German Zero
FG Energie

Residualenergien in der Energiewende

Wie überbrücken wir Dunkelflauten?

Dipl.-Geogr. Hans-Jürgen Münnig

GermanZero

08. Mai 2026

Vorstand
Dr. Albrecht von Sonntag, Friedemann Brockmeyer, Dr. Martin Oetting

Sitz des gemeinnützigen Vereins
Hamburg
Vereinsregister Nummer 24224

Bankverbindung | Spendenkonto
GLS Gemeinschaftsbank
IBAN: DE94 4306 0967 1028 9274 02
BIC: GENODEM1GLS

Residualenergien in der Energiewende

Vorbemerkungen

Die Energiewende stellt die Menschheit vor große Herausforderungen. Schließlich geht es um nichts Geringeres, als einen Paradigmenwechsel. Oder anders ausgedrückt: Die Aufgabe des Feuers gegen die konsequente Nutzung der Elektrizität. Damit werden gleichzeitig nahezu alle CO_2-Emissionen vermieden und der Klimawandel maximal gebremst. Die Bedeutung bemisst sich daran, dass gerade in Europa, in Deutschland der Klimawandel im weltweiten Vergleich – abgesehen von den Polarregionen – besonders stark voranschreitet.

Immerhin hat die Menschheit schon mehrfach solche Paradigmenwechsel überstanden und für sich nutzen können: Muskelkraft → Maschinenkraft (Dampfmaschinen, Windmühlen, Wassermühlen), Pferdestärken → Kraftmaschinen und Kraftfahrzeuge (in denen die Pferdestärken noch nachwirken), Petroleumlampen → elektrisches Licht, Dampfmaschinen → Elektrizität – um nur einige Beispiele zu nennen.

Wesentliches Element der Energiewende sind die Nutzung der Sonnenenergie und der Windenergie. Stromspeicher und Wärmespeicher ergänzen dabei perfekt. Hinzu kommen weitere Energieformen, mit denen wir Wärme aus der Tiefe holen, teilweise damit auch Strom erzeugen können, organische Abfälle in Wärme und Strom aus Biogas, Deponie-, Klär- und Grubengas umwandeln.

Noch komplexer wird die Energiewende aber dann, wenn weder Sonnenenergie als auch Windenergie in einer mehrtägigen Dunkelflaute ausreichend verfügbar sind. Die vorliegende Studie versucht, die Bedenken auch einer längeren Dunkelflaute zu nehmen. Denn immer wieder wird die Notwendigkeit von Erdgas- und/oder Wasserstoffkraftwerken betont. Das jedoch ist ein Irrweg, der fossile LockIns geradezu herausfordert.

Niemand will oder kann über Tage oder Wochen auf die alltäglich benötigte Energie verzichten. Dabei trifft die Studie gewisse Grundannahmen und geht bewusst an die Grenzen dessen, was tatsächlich in etwa 20 Jahren, dem für Deutschland politisch festgelegten Zeitpunkt der Klimaneutralität, wirklich notwendig sein wird. Die bis 2045 zu erzielende Effizienzsteigerung wurde daher bewusst konservativ begrenzt. Uns ist aber bewusst, dass der technologische Fortschritt auch im Hinblick der Effizienzerhöhung fortschreitet. Damit würde sich auch die benötigte Energie nach unten begrenzen lassen.

Wichtig war zu zeigen, dass die Überbrückung von Dunkelflauten mit Hilfe der „Dunkelbrücke“ gut zu bewältigen ist und bezahlbar bleibt. Allein die Einsparungen bisheriger Importe fossiler Energien reichen aus, um das Residualkonzept gegenzufinanzieren. „Dunkelbrücke“ heißt dabei, dass vollständig auf fossile Energien verzichtet wird. Auch Wasserstoff spielt künftig für die Stromerzeugung keine wesentliche Rolle. Das verbietet sich allein aus Effizienzgründen. Wichtig war auch das Augenmerk auf Versorgungssicherheit und – gerade in global unsicheren Zeiten – auf ein Höchstmaß an Resilienz gegenüber Extremwetterereignissen aber auch gegen Sabotage und ggf. militärische Angriffe.

1 Summary

The presentation analyzes Germany's energy needs for climate neutrality by 2045,

projecting total electricity demand at ~1,617 TWh (down from 2,324 TWh primary energy today due to efficiency gains and electrification). It identifies ~62 TWh required to bridge a 10-day Dunkelflaute (dark doldrums), reducible to ~46 TWh with load flexibility.

Key solutions include diverse residual energy sources (waste incineration, run-of-river hydro, biomass/biogas/gas turbines on special gases like landfill/mine gas and biogas) and multi-technology storage (pumped hydro, CAES, flow batteries, gravity, energy spheres). Cellular smart grids, accelerated smart meter rollout, sector coupling, and local energy communities could save €500–700 billion in system expansion costs by 2045.

Rejects new natural gas plants (favoring 5 GW special gas turbines instead); outlines a 20 -year action plan emphasizing technology openness, resilience, and import independence.

Consequently, the necessary infrastructure must be expanded in good time to ensurance meeting the requirements of expansion of renewable energy and avoiding misallocation of funds.

2 Wie wird sich der Energiebedarf bis 2045 voraussichtlich entwickeln?

2.1 Wie viel Energie verbrauchen wir heute?

Bei der Betrachtung des Energieverbrauchs von heute dürfen wir nicht nur den Stromverbrauch betrachten sondern müssen uns auch alle weiteren Energiearten wie z.B. die Wärme für die Gebäudeheizung, die Prozesswärme für die Industrie, Benzin, Diesel etc. für die Mobilität (=Endenergie) ansehen. Vor allem aber müssen wir unsere Augen auf die Primärenergie richten. Sie definiert die Menge des Verbrauchs an Endenergie.

Vor Beginn der Energiewende waren dies nahezu ausschließlich fossile Energiearten, also Kohle (Braun- und Steinkohle), Torf, Erdöl oder Erdgas. Einzige Ausnahmen waren Wasser, Biogas oder Holz – sofern dies aus nachhaltiger Forstwirtschaft kam. Wichtig ist auch die Überlegung, wo die Summe der Primärenergieträger herkommt. Zwar hatten und haben wir auch in Deutschland einige Lagerstätten für fossile Energieträger, doch die sind mit konventionellen Methoden nicht mehr wirtschaftlich zu gewinnen. Deshalb wird bei Erdgas z.B. immer öfter das Fracking gefordert.

Steinkohle z.B. wurde über 200 Jahre lang im Tiefbergbau gefördert. Folgen waren nicht nur massive Bergsenkungen sondern auch die beschönigend „Landschaftsbauwerke“ genannten Bergehalden für den Abraum. Die Nutzung der Steinkohle sorgte für eine hohe (Fein-)Staubbelastung der Luft, Rußablagerungen und erhebliche Schadstoffkonzentrationen oft organischen Ursprungs.

Braunkohle wird auch heute noch an der Lausitz in großen Tagebauen gefördert, die gigantische Narben in der Landschaft hinterlassen und vielen tausend Menschen die Heimat nahmen. Zahlreiche Dörfer fielen dem Flächenfraß der Bagger zum Opfer. Dazu ist Braunkohle im Hinblick auf Schadstoffe und Treibhausgase noch deutlich relevanter als Steinkohle.

Das Wasser trägt schon seit vielen hundert Jahren dazu bei, dass Maschinen angetrieben werden. Zunächst erst direkt in Form der Wassermühlen, die über Getriebe Hammerwerke zum Schmieden von Metallen antrieben oder Mühlsteine zum Mahlen von Getreide.

Später trieben sie Generatoren an, mit denen Strom erzeugt wurden. Heute sind es meist Turbinen in modernen Laufwasserkraftwerken. - Daneben kann Wasser aber auch durch die Nutzung potentieller Energie in Röhren von Pumpspeicheranlagen oder an Staumauern von Stauseen Strom erzeugen.

Die Nutzung der Windenergie trieb zunächst Windmühlen an, die heute noch teilweise landschaftsbildprägend als Denkmäler sichtbar sind. Sie trieben früher Mühlsteine der Getreidemühlen an. Aber sie könnten auch einen Generator zur Stromerzeugung antreiben. Heutige Windkraftanlagen, deren Masten immer höher und deren Rotoren immer größer gebaut werden, sind heute ein elementarer Baustein im Energiemix der modernen klimaneutralen Energieerzeugung.

Torf wurde über viele Jahrzehnte zur Energiegewinnung genutzt. Der Torfabbau sowie der durch Trockenlegung und spätere Ackernutzung verursachte Torfschwund führte dazu, dass die ehemalig bedeutende natürliche Kohlenstoffsenke zu einer Emissionsquelle für Treibhausgase (vor allem CO_2, CH_4 und N_2O) wurde. Inzwischen wurde die Bedeutung intakter Moore nicht nur für die Kohlenstoffspeicherung sondern auch für die Biodiversität erkannt. Es entstanden Programme zur Wiedervernässung von Mooren, was unter den Landwirten nicht immer auf Gegenliebe stößt.

Bei der Nutzung von Holz als nachwachsendem Energieträger sollte es sich um Holzabfälle handeln oder Einschlag aus nachhaltiger Forstwirtschaft. Die dafür vorgesehenen Feuerstätten sollten die Verbrennung optimieren und über Katalysatoren und Filter Schadstoffe und Feinstaub zurückhalten. Das Holz muss gut abgelagert (also trocken) sein, und im Forst müssen genau so viele Bäume kontinuierlich nachwachsen, wie entnommen werden. Vorteilhafter ist jedoch die langfristige Nutzung z.B. als Bau- oder Möbelholz, damit der gebundene Kohlenstoff möglichst lange dem Kreislauf entzogen wird.

Bei allen anderen fossilen Energieträgern wie Erdöl, Erdgas und inzwischen auch Steinkohle, handelt es sich weitgehend um Energieimporte. Oft stammen diese aus Ländern mit politisch autoritären Regimen, bei denen die Menschenrechte keine große Beachtung finden oder die die Verfügbarkeit von Erdöl und Erdgas für die Erreichung ihrer eigenen politischen Ziele missbrauchen. Der Präsident der Internationalen Energieagentur (IEA) fragte kürzlich verwundert, warum sich Europa, warum sich Deutschland so sehr an die fossilen Energien klammern. Sie hätten doch kaum Vorräte davon. - Völlig richtig. Europa und damit auch Deutschland machen sich dadurch von Drittstaaten abhängig, zuweilen auch erpressbar.

Aber kommen wir zur eigentlichen Frage: Wie viel Energie verbrauchen wir heute? Da nahezu alle Energie aus fossiler Primärenergie gewonnen wird und dazu der Strom aus erneuerbaren Energien addiert werden muss, schauen wir uns das doch mal in einer Tabelle an und vergleichen dabei die Sektoren (TWh/a; Stand: 31.12.2024, Quelle: AG Energiebilanzen):

Sektor	Wärme/Kälte	Mechanische Energie	sonstige	Summe
Verkehr				
Strom	0,70	11,28	1,33	13,31
Gase	0,00	1,89	0,00	1,89
Mineralöl	3,22	640,39	4,52	648,13
Sonst. Erneuerbare	0,17	34,19	0,25	34,61
			Summe Verkehr:	**697,94**
Haushalte / Wohngebäude				
Strom	99,61	5,00	24,67	129,28
Gase	259,00	0,00	0,00	259,00
Heizöl	112,89	0,00	0,00	112,89
Fernwärme	51,19	0,00	0,00	51,19
Holz	79,97	0,00	0,00	79,97
Kohle	3,28	0,00	0,00	3,28
Kohle	9,31	0,00	0,00	9,31
Wärmepumpen	18,08	0,00	0,00	18,08
			Summe Haushalte / Wohngebäude:	**663,00**
Bergbau / Verarbeitendes Gewerbe				
Strom	63,86	135,94	17,11	216,91
Gase	204,92	6,47	0,00	211,39
Heizöl	15,69	0,22	0,00	15,91
Fernwärme	44,83	0,00	0,00	44,83
Kohle	109,08	0,00	0,00	109,08
Erneuerbare Energien	41,72	0,00	0,00	41,72
Sonstige	19,92	0,00	0,00	19,92
			Summe Bergbau / Verarbeitendes Gewerbe:	**659,78**
Gewerbe/Handel/Dienstleistungen (GHD)				
Strom	39,36	11,11	84,05	134,52
Gase	102,70	0,00	0,00	102,70
Heizöl	20,30	0,00	0,00	20,30
Fernwärme	8,70	0,00	0,00	8,70
Kohle	0,00	0,00	0,00	0,00
Erneuerbare Energien	35,22	2,28	0,00	37,50
			Summe Gewerbe/Handel/Dienstleistungen (GHD):	**303,72**
			Gesamtsumme:	**2.324,44**

Das sind grob gerundet etwa 2.400 TWh/a Energie.

2.2 Was bewirkt die für Klimaneutralität bis 2045 notwendige Elektrifizierung?

Bekannt ist, dass im Wesentlichen klimaneutraler („grüner“) Strom aus Wind, Sonne, Wasser, Wellen und Geothermie zu erzeugen ist. Deshalb heißt das Stichwort **Elektrifizierung**. Aber lässt sich tatsächlich alles elektrifizieren?

Bei der privaten Mobilität sowie den öffentlichen Verkehrsmitteln sind Elektroantriebe bereits in der Praxis erprobt und verbreitet. Auch im Schiffsverkehr kommen elektrische Antriebe bereits zum Einsatz.. Sogar der Luftverkehr ist in Grenzen elektrifizierbar. Batterieelektrisch betriebene Flugzeuge gibt es inzwischen auf kurzen und teilweise Mittelstrecken. Dabei sind erhebliche Fortschritte hinsichtlich der Antriebs und Batterietechnik zu erwarten – mit großen Anteilen aus Deutschland.

Ein Problem bisher war die erhebliche Abhängigkeit der Industrie von kohlenstoffhaltigen (fossilen) Energieträgern. Dank der von Boston Metal weiterentwickelten MOE (Molten Oxid Electrolysis oder Schmelzflusselektrolyse) sind Stahlwerke inzwischen in der Lage, ihren Stahl rein elektrisch zu produzieren. Die Straffung der prozessualen Abläufe und der völlige Ausschluss von Gasen ermöglichen deutlich bessere Qualitäten und eine zeiteffizientere Produktion als in herkömmlich mit fossilen Brennstoffen betriebenen Hochöfen. Auch Wasserstoff zur Direktreduzierung bietet keine Effizienzvorteile. Der Strom für MOE kommt aus Wind- oder Sonnenkraft.

Hohe Temperaturen für Glaswerke, Papierfabriken oder andere Werke, in denen hohe Temperaturen für Prozesswärme gebraucht werden, können auch über elektrische Öfen betrieben werden – Lichtbogenöfen oder Plasmabrenner. Dabei sind Temperaturen bis über 3.000°C möglich.

2.3 Wie viel Energie wird voraussichtlich in 2045 benötigt?

In der Betrachtung ist zu berücksichtigen, dass sehr viel fossile Primärenergie eingespart wird, dass Maschinen, Kfz, Haushaltsgeräte usw. durch technische Weiterentwicklung viel effizienter werden. Auf der anderen Seite werden Windräder, Fotovoltaikmodule usw. steigende Wirkungsgrade haben und daher bei oft gleicher Größe immer mehr Strom erzeugen können.

Die folgende Übersicht stellt den gegenwärtigen jährlichen Energiebedarf (Primärenergie-verbrauch 2024, Werte in TWh) dem prognostizierten Endenergiebedarf in 2045 gegenüber. Dabei wurden die Effizienzsteigerung und höhere Wirkungsgrade z.B. von Wärmepumpen im Vergleich zu Öl-/Gasheizungen oder BEV im Vergleich zu Fahrzeugen mit Otto- oder Dieselmotor eingerechnet.

Verwendungszweck	Aktueller Energieaufwand	Energieaufwand 2045
Wärmeerzeugung		
Verkehr	4,09	1,36
Haushalte/Wohngebäude	633,33	422,22
Bergbau/verarbeitendes Gewerbe	500,02	450,02
GHD	206,28	68,76
Summe Wärme:	**1.343,72**	**942,36**[1]
Mechanische Energie		
Verkehr	687,75	412,65[2]
Haushalte/Wohngebäude	5,00	4,00[3]
Bergbau/verarbeitendes Gewerbe	142,63	128,37[4]
GHD	13,39	10,71[5]
Summe mechanische Energie:	**848,77**	**555,73**
Sonstiges		
Verkehr	6,10	5,49
Haushalte/Wohngebäude	24,67	22,20
Bergbau/verarbeitendes Gewerbe	17,11	15,40
GHD	84,05	75,65
Summe Sonstiges:	**131,93**	**118,74**[6]
Gesamtenergieverbrauch:	**2.324,42**	**1.616,83**

Dieses Szenario spiegelt eine relativ konservative Einschätzung der Effizienzgewinne bis 2045 wieder. Sie befindet sich damit am oberen Level der bekannten Studien. Damit wird die gegenwärtig sehr restriktive öffentliche und politische Haltung gegenüber technischen Neuerungen z.B. im Hinblick auf die rein batterieelektrische Mobilität oder gegenüber der

1 Effizienzerhöhung durch Wärmepumpen mit COP 3, d.h. 3 kWh Wärme bei 1 kWH Stromeinsatz. Prozesswärme bei Industrie/Gewerbe mit Effizienzsteigerung um 10% bei einem Anteil von 50% WP.

2 Annahme: Reduzierung des Fahrzeugbestandes auf 80% und einem Anteil BEV von 50% sowie Effizienzerhöhung um 50% durch BEV.

3 Annahme: sukzessiver Austausch von Haushaltsgeräte durch effizientere Neugeräte (Faktor 0,8).

4 Annahme: effizientere Maschinen und Geräte (Faktor 0,9).

5 Annahme: effizientere Maschinen und Geräte (Faktor 0,8).

6 Annahme: Effizienzsteigerung um 10%.

Wärmepumpentechnik Rechnung getragen. Der für 2045 zu erwartende Stromverbrauch (1.617TWh) liegt damit etwa um den Faktor 3,5 über dem heutigen Stromverbrauch (2024: 464TWh), spiegelt aber auch nur knapp 70% des heutigen gesamten jährlichen Energieverbrauchs (Primärenergie; 2024: 2.324TWh) wieder. In 2025 wurden 257,5 TWh Strom aus erneuerbaren Energien ins Netz eingespeist. Das macht gemessen am Stromverbrauch gut 56% aus. Also müssen wir 2045 mehr als 6 Mal so viel Strom aus erneuerbaren Quellen ins Netz einspeisen als heute. Aber: fast 2,2 TWh Strom aus erneuerbaren EE-Anlagen wurden 2025 nicht ins Stromnetz gelassen, weil die Stromnetze nicht so viel Strom aufnehmen und verteilen konnten (Redispatch).

2.4 Benötigter Stromnetzaus- und -umbau

Wir wissen, dass Strom aus Windenergie und aus solarer Einstrahlung nicht in beliebigem Umfang und zu jeder Zeit verfügbar ist. Die Bedingungen für die Erzeugung solaren und Windstroms können sich schnell ändern (Kalmen, Bewölkung, etc.). Jedoch ergänzen sich im Normalfall Wind und Sonne recht gut, so dass wir allein durch deren Kombination eine geglättete Erzeugungskurve bekommen. Dennoch sind die verbliebenen Schwankungen auszugleichen, um die Stromnetze nicht zu überlasten. Zudem sind auch mehr oder weniger kurze Zeiträume zu betrachten, in denen weder PV noch Windkraftanlagen nennenswerte Beiträge zur Deckung der Stromnachfrage leisten. Ein wesentlicher Beitrag dazu ist der Ausbau und Umbau nicht nur der Übertragungsnetze sondern auch und ganz besonders der Verteilnetze.

Die wesentlichen Punkte zur Anpassung der Verteilnetze sind:

1. der massive Ausbau der Netze;
2. ein zellularer Umbau der Netze;
3. die Integration systemdienlicher Stromspeichern in die Netze;
4. die Installation räumlich verteilter saisonaler Stromspeicher;
5. eine dramatische Beschleunigung des SmartMeter-Rollouts;
6. die Förderung und Integration von Nahenergiegemeinschaften;
7. die Sektorkopplung.

2.4.1 Netzausbau

Natürlich muss das Stromnetz physisch massiv ausgebaut werden. Für die Übertragungsnetze, die sich von den deutschen Küsten verzweigt nach Süden ziehen, liegen die Pläne bei der BNetzA bereits weitestgehend vor. Ein geringer Teil davon ist bereits fertig. Aber die noch verbleibenden HGÜ müssen deutlich beschleunigt werden - bei der Planung, der Genehmigung und auch bei der Realisierung.

Die Übertragungsnetze dienen einerseits dazu, den Strom aus den Regionen Deutschlands, in denen sehr viel Strom produziert wird (das sind oft die Offshore-Windenergieparks in Nord- und Ostsee, aber auch landgestützte Windparks und große PV-Anlagen in Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg) in die Regionen, in denen sehr viel Strom gebraucht wird. Das wiederum sind die Industriezentren in Bayern, Baden-Württemberg und Nordrhein-Westfalen. Ein möglicher Weg, dies

zu ändern bestünde darin, künftig energieintensive Industrien dort anzusiedeln, wo ausreichend Energie erzeugt wird.

Die Übertragungsnetze integrieren Deutschland zudem in das europäische Verbundnetz. Das dient nicht nur dem Stromhandel sondern auch der Versorgungssicherheit. Denn wenn in einem Teil Europas zu wenig Strom produziert wird, kann dieser Strommangel durch das Verbundnetz mit Strom aus Ländern mit Stromüberschüssen ausgeglichen werden.

Neben dem Übertragungsnetz gibt es die Verteilnetze (VN), die von über 860 VNB (Verteilnetzbetreibern) ausgebaut und betrieben werden. Genau diese VN sind besonders wichtig und machen gegenwärtig die meisten Probleme. Gleichwohl sind diese Netze gemäß §11 Abs.1 und §12 EnWG bedarfsgerecht auszubauen und zu optimieren.

Während bisher die Verteilnetze mehr oder weniger „Einbahnstraßen“ waren, in denen Strom von zentralen Kraftwerken zu den dezentralen Verbrauchern verteilt wurde, gibt es heute immer mehr Prosumer, die nicht nur Strom verbrauchen sondern auch einspeisen. Dagegen werden zunehmend zentrale Kohlekraftwerke abgeschaltet, so dass sich die Landschaft der Stromerzeuger immer mehr dezentralisiert. Etwa 10% der VNB mit mehr als 100.000 Netzanschlüssen sind schon heute verpflichtet, Netzausbaupläne (NAP) aufzustellen, fortzuschreiben und mit den HGÜ-Betreibern abzustimmen. Sie verfügen oft bereits über verteilte Sensoren im Netz, um diese in Echtzeit zu überwachen um bei Störungen sofort eingreifen zu können.

Dagegen steuern die übrigen knapp 800 VNB ihre Netze quasi im Blindflug bzw. anhand von Modellen, die auf der Grundlage von Erfahrungswerten entwickelt wurden. Echtzeitinformationen über aktuelle Netzzustände haben sie nicht. Eventuelle Stromüberschüsse werden derzeit auf höhere Spannungsebenen (HGÜ) gedrückt, was die HGÜ-Betreiber nicht wirklich freut.

2.4.2 SmartMeter-Rollout

Helfen könnte bereits, was auch von den Übertragungsnetzbetreibern gefordert wird, eine massive Beschleunigung des SmartMeter Rollouts. Damit würden alle VNB in die Lage versetzt, ihre VN in Echtzeit zu überwachen und könnten proaktiv gegensteuern, wenn etwas aus dem Takt gerät. Dagegen werden die VN von den kleinen VNB heute lediglich reaktiv gesteuert. D.h. die Techniker greifen ein, wenn irgendwo eine oder mehrere Sicherungen rausfliegen oder eine Umspannanlage anfängt zu glühen.

Mit SmartMetern allein ist es nicht getan. Es müssen schon intelligente Messeinrichtungen sein. Diese ergänzen SmartMeter um ein integriertes Gateway, was sie befähigt, im 15-Minutentakt Messdaten an „ihre“ VNB zu übermitteln. Auch die Endkunden hätten davon Vorteile, denn sie würden durch die Kenntnisse über ihre Echtzeitverbräuche, die sie jederzeit per App einsehen können, für ihr Stromverbrauchsverhalten sensibilisiert. Bei Endkunden mit hohen Stromverbräuchen (>6.000kWh/a) sind intelligente Messeinrichtungen bereits Vorschrift, bei Wärmepumpen und PV-Anlagen auch. Dennoch liegt die Flächenabdeckung intelligenter Messeinrichtungen bei weniger als 3%. Zum Vergleich: Zahlreiche Nachbarländer haben bereits Flächenabdeckungen von 80%-100%.

Noch besser wäre es, wenn alle VNB, also auch die kleinen, zur Aufstellung von NAP verpflichtet würden, die mit den Übertragungsnetzbetreibern abzustimmen sind. Damit würden auch die großräumigen Übertragungsnetze auf Hoch- und Höchstspannungs-

ebene entlastet. Bei annähernd flächendeckendem Rollout (95%) sind Einsparungen bei Systemausbaukosten von etwa 40Mrd.EUR oder mehr möglich. Zusätzlich können die Netzentgelte um bis zu 8 Mrd.EUR/Jahr (oder bis zu 180 EUR/(Haushalt*Jahr)) entlastet werden.

2.4.3 Zellulare Netze

Zur Netzstabilität und Versorgungssicherheit kann der Umbau der VN in möglichst autarke Teilnetze (Zellen) beitragen. Damit steigt auch die Resilienz vor Extremwettern, Sabotage und militärische Anschläge. Das ist gerade in den heute global politisch unsicheren Zeiten von großer Bedeutung. Viele kleine Ziele können nicht so leicht getroffen werden wie wenige große Ziele.

Diese Netzzellen sollten schwarzstartfähig sein. Im Falle eines Störfalls müssen sie in der Lage sein, die für den Netzbetrieb nötige Spannung und Frequenz selbstständig wieder aufzubauen. Dazu tragen u.a. schwarzstartfähige, netzbildende Wechselrichter bei. Gleichzeitig gewährleisten sie eine sehr hohe Resilienz gegenüber Sabotage oder anderen unerwarteten Störungen. Dadurch wird eine Kostenersparnis bis zu 50 Mrd. EUR für das Gesamtsystem erreicht.

2.4.4 Systemdienliche Stromspeicher

Zur Stabilität tragen vor allem auch systemdienliche Stromspeicher bei. Sie speichern einen etwaigen Stromüberschuss (z.B. bei mittäglich intensiver Sonneneinstrahlung oder starkem Wind) ein und geben den gespeicherten Strom zeitversetzt wieder ins Netz, wenn der Strombedarf durch die erneuerbaren Energien nicht mehr gedeckt werden kann.

Bereits heute sind besonders die mittäglichen Stromüberschüsse zwischen März und Oktober teilweise so hoch, dass die Strompreise an der Leipziger Strombörse für die Dauer von 4-8 Stunden oft negativ werden, womit Anreize gesetzt werden, in diesen Zeiten möglichst viel Strom zu verbrauchen, um die Stromnetze zu entlasten.

Es gibt zahlreiche unterschiedliche Stromspeicher, um kurzfristige Netzüberlastungen auszugleichen oder über längere Zeiträume (z.b.saisonal) Strom zwischenzuspeichern. Mit sehr hoher Leistungsdichte können Superkondensatoren, FlyWheels, aber auch manche Batterien auf Spannungsschwankungen und Frequenzunregelmäßigkeiten reagieren. Andere wiederum (z.B. Flow-Batterien, Druckspeicher, Pumpspeicher u.a. sind etwas träger, dafür aber in der Lage, eingespeicherten Strom über eine längere Zeit zu bevorraten. Bei systemdienlichen Stromspeichern reichen Speicherdauern von Sekunden, Minuten, Stunden oder maximal Tagen völlig aus.

Systemdienliche Stromspeicher entlasten die Stromnetze. Sie verteilen den Strom über die Zeit und tragen dazu bei, dass der physische Netzausbau stark begrenzt werden kann. In Verbindung mit dem zellularen Netzumbau können sie bis 2045 Ausbaukosten in Höhe von 150-250 Mrd. EUR einsparen.

2.4.5 Saisonale Stromspeicher

Darüber hinaus gibt es die Notwendigkeit, Strom über einen längeren Zeitraum, saisonal, zu bevorraten. Dies ist aus zwei Gründen nötig: 1. gibt es längere Zeiträume, in denen es wenig Wind und wenig Sonne gibt. Das sind die sog. „Dunkelflauten“. Längere Dunkelflau-

ten von max. 14 Tagen sind extrem selten. Meist reicht die Überbrückung weniger Tage aus. Dennoch ist ausreichend Speicherkapazitäten erforderlich, um diese Dunkelflauten bestmöglich zu überbrücken. Geeignet sind dafür neben den Batteriespeichern die bereits gut bewährten Pumpspeicherkraftwerke, Stauwasserkraftwerke, Druckspeicher, in tiefe Gewässer versenkbare Energiekugeln, Flow-Speicher oder auch Gravitationsspeicher. Durch die Kombination systemdienlicher Dienstleistungen von Stromspeichern unterschiedlicher Technologie und Langzeitspeicherung von Strom sind zusätzlich bis zu 40 Mrd.EUR Einsparungen möglich.

2.4.6 Nahenergiegemeinschaften

Von besonderer Bedeutung sind Nahenergiegemeinschaften, wie sie das EU-Recht vorsieht. In ihnen wird sektorübergreifend Energie erzeugt und gemeinsam genutzt. Zwar gibt es erste Ansätze, dies rechtlich zu ermöglichen, doch ist es an der Zeit, die EU-Richtlinien (RED II, RED III) vollumfänglich in deutsches Recht umzusetzen. Ziel muss sein, dass das Teilen von Strom innerhalb einer Netzebene diskriminierungsfrei ermöglicht wird. So sehen es jedenfalls die EU-Richtlinien vor. Dabei würde das VNB maximal entlastet, und es könnten ebenfalls erheblich Kosten gemindert werden im Hinblick auf den physischen Ausbau. Eine Novellierung des EnWG ist dazu in der parlamentarischen Beratung und soll Mitte 2026 verabschiedet werden.

Sinnvoll wären dazu auch Quartiers-Stromspeicher, um über die Nacht und für die eigene Stromerzeugung (meist mittels PV) ungünstige Wetterlagen zu überbrücken. Auch die Wärme könnte sinnvollerweise gemeinschaftlich z.B. über eine Großwärmepumpe kombiniert mit einem Wärmespeicher erzeugt und über ein lokales Wärmenetz geteilt werden. Alles zusammen reduziert erheblich Investitionskosten im Vergleich zu individuellen Einzelinvestitionen.

Das Einsparpotenzial beträgt unter halbwegs optimistischen Annahmen zur Beteiligung etwa 60 Mrd. EUR bis 2045.

2.4.7 Sektorkopplung

Mit dem Betrieb von Maschinen und anderen Anlagen, in Rechenzentren, dem heimischen PC, selbst in Viehställen, bei der Vergärung von Gülle, der Behandlung von Klärschlamm, der thermischen Behandlung von Abfällen oder dem Betrieb stromerzeugender Turbinen, ebenso auch wenn Strom durch Leitungen fließt, entsteht Wärme, die oft einfach an die Umgebungsluft oder an Gewässer abgegeben wird. Abwärme sollte kein „Abfallprodukt“ sein sondern als marktfähiges Produkt verwertet werden. Immerhin beträgt der Energiegehalt der ungenutzten Abwärme nach Schätzungen etwa 200-300TWh.

Durch intelligente Sektorkopplung könnte die Abwärme Gebäude, Wohnungen, Werkshallen heizen. Dadurch wird die einmal erzeugte Energie maximal genutzt und benötigt daher den geringsten Aufwand zur Erzeugung von Wärme und Strom. Hierbei beträgt der Einspareffekt auf den Systemausbau bis zu 100Mrd.EUR.

2.5 Wie überbrücken wir eine maximale Dunkelflaute (14 Tage)

Tagesbedarf Strom:	4,49TWh		
Bedarf für Dunkelflaute	62,86TWh		14d ohne Lastflexibilität
Bedarf für Dunkelflaute	51,55TWh		14d mit 18% Lastflexibilität
Bedarf für Dunkelflaute	44,90TWh		10d ohne Lastflexibilität
Bedarf für Dunkelflaute	36,82TWh		10d mit 18% Lastflexibilität

Verglichen mit dem Ausgangswert ist davon auszugehen, dass 2045 rund 700 TWh Energie weniger benötigt wird als gegenwärtig. Welche Dauer ist aber für eine Dunkelflaute realistisch zu berücksichtigen? Ist eine 14tägige Dunkelflaute überhaupt planungsrelevant? Immerhin ist sie in den vergangenen 30 Jahren nie vorgekommen, damit also extremst selten. Möglicherweise ist in diesem extrem seltenen Fall ein eventuelles Stromangebotsdefizit durch Lastflexibilitäten und/oder Stromimporte auszugleichen. Denn eine solche Dunkelflaute ist flächendeckend für ganz Europa noch seltener.

Um ganz sicher zu gehen, wird in dieser Betrachtung der Gesamtbedarf für eine 14 bzw. 10tägige Dunkelflaute um 20% Sicherheitsaufschlag erhöht. Eine 10tägige Dunkelflaute benötigt rund 28,6% weniger Strom als eine 14tägige Dunkelflaute. Immerhin liegt die Wahrscheinlichkeit einer 10tägigen Dunkelflaute bei 0,2 pro Jahr und ist damit entscheidungsrelevant.

2.5.1 Welche Energien stehen grundsätzlich zur Verfügung?

Es gibt eine Vielzahl stromerzeugender Anlagen, die auch während einer Dunkelflaute nicht nur weiter betrieben werden können, sondern teilweise weiter betrieben werden müssen. Sie erzeugen in dieser Zeitspanne zuverlässig Strom für die Grundlast, so dass darüber hinaus nur die Lastspitzen abzudecken sind. Diese grundlastfähigen Anlagen dienen der thermischen Behandlung von Abfällen, Klärschlamm usw.. Daneben gibt es in erheblichem Umfang erneuerbare Energieträger, die gegenwärtig oft im täglichen Betrieb – in der Grundlast – verfeuert bzw. verstromt werden. Pyrolysegas, Biomasse oder Biogas könnten für die Erzeugung von Residualenergie gespeichert werden.

Andere mehr oder weniger „natürliche“ Gase entweichen zwangsläufig aus Deponien oder aus Bergbauanlagen und werden heute vielfach abgefackelt oder treten unkontrolliert in die Atmosphäre über. Sie wirken damit in hohem Maße klimaschädigend, weil deren Hauptbestandteil Methan kurzfristig (GWP20) bis zu 86 Mal, langfristig (GWP100) bis zu 30 Mal klimaschädigender wirkt als CO_2. Grubengas und Deponiegas könnten aber auch gespeichert und verstromt werden. In Gaskraftwerken und Gasmotoren können alle Sondergase unbehandelt verwendet werden. GuD-Kraftwerke sind anspruchsvoller hinsichtlich der Gasqualität und benötigen eine Trocknung und Reinigung von unerwünschten Gasbestandteilen (neben CO_2 vor allem Stickstoff, Wasserstoff, Sauerstoff/Argon in Spuren sowie Schwefelwasserstoff und Merkaptane/Thiole).

Laufwasserkraftwerke können auch in Dunkelflauten weiter betrieben werden – soweit ausreichend Wasser verfügbar ist.

Geothermische Kraftwerke sind aktuell noch nicht weit verbreitet, können jedoch auch in erheblichem Umfang zur Deckung der Grundlast beitragen.

Damit allein können wir unter dem Aspekt des steigenden Strombedarfs noch keine 10- oder 14 Tage Dunkelflaute überbrücken. Doch saisonale Stromspeicher, von denen allerdings bis 2045 noch sehr viele zu installieren sind, ergänzen zuverlässig die Zahl der Strom-Lieferanten in Zeiten höherer Stromnachfrage. Die nachfolgenden Kapitel widmen sich detaillierter den einzelnen Stromerzeugern und Stromspeichern

2.5.1.1 Müllverbrennungsanlagen (MVA)

Aktuell werden 68 MVA betrieben (Stand 2026), die mit **2-3GW$_{el}$** und 7,5GW thermischer Leistung **10,5TWh** Strom und 26TWh Wärme jährlich generieren. Von der Stromerzeugung werden 8TWh ins Netz eingespeist. Die anfallende Wärme wird regelmäßig zur Fernwärme-Versorgung verwendet.

2.5.1.2 Pyrolyseanlagen

20-30 industrielle Pyrolyseanlage erzeugen 40.000-50.000t Pflanzenkohle/a und binden darin CO_2. Die Pflanzenkohle oder CharCoal wird überwiegend zur Bodenverbesserung verwendet. Zusätzlich produzieren sie 5-10TWh Pyrolysegas/a zur Befeuerung der Pyrolysen und 10.000-20.000t Pyrolyseöl/a, das zur Raffinierung von Kraftstoff dient, zu einem geringen Teil auch verbrannt wird (Wärmeerzeugung). Da sie das Pyrolysegas für den Eigenbetrieb verwenden, tragen sie nichts für die Residualenergie bei.

2.5.1.3 Laufwasserkraftwerke

7.000 Laufwasserkraftwerke (LWK) mit 4GW Leistung erzeugen jährlich 15-18TWh Strom in 4.000-6.000 Betriebsstunden pro Anlage.

2.5.1.4 Sondergase

Als Sondergase werden alle die Gase bezeichnet, die zwar ähnlich wie Erdgas genutzt werden können, aber

1. etwas anders zusammengesetzt sind als Erdgas (Verunreinigungen) und meist feucht sind
2. nicht aus geologischen Prozessen entstanden sind sondern aus dem Zerfall meist organischer Stoffe in Deponien oder im Tiefbergbau
3. als Begleitprodukt bei der Verschwelung organischer Substanzen entstehen oder
4. ganz gezielt durch Fermentation oder anaerobe Vergärung gewonnen werden.

Sondergase können i.d.R. nicht in üblichen Gaskraftwerken verwendet werden. Sie können aber in speziell für diese Eigenschaften ausgerüstete Anlagen verstromt und die Abwärme genutzt werden. Oder die Sondergase werden zunächst getrocknet und von unerwünschten Bestandteilen gereinigt. Dafür gibt es spezielle Anlagen, die Deponiegas- oder Grubengas-Biomethananlage. Wenn jede Biogasanlage, jede Deponie mit nennenswertem Deponiegasaufkommen und alle Schachtanlagen mit Grubengasfassung oder – wo möglich – Cluster mit mehreren benachbarten Anlagen eine Gastrockung und -reinigung beigestellt bekämen, das auf die rund 20 Jahre bis 2045 verteilt, würde das eine Gesamtinvestition von 5-7 Mrd.EUR auslösen mit jährlichen Beiträgen von 250-300 Mio. EUR.

Insgesamt ließen sich allein mit Sondergasen jährlich über **80TWh** mit einer Kraftwerksleistung von mehr als **20 GW** Dauerleistung verfügbar machen. Der gegenwärtige Bestand an Gaskraftwerken aller Bautypen umfasst bereits über 35GW Kraftwerksleistung. Werden diese Kraftwerke künftig nur noch für die Erzeugung von Residualenergie genutzt, sollte der Kraftwerkspark um weitere 5TWh Gaskraftwerke ergänzt werden, um die benötigte Leistung und die benötigte Strommenge für eine 10tägige Dunkelflaute verfügbar zu machen.

2.5.1.4.1 Biomasseanlagen

Aktuell fällt Biomasse mit einem Energiegehalt von etwa 330TWh an. Knapp 1/3 (95TWh) wird zu Biogas vergoren. Knapp die Hälfte (159TWh/a) wird überwiegend in häuslichen Feuerstätten zur Wärmeerzeugung verbrannt. Nur ein geringer Anteil wird verstromt. Insgesamt 250 Feststoff-BHKW mit einer Gesamtleistung von $3GW_{el}$ / $8GW_{th}$ erzeugen jährlich rund 10TWh Strom und 25TWh Wärme, die in die Fern- oder Nahwärmeversorgung (70%), Heizungs- und Prozesswärme der Industrie (20%) und GHD (10%) geht. Die Stromerzeugung wird überwiegend bereits jetzt für die Bereitstellung von Residualenergie verwendet. Bei konsequenter Nutzung fester Biomasse und Umstellung der meisten Feststoff-Kraftwerke auf Reservebetrieb sollten dezentral kleinere Kraftwerkseinheiten von 10-20MW in einer Größenordnung von rund 30GW ergänzt werden.

2.5.1.4.2 Deponiegas

Jährlich strömen etwa 2,5 Mrd. m³ Deponiegas mit einem Energiegehalt von 7,5TWh aus Deponien. Davon sind 1,5Mrd.m³ reines Methan. Ein geringer Teil wird in KWK-Anlagen verstromt zu 0,2TWh Strom. Rund 100GWh Wärme werden überwiegend der Fernwärme zugeführt. Der Rest wird abgefackelt oder entweicht unkontrolliert. Weil nur noch fast ausschließlich inerte Abfälle abgelagert werden dürfen, sinkt die Methanentstehung in Deponiekörpern allmählich. Allerdings kann mindestens im Zeitraum der kommenden 20-30 Jahre noch mit erheblichen nutzbaren Deponiegasmengen gerechnet werden.

Es gibt hinsichtlich des Umgangs mit Deponiegas noch sehr viel Luft nach oben. Unkontrolliert entweichendes Deponiegas mit einem Anteil von knapp 50% Methan schädigt das Klima 20- bis 86-Mal stärker als CO_2. Daher ist es eigentlich unsere Pflicht, das gesamte Deponiegas zu fassen und energetisch zu verwenden. Statt der bisher verstromten Menge von 200GWh jährlich könnte der Ertrag auf etwa 3TWh jährlich gesteigert werden bei einem Wirkungsgrad von 40%. Die Stadtreinigung Berlin hat das Problem und die Chancen erkannt und 2025 den Bau einer Deponiegasreinigungsanlage beauftragt, um das getrocknete und gereinigte Deponiegas ins Erdgasnetz einzuspeisen.

2.5.1.4.3 Grubengas

Im Vergleich zu Deponiegas entweicht relativ wenig Grubengas aus den stillgelegten Grubenanlagen des Tiefenbergbaus mit Schwerpunktzentren im Raum Ibbenbüren, dem Ruhrgebiet und dem Saarland. Von etwa 150-200 Mio.m³/a mit einem Energiegehalt von 0,4-0,6TWh werden gegenwärtig 80-90% in BHKW zu 544GWh Strom und einem deutlich geringeren Teil Wärme umgewandelt. 5-10% werden abgefackelt. 5-10% entweichen. Auch hier gilt die gleiche Kritik wie beim Deponiegas. Bis 2035 könnten 1,82 Mrd.m³ gefasst und genutzt werden. Das entspräche rund 6 TWh Strom.

2.5.1.4.4 Biogasanlagen

In Deutschland werden 9.800 Biogasanlagen mit einer Produktion von 95TWh Biogas betrieben. Dieses Gas wird unterschiedlichst verwendet. Ein erheblicher Anteil geht in die Produktion von Biomethanol und anderen organischen Stoffen. Nur etwa 1/3 geht in die Verstromung mit einem Jahresertrag von 36TWh bei einer Wärmeerzeugung von 20TWh. Rund 11TWh werden als Biomethan für die eigene Fermenterheizung verwendet (60%), weitere 36% dienen extern zur Heizung von Anlagen und der Rest dient der Fernwärmeversorgung.

Der Stromertrag wird heute bereits zu einem erheblichen Teil der Deckung des Residualenergiebedarfs zugeführt. Jedoch verfügen zahlreiche Biogasanlagen noch nicht über entsprechende Gasspeicher oder sind nicht an das Gasnetz angeschlossen. Angesichts der recht intensiven Nutzung von Biogas gibt es nur einen geringen Spielraum für die weitere Steigerung des Stromertrags.

2.5.2 Stromspeicher

Stromspeicher ist nicht gleich Stromspeicher. Doch immer wenn von ihnen die Rede ist, sind Li-Akkus gemeint. Vor einigen Jahrzehnten waren noch Blei-Säure-Akkmulatoren die erste Wahl. Doch die Technik hat sich weiterentwickelt, auch und insbesondere bei Stromspeichern. Dabei sind die meisten der weniger bekannten Speichertechnologien teils weit mehr als 100 Jahre alt. - Heute werden sie zumindest in einigen Regionen wieder entdeckt. Merkwürdigerweise nur nicht in Deutschland – fast. Gemeint sind vor allem mechanische Speicher. Z.B. solche die wie ein Kreisel wirken – FlyWheels (Schwungradspeicher).

Deren Ursprung liegt eigentlich im Antrieb von Kraftfahrzeugen. Auch Busse oder Schienenfahrzeuge wurden mit Schwungrädern angetrieben. Ägypter, Griechen und Römer, auch Chinesen hatten vor tausenden Jahren bereits herausgefunden, dass man mit der Veränderung der Lage von Massen Energie speichern kann. Strom kannten sie zwar nicht – aber sie speicherten z.B. in höher gelegenen Wasserbecken potenzielle Energie, mit der sie ihre Mühlen antrieben, indem sie das Wasser über Schaufelräder strömen ließen.

2.5.2.1 *Elektrochemische Stromspeicher*

Liste der elektrochemischen Stromspeicher-Typen (Anhang1)

Welche Batteriespeicher werden heute verwendet?

Kategorie	Kapazität (GWh)	Leistung (GW)	Typen (Hauptanteil) battery-charts
Heimspeicher	15–20	8–10	Li-Ion LFP (99%)
Großspeicher gesamt	3–4	6–7	Li-Ion (90%), Na-Ion (5%), VRFB (5%)

Kategorie	Kapazität (GWh)	Leistung (GW)	Typen (Hauptanteil) battery-charts
- **Systemdienlich**	2,5–3	5–6	Li-Ion (Primärregelenergie, Handel)
- **PV/Wind-Puffer**	0,5–1	1–2	Li-Ion Co-Location
- **Saisonal**	0	0	Keine

Wie man der Tabelle entnehmen kann, spielen heute die Li-Akkumulatoren die dominierender Rolle: Mehr als 95% aller heute eingesetzten elektrochemischen Batterien verwenden Lithium. Sie haben sich in verschiedensten Formen gut bewährt. - Lithium gehört jedoch zu den „kritischen“ Rohstoffen und wird aktuell fast nur in Ländern gewonnen, die ihre Landschaft, die Natur, die Umwelt zerstören oder gravierend schädigen, mit denkbar schlechten Arbeitsbedingungen, um den weltweiten Lithiumhunger zu stillen. Darunter sind Länder wie Chile oder Argentinien, aber auch Australien. Selbst die Verarbeitung von Lithium überlassen wir China und haben damit eine Schlüsseltechnologie aus der Hand gegeben.

In Europa gibt es bedeutsame Vorkommen in Portugal, Tschechien, Serbien, Schweden oder Finnland, auch in Frankreich. Selbst in Deutschland gibt es Lithium, z.B. im Oberrheingraben. Dort kann es im Tiefengrundwasser gefördert und extrahiert werden. Damit wurde inzwischen auch begonnen. Weitere Vorkommen gibt es in Sachsen, in der Altmark und im norddeutschen Tiefland. Lithium zählt zu den häufigsten Elementen und ist häufiger als Blei, Gold oder Zinn und nur etwas weniger häufig als Kupfer.

Ein weiteres Problem sind die „Seltenen Erden“, die Grundlage nicht nur bei Batterien sondern in vielen anderen elektronischen Anwendungen sind. Während diese seltenen Erden in Europa (Skandinavien, Portugal, Griechenland), aber auch Deutschland in der Vergangenheit weitestgehend „vergessen“ wurden, untersucht man den Abraum der Magnetitgrube in Kiruna inzwischen auf seltene Erden. In Deutschland sind diese wichtigen Stoffe nur in geringen Mengen zu finden. China dominiert den Abbau mit über 70%. Die Extraktion des reinen Materials ist aufwändig und verursacht oft hohe Umweltbelastungen.

In den letzten Jahren wurden jedoch auch Batterien mit ähnlichen Eigenschaften aber ohne kritische Rohstoffe entwickelt. Dazu gehört Natrium. Es hat ähnliche Eigenschaften und ist nahezu unbegrenzt verfügbar (Meersalz, Kochsalz, …). Dazu ist es billig und einfach zu gewinnen. Inzwischen warten einige Batteriehersteller mit Batterien auf, die selbst die besten Li-Akkus deutlich übertreffen sollen: SolidState-Batterien auf der Grundlage von Na-Ionen und/oder Schwefel. Ein sehr großer chinesischer Batterieproduzent hat einen Na-Ionen-Feststoff-Akku entwickelt mit einer höheren Energiedichte als Li-Akkus, einer höheren Leistungsdichte, geringerem Gewicht, höherer Aufladegeschwindigkeit und einer sehr guten Zyklenfestigkeit. Obendrein ist der Akku nicht brennbar und preiswerter als Li-Akkus. Übertroffen wird er durch eine finnische Entwicklung, deren Eigenschaften schon als so gut herausstechen, dass sie von Vielen als

unglaubwürdig gelten. Immerhin will das Unternehmen noch in diesem Jahr einem neu entwickelten Motorrad zu einer Reichweite von 600km verhelfen. Aufladbar in 5-10 Minuten.

Insgesamt verfügen die heute installierten elektrochemischen Speicher über eine Leistung von rund 17GW und 25GWh Speicherkapazität. Li-Akkus und Na-Akkus zeichnen sich durch eine sehr schnelle Reaktion aus bei gleichzeitig hoher Leistungsdichte und geringen Speicherverlusten. In heutigen Heimspeichern werden nahezu ausschließlich LFP-Akkus verwendet. Sie sind robust und nahezu unbrennbar – daher auch sehr sicher. In der Mobilität kommen LFP-Akkus ebenfalls sehr häufig zum Einsatz. Aber zunehmend werden auch Na-Akkus verwendet – mit stark steigender Tendenz.

2.5.2.2 Sonderfall Flow-Speicher

Ein Sonderfall der elektrochemischen Batterien ist die Flow-Batterie. Bei ihr ist die Leistungseinheit vollständig vom flüssigen Elektrolyten getrennt. Dabei kann der Elektrolyt in beliebig großen Speicher, z.B. auch in Kavernen, bevorratet werden. In Kavernen sind die meisten Elektrolyte aufgrund ihrer chemischen Risiken nicht direkt speicherfähig. Sie können daher nur in dichten Tankbehältern gelagert werden.

Zur Überwindung der volumetrischen Begrenzungen herkömmlicher Flow-Systeme wird ein hybrider Speicheransatz verfolgt. Hierbei fungiert der Elektrolyt als mobiler Ladungsträger, der bei Energieüberschuss katalytisch Wasserstoff generiert, welcher in geologischen Kavernen oder stabilisierten Bergbauschächten langzeitgespeichert wird. Die Reversibilität des Systems ermöglicht es, den Wasserstoff bei Bedarf zur chemischen Rekonstitution des Elektrolyten zu nutzen, wodurch eine unmittelbare Rückverstromung über den bestehenden Battery-Stack realisiert wird. Dieser geschlossene Kreislauf minimiert Konversionsverluste und stabilisiert die Residuallastabdeckung.

Damit ist die Flow-Batterie beliebig skalierbar. Weil die Leistungszelle nur bei Gebrauch vom Elektrolyten umströmt wird, im Ruhezustand aber keinen Kontakt zu ihm hat, ist die Flow-Batterie sehr langlebig (>40 Jahre).

Typ	Elektrolyte	Zellspannung (V)	Energiedichte (Wh/l)	Vor-/Nachteile
Vanadium-Redox (VRFB)	V^{2+}/V^{3+} V^{4+}/V^{5+}	1,25–1,6	15–25	
Polysulfid-Bromid	Na-Polysulfid/Br_2	1,54	25–50	Günstig, korrosiv
Zink-Bromid	Zn/Br_2	1,85	50–80	Hohe Dichte, Dendriten
Eisen-Chrom	Fe/Cr	1,18	10–20	Günstig, reaktionsträge
Organisch/ Eisen-Organisch	Organika/Fe	1,2–1,5	20–40	Umweltfreundlich, Entwicklung

Der zur Zeit gebräuchlichste Elektrolyt ist Vanadium.

Ein Nachteil fast aller Flow-Akkus ist, dass die Elektrolyten fast alle für die Umwelt problematisch werden können. Daher werden zur Zeit organische Elektrolyten mit einem Eisenkomplex entwickelt. Sie eignen sich aufgrund der sehr guten Skalierbarkeit gut als saisonale Speicher. Zudem kann Strom nahezu verlustfrei über lange Zeiträume gespeichert werden. Allerdings ist ihr Wirkungsgrad mit etwa 75% niedriger als der andere Stromspeicher.

2.5.2.3 Mechanische Stromspeicher

Mechanische Speichersysteme können über verschiedene Speichermedien Energie sehr lange oder bei Gravitationsspeichern beliebig lange (nahezu) verlustfrei speichern. Andere wiederum weisen sehr hohe Energie- und Leistungsdichten auf bei nur geringer Speicherdauer. Zwei systemdienlich asbeitende FlyWheels gibt es bisher in Deutschland. Mechanische Stromspeicher sind sehr differenziert zu betrachten. Im Gegensatz zu den kleinen kompakten Batteriemodulen haben die mechanischen Stromspeicher größere Ausmaße.

Technologie	Leistung (GW)	Kapazität (GWh)	Status bves
Pumpspeicher (PSW)	6,4	40 (DE) +19 AT/LU	30 Anlagen, Basislast
Pump-Druckspeicher (CPHCAS)	0	0	Keine im Betrieb
Druckspeicher (CAES)	0,81	2,69	Saisonal, Residuallast
Energiekugeln	0	0	Pilot (StEnSea, Unterwasser)
FlyWheels	0,02–0,05	0,001	Systemdienlich, Kurzfrist (sR, BEWAG)
Superkondensatoren	0,01–0,02	<0,001	Hochleistung (Mikrosekunden)
Gravitationsspeicher	0	0	Pilot (Energy Vault, <1 MW)

Außerhalb Deutschlands gibt es mechanische Speicher jenseits von PSW (weltweit ~170 GW PSW): CAES (Huntorf DE 321MW/642MWh, McIntosh USA 110MW/2,86GWh, China 300 MW), Flywheels (USA Beacon Power 20 MW, Beacon Hill UK 500 MW), Gravitationsspeicher (Energy Vault China 25 MW/100 MWh, Gravitricity Schottland Pilot 250 kW), Supercaps (Siemens Beacon USA).

Beispiele

- **CAES**: Huntorf (DE, 321 MW/642MWh), McIntosh (USA, 110 MW/2,86GWh), Zhangjiakou (China, 100 MW/400MWh), Hubei (China, 300 MW/1,5GWh).
- **Flywheels**: Beacon Power (USA, 20 MW), Amber Kinetics (USA, 1 MW), Temporal Power (Kanada).
- **Gravitations**: Energy Vault (China, 25 MW), Gravitricity (UK, 250 kW Bergschacht).
- **Energiekugeln**: StEnSea (DE/NL Pilot, Offshore).

Trends: CAES/Gravitation skalieren; Flywheels Kurzzeit.

Drei weitere CAES sind in Europa geplant (Realisierungszeitraum bis 2028: Deutschland (Ahaus), Spanien und UK).

Ein Zubau von Pumpspeicherwerken ist naturgemäß sehr begrenzt. Nicht jedes Tal kann und sollte geflutet werden. FlyWheels spielen in Deutschland noch keine große Rolle. Ihre besonderen Eigenschaften: sie können in wenigen Millisekunden reagieren und mit sehr großer Leistung große Mengen Strom ins Netz einspeisen. Deshalb sind sie sehr gut als systemdienliche Speicher einsetzbar. Allerdings können sie Strom nicht über längere Zeiträume speichern.

Pump-Druckspeicher unterscheiden sich von CAES dadurch, dass sie Schwerkraft mit Druck kombinieren. Bei höherer Effizienz sind aber auch aufwändiger.

Eine interessante Lösung ist die von Fraunhofer IEE entwickelte Energiekugel, ein Hohlkörper, der in ausreichend tiefem Wasser versenkt wird. Sie funktioniert wie ein Pumpspeicher: Wird Strom gebraucht, strömt Wasser in die Kugel und treibt in den Einlassöffnungen Turbinen an. Ist EE-Strom in ausreichender Menge da, können die Turbinen das Wasser wieder nach außen drücken. Bei gleichem Volumen steigen die Speicherkapazität und die Leistung mit dem Umgebungsdruck. Ideal wäre die Energiekugel z.B. in den künftigen, z.T. sehr tiefen Tagebaurestseen oder als Pufferspeicher für Offshore-Windparks.

Gravitationsspeicher sind sehr flexibel, haben aber keine besonders hohe Leistungsdichte. Unsichtbar als Einbauten in Hochhäusern können sie die Eigenversorgung des Gebäudes stärken. - Zudem sollten Aufzüge die Rekuperation „lernen“, womit sie bis zu 40% ihrer Energie zurückgewinnen könnten. Aber auch als Krananlage oder Rampenanlage können sie eingesetzt werden. Weil sie in Minutenschnelle reagieren, sind sie auch als Backup für die Residualenergie einsetzbar.

Hochleistungskondensatoren gehören eigentlich nicht zu den mechanischen Speichern, sind aber auch keine chemischen Speicher. Zwei Elektroden werden durch eine nicht leitende Trennschicht voneinander getrennt. Aufgeladen „sortieren“ sich freie Elektronen auf den Elektroden gegenüber positiven Kationen. Sie zeichnen sich durch extreme Ladungs- und Reaktionsgeschwindigkeit sowie durch eine sehr hohe Ladungsdichte aus und sind sehr robust. Lange können sie ihre Ladung nicht halten. Hervorragend geeignet sind sie für systemdienliche Anwendungen in den Netzen. Sie können sehr kurzfristige Spannungsspitzen ausgleichen und wirken frequenzstabilisierend.

2.5.3 10-tägige Grundlast + Speicherkapazitäten für die Dunkelflaute

Eine Dunkelflaute ist definiert als eine Zeitspanne von wenigstens 24 Stunden, in der die Stromerzeugung dauerhaft unter 10% der Nennleistung sinkt. Dagegen sollen die üblichen Stromverbraucher möglichst so weiter betrieben werden wie bisher. D.h. also Klimaanlage und/oder Wärmepumpe an – Kaffee kochen, Wasser aufbrühen, Fernsehen schauen. Der PC läuft auf Hochtouren, das eAuto wird geladen. Das heißt aber auch: Volle Beleuchtung in den Straßen und Häusern, Läden haben geöffnet, die Industrieanlagen laufen wie sonst auch (Fließbänder, Stahlöfen, Schweißanlagen, Elektrolyseure für Wasserstoff, etc.). Allein die Chemieindustrie bräuchte jährlich ca. 64TWh Wasserstoff. Den wollen wir natürlich nicht importieren, denn wir wollen uns ja nicht wie bisher von Drittländern abhängig machen. Aber für die Elektrolyse dieser Menge Wasserstoff werden bereits 99,44TWh Strom benötigt. Der ist bereits berücksichtigt im Jahresstrombedarf von 1.616,83TWh.

Über den Zeitraum von 14 Tagen steht nahezu kein Strom aus Sonnen- und Windenergie zur Verfügung. Der Tagesstromverbrauch liegt bei 1.616,83/365=4,43TWh/d. In 14 Tagen besteht damit ein Strombedarf im Jahr 2045 von 4,43*14=62,02TWh. Allerdings tritt eine so lange Dunkelflaute fast nie ein. Eine Verkürzung der Zeitspanne um 6 auf 8 Tage ist

Wahrscheinlichkeit einer Dunkelflaute		Deutschland	im europ. Verbundnetz
	<2 Tage	5-10x/Jahr	2x/Jahr
	<8 Tage	Alle 10 Jahre	<0,2x/Jahr
	14 Tage	0x (seit 1995)	<1%/Jahr

noch immer sehr selten, mit einer Wahrscheinlichkeit von <20% aber schon entscheidungsrelevant. Sicherheitshalber rechnen wir noch 2 Tage hinzu und können damit sicher gehen, dass wir auf alle realistisch denkbaren Wetterkonstellationen mit gleichzeitig fehlender Sonneneinstrahlung und umfassender Kalmen (Windflauten) vorbereitet sind.

In der heutigen Zeit würden wir sogar schon mit vorhandenen Bordmitteln, sprich Batteriespeichern, Müllverbrennungsanlagen, Pumpspeicher, Druckspeichern, usw. und mit den Gas- und Kohlekraftwerken fast über die Runden kommen. Der betrachtete Zeithorizont liegt aber auf dem Jahr 2045. Zu dieser Zeit soll die Energieversorgung entsprechend der politischen Vorgaben zu 100% klimaneutral sein.

Der dann sehr viel höhere Strombedarf wird recht zuverlässig durch Sonne und Wind, erzeugt. Es wird erhebliche Erzeugungsspitzen geben bei starker Sonneneinstrahlung und/oder hohen Windgeschwindigkeiten. Diese werden in zahlreichen dezentralen Stromspeichern aus dem Netz genommen und für spätere Zeiten gespeichert. Bis 2045 sind allerdings noch erhebliche Anstrengungen zum Ausbau der gesamten Energieinfrastruktur zu leisten. Biogas, Klärgas, Deponie- und Grubengas, Müllverbrennungsanlagen, Geothermiekraftwerke, Stromspeicher, Wärmespeicher usw. unterstützen dabei. Manche der genannten Anlagen mit Stromerzeugungsüberschuss laufen auch in Dunkelflauten weiter – müssen weiterlaufen - wenn Wind und Sonne mal nicht aktiv sind. Aber das allein ist noch nicht ausreichend.

Batteriespeicher, dazu Stauseen mit Fallwasserkraftwerken, Pumpspeicherwerke, Druckspeicher, FlyWheels, Flow-Batterien und andere mehr runden die Speicherinfrastruktur ab. Geothermiekraftwerke tragen ebenso wie Gaskraftwerke mit Sondergasen, Biomassekraftwerke und Müllverbrennungsanlagen gemeinsam mit

Laufwasserkraftwerken sorgen für eine zuverlässige Deckung der Grundlast. Sektorkopplung wird eine zunehmende Rolle spielen, denn meistens wird neben Strom auch Wärme erzeugt, die ausgekoppelt werden kann. Umgekehrt kann über Anlagen zur Wärmespeicherung auch Strom produziert werden. Beispiele sind Salzspeicher, in denen sehr hoch temperierte Wärme (bis 1.000°C) lange gespeichert wird. Mit dieser Wärme könnten auch Stromgeneratoren über Turbinen angetrieben werden. Geothermische Kraftwerke erzeugen bei Kraft-Wärme-Kopplung neben der Wärme auch Strom. Die Fahrakkus von Autos können, soweit sie dafür eingerichtet sind, ihren gespeicherten Strom auch ins Netz einspeisen. Industrieanlagen sollten ihre Abwärme der Fernwärme zuführen. Diese beispielhafte Aufzählung kann deutlich ergänzt werden. Eventuell bereits, teilweise aufgegebene Infrastruktur wie z.B. noch offene Bergbauanlagen oder aufgegebene Kraftwerksstandorte sollten bevorzugt als Standorte für Stromspeicher ggf. kombiniert mit Geothermie reaktiviert und genutzt werden.

Exemplarisch ist in der folgenden Übersicht eine sinnvolle Zusammenstellung unterschiedlicher Energieerzeugungsanlagen für die Grundlast und Stromspeicher für alle denkbaren Einsatzbereiche wiedergegeben.

Als Richtschnur ist dabei, wie oben vereinbart, eine 10tägige Dunkelflaute zu überbrücken – eine Dunkelbrücke. Das ist noch immer mehr, als die 8 Tage fast ohne Wind und Sonne, die alle 5 Jahre vorkommen. Die zusätzlich berücksichtigten 2 Tage dienen als Sicherheit, denn die Häufigkeit von Dunkelflauten und besonders deren Länge kann sich mit fortschreitendem Klimawandel ändern.

Leistung	Leistung gedrosselt	Kapazität	Anm.	240	Kosten	Anmerkungen	Nutzen
7,50GW	7,50GW	1,800TWh	MVA, Laufwasser, etc.	1,800TWh	0,00 Mrd.€	Bestand	Basis
0,60GW	0,60GW	0,144TWh	Modernisierung Laufwasser	0,144TWh	1,20 Mrd.€	CAPEX	Basis
12,00GW	12,00GW	2,880TWh	Geothermie, elektrisch	2,880TWh	60,00 Mrd.€	CAPEX	Basis
8,00GW	8,00GW	1,920TWh	Geothermie-KWK	1,920TWh	50,00 Mrd.€	CAPEX	Basis
3,00GW	3,00GW	0,720TWh	Biomasse-Kraftwerke	0,720TWh	0,00 Mrd.€	Bestand	Basis
3,50GW	3,50GW	3,000TWh	Deponiegas	0,840TWh	0,00 Mrd.€	Bestand	Reserve
		0,544TWh	Grubengas				
		72,000TWh	Biogas				
6,80GW	6,80GW	1,632TWh	Biogaskraftwerke	1,632TWh	0,00 Mrd.€	Bestand	Reserve mit Sondergasen
30,00GW	30,00GW	7,200TWh	Biogaskraftwerke	7,200TWh	40,00 Mrd.€	Überbauung	Reserve mit Sondergasen
35,00GW	35,00GW	8,400TWh	Gaskraftwerke für Sondergase	8,400TWh	0,00 Mrd.€	Bestand	Reserve mit Sondergasen
5,00GW	5,00GW	1,200TWh	Gaskraftwerke für Sondergase	1,200TWh	16,00 Mrd.€	CAPEX	Reserve mit Sondergasen
3,00GW	0,75GW	0,180TWh	Flowspeicher	0,180TWh	250,00 Mrd.€	CAPEX	leistungsstark und schnell
9,86GW	1,67GW	0,400TWh	Pumpspeicherwerke	0,400TWh	0,00 Mrd.€	Bestand	leistungsstark und schnell
3,00GW	3,00GW	20,000TWh	Stauseen	0,720TWh	0,00 Mrd.€	Bestand	leistungsstark und schnell
3,24GW	1,33GW	0,320TWh	Druckspeicher	0,320TWh	224,00 Mrd.€	CAPEX	leistungsstark und schnell
27,00GW	0,40GW	0,096TWh	Energiekugeln in Tagebaurestseen (50% genutzt, >100m Tiefe) (1500)	0,096TWh	110,00 Mrd.€		leistungsstark und schnell
5,76GW	0,20GW	0,048TWh	320 Energiekugeln in Seen	0,048TWh		CAPEX	leistungsstark und schnell
63,00GW	2,27GW	0,544TWh	3500 Energiekugeln als Pufferspeicher und Residualenergiespeicher	0,544TWh			leistungsstark und schnell
198,00GW	0,75GW	0,180TWh	V2G (9Mio. BEV,80kWh*25%)	0,180TWh			
Schachtnutzungen:							
0,20GW	0,19GW	0,047TWh	10 Gravitationsspeicher	0,047TWh	25,00 Mrd.€	CAPEX	verlustarm
10,00GW	2,08GW	0,500TWh	50 Druckspeicher CAES	0,500TWh	100,00 Mrd.€	CAPEX	leistungsstark und schnell
15,00GW	0,42GW	0,100TWh	50 Pump-Druckspeicher	0,100TWh	100,00 Mrd.€	CAPEX	leistungsstark und schnell
Systemdienstleistungen und Residuallasten:							
80,00GW	0,67GW	0,160TWh	Pufferspeicher für Großflächen PV (heutiger Stand)	0,160TWh	8,00 Mrd.€	CAPEX	leistungsstark und schnell
20,00GW	1,67GW	0,400TWh	Systemdienliche Speicher	0,400TWh	20,00 Mrd.€	CAPEX	leistungsstark und schnell
465,00GW	3,88GW	0,930TWh	Speicherergänzung neue große PV und WKA	0,930TWh	46,50 Mrd.€	CAPEX	leistungsstark und schnell
1.000,00GW	20,83GW	5,000TWh	Feststoffbatterien	5,000TWh	370,80 Mrd.€	CAPEX	leistungsstark und sehr schnell
2.014,46GW	**151,50GW**	**130,345TWh**		**36,361TWh**	1.421,50 Mrd.€	CAPEX	
			Lastflexibilität (18%)	8,238TWh	71,08 Mrd.€	CAPEX	
			Import	1,170TWh			
				45,769TWh	Mit 18% Lastflexibilität		

Sofern die Dunkelflaute in der Winterzeit entsteht, wäre gem. *energycharts* für 2024 der Strombedarf mit 116% zu veranschlagen. Damit ergeben sich für die 10tägige Dunkelflaute 45,769TWh unter Berücksichtigung einer Lastflexibilität von 18%.

Eine Menge unterschiedlicher Stromspeicher und andere Energie erzeugende Anlagen wirken zusammen und liefern auch ohne Wind und Sonne weiterhin Strom für die Dauer der Dunkelflaute. Die in der Übersicht beschriebenen Gaskraftwerke mit einer Gesamtleistung von 40GW werden ausschließlich mit Sondergasen betrieben. Insbesondere Biogas wird ebenso wie feste Biomasse gegenwärtig noch zu großen Teilen in der Grundlast verstromt. Durch ihre gute Speicherfähigkeit lassen sie sich gut für den Einsatz in Reservekraftwerken während der Dunkelflaute nutzen.

Verwirrend ist vielleicht die Spalte 3 der Tabelle: „Leistung gedrosselt“. Insbesondere Batteriespeicher definieren sich neben der Speicherkapazität auch durch deren Lade- und Entladeleistung. Die ist oft sehr hoch. Da sie mit Gleichstrom betrieben werden, muss diese erst auf die Netzspannung umgespannt und wechselgerichtet werden. Diese Aufgabe übernehmen Wechselrichter, deren Leistung meist deutlich geringer ist als die Entladeleistung der Batteriespeicher. Würden die mit voller Entladeleistung betrieben, wären sie bereits nach oft wenigen Stunden vollständig geleert. Mit geringerer Entladeleistung kann der eingespeicherte Strom aber oft über mehrere Tage verteilt genutzt werden.

Zu beachten ist besonders die 4. Spalte mit der Überschrift 240 (so lange dauert nämlich die längste noch wahrscheinliche Dunkelflaute: 240 Stunden). Darin ist notiert, was die vorgesehene Speicher und Energieanlagen innerhalb von 240 Stunden erzeugen und in das Stromnetz einspeisen können. In der viertletzten Zeile ist erkennbar, dass die erzeugbare Strommenge tatsächlich fast ausreicht. Knapp 8,3TWh können durch verfügbare Lastflexibilitäten wie z.B. Elektrolyseure berücksichtigt werden. Weitere rund 122GWh sind über das europäische Verbundnetz zu importieren. Das ist nicht viel. In der Spalte rechts daneben sehen wir, welche Investitionen dafür aufzuwenden sind. Der größte Teil davon ist durch Investoren zu stemmen, die in die Energiewende investiert haben. Die künftigen Erlöse aus Stromverkäufen amortisieren die Investitionen. Einen kleineren Teil davon hat „der Staat“ über Subventionen bzw. Förderungen aus dem Staatshaushalt beigesteuert.

Die Summe ist dennoch beeindruckend: Gut 1,42 Billionen Euro! Weil die Investitionen aber über 20 Jahre gestreckt werden, verteilen sich diese Billionen auf kleinere „Raten“ von jährlich rund 71 Mrd. EUR. Diese Zahlen spiegeln die Gesamtinvestitionen wider. Im Hinblick auf künftige Fördermittel ist bei Förderquoten zwischen 7 und 50% (Durchschnitt 30%) davon auszugehen, dass diese Zukunftsinvestitionen den KTF jährlich mit rund 21,30 Mrd. EUR belasten werden. Nach 20 Jahren summieren sie sich auf insgesamt 426 Mrd. EUR. Hinzu kommt, dass die Integration systemdienlicher Stromspeicher, der zellulare Netzumbau sowie dessen digitale Steuerung, die Integration von EnergySharing unter anderem in Nahenergiegemeinschaften sowie der Aufbau langfristiger Speichersysteme und die Sektorkopplung die Systemausbaukosten um bis zu 700 Mrd.EUR entlasten können. Dazu müssen auch die Einsparungen für den Import fossiler Energieträger in Höhe von jährlich 70-80Mrd.EUR gerechnet werden. Allein sie summieren sich in 20 Jahren auf 1,4 bis 1,6 Bio.EUR.

Dieses Geld ist sehr gut in eine sichere energetische Zukunft investiert. Durch die weitgehende Unabhängigkeit von Importen, bleiben die Strompreise dank des massiven Einsatzes sehr preiswerter erneuerbarer Energien bezahlbar. Weil sich die gesamte Energieversorgung dezentral auf viele kleine und mittlere Anlagen verteilt, gut überwacht und durch zellulare Energieverteilung zuverlässig und störungssicher ist, wird diese sehr resilient gegen Extremwetterereignisse, Sabotage und militärische Anschläge.

2.5.4 Die Notwendigkeit von Gaskraftwerken zur Grundlastdeckung

Zwar ist auch in diesem Konzept zusätzlich 5GW Gaskraftwerksleistung vorgesehen, so dass sich unter Berücksichtigung der vorhandenen 35GW Gaskraftwerke eine Gesamtleistung von 40GW ergibt. Doch werden alle Gaskraftwerke im Gegensatz zu bisherigen Konzepten für die Energiewende und Reservekraftwerke nicht mit Erdgas,

sondern ausschließlich mit Sondergas betrieben. Deponie- und Grubengase werden gegenwärtig noch nicht in vollem Umfang gefasst und entweichen oft unkontrolliert in die Atmosphäre, wo sie durch ihren Methangehalt klimawirksam sind.

Alle Sondergase sind bereits heute in ausreichender Menge verfügbar. Sie werden in einer Dunkelflaute lediglich zu einem Bruchteil der jährlich verfügbaren Gesamtmenge genutzt.

Damit die Reservekraftwerke ausschließlich mit max. 1.500 Stunden (eher deutlich weniger) jährlich betrieben werden, ist ein Kapazitätsmarkt erforderlich, der mit Beiträgen in Höhe von 50-100 EUR/kW/a die Fixkosten angemessen decken wird. Anders ausgedrückt wird durch die Kapazitätsbeiträge die Bereitstellung der Kraftwerke in den Zeiten entlohnt, in denen die Anlagen nicht genutzt werden. Es wäre zu überlegen, ob der Großteil der Gaskraftwerke aus Dampf- und Turbinenkraftwerken bestehen soll oder ob der Einsatz herkömmlicher Gasturbinenkraftwerke und Gasmotoren sinnvoller ist. Zwar haben GuD-Kraftwerke eine vergleichbar relativ hohe Effizienz von 40% bis 60%. Gasturbinenkraftwerke dagegen sind reaktionsschneller, vor allem aber deutlich anspruchsloser im Hinblick auf die Gasqualität, bei Wirkungsgraden um 40%. Gasmotoren sind am flexibelsten, werden meist in kleinen Anlagen betrieben bei Wirkungsgraden bis zu 55%. Sie gelten hinsichtlich der Gasqualität gemeinhin als „Allesfresser“ und könnten so auch mit ungereinigtem Bio-, Deponie-, Gruben- oder Klärgas betrieben werden.

Die bereits installierten 35 GW Gaskraftwerke sind noch relativ jung und könnten mit einer Restlaufzeit von 20-35 Jahren weiter betrieben werden. Gaskraftwerke ebenso wie Biomassekraftwerke, Geothermie und Müllverbrennungsanlagen tragen erheblich zur Deckung der Grundlast auch und in besonderem Maße während Dunkelflauten bei.

2.5.4.1 Erdgasproblematik

Ein kluger Kopf in der Internationalen Energie-Agentur hat vor kurzer Zeit bemerkt: „Warum klammert sich Europa, klammert sich Deutschland so sehr an die fossilen Energieträger? Die haben doch so gut wie kein Erdöl und Erdgas.“ Stimmt, alle fossilen Energieträger müssen größtenteils importiert werden. Das schafft Abhängigkeiten in politisch unsicheren Zeiten von Ländern, die uns unter Umständen erpressen könnten. Während viele Menschen beklagen, unter welch schrecklichen Umständen die für Batterien und Elektronikgeräte wichtigen Stoffe gewonnen werden, achten sie nicht auf die gleichen Umstände bei der Gewinnung von Erdöl und Erdgas. Besonders schlimm wird es beim Fracking. Aber das soll hier nicht das Thema sein.

Bereits beim Transport in Gas-Tankschiffen geht ein Teil des Methans verloren. Grund: Leckagen an Dichtungen und Ventilen. Aber auch Transmission durch die Tankwandungen. Nicht so gravierend wie beim Wasserstoff. Dennoch gehen an jedem Reisetag durch Boil-off (Verdampfung) etwa 0,1-0,15%, durch Leckagen 0,1-0,5% und Motor-Slip 0,1% Methan verloren. In der Summe macht das 0,3-0,75% Verlust pro Tag. Bei 10-14tägiger Schiffsreise summiert sich das auf 3-10% oder 30-75kg Methan von jeder geladenen Tonne LNG. Anders ausgedrückt: Ein LNG-Tanker (80.000t Ladung) verliert zwischen 2,6 und 6 Tonnen Methan während der Fahrt von Amerika nach Europa. Doch dann geht es noch weiter. Das LNG wird dekomprimiert, vergast und gelangt dann ins Erdgasnetz. Dort geht ebenfalls Methan verloren – durch Kompression und Leckagen etwa 0,7% auf 100 km Rohrlänge. Pro Tonne durchgeleitetem Erdgas sind das nach 100 km immerhin 7 kg freigesetztes Methan, nach 1.000 km bereits 70 kg.

2.5.4.2 Bestand vorhandener Gaskraftwerke

35,31GW Gaskraftwerke gibt es bereits im Bestand. Darunter sind die Gas-und Dampfturbinen (GuD; ca. 28 GW) am meisten vertreten, Gasturbinenkraftwerke (OCGT) folgen mit ca. 5 GW auf Platz 2, und das Schlusslicht bilden die meist kleinen Gasmotorenkraftwerke (ca. 2,3 GW).

	warm	**kalt**	**Wirkungsgrad**	**KWK?**
GuD	30-60 Min	1-3 Stunden	55-64%	gering
OCGT	5-10 Min.	10-20 Min.	33-40%	fast nie
Motorenkraftwerke	1-5 Min.	5-15 Min.	40-48%	öfter

Es wird deutlich, dass GuD aufgrund ihrer Trägheit nicht gut darin sind, „mal eben schnell einzuspringen, wenn´s brennt“. Dafür ist ihr Wirkungsgrad hoch. Reaktionsschneller sind Gasturbinen-Kraftwerke, aber mit schlechterem Wirkungsgrad. Sie sind auch nicht so wählerisch hinsichtlich der Gasqualität. Motorenkraftwerke sind sehr viel schneller und „fressen“ quasi alles. Das könnte vorteilhaft sein bei den Sondergasen. Denn dann wäre es möglich, auf eine aufwändige Gastrocknung und Gasreinigung u.U. zu verzichten. An dieser Stellen sollten wir den inzwischen strapazierten Begriff der „Technologieoffenheit“ bemühen. Es gibt bereits etwa 9.000 solcher Motoren-Gaskraftwerke mit einer Gesamtleistung von 6,8GW.

2.5.4.3 Notwendigkeit neuer Gaskraftwerke

Ein gravierendes Streitthema dreht sich immer wieder darum, ob die Politik tatsächlich Recht hat mit der Forderung, Gaskraftwerke für Versorgungsengpässe vorzuhalten und sogar noch deren Anschlussleistung um bis zu 20GW auszubauen. Der vorerst letzte Stand bewegt sich um 12,5GW Zubau von rein erdgasbetriebenen oder H2ready-Gaskraftwerken.

Die Antwort darauf lautet: **Grundsätzlich JEIN.** Natürlich müssen defekte und überalterte Gaskraftwerke ersetzt werden. Es empfiehlt sich zudem, den vorhandenen Kraftwerkspark geringfügig zu ergänzen. Denn Gaskraftwerke sind – wie gesagt – in der Lage, mit verhältnismäßig geringer Leistung und niedrigem Investitionsaufwand eine große Menge Strom zu produzieren.

Eine Ergänzung um 5GW würde allerdings völlig ausreichen. Allerdings muss der Betrieb mit Erdgas ausgeschlossen werden. Stattdessen sollen sie Sondergase verarbeiten. Bei GuD-Kraftwerken geht das nur nach vorheriger Trocknung und Reinigung.

Würden die vorhandenen Biogaskraftwerke mit etwa 30GW zusätzlicher Leistung überbaut, könnten sie maßgeblich an der für Dunkelbrücken benötigten Leistung zu vergleichsweise geringen Investitionskosten beitragen. Als Motoren-Gaskraftwerke benötigten sie keiner wesentlichen Aufbereitung. Die ohnehin bei den meisten Anlagen eingesetzte Kraft-Wärme-Kopplung sollte unbedingt aufrechterhalten bzw. - wo noch nicht vorhanden – ergänzt werden. Da die Biogas-Kraftwerke künftig nur im Reservebetrieb mit geringen Jahresbetriebszeiten, die allerdings überwiegend in den Wintermonaten liegen werden, laufen werden, benötigen sie neben einem Gasspeicher auch einen Wärmespeicher.

Die Dezentralität der Biogas-Kraftwerke trägt ebenso wie die Vielzahl der Stromspeicher zur Erhöhung der Resilienz bei.

3 Notwendige Schritte

Von besonderer Bedeutung ist die Aufstellung eines „Fahrplans“, eines Zeitplans, wann welche Maßnahmen durchzuführen sind bzw. abgeschlossen sein müssen, und welche Ministerien und/oder Behörden daran mitwirken.

Maßnahme	Beteiligete	zu erledigen bis
Als Grundlage die Schaffung von Regelwerken, die Netzwerkbetreiber in die Lage versetzen, systemdienliche Stromspeicher in ihrem Netzgebiet zu errichten, in ihr Netz zu integrieren und zu betreiben.	BMJV, BMWE, BNetzA	2027/2028
Verpflichtende Ergänzung großer PV-Kraftwerke und Windparks um ausreichend dimensionierte Stromspeicher zur Pufferung von Erzeugungsspitzen und zeitversetztem Einspeichern des gespeicherten Stromüberschusses in Strommangellagen.	BNetzA, BMWE, BMJV	2027/2028
Schaffung einer integrierten Residualenergie-Strategie.	BMWE, BMWSB, BMUKN	2027/2028
Zwingender Ausbau systemdienlicher Stromspeicher.	BNetzA, BMWE, BMJV	2028
Ermöglichung des diskriminierungsfreien bidirektionalen Ladens von BEV zur Schaffung einer Kapazitätsreserve für Residualenergie.	BNetzA, BMWE, BMJV, (EU)	2028
Ermöglichung des diskriminierungsfreien systemdienlichen Betriebs von Stromspeichern in privaten Haushalten. Anpassung des EEG und EnWG.	BNetzA, BMWE, BMJV	2027
Verpflichtung großer PV- und Windkraftparks zur Beistellung ausreichend dimensionierter Stromspeicher	BNetzA, BMWE, BMJV	2027
Verpflichtung zur Nutzung betrieblicher Abwärme (sofern technisch und wirtschaftlich zumutbar) bzw. Standortfindung in der Nähe potentieller Wärmenutzer	BNetzA, BMWE, BMJV, BMWSB	2027
Schaffung eines fairen Kapazitätsmarktes, um die notwendigen Reservekraftwerke und Stromspeicher vorzuhalten.	BMF, BMWE, BNetzA, EU	2028
Beschleunigungsgesetz für geothermische Anlagen.	BMWE, BMJV	2028
Bedarfsgerechter Bau geothermischer Anlagen.	BMWE, BGR, LandesBÄ	2030 | 2045
Schaffung von Marktanreizen für den Kapazitätsmarkt.	BMF, BMWE, BNetzA, EU	2030
Schaffung sozialer Ausgleichsmaßnahmen für die Übergangszeit bis zum Abschluss der Transformation des Energiemarktes.	BMF, BMWE, EU	2030
Verpflichtung **aller** VNB zur Aufstellung, Fortschreibung und zum Abgleich ihrer NAP mit den Übertragungsnetzbetreibern.	BNetzA, BMWE, BMJV	2030
Energiespeicher-Beschleunigungs-Gesetz zur Beschleunigung von Genehmigungsverfahren für systemdienliche	BMWE, BMJV, BMUKN	2030

Maßnahme	Beteiligete	zu erledigen bis
Stromspeicher und solche des Kapazitätsmarktes.		
Technologieoffener Aufbau dezentraler Wärmespeicher mit Sektorkopplung (Quartiersversorgung / Industrie).	BMWE, BNetzA, BMWSB, BMUKN	2032
Beschleunigung des Smartmeter-Rollouts unter besonderer Berücksichtigung intelligenter Messeinrichtungen zur Überwachung und proaktiver Steuerung der Steuerung bzw. Regelung der Stromnetze. Ziel: 100% Flächenabdeckung.	BNetzA, BMWE	2032
Vorbereitung und Realisierung der Installation von Energiekugeln (StEnSea) auf dem Grund künftiger Tagebau-Restseen >100m geplanter Wassertiefe.	BMWE, BMUKN, BGR, Landesoberbergämter	2032 | 2045
Zellularer Aus-/Umbau aller Verteilnetze zur Stärkung der Resilienz und Versorgungssicherheit (Stufe 1)	BNetzA, BMWE, BMUKN, BMWSB	2035
Weiterer Ausbau erneuerbarer Energieanlagen zur Sicherung ausreichender Stromversorgung.	BMWE, BMUKN	2035
Fassung und Speicherung aller Sondergase, insbesond. • Klärgase • Grubengase • Deponiegase • Pyrolysegase	BMWE, BGR, BMUKN	2035
Sicherung und Ertüchtigung alter, aufgegebener, aber noch nutzbarer Bergbauinfrastrukturen wie Schächte / Tagebaue zur Aufnahme u. Betrieb div. Speichersysteme (Druckspeicher, Pumpdruckspeicher, Gravitationsspeicher, etc.) sowie geothermischer Anlagen und Wärmespeichern. Anpassung/Änderung der Betriebspläne.	BMWE, BNetzA, BMUKN, BJV, BGR, Landesoberbergämter	2035 | 2045
Sicherung und Ertüchtigung ausreichender Salzkavernen im gebotenen Umfang für die Aufnahme von Anolyten und Katholyten (Flow-Elektrolythen) bzw. Wasserstoff zum Betrieb von Flow-Batterien im Hybridverfahren. Anpassung/Änderung der Betriebspläne.	BMWE, BMUKN, BJV, BGR, Landesoberbergämter	2035 | 2045
Aus- und Umbau aller VN in zellulare Strukturen mit netzbildenden, schwarzstartfähigen Eigenschaften sowie gleichzeitiger Digitalisierung. (Stufe 2)	BNetzA, BMWE	2045
Bevorratung fester Biomasse bis zu der für eine Dunkelflaute benötigten Menge.	BMWE, BMJV, BMF	2045
Ergänzung der Anlagen zur Verstromung fester Biomasse bis zur benötigten Leistung.	BMWE, BMF, BMUKN, EU	2045
Ergänzung der Gaskraftwerke bis zur benötigten Leistung.	BMWE, BMF, EU	2045

Maßnahme	Beteiligete	zu erledigen bis
Weiterer Ausbau erneuerbarer Energieanlagen zur Sicherung ausreichender Stromversorgung.	BMWE, BMUKN	2045

4 Abschließende Wertung und Fazit

Natürlich kann die Zusammenstellung der Möglichkeiten zur Bereitstellung von Residualenergien nicht vollständig sein und bildet nicht die gesamte Energiewende ab. Sie fügt sich aber gut in ein Konzept zu weitgehend CO_2-freier Energieversorgung auf dem Weg zur Klimaneutralität bis 2045 ein und basiert auf einem mehrstufigen, verzahnten und technologieoffenen Speicherkonzept. Diese Stromspeicher lassen sich auch außerhalb von Dunkelflauten sinnvoll einsetzen. Trotz der Betonung hoher Resilienz und Versorgungssicherheit bleibt das Konzept bezahlbar. Gleichzeitig werden auch Kosten reduziert: jährlich allein rund 70-80 Mrd. EUR entfallender Importkosten für fossile Energien – Tendenz steigend und unsicher; etwa 70-150 Mrd. EUR Kostenminderung für den notwendigen Ausbau der Stromnetze bis 2045; Reduzierung der Abregelung von EE-Anlagen (Redispatch) durch Stromspeicher, die Stromüberproduktion zwischenspeichern und bei Bedarf wieder ins Stromnetz einspeisen können.

Die tragenden Säulen sind dabei Biomassekraftwerke, mit Sondergasen betriebene Gaskraftwerke, Biogas-Kraftwerke, Geothermie-Kraftwerke und Stromspeicher unterschiedlicher Technologien. Vorhandene Infrastrukturen sollen soweit möglich weiter genutzt und wiederbelebt werden. Als weitere wesentliche Elemente sind der Netzaus- und -umbau einhergehend mit einer deutlichen Beschleunigung des SmartMeter-Rollouts inklusive intelligenter Messeinrichtungen sowie der massive Ausbau erneuerbarer Energieanlagen zu sehen. Eine Verpflichtung zur Sektorkopplung rundet das System ab. D.h. dass der Fokus nicht allein auf der Stromgewinnung liegen darf, sondern dass Wärmeerzeugung und Stromerzeugung eng miteinander zu verzahnen sind. Insoweit fehlt in dieser Betrachtung z.T. der Wärmeaspekt. Es sollte insoweit Bedingung sein, dass verfügbare Wärmeleistung und Abwärme generell auch zu nutzen sind. Temperierte Abluft und ebensolches Kühlwasser dürfen nicht als Abfallprodukt gesehen werden, das die Gewässer und die Atmosphäre aufheizt. Deren Energiegehalt ist für den Wärmemarkt zu nutzen.

Sofern der Speicherausbau mit den künftigen Netzstrukturen korreliert und die Sektorkopplung konsequent verfolgt wird, kann der notwendige physikalische Netzausbau kostenmindernd begrenzt werden. In der Konsequenz ist die benötigte Infrastruktur rechtzeitig so auszubauen, dass sie den Anforderungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien Rechnung trägt und Fehlallokationen von Finanzmitteln vermieden werden.

Durch Kombination einer Effizienzsteigerung und bedarfsgerechtem Ausbau erneuerbarer Energien in Kombination mit intelligenter, zellularer Netzinfrastruktur und technologieoffener Stromspeichertechnik ist mit einem Einsparpotenzial für Systemkosten bis zu insgesamt 700 Mrd. EUR bis 2045 zu rechnen.

Quellenverzeichnis:

1. https://energy-charts.info/charts/energy_pie/chart.htm?l=en&c=DE&interval=year&year=2025&legendItems=0wh
2. https://www.umweltbundesamt.de/system/files/medien/479/publikationen/2026-03/UBA_Erneuerbare%20Energien%20in%20Deutschland%202025.pdf
3. https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2024/01/Anwendungsbilanz_Industrie_2022_vorlaeufig-update_20231030.pdf
4. https://energy-charts.info/charts/installed_power/chart.htm?l=en&c=DE
5. https://www.researchnester.com/de/reports/industrial-gas-market/1384
6. https://www.mordorintelligence.com/de/industry-reports/industrial-gas-market
7. https://www.ieg.fraunhofer.de/content/dam/ieg/documents/Roadmap%20Tiefe%20Geothermie%20in%20Deutschland%20FhG%20HGF%2002022022.pdf
8. https://ariadneprojekt.de/media/2024/02/Ariadne-Analyse_FlexibilitaetEnergiesystem_Februar2024.pdf
9. https://energy-charts.info/charts/filling_level/chart.htm?l=en&c=DE&year=2025 https://www.energy-charts.info/charts/installed_power/chart.htm?l=de&c=DE&expansion=p_inst_storage
10. https://www.dke.de/de/arbeitsfelder/components-technologies/hidden-champion-redox-flow-batterien
11. https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cct/lib/TRM-SES.pdf
12. https://www.geothermie.de/bibliothek/lexikon-der-geothermie/d/druckluftspeicher
13. https://www.iee.fraunhofer.de/de/presse-infothek/Presse-Medien/2024/test-kugelspeicher-auf-meeresgrund-in-kalifornien.html
14. https://nationale-leitstelle.de/wp-content/pdf/broschuere-lis-2025-2030-final.pdf
15. https://mobilityhouse-energy.com/int_en/news/article/german-parliament-removes-key-barrier-to-bidirectional-charging-vehicle-to-grid-becomes-possible
16. https://www.e-mobilbw.de/fileadmin/media/e-mobilbw/Publikationen/Studien/Potenzialanalyse_bidirektionales_Laden.pdf
17. https://www.netzentwicklungsplan.de/nep-aktuell/netzentwicklungsplan-20372045-2025
18. https://nachrichten.idw-online.de/2024/04/25/projekt-hyflow-leistungsfaehiges-nachhaltiges-und-kostenguenstiges-hybrid-energiespeichersystem-fuer-moderne-energienetze
19. http://www.bayfor.org/pm-projektergebnisse-hyflow
20. https://ariadneprojekt.de/publikation/report-szenarien-zur-klimaneutralitat-2045/
21. https://www.barometer-energiewende.de/de/barometer_2020/energiebilanz.html#:~:text=Der%20Strombedarf%20f%C3%BCr%20Deutschland%20betr%C3%A4gt%202050%20rund%201800%20TWh%20brutto.
22. https://www.tab-beim-bundestag.de/projekte_moeglichkeiten-geothermischer-stromerzeugung-in-deutschland.php#:~:text=Das%20technische%20Gesamtpotenzial%20zur%20geothermischen,1%20%25%20auf%20Hei%C3%9Fwasser%2DAquifere.
23. https://nachhaltigwirtschaften.at/de/iea/publikationen/iea-future-geothermal-energy-2024.php#:~:text=Mit%20einem%20durchschnittlichen%20Nutzungsgrad%20von,15%20%25%20des%20weltweiten%20Strombedarfs%20decken.
24. https://iea.blob.core.windows.net/assets/cbe6ad3a-eb3e-463f-8b2a-5d1fa4ce39bf/TheFutureofGeothermal.pdf
25. https://www.tiefegeothermie.de/top-themen/arbeitsmedien-zur-stromerzeugung-in-geothermiekraftwerken#:~:text=Bei%20einer%20W%C3%A4rmequelle%20mit%20einer,0%2C3%20Megawattstunden%20Strom%20erzeugen.

26. https://www.cleanthinking.de/natrium-batterie-vorteile-und-nachteile/#:~:text=Natrium-Ionen-Zellen%20sind%20thermisch%20stabiler%20als%20ihre%20Lithium-Pendants,der%20niedrigere%20Versicherungskosten%20und%20einfachere%20Genehmigungsverfahren%20bedeutet.
27. https://www.enbw.com/media/presse/docs/gemeinsame-pressemitteilungen/2025/20250402_pressemitteilung-systemkostenstudie.pdf#:~:text=Dimensioniert%20man%20das%20System%20kleiner,%20um%20auf,die%20Kosten%20um%20bis%20zu%20700%20Mrd
28. https://www.enbw.com/media/presse/docs/gemeinsame-pressemitteilungen/2025/zusammenfassung-systemkostenstudie-aurora-zzgl-enbw-ableitungen.pdf
29. https://auroraer.com/resources/aurora-insights/market-reports/decarbonisation-of-the-german-power-system-our-study-shows-savings-potential-of-between-e300-and-e700-billion-by-2045
30. https://www.kyon-energy.de/en/blog/wie-der-ausbau-von-batteriegrossspeicher-die-energiekosten-in-deutschland-um-12-milliarden-euro-senken-wird#:~:text=large%20battery%20storage%20systems%20have%20a%20price%2Dreducing,euro%20per%20MWh%20between%202030%20and%202050.
31. https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/energie-studie-sieht-100-milliarden-euro-sparpotenzial-bei-stromnetzen-01/100090922.html
32. https://www.amprion.net/Dokumente/Presse/2025/250320_BDI_Studie_BCG_Energiewende-auf-Kurs-bringen.pdf
33. https://www.amprion.net/Dokumente/Presse/2025/Szenario_BCG-BDI_Energiewende-auf-Kurs-bringen.pdf
34. https://www.mckinsey.de/news/presse/2024-01-19-zukunftspfad-stromversorgung
35. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2214629625005894
36. https://eta-publications.lbl.gov/sites/default/files/repurposing_coal_assets_121123_final.pdf
37. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/_DL/Kraftwerksliste.html#:~:text=Gesamtkraftwerksliste%20BNetzA

Anhang

Anhang1: Liste der elektrochemischen Stromspeicher-Typen

Technologie	Umweltfreundlichkeit / Risiken	Giftstoffe	Recyclingfähigkeit	Entwicklungsstand	Kosten Energie CAPEX (€/kWh)	Kosten Leistung CAPEX (€/kW)	Kommentar
Blei-Säure	– (Blei, Säure, aber gut kontrollierbar)	ja (Blei, H_2SO_4)	sehr hoch (gut etabliert)	etabliert	ca. 80–200	ca. 150–400	günstig, kurze bis mittlere Dauer
Blei-Gel / AGM	wie Blei-Säure	ja	sehr hoch	etabliert	ca. 80–200	ca. 150–400	günstig, kurze bis mittlere Dauer
NiCd	— (hoch toxisch, stark reguliert)	ja (Cd)	mittel–hoch (aufwendig)	weitgehend auslaufend	ca. 300–600	ca. 300–700	Nische, reguliert, teuer
NiMH	0 bis – (abhängig von Legierung)	eher nein	mittel–hoch	etabliert	ca. 300–600	ca. 400–800	eher mobil, selten großstationär
Li-Ion (NMC/NCA)	– (Bergbau, Brandrisiko)	Elektrolyt brennbar, toxisch	mittel (im Ausbau)	etabliert / weiterentwickelt	ca. 250–400 (Utility-Scale)	ca. 250–500	Preise stark gefallen, weiter sinkend
Li-Ion (LFP)	+ (weniger kritische Metalle, gute Sicherheit)	Elektrolyt brennbar	mittel–hoch (zunehmend)	stark wachsend	ca. 200–350 (Utility-Scale)	ca. 200–450	heute Standard im BESS-Netzbereich
Li-Polymer	wie Li-Ion	wie Li-Ion	mittel	etabliert	ca. 300–500	ca. 300–600	eher Geräte/Drohnen
Li-S (Lithium-Schwefel)	potenziell +, aber noch ungelöste Degradation	Elektrolyt kann kritisch sein	derzeit niedrig	F&E / frühe Pilotierung	ca. 200-500	ca. 200-500	
Li-Metall / Festkörper	noch unklar; Ziel: höhere Sicherheit, weniger Materialeinsatz	abhängig vom System	derzeit niedrig	F&E / frühe Demos	heute Pilot: >>500	stark variabel	F&E, Kosten noch unsicher
Na-Ion	+ (häufige Elemente, geringere Rohstoffkritik)	meist keine starken Giftstoffe	perspektivisch hoch	im Hochlauf / frühe Produkte	Ziel < Li-Ion, grob 150–300	ca. 200–400	frühe Produkte, Kostenvorteil durch Materialien (Projektion)
Na-S (Natrium-Schwefel, Hochtemp.)	0 bis – (Hochtemperatur, Brandrisiko bei Leckage)	ja (reaktive Stoffe)	mittel	etabliert im Großspeicherbereich	ca. 300–500	ca. 250–500	etablierte Großspeicher, hohe Temp.
NaNiCl₂ (Zebra)	0 (Nickel, Salzschmelze, Hochtemperatur)	teils kritisch	mittel	Nische, aber erprobt	ca. 300–600	ca. 300–600	Nische, kleinere Stückzahlen
Zn-Br / andere Salz-Flow-Batterien	0 (Elektrolyt korrosiv, aber geschlossen)	ja (Br, pH)	hoch (Elektrolyt wiederverwendbar)	Pilot/Frühe Projekte	ca. 300–600	ca. 200–400	Vorteil bei langen Entladedauern
Zn-Air / Metall-Luft	+ (Zink gut verfügbar, wenig Material)	Elektrolyt kann alkalisch/korrosiv sein	noch gering	teils etabliert (primär), sekundär F&E	ca 100-300	ca. 150–400	
Redox-Flow (Vanadium)	0 (Vanadium toxisch, aber in geschl. Systemen)	ja (Vanadium-Elektrolyt)	hoch (Elektrolyt wiederverwendbar)	etabliert im Netzbereich	ca. 400–800	ca. 200–400	hohe CAPEX/kWh, sehr viele Zyklen, lange Dauer
Organische / andere Flow-Systeme	potenziell + (kein Vanadium, aber Stabilitätsfragen)	abhängig vom Molekül	perspektivisch hoch	F&E	Ziel 200–500	ca. 200–400	F&E, Kostensenkung durch organische Elektrolyte angestrebt
NiFe (Nickel-Eisen)	+ (robust, lange Lebensdauer, wenig kritische Stoffe)	Elektrolyt (KOH) ätzend	mittel	Nische, aber bewährt	ca. 300–600	ca. 200–400	sehr langlebig, aber hohe Investition
Feststoffakku (DONUT – Finnland)	+ (Na gut verfügbar, wenig kritisches Material)	eher nein	perspektivisch hoch	Pilot/Frühe Projekte	ca. 80-110	ca.150-250	sehr langlebig, preiswert

Technologie	Umweltfreundlichkeit / Risiken	Giftstoffe	Recyclingfähigkeit	Entwicklungsstand	Kosten Energie CAPEX (€/kWh)	Kosten Leistung CAPEX (€/kW)	Kommentar
Blei-Säure	– (Blei, Säure, aber gut kontrollierbar)	ja (Blei, H_2SO_4)	sehr hoch (gut etabliert)	etabliert	ca. 80–200	ca. 150–400	günstig, kurze bis mittlere Dauer
Blei-Gel / AGM	wie Blei-Säure	ja	sehr hoch	etabliert	ca. 80–200	ca. 150–400	günstig, kurze bis mittlere Dauer
NiCd	— (hoch toxisch, stark reguliert)	ja (Cd)	mittel–hoch (aufwendig)	weitgehend auslaufend	ca. 300–600	ca. 300–700	Nische, reguliert, teuer
NiMH	0 bis – (abhängig von Legierung)	eher nein	mittel–hoch	etabliert	ca. 300–600	ca. 400–800	eher mobil, selten großstationär
Li-Ion (NMC/NCA)	– (Bergbau, Brandrisiko)	Elektrolyt brennbar, toxisch	mittel (im Ausbau)	etabliert / weiterentwickelt	ca. 250–400 (Utility-Scale)	ca. 250–500	Preise stark gefallen, weiter sinkend
Li-Ion (LFP)	+ (weniger kritische Metalle, gute Sicherheit)	Elektrolyt brennbar	mittel–hoch (zunehmend)	stark wachsend	ca. 200–350 (Utility-Scale)	ca. 200–450	heute Standard im BESS-Netzbereich
Li-Polymer	wie Li-Ion	wie Li-Ion	mittel	etabliert	ca. 300–500	ca. 300–600	eher Geräte/Drohnen
Li-S (Lithium-Schwefel)	potenziell +, aber noch ungelöste Degradation	Elektrolyt kann kritisch sein	derzeit niedrig	F&E / frühe Pilotierung	ca. 200-500	ca. 200-500	
Li-Metall / Festkörper	noch unklar; Ziel: höhere Sicherheit, weniger Materialeinsatz	abhängig vom System	derzeit niedrig	F&E / frühe Demos	heute Pilot: >>500	stark variabel	F&E, Kosten noch unsicher
Na-Ion	+ (häufige Elemente, geringere Rohstoffkritik)	meist keine starken Giftstoffe	perspektivisch hoch	im Hochlauf / frühe Produkte	Ziel < Li-Ion, grob 150–300	ca. 200–400	frühe Produkte, Kostenvorteil durch Materialien (Projektion)
Na-S (Natrium-Schwefel, Hochtemp.)	0 bis – (Hochtemperatur, Brandrisiko bei Leckage)	ja (reaktive Stoffe)	mittel	etabliert im Großspeicherbereich	ca. 300–500	ca. 250–500	etablierte Großspeicher, hohe Temp.
$NaNiCl_2$ (Zebra)	0 (Nickel, Salzschmelze, Hochtemperatur)	teils kritisch	mittel	Nische, aber erprobt	ca. 300–600	ca. 300–600	Nische, kleinere Stückzahlen
Zn-Br / andere Salz-Flow-Batterien	0 (Elektrolyt korrosiv, aber geschlossen)	ja (Br, pH)	hoch (Elektrolyt wiederverwendbar)	Pilot/Frühe Projekte	ca. 300–600	ca. 200–400	Vorteil bei langen Entladedauern
Zn-Air / Metall-Luft	+ (Zink gut verfügbar, wenig Material)	Elektrolyt kann alkalisch/korrosiv sein	noch gering	teils etabliert (primär), sekundär F&E	ca 100-300	ca. 150–400	
Redox-Flow (Vanadium)	0 (Vanadium toxisch, aber in geschl. Systemen)	ja (Vanadium-Elektrolyt)	hoch (Elektrolyt wiederverwendbar)	etabliert im Netzbereich	ca. 400–800	ca. 200–400	hohe CAPEX/kWh, sehr viele Zyklen, lange Dauer
Organische / andere Flow-Systeme	potenziell + (kein Vanadium, aber Stabilitätsfragen)	abhängig vom Molekül	perspektivisch hoch	F&E	Ziel 200–500	ca. 200–400	F&E, Kostensenkung durch organische Elektrolyte angestrebt
NiFe (Nickel-Eisen)	+ (robust, lange Lebensdauer, wenig kritische Stoffe)	Elektrolyt (KOH) ätzend	mittel	Nische, aber bewährt	ca. 300–600	ca. 200–400	sehr langlebig, aber hohe Investition
Feststoffakku (DONUT – Finnland)	+ (Na gut verfügbar, wenig kritisches Material)	eher nein	perspektivisch hoch	Pilot/Frühe Projekte	ca. 80-110	ca.150-250	sehr langlebig, preiswert

Anhang 2: Flow-Akkumulatoren

Vergleich verschiedener Elektrolyte bei Flow-Akkus

Elektrolyt-System	Kosten	Energiedichte	Sicherheit	Zyklenfestigkeit	Rohstoffrisiko	Entwicklungs-stand
Vanadium	hoch	mittel	mittel	sehr hoch	mittel	etabliert
Zn-Br	mittel	hoch	mittel–niedrig	mittel	niedrig	Pilot/Markt
Fe-Cr	niedrig	niedrig	mittel	mittel–hoch	sehr niedrig	Pilot
Organisch	sehr niedrig (Ziel)	niedrig–mittel	hoch	mittel	sehr niedrig	F&E
Zn-Fe	niedrig	mittel	hoch	mittel	sehr niedrig	Pilot
Zn-Ce	mittel–hoch	mittel–hoch	mittel	mittel	mittel–hoch	F&E
Cu-Zn	sehr niedrig	hoch	mittel	niedrig	sehr niedrig	F&E
PSB	niedrig	hoch	mittel–niedrig	mittel	sehr niedrig	Pilot
All-Iron	sehr niedrig	niedrig	sehr hoch	mittel	sehr niedrig	Pilot

Anhang 3: Mechanische Speicher / P2G

Bezeichnung	Umweltfreundlichkeit	Giftstoffe	Recycling	Entwicklungs-stand	Kosten €/kWh	Kosten €/kW	Verwendungszweck
Pumpspeicher (PHS)	sehr gut	nein	sehr hoch	etabliert	5–50	500–1500	Netzstabilisierung, Spitzenlast, Residualenergie (4–12h), Schwarzstart
CAES (adiabatisch)	gut	nein	hoch	Pilot/Markt	50–150	300–800	Residualenergie (4–24h), Netzreserve, Langzeitspeicher
CAES (konventionell)	mittel	nein	hoch	etabliert	30–100	300–800	Langzeitspeicher, Reserveleistung, Spitzenlast
Hydraulic CAES Pump-Druck-Speicher	sehr gut	nein	sehr hoch	Pilot/Markt	50-150	200-600	Residualenergie (4–12h), Netzreserve, Peak-Shaving
Gravitationsspeicher (Kran)	gut	nein	hoch	Pilot/Markt	50–150	200–500	Residualenergie (4–12h), Peak-Shaving, Netzstabilisierung
Gravitationsspeicher (Schacht/Rampe)	gut	nein	hoch	Pilot	20–100	200–500	Langzeitspeicher (8–24h), Netzreserve, saisonale Ergänzung
Flywheels (Schwungräder)	gut	nein	hoch	etabliert	200–1000	300–1500	Frequenzhaltung, Momentanreserve, Kurzzeitspeicher (Sekunden–Minuten)
Energiekugeln (Unterwasser)	gut	nein	hoch	Pilot	20–100	200–500	Offshore-Wind-Integration, Residualenergie (4–12h)
Hochtemperatur-Salzspeicher (CSP)	gut	nein	hoch	etabliert	30–100	100–300	Solarthermie, Residualenergie (4–24h), Dunkelflaute-Brücken
Niedertemperatur-Wärmespeicher	sehr gut	nein	sehr hoch	etabliert	5–20	50–200	Power-to-Heat, Fernwärme, saisonale Wärmespeicherung
Wasserstoff (H_2)	gut (bei grünem H_2)	nein	hoch	wachsend	100–300	500–1500	Langzeitspeicher (Tage–Monate), saisonale Speicherung, Industrie
Methanisierung / PtL	gut	nein	hoch	F&E/Markt	150–300	500–1500	Saisonale Speicherung, Backup-Kraftwerke, Sektorkopplung

Anhang 4: Für Residualenergie geeignete elektrochemische und Flowspeicher

Technologie	€/kWh	€/kW	Reifegrad	Eignung Residualenergie	Kommentar
LFP-Li-Ion	200–350	200–450	industriell	sehr gut	z.Z stark sinkende Preise; Zielkorridor: 50-100 EUR/kWh
Na-Ion	150–300	200–400	Hochlauf	sehr gut	nach Hochlauf stark sinkende Preise erwartet (< 50 EUR/kWh)
Na-S	300–500	250–500	etabliert	gut	nach Hochlauf stark sinkende Preise erwartet (< 50 EUR/kWh)
Zn-Br-Flow	300–600	200–400	Pilot/Markt	sehr gut (lange Dauer)	Es werden deutliche Preissenkungen erwartet mit ca. 150-200 EUR/kWh oder weniger.
Vanadium-Flow	400–800	200–400	etabliert	sehr gut (8–12h+)	Es werden sinkende Kosten bis <300 EUR/kWh erwartet. Vorteil besonders bei Großsspeichern weil lange Haltbarkeit >25J.
Zn-Air	100–300	150–400	F&E	langfristig interessant	Es werden Preissenkungen erwartet mit <40 EUR/kWh oder weniger.
Li-S	200–500	200–500	F&E	derzeit ungeeignet	trotz hoher Energiedichte, weil hohe Selbstentladungsrate, geringe Leitfähigkeit von Schwefel, daher relativ geringe Leistungsdichte.