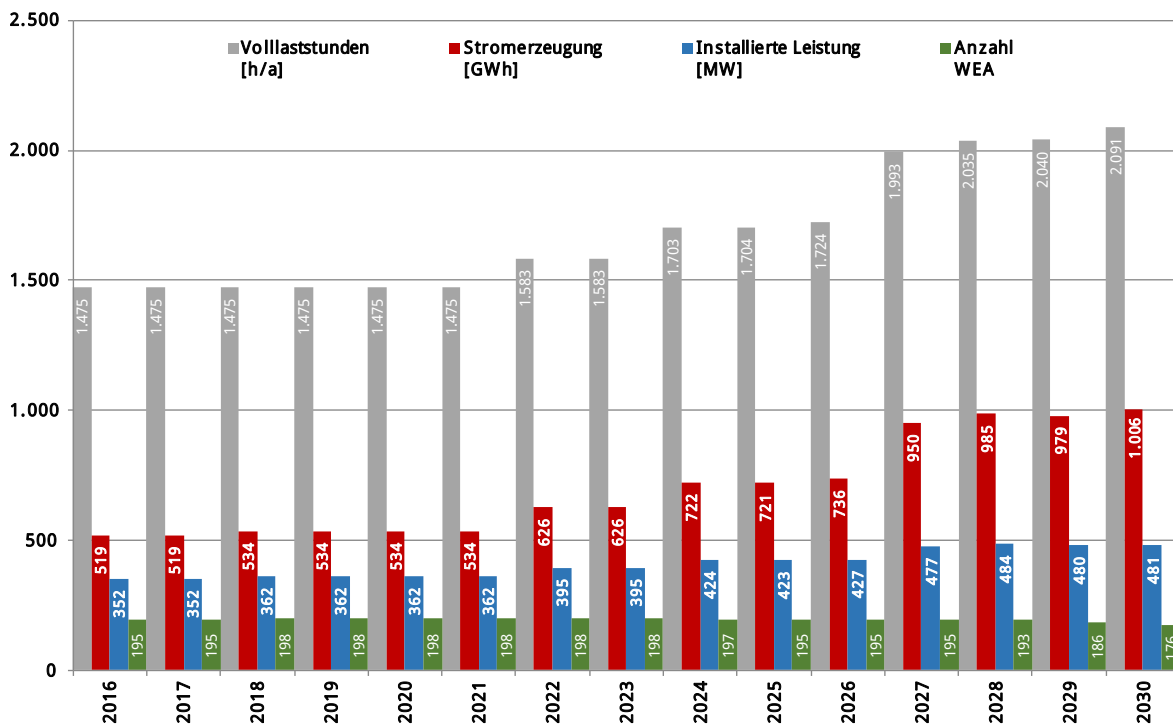


Abbildung 10 Entwicklung der Volllaststunden, Stromerzeugung, installierten Leistung und Anzahl der Windenergieanlagen auf der Nauener Platte bis 2030 gemäß Szenario 2 (oberes Szenario)

Quelle: [RPG 2017], Berechnung und Darstellung: IE Leipzig

2.2.2 Photovoltaik

Aus den EEG-Anlagenstammdaten der E.DIS AG geht hervor, dass auf der Nauener Platte 47,59 MWp elektrische Leistung aus Photovoltaik installiert sind, wovon 15,86 MWp den fünf PV-Freiflächenanlagen in Nauen sowie den beiden in Wustermark und Ketzin zuzuordnen sind. Somit sind 31,73 MWp als PV-Dachanlagen installiert.

Bei der Ermittlung des Photovoltaikpotenzials pro Gemeinde wurde auf das Solarpotenzialkataster von [IP SYSCON 2014] zurückgegriffen, wo dieses aufgeschlüsselt nach Gemeinden dargestellt ist (Abbildung 11). Für die vier Gemeinden der Nauener Platte ergeben sich somit folgende Potenziale:

▪ Nauen:	118,7 MWp
▪ Brieselang:	45,9 MWp
▪ Wustermark:	54,1 MWp
▪ Ketzin:	49,0 MWp
▪ Σ Nauener Platte:	267,7 MWp

Gemäß [IP SYSCON 2014] sind jedoch nur 36,14 % der Flächen im Havelland „sehr gut“ und 47,73 % „gut“ für PV-Dachflächenanlagen geeignet.

Für Szenario 1 wird sowohl für die „sehr gut“ geeigneten als auch für die „gut“ geeigneten Flächen ein Nutzungsgrad von 25 % angesetzt.

Für Szenario 2 wird hingegen mit einem Nutzungsgrad von 75 % für „sehr gut“ geeignete Flächen und

einem Nutzungsgrad von 25 % für „gut“ geeignete Flächen kalkuliert. Für Szenario 1 (unteres Szenario) ergibt sich somit ein PV-Potenzial von 104 MWp im Jahr 2030 und für Szenario 2 (oberes Szenario) von 152 MWp. Dies entspricht einer Zunahme um den

Faktor 2,2 (Szenario 1) bzw. 3,2 (Szenario 2) gegenüber 2016; wobei angenommen wird, dass bis dahin keine neuen PV-Freiflächenanlage auf der Nauener Platte installiert werden.

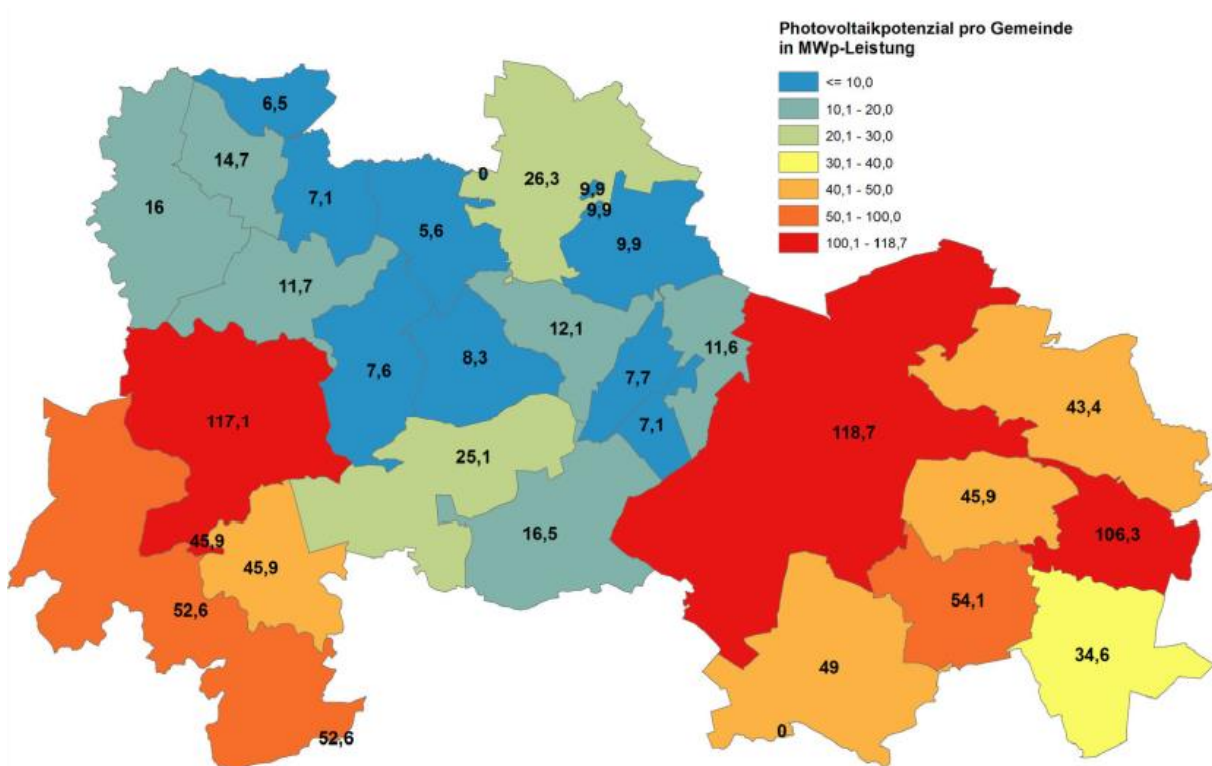


Abbildung 11 Photovoltaikpotenzial pro Gemeinde
Quelle: [IP SYSCON 2014]

2.3 Stromverbrauch

Der Stromverbrauch auf der Nauener Platte ist vom Jahr 2011 bis 2015 tendenziell gesunken. Den höchsten Verbrauch weist dabei die Stadt Nauen (85–94 GWh), gefolgt von Brieselang (68–72 GWh), Wustermark (68–73 GWh) und Ketzin (24–33 GWh)

auf (siehe Abbildung 12). Besonders auffällig ist dabei der deutlich niedrigere Stromverbrauch in Nauen im Jahr 2012 gegenüber 2011 sowie in Ketzin im Jahr 2014 gegenüber 2013.

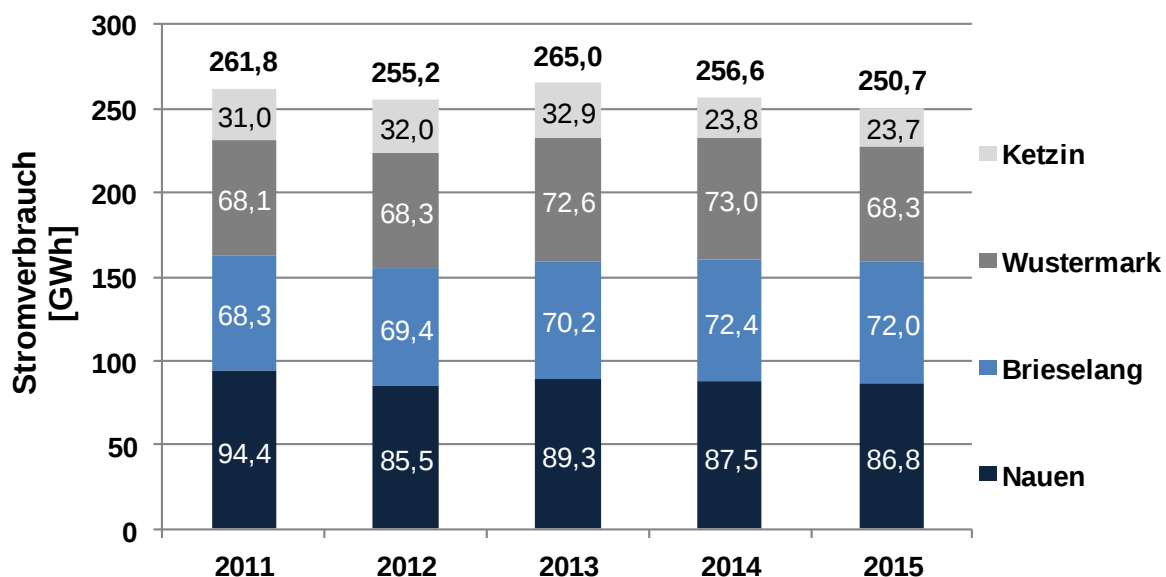


Abbildung 12 Stromverbrauch nach Städten/Gemeinden
Quelle: [E.DIS 2017e] Darstellung: IE Leipzig

Die Verteilung des Stromverbrauchs auf die verschiedenen Sektoren Haushalte, GHD und Industrie sowie die Ausweisung von Speicherheizungen, Wärmepumpen und E-Mobilität ist nicht immer eindeutig zu klären. Die Angaben der E.DIS Netz GmbH unterteilen sich nach Konzessionsabgaben (KA).

Der KA-pflichtige Stromabsatz beinhaltet dabei folgende Kategorien [E.DIS 2017a]:

- Strom, der nicht als Schwachlast geliefert wird
 - NS SLP ohne Leistungsmessung
 - NS RLM mit Leistung < 30 kW und < 30 MWh

- z.B. Haushalt, Gewerbe, Landwirtschaft
- KA-Satz entspr. Gemeindegröße (1,32 ct/kWh)

- Strom im Rahmen eines Schwachlasttarifs
 - NS SLP NT-Messung bei Doppeltarifzähler
 - z.B. Gewerbe, Landwirtschaft
 - KA-Satz 0,61 ct/kWh
- Sonderkunden über Grenzpreis
 - NS SLP / NS RLM > 2 x 30 kW und > 30 MWh
 - RLM größer NS
 - z.B. Industrie, Gewerbe, NSH, Wärmepumpe
 - KA-Satz 0,11 ct/kWh

Der nicht-KA-pflichtige Stromabsatz betrifft hingegen Weiterverteiler, wie kommunale Abnahmestellen und Anlagen des Netzbetreibers [E.DIS 2017a].

Wie in Abbildung 13 zu sehen ist, handelt es sich bei dem im Untersuchungsgebiet abgesetzten Strom – von Jahr zu Jahr variierend – zu etwa 60 % um die Kategorie „Sonderkunden über Grenzpreis“, welche demnach Industrie und Gewerbe zuzuordnen ist. Den zweitgrößten Anteil liefert die Kategorie „Strom, der nicht als Schwachlast geliefert wird“, der wiederum sowohl Haushalten als auch GHD zuzuordnen ist. Die Aufteilung des Stromverbrauchs dieser Kategorie auf die Sektoren Haushalte und GHD erfolgt mit Hilfe der vorhandenen EcoRegion-Daten für den gesamten Havellandkreis und der im Zensus 2011 ausgewiesenen Anzahl der Haushalte im Havelland sowie im Untersuchungsgebiet dieser Studie [BBstat 2011b, 2011a, 2011c, 2011d, 2011e]:

■ Nauen:	8.644 Haushalte
■ Brieselang:	4.388 Haushalte
■ Ketzin:	2.930 Haushalte
■ Wustermark:	3.590 Haushalte
■ Untersuchungsgebiet:	19.552 Haushalte
■ Havelland:	75.459 Haushalte

Das Untersuchungsgebiet weist somit 25,9 % der Haushalte im gesamten Landkreis aus. Der Stromverbrauch für die Haushalte im Havellandkreis beträgt gemäß EcoRegion für das Jahr 2011 insgesamt 289.083 MWh. Demnach können dem Untersuchungsgebiet Nauener Platte ein Stromverbrauch von ca. 74.904 MWh zugeordnet werden. Diese Wichtung wird auch für das Jahr 2014 vorgenommen, in dem sich ein deutlich niedrigerer Stromverbrauch in den Haushalten von 60.419 MWh ergibt. Die Jahre 2012, 2013 und 2015 müssen – da für diese keine Daten in EcoRegion vorhanden sind – entsprechend iteriert werden.

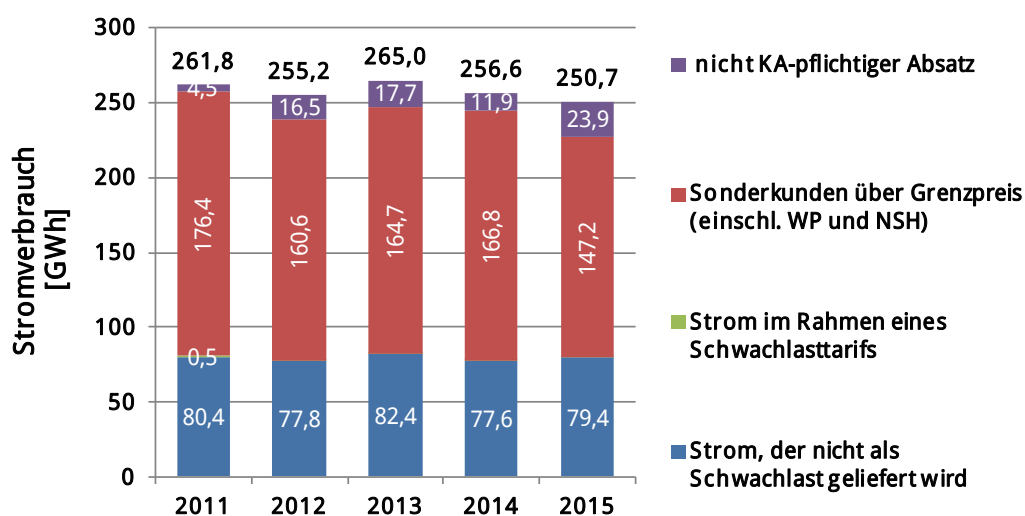


Abbildung 13 Stromverbrauch nach Verbrauchsgruppen
Quelle: [E.DIS 2017e] Darstellung: IE Leipzig

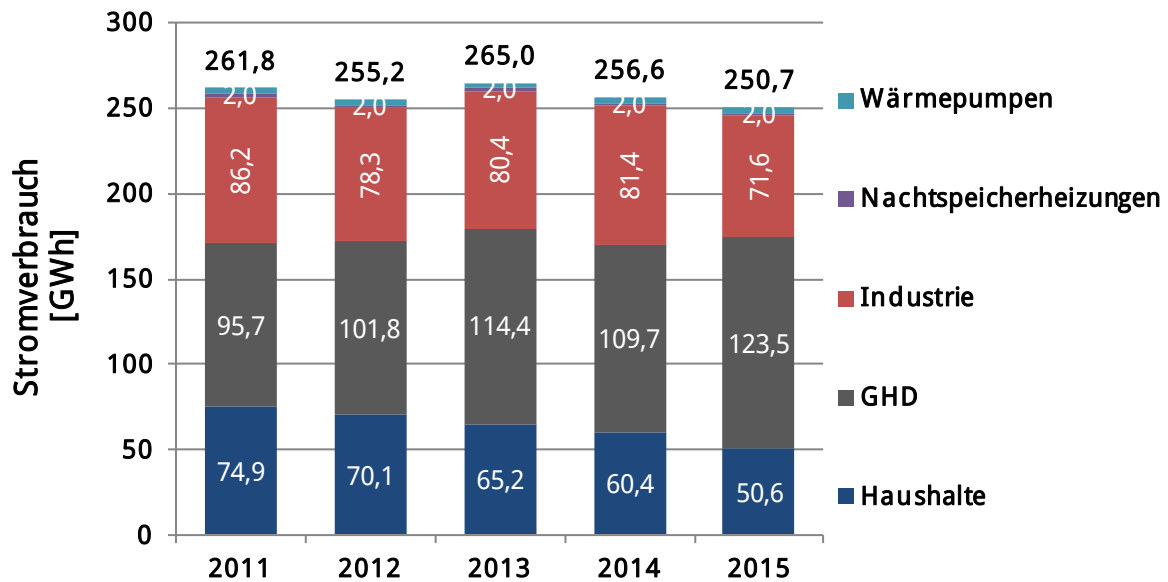


Abbildung 14 Stromverbrauch nach Sektoren

Quelle: [E.DIS 2017e] Darstellung: IE Leipzig

3 Energie- und Treibhausgasbilanz

Für den Bilanzraum „Nauener Platte“ mit den amtsfreien Städten Brieselang, Ketzin, Nauen und Wustermark wird eine Energie- und Treibhausgasbilanz aufgestellt und dargelegt, welcher Anteil der Elektroenergie bereits heute tatsächlich im Bilanzraum über erneuerbare Energien gedeckt werden kann und welchen Deckungsbeitrag die konventionelle (fossile) Stromversorgung noch leisten muss. Zudem wird ausgewiesen, welche Strommengen heute nicht genutzt werden können und somit aus dem Bilanzraum exportiert oder mangels vorhandener Netzkapazitäten abgeregelt werden müssen.

3.1 Energiebilanz (Lastganganalyse)

3.1.1 Definition Residuallast

Unter der Residuallast ist der von den fluktuierenden Energien – Windenergie und Photovoltaik – unabhängige Anteil am Stromverbrauch zu verstehen. Es handelt sich demnach um den Restbedarf an Strom, der

mehrheitlich aus fossilen Energien gedeckt werden muss und sich aus der Differenz aus Stromnachfrage und fluktuierender, erneuerbarer Stromeinspeisung ergibt [Next-KW 2017].

3.1.2 Methodische Vorgehensweise

Im Zuge des Ausbaus der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien wird die Stromerzeugung zunehmend von der Nachfrage entkoppelt, so dass der Aspekt der Stromspeicherung – auch auf lokaler Ebene – vermehrt an Bedeutung gewinnt. Hinsichtlich der zukünftigen Netzintegration der fluktuierenden Energien stellt die zu erwartende Residuallast, unter Berücksichtigung des Einsatzes geeigneter Speichertechnologien, einen bedeutenden Einflussfaktor dar.

Für die Ermittlung der Residuallast wurde eine Methodik zur Prognose der fluktuierenden Einspeisung und des zu erwartenden Stromverbrauchs entwickelt. Dabei wird für den modelltechnischen Vergleich der Lastgänge von Einspeisung und Verbrauch eine Normierung auf Basis eines Normjahres vorgenommen.

Analog zur Lastkurve des Verbrauchs liegt somit eine Lastkurve der Erzeugung vor, welche sich aus den fluktuierenden Erzeugern, wie Wind- oder Photovoltaikanlagen, bestimmt. Die Einspeiseprofile wurden mit Hilfe vom Öko-Institut entwickelter Einspeisezeitreihen für das Jahr 2030 in Brandenburg in stündlicher Auflösung modelliert [ÖKO 2016]. Das Öko-Institut hat in Zusammenarbeit mit der Universität Oldenburg diese generischen Einspeisezeitreihen für Windenergie- und Photovoltaikanlagen entwickelt. Diese basieren auf einem Normjahr – und zwar auf dem Wetterjahr 2011, welches aufgrund seiner besonders durchschnittlichen klimatischen Bedingungen hinsichtlich Temperaturen, Bewölkungsgrad und Windgeschwindigkeiten, gewählt wurde. Die Auflö-

sung der verwendeten Einspeiseprofile ermöglicht eine Verteilung der gesamten Energiemenge, welche sich aus dem Produkt von installierter Leistung und den prognostizierten Volllaststunden ergibt, auf jede Stunde des Jahres. Die Einspeisezeitreihen für die Stichjahre 2020, 2030, 2040 und 2050 ergeben sich

3.1.3 Ergebnisse

Die Einspeisung der Windenergie liegt auf der Nauener Platte erwartungsgemäß deutlich über der von Photovoltaik, welche jedoch insbesondere in den Sommermonaten hohe Spitzen aufweist (siehe Abbildung 15 – Szenario 1). Maximale Einspeiseleistungen von ca. 300 MW (Szenario 1) bzw. 440 MW (Szena-

rio 2), wenn sich Wind- und Solarstromeinspeisung im Sommer überlagern, werden den Stromverbrauch in den Gemeinden Nauen, Brieselang, Ketzin und Wustermark von bis zu 43 MW in den Mittagsstunden um mindestens das Siebenfache übersteigen.

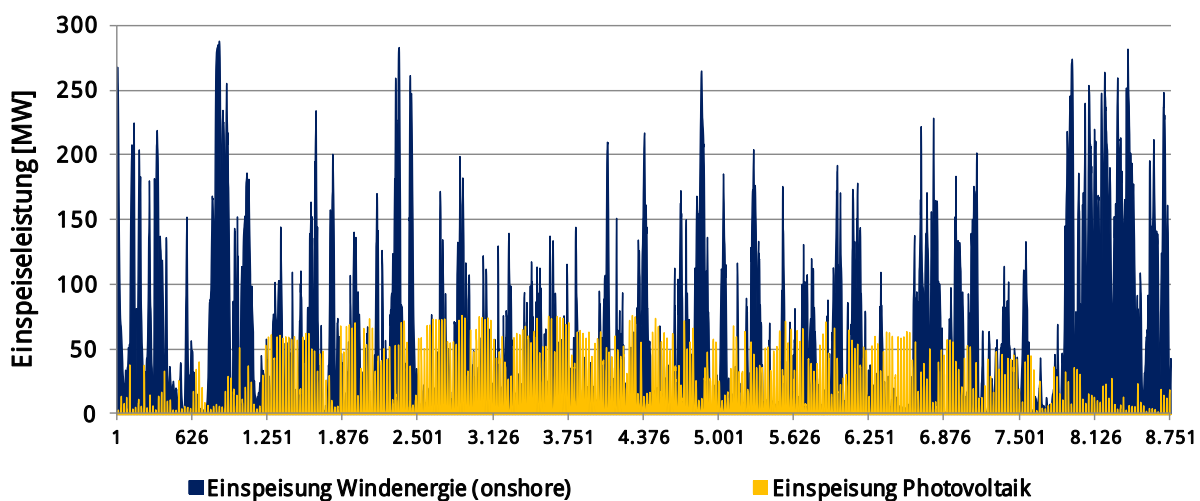


Abbildung 15 Einspeiseleistung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen auf der Nauener Platte über das Jahr 2030
Quelle: Berechnung und Darstellung: IE Leipzig

Für den Haushalts- und GHD-Sektor stehen die dynamisierten Standardlastprofile (SLP) der E.DIS GmbH zur Verfügung [E.DIS 2017d, 2017c]. Mit Hilfe dieser Profile lassen sich die Energiemengen von 74,9 GWh für die Haushalte beziehungsweise 95,7 GWh für GHD in stündlicher Auflösung über das Jahr verteilen.

Auf dem Untersuchungsgebiet um die Nauener Platte verursachen sowohl die Haushalte als auch der Sektor GHD jeweils etwa ein Fünftel des Stromverbrauchs, wobei das Nachfrageprofil im GHD-Sektor seine Spitzen unter der Woche aufweist (Abbildung 16). Bei einem Vergleich von Abbildung 15 und Abbildung 16 ist zu sehen, dass eine Deckung des Haus-

halts- und GHD-Lastganges durch die installierte Leistung an erneuerbaren Energien vollkommen gegeben ist bzw. die Einspeisung den Verbrauch um ein Vielfaches übersteigt.

Insbesondere das Lastprofil der Haushalte weist eine durchschnittlich deutlich geringere Nachfrage in den Sommermonaten auf.

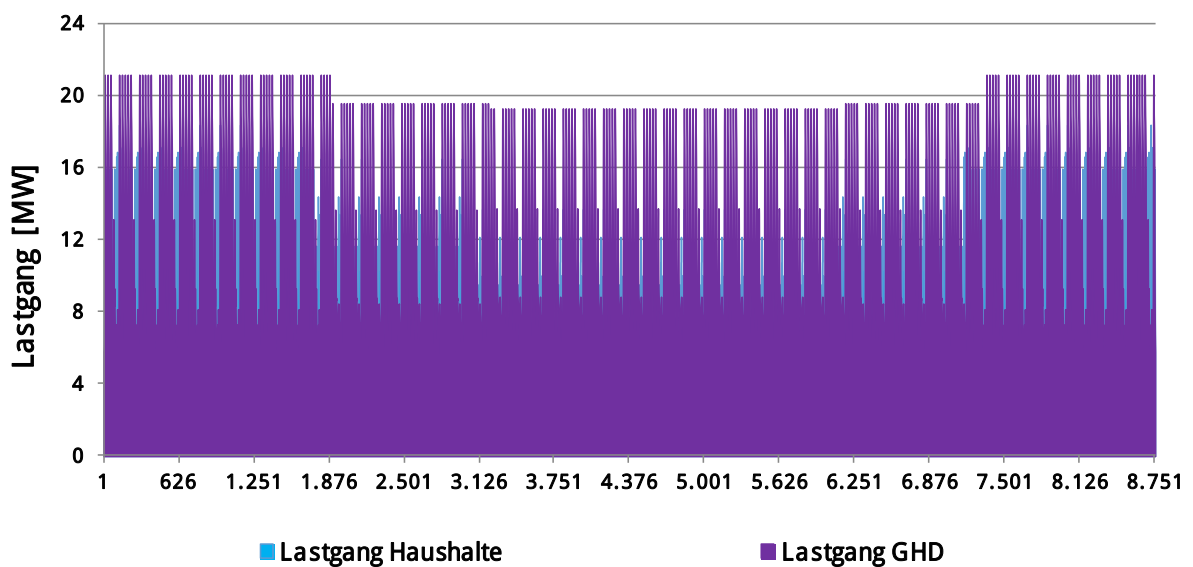


Abbildung 16 Lastgang des Haushalts- sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungssektor über das Jahr 2030
Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig auf Basis [BNetzA 2017] [Wuppertal Institut 2015]

Ausgehend von einer weiteren Steigerung der Wärmepumpenanwendungen sowie einer Steigerung der Raumwärmeanwendungen durch Strom, wird die Genauigkeit der Residuallastprognose durch ein separates Profil für Wärmepumpen optimiert. Aus den für ein Jahr geltenden Lastgängen wurde nach [Wuppertal Institut 2015] und spezifischen Wetterdaten für den

Standort Nauener Platte eine temperaturabhängige Last von ca. 670 kW ermittelt. Etwa 58 % dieser Energiemenge wurde dem temperaturabhängigen Standardlastprofil (basierend auf dem Wetterjahr 2011) für Wärmepumpen [Westnetz 2015] zugeschrieben (vgl. Abbildung 17).

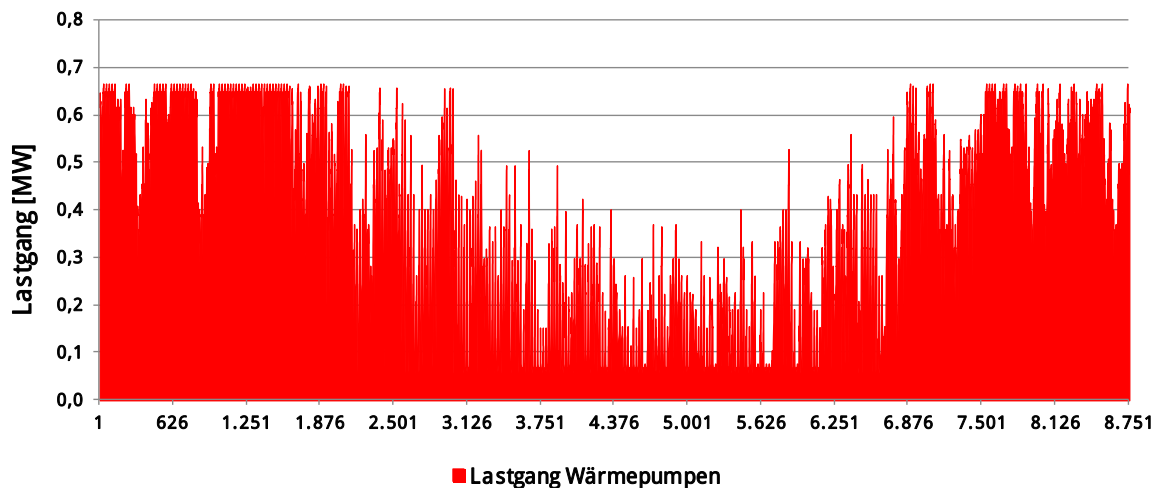


Abbildung 17 Temperaturabhängiger Verlauf der Wärmepumpenlast
 Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig auf Basis [Westnetz 2015]

Auf Grundlage der von E.DIS veröffentlichten Netzdaten, den sektoralen Energiemengen und den Standardlastprofilen wurde ein Restlastprofil entwickelt, welches im Wesentlichen durch das Verarbeitende Gewerbe geprägt ist. Nach Normierung und Anpassung auf die verbleibende Energiemenge ergibt sich

ein Profil mit einem relativ un stetigen Energiebedarf. Das Profil ist aber besonders durch die Spitzen während der Arbeitswoche bzw. der Täler an Feiertagen, besonders am Jahresende, geprägt (vgl. Abbildung 18).

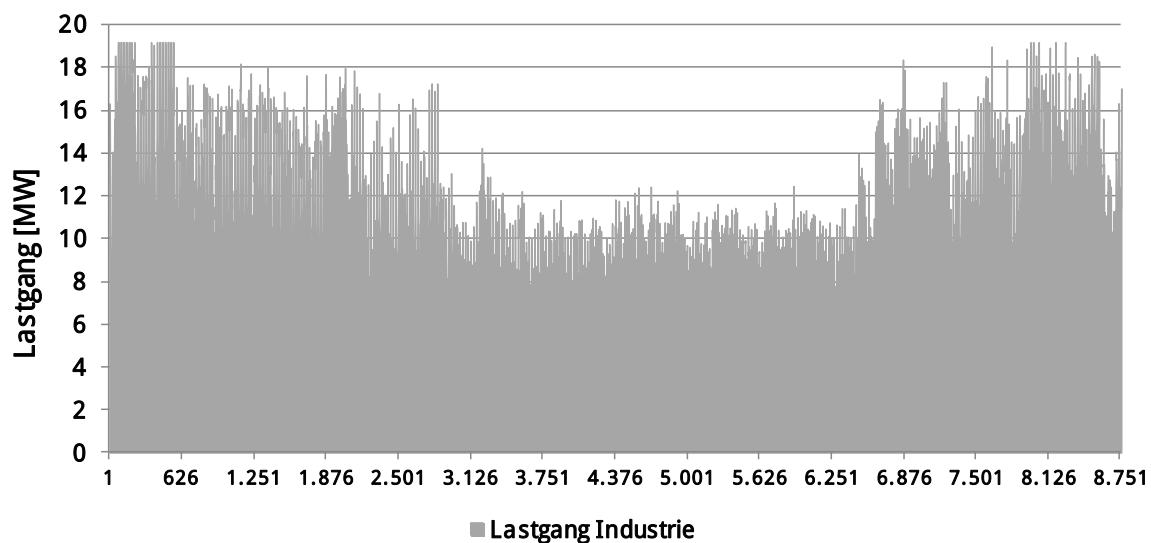


Abbildung 18 Lastgang des Sektors Industrie
 Quelle: Berechnung und Darstellung: IE Leipzig

Die Überlagerung der Angebots- und Bedarfslastgänge ermöglicht Ableitungen, in welchem Umfang zeitlich und mengenmäßig der im Bilanzraum bestehende Stromverbrauch über EE-Anlagen gedeckt werden kann. Das Ergebnis, ein beispielhafter Lastgang in stündlicher Auflösung für das Jahr 2030 auf der Nauener Platte, bestimmt über Häufigkeitsverteilungen und Differenz-Jahreslastkurven die Über- und Unterdeckung der Leistungsbereitstellung durch EE-Anlagen. Auf Grund der hohen installierten Leistung

an Windenergie, sind die höchsten negativen Lasten in den Wintermonaten zu erwarten. Während die maximalen Residuallasten bei ca. 330 MW liegen, regelmäßig auftreten und über die SLP prognostizierbar sind, liegen die maximalen positiven Residuallasten bei etwa 43 MW und treten seltener auf. Über einen Tag verteilt, kann es dennoch zu Lastwechseln von mehreren hundert Megawatt kommen (vgl. Abbildung 19).

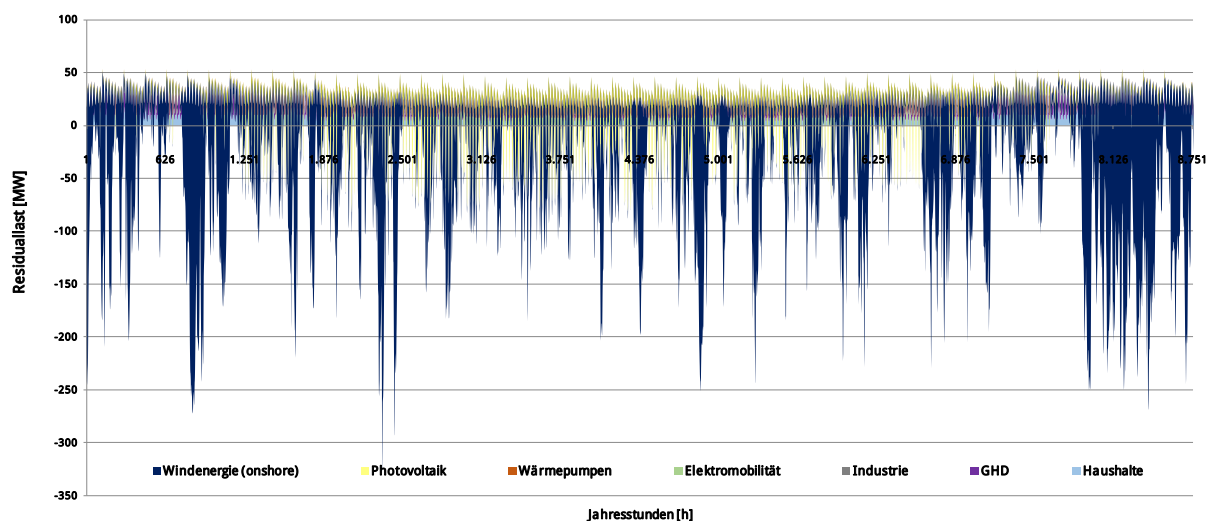


Abbildung 19 Verlauf der Residuallast

Quelle: Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Wie in Abbildung 20 zu erkennen ist, deckt die Einspeisung durch erneuerbare Energien über 1.876 h im Jahr nicht den tatsächlichen Bedarf, während sich für etwa 6.875 h ein Überschuss an EE-Strom ergibt. Ein Teil des „überschüssigen“ Stroms, der vor Ort aus Windenergie und Photovoltaik erzeugt wird, könnte die gesamte auf der Nauener Platte verbrauchte Energiemenge decken. Entsprechend könnte ein Speichersystem mit einer elektrischen Leistung von 40 MW installiert werden, welches zudem über ca. 2.100 h eine elektrische Arbeit von rund 30 GWh erbringt

(siehe Abbildung 21). Empfehlenswert wäre es jedoch, ein Speichersystem mit der halben Leistung zu installieren, da diese hohen – nicht durch erneuerbare Energien abdeckbaren – Verbräuche nur für wenige Stunden im Jahr auftreten. Im vorliegenden Fall werden 40 MW z. B. nur für 9 h und 30 MW für 148 h im Jahr überschritten. Mit einem 20-MW-Speichersystem wären die auftretenden Lasten hingegen für knapp 1.500 h abgedeckt. Somit ist eine bessere Markverfügbarkeit gegeben und die Investitionskosten werden deutlich geringer gehalten.

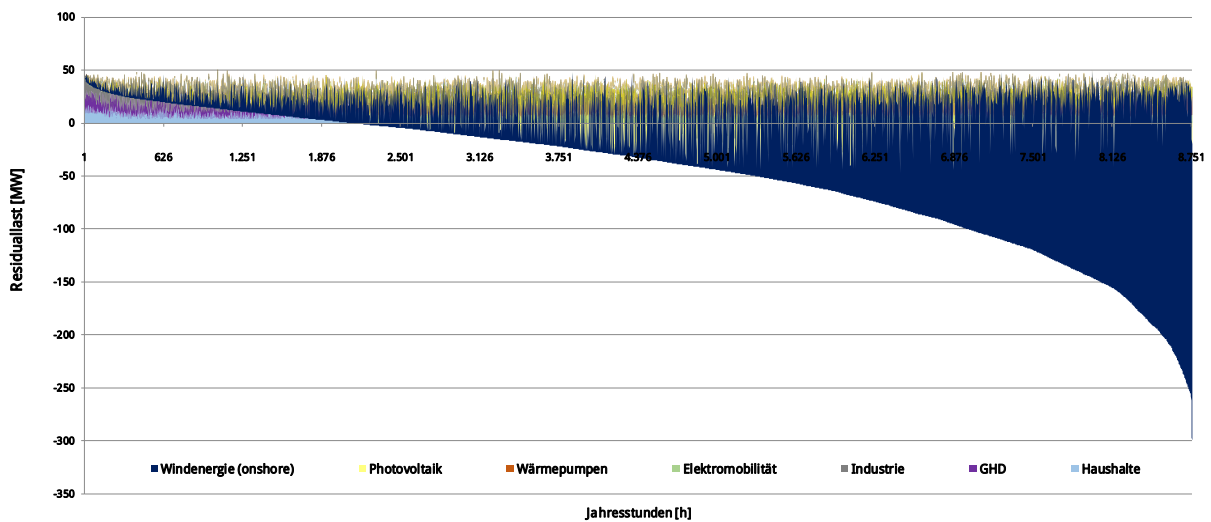


Abbildung 20 Häufigkeitsverteilung der Residuallasten

Quelle: Berechnung und Darstellung: IE Leipzig

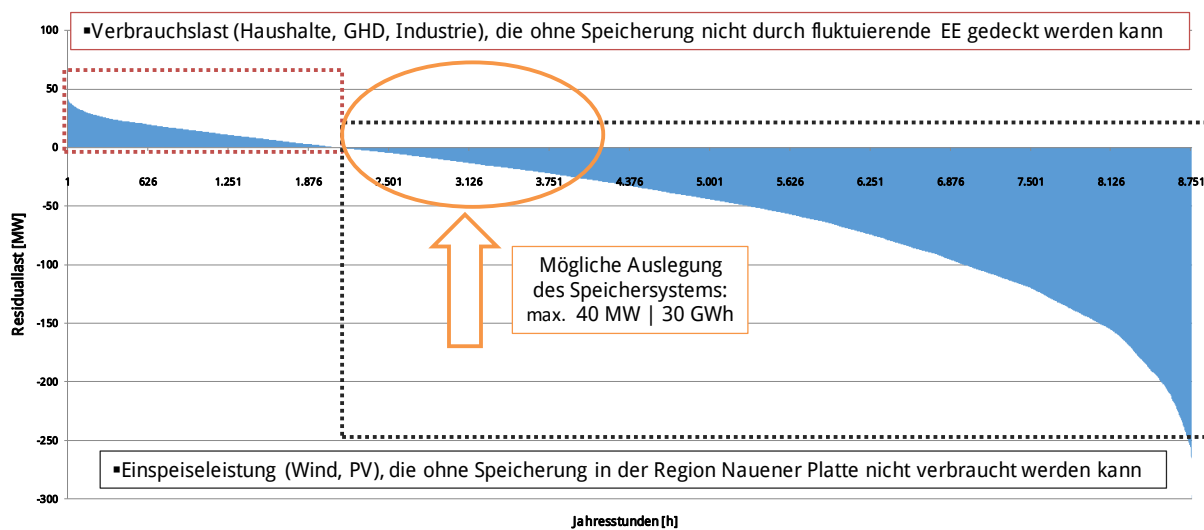


Abbildung 21 Auslegung des Energiespeichers

Quelle: Berechnung und Darstellung: IE Leipzig

3.2 Treibhausgasbilanz

Bei der Erstellung einer Treibhausgasbilanz ist zuerst davon auszugehen, dass der gesamte im Untersuchungsgebiet verbrauchte Strom aus dem deutschen Stromnetz bezogen wird. Nun gilt es, zu ermitteln, welche Menge an Treibhausgasemissionen vermindert werden könnte, wenn der vor Ort erzeugte Strom aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen unter Zuhilfenahme eines Stromspeichersystems zur Deckung der gesamten Verbrauchslast auf der Nauener Platte genutzt werden könnte. Die Verbrauchsmengen wurden dabei [E.DIS 2017e] und die Treibhausgas-Emissionsfaktoren [EcoRegion 2017] entnommen.

Wie in Abbildung 22 zu sehen ist, ist der Treibhausgas-Emissionsfaktor des deutschen Strommix wegen

des erhöhten Anteils erneuerbarer Energien am Stromnetz von 633 t CO_{2äq}/GWh im Jahr 2011 auf 620 t CO_{2äq}/GWh im Jahr 2015 zurückgegangen. Aber auch der Stromverbrauch ist im Untersuchungsgebiet von 2011 bis 2015 von 267 GWh auf 259 GWh gesunken. Da bei dem überschüssigen und somit zwischen zu speichernden Strom aus Windenergie und Photovoltaik von CO_{2äq}-Neutralität (also einem THG-Emissionsfaktor von „Null“) auszugehen ist, hätten somit im Jahr 2015 bei einer 100-%-Deckung des Stromverbrauchs aus dem regionalen Erzeugungspark 161.000 t CO_{2äq} eingespart werden können.

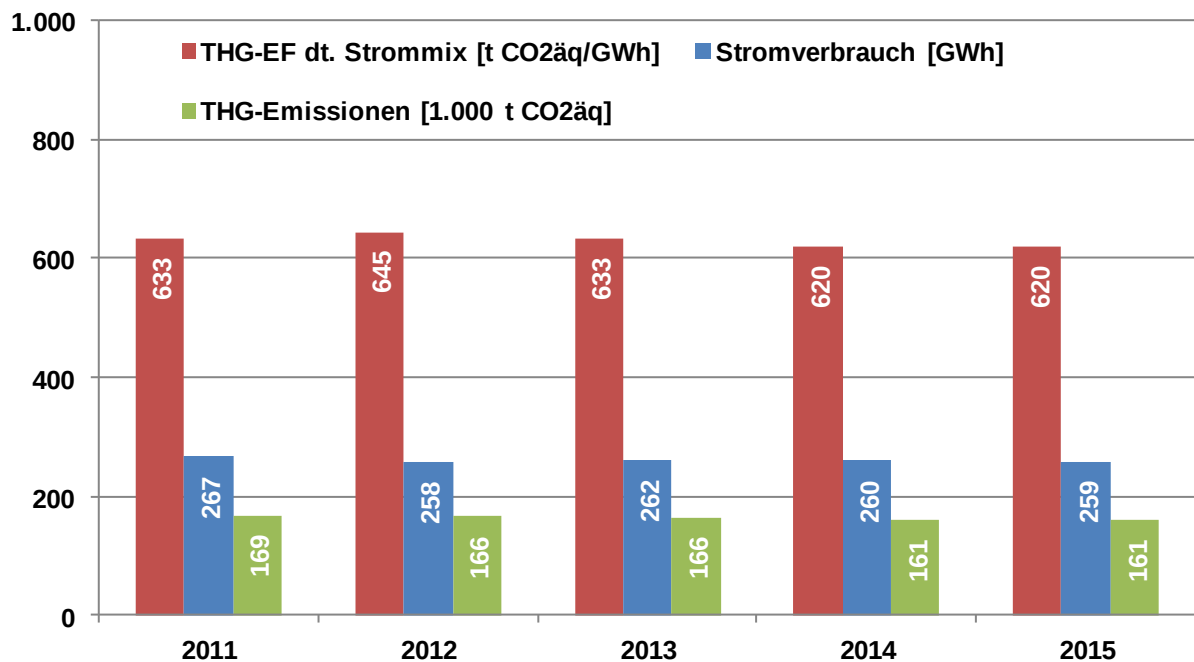


Abbildung 22 Entwicklung der THG-Emissionsfaktoren (CO₂-Äquivalente) des deutschen Strommix sowie des Stromverbrauchs und der strombasierten THG-Emissionen auf der Nauener Platte von 2011 bis 2015

Quelle: [E.DIS 2017e], [EcoRegion 2017] Berechnung und Darstellung: IE Leipzig

Für die Zukunft bis zum Jahr 2030 muss davon ausgegangen werden, dass die vor Ort eingesparte Menge an CO₂-Äquivalenten unterhalb von 161.000 t CO_{2äq} liegen würde, da sich der Trend zu weniger Stromverbrauch auf der Nauener Platte bis dahin fortsetzen und auch der Treibhausgas-Emissionsfaktor des deutschen Strommix kontinuierlich weiter sinken wird. Trotzdem könnten bei Fortschreibung dieser Tendenz im

Jahr 2030 immer noch 130.000 t CO_{2äq} eingespart werden. Für den Fall, dass ein entsprechendes Speichersystem ab dem Jahr 2021 in Betrieb ginge, könnten bis zum Jahr 2030 insgesamt ca. 1,385 Mio. t CO_{2äq} bei ausschließlicher Stromversorgung aus regionaler Windenergie und Photovoltaik reduziert werden.

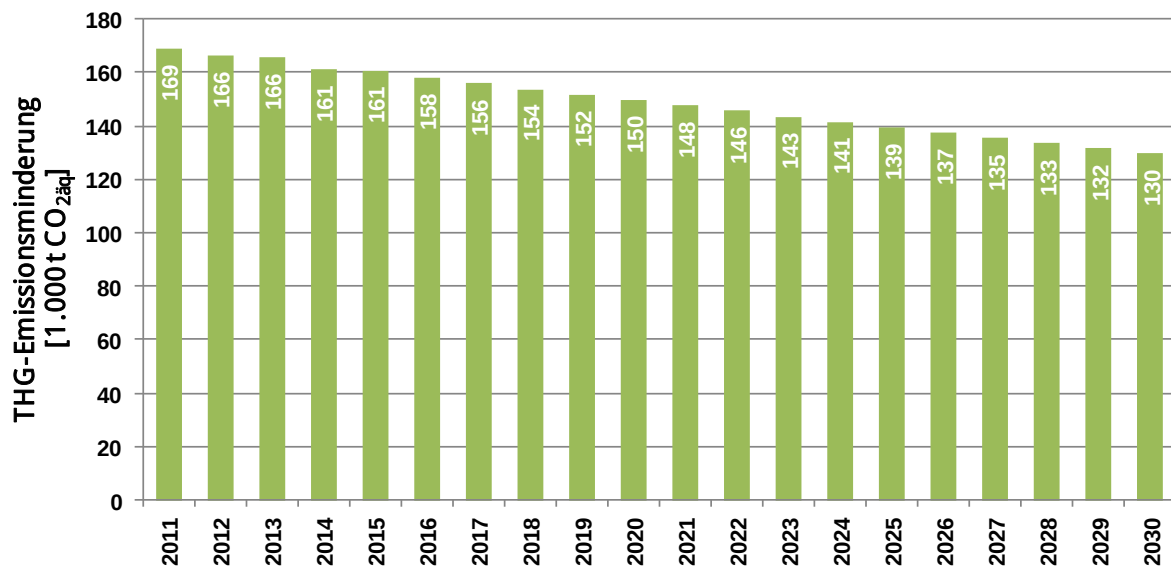


Abbildung 23 Jährliche THG-Emissionsminderung bis 2030 bei 100%-Deckung des Stromverbrauchs durch EE-Strom
Quelle: Berechnung und Darstellung: IE Leipzig

4 Speicheroptionen

Mittels einer Potenzialanalyse ist insbesondere zu klären, inwieweit durch Speichertechnologien der Deckungsanteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung im Bilanzraum erhöht werden könnte und ob ggf. durch einen EE-Ausbau eine verbleibende Deckungslücke zur 100 %-Versorgung mit erneuerbaren Energien geschlossen werden könnte.

4.1 Überblick Speicheroptionen

In Abbildung 25 wird ein Überblick über die gängigen Speicheroptionen mit deren Wertebereichen hinsichtlich Speicherkapazität und Entladezeiten gegeben. Die bisher etablierten Speichervarianten sind folgende [UMSICHT 2009]:

- Zentrale Speicherkraftwerke (Pumpspeicherkraftwerke, Wasserstoff- und Druckluftspeicher)
- Dezentrale Großbatteriespeicher (Blei-Säure-, Natrium-Schwefel- und Redox-Flow-Batterien)
- Lokale Kleinspeicher (Lithium-Ionen-, NiMh-, NiCd- und Blei-Säure-Batterien, Schwungrad)

Eine weitere Unterteilung kann in Kurzzeit- und Langzeitspeicher erfolgen. Kurzzeitspeicher sind dadurch gekennzeichnet, dass sie sehr schnell entladen werden und somit die gespeicherte Energie zur Verfügung stellen können, im Gegenzug jedoch eine geringe Aufnahmekapazität aufweisen. Dazu gehören Schwungradspeicher (Fly Wheels), Batterien und Druckluftspeicher. Darüber hinaus wird eine Langzeitspeicherung benötigt, um die saisonalen Schwankungen der fluktuierenden Energieträger auszugleichen. Dazu gehören Pumpspeicherkraftwerke sowie die Speicherung von Wasserstoff und Methan, z. B. in vorhandenen Salzkavernen. Mittels dieser Verfahren ist es zwar möglich, große Strommengen zu speichern, jedoch wird gegenüber den Kurzzeitspeichern wesentlich mehr Zeit für die Ausspeicherung benötigt [IE & IUE 2013]. Pumpspeicherkraftwerke sind Stand

der Technik und können mit einem hohen Wirkungsgrad betrieben werden. Aufgrund der geringen Ausbaupotenziale von Pumpspeicherkraftwerken in Deutschland mit einem maximalen Speicherpotenzial von 0,04 bis 0,06 TWh pro Jahr kann diese Technologie den Langzeitspeicherbedarf jedoch allein nicht decken [GWF 2011].

Da gegenwärtig nur chemische Speicher sinnvolle Langzeitspeicher sein können, um die Schwankungen des Stromangebotes auszugleichen, rückt vermehrt die Power-to-Gas-Technologie (PtG) zur Speicherung fluktuierenden Stroms in Form von Wasserstoff oder Methan in den Fokus der Energiewirtschaft. Diese könnte im Zuge der Umstellung auf eine erneuerbare Energieversorgung eine geeignete Technologie zur Speicherung fluktuierender Energie darstellen.

Eine weitere Klassifizierung von Stromspeichern kann in folgender Form vorgenommen werden:

- Elektrische/elektromagnetische Speicher (Kondensatoren, Supraleitende magnetische Energiespulen)
- Chemische/elektrochemische Speicher (Batterien, Power to Gas)

Mechanische Speicher (Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicher, Schwungradspeicher)

4.1.1 Elektrische/elektromagnetische Speicher

Bei elektromagnetischem Energiespeichern werden elektrische und magnetische Felder genutzt, um Energie zu speichern. Die Speicherung der Energie erfolgt ohne Umwandlung in andere Energieformen. Zu den elektrischen Energiespeichern gehören Kondensatoren und supraleitende magnetische Energiespeicher (SMES).

Kondensator

Ein Kondensator besteht aus zwei elektrischen Leitern, die durch ein Dielektrikum voneinander getrennt und isoliert sind. Das Speicherprinzip beruht auf der Ladungstrennung. Im Gegensatz zu den mechanischen und chemischen Speichern, wird der elektrische Strom direkt, ohne Umwandlung in eine andere Energieform, gespeichert und wieder abgegeben. Kondensatoren können innerhalb kürzester Zeit Energie aufnehmen und wieder abgeben.

Eine Weiterentwicklung für größere Speicherstrommengen bei gleich großem Gerätevolumen stellen die Doppelschichtkondensatoren (DSK) dar. Bei diesen sogenannten Super Caps befindet sich zwischen den Elektroden anstelle eines Dielektrikums ein leitfähiger Elektrolyt.

Doppelschichtkondensatoren werden u. a. als dynamische Kurzzeitspeicher z. B. für USV-Anlagen (unterbrechungslose Stromversorgung) oder für Elektrofahrzeuge mit ständigem Ladungswechsel (Start-Stopp-Betrieb) eingesetzt. Darüber hinaus können sie auch bei Windenergie- und Photovoltaikanlagen zum Ausgleich von örtlichen Kurzzeitschwankungen zur Netzstabilität beitragen [EIKE 2015].

Kondensatoren finden heute vor allem in der Systemstabilisierung Anwendung. Die Speichertechnik

der Kondensatoren ist bestimmt durch die hohe Energiemenge, die für eine kurze Zeit oder für eine hohe Anzahl von Lade-/ Entladezyklen benötigt wird. Weiterhin zeichnet sich der Kondensator durch eine sehr geringe Selbstentladung aus und speichert mit einem sehr hohen Wirkungsgrad. Das Einsatzgebiet umfasst die Systemregulierung durch Aufnahme der Lastspitzen bis hin zur Energierückgewinnung z. B. durch Bremsprozesse.

Die technologische Reife (TRL-Grad) ist mit Stufe 8 noch nicht vollständig ausgereift. Aussagen zur zukünftigen Entwicklung lassen sich gegenwärtig nicht treffen, da hierfür keine verlässigen Literaturwerte zur Verfügung stehen. Die energiespezifischen Kosten von Doppelschichtkondensatoren sind mit bis zu 12.000 €/kWh sehr hoch. Nach [EIKE 2015] ist eine Kostendegression durch höhere Stückzahlen nicht zu erwarten, da es für diesen Energiespeicher keinen Massenbedarf geben wird.

Supraleitende magnetische Energiespeicher (SMES)

Supraleitende magnetische Energiespeicher, kurz SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage), beruhen auf dem Prinzip der Supraleitfähigkeit, d. h., dass der ohmsche Widerstand eines Materials gegen Null strebt und fast vollständig verschwindet. Für die Funktion als magnetischer Energiespeicher muss das Material allerdings auf Temperaturen nahe dem absoluten Nullpunkt (-273 °C) herunter gekühlt werden, bevor die SMES die elektrische Energie in einem durch Gleichstrom in einer supraleitenden Spule erzeugten Magnetfeld speichern. Die SMES-Spulen bestehen aus Niob-Titan (NbTi) oder Niob-Zinn (Nb₃Sn) und werden unter Einwirkung von flüssigem

Stickstoff oder Helium bei Temperaturen unter $-200\text{ }^{\circ}\text{C}$ supraleitend. Strommenge und Speicherdauer hängen vom Leitwiderstand der Spule ab.

Die SMES-Spulen werden heute eingesetzt, um eine schnelle Energierückgewinnung zu gewährleisten. In Deutschland finden SMES z.B. in einem Sägewerk in Fischweiher/Albtal zur schnellen Kompensation der Lasten Anwendung. Ihre Vorteile gegenüber anderen Speichertechnologien sind die sehr geringe Reaktionszeit und die robuste Zyklenzahl. Der TRL-Grad wird mit der Stufe 7 bewertet.

Durch den hohen Kühlaufwand betragen die energiespezifischen Investitionskosten bis zu rund 75.000 €/kWh . Das Anwendungsgebiet von SMES ist auf den Ausgleich von Kurzzeitschwankungen begrenzt, also zum Vermeiden des „Flackerns“ von Glühlampen. SMES eignen sich nicht zur Stromspeicherung im Megawattbereich [EIKE 2015]. Im Vergleich zu anderen Speichertechnologien ist ihre Speicherdichte sehr gering. Aufgrund der vergleichsweise hohen Investitionskosten ist die technologische Entwicklung von Supraleitern ungewiss.

4.1.2 Chemische und elektrochemische Energiespeicher

In diesem Abschnitt werden Blei-Säure-, Lithium-Ionen-, Natrium- und Redox-Flow-Batterien betrachtet, weil davon ausgegangen wird, dass diese Batterietypen den Markt innerhalb der nächsten 10 Jahre weiter dominieren werden. Neben den Batteriespeichern wird darüber hinaus auf die Speicherung von erneuerbaren Energien in Form von gasförmigen Energieträgern (Power-to-Gas) für Strom eingegangen.

Blei-Säure-Batterie

Beim Entladen der Blei-Säure-Batterie fließt über den Verbraucher ein Strom (Elektroden) vom Minuspol (Anode) zum Pluspol (Kathode). Dieser Stromfluss verursacht eine chemische Reaktion zwischen den Elektroden und dem Elektrolyten aus verdünnter Schwefelsäure (H_2CO_4). Durch das Entladen bilden sich an beiden Elektroden Bleisulfat (PbSO_4). Beim Aufladen der Blei-Säure-Batterie bewegen sich die Elektroden in die andere Richtung, nämlich vom Plus zum Minuspol. Dadurch wird die chemische Reaktion, die beim Entladen stattgefunden hat, wieder rück-

gängig gemacht und das Bleisulfat (PbSO_4) in Blei (Pb) zurückverwandelt.

Mit über 100 Jahren Betriebserfahrung gehören Blei-Säure-Batterien zu den bewährten Energiespeichern. Es handelt sich dabei um eine erprobte und robuste Technik, die sowohl in mobilen als auch in stationären Systemen Anwendung findet. Sie werden vor allem als Starterbatterien im mobilen Bereich und als Traktionsbatterien von Spezialfahrzeugen eingesetzt. Im stationären Bereich finden Blei-Säure-Batterien z. B. für die Notstromversorgung Anwendung, wurden in den letzten Jahren aber auch vermehrt zur Speicherung von Strom aus PV-Anlagen genutzt. In [C.A.R.M.E.N. 2016] ist eine Marktübersicht über derzeit angebotene PV-Batteriespeichersysteme dargestellt. Es werden sowohl auf Blei-Säure als auch auf Lithium-Ionen basierende Batteriesysteme vorgestellt.

Aufgrund der hohen Marktdurchdringung ist das Kostensenkungspotenzial von Blei-Säure-Batterien weitestgehend erschlossen und dementsprechend gering.

Um die bereits erschlossenen Einsatzgebiete zu erweitern, müssen die vorhandenen Nachteile – wie beispielsweise die geringe Energiedichte, geringe kalendarische Lebensdauer und Zyklenfestigkeit – verbessert werden. Eine Weiterentwicklung der klassischen Blei-Säure-Batterie ist die Blei-Gel-Batterie, bei der die Säure durch Zusätze zu einem Gel eingedickt wird. Die Vorteile der Gel-Technologie sind eine höhere Zyklenfestigkeit und Lebensdauer. Außerdem findet keine Ausgasung statt, weshalb Blei-Gel-Batterien auch bei mangelnder Belüftung eingesetzt werden können. Zudem ist das dicht verschlossene System wartungsfrei, da kein Elektrolyt nachgefüllt werden muss [iSEA 2013].

Blei-Säure-Batterien stellen derzeit sowohl technisch als auch ökonomisch den Benchmark für neue Batteriesysteme in zahlreichen stationären Anwendungen dar. Sie können eine wichtige Brückentechnologie bei stationären Batterieanwendungen erfüllen, solange neuere Batteriekonzepte, wie Lithium-Ionen-Batterien, der nächsten Generation noch nicht zur vollen Marktreife entwickelt sind [Wietschel et al. 2015].

Die hohen Entladeströme und Teilladevorgänge, welche bei der Speicherung von Wind- und Solarstrom auftreten, beschleunigen den Alterungsprozess derzeitiger Blei-Säure-Batterien. Um die bestehenden Anforderungen besser zu erfüllen, werden derzeit Hochenergie-Systeme entwickelt, die eine deutlich höhere Dynamik und Leistungsabgabe aufweisen. Dazu wird die Kathode mit Aktivkohle hoher spezifischer Oberfläche beschichtet, wodurch sich Korrosionsprozesse reduzieren und die Lebensdauer der Batterie erhöhen lassen [Wietschel et al. 2015].

Zwar wird in verschiedenen Studien von einer Steigerung der Energiedichten ausgegangen, diese Entwicklungspotenziale werden jedoch unterhalb von denen anderer Batteriesysteme bleiben. Die kalendarische Lebensdauer und die Vollzyklenzahl machen einen Batterieersatz während der Lebensdauer der Gesamtanlage erforderlich. Die erreichbare Zyklenzahl hängt stark von der Entladetiefe ab. Blei-Säure-Batterien werden typischerweise bis maximal 50 % DoD (DoD = Depth of Discharge) entladen. Rein technisch können sie auch bis 80 % DoD entladen werden, wodurch sich jedoch die erreichbare Zyklenzahl deutlich verringert. Durch die Entwicklung neuer Materialien und Elektrodendesigns wird in den nächsten 10 Jahren von einer Verdopplung der erreichbaren Zyklen ausgegangen. Die erreichbaren Wirkungsgrade hängen stark von der Entladetiefe und der entnommenen Leistung ab. Mitunter können Blei-Säure-Batterien Wirkungsgrade von derzeitigen Lithium-Ionen-Batterien erreichen.

Wie bereits erwähnt, ist das Marktpotenzial von Blei-Säure-Batterien weitestgehend erschlossen, so dass in Zukunft keine großen Kostensenkungen zu erwarten sind. Moderate Kostensenkungen können jedoch durch weitergehende Automation und Optimierung der Herstellungsprozesse sowie Verbesserung der zyklischen und kalendarischen Lebensdauern erreicht werden [Wietschel et al. 2015].

Bei einer stark anziehenden Nachfrage nach Batteriespeichern könnten die begrenzten Bleilagerstätten zu Einschränkungen führen. Weiterhin könnte ein generelles Verbot der Verwendung des Schwermetalls Blei den Einsatz von Blei-Säure-Batterien hemmen. Und die Kostensenkung anderer Energiespeicher die Nachfrage nach Blei-Säure-Batterien senken.

Lithium-Ionen-Batterie

Das Material der positiven Elektrode (Kathode) besteht bei der Lithium-Ionen-Batterie aus Lithiummetalloxid, wobei als Metalle häufig Kobalt, Nickel oder Mangan zum Einsatz kommen. Als negative Elektrode (Anode) wird meist Graphit verwendet, wobei aber auch andere Materialien, wie z. B. Silizium, eingesetzt werden können. Als Elektrolyt dienen hingegen fluorhaltige Lithiumsalze und organische Lösungsmittel. Der Elektrolyt muss wasserfrei gehalten werden, da Lithium mit Wasser heftig reagiert und infolge dessen Brandgefahr besteht. Eine ionendurchlässige Membran dient außerdem als Separator und schützt vor batterieinternen Kurzschlüssen.

Beim Entladen gibt das Lithium Elektronen ab, die sich anschließend über einen Verbraucher vom Minuspol (Anode) zum Pluspol (Kathode) bewegen. Parallel dazu fließen gleich viele Lithium-Ionen durch den Separator von der Anode zur Kathode. Das Lithium bleibt als Ion auf der Kathodenseite bestehen, während die Elektronen des Lithiums von den stark ionisierten Übergangsmetallionen aufgenommen werden. Beim Laden des Akkus kehrt sich der Vorgang um, d. h. die Lithiumionen wandern von der Kathode zurück zur Anode und werden wieder in das Graphit eingelagert.

Lithium-Ionen-Batterien weisen gegenüber Bleisäure-Batterien einige Vorteile auf. Dazu gehören u. a. die deutlich höhere Zahl von Ladezyklen sowie die höhere Energiedichte bei gleichzeitig höherer Entladetiefe (DoD). Zudem gelten Lithium-Ionen-Batterien als wartungsärmer und langlebiger.

Seit Anfang der 90-er Jahre sind Lithium-Ionen-Batterien kommerziell verfügbar und werden seitdem hauptsächlich in portablen Anwendungen, wie Lap-

tops und Mobiltelefonen, eingesetzt. In diesem Anwendungsbereich werden vor allem Lithium-Kobaltoxid-Kathoden mit Graphit-Anoden eingesetzt.

Ein weiteres Anwendungsgebiet für Lithium-Ionen-Batterien ist die Elektromobilität. Hier werden sie sowohl in Hybrid- als auch in reinen Batteriefahrzeugen eingesetzt. Während bei Hybridfahrzeugen Hochleistungszellen eingesetzt werden, steht bei reinen Batteriefahrzeugen die Kapazität im Vordergrund, um möglichst große Reichweiten zu erreichen [Wietschel et al. 2015].

Weiterhin finden Lithium-Ionen-Batterien zunehmend als stationäre Großbatterien Verwendung. Sie können entweder netzseitig zur Erbringung von Systemdienstleistungen, wie z. B. Bereitstellung von Regelleistung und Sicherstellung der Spannungsqualität, oder verbraucherseitig zur Erhöhung des Eigenverbrauchs von Strom aus PV-Anlagen eingesetzt werden. Bei den stationären Anwendungen stehen vor allem die Kosten und die Lebensdauer der Batterien im Vordergrund, während Eigenschaften, wie Energiedichte, eine eher untergeordnete Rolle spielen. Aus diesem Grund wird für stationäre Speicher auch Lithium-Eisenphosphat als kostengünstiges Kathodenmaterial eingesetzt. Schlüsseleigenschaften für den mobilen Bereich sind hingegen, neben den Kosten, vor allem die Energiedichte, Sicherheit und kalendarische Lebensdauer der Lithium-Ionen-Batterien.

Natrium-Schwefel-Batterie

Im Unterschied zu anderen Batterietechnologien enthalten Natrium-Schwefel-Batterien (NaS-Batterien) keinen flüssigen Elektrolyten, sondern einen keramischen Festkörper aus natriumhaltigem Aluminiumoxid (β -Aluminium). Die Elektroden bilden eine flüssige Natrium-Anode zusammen mit einer flüssi-

gen Schwefel-Kathode. Die Zellen sind entsprechend gekapselt und hermetisch verschlossen, so dass kein Wasser eindringen und in Verbindung mit Natrium gefährliche Reaktionen hervorrufen kann. Für die Speicherung elektrischer Energie benötigt die NaS-Batterie eine Betriebstemperatur von 290 bis 350 °C und gehört damit zur Kategorie der Hochtemperaturbatterien. Die elektrischen Kontakte an den flüssigen Elektroden werden aus Graphit oder Karbonfasermatten hergestellt. Beim Entladen gibt das Natrium negativ geladene Elektronen ab. Die positiv geladenen Natrium-Ionen wandern über die Festelektrolytmembran zur positiven Schwefel-Elektrode. Zusammen mit den negativen Elektronen, die über den äußeren Stromkreis geflossen sind, bildet sich dann Natriumsulfid (Na_2S). Beim Laden der NaS-Batterie kehrt sich dieser Prozess hingegen um.

NaS-Batterien werden seit vielen Jahren im stationären Bereich eingesetzt und gehören zu den kommerziell verfügbaren Batterien. Bei NaS-Batterien handelt es sich um eine einfache und robuste Technologie, deren TRL-Grad mit 8 bewertet wird. Der Hauptvorteil von NaS-Batterien liegt in der hohen Energiedichte und der hohen Zyklenzahl. Letztere ermöglicht Lebensdauern von 15 bis 20 Jahren. Die hohen Betriebstemperaturen erfordern allerdings eine aufwändige Isolierung und ein zusätzliches Heizsystem für den Standby-Betrieb. Weiterhin dürfen NaS-Batterien nicht tiefenentladen werden, weil es dadurch zu einer Verringerung der Vollzyklenzahl und Lebensdauer kommen kann. Das Einsatzgebiet reicht von Lastmanagement über Netzintegration von erneuerbaren Energien bis hin zur Bereitstellung von Reserve- bzw. Blindleistung [Wietschel et al. 2015]. Im mobilen Anwendungsbereich finden NaS-Batterien aus Sicherheitsbedenken keine Anwendung. Der großtech-

nische Einsatz von NaS-Batterien ist aber prinzipiell möglich. Im stationären Bereich stellen NaS-Batterien aufgrund ihrer hohen Zyklenzahl und niedrigen Kosten bei vergleichbarer Energiedichte eine Alternative zu Lithium-Ionen-Batterien dar. Die Kosten für eine NaS-Batterie werden im Wesentlichen durch die aufwändige und teure Herstellung des keramischen Elektrolyten bestimmt. Die Kosten für die Elektroden aus Natrium und Schwefel sind dagegen vergleichsweise gering. Kostensenkungen können vor allem durch Erhöhung der Produktionskapazität und Massenfertigung sowie Verbesserung der zyklischen und kalendarischen Lebensdauern erreicht werden. Zentrales Element ist dabei die höhere Automatisierung der Herstellung des hochqualitativen keramischen Elektrolyten [Wietschel et al. 2015].

Redox-Flow-Batterie

Im Gegensatz zu anderen Batterie-Technologien findet bei der Redox-Flow-Batterie die Speicherung und Wandlung der Energie räumlich getrennt statt. Die Energie wird in zwei Tanks mit flüssigen Elektrolyten gespeichert und in einer zentralen Reaktionseinheit, dem sogenannten Stack, umgewandelt. Der Stack besteht aus mehreren in Reihe geschalteten Einzelzellen. Jede Einzelzelle besteht aus zwei Elektroden – einer ionenleitenden Membran und zwei Bipolarplatten für die Zuführung des flüssigen Elektrolyten. Am häufigsten wurden bisher Vanadium-Redox-Flow-Batterien (VRB) und Zink-Brom-Batterien (Zn-Br) eingesetzt. Es werden aber auch andere Redox-Paare, wie z. B. Eisen-Chrom (Fe-Cr) oder Wasserstoff-Brom ($\text{H}_2\text{-Br}$), verwendet.

Beim Entladen werden die Elektrolyte aus den Tanks zur zentralen Reaktionseinheit gepumpt, wobei die Membranen einen Ionenaustausch der Elektrolytlö-

sungen ermöglichen und Schauplatz für die eigentliche Redoxreaktion sind.

Der Vorteil der Redox-Flow-Batterie besteht darin, dass Leistung und Speicherkapazität unabhängig voneinander dimensioniert werden können. Die Speicherkapazität wird durch die Konzentration der aktiven Redox-Paare im Elektrolyten und der Elektrolytmenge bzw. Tankgröße bestimmt. Die Leistung kann hingegen über die Dimensionierung von Zellfläche und -anzahl der zentralen Reaktionseinheit skaliert werden. Dadurch kann das Batteriesystem optimal auf die jeweiligen Anforderungen eingestellt werden.

Durch die räumliche Trennung von Reaktions- und Speichereinheit weisen Redox-Flow-Batterien nur eine sehr geringe Selbstentladung auf und sind außerdem unempfindlich gegenüber Tiefentladung.

Redox-Flow-Batterien eignen sich für die längerfristige Speicherung elektrischer Energie (mehrere Stunden). Darüber hinaus ist auch ein großtechnischer Einsatz im MWh-Bereich möglich. Ein Nachteil der Redox-Flow-Batterie ist jedoch ihre geringe Energiedichte und die aufwändige Peripherie mit Pumpen, Sensoren, Tanks und komplexer Steuerelektronik.

Bei den derzeit am weitesten entwickelten und kommerziell verfügbaren Redox-Flow-Batterien wird Vanadium als Elektrolyt verwendet. Ebenfalls kommerziell verfügbar sind Redox-Flow-Batterien auf Basis von Zink-Brom. An anderen Redox-Paaren, wie z. B. Eisen-Chrom oder Wasserstoff-Brom, wird derzeit noch geforscht. Durch neue Elektrolytpaare sollen höhere Zellspannungen und damit höhere Energiedichten erreicht werden. Je nach Elektrolytpaar können sich aber auch verfahrens- und sicherheitstechnische Nachteile ergeben. Beispielsweise können sich bei der Zink-Brom-Zelle Feststoffe an der Elektro-

denoberfläche ablagern oder aber es bilden sich toxische und hochreaktive Gase beim Einsatz von Wasserstoff-Brom.

Aufgrund der geringen Energiedichte beschränkt sich der Einsatz von Redox-Flow-Batterien derzeit auf den stationären Bereich. Neuere Batteriekonzepte, wie z. B. Vanadium-Luft-Batterien, haben bei weiterer Forschung und Entwicklung das Potenzial, auch im mobilen Bereich Anwendung zu finden. Allerdings befinden sich diese Konzepte noch im sehr frühen F&E-Stadium.

Auf der einen Seite liegt die Energiedichte von aktuell verfügbaren Vanadium-Systemen mit 10-20 Wh/kg deutlich unter den Werten für Blei-Säure-Batterien, andererseits können Redox-Flow-Batterien vergleichsweise hohe Lebensdauern und hohe Zyklenzahlen erreichen. Die Selbstentladung ist bei Redox-Flow-Batterien sehr gering und durch die räumliche Trennung von Reaktions- und Speichereinheit sind sie darüber hinaus sehr flexibel einsetzbar. Zusätzliche mechanische Komponenten, wie z. B. Pumpen, Rohrleitungen und Ventile, erhöhen jedoch die Anlagenkomplexität und führen zu zusätzlichen Verlusten [Wietschel et al. 2015]. Der Wirkungsgrad von Vanadium-Redox-Systemen beträgt derzeit ca. 90 % [UMSICHT & IWES 2014]. Unter Berücksichtigung der peripheren Systeme ergibt sich allerdings ein Nettowirkungsgrad von nur ca. 70 bis 80 %. Durch Optimierungsmaßnahmen im Aufbau und den verwendeten Materialien wird in den nächsten Jahren mit einer Steigerung des Nettowirkungsgrades gerechnet.

Vanadium-Redox-Flow-Batterien weisen einen technologischen Reifegrad von 9 auf. Die typischen Kosten für Vanadium-Systeme liegen nach [UMSICHT & IWES 2014] in einer Spanne zwischen 100 und

1.000 €/kWh bzw. zwischen 200 bis 2.700 €/kW bezogen auf das Gesamtsystem. In [iSEA 2012] werden energiespezifische Kosten von 300 bis 500 €/kWh und leistungsbezogene Kosten von 1.000 bis 1.500 €/kW ausgewiesen. [EASE & EERA 2013] gibt Kapazitätskosten von Vanadium-Systemen mit 400 €/kWh und Kosten für den Leistungsanteil von 600 €/kW an.

Durch Verwendung kostengünstiger Materialien und automatisierter Produktionsverfahren für die Reaktionseinheit besteht nach [Elsner & Sauer 2015] ein großes Kostensenkungspotenzial.

Power-to-Gas

„Power to Gas“ gehört in die Gruppe der chemischen Langzeitspeicher. Bei diesem Verfahren wird überschüssiger Strom aus erneuerbaren Energien zur Produktion von Gasen verwendet. Die einfachste und effizienteste Form des Power-to-Gas-Verfahrens ist die Speicherung elektrischer Energie in Form von Wasserstoff. Dabei zerlegt ein Elektrolyseur Wasser mittels Überschussstrom aus erneuerbaren Energien in Wasserstoff und Sauerstoff. Der Wasserstoff kann aufbereitet und anschließend z. B. ins Erdgasnetz eingespeist und gespeichert werden. Bei der Einspeisung ins Erdgasnetz müssen allerdings Grenzwerte für die Wasserstoffkonzentration in den Erdgasleitungen eingehalten werden, da zu viel Wasserstoff zu Schäden an Turbinen in Stromerzeugungsanlagen und Leitungen führen kann. Auf der anderen Seite stellt die Speicherung im Gasnetz die kostengünstigste Art der Wasserstoffspeicherung dar, da das deutsche Erdgasnetz bereits vorhanden ist und mit 200 TWh eine deutlich höhere Speicherkapazität aufweist als das Stromnetz mit etwa 0,04 TWh [UMSICHT & IWES 2014].

Eine zweite Variante des Power-to-Gas-Verfahrens umfasst die sich anschließende Methanisierung des Elektrolyse-Wasserstoffes. Der überschüssige Strom aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen wird somit zur Produktion von synthetischem Erdgas (Methan) verwendet. Dabei reagiert der bei der Elektrolyse gewonnene Wasserstoff (H_2) mittels Kohlenstoffdioxid (CO_2) im sogenannten Sabatier-Prozess zu Methan (CH_4). Das erzeugte Methan kann ohne Einschränkungen in das Erdgasnetz eingespeist und bei Bedarf für die Wärmeerzeugung, im Verkehrssektor oder für die erneute Rückverstromung in Gaskraftwerken verwendet werden.

Bei der Methanisierung kann grundsätzlich in katalytische und biologische Verfahren unterschieden werden. Die Verfahren zur katalytischen Methanisierung lassen sich wiederum in 2- und 3-Phasen-Systeme unterscheiden. Zu den 2-Phasen-Systemen gehören Festbett- und Wirbelschichtreaktoren, welche aus einem festen Katalysatorbett bestehen, das von dem gasförmigen Eduktgemisch (CO_2 und H_2) durchströmt wird. Festbett- und Wirbelschichtreaktoren wurden bereits in großtechnischem Maßstab umgesetzt. Zu den 3-Phasen-Systemen gehören Blasensäulenreaktoren, welche aus einem festen Katalysator bestehen, der in einem mineralischen Öl aufgeschwemmt und durch das gasförmige Eduktgemisch fluidisiert wird [Wietschel et al. 2015]. Diese verkraften Lastschwankungen deutlich besser als 2-Phasen-Systeme und sind durch ihre Flexibilität für den Power-to-Gas-Einsatz besonders interessant. Sie befinden sich allerdings noch im Forschungsstadium.

Die biologische Methanisierung findet nach der gleichen Reaktionsgleichung wie die katalytische Methanisierung statt. Anstelle eines Katalysators werden jedoch biologische Stoffwechselprozesse von Bakte-

rien genutzt, welche im mesophilen (20-45 °C) bzw. thermophilen (45-80 °C) Temperaturbereich stattfinden. Die biologischen Reaktoren werden jedoch derzeit erst im Labormaßstab erforscht.

Die verschiedenen Verfahren zur Methanisierung befinden sich überwiegend im Forschungs- und Entwicklungsstadium und werden aktuell weiterentwickelt und in Pilotanlagen getestet.

Ein großer Nachteil der Methanisierung ist der geringe Wirkungsgrad. Der Gesamtwirkungsgrad mit Rückverstromung in einem Gas-und-Dampf-Kraftwerk (GuD-Kraftwerk) beträgt ca. 31 bis 41 %. Durch die gezielte Nutzung der bei der Methanisierung entstehenden exothermen Reaktionswärme könnte dieser allerdings auf über 50 % angehoben werden.

Die spezifischen Investitionskosten für Elektrolyse- und Methanisierungsanlagen betragen derzeit etwa zwischen 2.000 und 4.000 €/kW. Für der Rückverstromung bedarf es zusätzlicher GuD-Kraftwerke, deren spezifische Investitionskosten sich auf etwa 600 bis 800 €/kW belaufen (Elsner & Sauer 2015). Im Vergleich zu anderen Technologien sind die Kosten für Power-to-Gas somit recht hoch. Da es zurzeit nur Pilotanlagen gibt und es sich größtenteils um Einzelanfertigungen handelt, ergibt sich ein Kostensenkungspotenzial durch Standardisierung bzw. Serienfertigung der Anlagen.

Derzeit existieren lediglich Demonstrationsanlagen, so dass im Bereich Power to Gas keine langjährigen Betriebserfahrungen bestehen [Elsner & Sauer 2015].

4.1.3 Mechanische Energiespeicher

Die mechanischen Energiespeicher umfassen Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicher und Schwungräder.

Pumpspeicherkraftwerke

Pumpspeicherkraftwerke gehören zu den am meisten verbreiteten Energiespeichern großtechnischer Art und funktionieren nach einem sehr einfachen physikalischen Prinzip: Ein Pumpspeicherkraftwerk besteht aus zwei Wasserreservoirien, dem Ober- und dem Unterbecken. Beim Laden des Pumpspeicherkraftwerkes wird das Wasser mittels einer durch Überschussstrom angetriebenen Pumpe über Rohrleitungen aus dem Unter- in das Oberbecken befördert. Auf diese Weise kann elektrische Energie in Form von potenzieller Energie gespeichert werden. Bei Bedarf kann diese potenzielle Energie genutzt werden, indem

das Wasser des Oberbeckens wieder durch die Rohrleitung in das tiefer gelegene Unterbecken abgelassen wird. Am unteren Ende der Rohrleitungen durchläuft das Wasser eine Turbine, die über eine Welle einen Generator antreibt, der die rotierende Bewegung wieder in elektrische Energie umwandelt. Je höher das Oberbecken liegt und je größer dessen Fassungsvermögen ist, umso mehr Energie kann gespeichert werden [BMBF 2013].

Mit einer installierten Leistung von mehr als 127 GW sind Pumpspeicherkraftwerke die weltweit bedeutendste Speichertechnologie, welche bereits seit dem frühen 20. Jahrhundert angewandt wird. Es handelt sich dabei um eine erprobte und robuste Technik, um überschüssige elektrische Energie zwischen zu speichern. Das Pumpspeicherkraftwerk Goldisthal in

Thüringen ist mit einer Leistung 1.060 MW das größte Wasserkraftwerk Deutschlands, wo derzeit 33 Pumpspeicherkraftwerke mit einer Pumpspeicherleistung von rund 6,61 GW und einer Speicherkapazität von insgesamt 0,04 TWh installiert sind (UMSICHT & IWES 2014).

Pumpspeicherkraftwerke weisen mit etwa 70 bis 82 % einen vergleichsweise hohen Wirkungsgrad auf. Die Verluste resultieren vor allem aus den Pumpen, Turbinen und Reibungsverlusten in den Rohrleitungen. Darüber hinaus haben sie eine hohe Zyklenzahl sowie Lebensdauer und die Selbstentladung ist mit 0 bis 0,5 %/Tag sehr gering. Die realisierbare Energiedichte hängt von der vorliegenden Höhendifferenz zwischen Ober- und Unterbecken ab und liegt zwischen 0,35 und 1,1 kWh/m³. Pumpspeicherkraftwerke weisen eine hohe Speicherkapazität auf und sind schnell einsatzbereit. So kann z. B. im bereits erwähnten Kraftwerk Goldisthal nach einem Stillstand innerhalb von 98 s die Turbine und innerhalb von 256 s die Pumpe auf Volllastbetrieb gebracht werden (UMSICHT & IWES 2014). Aufgrund dieser Eigenschaften eignen sich Pumpspeicherkraftwerke vor allem für den Tageslastausgleich, wobei sie aber auch für den Lastausgleich im Wochen- und Monatsbereich eingesetzt werden können. Da die Technologie der Pumpspeicherkraftwerke über mehrere Jahrzehnte hinweg ausgereift ist, sind in technischer Hinsicht keine bedeutenden Verbesserungen zu erwarten [Elsner & Sauer 2015].

Trotz der hohen Investitionskosten sind Pumpspeicherkraftwerke derzeit eine der wirtschaftlichsten Speichermethoden im Regelenenergiemarkt. Die große Schwankungsbreite der leistungsbezogenen Kosten ergibt sich u. a. durch die geologischen Rahmenbedingungen. Die energiespezifischen Energiekosten

fallen mit 40 bis 180 €/kWh sehr gering aus. Da es sich bei Pumpspeicherkraftwerken um eine technisch erprobte und ausgereifte Speichertechnologie handelt, sind allenfalls leichte Verbesserungen der Kosten zu erwarten, die aber im unteren Schwankungsbereich liegen [iSEA 2012].

Druckluftspeicher

Genau wie Pumpspeicherkraftwerke gehören Druckluftspeicher (CAES: Compressed Air Energy Storage) zur Gruppe der mechanischen Speichertechnologien. Grundsätzlich lassen sich zwei Varianten dieser Speichertechnologie unterscheiden: Diabate (D-CAES) und adiabate Druckluftspeicher (AA-CAES: Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage). Auf das Funktionsprinzip beider Varianten soll im Folgenden näher eingegangen werden.

Beim diabaten Druckluftspeicher wird Umgebungsluft mittels eines elektrisch betriebenen Kompressors verdichtet. Bevor die verdichtete Luft in den Speicher geleitet werden kann, muss die bei der Kompression entstehende Wärme an die Umgebung abgegeben werden. Die Kompressionswärme wird also im weiteren Verlauf des Prozesses nicht weiterverwendet. Als Speicher sind unter anderem Druckluftbehälter und unterirdische Kavernen geeignet. Zur Rückgewinnung der elektrischen Energie wird die komprimierte Luft in einer Gasturbine expandiert. Da sich die expandierte Luft sehr stark abkühlt, muss sie vor Eintritt in die Gasturbine durch Erdgasfeuerung erwärmt werden, andernfalls könnte die kühle Luft die Turbine beschädigen [BMBF 2013], [Wietschel et al. 2015].

Im Gegensatz zum diabaten Druckluftspeicher, wird beim adiabaten Druckluftspeicher die Kompressionswärme nicht an die Umgebung abgegeben, sondern in einem Wärmespeicher auf einem Temperaturniveau

von ca. 600 °C zwischengespeichert, während die komprimierte Luft und die Wärme getrennt voneinander gespeichert werden. Bei der Rückgewinnung elektrischer Energie wird die Wärme genutzt, um die expandierte Luft zu erwärmen, so dass eine Zufeuerung durch Erdgas nicht mehr notwendig ist. Durch die Nutzung der Kompressionswärme lässt sich der Gesamtwirkungsgrad des Systems wesentlich steigern [Wietschel et al. 2015].

Diabate Druckluftspeicher sind kommerziell verfügbar. Seit 1978 wird in Huntorf (Niedersachsen) ein Druckluftspeicher von E.ON mit einer elektrischen Leistung von 321 MW und einem Wirkungsgrad von 42 % betrieben. Er dient als Minutenreserve und kann aufgrund seiner Schwarzstartfähigkeit nach einem Stromausfall das Netz wieder in Betrieb nehmen. Das weltweit zweite diabate Druckluftspeicherkraftwerk wurde 1991 in Macintosh (Alabama, USA) errichtet. Das Kraftwerk weist eine Leistung von 110 MW auf und erreicht einen Wirkungsgrad von 54 % [UMSICHT & IWES 2014]. Durch den Einsatz eines Abgasrekuperators sowie einer mehrstufig rückgekühlten Verdichtung sind gemäß [Wietschel et al. 2015] Wirkungsgrade von bis zu 60 % denkbar. Genau wie bei Pumpspeicherkraftwerken sind die energiespezifischen Energiekosten von Druckluftspeicherkraftwerken sehr gering und liegen zwischen 40 und 80 €/kWh. Die leistungsspezifischen Kosten werden durch die Größe der Leistungseinheit (Kompressor, Expander, Generator usw.) bestimmt und in der Literatur mit 400 bis 1.000 €/kW ausgewiesen.

Derzeit existieren keine großtechnisch umgesetzten adiabatischen Druckluftspeicheranlagen. Diese wurden bisher allenfalls im Labormaßstab erprobt und befinden sich in der Planungsphase erster Pilotanlagen [Elsner & Sauer 2015]. Gemäß [iSEA 2012] er-

reichen diabate Druckluftspeicheranlagen Gesamtwirkungsgrade im Bereich von 60 bis 70 %. Die leistungsspezifischen Kosten liegen zwischen 770 und 1.500 €/kW, wobei für die Speicherkavernen zusätzlich 40 bis 80 €/kWh veranschlagt werden.

Kostensenkungspotenziale könnten sich einerseits durch Massenproduktion ergeben. Andererseits gibt es Bestrebungen, die Arbeitsmaschinen reversibel zu gestalten, so dass sie sowohl für die Ein- als auch für die Ausspeicherung verwendet werden können. Dadurch könnten die leistungsspezifischen Investitionskosten enorm sinken [Wietschel et al. 2015].

Schwungradspeicher

Schwungräder speichern elektrische Energie in Form kinetischer Rotationsenergie. Das Prinzip beruht darauf, dass ein Elektromotor eine große rotierende Masse (Schwungrad) in Bewegung bringt (Ladevorgang). Das Schwungrad kann diese kinetische Energie durch das Trägheitsmoment speichern. Bei Strombedarf wird die kinetische Energie durch einen Generator zurück in elektrische Energie gewandelt (Entladevorgang), wobei die rotierende Masse abgebremst wird.

Die speicherbare Energiemenge hängt von der Rotationsenergie des Schwungrades ab. Da die gespeicherte Energie proportional zum Trägheitsmoment und zum Quadrat der Winkelgeschwindigkeit ist, lässt sich die speicherbare Energiemenge effektiver durch eine Erhöhung der Drehzahl als durch eine Steigerung der Masse erreichen [UMSICHT & IWES 2014].

Derzeit können Schwungräder etwa 100.000 Umdrehungen pro Minute erreichen [BMBF 2013]. Um den physikalischen Anforderungen einer hohen Zugfestigkeit gerecht zu werden, kommen u. a. Materialien

mit Kohlefaser und verstärkten Kunststoffen (Carbon Faser Komposite) zum Einsatz.

Schwungräder weisen eine hohe Zykluslebensdauer und eine hohe Leistungsdichte auf. Da sie in der Lage sind, die gespeicherte Energie innerhalb von Sekunden abzugeben, eignen sie sich hervorragend für die Bereitstellung und Aufnahme von Leistungsspitzen (UMSICHT & IWES 2014). Da die Selbstentladung aber mit 72-100 % pro Tag sehr hoch ist, werden Schwungradspeicher vor allem als Kurzzeitspeicher eingesetzt. Nach [iSEA 2012] können Schwungradspeichersysteme einen Wirkungsgrad von bis zu 95 % erreichen und gehören damit zu den effizientesten Kurzzeitspeichern. Die hohe Selbstentladung liegt vor allem in den Reibungsverlusten begründet. Um diese möglichst gering zu halten, können beim heutigen Stand der Technik Magnetlager mit Supraleitern und Hochvakuumkammern eingesetzt werden. Nach (Steinhorst et al. 2013) sind solche Bauformen zwar technisch möglich, stellen aber keinesfalls den Status Quo der derzeit eingesetzten Schwungräder dar. Neben den Reibungsverlusten an den Lagern entstehen

weitere Verluste an Generatoren und durch den Eigenverbrauch der Peripherie des Systems [UMSICHT & IWES 2014].

Schwungradspeicher sind kommerziell verfügbar. In den USA werden z. B. zwei 20-MW-Anlagen der Firma Beacon Power zur Frequenzregulierung betrieben. Auch in Deutschland ist ein 600-kW-Schwungradspeicher im Einsatz. Die leistungsspezifischen Investitionskosten von Schwungradspeichern belaufen sich auf 125 bis 275 €/kW [FENES 2014]. Bezogen auf die Kilowattstunde werden in der Literatur [FENES 2014] Kosten zwischen 650 und 2.625 €/kWh angegeben. Da es für Schwungräder als Energiespeicher noch keinen etablierten Markt gibt, unterliegen die Angaben gewissen Unsicherheiten.

Nach [iSEA 2012] gibt es zwei Haupttrends in der laufenden Forschung: Einerseits sollen die Verluste verringert und die spezifische Energie erhöht werden. Andererseits gibt es Bestrebungen, Schwungräder mit großen Massen zu geringen Kosten zu entwickeln, die eine höhere Energiekapazität aufweisen.

4.2 Relevante Speicheroptionen

4.2.1 Regionale Pilotprojekte

Im Folgenden werden in knapper Form – jeweils mittels [EKS 2017] geortete – Projekte in Brandenburg (siehe Abbildung 24) vorgestellt. Es handelt sich dabei sowohl um Speichersysteme auf Basis von großen Batterien (graue Symbole) als auch auf Basis von Power to Gas bzw. Wasserstoffspeichern (blaue Symbole).

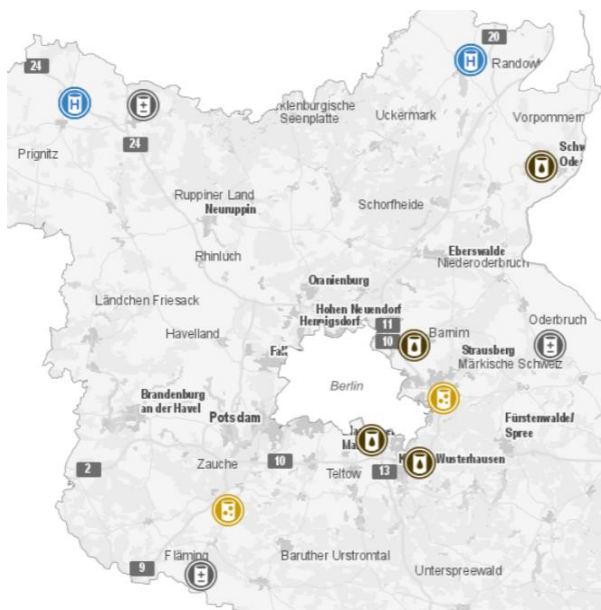


Abbildung 24 Speicher in Brandenburg
Quelle: [EKS 2017]

Feldheim

Das „Energieautarke Dorf Feldheim“ als Ortsteil der Stadt Treuenbrietzen stellt ein Gesamtkonzept für eine dezentrale und regenerative Energieversorgung dar. Es verfügt, neben einer erneuerbaren Wärmeversorgung auf Basis einer Biogasanlage sowie einer Holzhackschnitzel-Heizung in einem eigenen Nahwärmenetz, auch über einen eigenen 81,1-MW-

Windpark mit angeschlossenem Batteriespeicher. Dieser Energiespeicher wurde im Jahr 2014 gebaut, basiert auf Lithium-Ionen-Modulen und weist eine elektrische Leistung von 10 MW auf. Der Batteriespeicher dient zur Speicherung überschüssiger Strommengen aus dem 42 Windenergieanlagen umfassenden Windpark Feldheim [NEFF 2017].

Neuhardenberg

In Neuhardenberg existiert ein Batteriegroßspeicher in Containerbauweise auf Basis von Lithium-Ionen-Batterien mit einer Gesamtleistung von 5 MW und einer Speicherkapazität von 5 MWh. Dieses Speichersystem ist in einem Flugzeughangar installiert und dient zur Erbringung von Regelernergie, womit es das Regelpotenzial eines thermischen 100-MW-Kraftwerks ersetzt. Das Batteriespeichersystem wird vom Wirtschafts- und Energieministerium mit 2,85 Mio. Euro aus deren RENplus-Programm unterstützt, wobei sich die Förderung aus Mitteln des Europäischen Fonds für regionale Entwicklung (EFRE) und Landesmitteln zusammen setzt [Niederlausitz 2016].

Alt Daber

In Alt Daber steht das europaweit erste Solarkraftwerk mit einer elektrischen Leistung von 68 MWp, welches mit einem Batteriespeicher ausgestattet ist und damit Regelernergie (Primärregelleistung) auf der Hochspannungsebene erbringt. Es handelt sich dabei um Bleisäure-Batterien mit einer Kapazität von knapp 2 MWh [Vattenfall 2015].

Falkenhagen

In Falkenhagen betreibt die E.ON Energy Storage GmbH unter dem Projektnamen „WindGas Falkenhagen“ eine Power-to-Gas-Demonstrationsanlage zur Speicherung erneuerbaren Stroms in Form von Wasserstoff. Die Anlage basiert auf alkalischen Druckelektrolyseuren mit einer elektrischen Gesamtleistung von 2 MW, woraus 360 Nm³/h Wasserstoff gewonnen werden können. Eine Methanisierung schließt sich in diesem Fall nicht an, jedoch wird der Wasserstoff zwischengespeichert und anteilig ins Erdgasnetz eingespeist [dena 2013b].

Prenzlau

Im Hybridkraftwerk Prenzlau der Firma ENERTRAG wird ebenfalls Wasserstoff mittels einer alkalischen Elektrolyse hergestellt. Die elektrische Anschlussleistung beträgt dort lediglich 0,6 MW, woraus ca. 120 Nm³/h Wasserstoff gewonnen wird. Der Wasserstoff dient dort zur Versorgung von Tankstellen, wird teilweise aber auch zur Rückverstromung genutzt [dena 2013a].

4.2.2 Speicheroptionen für die Region Nauener Platte

In Tabelle 1 sind die technischen Parameter sowie Energiekosten der unter 4.1 behandelten elektrischen und mechanischen Energiespeicher zusammenfassend aufgeführt. Diese umfassen die nachfolgend definierten Eigenschaften.

- Energiedichte (gravimetrisch): Maß für die Energie pro Masse eines Stoffes
- Energiedichte (volumetrisch): Maß für die Energie pro Raumvolumen eines Stoffes
- Zyklenzahl: Anzahl der möglichen vollen Be- und Entladungen eines Speichers
- Kalendarische Lebensdauer: Alterung aufgrund der Zyklisierung von Speichern
- Selbstentladung: Energieverluste während des Haltens der Ladung

- Wirkungsgrad: quantitative Angabe der Energieeffizienz eines Speichers oder einer Maschine
- Energiespezifische Energiekosten: Kosten für eine Einheit elektrischer Arbeit (1 kWh)
- Leistungsspezifische Energiekosten: Kosten für eine Einheit elektrischer Leistung (1 kW)

Es handelt sich dabei um die Speichertechnologien, bei denen – wie unter Kapitel 4.1 herausgestellt wurde – keine erheblichen technischen Optimierungen und Kostensenkungen erwartet werden, weil diese auf dem Markt vollständig erschlossen sind.

Bei den in Tabelle 2 aufgeführten chemischen Speichern werden in der Literatur hingegen Entwicklungspotenziale hinsichtlich deren Energieeffizienz und spezifischen Energiekosten unterstellt, welche für den Zeitraum 2020-2030 in Tabelle 3 aufgeführt sind.

Tabelle 1: Technische und ökonomische Parameter elektrischer und mechanischer Stromspeicher

Quelle: siehe Kapitel 4.1

Technische Parameter	Einheit	Kondensator	SMES	Pumpspeicher	Druckluftspeicher		Schwungräder
					D-CAES	AA-CAES	
Energiedichte (gravimetrisch)	[Wh/kg]	0,1 - 10	1	0,3 - 1,4	k.A.	k.A.	5 - 90
Energiedichte (volumetrisch)	[kWh/m ³]	10	10	0,35 - 1,1	2,0 - 7,0	2,0 - 8,0	210
Zyklenzahl	[-]	1 Mio.	> 1 Mio.	bis 33.000	unbegrenzt	unbegrenzt	> 1 Mio.
Kalendarische Lebensdauer	[a]	10	30	40 - 100	40	> 25	15
Selbstentladung	[%/Tag]	0,004 - 0,013 %	10 - 12 %	0 - 0,5 %	0 - 10 %	0 - 10 %	72 - 100 %
Wirkungsgrad	[%]	90 - 95 %	92 %	70 - 82 %	42 - 54 %	60 %	80 - 95 %
Energiespez. Energiekosten	[€/kWh]	5.150 - 12.000	13.570 - 75.670	40 - 180	40 - 80	40 - 80	650 - 2.625
Leistungsspez. Energiekosten	[€/kW]	125 - 300	300 - 915	550 - 2.040	400 - 1.000	770 - 1.500	125 - 275

Tabelle 2: Technische und ökonomische Parameter chemischer/elektrochemischer Stromspeicher (Gegenwart)

Quelle: siehe Kapitel 4.1

Gegenwart	Einheit	Blei-Säure-Batterie	Lithium-Ionen-Batterie	Natrium-Schwefel-Batterie	Redox-Flow-Batterie	Power to Gas
Technische Parameter						
Energiedichte (gravimetrisch)	[Wh/kg]	30 - 50	100 - 190	100 - 165	10 - 20	k.A.
Energiedichte (volumetrisch)	[kWh/m ³]	50 - 75	200 - 350	150 - 250	20 - 70	100 - 1.200
Zyklenzahl	[-]	500 - 2.000	1.000 - 1.500	5.000 - 10.000	> 10.000	100.000
Kalendarische Lebensdauer	[a]	5 - 15	5 - 20	15 - 20	10 - 15	10 - 20
Selbstentladung	[%/Monat]	3 - 5 %	3 - 5 %	0,5 %	sehr gering	0 - 1 %
Wirkungsgrad	[%]	82 - 86 %	85 - 90 %	77 - 82 %	70 - 80 %	31 - 41 % (GuD)
Energiespez. Energiekosten	[€/kWh]	100 - 250	300 - 800	400 - 600	300 - 500	k.A.
Leistungsspez. Energiekosten	[€/kW]	150 - 200	150 - 200	150 - 200	1.000 - 1.500	2.600 - 4.800

Tabelle 3: Technische und ökonomische Parameter chemischer/elektrochemischer Stromspeicher (2020-2030)

Quelle: siehe Kapitel 4.1

2020 - 2030	Einheit	Blei-Säure-Batterie	Lithium-Ionen-Batterie	Natrium-Schwefel-Batterie	Redox-Flow-Batterie	Power to Gas
Technische Parameter						
Energiedichte (gravimetrisch)	[Wh/kg]	60 - 100	180 - 350	100 - 165	20 - 40	k.A.
Energiedichte (volumetrisch)	[kWh/m ³]	140 - 250	250 - 500	150 - 250	> 50	k.A.
Zyklenzahl	[-]	1.000 - 4.000	2.000 - 10.000	5.000 - 10.000	> 10.000	100.000
Kalendarische Lebensdauer	[a]	8 - 20	10 - 25	18 - 25	15 - 20	40
Selbstentladung	[%/Monat]	2 - 4 %	< 3 %	0,2 - 0,3 %	sehr gering	0 - 1 %
Wirkungsgrad	[%]	84 - 90 %	> 90 %	81 - 91 %	75 - 85 %	33 - 42 % (GuD)
Energiespez. Energiekosten	[€/kWh]	50 - 150	150 - 400	150 - 250	150 - 250	k.A.
Leistungsspez. Energiekosten	[€/kW]	100 - 150	100 - 150	100 - 150	800 - 1.200	1.000 - 2.000

Für das Untersuchungsgebiet Nauener Platte, wo es hohe Mengen erneuerbarer Energie v.a. aus den vorhandenen Windparks, aber auch aus Photovoltaikanlagen zu speichern und über einen längeren Zeitraum vorzuhalten gilt, sind vor allem die Speichervarianten von Interesse, welche über eine hohe Speicherkapazität und eine möglichst hohe Entladezeit verfügen. Ein Überblick darüber wird in Abbildung 24 gegeben.

Kondensatoren und supraleitende magnetische Spulen (SMES) sind darin nicht aufgeführt, da deren Entladedauer ohnehin im Bereich von Sekunden liegt. Wie bereits ausgeführt, eignen sich Kondensatoren für hohe Energiemengen, die für eine kurze Zeit oder für eine hohe Anzahl von Lade-/Entladezyklen benötigt

werden. Bei Windenergie- und Photovoltaikanlagen können diese lediglich zum Ausgleich von örtlichen Kurzzeitschwankungen zur Netzstabilisierung beitragen. Auch bei den SMES wurde bereits erwähnt, dass sich deren Anwendungsgebiet auf den Ausgleich von Kurzzeitschwankungen (z.B. Vermeiden des Flackerns bei Glühlampen) begrenzt und diese sich nicht zur Stromspeicherung im Megawattbereich eignen.

Schwungräder arbeiten im Bereich bis zu einer Speicherkapazität von ca. 100 kWh und einer Entladezeit von gerade einmal 1 h. Auch dies ist für die Stromspeicherung im Untersuchungsgebiet Nauener Platte nicht zielführend, zumal es für Schwungräder als Energiespeicher noch keinen etablierten Markt gibt.

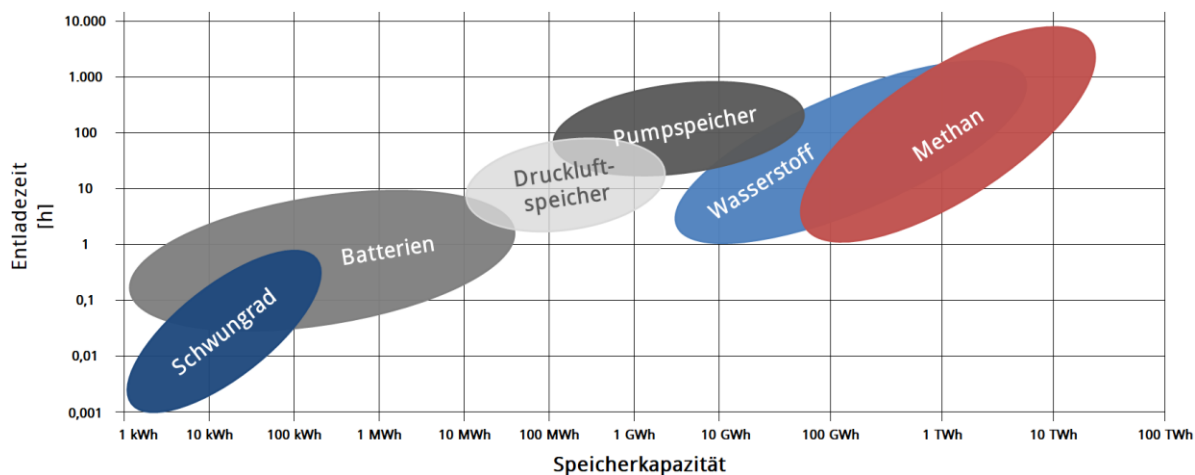


Abbildung 25 Überblick Speicheroptionen (Speicherkapazität und Entladezeit)

Quelle: [DVGW 2011] Darstellung: IE Leipzig

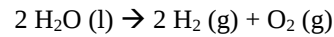
Deutlich höhere Speicherkapazitäten von bis zu über 20 MWh und Entladezeiten von bis zu 10 h weisen dagegen Batterien auf. Um die hier erforderliche Speicherkapazität von max. 30 GWh zu gewährleisten, müsste eine große Anzahl der Batterien als Kaskade zusammengeschaltet werden, so wie dies in zahlreichen Pilotprojekten bereits erfolgt ist.

Weitaus geeigneter für die erforderlichen Energiemengen auf der Nauener Platte sind die etablierten Großspeicherkraftwerke, wie Druckluft- und Pumpspeicher, wobei selbst die Druckluftspeicher unter Umständen nicht genügend Speicherkapazität für den auf der Nauener Platte installierten Windpark aufweisen. Vor allem mangelt es jedoch in Deutschland und insbesondere auf der Nauener Platte an den dafür

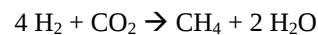
geeigneten geologischen Voraussetzungen. Es sind weder für Druckluftspeicher benötigte Kavernen noch für Pumpspeicherkraftwerke erforderliche Fallhöhen auf der Ebene vorhanden. Unterirdische Gasspeicher sind in Brandenburg lediglich bei Buchholz sowie Rüdersdorf bei Berlin [EKS 2017] zu finden.

Power to Gas

Für eine Speicherung solcher Energiemengen wäre – neben Batteriekaskaden – letztendlich eine Power-to-Gas-Anlage langfristig eine geeignete Variante. Dafür könnte auch die vor Ort vorherrschende Infrastruktur genutzt werden. Wie in Abbildung 26 dargestellt, kann überschüssiger Strom aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen zur Spaltung von Wasser (H_2O) in Wasserstoff (H_2) und Sauerstoff (O_2) in einer Elektrolyse genutzt werden. Dies erfolgt nach folgender Reaktion:



Bis zu einem Anteil von ca. 5 % kann der erhaltene Wasserstoff bereits ins vorhandene Erdgasnetz eingespeist werden. Der Großteil gelangt jedoch zur Methanisierung, wo eine Reaktion mit Kohlenstoffdioxid (CO_2) zu Methan (CH_4) und Wasser (H_2O) erfolgt:



Ein großer regionaler Vorteil würde sich ergeben, wenn das benötigte CO_2 aus den vor Ort installierten Biogasanlagen bezogen würde. Die Abtrennung des CO_2 erfolgt in einer Gasaufbereitung (z.B. Druckwechseladsorption, Druckwasserwäsche, Aminwäsche). Das mindestens zu 96 % reine Methan aus dem aufbereiteten Biogas kann dann – genau wie das synthetische Gas aus der Methanisierung – in Form von Biomethan ins regionale Erdgasnetz eingespeist werden.

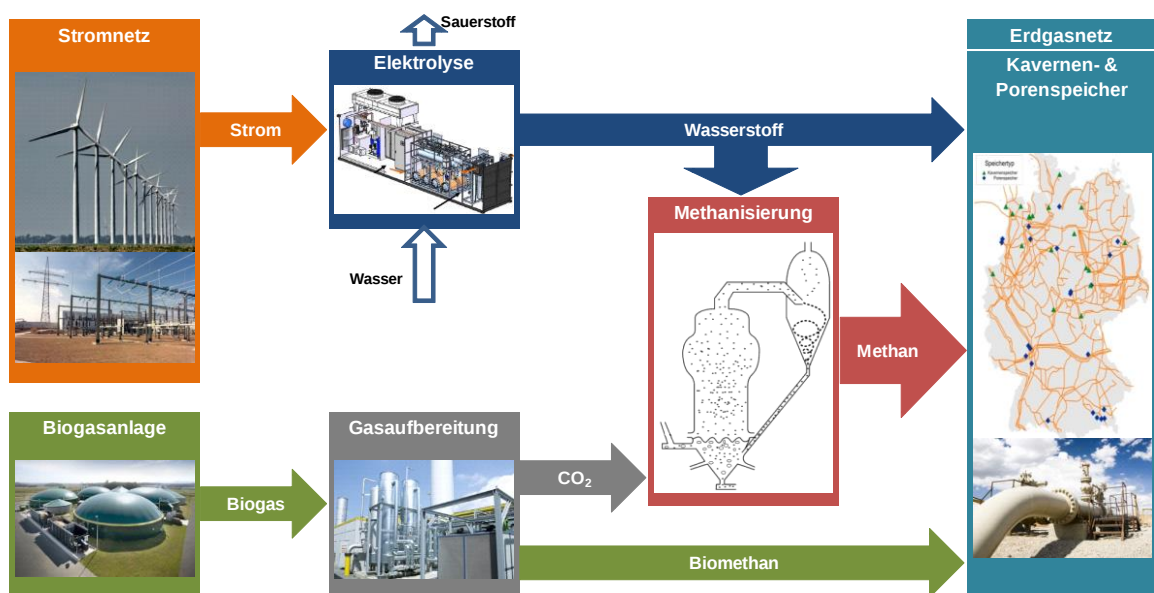


Abbildung 26 Aufbau einer Power-to-Gas-Anlage

Quelle: IE Leipzig

Für die Aufstellung der Anlage wäre allerdings nicht nur die räumliche Nähe zu einer Biogasanlage und zum Umspannwerk wichtig, sondern auch eine Möglichkeit der Wärmenutzung. Denn der Methanisierungsprozess verläuft stark exotherm. D.h. bei der Reaktion von H_2 und CO_2 zu CH_4 entsteht eine Menge exothermer Reaktionswärme. Wenn diese z.B. in nahegelegenen Gebäuden zur Beheizung genutzt bzw. diese Wärme in ein vorhandenes Wärmenetz eingebunden werden könnte, anstatt an die Umwelt abgegeben zu werden, würde sich der Wirkungsgrad des gesamten Systems stark erhöhen.

Batteriespeicher

Bei den in Brandenburg existierenden Pilotprojekten (siehe 4.2.1) mit Batteriespeichern wurden bevorzugt Lithium-Ionen-Batterien eingesetzt. Wie unter 4.1.2 aufgeführt, weisen diese gegenüber Blei-Säure-Batterien einige Vorteile auf. Dazu gehören die deutlich höhere Anzahl von Ladezyklen sowie die höhere Energiedichte bei gleichzeitig höherer Entladetiefe (DoD). Zudem gelten sie als wartungsärmer sowie langlebiger und finden zunehmend als stationäre Großbatterien u.a. zur Erbringung von Systemdienstleistungen Verwendung.

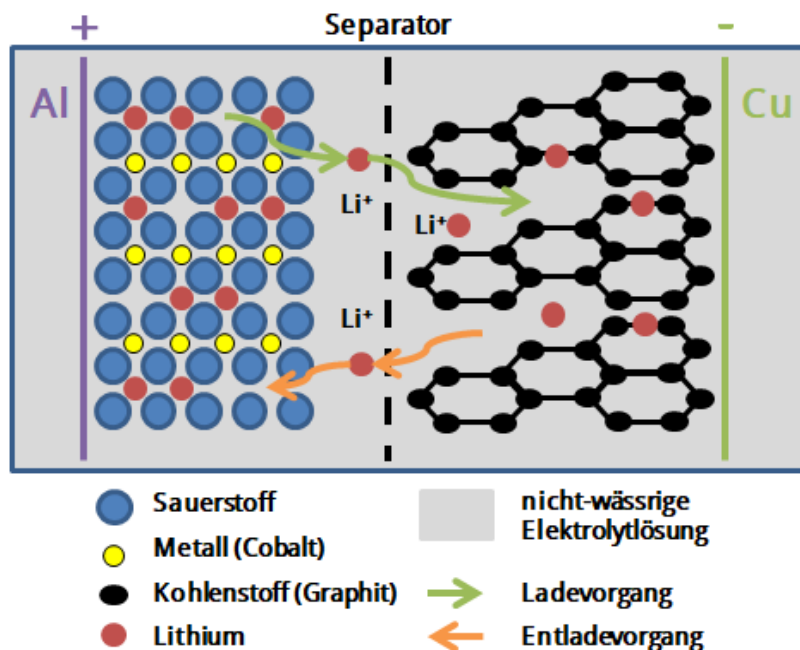


Abbildung 27 Aufbau einer Lithium-Ionen-Batterie

Quelle: [EK 2017] Darstellung: IE Leipzig

Aber auch Redox-Flow-Batterien (Abbildung 28) eignen sich für den Einsatz im großtechnischen Bereich. Ihr Vorteil besteht darin, dass Leistung und Speicherkapazität unabhängig voneinander dimensioniert werden können und deren Speicherkapazität

durch die Konzentration der aktiven Redox-Paare im Elektrolyten und der Elektrolytmenge bzw. Tankgröße bestimmt wird. Die Leistung kann über die Dimensionierung von Zellfläche und -anzahl der zentralen Reaktionseinheit skaliert werden. Dadurch kann das

Batteriesystem optimal auf die jeweiligen Anforderungen eingestellt werden.

Eine großtechnische Ausführung ließe sich eventuell in dem in Ketzin befindlichen und nachfolgend betrachteten salinen Aquifer realisieren.

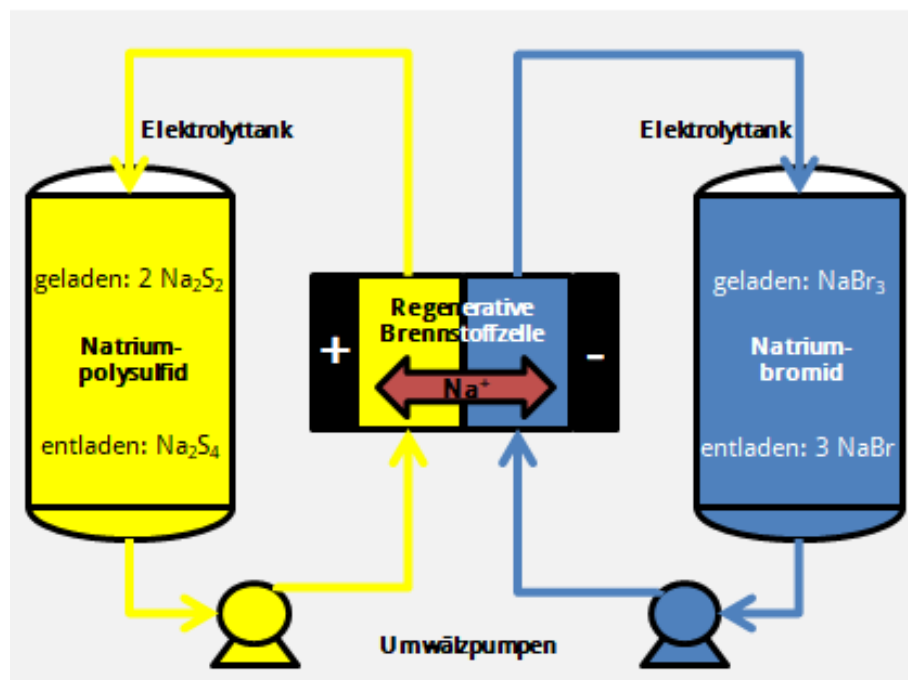


Abbildung 28 Aufbau einer Redox-Flow-Batterie
Quelle: [steemit 2017] Darstellung: IE Leipzig

Pilotstandort Ketzin: Aquifer

Bei Ketzin wurden im Jahr 2007 drei Bohrungen bis zu einer Tiefe von 800 m vorgenommen. Diese dienen zur Untersuchung einer möglichen unterirdischen, geologischen Speicherung von Kohlenstoffdioxid (CO₂) gemäß dem CCS-Verfahren (carbon capture & storage) durch das GeoForschungsZentrum GFZ in Kooperation mit Partnern aus Wissenschaft und Industrie. Dabei diente eine Bohrung zur Injektion von CO₂, die zwei weiteren hingegen ausschließlich zur Beobachtung der Injektion und CO₂-Ausbreitung. Ketzin ist damit ein international einmaliger Ver-

suchs- und Erprobungsstandort, der alle Stadien eines Speicherstandorts umfasst [GFZ 2011]:

- Vorerkundung
- Aufbau der Infrastruktur
- Erstellung der Bohrungen
- CO₂-Injektion
- Reservoirüberwachung
- Numerische Modellierung
- Begleitende Laborarbeiten
- Öffentlichkeitsarbeit

Bei den in Ketzin vorzufindenden geologischen Zielhorizonten für die CO₂-Speicherung handelt es sich um poröse Sandsteinschichten – so genannte Aquifer – in 620-650 m Tiefe, wobei die Speichersandsteine von rund 240 m mächtigen abdichtenden Tonsteinen überlagert sind [GFZ 2011]. Das Pilotprojekt ist im Jahr 2015 mit einem positiven Fazit zu Ende gegangen, nachdem zwischen 2008 und 2013 insgesamt ca. 67.000 t CO₂ zur wissenschaftlichen Untersuchung in den porösen Sandstein eingelagert wurden und sich herausgestellt hat, dass das CCS-Verfahren bei adäquater wissenschaftlicher und technischer Begleitung umsetzbar ist, wenn die geologischen Voraussetzungen stimmen. Allerdings konnte für das generell umstrittene CCS-Verfahren, gegen das es in Brandenburg zwischen 2010 und 2013 weitreichende Proteste der Bevölkerung gab, in Brandenburg keine politische Mehrheit gewonnen werden [PNN 2015].

Eine Möglichkeit, die vorhandenen Aquifer (poröse, wasserführende Gesteinsformationen, die gegen darüber liegende Gesteinsschichten durch undurchlässiges Deckgebirge abgedichtet sind) zur Energiespeicherung zu nutzen, wäre jedoch in Form eines **Druckluftspeicherkraftwerkes** [BINE 2007]. Eine Eignung für die Druckluftspeicherung in Aquifer-Strukturen wurde bereits in den 1980er Jahren erfolgreich von EPRI (Electric Power Research Institute, Palo Alto, USA) untersucht [KBB 2003].

Eine weitere Möglichkeit ist aber auch die Nutzung von Aquifer als **Wärmespeicher** [FVEE 2013]. So könnte auf der Nauener Platte überschüssiger Wind- und PV-Strom mittels des **Power-to-Heat-Verfahrens** in Wärme umgewandelt, im Aquifer von Ketzin gespeichert und diese dann als Nah- oder Prozesswärme genutzt werden. Die Umwandlung von Strom zu Wärme kann dabei im Niedertemperaturbe-

reich auf dezentraler Ebene mittels Heizstäben oder Heizpatronen, im großtechnischen Bereich hingegen mittels Elektrokessel (Heizwiderstand) oder Elektrodenheizkessel (mit Wasser als Heizleiter) erfolgen und damit Prozessdampf mit einem Druck von bis zu 30 bar und einer Temperatur von bis zu 230 °C erzeugt werden. Ein Wärmespeicher (in dem Fall der Aquifer) kann dabei die Wirtschaftlichkeit erhöhen und bei unvorhersehbarem Regelleistungsabruf eine erhöhte Flexibilität ermöglichen [Agora 2014]. Da die Einleitung von Wärme jedoch die Grundwasserqualität beeinträchtigen kann, ist eine intelligente saisonale Nutzung des Untergrundes nicht nur als Speicher für Wärme, sondern auch für Kälte zu erwägen [FVEE 2013].

Für eine anderweitige Anwendung als Speicher könnte aber auch eine geplante Anlage in der ostfriesischen Gemeinde Jemgum als Vorbild dienen. Dort soll in einem Projekt namens „brine4power“ des Energieversorgers EWE und der Friedrich-Schiller-Universität in Jena die weltgrößte Batterie in großen unterirdischen Salzkavernen entstehen und mit einer Kapazität von 700 MWh Strom an 70.000 Haushalte liefern. In Jena wurden Polymermoleküle hergestellt, welche Elektronen aufnehmen sowie bei Bedarf wieder abgeben können und darüber hinaus auch in gesättigtem Salzwasser stabil sind. Genau solche Salzlösungen befinden sich in unterirdischen Salzkavernen, von denen EWE bereits 38 Stück betreibt. In zwei Salzstöcken, von denen einer als Katolyt und einer als Anolyt fungieren soll, müssen mehrere Tonnen der Polymermoleküle in der Lauge gelöst werden. Die Moleküle im Katolyten mit einer stärkeren und die im Anolyten mit einer schwächeren Bindung zu Elektronen sind nur durch eine dünne Membran voneinander getrennt. Der Austausch der Elektronen erfolgt dann bei Stromzu-

fuhr vom Katolyten hin zum Anolyten, wobei im Katolyten eine Oxidation und im Anolyten parallel eine Reduktion stattfindet. Die beiden Kavernen werden demnach analog einer **Redox-Flow-Batterie** betrieben. Das System soll einen Wirkungsgrad von

70 % aufweisen und mit rund 20.000 möglichen Ladezyklen bei zwei Lade- und Entladezyklen pro Tag auf eine Standzeit von 25 Jahren kommen [Spiegel 2017].

4.3 Verstetigungsstrategie

Im Rahmen dieses Kapitels wird eine Auswahl von Speicheroptionen getroffen und Meilensteine hinsichtlich Zeitpunkt bzw. Zeitspanne der Realisierung und Investitionsvolumen festgelegt. Beispielhaft wird die maximal mögliche Leistung von 40 MW und

Speicherkapazität von 30 GWh der Speichersysteme aufgeführt. Es sei aber darauf hingewiesen, dass diese – um die Investitionskosten geringer zu halten – auch unterschritten werden können.

4.3.1 Zeitspanne der Realisierung

Ein möglicher Zeitplan zur Verstetigungsstrategie auf der Nauener Platte wird in Abbildung 29 aufgezeigt. Da Power-to-Gas-Anlagen gegenwärtig noch nicht dem Stand der Technik entsprechen und überwiegend in kleinerem Leistungsbereich als Pilotprojekte existieren, wird diese Technologie erst für die „3. Generation der Energiewende“ vorgesehen und entsprechend für die Anwendung auf der Nauener Platte für einen späteren Zeitpunkt empfohlen.

In einer 1. Phase könnten hingegen kurzfristig – beginnend mit dem Jahr 2020 – die Installation und der Betrieb einer Lithium-Ionen-Batteriekaskade mit einer elektrischen Leistung von bis zu 20 MW und einer Speicherkapazität von 15 GWh möglich sein. Diese sollte – wie unter Kapitel 2.1.2 aufgeführt – direkt an das Umspannwerk Neukammer angeschlossen werden, da es dort zu den häufigsten Abregelungen infolge von Überschussstrom kommt.

Gleichzeitig kann der Vorteil eines in Ketzin bereits vorhandenen und für andere Zwecke (CCS) unter-

suchten Aquifers genutzt werden. Dieser könnte als Wärmespeicher fungieren und von da aus die aus Überschussstrom generierte Wärme dosiert an ein extra aufzubauendes Nahwärmenetz abgeben. Somit würde also Überschussstrom aus erneuerbaren Energien mittels des Power-to-Heat-Verfahrens im Wärmesektor nutzbar gemacht und dafür eine Anzahl Elektroheizkessel – ebenfalls mit einer elektrischen Gesamtleistung von 20 MW – installiert werden. Zuvor müssten jedoch noch einmal ausgiebige Analysen der Gesteinsschichten in Ketzin vorgenommen werden, da diese bisher nur auf ihre Eignung zur sicheren CO₂-Verpressung, jedoch nicht auf die als Wärmespeicher untersucht wurde. U.a. ist die Umweltverträglichkeit dieser Maßnahme nachzuweisen.

Es wird somit davon ausgegangen, dass die Lithium-Ionen-Batterien im Jahr 2020 installiert und im Speicherbetrieb arbeiten können. Wenn nach ca. zwei Jahren (beginnend ab 2018) die geologischen Analysen am Aquifer mit positivem Ergebnis abgeschlossen

sind, wäre es ab dem Jahr 2020 möglich, den Wärmespeicher einschließlich der ans Umspannwerk Ketzin anzuschließenden Elektroheizkessel in Betrieb zu nehmen. Während der ca. 20-jährigen Laufzeit dieser beiden Speichersysteme kann eine intensive Forschung in Form eines Pilotprojektes zum Power-to-Gas-Verfahren erfolgen, dieses sukzessiv vor Ort – mit der zugehörigen Infrastruktur – aufgebaut und in einer 2. Phase ca. ab dem Jahr 2040 mit einer elektri-

schen Anschlussleistung von 40 MW und einer Speicherkapazität von 30 GWh in Betrieb genommen werden. Der Aquifer könnte entweder weiter als Wärmespeicher für die im Methanisierungsprozess freiwerdende exotherme Reaktionswärme dienen, jedoch auch unter Umständen als Zwischenspeicher für das synthetische Methan (EE-Gas) verwendet werden.

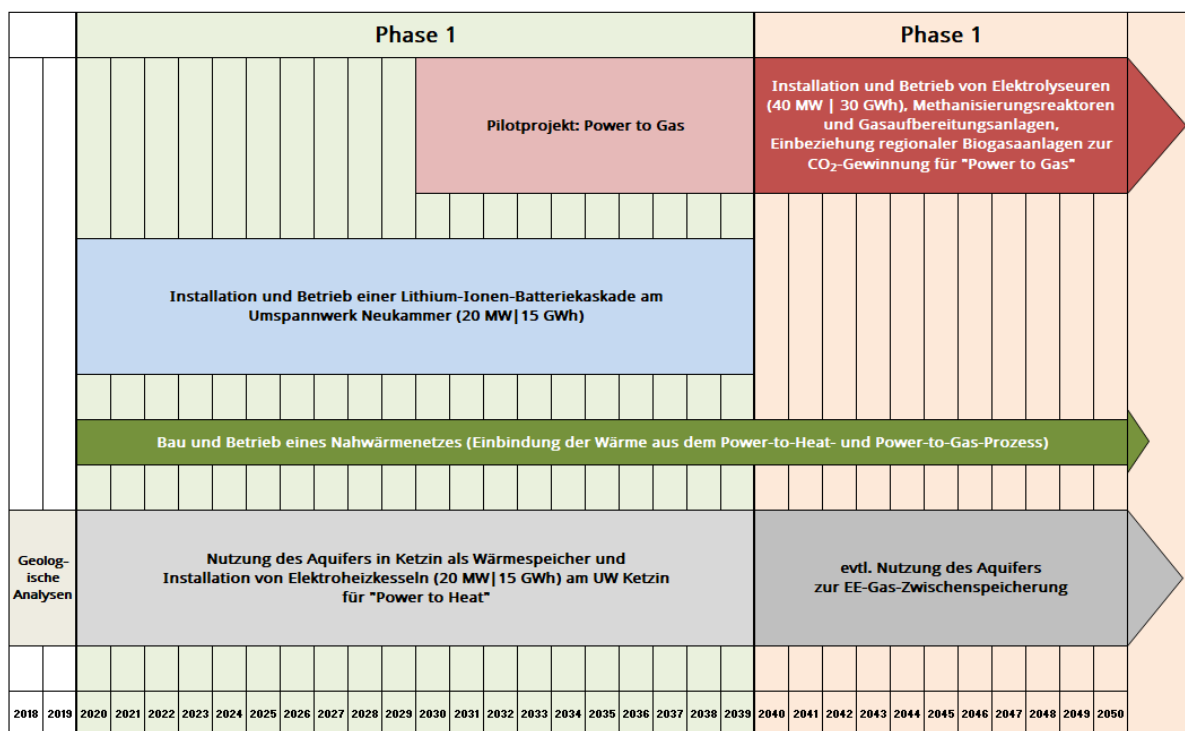


Abbildung 29 Zeitplan für die Installation und den Betrieb möglicher Speichersysteme

Quelle: IE Leipzig

In **Phase 1** ergeben sich daraus folgende Meilensteine für einen 100%-Deckungsgrad aus dem vor Ort erzeugten erneuerbaren Strom:

- **2018/2019:** Hydrogeologische Analysen am Aquifer Ketzin
- **2020-2039:** Nutzung des Aquifers in Ketzin als Wärmespeicher und Installation von Elektroheizkesseln (20 MW | 15 GWh) für Power to Heat
- **2020:** Bau und anschließender Betrieb eines Nahwärmenetzes (Einbindung der Wärme aus dem Power-to-Heat-Prozess)

- **2020-2039:** Installation und Betrieb einer Lithium-Ionen-Batteriekaskade am Umspannwerk Neukammer (20 MW | 15 GWh)
- **2030-2039:** Pilotprojekt „Power to Gas“
- **ab 2040:** Installation von Elektrolyseuren (40 MW | 30 GWh), Methanisierungsreaktoren und Gasaufbereitungsanlagen sowie Schaffung einer geeigneten Infrastruktur für Power to Gas

In **Phase 2** ergeben sich dann die weiteren Meilensteine:

4.3.2 Investitionsvolumen

Hinsichtlich des erforderlichen Investitionsvolumens für die Realisierung der Speichersysteme auf der Nauener Platte können keine eindeutigen Angaben gemacht werden, da sich die Investitionskosten bei sich noch in der Entwicklung befindlichen Technologien in einem stetigen Fluss befinden. Dies betrifft insbesondere die Power-to-Gas-Technologie, aber auch die teils etablierten Speichersysteme – wie Lithium-Ionen-Batterien oder Elektroheizkessel für den Power-to-Heat-Prozess.

Es werden daher die in der Literatur zu findenden Spannen spezifischer Investitionskosten für die einzelnen Systeme angesetzt und entsprechend der zu installierenden Speicherleistung die Gesamtinvestitionen ermittelt, welche über die dargelegten 30 Jahre getätigt werden müssten.

Für den Bau von Wärmenetzen sind zudem spezifische Investitionskosten pro Meter Trassenlänge heran zu ziehen. Dafür wurde – entsprechend Abbildung 30 – ein mögliches Nahwärmenetz mittels eines Geoinformationssystems (GIS) entworfen, welches vom Aquifer Ketzin entlang der Straßen mit der höchsten

- **ab 2040:** Betrieb von Elektrolyseuren (40 MW | 30 GWh), Methanisierungsreaktoren und Gasaufbereitungsanlagen sowie Einbeziehung regionaler Biogasanlagen zur CO₂-Gewinnung für Power to Gas
- **ab 2040:** Weiterbetrieb des existierenden Nahwärmenetzes (Einbindung der exothermen Reaktionswärme aus dem Methanisierungsprozess)
- **ab 2040:** eventuelle Nutzung des Aquifers zur EE-Gas-Zwischenspeicherung und Einspeisung des EE-Gases ins regionale Erdgasnetz

Gebäudedichte verläuft und eine vom GIS berechnete Gesamtlänge von 14,5 km aufweist.



Abbildung 30 Nahwärmenetz Ketzin

Quelle: Darstellung: IE Leipzig

Die Spannen der spezifischen Investitionskosten bzw. der leistungsspezifischen Energiekosten sind nachfolgend aufgeführt [AEE 2014], [IHK 2014], [Bor-derstep 2012]:

- Lithium-Ionen-Batterien: 150 – 200 €/kW
- Elektroheizkessel (PtH): 100 – 300 €/kW
- Power to Gas: 1 – 2 Mio. €/MW
- Nahwärmenetz: 100 – 400 €/m

In Abbildung 31 sind die daraus ermittelten minimalen und maximalen Investitionskosten für die einzelnen Systeme dargestellt. Die Gesamtkosten belaufen

sich somit auf eine Höhe von insgesamt 46,5 bis 5,82 Mio. € über die zuvor festgelegte Zeitspanne.

Die mit Abstand höchsten Investitionen entfallen – nach gegenwärtigem Stand – für die Power-to-Gas-Anlage. Jedoch befindet sich diese Technologievariante noch weitestgehend in der Forschungs- und Entwicklungsphase. Sollte sich dieses System in den nächsten 20 Jahren als unerlässlicher Baustein der Energiewende bis zur Marktreife weiter etablieren, könnten aber u.U. erhebliche Kostensenkungspotenziale erschlossen werden.

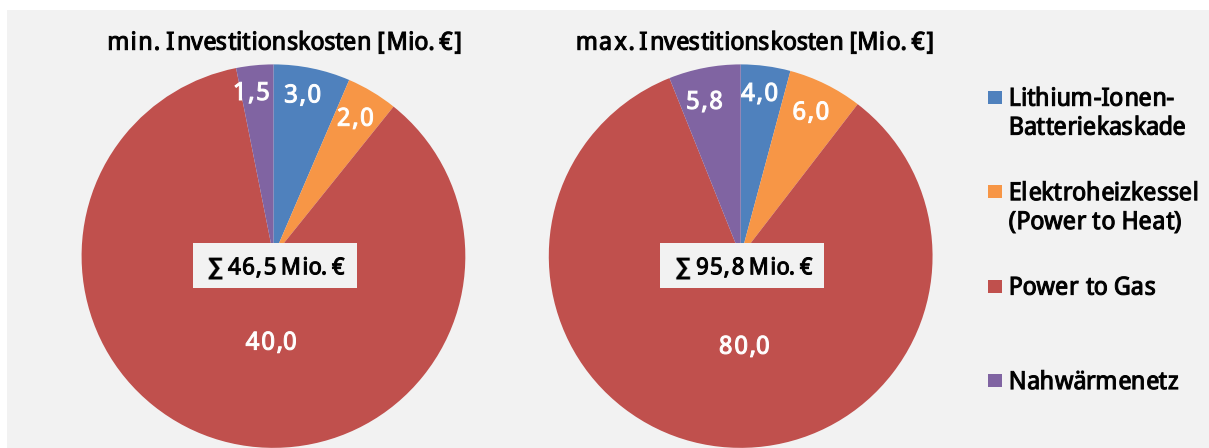


Abbildung 31 Gesamte Investitionskosten für die Speichersysteme gemäß Verstärkungsstrategie

Quelle: Berechnung und Darstellung: IE Leipzig

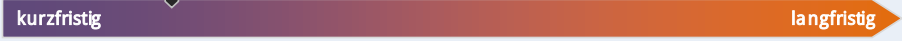
5 Maßnahmenkatalog

Aus den vorangegangenen Arbeitspaketen ergeben sich umsetzungsfähige Maßnahmen, die in diesem Arbeitspaket in Form von Maßnahmen-Steckbriefen strukturiert zusammengefasst und ggf. konkretisiert werden.

Neben den eher technischen Maßnahmen ist zu berücksichtigen, dass während der Umsetzungsphase auch eine Einbeziehung der Öffentlichkeit vorzusehen ist.

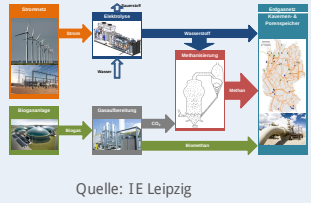
Folgende Maßnahmen werden dabei aufgeführt und konkretisiert:

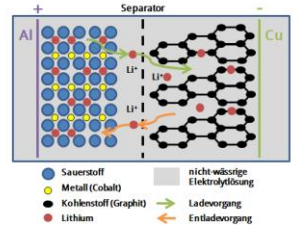
- Windenergie (Repowering)
- Photovoltaik (Dachanlagen)
- Biogasanlagen
- Power to Gas
- Lithium-Ionen-Batterien
- Redox-Flow-Batterien
- Pilotstandort Ketzin: Aquifer

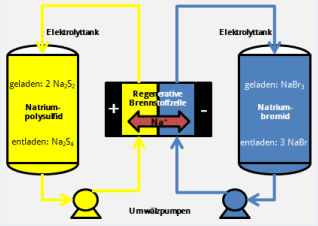
 Beschreibung	M1 Windenergie (Repowering) Im Jahr 2015 ist der Regionalplan Havelland-Fläming 2020 durch die Regionale Planungsgemeinschaft Havelland-Fläming in Kraft getreten, in welchem neue Windeignungsgebiete (u.a. auf der Nauener Platte) festgesetzt wurden. Es befinden sich gegenwärtig noch sehr viele der auf der Nauener Platte installierten Windenergieanlagen außerhalb dieser Windeignungsgebiete. Diese werden bis zum Auslauf ihrer EEG-Vergütung weiter betrieben, jedoch – anders als die sich im Windeignungsgebiet befindlichen WEA – keinem Repowering unterzogen. Die repowerten Anlagen in den Windeignungsgebieten gehen – bei der Annahme eines „Kulanzjahres“ zum Abbau der Altanlage sowie Installation und Inbetriebnahme einer Neuanlage – 21 Jahre nach dem in den EEG-Anlagenstammdaten von 50Hertz ausgewiesenen Inbetriebnahmejahr der Altanlage ans Netz.  Quelle: EKS 2017
Status Priorität Umsetzungszeitraum Handlungsschritte	fortlaufend hoch  niedrig kurzfristig  langfristig Beratung und fachliche Begleitung von Investoren bei der Planung, Umsetzung und Finanzierung des Ausbaus von Windenergieanlagen am Standort Einholen von Genehmigungen durch die Investoren bspw. zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) Steigerung der Akzeptanz zur Planung neuer Anlagen in der Bevölkerung, z. B. durch Bürgerwindparks
Akteure Zielgruppen Erfolgsindikatoren	Stadtverwaltung; Bürger- und Energiegenossenschaften; Investoren; Projektentwickler Netzbetreiber, Stromverbraucher Anzahl und Größe von Windenergieanlagen; Steigerung der Stromproduktion aus Windenergie (Notwendigkeit von Stromspeichern)
Einflussnahme Potenziale	Steigerung der CO₂-neutralen EE-Stromerzeugung vor Ort Positiver Einfluss auf Ortsentwicklung durch ausschließliche Nutzung von Windeignungsgebieten in der Zukunft hoch  niedrig
Wirtschaftlichkeit	Finanzielle Aufwendungen: Kosten (Sach- und Personalkosten) für die (Anschub-)Maßnahme Finanzierungsmöglichkeiten: Förderprogramme und Zuschüsse über Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) und Bürgergenossenschaften
Regionale Wertschöpfung	hoch  niedrig Umsetzung durch lokale Unternehmen

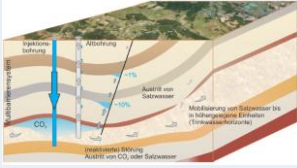
 Beschreibung	M2 Photovoltaik (Dachanlagen) Auf der Nauener Platte sind bis 2015 ca. 48 MWp an Photovoltaik installiert worden - ca. 16 MWp davon in Form der fünf PV-Freiflächenanlagen in Nauen sowie den beiden in Wustermark und Ketzin. Bei der Ermittlung des Photovoltaikpotenzials pro Gemeinde wurde auf das Solarpotenzialkataster 2014 von IP SYSCON 2014 zurückgegriffen, wo dieses aufgeschlüsselt nach Gemeinden dargestellt ist. Gemäß IP SYSCON 2014 sind jedoch nur 36,14 % der Flächen im Havelland „sehr gut“ und 47,73 % „gut“ für PV-Dachflächenanlagen geeignet, so dass sich bei einem Nutzungsgrad von 75 % für „sehr gut“ geeignete Flächen und von 25 % für „gut“ geeignete Flächen ein PV-Potenzial von 152 MWp im Jahr 2030 ergibt. Dies entspricht einer Zunahme um den Faktor 3,2 gegenüber 2016, das aber ausschließlich durch Dachanlagen abgedeckt werden soll.  Quelle: EKS 2017
Status Priorität Umsetzungszeitraum Handlungsschritte	fortlaufend hoch niedrig kurzfristig langfristig Identifizierung von Gebäuden mit Dächern und Fassaden, die für die Nutzung von Solarthermie geeignet sind Entgegenreten fachlicher Bedenken (erhöhte Blitzeinschlaggefahr, erhöhte Brandgefahr, ...) Darlegung finanzieller Möglichkeiten der Förderung bzw. von Einsparpotenzialen → Weitere Schritte: Bereitstellung verfügbarer Dächer auf Liegenschaften zum Betrieb eigener Photovoltaikanlagen oder Verpachtung geeigneter Flächen (Plattform schaffen)
Akteure Zielgruppen Erfolgsindikatoren	Architektenkammer; Energiegenossenschaften; Hauseigentümer; Wohnungsgesellschaften Hauseigentümer; Mieter; Stadtwerke; Wohnungsgesellschaften; Unternehmen Steigende Anzahl und installierte Leistung von Photovoltaikanlagen; Erhöhung des Anteils am Strombedarf auf der Nauener Platte
Einflussnahme Potenziale	Steigerung der CO₂-neutralen EE-Stromerzeugung vor Ort hoch niedrig
Wirtschaftlichkeit	Finanzielle Aufwendungen: Kosten für Konzeptionierung und Anlagenbau Finanzierungsmöglichkeiten: Förderprogramme und Zuschüsse von der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW-Speicherförderung), über Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), Einsparpotenziale für selbstverbrauchten Strom oder Bundeswirtschaftsministerium
Regionale Wertschöpfung	hoch niedrig Umsetzung und Wartung durch lokale Firmen und Anbieter; Reduzierung des Stromeinkaufs

 Beschreibung	M3 Biogasanlagen Im Untersuchungsgebiet sind gegenwärtig 8 Biogasanlagen (BGA) mit einer elektrischen Gesamtleistung ihrer angeschlossenen Blockheizkraftwerke (BHKW) von rund 4,6 MW sowie der 2 Biomethananlagen (BMA) mit einer Produktionsleistung von 9,3 Mio. m³/a installiert. Die Flächenverfügbarkeit für den Anbau von Energiepflanzen ist in ländlichen Gebieten - wie auf der Nauener Platte - vergleichsweise hoch und die Gegend somit prädestiniert zum Bau von Biogasanlagen. Ein regionaler Vorteil würde sich ergeben, wenn das benötigte CO₂ aus den vor Ort installierten Biogasanlagen als Ausgangsstoff für eine zu installierende Power-to-Gas-Anlage zur indirekten Speicherung des überschüssigen Windstroms in Form von Methan bezogen würde.  Quelle: EKS 2017
Status Priorität Umsetzungszeitraum Handlungsschritte	mittelfristig hoch niedrig kurzfristig langfristig Planung, Umsetzung und Finanzierung des Ausbaus von Biogasanlagen → Suchen und Finden potenzieller Partner für die Liederung von Ausgangsstoffen (Bioabfälle, Silagen, Gülle...) Einholen von Genehmigungen, z. B. zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) Steigerung der Akzeptanz zur Planung neuer Anlagen in der Bevölkerung)
Akteure Zielgruppen Erfolgsindikatoren	Forstwirtschaft; Industrie und Gewerbe; Landwirtschaft; Öffentliche Hand Industrie; Private Haushalte; Landkreis Havelland Energiepflanzen
Einflussnahme Potenziele	Steigerung der CO₂-neutralen EE-Stromerzeugung vor Ort Verwertung regionaler Abfallstoffe zur Energieerzeugung hoch niedrig
Wirtschaftlichkeit	Finanzielle Aufwendungen: Kosten (Sach- und Personalkosten) für die (Anschub-)Maßnahme Finanzierungsmöglichkeiten: Basis-, Innovations- und Zusatzförderungen des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA)
Regionale Wertschöpfung	hoch niedrig Nutzung lokaler Hersteller und Handwerksbetriebe; Vermeidung von Brennstoffkosten

 Beschreibung	M4 Power to Gas Für eine Speicherung der hohen Energiemengen im Untersuchungsgebiet wäre eine Power-to-Gas-Anlage langfristig eine geeignete Variante. Dafür könnte auch die vor Ort vorherrschende Infrastruktur genutzt werden. Überschüssiger Strom aus Windenergie- und Photovoltaik-anlagen kann zur Spaltung von Wasser (H₂O) in Wasserstoff (H₂) und Sauerstoff (O₂) in einer Elektrolyse genutzt werden. Bis zu einem Anteil von ca. 5 % kann der erhaltene Wasserstoff bereits ins vorhandene Erdgasnetz eingespeist werden. Der Großteil gelangt jedoch zur Methanisierung, wo eine Reaktion mit Kohlenstoffdioxid (CO₂) zu Methan (CH₄) und Wasser (H₂O) erfolgt. Ein regionaler Vorteil wäre, wenn das benötigte CO₂ aus den vor Ort installierten Biogasanlagen bezogen und die exotherme Reaktionswärme aus der Methanisierung nutzbar gemacht werden könnte.  Quelle: IE Leipzig
Status Priorität Umsetzungszeitraum Handlungsschritte	langfristig hoch niedrig kurzfristig langfristig Planung, Umsetzung und Finanzierung der Elektrolyse-, Methanisierungs- und Gasaufbereitungsanlage
Akteure Zielgruppen Erfolgsindikatoren	Industrie und Gewerbe; Anlagenbauer; Anlagenbetreiber (Biogas, Windenergie, Photovoltaik); Netzbetreiber (Gas/Strom) Industrie; Netzbetreiber; Landkreis Havelland Vollständige EE-Stromnutzung vor Ort statt Abregelungen an Umspannwerken
Einflussnahme Potenziale	Steigerung der CO₂-neutralen EE-Stromerzeugung vor Ort mittels Speichertechnologie Kopplung von Strom- und Gasnetz → Nutzung der Speicherkapazität des Gasnetzes hoch niedrig
Wirtschaftlichkeit	Finanzielle Aufwendungen: Kosten (Sach- und Personalkosten) für die (Anschub-)Maßnahme Finanzierungsmöglichkeiten: Förderung über Förderinitiative Energiespeicher
Regionale Wertschöpfung	hoch niedrig Nutzung lokaler Hersteller; Vermeidung von Abregelungen infolge von Überschussstrom; Abwärmenutzung (exotherme Reaktionswärme) in Gebäuden oder Wärmenetzen

 Beschreibung	M5 Lithium-Ionen-Batterien Das Material der positiven Elektrode (Kathode) besteht bei der Lithium-Ionen-Batterie aus Lithiummetalloxid, wobei als Metalle häufig Kobalt, Nickel oder Mangan zum Einsatz kommen. Als negative Elektrode (Anode) wird meist Graphit verwendet, wobei aber auch andere Materialien, wie z. B. Silizium, eingesetzt werden können. Als Elektrolyt dienen hingegen fluorhaltige Lithiumsalze und organische Lösungsmittel. Weiterhin finden Lithium-Ionen-Batterien zunehmend als stationäre Großbatterien Verwendung. Sie können entweder netzseitig zur Erbringung von Systemdienstleistungen, wie z. B. Bereitstellung von Regelleistung und Sicherstellung der Spannungsqualität, oder verbraucherseitig zur Erhöhung des Eigenverbrauchs von Strom aus PV-Anlagen eingesetzt werden.  Quelle: EK 2017, eigene Darstellung
Status Priorität Umsetzungszeitraum Handlungsschritte	mittelfristig hoch niedrig kurzfristig langfristig Planung, Umsetzung und Finanzierung der Batteriekaskade und Anschlüsse Standortanalyse (Brand- und Gefahrgutstätten, Umwelteinflüsse, elektromagnetische Störstellen)
Akteure Zielgruppen Erfolgsindikatoren	Industrie und Gewerbe; Anlagenbauer; Anlagenbetreiber (Windenergie, Photovoltaik, Batterie-Großspeicher); Netzbetreiber Industrie; Netzbetreiber; Landkreis Havelland Vollständige EE-Stromnutzung vor Ort statt Abregelungen an Umspannwerken
Einflussnahme Potenziale	Steigerung der CO₂-neutralen EE-Stromerzeugung vor Ort mittels Speichertechnologie hoch niedrig
Wirtschaftlichkeit	Finanzielle Aufwendungen: Kosten (Sach- und Personalkosten) für die (Anschub-)Maßnahme Finanzierungsmöglichkeiten: Förderung über Förderinitiative Energiespeicher
Regionale Wertschöpfung	hoch niedrig Nutzung lokaler Hersteller; Vermeidung von Abregelungen infolge von Überschussstrom

 Beschreibung	M6 Redox-Flow-Batterien Bei der Redox-Flow-Batterie findet die Speicherung und Wandlung der Energie räumlich getrennt statt. Die Energie wird in zwei Tanks mit flüssigen Elektrolyten gespeichert und in einer zentralen Reaktionseinheit, dem sogenannten Stack, umgewandelt. Der Stack besteht aus mehreren in Reihe geschalteten Einzelzellen. Jede Einzelzelle besteht aus zwei Elektroden – einer ionenleitenden Membran und zwei Bipolarplatten für die Zuführung des flüssigen Elektrolyten. Der Vorteil der Redox-Flow-Batterie besteht darin, dass Leistung und Speicherkapazität unabhängig voneinander dimensioniert werden können. Sie eignen sich für die längerfristige Speicherung elektrischer Energie (mehrere Stunden) und es ist auch ein großtechnischer Einsatz im MWh-Bereich möglich. Ein Nachteil der Redox-Flow-Batterie ist jedoch ihre geringe Energiedichte und die aufwändige Peripherie mit Pumpen, Sensoren, Tanks und komplexer Steuerelektronik.  Quelle: steemit 2017, eigene Darstellung
Status Priorität Umsetzungszeitraum Handlungsschritte	mittelfristig hoch niedrig kurzfristig langfristig Planung, Umsetzung und Finanzierung der Batteriekaskade und Anschlüsse Standortanalyse (Brand- und Gefahrgutstätten, Umwelteinflüsse, elektromagnetische Störstellen)
Akteure Zielgruppen Erfolgsindikatoren	Industrie und Gewerbe; Anlagenbauer; Anlagenbetreiber (Windenergie, Photovoltaik, Batterie-Großspeicher); Netzbetreiber Industrie; Netzbetreiber; Landkreis Havelland Vollständige EE-Stromnutzung vor Ort statt Abregelungen an Umspannwerken
Einflussnahme Potenziale	Steigerung der CO₂-neutralen EE-Stromerzeugung vor Ort mittels Speichertechnologie hoch niedrig
Wirtschaftlichkeit	Finanzielle Aufwendungen: Kosten (Sach- und Personalkosten) für die (Anschub-)Maßnahme Finanzierungsmöglichkeiten: Förderung über Förderinitiative Energiespeicher
Regionale Wertschöpfung	hoch niedrig Nutzung lokaler Forschungseinrichtungen und Hersteller; Vermeidung von Abregelungen infolge von Überschussstrom

 Beschreibung	M7 Pilotstandort Ketzin: Aquifer Bei Ketzin wurden im Jahr 2007 drei Bohrungen bis zu einer Tiefe von 800 m vorgenommen. Diese dienten zur Untersuchung einer möglichen unterirdischen, geologischen Speicherung von CO₂ gemäß dem CCS-Verfahren. Allerdings konnte für das generell umstrittene CCS-Verfahren keine politische Mehrheit gewonnen werden. Es gibt nun die Möglichkeit, den Standort für folgende Nutzungen zu untersuchen: - Druckluftspeicher - Wärmespeicher / Power to Heat (Vorbild: "brine4power") - Redox-Flow-Speicher - Gasspeicher / Power to Gas  Quelle: GFZ 2011
Status Priorität Umsetzungszeitraum Handlungsschritte	langfristig hoch niedrig kurzfristig langfristig Geologische Untersuchung des Standortes auf Eignung, Planung, Umsetzung und Finanzierung des Untergrundspeichers
Akteure Zielgruppen Erfolgsindikatoren	Geologen; Industrie und Gewerbe; Anlagenbauer; Anlagenbetreiber (Windenergie, Photovoltaik); Netzbetreiber Industrie; Netzbetreiber; Landkreis Havelland Vollständige EE-Stromnutzung vor Ort statt Abregelungen an Umspannwerken
Einflussnahme Potenziäle	Steigerung der CO₂-neutralen EE-Stromerzeugung vor Ort mittels Speichertechnologie Kopplung von Strom- und Gasnetz → Nutzung der Speicherkapazität des Untergrundspeichers als Gasspeicher hoch niedrig
Wirtschaftlichkeit	Finanzielle Aufwendungen: Kosten (Sach- und Personalkosten) für Forschung und die (Anschub-)Maßnahme Finanzierungsmöglichkeiten: Förderung über Förderinitiative Energiespeicher
Regionale Wertschöpfung	hoch niedrig Nutzung lokaler Hersteller; Vermeidung von Abregelungen infolge von Überschussstrom; Abwärmenutzung (exotherme Reaktionswärme) in Gebäuden oder Wärmenetzen

6 Verzeichnisse

Abkürzungsverzeichnis	62
Abbildungsverzeichnis	63
Tabellenverzeichnis	65

Abkürzungsverzeichnis

AA-CAES	Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage (Adiabatischer Druckluftspeicher)
BGA	Biogasanlage
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMA	Biomethananlage
CO _{2äq}	CO ₂ -Äquivalent
D-CAES	Diabatic Compressed Air Energy Storage (Diabatischer Druckluftspeicher)
DoD	Depth of Discharge (Entladetiefe)
EE	Erneuerbare Energien
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GIS	Geoinformationssystem
PV	Photovoltaik
PVA	Photovoltaikanlage
SLP	Standardlastprofil
SMES	Supraleitende magnetische Speicher
THG	Treibhausgase
THG-EF	Treibhausgas-Emissionsfaktor
TRL	Technology Readiness Level (Technologischer Reifegrad)
UW	Umspannwerk
WEA	Windenergieanlage

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Windparks in den Kommunen auf der Nauener Platte	6
Abbildung 2	Photovoltaik-Freiflächenanlagen in den Kommunen auf der Nauener Platte	7
Abbildung 3	Biogas- und Biomethananlagen in den Kommunen auf der Nauener Platte	8
Abbildung 4	Biogasanlagen in Neukammer/Nauen	9
Abbildung 5	Freileitungen und Umspannwerke in den Kommunen der Nauener Platte	10
Abbildung 6	Kumulierte Abregelungsdauer und Korrelation mit dem IWR-Windertragsindex im Binnenland auf der Nauener Platte	12
Abbildung 7	Kumulierte Abregelungsdauer nach Umspannwerken auf der Nauener Platte	12
Abbildung 8	Windenergieanlagen und Windeignungsgebiete	14
Abbildung 9	Entwicklung der Volllaststunden, Stromerzeugung, installierten Leistung und Anzahl der Windenergieanlagen auf der Nauener Platte bis 2030 gemäß Szenario 1 (unteres Szenario)	15
Abbildung 10	Entwicklung der Volllaststunden, Stromerzeugung, installierten Leistung und Anzahl der Windenergieanlagen auf der Nauener Platte bis 2030 gemäß Szenario 2 (oberes Szenario)	16
Abbildung 11	Photovoltaikpotenzial pro Gemeinde	17
Abbildung 12	Stromverbrauch nach Städten/Gemeinden	18
Abbildung 13	Stromverbrauch nach Verbrauchsgruppen	19
Abbildung 14	Stromverbrauch nach Sektoren	20
Abbildung 15	Einspeiseleistung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen auf der Nauener Platte über das Jahr 2030	22
Abbildung 16	Lastgang des Haushalts- sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungssektor über das Jahr 2030	23
Abbildung 17	Temperaturabhängiger Verlauf der Wärmepumpenlast	24
Abbildung 18	Lastgang des Sektors Industrie	24
Abbildung 19	Verlauf der Residuallast	25
Abbildung 20	Häufigkeitsverteilung der Residuallasten	26
Abbildung 21	Auslegung des Energiespeichers	26

Abbildung 22	Entwicklung der THG-Emissionsfaktoren (CO ₂ -Äquivalente) des deutschen Strommix sowie des Stromverbrauchs und der strombasierten THG-Emissionen auf der Nauener Platte von 2011 bis 2015	27
Abbildung 23	Jährliche THG-Emissionsminderung bis 2030 bei 100-%-Deckung des Stromverbrauchs durch EE-Strom	28
Abbildung 24	Speicher in Brandenburg	41
Abbildung 25	Überblick Speicheroptionen (Speicherkapazität und Entladezeit)	44
Abbildung 26	Aufbau einer Power-to-Gas-Anlage	45
Abbildung 27	Aufbau einer Lithium-Ionen-Batterie	46
Abbildung 28	Aufbau einer Redox-Flow-Batterie	47
Abbildung 29	Zeitplan für die Installation und den Betrieb möglicher Speichersysteme	50
Abbildung 30	Nahwärmenetz Ketzin	51
Abbildung 31	Gesamte Investitionskosten für die Speichersysteme gemäß Verstetigungsstrategie	52

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Technische und ökonomische Parameter elektrischer und mechanischer Stromspeicher	43
Tabelle 2:	Technische und ökonomische Parameter chemischer/elektrochemischer Stromspeicher (Gegenwart)	43
Tabelle 3:	Technische und ökonomische Parameter chemischer/elektrochemischer Stromspeicher (2020-2030)	43

7 Literaturverzeichnis

- [AEE 2014] Strom speichern. In: *Renews Spezial Nr. 75*. 2014.
- [Agora 2013] Entwicklung der Windenergie in Deutschland; Eine Beschreibung von aktuellen und zukünftigen Trends und Charakteristika der Einspeisung von Windenergieanlagen. 2013.
- [Agora 2014] Power-to-Heat zur Integration von ansonsten Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien; Handlungsvorschläge basierend auf einer Analyse von Potenzialen und energiewirtschaftlichen Effekten. 2014.
- [BBstat 2011a] Zensus 2011; Bevölkerung und Haushalte. Gemeinde Brieselang am 9. Mai 2011;
- [BBstat 2011b] Zensus 2011; Bevölkerung und Haushalte. Gemeinde Wustermark am 9. Mai 2011;
- [BBstat 2011c] Zensus 2011; Bevölkerung und Haushalte. Ketzin/Havel, Stadt am 9. Mai 2011;
- [BBstat 2011d] Zensus 2011; Gebäude und Wohnungen sowie Wohnverhältnisse der Haushalte. Gemeinde Nauen, Stadt am 9. Mai 2011;
- [BBstat 2011e] Zensus 2011; Gebäude und Wohnungen sowie Wohnverhältnisse der Haushalte. Landkreis Havelland am 9. Mai 2011;
- [BINE 2007] Speicherkraftwerke - Windenergie wird planbar: <http://www.bine.info/publikationen/publikation/druckluftspeicher>; 2007.
- [BMBF 2013] Speichertechnologien im Kontext der Produktion elektrischen Stroms aus regenerativen Quellen; Technologien - Kosten - Potenziale. 2013.
- [BNetzA 2017] Standardlastprofile;
- [Borderstep 2012] Kosten und Marktpotenziale ländlicher Wärmenetze; Arbeitspapier zu AP 6 A im Rahmen des Projektes „Möglichkeiten und Grenzen von Nahwärmenetzen in ländlich strukturierten Gebieten unter Einbeziehung regenerativer Wärmequellen – Vernetzung von dezentralen Kraft- und Wärmeerzeugungssystemen unter Berücksichtigung von Langzeitwärmespeicherung“. 2012.
- [Brieselang 2017] Landwirtschaft in technischen Zeiten: http://www.gemeindebrieselang.de/city_info/webaccessibility/ind; 2017.
- [C.A.R.M.E.N. 2016] Marktübersicht Batteriespeicher; Informationsangebot. 2016.
- [dena 2013a] Hybridkraftwerk Prenzlau: <http://www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte-im-ueberb;;> Strategieplattform Power to Gas. 2013.
- [dena 2013b] WindGas Falkenhagen: <http://www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte-im-ueberb;;> Strategieplattform Power to Gas. 2013.
- [DVGW 2011] Intelligente Welt: <http://intelligente-welt.de/energiewende-mit-power-to-gas-und-s;> 2011.
- [E.DIS 2017a] Definition Sonderkunden unter Grenzpreis; Email von Herrn Sandy Schramm vom 22.08.2017.
- [E.DIS 2017b] Netzmanagement - Abgeschlossene Maßnahmen. Unter Mitarbeit von E.DIS AG, zuletzt geprüft am 23.08.2017.
- [E.DIS 2017c] Standardlastprofil Gewerbe. 2017.
- [E.DIS 2017d] Standardlastprofil Haushalte. 2017.

- [E.DIS 2017e] Strom-Absatzmengen 2011-2015. 2017.
- [EASE & EERA 2013] European Energy Storage Technology Development Roadmap Towards 2030. 2013.
- [EcoRegion 2017] <https://region.ecospeed.ch/reco/index.html?sc=100904>; 2017.
- [EIKE 2015] Speicherung von elektrischem Strom - Voraussetzung jeder Energiewende. 2015.
- [EK 2017] Lithium-Ionen-Akkus: <https://www.elektronik-kompodium.de/sites/bau/0810281.htm>; 2017.
- [EKS 2017] Energie- und Klimaschutzatlas (EKS Brandenburg): <https://eks.brandenburg.de/>; 2017.
- [Elsner & Sauer 2015] Energiespeicher; Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“. In: *Schriftenreihe "Energiesysteme der Zukunft"* 2015.
- [FENES 2014] Energiespeicher in Deutschland; Bedarf - Technologien - Rahmenbedingungen. 2014.
- [FVEE 2013] Thermische, mechanische und stoffliche Speicherung im geologischen Untergrund – Konzepte, Technologien und Betriebserfahrungen 2013.
- [GFZ 2011] Geologische CO₂-Speicherung am Pilotstandort in Ketzin - sicher und verlässlich. Hg. v. Deutsches GeoForschungsZentrum. Deutsches GeoForschungsZentrum, zuletzt geprüft am 05.12.2017.
- [GWF 2011] Speicherung von regenerativ erzeugter elektrischer Energie in der Erdgasinfrastruktur. 2011.
- [Havelland-Wind 2010] B5 Solar by Havelland-Wind GmbH errichtete im Havelland derzeit größte PV-Freiflächenanlage: <http://www.openpr.de/news/388213/B5-Solar-by-Havelland-Wind-GmbH>; 2010.
- [IE & IUE 2013] Windgasprojekt Nordfriesland Nord; Machbarkeitsstudie zur Gewinnung von Methan aus erneuerbaren Energien. 2013.
- [IHK 2014] Power to Heat; Faktenblatt | Power to Heat. 2014.
- [IP SYSCON 2014] Solarpotenzialkataster für den Landkreis Havelland. 2014.
- [iSEA 2012] Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität; Überblick zum Potenzial und zu Perspektiven des Einsatzes elektrischer Speichertechnologien. 2012.
- [iSEA 2013] Marktanreizprogramm für dezentrale Speicher insbesondere für PV-Strom. 2013.
- [IWR 2017] Der IWR-Windertragsindex für Regionen: <http://www.iwr.de/wind/wind/windindex/index.html>; 2017.
- [KBB 2003] Einsatz von Druckluftspeicher-Gasturbinen-Kraftwerken beim Ausgleich fluktuierender Windenergie-Produktion mit aktuellem Strombedarf. 2003.
- [MAZ 2014] 20 Jahre Windeignungsgebiet Nauener Platte. 2014.
- [MAZ 2016] Bald 17 neue Windräder in Ketzin. <http://www.maz-online.de/Lokales/Havelland/Bald-17-neue-Windraeder>; 2016.
- [mdp 2016] Biogasanlage "Neukammer". 2016.
- [NEFF 2017] Die Energieversorgung des Energieautarken Dorfes Feldheim über private Nahwärme- und Stromnetze. <http://nef-feldheim.info/energieautarkes-dorf/>; 2017.

- [Next-KW 2017] Was ist die Residuallast? [tps://www.next-kraftwerke.de/wissen/strommarkt/residuallast](https://www.next-kraftwerke.de/wissen/strommarkt/residuallast); 2017.
- [Niederlausitz 2016] Batteriegroßspeicher in Neuhardenberg geht ans Netz. [ttp://www.niederlausitz-aktuell.de/nachbarn/62377/batteriegros](http://www.niederlausitz-aktuell.de/nachbarn/62377/batteriegros); 2016.
- [ÖKO 2016] Einspeiseprofile Windenergie - 2016;
- [PNN 2015] CO₂-Speicher in Ketzin. Deckel drauf und gut: <http://www.pnn.de/campus/984823/>; 2015.
- [RPG 2017] Windenergieanlagen Nauener Platte 2017.
- [SolarServer 2012] Photovoltaik-Großprojekt in Nauen am Netz: <http://www.solarserver.de/solar-magazin/nachrichten/archiv-2012/>; 2012.
- [Spiegel 2017] So funktioniert die größte Batterie der Welt; Speicher für Windenergie. 2017.
- [steemit 2017] <https://steemit.com/life/@tomm/will-this-new-battery-change-the>; 2017.
- [UMSICHT 2009] Fachkonferenz Energietechnologien 2050 - "Energiespeicher" 2009.
- [UMSICHT & IWES 2014] Abschlussbericht Metastudie Energiespeicher, 31.10.2014 2014.
- [Vattenfall 2015] Gemischtes Doppel: Solarkraftwerk mit Batteriespeicher; <https://blog.vattenfall.de/solarkraftwerk-mit-batteriespeicher/>; 2015.
- [Westnetz 2015] Lastprofile für Elektrowärmepumpen; online verfügbar unter <http://www.westnetz.de/web/cms/de/1625922/westnetz/netz-strom/netznutzung/lastprofile/>
- [Wietschel et al. 2015] Energietechnologien der Zukunft; Erzeugung, Speicherung, Effizienz und Netze.: Springer Vieweg, zuletzt geprüft am 08.08.2017.