

Vorwort zur 2016er Ausgabe

Wir haben es geschafft. Das Orangebuch ist nach einigen Monaten intensiver Recherchearbeit und produktiven Dialogs über endgültige Formulierungen endlich fertig.

Das Buch ist kein Roman, sondern ein Sachbuch. Wir richten uns vor allem an Menschen, die sich die Frage stellen, inwieweit die aktuelle Energiepolitik der Bundesregierung tatsächlich dem Gemeinwohl dient. Technisches Interesse ist hilfreich bei der Lektüre, aber keine zwingende Voraussetzung. Das gilt umso mehr, weil wir uns bemüht haben, auch schwierigere Sachverhalte in verständlicher Sprache darzustellen. Dabei mussten wir Abweichungen von einer durchgehend exakten, wissenschaftlichen Darstellungsweise bewusst in Kauf nehmen. Natürlich wissen wir, dass es z.B. weder Energieerzeugung noch Energieverbrauch im physikalischen Sinne gibt. Aber an allen Stellen von „Energieumwandlung von Energieform A in Energieform B“ zu schreiben, hätte vermehrt zu sperrigen Satzmonstern geführt.

Energiepolitik geht uns alle an, weil wir alle davon betroffen sind und das in viel stärkerem Maße, als wir, als an Komfort gewohnte, moderne Menschen es wahrhaben wollen. Aus den Erkenntnissen, die wir Ihnen hier aus dem Feld der Energiepolitik präsentieren, lassen sich durchaus auch Schlüsse auf die allgemeine Herangehensweise ziehen, mit der wir Bürger von der Politik verwaltet werden.

Unser Ziel ist das Aufzeigen von Zusammenhängen, die oft verschleiert werden. Wie mit einem starken Scheinwerfer beleuchten wir Dinge, über die in unseren Massenmedien nur selten berichtet wird. Und wir haben Erstaunliches dabei gefunden.

Wir wissen, dass die Umsetzung der Energiewende, denn darum geht es vordergründig in unserem Buch, eine sehr vielschichtige und komplizierte Aufgabe ist. Viele Zusammenhänge werden im Internet bereits sehr gut erläutert. Manche Quelle zitieren wir wörtlich, bei den meisten mussten wir uns mit einem Verweis begnügen. Die Auswertung der Quellen ermöglichte es uns zudem, neue Zusammenhänge abzuleiten.

Falls Sie eines der gedruckten Exemplare vorliegen haben, ist es trotzdem vorteilhaft, parallel mit der digitalen Fassung zu arbeiten. Verweise zu unseren Quellen sind dann mit einem Klick zugänglich. Auf diese Weise kommen Sie sehr viel schneller an die für Sie interessanten Zusatzinformationen heran.

Unser Ziel ist nicht nur die Vermittlung von Wissen und Fakten, sondern auch, den Leser zu animieren, vermeintlich Altbekanntes in neuen Zusammenhängen zu sehen und Dinge zu hinterfragen, die öffentlich gerne als unumstößlich dargestellt werden.

Wir weisen Sie vorsorglich auf unsere mitunter unverblümete Ausdrucksweise hin, die vor allem in den grau hinterlegten Textkästen des Öfteren als Stilmittel zur Anwendung kommt. Energiepolitik ist nicht nur ein aufregendes Thema; auf ihrem Spielfeld tummeln sich auch genügend Akteure, über die man sich unserer Meinung nach nicht nur aufregen kann, sondern sogar unbedingt aufregen muss.

Viel Spaß bei der Arbeit mit diesem Buch wünscht Ihnen Ihr Autorenteam Orangebuch, Reinhold Deuter, Jörg Diettrich und Ingolf Müller

Der nachfolgende Text wird unter einer Open-Content-Lizenz veröffentlicht [0.0.1]¹.

Die vorliegende Version ist eine **Arbeitsversion** in digitaler Form. Der Text wurde für den Adobe Acrobat Reader optimiert und getestet. In den Fußnoten sowie Inhaltsverzeichnissen wird umfangreich auf externe Links verwiesen. Wir haben diese Verlinkungen sorgfältig ausgewählt, sind jedoch nicht für deren Inhalt verantwortlich. Ebenso nutzen wir interne Verweise zur Navigation innerhalb des Orangebuchs. Wählen Sie den entsprechenden Link und nutzen Sie die Adobe Funktion

  oder   um zwischen den Textstellen zu springen.

1 [0.0.1] https://irights.info/wp-content/uploads/userfiles/DUK_opencontent_FINAL.pdf

Vorwort zur 2020er Ausgabe

Über drei Jahre sind seit dem ersten Erscheinen des Orangebuchs vergangen; drei Jahre, die hinsichtlich der grundlegenden Fragen zur weiteren Ausgestaltung der deutschen Energielandschaft ereignisreich waren. Die öffentliche Diskussion darüber gewann weiter an Dynamik.

Da gab es Ministerpräsidenten, die mit Zähnen und Klauen an der Braunkohle festhalten wollten und mittlerweile zurückrudern mussten, seit die große Politik zu dem Schluss gekommen ist, ein Kohleausstieg wäre doch keine so schlechte Idee. Korrespondierend zur Atomkommission gab es eine Kohlekommission, die sich mit dieser Frage befasst hat. Roland Pofalla, Mitglied dieses 2018 ins Leben gerufenen Arbeitskreises, ehemaliger Chef des Bundeskanzleramtes und heutiger Bahn-Vorstand, schlug einen Ausstiegskorridor von 2035 bis 2038 vor. Weiß der Herr Pofalla nicht, dass wir zumindest die Braunkohlekraftwerke aus rein technischer Sicht sofort abschalten könnten? Oder weiß er es und erzählt uns sehenden Auges das Märchen, Kohleverbrennung wäre noch 15 bis 20 Jahre ein legitimes Mittel zur Stromerzeugung? Dann allerdings stellt sich die Frage nach Pofallas Motiven. Es stellt sich noch viel mehr die Frage nach den Beweggründen all derer, die Pofallas eher lauwarmer Vorstoß als schweren Angriff auf den Wirtschaftsstandort Deutschland sehen, über den möglichen Verlust von Arbeitsplätzen wettern, dabei aber vor allem die eigenen wirtschaftlichen Interessen gefährdet sehen.

Da gibt es einen Übertragungsnetzbetreiber (!), der sich für ein Moratorium beim weiteren Ausbau der Netze ausspricht.

Da gibt es einen neuen Bundeswirtschaftsminister, der die Frage Energiewende für sich neu entdeckt hat und Mitte 2018 zu einem Netzgipfel einlud. Herr Altmaier will einen beschleunigten Netzausbau durchsetzen. Dazu hat er einen Aktionsplan Stromnetz erarbeiten lassen. Darin heißt es in der Präambel:

„Der schnelle Ausbau der erneuerbaren Energien und die Öffnung der grenzüberschreitenden Leitungen für Strom im europäischen Binnenmarkt erhöhen den Transportbedarf für Strom...“

Endlich mal ein Stück Wahrheit. Es geht also gar nicht so sehr, wie bislang immer behauptet, um die deutsche Netzwerkinfrastruktur, sondern um die gesamteuropäische. Es geht insbesondere um die technische Absicherung der steigenden Stromexporte Deutschlands. Zur Verfolgung dieses Ziels will Altmaier bestehende gesetzliche Regelungen einschränken und die Rechte der Bundesländer weiter beschneiden. [0.0.2]¹ Von Rechten der betroffenen Bürger war ernsthaft ohnehin noch nie die Rede.

Die Herangehensweisen von Pofalla als Lobbyist der Energieindustrie und Minister Altmaier als dessen Erfüllungsgehilfen unterscheiden sich demnach nicht von denen der Vorgängerregierung oder der Vor- Vorgängerregierung.

Deutsche Politiker betreiben regelmäßig Vorsorge – am liebsten für sich selbst. Stanislaw Tillich (CDU), ehemaliger Ministerpräsident Sachsens und Mitglied der Kohlekommission heuerte bei der Mibrag an. Kerstin Andreae (Grüne) wurde im August 2019 zur Vorsitzenden der Hauptgeschäftsführung des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) ernannt. Last but not least Sigmar Gabriel, der als Aufsichtsrat bei der Deutschen Bank endlich dort angekommen ist, wo er seinem Geiste nach hingehört. Als ehemaliger Bundeswirtschaftsminister hat er gerade in Sachen Energiewirtschaft deutlich unter Beweis gestellt, wo seine Präferenzen liegen.

Die genannten Damen und Herren (und viele Ungenannte aus der Politikergilde) glauben fest daran, sich völlig frei von etwaigen Interessenkonflikten zu bewegen. Wir sehen das ganz anders, ebenso die meisten Leute, die man auf der Straße zu solchen Themen befragt.

Angesichts der insgesamt mageren realen Fortschritte in puncto Energiewende seit 2016 besteht definitiv kein Grund zum Feiern. Der Druck auf Politik und Wirtschaft muss verstärkt werden, um vor allem einer (leider zu) langsam um sich greifenden Erkenntnis endgültig zum

¹ [0.0.2] https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/aktionsplan-stromnetz.pdf?__blob=publicationFile&v=8

Durchbruch zu verhelfen. Die Botschaft lautet schlicht und einfach: Eine dezentral organisierte Energiewirtschaft ist im Zusammenspiel mit erneuerbaren Quellen rein volkswirtschaftlich der definitiv bessere Ansatz. Dieser bietet u.a. uns Bürgern mehr Möglichkeiten der Teilhabe, indem wir z.B. unseren Strom selbst produzieren. Wir sind der Meinung, die Selbstbedienungsmentalität einiger Big Player des Energiemarkts, die uns nach wie vor überhöhte und ständig steigende Energierechnungen präsentieren, das Abzweigen von Steuergeldern für fragwürdige Projekte als ihr Grundrecht beanspruchen und nur zum Teil für die langfristigen Folgen ihrer Geschäftstätigkeit Verantwortung übernehmen, verdient einen Gegenentwurf.

Deshalb dieses Update. Mit neuen Fakten, neuen technologischen Ansätzen, aktuelleren Zahlen.

Das Umfeld, in dem die 2016er Ausgabe erschien, war die AG Energiepolitik der Piratenpartei Deutschland. Wir haben nach wie vor freundschaftliche Kontakte zu deren Mitgliedern und einigen anderen Piraten, die sogar den einen oder anderen Beitrag zu diesem Update geliefert haben. Dafür möchten wir uns an dieser Stelle recht herzlich bedanken. Als Autoren sind wir jedoch zu der Auffassung gelangt, unseren Text nicht mehr unter der Piratenflagge zu veröffentlichen, um politische Neutralität zu wahren.

Aufgrund unserer vielfältigen Aktivitäten und zahlreichen Kontakte zu Spezialisten, Vereinen, Institutionen und Bürgerinitiativen, die das komplexe Feld der Energieversorgung beackern, stehen wir Anfang 2020 noch ein bisschen besser im Stoff als vor drei Jahren. Dabei behaupten wir nicht, wir hätten der Weisheit letzten Schluss gefunden und stehen somit Anregungen und sachlicher Kritik offen gegenüber.

Inhaltsverzeichnis

1	Energieversorgung in Deutschland – der IST-Zustand.....	11
1.1	Energiewirtschaft und Klima.....	11
1.1.1	Kohlendioxid als Treibhausgas.....	12
1.1.2	Energiewirtschaft und Kohlendioxid.....	13
1.2	Die Sektoren der Energieversorgung.....	14
1.3	Energiebedarf Deutschlands – heute und prognostiziert.....	15
1.4	Unsere erweiterte Definition für Primärenergie.....	19
1.5	Erneuerbare Energien – Vergleich europäischer Länder.....	20
1.6	Das System der fossilen Energieträger.....	22
1.6.1	Natürliche Vorkommen Deutschlands und Import.....	22
	Braunkohle.....	22
	Steinkohle.....	22
	Erdöl.....	22
	Erdgas.....	22
1.6.2	Bevorratung.....	23
1.6.3	Wirtschaftliche und politische Rahmenbedingungen.....	24
	Importkosten für fossile Energieträger.....	24
	Zentral vs. dezentral.....	25
1.7	Energieverteilungsnetze.....	25
1.7.1	Gasnetz.....	25
1.7.2	Fernwärme.....	27
1.7.3	Transport flüssiger Brennstoffe.....	27
1.7.4	Stromnetz.....	27
	Stromleitungsverluste.....	28
	Das Höchstspannungsnetz Deutschlands.....	29
	Hochspannungsnetz.....	32
	Mittelspannungsnetz.....	32
	Niederspannungsnetz.....	32
	Perspektiven für die weitere Entwicklung des Stromnetzes.....	32
1.8	Das System der Stromversorgung.....	32
1.8.1	Der deutsche Strommix.....	33
1.8.2	Erzeugerkapazitäten – die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur.....	37
	Aktive Kraftwerke.....	38
	Temporär inaktive Kraftwerke.....	39
	Endgültige Stilllegungen.....	40
	Verteilung der Kraftwerke im Bundesgebiet.....	41
1.8.3	Stromerzeugung; Brutto und Netto.....	42
1.8.4	Sicherheit der Stromversorgung.....	43
	Die Stabilitätsbedingung.....	43
	Lastabwurf.....	45
	Gewährleistung der Netzstabilität.....	45
	Die Primärregelung.....	46
	Die Sekundärregelung.....	46
	Die Tertiärregelung (Minutenreserve).....	46
	Ausfallsicherheit.....	48
1.8.5	Das Standard Lastprofil.....	49
1.8.6	Die residuale Last.....	50
	Das Überschussszenario.....	51
	Das Mangelszenario.....	54
	Die Möglichkeiten, hohe Residuallasten zu minimieren.....	54
1.8.7	Energieerzeugung aus EE und das Vorsorgeprinzip.....	56
1.9	Energiebedarf und Transportleistung im Verkehrsbereich.....	57
1.9.1	Personenbeförderung.....	57
1.9.2	Güterverkehr.....	57
1.10	Wärmeversorgung.....	59
2	Energiebedarf einer nachhaltigen Gesellschaft.....	60
2.1	Ressourcen und Nachhaltigkeit.....	60

2.2	Nachhaltigkeit im aktuellen gesellschaftlichen Umfeld.....	61
2.3	Energie neu denken.....	61
2.3.1	Die vorhandenen Techniken erneuerbarer Energieerzeugung.....	61
2.3.2	Energieeffizienz.....	62
2.4	Mobilität ohne fossiles Mineralöl.....	63
2.4.1	Aktueller Stand Elektromobilität.....	64
2.4.2	Elektrifizierter Güterverkehr.....	64
2.4.3	Schiffsverkehr.....	66
2.4.4	Flugverkehr.....	67
2.5	Behaglich wohnen mit wenig Energie.....	67
2.5.1	Möglichkeiten der Energieeinsparung.....	67
2.5.2	Risiken und Nebenwirkungen.....	68
2.6	Sparpotential von Wirtschaft und Verwaltung.....	69
2.6.1	Direkte Einsparungen in den Arbeitsprozessen.....	69
2.6.2	Einsparungen durch Verlängerung der Lebensdauer von Verbrauchsgütern.....	70
2.6.3	Die Gesamtbilanz von Wirtschaft und Verwaltung.....	70
2.7	Die zunehmende Rolle des elektrischen Stroms.....	70
2.7.1	Direkter Strombedarf.....	71
2.7.2	Zusätzlicher Strombedarf für den Verkehr.....	71
	Das aktuelle Verkehrsaufkommen lt. BMVI.....	72
	Wie viel Energie benötigt man zum Autofahren?.....	72
	Unsere rechnende Tabelle.....	73
	1. Parameter – Verkehrsaufkommen im Jahr 2050.....	73
	2. Parameter – Veränderungen in der Wahl des Transportmittels.....	73
	3. Parameter – neue Antriebe und alte Antriebe mit neuen Treibstoffen.....	74
	Zusammenfassung des im Text beschriebenen Szenarios.....	75
	Andere Szenarien.....	76
2.7.3	Zusätzlicher Strombedarf für Wärmeerzeugung.....	79
2.7.4	Der Strombedarf 2050.....	81
2.7.5	Was bedeutet das für die Stromnetze?.....	82
2.8	Der Endenergiebedarf 2050.....	82
2.9	Die Welt einer nachhaltigen Energieversorgung – unsere Vision.....	83
3	Energieerzeugung von morgen.....	85
3.1	Verfügbarkeit von Rohstoffen.....	85
3.1.1	Aluminium.....	86
3.1.2	Silizium.....	87
3.1.3	Kupfer.....	87
3.1.4	Eisen.....	87
3.1.5	Seltene Erden.....	87
3.1.6	Beton.....	88
3.1.7	Lithium.....	88
3.1.8	Kobalt.....	90
3.1.9	Platin und verwandte Edelmetalle.....	90
3.2	Die Technologien zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen in Deutschland.....	91
3.2.1	Wasserkraft.....	92
	Ökologische Betrachtung.....	94
	Flächenverbrauch.....	94
	Rohstoffverbrauch.....	94
	Gesundheitliche Auswirkungen.....	95
	Auswirkungen auf die Tier- und Pflanzenwelt.....	95
	Zukünftige Nutzung der Wasserkraft.....	95
3.2.2	Strom aus Biomasse.....	96
	Ökologische Betrachtung.....	97
	Flächenbedarf.....	97
	Rohstoffverbrauch.....	97
	Recycling alter Anlagen.....	98
	Gesundheitliche Auswirkungen.....	98
	Auswirkungen auf die Tier- und Pflanzenwelt.....	98
	Zukünftige Weiterentwicklung Nutzung fester Biomasse.....	98
3.2.3	Strom aus Biogas.....	99
	Technik der Biogasproduktion.....	99

	Ökologische Betrachtung.....	100
	Flächenverbrauch.....	101
	Rohstoffverbrauch.....	101
	Recycling alter Anlagen.....	101
	Gesundheitliche Auswirkungen.....	101
	Zukünftige Weiterentwicklung der Stromerzeugung aus Biogas.....	101
	Diskontinuierlicher Betrieb.....	102
	Weniger ist mehr.....	102
3.2.4	Strom aus flüssiger Biomasse.....	103
3.2.5	Stromerzeugung mit Windkraftanlagen.....	104
	Windkraft in Zahlen.....	104
	Ökonomische Betrachtungen.....	107
	Ökologische Betrachtung.....	111
	Rohstoffverbrauch, energetische Amortisation.....	111
	Recycling von alten Anlagen.....	114
	Gesundheitliche Auswirkungen.....	114
	Auswirkungen auf die Tierwelt.....	115
	Zukünftige Weiterentwicklung der Windkraftanlagen.....	117
	Offshore-Windkraft.....	117
3.2.6	Stromerzeugung mit Photovoltaikanlagen.....	119
	Sonneneinstrahlung.....	120
	Zahlen und Statistiken.....	121
	Ökologische Betrachtung.....	122
	Zukünftige Weiterentwicklung der PV-Nutzung.....	122
3.2.7	Gasturbinenkraftwerke.....	123
	Technik moderner Gasturbinenkraftwerke.....	124
	Die klassische Gasturbine.....	124
	GUD Kraftwerke.....	124
	Die Alternative Druckluft.....	125
3.2.8	Kohle vs. Gas.....	126
3.3	Zukünftige Stromerzeugung in Deutschland.....	128
3.4	Sonne und Wind – Hand in Hand.....	132
3.4.1	Solarenergie.....	132
	Benötigte Leistung für 800 TWh.....	132
	Benötigte Modulfläche für 695,7 GWP Leistung bzw. 800 TWh Ertrag.....	133
	Interpretation der Ergebnisse.....	133
3.4.2	Windkraft.....	134
	Benötigte Leistung für 170 TWh.....	134
3.4.3	Stromerzeugung nach dem Erneuerbaren Energiesgesetz (EEG).....	135
	Ausbau PV-Anlagen.....	135
	Ausbau Windkraft.....	136
	Zukünftige Energielandschaft laut EEG.....	136
3.4.4	Speicherbedarf.....	136
3.5	Zukünftige Wärmeerzeugung in Deutschland.....	138
3.5.1	Wärmepumpen.....	138
	Ökologische Betrachtung.....	139
	Zukünftige Weiterentwicklung der Nutzung von Wärmepumpen.....	140
3.5.2	Solarthermie.....	140
	Ökologische Betrachtung.....	140
	Flächenverbrauch.....	140
	Rohstoffverbrauch.....	141
	Recycling von alten Anlagen.....	141
	Zukünftige Weiterentwicklung der Nutzung von Solarthermie.....	141
3.5.3	Heizen mit Biomasse.....	141
	Ökologische Betrachtung.....	141
	Zukünftige Weiterentwicklung der Nutzung von Biomasse zur Wärmeerzeugung.....	141
3.5.4	Strombasierte Wärmeerzeugung.....	141
	Ökologische Betrachtung.....	141
	Zukünftige Weiterentwicklung der Wärmeerzeugung durch Strom.....	142
3.6	Speichertechnologien.....	143
3.6.1	Kurzzeitspeicher.....	143

3.6.2	Saisonale Wärmespeicher.....	143
3.6.3	Verluste bei der Wärmeleitung und Speicherung.....	144
3.7	Batteriespeicher.....	144
3.7.1	Stromspeicher im Bereich Mobilität.....	145
3.7.2	Stromspeicher im Bereich der privaten Haushalte.....	146
3.7.3	Stromspeicher im Bereich Industrie und Verwaltung.....	146
3.7.4	Stromspeicher im Bereich Infrastruktur.....	146
3.7.5	Stromspeicherverluste durch die saisonale Speicherung.....	147
3.7.6	Zusätzlicher Bedarf durch Speicherung.....	148
4	Der Weg zum Ziel.....	149
4.1	Importe fossiler Brennstoffe und deren Auswirkungen.....	149
4.2	Noch einhundert Jahre warten?.....	150
4.3	Die wahren Stromkosten.....	152
4.3.1	Subventionen und Folgekosten.....	154
4.3.2	Die Kosten des Netzausbaus.....	157
4.3.3	Die Kosten der Energiewende.....	159
	Bundesrechnungshof vs. Bundeswirtschaftsministerium.....	160
	Das kontrafaktische Szenario des BMWi.....	161
	Strompreise – vom BRH näher analysiert.....	162
	Kritik des BRH an der Arbeitsweise des BMWi.....	162
	Unsere Folgerung.....	163
	Die Hunde bellen, doch die Karawane zieht weiter?.....	163
4.4	Paradigmenwechsel im Netzausbau.....	164
4.4.1	Dezentralität.....	164
4.4.2	Der zelluläre Ansatz.....	165
	Die dominant zentral organisierte Netzarchitektur.....	165
	Die zellular organisierte Netzarchitektur.....	167
	Definition der Stromzelle.....	167
	Stromgleichgewicht innerhalb einer Zelle.....	167
	Höhere Versorgungssicherheit durch Zellbildung.....	168
	Szenario A für Netztrennung: Inselbetrieb – Störung im übergeordneten Netz.....	168
	Szenario B für Netztrennung: Abtrennung/Abschaltung gestörter Zellen.....	169
	Wiederanschluss von Zellen ans Netz.....	169
	Interaktion zwischen Zellen.....	169
	Resümee zur Versorgungssicherheit unter den Bedingungen einer zellularen Struktur.....	170
	Zellbildung physikalisch und wirtschaftlich betrachtet.....	170
4.4.3	Die Vergewaltigung des Marktes.....	170
	Merit-Order.....	173
	Umgehung von Merit-Order.....	174
	Überregionaler Stromverkauf.....	175
	Netzkosten.....	175
	Das bittere Resümee.....	176
4.4.4	Die Lügenwelt des Stromnetzausbaus.....	176
4.4.5	Der technische Übergang.....	178
4.4.6	Energiewende und öffentliche Daseinsvorsorge.....	180
4.5	Strukturbruch oder Strukturwandel.....	180
4.6	Gelebte Demokratie?.....	182
4.6.1	Unser Anspruch.....	182
4.6.2	Die Wirklichkeit.....	182
	Netzausbau unter öffentlicher Beteiligung?.....	183
4.6.3	Folgerungen.....	185
4.6.4	Unser konstruktiver Vorschlag.....	185
4.7	Die gesetzlichen Rahmenbedingungen.....	186
4.7.1	Das gebrochene Versprechen von sinkenden Strompreisen.....	186
4.7.2	Umgang mit der ungeliebten Konkurrenz EE.....	186
4.7.3	Die Entstehung von Gesetzen und deren Handhabung.....	187
4.7.4	Die Organisation des Stromnetzausbaus in Deutschland.....	188
	Der Szenariorahmen – der primär entscheidende Schritt.....	188
	Der gesamte Prozess der Entscheidungsfindung.....	189
4.7.5	Wer macht eigentlich die Gesetze?.....	191
4.7.6	Wie wir bestehende Gesetze nutzen können.....	191

4.8	Die gesellschaftlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen.....	193
4.8.1	Interessenlagen der Marktteilnehmer.....	193
4.8.2	Öffentliche Daseinsvorsorge.....	194
4.8.3	Zusammenfassung.....	195

0. Einleitung

Deutschland als weltweit führende Industrienation ist, das liegt in der Natur der Sache, einer der größten Energieverbraucher. Von der absehbaren Verknappung fossiler Brennstoffe werden wir daher besonders hart betroffen sein. In Zeiten unsicherer politischer Konstellationen gilt dies um so mehr. Die Deckung unseres Energiebedarfs aus erneuerbaren Quellen ist daher eine der wichtigsten strategischen Aufgaben der Gegenwart. Der technologische Fortschritt ermöglicht uns schon mittelfristig eine vollständige Ablösung fossiler Energieerzeugung durch eine nachhaltige Energieproduktion aus erneuerbaren Ressourcen. Ganz unabhängig von allen Diskussionen über CO₂ gibt zwingende Gründe für eine solche Energiewende:

- Fossile Brennstoffe wie Öl und Kohle sind endlich.
- Deutschland ist extrem von Importen fossiler Brennstoffe abhängig.
- Wir werden zukünftig sehr viel mehr Elektroenergie benötigen.
- Sowohl die Gewinnung als auch die

Verbrennung fossiler Energieträger führt zu massiven Belastungen unserer Umwelt. Die mit CO₂ verbundene Klimaerwärmung ist dabei nur ein Aspekt.

Jeder einzelne dieser Gründe rechtfertigt die Abkehr von fossiler Energieerzeugung. Die abschließliche Motivation einer Energiewende durch den CO₂-bedingten Klimawandel halten wir daher für einen großen Fehler. Unstrittig ist, dass es zwischen dem **messbar** gestiegenen CO₂-Gehalt der Atmosphäre und dem ebenfalls durch Messergebnisse belegbaren globalen Temperaturanstieg einen kausalen Zusammenhang gibt. Selbst die gerne geführte Diskussion, ob der erhöhte CO₂-Gehalt der Erdatmosphäre auf das Wirken des Menschen zurück zu führen ist, ändert nichts an diesem Fakt. Deshalb sollten wir alles tun, um unsere CO₂-Emissionen zu begrenzen. Alles andere wäre grob fahrlässig.

Energie steht uns ganz ohne fossile Energieträger im Überfluss zur Verfügung. Allein die Energiemenge der auf die Erde auftreffenden Sonnenstrahlung ist etwa 10.000 Mal größer als der weltweite Energiebedarf. Neben der Sonne können wir den Wind (der entsteht natürlich letztendlich auch nur durch die Kraft der Sonne), die Geothermie und andere Erneuerbare Energien (EE) als umweltschonende Quellen nutzen, um unseren Energiebedarf zu decken. Wir tun dies ja bereits, nur leider noch nicht in einem Maße, das es uns erlauben würde, von einer tatsächlichen Energiewende zu sprechen. Die Kernthese einer solchen Energiewende kann allein wegen der Endlichkeit der fossilen Energieträger nur lauten:

100% Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen.

Die Sonne wird noch mindestens eine Milliarde Jahre relativ konstant scheinen; lange genug für die Menschheit. Letztendlich liefert sie die gesamte Energie für unserem Planeten. Nicht zu vergessen: Sie ist auch verantwortlich für die Akkumulation von Kohle, Öl und Gas in der Erdkruste im Laufe von Jahrtausenden. Wir Menschen schaffen es gegenwärtig, grob geschätzt, die gleiche Menge dieser Stoffe, die sich innerhalb einer Million Jahre gebildet hat, in einem einzigen Jahr zu verbrennen. [1.0]¹

Wenn wir die Energiewende richtig anpacken, werden wir keinen Komfortverlust erleiden. Unter der gegebenen Voraussetzung, dass Erneuerbare Energie im Überfluss vorhanden ist, wandert der Gedanke vom unbedingten Energiesparen automatisch in die zweite Reihe. Natürlich ist Energieeffizienz auch beim Verbrauch wichtig. Viel wichtiger ist jedoch die Frage, **wie** wir genügend saubere Energie erzeugen können, ohne uns einschränken zu müssen.

Diese Frage kann nur durch radikales Umdenken beantwortet werden; durch das Überbordwerfen gängiger Ansätze, die zum Großteil ihre einzige Rechtfertigung in ihrer angeblichen wirtschaftlichen Überlegenheit gegenüber den möglichen Alternativen finden. Kurzfristig mag das sogar stimmen. Aus Sicht einzelner, ganz bestimmter Unternehmen stimmt es definitiv.

1 [1.0] <https://www.iwr-institut.de/de/presse/presseinfos-energie-ressourcen/energieressourcen-reichen-noch-hunderte-von-jahren>

Mittel- und langfristig gesehen ist der Ansatz, Energie ausschließlich aus erneuerbaren Quellen zu erzeugen, jedoch die **einzig mögliche und auch wirtschaftliche** Alternative.

Es stehen heute genügend ausgereifte, marktfähige technische Verfahren zur Gewinnung von Energie aus erneuerbaren Ressourcen zur Verfügung. Das Ziel, unsere Energieversorgung bis 2050 vollständig durch Erneuerbare Energien sicher zu stellen, ist demnach realisierbar. Entsprechenden politischen Willen vorausgesetzt, könnte es sogar deutlich früher erreicht werden. Es gibt Länder auf dieser Welt, die, bei ähnlichem Angebot natürlicher Ressourcen, schon deutlich weiter sind als Deutschland.

Zur Beschleunigung des Wandlungsprozesses benötigen wir mehr technische Anlagen zur erneuerbaren Energiegewinnung. Für die Herstellung dieser Anlagen können Rohstoffe genutzt werden, an denen weltweit kein Mangel herrscht. Da die für die Fertigung der alternativen Energieerzeugungsanlagen notwendigen Rohstoffe nicht verbraucht werden, wie beim Verbrennen von Kohle, Öl und Gas, ist Energiegewinnung über neue Wege tatsächlich nachhaltig. Die eingesetzten Rohstoffe bleiben an die technischen Anlagen gebunden, können zurückgewonnen und in einem Kreislaufsystem wieder verwertet werden. Mit diesen Maßnahmen können wir unsere Lebensqualität nicht nur erhalten, sondern durch eine saubere Umwelt deutlich verbessern.

Wenn wir es als Gesellschaft **wollen**, ist das Ziel einer nachhaltigen Energieversorgung rein technisch recht einfach erreichbar. Den Weg dahin zu gehen, ist zwingend notwendig, für uns und mehr noch für die nächsten Generationen. Anderenfalls würde sich unser Leben dramatisch zum Negativen hin verändern.

Alles was wir zur Bewältigung der Energiewende wissen müssen, wissen zumindest die Fachleute bereits. Das Orangebuch verstehen wir als einen Beitrag, aktuelle Fakten zum Thema Energieerzeugung und -verteilung einem breiteren Publikum zugänglich zu machen; ungefiltert von wirtschaftlichen Partikularinteressen und politischen Wünschen.

Wir diskutieren die Energiewende am Beispiel Deutschlands, wohl wissend, dass alle Länder dieser Erde prinzipiell vor der gleichen Herausforderung stehen. Für das Bezugssystem Deutschland sind Zahlen und Fakten, anhand derer wir unsere Aussagen untermauern, einfach zugänglich und damit auch für Sie gut überprüfbar.

1 Energieversorgung in Deutschland – der IST-Zustand

Für eine moderne Industriegesellschaft ist eine funktionierende Energieversorgung von existenzieller Bedeutung. Sie ist Teil der sogenannten öffentlichen Daseinsvorsorge. Der Begriff "öffentliche Daseinsvorsorge" [1.1]¹ residiert in einer rechtlichen Grauzone. Das heißt, es wird in Gesetzen [1.2]² und Verordnungen ständig darauf Bezug genommen, obwohl der Begriff selbst nicht näher definiert ist. Gemeint ist die Sicherstellung einer grundlegenden Versorgung der Bevölkerung mit wesentlichen Gütern und Dienstleistungen, wie Wasser, Nahrung und eben auch Energie. Eine umfassende, ununterbrochene Energieversorgung gehört schlicht zu unseren Lebensgrundlagen. Unabhängig davon ist Energie ein extrem wichtiges Wirtschaftsgut.

Wie es sich gehört, beginnen wir unsere Reise zu einer nachhaltigen Energieversorgung mit einer Bestandsaufnahme. Wir müssen Ihnen zunächst einige Zahlen präsentieren und ein paar Faktenpflocke in das weite Feld der Energieversorgung rammen, um Ihnen eine Orientierung zu ermöglichen. Möglicherweise versetzen Sie bereits einige dieser Fakten in Erstaunen. Unsere **Leit**medien tun sich zuweilen nicht nur in der von uns besprochenen Thematik schwer, Fakten zu verbreiten, die „außerhalb der politisch vorgegebenen **Leit**planken“ liegen. Wir sollten uns daher insgesamt weniger **leiten** lassen, sondern uns vielmehr selbst um die Fakten kümmern.

1.1 Energiewirtschaft und Klima

Der Sommer 2018 führte der breiten Bevölkerung deutlich vor Augen, dass der Klimawandel inzwischen in der fühlbaren Realität angekommen ist. 2015 – auch ein heißes Jahr – glaubten laut ZDF Politbarometer nur 49% daran. Aktuell liegen wir bei 68%, was die hartnäckigen Leugner der Klimaveränderungen aber eher darin zu befeuern scheint, ihre Thesen um so vehementer weiter zu verbreiten.

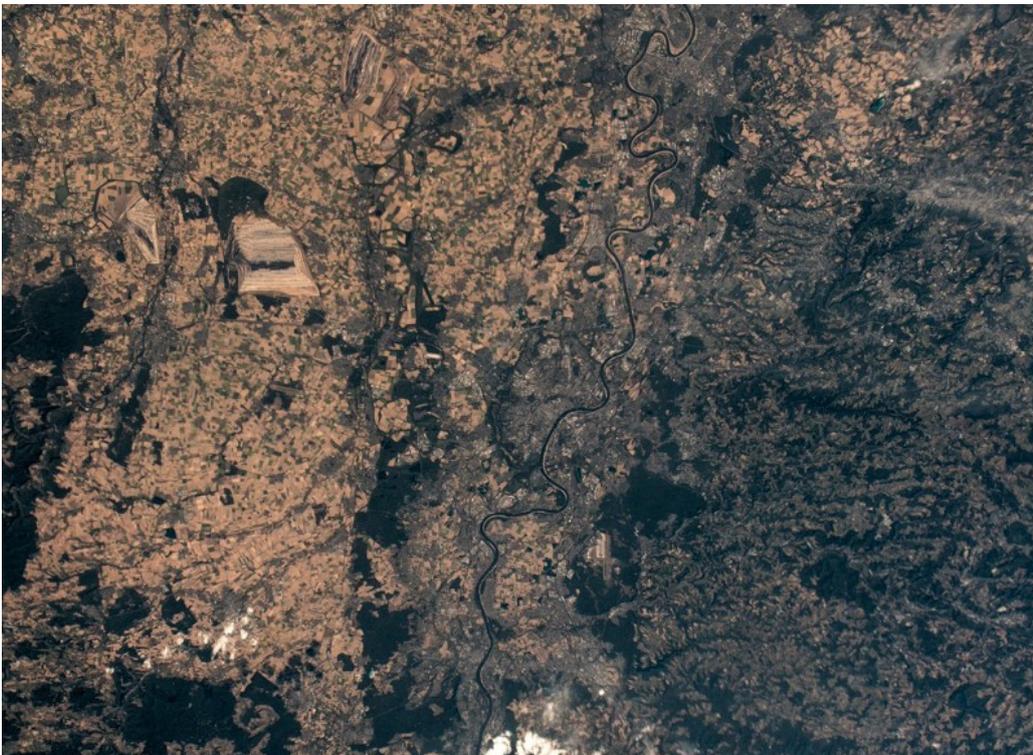


Abbildung 1.1: Braun statt grün; der Rhein um Bonn, Köln und Düsseldorf am 06.08.2018; ISS-Aufnahme von Alexander Gerst; Quelle ESA/dpa

1 [1.1] <https://de.wikipedia.org/wiki/Daseinsvorsorge>

2 [1.2] <http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Definition/daseinsvorsorge.html>

Der Klimawandel steht schon seit einigen Jahrzehnten im Fokus unzähliger wissenschaftlicher Publikationen. Allein das zeigt die Bedeutung des Themas, das sich mittlerweile als eines der größten Probleme herausgestellt hat, mit denen sich die Menschheit in der Gegenwart konfrontiert sieht. Unter mehr als 99% der Wissenschaftler, die sich damit befassen, herrscht Konsens darüber, dass es ein menschengemachtes Problem ist. [1.1.1]¹

Dennoch findet man im Internet jede Menge Material der Klimaskeptiker, die genau diesen Fakt abstreiten. [1.1.2]² Sie behaupten u.a., hinter der Argumentation der Klimaschützer stünde eine mächtige Lobby; ein sicherlich berechtigter Vorwurf, der aber viel stärker auf sie selbst zutrifft. [1.1.3]³ Unbestritten - man kann auch mit dem Klimawandel hervorragende Geschäfte machen. Allen, die den Klimawandel als Geschäftsmodell für sich entdeckt haben, ist der Klimawandel als Prozess selbst relativ gleichgültig; egal ob sie zu dessen hartnäckigen Leugnern gehören oder als allzu laute Verkünder eines unmittelbar bevorstehenden Weltuntergangs in Erscheinung treten. Handfeste wirtschaftliche Interessen stehen schlicht der sachlichen Darlegung von Fakten entgegen.

Betrachtet man speziell die von den Skeptikern vorgebrachten Argumente, fällt z.B. auf, dass sie ihre Botschaften an recht kurze Zeitlinien koppeln; ganz nach dem Motto „in den letzten zehn Jahren hat sich doch gar nichts wesentlich verändert“. Andererseits weisen sie sehr gern auf extreme Wetterereignisse aus ferner Vergangenheit hin - „früher war es noch viel schlimmer als heute“. Das hat unserer Meinung nach mit seriöser Herangehensweise nichts zu tun.

Dennoch erinnern wir daran, dass der anthropogen verursachte Klimawandel ist bei weitem nicht der einzige Grund für eine notwendige Energiewende ist.

1.1.1 Kohlendioxid als Treibhausgas

Neben Kohlendioxid gibt es noch andere, z.T. sehr viel wirksamere Treibhausgase. Dass Kohlendioxid dennoch an erster Stelle im gleichen Atemzug mit der Erderwärmung genannt werden muss, liegt an zwei Dingen: Zum einen ist, im Vergleich zu den anderen Treibhausgasen, sehr viel mehr CO₂ in der Atmosphäre enthalten, zum anderen haben wir als Menschen deutlich mehr Einfluss darauf, diesen CO₂-Gehalt zu beeinflussen als beispielsweise den von Methan.

Der Anteil des CO₂ in der Atmosphäre hat sich seit Beginn der Industrialisierung von 280 ppm auf über 410 ppm erhöht. Es gab in der Erdgeschichte zwar Zeiten mit über 5.000 ppm CO₂ in der Luft, jedoch unter ganz anderen Randbedingungen. Z.B. war die Strahlungsintensität der Sonne zu diesen Zeiten sehr viel geringer. Nie jedoch fand ein so rasanter **Anstieg** des CO₂-Gehaltes der Atmosphäre in weniger als 200 Jahren statt. Dass CO₂ die Eigenschaft besitzt, die Wärmestrahlung der Sonne in bestimmten Wellenlängen zu absorbieren, sprich als Treibhausgas zu wirken, ist ebenso eine wissenschaftlich unbestrittene Tatsache. Dennoch behaupten einflussreiche Persönlichkeiten wie US-Präsident Trump oder in Deutschland führende Politiker der AfD, es gäbe keinen Zusammenhang zwischen den fast 50% mehr CO₂ in der Luft und der Erhöhung der globalen Durchschnittstemperatur um fast 1°C; **gemessen** von 1850 bis heute. Vielleicht **glauben** sie sogar daran, weil sie es nicht besser **wissen** (wollen). Manche verweisen sogar darauf, das CO₂ würde überwiegend natürlichen Prozessen entstammen und hätte mit dem Wirken des Menschen nichts zu tun. Doch auch in diesem Punkt belegen Messungen und Statistiken das Gegenteil. Fakten können sehr unangenehm sein; erst recht, wenn man sie ignoriert.

Die anthropogenen CO₂-Emissionen beliefen sich weltweit in den letzten Jahren auf über 30 Gigatonnen pro Jahr. Die natürlichen Emissionen sind tatsächlich um mehr als das Zwanzigfache höher, werden aber durch die ebenso natürlichen CO₂-Einlagerungen nicht nur kompensiert, sondern um etwa 20 Gigatonnen pro Jahr übertroffen. [1.1.1.1]⁴ Es bleibt also

1 [1.1.1] <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/11/4/048002>

2 [1.1.2] <http://www.klimaskeptiker.info/>

3 [1.1.3] <http://www.bund-rvso.de/klimawandelleugner.html>

4 [1.1.1.1] <https://www.klimafakten.de/behauptungen/behauptung-die-co2-emissionen-des-menschen-sind-winzig>

eine Schere von 10 bis 15 Gt CO₂, die wir weltweit einsparen müssten, um das Gleichgewicht zwischen CO₂-Emission und Absorption wiederherzustellen. Außerdem müssten wir damit aufhören, die natürliche CO₂ – Absorption durch weiteres Abholzung tropischer Regenwälder zu verringern. [1.1.1.2]¹ Und schlussendlich müssten wir erkennen, dass ein Gleichgewicht auf hohem CO₂-Niveau nicht weiterhelfen würde, um die Erderwärmung zu stoppen. Es geht vielmehr darum, zumindest Teile des vom Menschen zusätzlich in die Atmosphäre unseres Planeten eingebrachten CO₂ wieder zu entfernen.

Trotz aller Beteuerungen der meisten Politiker dieser Welt, den CO₂-Ausstoß reduzieren zu wollen, geht der reale Trend eher weiter nach oben. Auch Deutschland ist von den von Kanzlerin Merkel für 2020 verkündeten Klimazielen meilenweit entfernt. Die deutschen CO₂ – Emissionen um 40% im Vergleich zu denen des Jahres 1990 zu verringern, wird nach jahrelangem Ausbremsen der dafür nötigen Maßnahmen definitiv nicht mehr gelingen. Die in Tabelle 1.1. ausgewiesenen 632 Mio. t CO₂ für 2020 bleiben eine Illusion.

Jahr	1990	2000	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2020
Mio. t CO ₂	1.053	901	834	810	815	833	794	797	802	798	768*	632

Tabelle 1.1: Kohlendioxidemissionen Deutschlands, Quelle Bundesumweltamt [1.1.1.3]²

Der relativ starke Rückgang der Emissionen von 2017 zu 2018 (*vorläufige Zahl) ist nicht etwa auf fundamentale Erfolge von Politik und Wirtschaft beim Klimaschutz zurück zu führen, sondern vielmehr auf den langen heißen 2018er Sommer.

1.1.2 Energiewirtschaft und Kohlendioxid

Laut Umweltbundesamt entstehen 85% des von Deutschland frei gesetzten CO₂ durch die Verbrennung fossiler Rohstoffe zum Zwecke der Energiegewinnung. [1.1.2.1]³ Es ist also naheliegend, vor allem dort nach Möglichkeiten der Reduzierung zu suchen. Im Kern geht es dabei um den Kohleausstieg, aber auch um schon länger anhängige Themen wie die Verlagerung des Güterverkehrs von der Straße auf die Schiene, die Stärkung des öffentlichen Nahverkehrs sowie die Migration des deutschen Fahrzeugparks hin zu möglichst CO₂-neutralen Modellen. Elektromobilität ist aber erst dann ein wirklich sinnvoller Ansatz, wenn der Auspuff batteriebetriebener Autos nicht in den Kohlekraftwerken liegt.

Wir kommen nicht umhin, all diese Maßnahmen zu beschleunigen, um weitere, nicht absehbare negative Folgen für unsere Umwelt abzuwenden. Wir haben es selbst in der Hand, die Entwicklung zu stoppen; durch Änderung unserer Lebensweise. Unsere Zukunft, die Zukunft der ganzen Menschheit hängt davon ab. Wir dürfen ursprünglich verkündete Pläne, die Wirtschaft bis 2050 weitgehend zu dekarbonisieren, nicht, wie in den letzten Jahren geschehen, still und heimlich ad acta legen. Wir brauchen dafür vielmehr deutlich schärfer formulierte Ziele, auf die wir dann konsequent zusteuern müssen. Die aktuellen Vorschläge der Kohlekommission vom Januar 2019 sind ein beredtes Beispiel für Inkonsequenz, zumal sie dem Publikum von den Medien als bindend für die Politik verkauft wurden, was sie jedoch nicht sind. Das im Januar 2020 verabschiedete Kohleausstiegsgesetz bleibt dann auch hinter den Vorschlägen der Kohlekommission zurück. Man musste nur genau hinhören, was Herr Altmaier dazu zu sagen hatte. Es ist wenig hilfreich, wenn wir Deutschen mit dem Finger auf andere Länder zeigen und diese als die noch größeren Klimasünder brandmarken. Das mag für einige wenige Industrieländer zutreffen – trotzdem rangiert Deutschland bei den pro Kopf-CO₂-Emissionen ganz weit vorn. [1.1.2.2]⁴ Auch das immer wieder in Verlautbarungen einiger Politiker gebrauchte Argument, Deutschland allein könne den Klimawandel nicht aufhalten, ist nichts weiter als eine bequeme Ausrede, zumal die gleichen Politiker bei anderen Gelegenheiten Deutschland gerne als Vorreiter einer Energiewende hinstellen.

1 [1.1.1.2] <http://www.faszination-regenwald.de/info-center/zerstoerung/flaechenverluste.htm>

2 [1.1.1.3] <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-emissionen-in-deutschland#textpart-1>

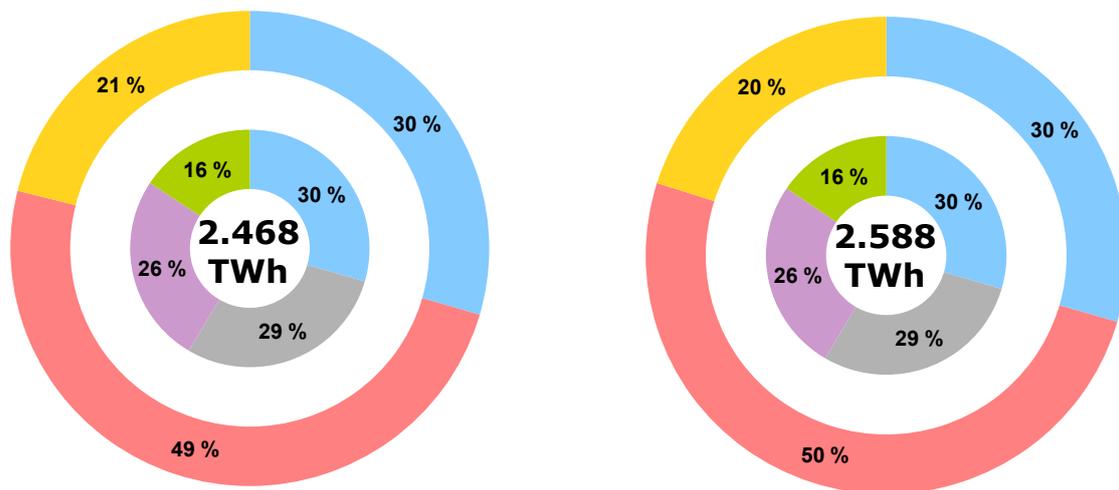
3 [1.1.2.1] <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energiebedingte-emissionen>

4 [1.1.2.2] <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/167877/umfrage/co-emissionen-nach-laendern-je-einwohner/>

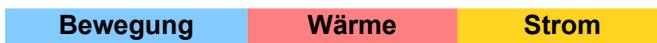
1.2 Die Sektoren der Energieversorgung

Wie wird der heutige Energiebedarf Deutschlands gedeckt und eine ausreichende Energieversorgung garantiert? Hierfür sind prinzipiell drei Sektoren zu betrachten:

- Die Versorgung mit Strom,
- die Bereitstellung von Energie für den Transport von Personen und Gütern und
- die Wärmeversorgung.



Äußerer Kreis: Energiebedarf nach Energieformen



Innerer Kreis: Energiebedarf nach Wirtschaftssektoren



Abbildung 1.2: Endenergiebedarf nach Energieformen und Wirtschaftssektoren 2015 (links) und 2017 (rechts)

Alle hier verwendeten Daten haben wir der alljährlich aktualisierten Excel-Tabelle [1.2.1]¹ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) entnommen, die Sie jederzeit unter dem angegebenen Link herunterladen können.

Der gesamte Endenergiebedarf für diese drei Sektoren betrug im Jahre 2015 in Deutschland 2.468 Terawattstunden (TWh) und stieg auf 2.588 TWh in 2017. Mit Endenergie ist dabei die Energie gemeint, die beim Verbraucher direkt genutzt wird; in Form von Strom, Treibstoffen oder Wärme. Die Verbraucher werden üblicherweise in die vier Gruppen Verkehr(smittel), Industrie, private Haushalte und Gewerbe/Handel/ Dienstleistungen (GHD) klassifiziert.

Nur um die 20% der Endenergie werden derzeit in Deutschland üblicherweise als Strom „verbraucht“. Angesichts der Tatsache, dass viele Menschen, wenn von Energie die Rede ist, zuallererst an Strom denken, ist es einigermaßen erstaunlich, diese Energieform in Abbildung 1.2. mit dem kleinsten Anteil wieder zu finden. Die Bereitstellung von Wärme fordert den Löwenanteil Endenergie in Deutschland, der Sektor Bewegungsenergie – im Wesentlichen gleichzusetzen mit Transport und Verkehr – rangiert zwischen Strom und Wärme [1.2.1, Tabellen 6 und 7].

1 [1.2.1] <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Infografiken/Energie/Energiedaten/Energiegewinnung-und-Energieverbrauch/energiedaten-energiegewinnung-verbrauch-03.html>

Betrachtet man den Endenergiebedarf nach Wirtschaftssektoren, liegt der Verkehr knapp vor der Industrie. Es folgen die privaten Haushalte, die immerhin rund einem Viertel der zur Verfügung stehenden Endenergie konsumieren und schließlich Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD). [1.2.1], Tabelle 6a).

1.3 Energiebedarf Deutschlands – heute und prognostiziert

Um zu unserer direkt nutzbaren Endenergie zu kommen, benötigen wir sogenannte Primärenergieträger. Der Primärenergiebedarf Deutschlands definiert die Gesamtmenge an diesen Energieträgern, die als Kraftstoffe im Verkehr oder zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt werden [1.3.1]¹, [1.3.2]². Auch dieser wird üblicherweise pro Jahr angegeben.

Bis dato wird die Energieversorgung in Deutschland überwiegend durch fossile Brennstoffe sichergestellt. Spaltbares Nuklearmaterial, Stein- und Braunkohle, Erdgas und Mineralöl bilden die bevorzugte Basis für Strom- und Wärmeerzeugung sowie den Transport. Die Energie, welche chemisch gebunden in den fossilen Brennstoffen enthalten ist, bezeichnet man als Primärenergie. Die stoffliche Umwandlung der fossilen Primärenergieträger in für uns nutzbare Endenergie ist stark verlustbehaftet. Deutschland wendete im Jahr 2015 insgesamt 3.684 TWh Primärenergie auf. In 2017 stieg der Bedarf leicht auf 3.776 TWh. Seit 2004 ist er zwar von über 4.000 TWh etwas gesunken, pendelt aber seit 2011 nur unwesentlich zwischen 3.660 TWh (2014) und 3.840 TWh (2013).

Die Zahlen zum Primärenergieeinsatz entstammen einer Tabelle, die das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) unter [1.3.3]³ zum Download anbietet. Die Angaben in Petajoule (PJ) wurden von uns in TWh (wir bevorzugen die durchgängige Verwendung dieser Maßeinheit) umgerechnet. Für private, industrielle und gewerbliche Verbraucher waren vom Primärenergieeinsatz der Jahre 2015 und 2017 nur die 2.468 TWh bzw. 2.588 TWh als Endenergie nutzbar (s. Abbildung 1.3). Die Umwandlungs- und Transportverluste belaufen sich damit auf 1.216 TWh bzw. 1.188 TWh; immerhin eine leichte Effizienzsteigerung von 2015 bis 2017. [1.01]

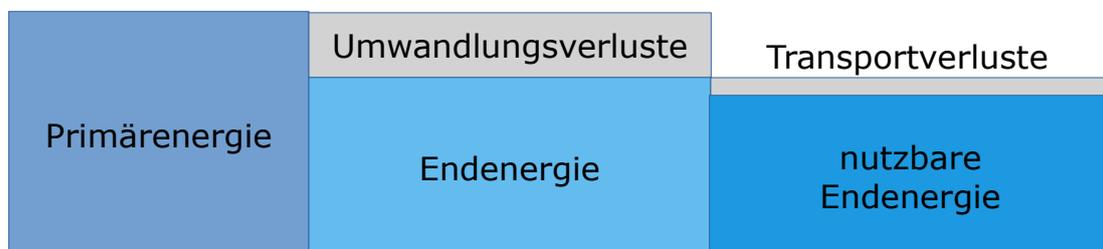


Abbildung 1.3: Der Zusammenhang zwischen Primär- und Endenergie

Es kommen demnach nur 66-68% der Primärenergie beim Verbraucher an. Doch selbst diese Zahl schönt die wahren Verhältnisse. Die Verluste der fossilen Kern- und Kohlekraftwerke, die weniger als 40% der Primärenergie in nutzbare Endenergie umwandeln, gehen in eine Durchschnittsbildung ein, an der u.a. auch Windkraft- und Solaranlagen sowie effiziente Gas- und Dampfkraftwerke (GuD) beteiligt sind. Wird mittels Wind und Sonne elektrischer Strom erzeugt, gilt die Formel Primärenergie = Endenergie, sofern der Strom nicht für weitere Umwandlungen in andere Energieformen verwendet wird. Strom ist bereits die gewünschte Form der Endenergie. Das erhöht rein rechnerisch die Quote der Endenergie am gesamten Primärenergieeinsatz.

1 [1.3.1] <https://www.bundesregierung.de/Content/DE/StatischeSeiten/Breg/FAQ/faq-energie.html>

2 [1.3.2] <https://de.wikipedia.org/wiki/Bruttostromverbrauch>

3 [1.3.3] <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Infografiken/Energie/Energiedaten/Energiegewinnung-und-Energieverbrauch/energiedaten-energiegewinnung-verbrauch-03.html>

Insgesamt gesehen verschleierte der aktuell gegebene Energiemix den Fakt, dass Kern- und Kohlekraftwerke nicht nur gefährlich bzw. in hohem Maße umweltbelastend sind, sondern zudem sehr ineffizient arbeiten. Wie dieser Fakt zu dem Slogan „Efficiency first“ des im Sommer 2016 erschienenen Grünbuchs Energieeffizienz [\[2.3.2.2\]](#) des BMWi passt, erklärt der Text dieses Grünbuchs nicht.

Der gesamte Primärenergiebedarf wurde in Deutschland im Jahr 2015 zu 87% mit fossilen Brennstoffen gedeckt; davon zu 34% durch Mineralöl und 24% durch Braun- und Steinkohle. 21% entfielen auf Erdgas und 8% auf die Kernenergie. Nur knapp 13% der Primärenergie stammt aus erneuerbaren Quellen, ein Jahr zuvor lediglich 11,1% [\[1.2.1\]](#) (vgl. Tabelle 1.1). 2017 haben sich diese Zahlen nur geringfügig geändert.

Primärenergie und Endenergie

Unter **Primärenergie** versteht man die Gesamtheit aller in der Natur direkt vorkommenden Energiequellen, So sind Kohle, Öl und Gas fossile Brennstoffe, Uran ist ein sogenannter Kernbrennstoff. Aber auch die kinetische Energie von fließendem Wasser und Wind sowie die Strahlungsenergie der Sonne gehören rein physikalisch zur Primärenergie.

Primärenergie wird durch verschiedene Umwandlungsprozesse in Endenergie überführt. Als **Endenergie** wird die Energie bezeichnet, die wir nutzen können. Z.B. wandelt ein Wärmekraftwerk durch die Verbrennung von Kohle deren chemische Energie zunächst in Wärmeenergie um. Diese Wärmeenergie wiederum wird in kinetische Energie strömenden Wasserdampfes überführt, der Turbinen antreibt, die über eine Antriebswelle an einen Generator gekoppelt sind. Erst der Generator erzeugt aus der kinetischen Energie schließlich elektrischen Strom; die Energieform also, die wir haben wollten.

Alle diese Umwandlungsprozesse unterliegen Abwärmeverlusten, auch wenn ein Teil der Wärme z.B. bei Blockheizkraftwerken genutzt wird (dieser Teil ist dann per Definition wieder Endenergie) und positiv in die Gesamtbilanz geht. Dennoch unterscheiden sich Primär- und Endenergiebedarf erheblich. Man muss folglich bei Publikationen zur Energiewirtschaft immer ganz genau hinschauen, wovon gerade die Rede ist, um die richtigen Schlüsse ziehen zu können.

Um den Begriff Primärenergie richtig anzuwenden, sollte zusätzlich Klarheit darüber bestehen, dass er bei den erneuerbaren Energien von einer physikalisch korrekten Definition abweicht. Bei Wasserkraft, Sonne und Wind wird als Primärenergie die Menge an Elektroenergie bezeichnet, die mit den Anlagen erzeugt wird. Hier gilt also der Grundsatz: Primärenergie = Endenergie, lässt man die Transportverlust außer acht. Diese Herangehensweise ist rein ökonomisch motiviert aber durchaus nachvollziehbar. Erneuerbare Primärenergie kostet nämlich nichts, ganz im Gegensatz zu fossilen Energieträgern.

Gegner der Energiewende halten dem o.g. Grundsatz gerne entgegen, dass schließlich auch Energie bei der Produktion der Anlagen für Erneuerbare Energieerzeugung benötigt wird. Dem können wir qualitativ nicht widersprechen, werden in Kapitel 3 aber quantitativ anhand von Rechnungen zur energetischen Amortisation dieser Anlagen aufzeigen, dass sie bei weitem nicht so ineffizient sind, wie von den Fans der traditionellen Energiewirtschaft ständig kolportiert.

Als rein philosophische Frage fällt uns dazu folgende ein: Wurde bei der Produktion eines 400 PS-SUV nicht auch Energie „verbraucht“? Ist der Betrieb eines solchen Fahrzeugs aus energetischer Sicht nicht der wahre Albtraum auf Rädern? Warum reden wir nicht darüber, sondern z.B. über den zugegebenermaßen hohen Stromverbrauch bei der Fertigung von Solarzellen? Warum blenden wir aus, dass diese Solarzellen 20 und mehr Jahre ihren Dienst verrichten können, also auf jeden Fall länger als einem Auto im Normalfall an Lebenszeit beschieden ist?

Und um die philosophische Betrachtung konsequent zu Ende zu führen: Warum produzieren wir überhaupt irgendwelche Dinge, wo wir doch wissen, dass Energie dafür notwendig ist? Hören wir doch einfach auf damit... ok – das geht natürlich nicht bis zur Nulllinie. Andererseits gibt es in unserer Wegwerfgesellschaft genügend Produkte, deren Fertigung von vornherein eine massive Material- und Energieverschwendung darstellt. Sie werden zwar gekauft aber nicht wirklich gebraucht. Wir sind uns bewusst, mit diesem Statement auf die heilige Kuh Wachstum angelegt zu haben, was uns definitiv **nicht** leid tut.

Im Auftrag des BMWi wurde die Studie „Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose“ [1.3.4]¹ durchgeführt, um vom Primärenergiebedarf der Vergangenheit über den heutigen auf den der Zukunft zu schließen.

Dort werden von der Politik vorgegebene Rahmenbedingungen gesetzt. Eine dieser Rahmenbedingung ist die These, dass die Energiewirtschaft weiterhin dominant auf Großkraftwerken und zentraler Organisation beruhen wird.

Prognosen und Visionen

Eine Prognose ist laut Definition eine Aussage über Ereignisse, Umweltzustände oder andere zukünftige Entwicklungen aller Art. Prognosen sind in vielerlei Hinsicht sehr praktisch. Wenn unerwartete Ereignisse eintreten, darf die Prognose ruhig falsch sein. Sie wurde schließlich unter gänzlich anderen Voraussetzungen getroffen.

Dennoch haftet Prognosen der Mythos an, sie würden zukünftige Zustände treffend widerspiegeln; erst recht, wenn sie aus der Feder von Experten stammen. Und meistens sind es ja Experten, die Prognosen erstellen und meistens erhalten sie dafür eine recht gute Bezahlung. Gerade deshalb darf man unterstellen, dass die Ergebnisse einer Prognose fast immer dem Wunschenken ihres Auftraggebers entsprechen. Die Frage, warum Prognosen in der Politik so überaus beliebt sind, ist somit klar beantwortet. Sie lassen sich zum Lenkungsinstrument ge- und missbrauchen.

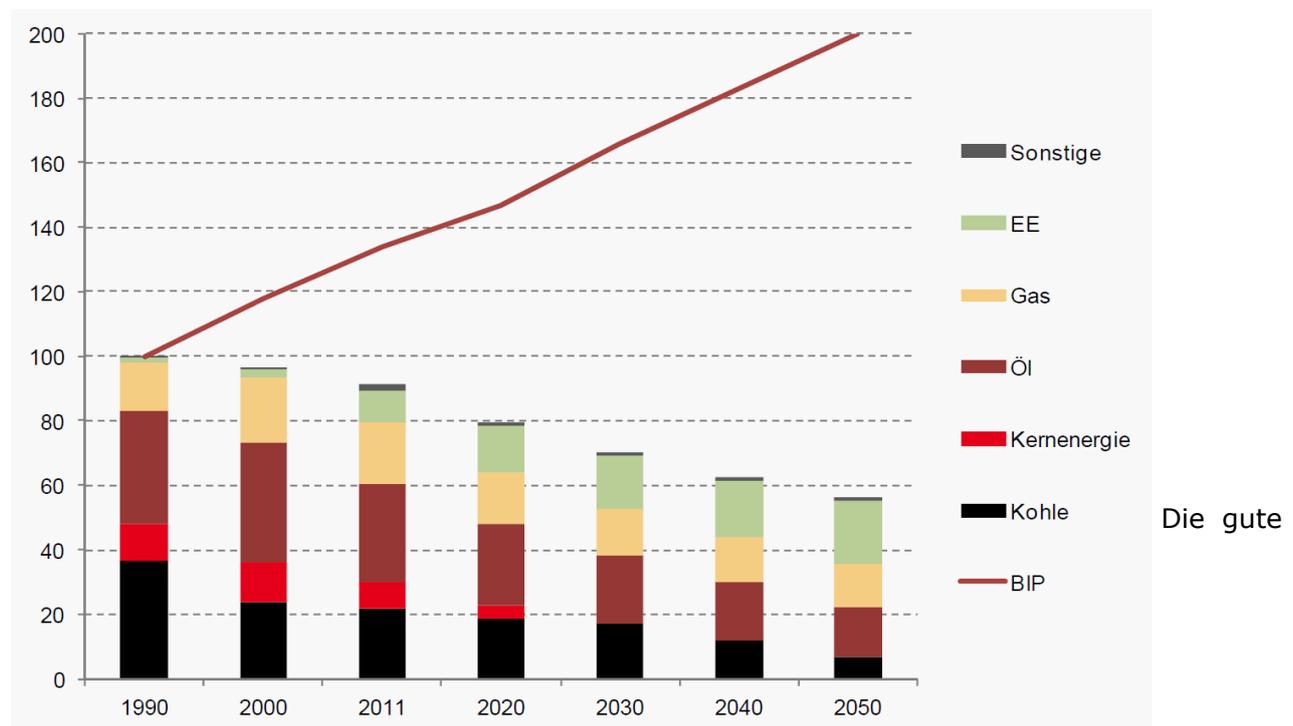
Wann sind „Expertenprognosen“ das letzte Mal wirklich genauso eingetreten? Hat irgendein Experte den Zusammenbruch des Kommunismus zeitlich genau vorhergesehen? Oder die letzte Finanzkrise aus 2008? Haben die Voraussagen der sogenannten Wirtschaftsweisen je irgend etwas mit der Realität zu tun gehabt? Befragen Sie das Orakel Google unter „Trefferquote Wirtschaftsweisen“ und Sie werden verstehen, warum wir Prognosen in die Nähe der sprichwörtlichen Kaffeesatzleserei rücken.

Unser Verstand, den wir hierzu nicht einmal arg strapazieren müssen, sagt uns, dass die Energieversorgung nicht in alle Ewigkeit wie bisher funktionieren kann. Wir wissen nur nicht, wann der Crash kommt und wie er konkret aussehen wird.

Auf dieser Erkenntnis sollten wir unsere Vision einer vollkommen reorganisierten Energieversorgung aufbauen und diese Vision vorantreiben, um den Crash zu vermeiden.

Nur unter diesen politisch gewollten Voraussetzungen sind die in Abbildung 1.4 gezeigten Entwicklungen folgerichtig. Die Frage ist, ob sie zielführend für die Zukunft sind. Analysieren wir dazu die Aussagen der oben zitierten Energiereferenzprognose etwas näher.

¹ [1.3.4] <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/entwicklung-der-energiemaerkte-energiereferenzprognose-endbericht,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>



Quelle: Prognos/EWI/GWS 2014

Abbildung 1.4: Primärenergiebedarf heute und in der Zukunft - eine Prognose im Auftrag des BMWi (Zahlen aus 1990 = 100%)

Nachricht zuerst. Basierend auf den Zahlen von 1990 wird sich unser Bruttoinlandsprodukt (BIP) laut Prognose bis 2050 etwa verdoppelt haben. Uns **allen** wird es dann also „doppelt so gut gehen“ wie 1990.

Der Primärenergiebedarf soll sich dagegen gegenüber 1990 nahezu halbieren. Schon an diesem Fakt sind ernsthafte Zweifel angebracht. Was jedoch unserer Meinung nach unter gar keinen Umständen eintreten wird, ist die im Balken für das Jahr 2050 gezeigte Verteilung der Primärenergieträger, die die Autoren der Prognose mit folgendem wörtlichen Zitat bekräftigen:

„Fossile Energieträger verlieren Marktanteile, dominieren aber auch langfristig (2050) mit einem Anteil von 64% den Energiemix.“

Eine interessante Aussage. Wir hegen die Hoffnung, dass sich das BMWi, insbesondere zukünftige Besetzungen dieses Ministeriums, nicht zu sehr darauf fokussieren.

Wie wir bereits erwähnten, können unerwartete Umstände und Ereignisse Prognosen ad absurdum führen. Im konkreten Fall aber liegen diese Umstände und Ereignisse schon jetzt klar auf der Hand. Daher betrachten wir die von uns zitierte Prognose als reines Wunschdenken, das schon aufgrund der gegenwärtigen Faktenlage mit der zukünftigen Realität nichts gemein haben wird. Das BMWi und die gesamte Energiewirtschaft wird von dieser Realität unweigerlich eingeholt werden. Unsere eigene Prognose, dass dies noch vor 2050 geschieht, halten wir für wenig gewagt. Ebenso vermuten wir ganz stark, dass das BMWi weitere Prognosen im Köcher hat oder in Auftrag geben wird, die zu ganz anderen Schlussfolgerungen als o.g. gelangen. **Irgendeine** davon könnte dann ja doch näherungsweise zutreffen und damit **irgendwie** als Rechtfertigung des eigenen politischen Handelns dienen. Niemand beherrscht die Kunst des Prognostizierens besser als unsere Politiker.

1.4 Unsere erweiterte Definition für Primärenergie

Der Primärenergiebedarf [1.4.1]¹ gilt gegenwärtig als eine der wichtigsten Kennzahlen der Energieversorgung.

Erweitern wir die vorhandene Definition für Primärenergie, indem wir künftig zwischen **fossiler** und **erneuerbarer** Primärenergie unterscheiden. Dann wird sehr viel schneller klar, dass Einsparung von Primärenergie vor allem durch das konsequente Ersetzen fossiler, stoffgebundener Ressourcen durch stoffunabhängige (vorwiegend Sonne und Wind) erreicht werden kann. Schon gemäß der ursprünglichen, physikalisch zwar falschen, aber ökonomisch völlig korrekten Definition fallen die Umwandlungsverluste bei den Erneuerbaren komplett weg (s. Abbildung 1.3). Also gilt unter zulässiger Vernachlässigung der Transportverluste (sie treten als Konstante überall auf) die simple Gleichung

$$\text{erneuerbare Primärenergie} = \text{Endenergie.}$$

Ob wir das von der Bundesregierung angestrebte Ziel der Halbierung des Primärenergieeinsatzes bis 2050 erreichen, ist unter Anwendung o.g. Gleichung nicht mehr relevant. Die ökologischen Auswirkungen der Energiegewinnung aus erneuerbaren Quellen sind, verglichen mit denen der traditionellen aus fossilen Energieträgern gering (vgl. Betrachtung der Technologien in Kapitel 3). Wir können also so viel Energie erzeugen, wie wir tatsächlich benötigen, ohne uns irgendwelchen Beschränkungen unterwerfen zu müssen.

Die gesellschaftliche Aufgabe besteht demnach darin, so schnell und so weit wie möglich auf den Einsatz fossiler Brennstoffe zur Strom- und Wärmeerzeugung sowie zum Transport von Personen und Gütern zu verzichten und als Energiequelle hauptsächlich Sonne und Wind zu nutzen.

Ein mittelfristig vernünftig umsetzbarer Energieplan könnte folgendermaßen aussehen:

Primärenergiebedarf Deutschlands in TWh

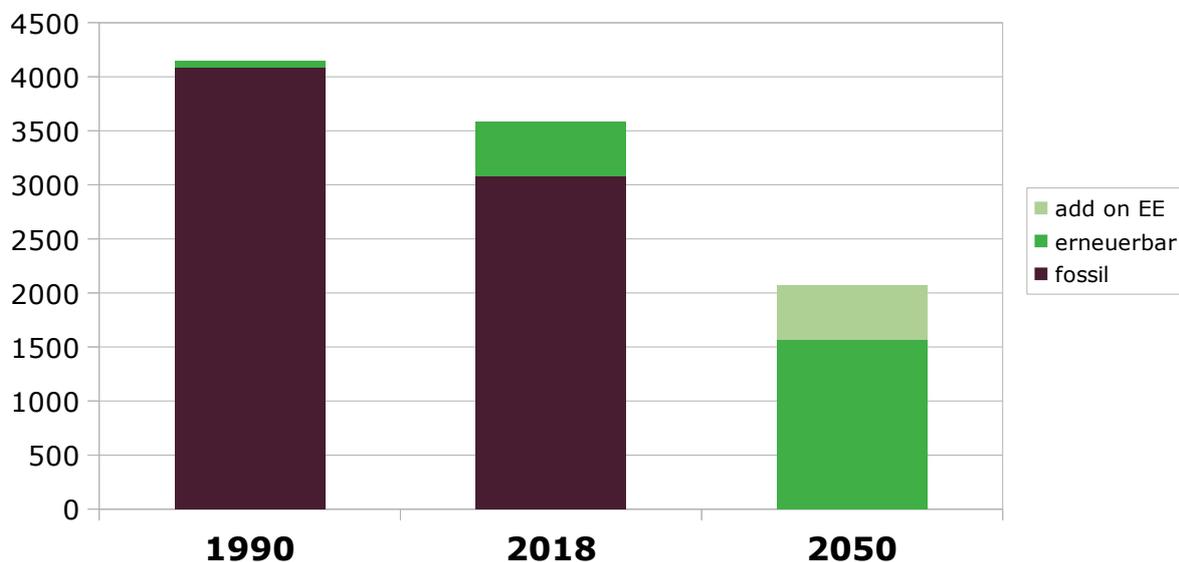


Abbildung 1.5: Primärenergiebedarf Deutschlands

Die Zahlen für 1990 und 2018 stammen vom Bundesumweltamt. [1.4.1]² Die Zahl für 2050 haben wir geschätzt. Nähere Daten, auf denen diese Schätzung beruht, liefern wir in Kapitel 2.8. Wir nehmen 1.572 TWh als Primärenergiebedarf für 2050 an. 500 TWh geben wir als

1 [1.4.1] <https://de.wikipedia.org/wiki/Primärenergie>

2 [1.4.1] <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/primaerenergieverbrauch#entwicklung-und-ziele>

Sicherheitsreserve dazu. Unbenommen davon bleibt, dass wir 2050 sogar unter 1.500 TWh liegen könnten.

Wie der genaue Wert aussieht, spielt eine eher untergeordnete Rolle. Die Farbe des Balkens im Diagramm ist das maßgebliche Kriterium. Hierin unterscheidet sich unser grundsätzlicher Entwurf deutlich von der aktuellen Marschrichtung der Bundesregierung.

Im Übrigen liegen wir mit diesem Entwurf voll auf der Linie dessen, was seit längerem breiter, wenn auch nicht vollständiger internationaler Konsens ist; die Dekarbonisierung der Wirtschaft bis 2050. Außerdem erinnern wir uns daran: Auch die Bundesregierung verfolgte um die Jahrtausendwende genau dieses Ziel

1.5 Erneuerbare Energien – Vergleich europäischer Länder

Deutschland präsentiert sich gern als Vorreiter im Bereich der Nutzung erneuerbarer Energien. Unsere regierenden Politiker geben oft und gerne entsprechende Statements ab, um zu suggerieren, Deutschland tue schon genug und es wäre erst einmal an der Zeit, dass die anderen nachzögen. Damit erscheint die Energiewende als teure und ungeliebte Pflichtübung, die man durchaus noch eine Weile verzögern kann.

Gemessen an den Zahlen der Tabelle 1.2 nimmt Deutschland jedoch im Vergleich der europäischen OECD-Länder keine führende Position in der Frage der Hinwendung zu erneuerbaren Energien ein.

Land	Anteil Erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch [%]	
	2014	2017
Island	89,1	88,2
Norwegen	45,3	47,7
Schweden	35,7	39,9
Österreich	30,8	29,9
Finnland	30,2	33,6
Dänemark	27,7	33,5
Schweiz	20,2	21,3
Italien	18,1	17,1
Spanien	15,6	13,1
Deutschland	11,9	13,3
Griechenland	10,8	11,3
Türkei	10,1	12,1
Frankreich	8,8	9,6
Belgien	6,5	7,3
Großbritannien	6,9	9,6
Niederlande	4,8	5,4
Durchschnitt OECD-Länder Europas	12,6	14,4
Durchschnitt alle Länder	12,9	13,4

Tabelle 1.2: Anteil erneuerbarer Energien der europäischen OECD-Länder an ihrem Primärenergiebedarf 2014 und 2017; vgl. [\[1.2.1\]](#) Tabelle 31a.

Fairerweise muss man einräumen, dass die Voraussetzungen der Nutzung erneuerbarer Energien für Island (Geothermie), Schweden, Norwegen, Finnland, Österreich und die Schweiz (Wasserkraft) ungleich günstiger sind als für Deutschland. Dänemark und Italien genießen diese Vorteile nicht und sind trotzdem deutlich weiter als Deutschland.

Auch im weltweiten Vergleich orientiert sich Deutschland eher am Durchschnitt. Von der Spitzenposition in Sachen Energiewende, die wir angeblich einnehmen, kann also keine Rede sein, obwohl sie, betrachtet man das technologische Potenzial unseres Landes, sehr wohl erreichbar wäre; entsprechenden politischen Willen vorausgesetzt.

1.6 Das System der fossilen Energieträger

1.6.1 Natürliche Vorkommen Deutschlands und Import

Braunkohle

Braunkohle ist der wichtigste einheimische fossile Energieträger, der in nennenswerter Menge vorhanden ist und zu wirtschaftlichen Bedingungen im Tagebau gefördert werden kann. Die Vorräte in genehmigten und erschlossenen Tagebauen betragen rund fünf Mrd. Tonnen. Das entspricht der 28-fachen Förderung im Jahr 2014 [1.6.1.1]¹, d.h. in ca. 30 Jahren ist unsere Braunkohle erschöpft, wenn wir sie weiter im 2014er Tempo abbauen. Danach müssten wir uns überlegen, welche Städte und Dörfer wir noch einreißen könnten, um die darunter liegenden letzten Vorräte zu bergen.

Steinkohle

Die deutschen Steinkohlevorräte werden auf etwa 83 Mrd. Tonnen geschätzt, [1.6.1.2]² S.23. Da die geologischen Bedingungen für den Abbau von Steinkohle in Deutschland ungünstig sind, ist die jährliche Förderquote von ca. 150 Mio. Tonnen in den 1950iger Jahren auf 6,2 Mio. Tonnen (2015) gesunken. Die Förderkosten je Tonne deutscher Steinkohle beliefen sich 2015 auf 180 Euro, während der Jahresdurchschnittspreis je Tonne importierter Steinkohle unter 70 Euro lag [1.6.1.2]. Der deutsche Steinkohlebergbau befindet sich wegen dieses enormen Preisunterschieds bereits seit Jahrzehnten in einem Umstrukturierungsprozess. Nur umfangreiche staatliche Subventionen erhielten ihn bis Dezember 2018 am Leben. Mit dem Auslaufen dieser Zuwendungen schloss die letzte Steinkohlenzeche Prosper-Haniel in Bottrop am 21.12.2018. Die Versorgung des deutschen Marktes mit Steinkohle und Steinkohleprodukten wird seither zu 100% durch Importe bestritten. Wo die importierte Steinkohle herkommt, kann man u.a. bei Heise [1.6.1.3]³ nachlesen. Speziell der Abbau der unschlagbar preiswerten kolumbianischen Kohle ist ein einziges ökologisches Desaster mit weitreichenden negativen Auswirkungen auf die Gesundheit der dort lebenden Menschen. [1.6.1.4]⁴ Auch die 8.000 bis 12.000 Tonnen CO₂, die pro 100.000 Tonnen quer über den Atlantik von Kolumbien nach Deutschland verschiffter Kohle entstehen, gehen nicht in die deutsche Ökobilanz ein.

Erdöl

Die Erdölreserven Deutschland müssen, gemessen am gegenwärtigen Bedarf, als marginal bezeichnet werden. Sie sind auf Schleswig Holstein und Niedersachsen konzentriert und betragen Ende 2015 etwa 34 Mio. Tonnen. [1.6.1.2], S.18.

Die Fördermenge heimischen Erdöls belief sich 2015 auf 2,41 Mio. Tonnen. Demgegenüber importierte Deutschland im gleichen Jahr 91,275 Mio Tonnen Rohöl [1.2.1], also fast die dreifache Menge der eigenen Reserven. Dies entspricht einer Importquote von 97,5 Prozent. Wichtigster Lieferant mit 35,7 Prozent ist Russland. Daneben wurden 37,231 Mio Tonnen Mineralölprodukte importiert und lediglich 22,206 Mio Tonnen exportiert [1.2.1].

Erdgas

Ähnlich düster sieht die Situation beim Erdgas aus. Am 31.12.2015 meldete die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) gerade einmal 74,4 Mrd. m³ deutsche Erdgasreserven. [1.6.1.2], S.20 Ein Jahr zuvor waren es noch 83,3 Mrd. m³. Die eigenen Erdgasvorräte nähern sich also durch das gegenwärtig an den Tag gelegte rasante Abbautempo ziemlich zügig der Nulllinie.

1 [1.6.1.1] <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/kohlepolitik.html>

2 [1.6.1.2] http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/Energiestudie_2016.pdf?__blob=publicationFile&v=2

3 [1.6.1.3] <https://www.heise.de/tp/features/Wo-kommt-die-Steinkohle-her-die-in-deutschen-Kraftwerken-verfeuert-wird-3367378.html>

4 [1.6.1.4] <https://www.berliner-zeitung.de/politik/bergbau-wie-kohle-fuer-deutsche-kraftwerke-menschen-in-kolumbien-entwurzelt-29972406>

Deutschland ist auch beim Naturgas zu 93,5 Prozent von Importen abhängig. In absoluten Zahlen betrachtet beliefen sich die Inlandproduktion 2015 auf 83,3 TWh, der Import jedoch auf 1.192,2 TWh. [1.2.1] Wie beim Rohöl ist auch hier Russland wichtigster Lieferant.

1.6.2 Bevorratung

Der Erdölbevorratungsverband (EBV) hat die gesetzliche Aufgabe, jederzeit Erdöl und Erdöl-erzeugnisse in einer Menge vorzuhalten, die in den letzten drei Jahren durchschnittlich innerhalb von 90 Tagen nach Deutschland eingeführt wurde. Mit diesen so genannten strategischen Ölvorräten ließe sich demnach ein vollständiger Ausfall aller Mineralölimporte für 90 Tage ausgleichen. [1.6.2.1]¹ Die Bestände des EBV umfassen neben Rohöl, Benzin, Diesel auch leichtes Heizöl und Flugturbinenkraftstoff (JET A-1). Die Vorräte sind dabei so über das Gebiet der Bundesrepublik verteilt, dass in jeder von fünf definierten Versorgungsregionen sofort verfügbare Bestände mit einer Mindestreichweite von 15 Tagen vorhanden sind. Dabei werden oberirdische Tanks vor allem für Mineralölprodukte genutzt, [1.6.2.1] während unterirdische Kavernen hauptsächlich der Lagerung von Rohöl dienen. Kavernen sind künstlich geschaffene Hohlräume in Salzstöcken, die in der Regel einige hunderttausend Kubikmeter groß sind. Zurzeit werden vom EBV ca. 24 Mio. Tonnen Erdöl und Erdöl-erzeugnisse bevorratet.[1.6.2.3]²

Im Unterschied zu Erdöl gibt es für Erdgas keine EU-weite Pflichtbevorratung. [1.6.2.4]³ Nach Aussage des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. hat die deutsche Gaswirtschaft in privatwirtschaftlicher Initiative dennoch die viertgrößten Erdgas-Speicherkapazitäten der Welt aufgebaut. In 51 Speichieranlagen (20 Porenspeicher und 31 Kavernenspeicher) kann mit etwa 24,6 Mrd. Kubikmetern knapp ein Viertel des jährlichen Gasbedarfs eingespeichert werden (Stand 2014). [1.6.2.5]⁴/[1.6.2.6]⁵ Die Industrie garantiert über ihre Selbstverpflichtung derzeit eine ausreichende Gasspeicherung für 30 Tage, ist dazu allerdings nicht gesetzlich verpflichtet.

Insgesamt sind zur Sicherung der Energieversorgung mit fossilen Energieträgern in Deutschland umfangreiche Lagerkapazitäten vorhanden. [1.6.2.7]⁶/[1.6.2.8]⁷ Steinkohle wird bedarfsgerecht auf Kohlehalden vorgehalten. Sorgen müssen wir uns erst dann machen, wenn den Lagern über einen längeren Zeitraum mehr entnommen werden muss als hineinfließt.

1 [1.6.2.1] <https://www.ebv-oil.org/cms/cms2.asp?sid=60&nid=&cof=60>

2 [1.6.2.3] <https://www.ebv-oil.org/cms/cms2.asp?sid=60&nid=&cof=60>.

3 [1.6.2.4] <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/moeglichkeiten-zur-verbesserung-der-gasversorgungssicherheit-und-der-krisevorsorge-durch-regelungen-der-speicher.property=pdf.bereich=bmwi2012.sprache=de.rwb=true.pdf> Seite 45

4 [1.6.2.5] <https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20140613-staatliche-erdgasreserve-in-deutschland-kontraproduktiv-de?open&ccm=900030>

5 [1.6.2.6] <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/gas-instrumente-zur-sicherung-der-versorgung.html>

6 [1.6.2.7] http://www.lbeg.niedersachsen.de/download/98573/Erdoel_und_Erdgas_in_der_Bundesrepublik_Deutschland_2014.pdf

7 [1.6.2.8] <https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20140613-staatliche-erdgasreserve-in-deutschland-kontraproduktiv-de>

Der systemrelevante EBV

Der Erdölbevorratungsverband (EBV) wurde als Körperschaft des öffentlichen Rechts im Jahre 1978 auf der Grundlage des Erdölbevorratungsgesetzes (ErdölBevG) [1.6.2.9] in Hamburg gegründet. Durch dieses besondere juristische Konstrukt erscheinen die Kosten der Erdölbevorratung nicht als Soll-Position im Bundeshaushalt, was den Finanzminister ungemein freut.

Das Konstrukt folgt im Übrigen der uns ständig suggerierten Erkenntnis, dass der Staat mit Geld nicht umgehen kann und deshalb stets händeringend nach privaten Investoren sucht, die öffentliche Aufgaben „sehr viel effizienter“ erledigen. Deshalb wird das Erfordernis der Erdölbevorratung durch Beiträge und Kredite, für deren Zinsen die Allgemeinheit letztendlich doch zusätzlich aufkommen muss (nicht über Steuern, sondern über höhere Preise), finanziert.

Aufgrund der aktuell gegebenen gesetzlichen Bestimmungen ist der EBV nicht insolvenzfähig. Bei Auflösung des Verbandes hat die Bundesrepublik Deutschland dessen Verbindlichkeiten zu übernehmen. Die Ratingagentur „Standard & Poor's“ vergibt demzufolge für die Papiere des EBV die Note 'AAA/A-1+' [1.6.2.10]; demnach mehr als ein Geheimtipp für konservative Anleger.

Für das Geschäftsjahr 2016/2017 plante der EBV, sich über 332 Mio. € Beiträge und 3 Mrd. € Schulden zu finanzieren [1.6.2.11]. 3 Mrd. Schulden, die eine öffentliche Institution freiwillig macht, um Kapital aufzusaugen, das es gegenwärtig bekanntlich äußerst schwer hat, solvente Schuldner zu finden. Und wer könnte solventer sein als die öffentliche Hand, die im Zweifelsfall einfach Steuergelder in sich auf tuende Löcher wirft? Kommt Ihnen das nicht irgendwie bekannt vor? Die detaillierten Geschäftsberichte des EBV können unter [1.6.2.12] eingesehen werden.

Zum Betrieb von insgesamt 58 Kavernen wurde eigens die Nord-West Kavernengesellschaft mbH als 100%ige Tochtergesellschaft gegründet. Die bereits outgesourcte Körperschaft öffentlichen Rechts betreibt Outsourcing. Warum nur gestaltet man das alles so kompliziert?

1.6.3 Wirtschaftliche und politische Rahmenbedingungen

Die Energieversorgung ist ein äußerst mächtiger Wirtschaftszweig. Die Versorgung mit Mineralölprodukten liegt weltweit in den Händen einiger weniger großer Konzerne. Die großen Marken begegnen uns auf jeder Autofahrt, an jeder Tankstelle. Gleiches gilt für die Versorgung mit Elektroenergie, mit dem Unterschied, dass sich hier die Oligopolbildung häufig (noch) auf die Nationalstaaten beschränkt.

Das gegenwärtige System ist gut etabliert und funktioniert aus Sicht seiner Betreiber seit Jahrzehnten nahezu perfekt. Es spült riesige Gewinne in die Kassen der beteiligten Unternehmen. Daran etwas ändern zu wollen, erzeugt Widerstand. Daran schnell etwas ändern zu wollen, erzeugt großen Widerstand.

Importkosten für fossile Energieträger

Die jährlichen deutschen Importkosten für fossile Energieträger betragen gemittelt über die letzten 10 Jahre ca. 80 Mrd. Euro. Halten Sie sich bitte einfach einmal vor Augen, wie viele Windräder, Solarpanel oder Infrastruktureinrichtungen man für 80 Mrd. Euro jährlich anschaffen könnte (bzw. hätte bereits anschaffen können), um die Energiewende zu beschleunigen, die ja angeblich viel zu teuer ist. Warum vergessen die Gegner der Energiewende immer wieder, dass das Verbrennen fossiler Ressourcen, **volkswirtschaftlich** gesehen, eben auch nicht umsonst zu haben ist? Auf Rohstoffimporte gehen wir näher im Kapitel 4.1 ein.

In den 80 Mrd. Euro nicht eingerechnet ist hier im Übrigen der Aufwand zur Aufbereitung bzw. Weiterverarbeitung der fossilen Energieträger. Diese Prozesse sind natürlich Bestandteil der Wertschöpfung und – um das überaus gerne gebrauchte Totschlagargument zu zitieren – da hängen Arbeitsplätze ´dran. Dem halten wir entgegen, dass die Arbeitswelt seit Jahrhunderten in ständigem Wandel begriffen ist; alte Arbeitsplätze verschwinden, neue entstehen. Der Wandel hat sich freilich in den letzten 50 Jahren massiv beschleunigt.

Kurzfristig gedacht ist es auf Grundlage der aktuellen Preise für fossile Ressourcen aus **betriebswirtschaftlicher** Sicht für die Unternehmen einfach günstiger, zu großen Teilen bei der Nutzung von Kohle, Öl und Gas zu bleiben.

Man muss sich darüber im Klaren sein, dass die konsequente Hinwendung zu einer nahezu ausschließlichen Versorgung mit erneuerbarer Energie das eingefahrene System zu Fall bringen wird. Die Gewinne der Konzerne werden dramatisch einbrechen. Sie verlieren definitiv ihre Quasi-Monopolstellung und werden nur dann die Platzhirsche am Markt bleiben, wenn sie es langfristig schaffen, sich mit den neuen Gegebenheiten zu arrangieren. Diese Entwicklung ist bei einem Anteil der Erneuerbaren von fast 40% in 2019 schon in vollem Gange.

Aktuell reagieren RWE, Eon, EnBW und Vattenfall mit massivem Widerstand, um das alte, für sie äußerst lukrative System möglichst lange am Leben zu erhalten, wohl wissend, dass es schlussendlich nicht zu retten ist. Aber bis zum endgültigen Aus lässt sich noch der eine oder andere Euro verdienen, insbesondere dann, wenn die Politik nicht als Regulativ im Sinne des Fortschritts und des Gemeinwohls, sondern der Konzerne agiert.

Zentral vs. dezentral

Die Hauptrückzugslinie der Konzerne ist das Beharren auf einer **zentralen** Versorgungsstruktur deren Rückgrat von großen Kraftwerken gebildet wird. Daher lautet eine Kernfrage der Energiewende, nicht nur für Deutschland, sondern weltweit, wie man **dezentrale** Versorgungsstrukturen möglichst schnell in größerem Umfang etablieren kann.

Der Umbau des bisherigen Systems der fossilen Energieerzeugung hin zu einer Versorgung mit EE unterliegt einem umfassenden Strukturwandel. Ganze Wertschöpfungsketten werden verschwinden, neue entstehen. Das ist natürlich eine riesige Chance für viele kleinere Gewerbe- und Industriebetriebe. Für die neue Energieversorgung wird eine völlig andere Infrastruktur benötigt. Die elektrischen Installationen der Häuser und Quartiere müssen an die neuen Bedingungen angepasst werden. Speicher für unterschiedliche Energiearten müssen entwickelt und hergestellt werden. Die Netze, beginnend mit der Niederspannung 230/400 V, bedürfen der Weiterentwicklung und Anpassung an die neue Situation. Nicht zuletzt müssen die Anlagen, welche EE erzeugen, produziert und installiert werden.

All diese Prozesse haben bereits begonnen, könnten aber zur Unterstützung deutlich mehr politischen Rückenwind gebrauchen. Notwendig wäre vor allem die Schaffung zeitgemäßer gesetzlicher Rahmenbedingungen, die beschleunigend wirken. Aktuell haben wir eher den Eindruck, die Politik tritt als Erfüllungsgehilfe der Energiekonzerne wieder verstärkt auf die Bremse, wobei das Wirtschaftsministerium, egal ob unter CDU- oder SPD-Ägide geführt, eine besonders herausragende, unrühmliche Rolle spielt.

Welche technischen Möglichkeiten wir schon heute zur Umsetzung unserer Vision haben, werden wir in Kapitel 3 zeigen.

1.7 Energieverteilungsnetze

Für die Verteilung von Energieträgern an die Verbraucher stehen in Deutschland verschiedene Versorgungsnetze zur Verfügung.

1.7.1 Gasnetz

In einem flächendeckenden Gasnetz mit einer Länge von ca. 524.000 km wird Gas über drei Druckebenen zur Wärme oder Stromerzeugung verteilt [1.7.1.1]¹. In das Gasnetz sind die unter 1.4 genannten 51 Speicheranlagen eingebunden.

1 [1.7.1.1] <http://www.stoffstrom.org/fileadmin/userdaten/dokumente/Veranstaltungen/EST/07.pdf>

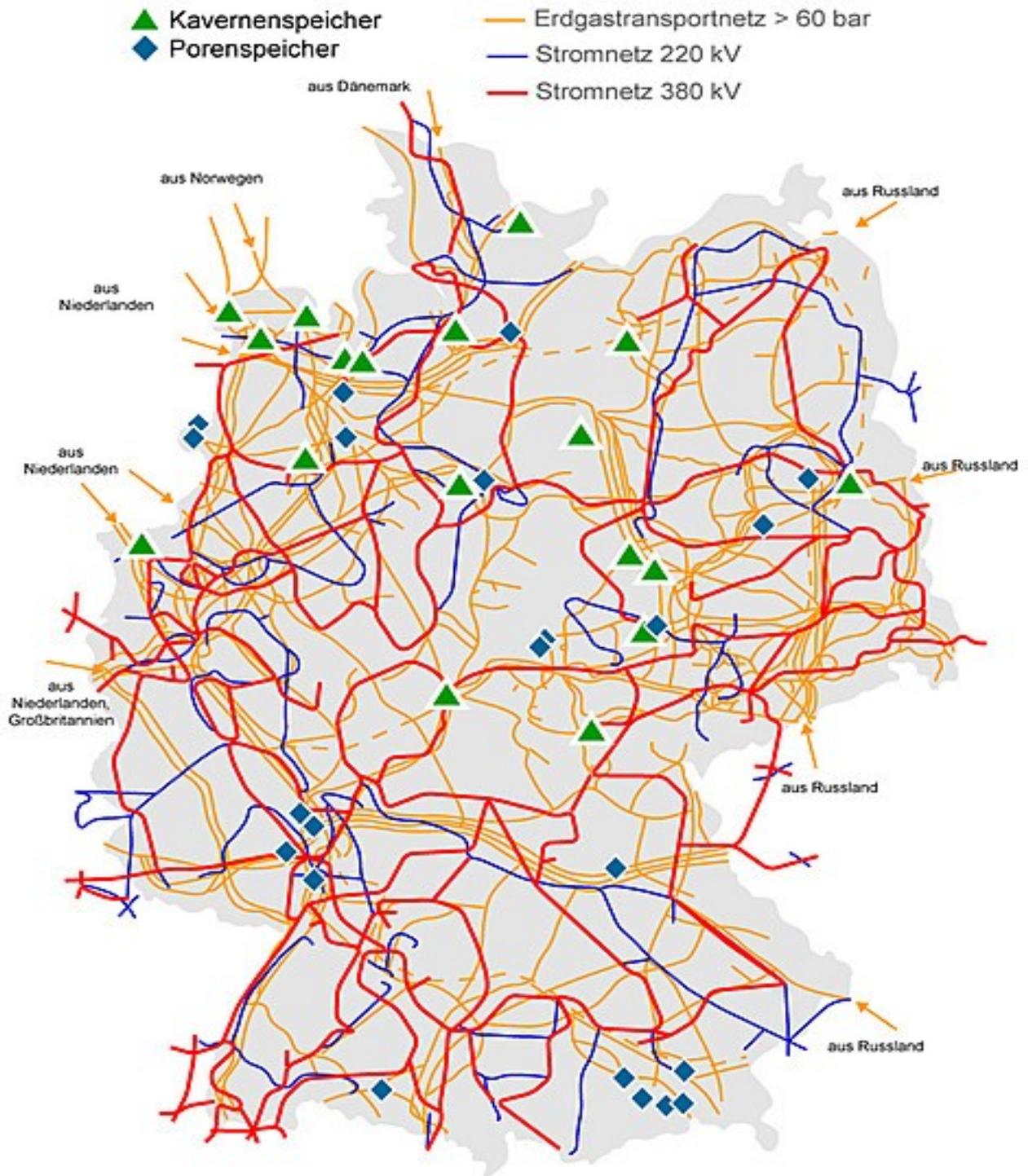


Abbildung 1.6: Ausbau Strom- und Gasnetz innerhalb Deutschlands und Verbindungen zu den Nachbarländern [1.7.1.2]¹

¹ [1.7.1.2] <http://www.bhkw-jetzt.de/home-warum-bhkws/strom-zu-ee-gas/>

1.7.2 Fernwärme

Bei der Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen wird als Nebenprodukt Wärme freigesetzt, die zur Heizung und Warmwasserversorgung von Wohngebäuden und Industriebetrieben nutzbar ist (Kraft-Wärme-Kopplung) [1.7.2.1]¹. Auch in nicht energieerzeugenden Industrieanlagen entsteht häufig nutzbare Wärme. Diese von fossilen Kraftwerken und der Industrie generierte Wärme wird in Form von Heißwasser oder Wasserdampf in Fernwärmeleitungen zum Abnehmer transportiert. Das deutsche Fernwärmenetz ist etwa 20.000 km lang [1.7.2.2]². Insgesamt wurden im Jahr 2017 in Deutschland 114 TWh Fernwärme genutzt [1.2.1].

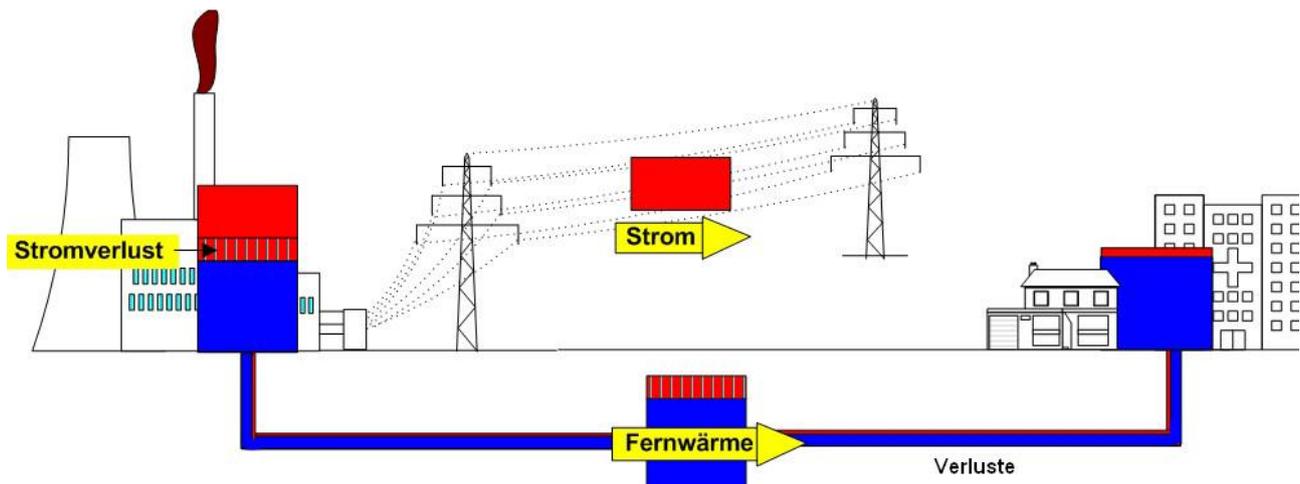


Abbildung 1.7: Schema Kraft-Wärme-Kopplung; Quelle Wikipedia

1.7.3 Transport flüssiger Brennstoffe

Das im Verkehr (712 TWh im Jahr 2015) und für die Raumwärme (187 TWh im Jahr 2015) genutzte Mineralöl bzw. die entsprechenden Mineralölprodukte [1.2.1] werden über ein System von Rohrleitungen, Straßentransporte und 14.531 Tankstellen zu den Verbrauchern gebracht.

1.7.4 Stromnetz

Das längste Versorgungsnetz in Deutschland ist das Stromnetz mit einer Länge von mehr als 1,8 Millionen Kilometern. Der Strom wird über verschiedene Spannungsebenen, derzeit noch dominant von großen Kraftwerken ausgehend, flächendeckend an die Verbraucher verteilt.

Historisch gewachsen sind in Deutschland vier (Europa fünf) Spannungsebenen mit unterschiedlichen Aufgaben. Prinzipiell gilt: Je höher die gewählte Spannung, umso geringer sind, bei gleicher zu übertragender Leistung, die fließenden Ströme ($P = U \cdot I$) und damit auch die vor allem vom Stromfluss abhängigen Leitungsverluste. Die Übertragungsspannung zu erhöhen ist daher eine gute Idee, der allerdings durch die höheren technischen Anforderungen an die Netzelemente wie Leitungen, Transformatoren und Schaltanlagen Grenzen gesetzt sind. Die höchste in Europa (Russland, Ukraine, Ungarn, Polen) verwendete Übertragungsspannung beträgt 750 Kilovolt. Deutschland zum Vergleich - 525 Kilovolt sind mittlerweile kurz vor der Einführung.

¹ [1.7.2.1] <https://de.wikipedia.org/wiki/Kraft-Wärme-Kopplung>

² [1.7.2.2] <https://de.wikipedia.org/wiki/Fernwärme>

Stromleitungsverluste

Beginnen wir unsere Betrachtung des Stromnetzes mit einer unangenehmen, aber selbst mit den besten Vorsätzen nicht weg zu diskutierenden physikalischen Tatsache: Fließt Strom durch herkömmliche Kabel und Transformatoren mit einem elektrischen Widerstand größer Null, entsteht Wärme. Abgesehen von supraleitenden Materialien tritt das Phänomen Widerstand bei allen Kabeln auf. Supraleiter sind momentan noch viel zu teuer, so dass ihre Verwendung in größerem Maßstab als praktische Lösung ausscheidet.

Der beim Stromtransport in Wärme umgewandelte Teil der Energie steht dann nicht mehr als elektrische Energie zur Verfügung. Deshalb wird er von Technikern landläufig oft als Verlust bezeichnet, was hinsichtlich der Elektroenergie richtig, hinsichtlich der Energie als physikalische Größe dagegen nicht korrekt ist. Der erste Hauptsatz der Thermodynamik gilt auch hier und der besagt nun einmal, dass Energie in einem geschlossenen System weder entstehen noch verloren gehen kann.

Wenn wir Strom von A nach B transportieren wollen, ist die durch den Leitungswiderstand erzeugte Wärme natürlich unerwünscht und ihr Anteil muss minimiert werden. Die Minimierung erfolgt über

- geeignete Auswahl des Leitermaterials,
- Erhöhung des Leiterquerschnitts und
- Minimierung der Leitungslänge.

Dahinter steht die aus dem Physikunterricht vielleicht noch geläufige Formel:

$$R = \rho * \frac{l}{A} \quad \text{mit}$$

ρ – spezifischer Widerstand (Materialkonstante)

l – Leitungslänge

A – Leitungsquerschnitt

Silber hat von allen Metallen den geringsten spezifischen Widerstand und wird deshalb vereinzelt dort eingesetzt, wo der Nutzen den immensen Mehrpreis rechtfertigt. Kupfer und Aluminium folgen jedoch mit geringem Abstand und sind deshalb die geläufigsten Leitermaterialien.

Die in Wärme umgesetzte Leistung kann unter Nutzung folgender einfacher Formeln berechnet werden:

$$P_V = U * I \quad (\text{Definition elektrische Leistung})$$

$$U = R * I \quad (\text{Ohmsches Gesetz nach U umgestellt})$$

Daraus folgt durch Einsetzen der zweiten Gleichung in die erste:

$$P_V = R * I^2 \quad \text{mit}$$

P_V – Leistungsverlustleistung

R – Leitungswiderstand

I – Stromstärke.

Die Leistungsverluste P_V sind demnach abhängig von der Leitungslänge und vom fließenden Strom, der sogar quadratisch in die Rechnung eingeht. Die Stromstärke kann durch Verwendung einer höheren Leitungsspannung gesenkt werden, was die unterschiedlichen

Spannungsebenen für die verschiedenen Leitungsarten erklärt. Je länger die Leitung, desto höher die gewählte Spannung.

Am Ende bleibt die praktische Erkenntnis, dass der Stromtransport von A nach B umso verlustbehafteter ist, je weiter A und B auseinander liegen. Es gilt die Faustregel, dass pro 100 km Leitungslänge etwas mehr als 1% der eingespeisten elektrischen Energie als Abwärme verloren geht. Das heißt, die Übertragung hoher Leistungen zum Beispiel von der Küste bis nach Süddeutschland ist per se unwirtschaftlich und sollte vermieden werden. Durch Modernisierung ist es den Ingenieuren immerhin gelungen, die durchschnittliche Verlustquote im deutschen Stromnetz zwischen 2008 und 2012 von 6,4% auf 5,1% zu verringern. [1.7.4.1]¹

Verluste entstehen aber nicht nur in den Leitungen, sondern auch bei der Spannungswandlung durch Transformatoren. Sie treten konzentriert am jeweiligen Transformator auf, selbst wenn sich dieser im Leerlauf befindet. Die Verluste steigen, wenn der Transformator unter Belastung arbeitet. Unter Vollast wandelt ein Transformator ca. 3% des an der Primärseite eingehenden Stroms direkt in Wärme um. Überträgt eine Hochstromleitung also z.B. die Leistung von 2.000 Megawatt, fallen an den zugehörigen Transformatoren bis zu 60 Megawatt Wärmeleistung an. Durch die Nutzung dieser Abwärme, z.B. zur Warmwasserbereitung wird der Gesamtwirkungsgrad des Systems verbessert.

Auch das BMWi liefert Zahlen für "Netzverluste und Nichterfasstes" für den Zeitraum 2010 bis 2014. Sie liegen zwischen 4,7% im Jahr 2010 und 4,2% im Jahr 2014 der jährlichen Nettostromerzeugung [1.7.4.2]². Die sinkende Tendenz korreliert gut mit den von Proteus-Solutions ermittelten Werten. Die Zahlen des BMWi sind etwas optimistischer, vielleicht weil Politiker generell lieber etwas positivere Zahlen präsentieren. Das eigentlich Bemerkenswerte der BMWi-Quelle ist die angehängte Rede Sigmar Gabriels (damals noch Bundeswirtschaftsminister) im deutschen Bundestag. Er bemüht sogar die Physik. Aber einen Hinweis, welcher Netzausbau volkswirtschaftlich und physikalisch sinnvoll wäre, blieb Herr Gabriel auch in dieser Rede schuldig.

Das Höchstspannungsnetz Deutschlands

Die überregionalen Höchstspannungsnetze Deutschlands sind etwa 35.000 km lang. Damit können Leistungen über weite Entfernungen wirtschaftlich übertragen werden. In Deutschland werden derzeit die Höchstspannungsebenen 380 kV und 220 kV, für das Einspeisen von Strom durch Großkraftwerke und dessen weiteren Transport verwendet. [1.7.4.3]³ Großkraftwerke und große Industriebetriebe sind direkt an diese Spannungsebenen angebunden.

1 [1.7.4.1] <https://proteus-solutions.de/Proteus-News:Art.955326.asp>

2 [1.7.4.2] <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Strommarkt-der-Zukunft/zahlen-fakten.html>

3 [1.7.4.3] <https://www.weltderphysik.de/gebiet/technik/energie/strom/hochspannung/>

Übertragung von Gleich- und Wechselstrom im Höchstspannungsnetz

Unser gesamtes Energieversorgungsnetz ist bis zum heutigen Tag ein Dreiphasen-Drehstromnetz, von ein paar wichtigen Ausnahmen im Höchstspannungsnetz, die wir gleich besprechen werden, abgesehen. Die dazu passende Verkabelung können wir an den Freileitungsmasten sehen. Die meisten dieser Masten tragen sechs Einzelleitungen, sind also als Doppelleitungssystem ausgelegt; doppelt deshalb, weil ansonsten beim Ausfall einer dieser Einzelleitungen sofort die gesamte Verbindung nicht mehr nutzbar wäre.

Über die rein ohmschen Leitungsverluste haben wir uns bereits im Haupttext geäußert. Wenn wir jedoch Wechselstrom (und das ist derzeit das weitaus häufiger vorkommende Szenario) durch die Leitungen schicken, passieren noch einige andere Dinge, die zu zusätzlichen Übertragungsverlusten führen.

Wechselstrom ändert 50 Mal in der Sekunde seine Richtung. Je zwei in ihrer Polarität entgegengesetzte Leitungen bilden einen Kondensator, der ständig geladen, entladen und schließlich entgegengesetzt geladen wird. Der dabei fließende Ladestrom, im Fachjargon als Blindstrom und die daraus resultierende Leistung als Blindleistung bezeichnet, stehen für die Energieübertragung nicht zur Verfügung. Stromdurchflossene Leiter bauen außerdem ein Magnetfeld um sich herum auf. Beim Wechselstrom ändert sich dessen Ausrichtung aufgrund der ständigen Änderungen der Stromflussrichtung im gleichen Takt – also ebenfalls 50 Mal pro Sekunde. Auch dabei fließen Blindströme, die die Leitung belasten.

Zusammengefasst gibt es bei der Übertragung von Wechselstrom also neben der reinen ohmschen Komponente des elektrischen Widerstandes noch eine kapazitive (durch den Kondensatoreffekt) und eine induktive (durch das magnetische Wechselfeld). Beide sorgen dafür, dass Wechselstromübertragung immer unwirtschaftlicher wird, je größer die zu überbrückenden Entfernungen sind. Speziell wenn die einzelnen Leiter, wie bei der Erdverlegung, relativ eng beieinander liegen, machen sich kapazitive Verluste auf dramatische Art bemerkbar. Wir erinnern uns an den Physikunterricht: Die Kapazität eines Kondensators und damit der zu dessen Aufladen nötige Blindstrom ist um so höher, je kleiner der Abstand der Platten (Kabel) ist. Das längste 380 kV Drehstrom-Erdkabel wird in London betrieben und fällt mit 20 km ziemlich bescheiden aus. Drehstrom-Freileitungen sind im Vergleich zu entsprechenden Erdkabeln deutlich effizienter.

Ein nicht ganz neuer, aber für die Praxis neu entdeckter Ansatz, Leitungsverluste zu minimieren, sind die sogenannten HGÜ-Trassen. HGÜ steht für Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung. Die Übertragungsspannungen der deutschen HGÜ-Trassen liegen im 300er kV – Bereich, 525 kV befinden sich im Versuchsstadium. In großen Flächenländern wie Russland oder China werden dagegen manche Leitungen schon heute mit Spannungen bis zu 800 kV betrieben. Wie der Name vermuten lässt, fließt Gleichstrom unter Umgehung aller mit dem Wechselstrom im Zusammenhang stehenden Nachteile durch die Leitungen. Die Verluste einer Gleichstromübertragung sind ausschließlich vom Ohmschen Widerstand der Leitungen abhängig. Damit eignen sich HGÜ-Trassen vor allem zur Überbrückung großer Entfernungen. Ein weiterer Vorteil: Ein komplettes Leitungssystem einer HGÜ-Trasse kommt bei vergleichbarer Übertragungskapazität mit zwei statt drei Leitungen aus. Bei Erd- und Seekabeln befinden sich beide Leitungen voneinander isoliert, eng zusammen liegend in einem Kabelgraben.

Alles super? Leider nein. Die zur Zeit in Planung befindlichen HGÜ Trassen ermöglichen lediglich Punkt-zu-Punkt Verbindungen. Das hat einen ganz einfachen Hintergrund. Nahezu alle mit elektrischem Strom betriebenen Geräte benötigen Wechselstrom und auch die Einspeisung ins Netz erfolgt ausschließlich über diese Stromart. Am Einspeisepunkt einer HGÜ-Trasse, in der Regel in der Nähe eines Umspannwerkes, muss demnach die Wechselspannung in sogenannten Konverterstationen gleichgerichtet werden. Am Ausspeisepunkt erfolgt dann die Rolle rückwärts zur Wechselspannung. Eine solche Konvertierung ist nicht nur technisch deutlich anspruchsvoller als die Transformation von Wechselspannung zwischen den verschiedenen Spannungsebenen, sondern auch mit höheren Verlusten behaftet. Dies sei an einer üblichen 2000 MW-HGÜ-Leitung exemplarisch erläutert.

Wie man an der nachfolgenden Skizze erkennen kann, gehören neben den Konvertern zwei Hochleistungs-



Abbildung 1.7: Schnitt durch ein HGÜ-Kabel; Quelle dpa/ mg rf

transformatoren zum System, deren Verluste ebenfalls in die Rechnung eingehen. Bei einer Übertragung von 2000 MW, also bei der maximalen zu übertragenden Leistung betragen diese:

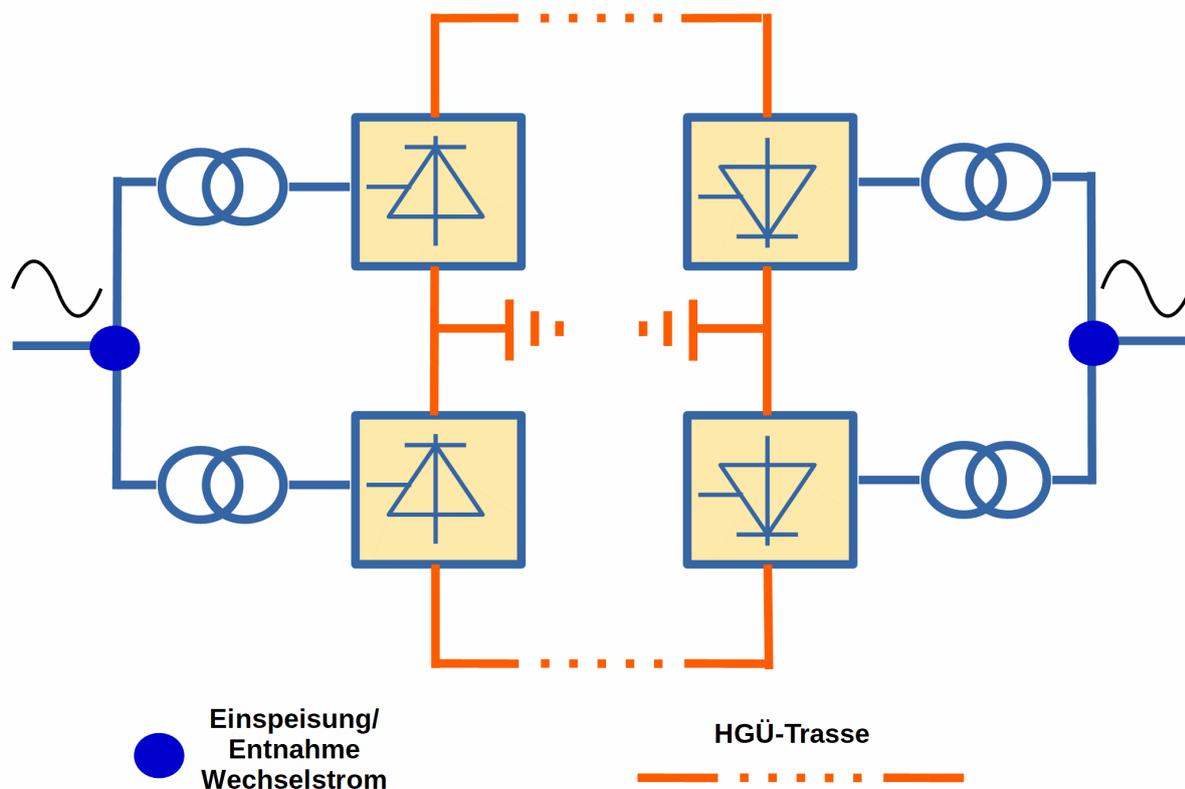


Abbildung 1.8: Wandlung von Wechselstrom in Gleichstrom und zurück.

Gerät	Prozentualer Verlust	Absoluter Verlust
Trafo 1	1,00%	20 MW
Konverter 1	1,25%	25 MW
Leitung – 540 km	3,70%	74 MW
Konverter 2	1,25%	25 MW
Trafo 2	1,00%	20 MW
Summe	8,20%	164 MW

Tabelle 1.3: Beispielrechnung Verluste einer HGÜ-Leitung

Zweifellos ist die HGÜ-Verkabelung eine großartige technische Innovation, aber beileibe nicht das Allheilmittel, das alle Probleme, die ein modernes Stromnetz mit sich bringt, löst. Es wird u.a. gerne behauptet, eine Erdverkabelung für HGÜ-Trassen sei zwingend notwendig. Aber die Umrüstung vorhandener Drehstromfreileitungen auf Gleichstrom wäre ungleich preiswerter und würde deren Übertragungskapazität um 50% erhöhen. Statt zwei Drehstromsystemen ließen sich ohne jede Änderung drei Gleichstromsysteme auf einem Standardgestänge realisieren. Bei einer Hochstrombeseilung könnten mit einer 320 kV Freileitung ohne Probleme 1.100 MW pro System übertragen werden. Das Projekt Ultrahigh Voltage (UHV) zeigt das exemplarisch. Bei einer Systemspannung von 525 kV verdoppelt sich diese übertragbare Leistung. Bei drei Systemen auf

einem Standardgestänge sind das 6,6 Gigawatt. All das ist ohne die Inanspruchnahme neuer Flächen, ohne weitere zerstörende Eingriffe in unsere Natur und Umwelt möglich, die mit dem Bau neuer HGÜ-Trassen einhergehen. Geeignete Freileitungstrassen findet man sicher, wenn man danach sucht. Es müssten nur die passenden Konverterstationen gebaut werden.

Leider finden alternative, auf Fakten basierende Denkansätze in unserer interessengesteuerten Gesellschaft, die uns ständig als „frei“ verkauft wird, offensichtlich immer weniger Beachtung. Die mächtigen Minderheiten setzen ihre Interessen unter Missachtung dieser Fakten durch und weben dabei ein Gespinnst von Glaubensgrundsätzen. Einer davon lautet: Wir brauchen unbedingt mehr HGÜ-Trassen. Die Mehrheit muss halt 'dran glauben...

Hochspannungsnetz

Das Hochspannungsnetz mit 50 bis 110 kV nutzen fossile Kraftwerke, größere Windparks, große PV Freiflächenanlagen, industrielle Großabnehmer und regionale Stromversorger direkt. Die Leitungen dieses Netzes sind 79.700 km lang.

Der Strom Ex- und Import erfolgt sowohl über die Höchstspannungs- als auch die Hochspannungsnetze. Dieser Aussage müssen wir besondere Bedeutung zumessen. Wir beschäftigen uns damit näher im Kapitel 4.

Mittelspannungsnetz

Blockheizkraftwerke, Solarparks, Biomasse-, Wasser- und Windkraftanlagen speisen in das Mittelspannungsnetz (6 bis 30 kV) ein. Regionale Netze der Mittelspannungsebene haben eine Länge von 509.900 km. Als direkt angeschlossene Verbraucher treten hier vornehmlich lokale Stromversorger, Industriebetriebe sowie große Gewerbebetriebe in Erscheinung.

Niederspannungsnetz

Das Niederspannungsnetz (230/400V) versorgt private Haushalte und kleinere gewerbliche Verbraucher mit Strom. Kleine Solaranlagen und Blockheizkraftwerke (BHKW) mit geringer Leistung speisen Strom auf dieser Spannungsebene ein. Die Kabellänge des Niederspannungsnetzes ist aufgrund der weiteren Verzweigung nochmals deutlich größer im Vergleich zum Mittelspannungsnetz und beträgt rund 1,15 Mio. km. Der überwiegende Teil des Niederspannungsnetzes ist mit Erdkabeln realisiert.

Perspektiven für die weitere Entwicklung des Stromnetzes

Durch einen Anteil knapp 40% Erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen an der gesamten Stromproduktion befindet sich das deutsche Stromnetz schon gegenwärtig im Umbruch. Die Verteilung des Stroms von „oben nach unten“ findet bei weitem nicht mehr so stringent wie noch vor 20 Jahren statt, weil insbesondere viele EE-Anlagen in niederen Spannungsebenen einspeisen. Insofern verwundert uns der Ruf nach immer mehr HGÜ-Trassen auf Höchstspannungsebene. Mit dieser Problematik, bei der Strom- bzw. Energiezellen von entscheidender Bedeutung sind, setzen wir uns im 4. Kapitel näher auseinander. [1.7.4.4]¹

1.8 Das System der Stromversorgung

In der Anfangszeit der Elektrifizierung gab es einen mit harten Bandagen geführten Kampf um die Frage, ob die künftige Stromversorgung auf Gleich- oder Wechselstrom basieren soll. Thomas Edison vertrat sein Konzept des Gleichstromnetzes unter anderem mit dem Hinweis auf höhere Stromschlaggefahren durch Wechselstrom. Dennoch hat man sich Ende des 19. Jahrhunderts weltweit für den Wechselstrom entschieden. Der Hauptgrund dafür war, dass man Wechselstrom im Gegensatz zum Gleichstrom leicht auf ein anderes Spannungsniveau transformieren kann.

1 [1.7.4.1] https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/daten-zu-erneuerbaren-energien/Stromerzeugung_2017.pdf

In Deutschland beträgt die standardisierte Netzfrequenz 50 Hz. In einigen amerikanischen Ländern, u.a. den USA sind 60 Hz üblich. Die Spannungen, die beim Endverbraucher aus der Steckdose kommen, schwanken zwischen 100 und 240 Volt. Es gibt also noch ein paar Reserven bei der internationalen Standardisierung. Für unsere auf Deutschland beschränkte Betrachtung ist das kaum von Bedeutung. Uns interessiert vor allem, **wie** der Strom hierzulande aktuell erzeugt wird.

1.8.1 Der deutsche Strommix

Wir haben die Frage, zu wie viel Prozent der Strom in Deutschland aus welchen Quellen kommt, anhand der Entso-E-Daten der Jahre 2015 und 2017 analysiert. [1.8.1.1]¹ Entso-E steht für „European Network of Transmission System Operators for Electricity“, zu gut Deutsch Verband der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber.

Dabei mussten wir einige Vereinfachungen vornehmen, die z.T. aufgrund der unterschiedlichen Art der Präsentation der eigenen Daten für die beiden o.g. Jahre durch die Entso-E selbst notwendig waren. So wurden sonstige Erneuerbare 2015 anders gefasst als 2017. Konkret ging die gesamte Wasserkraft 2015 in die Erneuerbaren ein, in 2017 nur noch ca. zwei Drittel. Außerdem werden in den 2017er Zahlen Müllverbrennungsanlagen als erneuerbare Quelle erstmals berücksichtigt. Insgesamt betrachtet bleiben die Werte für die beiden Jahre dennoch vergleichbar, weil die Positionen, deren Darstellung angepasst werden musste, keinen wesentlichen Beitrag zum Gesamtbild liefern.

Aus eigener Entscheidung haben wir die Entso-E Zahlen für Pumpspeicherkraftwerke und Netzverluste vernachlässigt. Die in Tabelle 1.4 genannten Werte spiegeln demnach die reinen Netto-Erzeugerdaten (also was die Kraftwerke tatsächlich einspeisen; s. 1.8.3) wider; unterteilt nach Kraftwerkstypen und – darauf kam es uns vor allem an – getrennt in Erneuerbare und konventionelle Quellen.

Wir haben die von der Entso-E veröffentlichten Daten mit denen anderer, unabhängiger Quellen verglichen. Zu Rate gezogen haben wir u.a. die Zahlen des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) [1.8.1.2]² und des Fraunhofer-Instituts [1.8.1.3]³ Wie zu erwarten, gibt es keine 100%ige Übereinstimmung. Die Abweichungen kommen durch Nutzung unterschiedlicher Rohdaten und Auswertemethoden zustande. In den für uns wichtigen Aussagen zu den Entwicklungstrends von 2015 bis 2017 gibt es jedoch keine Unterschiede zwischen den drei Quellen.

1 [1.8.1.1] <https://www.entsoe.eu/data/power-stats/>

2 [1.8.1.2] [https://www.bdew.de/media/documents/20180824_Bundesdeutscher-Strommix-2017.pdf]

3 [1.8.1.3] https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/daten-zu-erneuerbaren-energien/Stromerzeugung_2017.pdf

Land:	DE
Von	01-2015
Bis	12-2015
Werte in	GWh

Abk.: BK = Braunkohle
 SK = Steinkohle
 PSW = Pumpspeicherkraftwerk
 (*) inkl. Müllverbrennung und erneuerbare Wasserkraft
 (**) nur nicht erneuerbare Wasserkraft

Monat	Kernkraft	fossile insg.	BK	SK	Erdgas	Erdöl	andere	EE insg.	Wind	PV	Bio-masse	andere	Wasser	Netto-Erzeugung	Export	Verbrauch
1	8.692	29.980	12.606	9.038	6.646	908	782	13.980	9.975	559	3.367	79	2.354	55.006	-5.310	48.952
2	7.926	31.317	12.228	10.793	6.625	847	824	10.380	5.840	1.370	3.107	63	1.789	51.412	-5.176	45.608
3	7.645	30.078	12.873	10.274	5.301	703	927	12.729	6.502	2.859	3.311	57	2.103	52.555	-5.673	46.179
4	7.214	23.946	11.062	8.357	3.267	396	864	12.362	4.659	4.427	3.160	116	2.347	45.869	-4.306	40.889
5	7.387	19.382	9.771	6.012	2.389	294	916	12.647	4.850	4.508	3.166	123	2.599	42.015	-1.709	39.607
6	6.680	22.176	10.658	7.888	2.452	253	925	11.799	3.903	4.739	3.053	104	2.359	43.014	-2.542	39.875
7	5.071	24.751	11.777	8.697	3.022	291	964	13.330	5.306	5.019	2.922	83	1.873	45.025	-2.893	41.470
8	7.055	23.674	12.375	7.805	2.238	301	955	11.058	3.440	4.624	2.924	70	1.698	43.485	-3.049	39.824
9	7.278	26.192	12.893	9.429	2.769	250	851	11.589	5.295	3.128	3.076	90	1.575	46.634	-5.123	40.911
10	6.704	32.852	13.704	11.966	5.925	282	975	9.473	3.951	1.948	3.420	154	1.632	50.661	-4.233	45.723
11	7.449	28.115	11.733	8.851	6.223	389	919	15.163	10.464	1.140	3.413	146	1.577	52.304	-5.322	46.280
12	7.666	27.012	11.388	8.021	6.298	331	974	16.016	11.495	829	3.546	146	1.751	52.445	-6.429	45.289
Summe	86.767	319.475	143.068	107.131	53.155	5.245	10.876	150.526	75.680	35.150	38.465	1.231	23.657	580.425	-51.765	520.607
Summe %	14,95	55,04	24,65	18,46	9,16	0,90	1,87	25,93	13,04	6,06	6,63	0,21	4,08	100,00	-8,92	89,69

Land:	DE
von	01-2017
bis	12-2017
Werte in	GWh

Monat	Kernkraft	fossile insg.	BK	SK	Erdgas	Erdöl	andere	EE insg.	Wind	PV	Bio-masse	Andere (*)	Wasser (**)	Netto-Erzeugung	Export	Verbrauch
1	5.703	38.587	12.406	12.409	12.276	697	799	14.138	7.848	760	3.652	1.878	662	59.090	-5.144	53.112
2	4.537	29.812	11.119	9.130	8.490	330	744	16.493	9.969	1.468	3.268	1.788	522	51.365	-5.131	45.508
3	4.837	28.760	12.248	7.665	7.632	393	823	18.357	9.275	3.207	3.493	2.382	577	52.531	-4.414	47.385
4	4.754	24.725	11.532	6.103	6.013	313	764	17.412	8.146	3.864	3.390	2.011	527	47.417	-3.992	42.730
5	5.646	25.088	11.592	6.718	5.728	266	784	16.622	5.653	5.097	3.405	2.466	487	47.842	-3.827	43.376
6	6.344	21.095	10.781	4.846	4.445	319	704	17.850	7.178	5.319	3.170	2.182	475	45.763	-4.485	40.637
7	5.340	23.168	11.092	5.541	5.510	260	765	15.932	5.580	4.824	3.243	2.284	407	44.846	-2.505	41.790
8	7.089	22.586	11.907	5.240	4.288	340	811	15.846	5.652	4.506	3.275	2.413	438	45.959	-3.348	42.039
9	6.392	24.963	11.071	7.155	5.657	346	734	14.989	6.393	3.074	3.209	2.312	471	46.815	-3.941	42.258
10	7.363	23.271	10.956	5.276	5.892	324	822	20.424	12.744	2.120	3.434	2.127	578	51.636	-6.274	44.598
11	6.907	29.956	11.950	7.899	8.974	354	779	16.835	10.368	812	3.429	2.226	572	54.270	-5.783	47.796
12	7.244	25.887	10.670	6.173	8.021	338	685	20.964	14.571	467	3.636	2.289	662	54.757	-6.513	47.453
Summe	72.155	317.898	137.323	84.154	82.926	4.281	9.214	205.861	103.379	35.518	40.606	26.358	6.378	602.292	-55.357	538.682
Summe %	11,98	52,78	22,80	13,97	13,77	0,71	1,53	34,18	17,16	5,90	6,74	4,38	1,06	100,00	-9,19	89,44

Tabelle 1.4: Netto-Erzeugerdaten deutscher Kraftwerke 2015 und 2017 nach Entso-E

Die Interpretation der Tabellendaten liefert einige interessante Ergebnisse:

- a) Die Nettostromerzeugung ist von 2015 bis 2017 von 580 auf 602 TWh angestiegen (+3,8%); ein Trend, der sich nach den vorläufigen Zahlen von 2018 (598 TWh) nicht fortsetzt, was wohl hauptsächlich der extremen Witterung, dem langen, heißen Sommer und den relativ milden Temperaturen in der kalten Jahreszeit 2018 zu verdanken ist.
- b) Der Verbrauch stieg in etwa proportional um 3,4%; absolut von 521 auf 539 TWh.
- c) Der absolute Wert für die Menge aus fossilen Quellen erzeugter Elektroenergie hat sich nur unwesentlich von 319 auf 318 TWh verändert. Somit ist der durch die Stromproduktion bedingte CO₂-Ausstoß kaum gesunken.
- d) Der prozentuale Anteil der Erneuerbaren ist um ca. 4,2% gewachsen, was vor allem dem enormen Zuwachs in der Sparte Wind aber auch den o.g. Änderungen in der Aufbereitung der Daten zu verdanken ist. Wenn wir die Erneuerbaren also mit diesem Tempo weiter ausbauen, sind wir in 30 Jahren tatsächlich bei 100% EE, was allerdings angesichts der zunehmenden Umweltprobleme zu spät sein könnte.
- e) PV-Anlagen haben prozentual verloren (absolut etwa auf dem gleichen Niveau), obwohl 15% Zubau von 2015 bis 2017 bei PV zu verzeichnen sind.
- f) Der Exportanteil ist prozentual leicht und absolut merklich um 4,6 TWh gestiegen. Mit diesem Fakt befassen wir uns im 4. Kapitel ausführlicher.

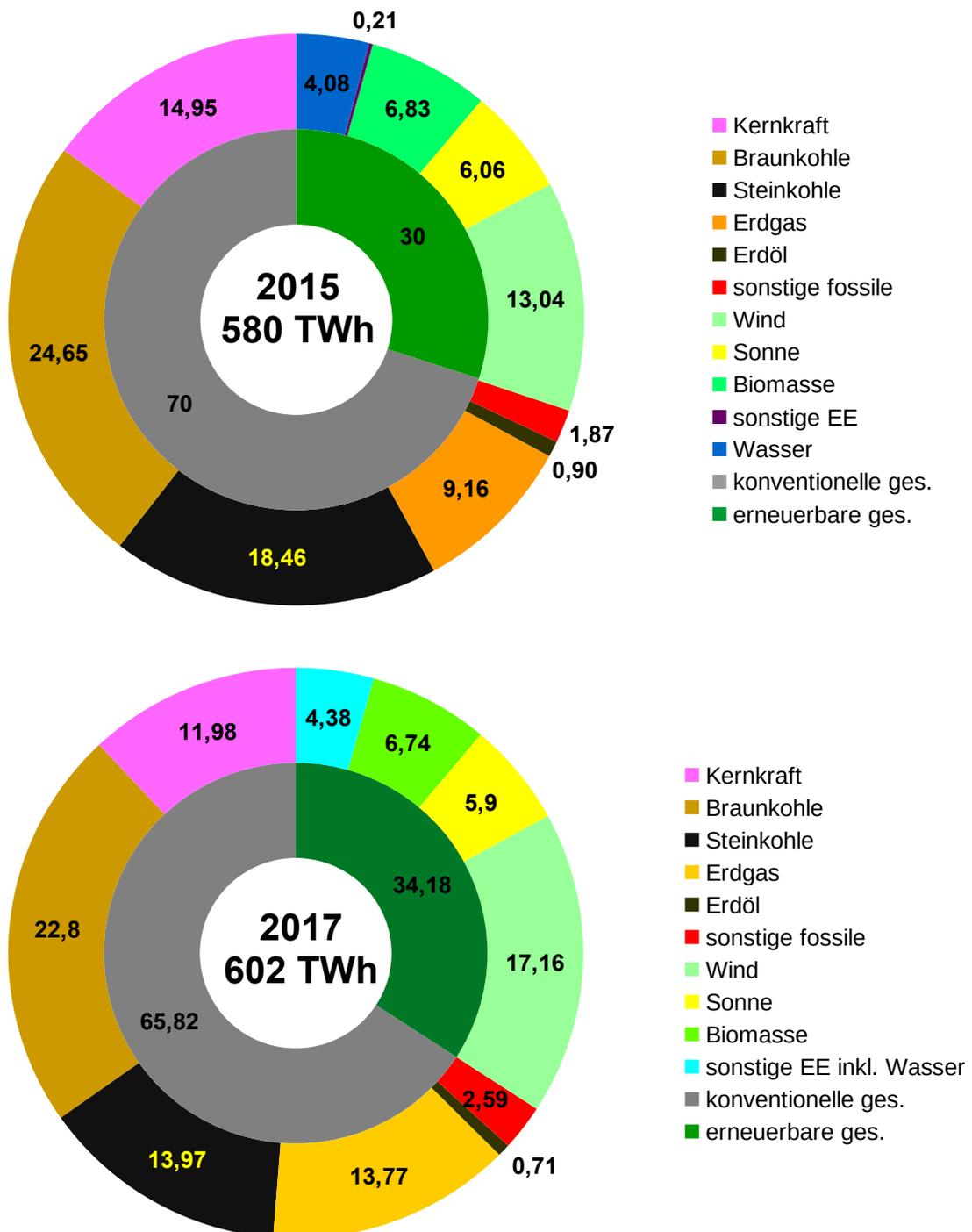


Abbildung 1.9: Nettostromerzeugung Deutschland 2015 und 2017 nach Erzeugersparten (Strommix)

1.8.2 Erzeugerkapazitäten – die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur

Die BNetzA veröffentlicht in regelmäßigen Abständen eine Kraftwerksliste, die alle Kraftwerke Deutschlands enthält. Darüber hinaus sind Kraftwerke aus Österreich, der Schweiz und Luxemburg aufgeführt, die in das deutsche Übertragungsnetz einspeisen. Warum die anderen Anrainer unberücksichtigt bleiben, wird von der BNetzA nicht näher erklärt. Insgesamt spielen die ausländischen Kraftwerke ohnehin kaum eine Rolle.

Ein Kraftwerk im Sinne dieser Liste ist eine Anlage zur Stromerzeugung. Damit sind sowohl konventionelle, in der Regel fossile Kraftwerke gemeint als auch Anlagen, die erneuerbare Quellen wie Wind und Sonne zur Gewinnung elektrischer Energie nutzen. Die Kraftwerksliste der BNetzA ist die einzige amtliche Liste, die Aufschluss über die Kraftwerkskapazitäten Deutschlands und deren zeitliche Entwicklung gibt.

Wir beziehen uns auf die in 11/2018 veröffentlichte Ausgabe, die direkt vom Server der BNetzA heruntergeladen werden kann. [1.8.2.1]¹

Wenn man die Kraftwerksliste tatsächlich herunterlädt und öffnet, erhält man eine Fehlermeldung wegen fehlender Verknüpfungen und wird gefragt, ob man das Problem beheben will. Offenbar soll die Liste mit einer vertraulichen internen Kraftwerksliste synchronisiert werden. Ein kleiner, aber hochinteressanter Bug. Man hört ja immer so viel von Verschwörungstheorien...und vergisst dabei die Verschwörungspraxis.

Erneuerbaren Energieträgern (Ja/Nein) - ohne endgültig stillgelegte Anlagen
31.12.2016 / 31.12.2017; Summe elektrische Netto-Nennleistung in MW

iz und Österreich sind ebenfalls aufgeführt.

Erneuerbarer Energieträger - Standort	Nein	Summe
	852	852
	6.004	
		21.266
	218	
		27.378
	19	
		250
		12.068
	113	
	3.838	
		153
		4.136
		9.234
33.033		
	33.033	
		36.337
		36.710
		37.900
		37.900

Abbildung 1.10: Interessanter Screenshot; Fehleranalyse nach Öffnen der BNetzA-Kraftwerksliste

Obwohl amtlich, weist die Liste neben der fragwürdigen öffentlichen Bereitstellung einige weitere erhebliche Mängel auf. Sie enthält u.a. nur die Postadressen der Kraftwerke, nicht aber deren genaue Lage, deren Angabe in geografischer Länge und Breite sehr hilfreich für Leistungsflussanalysen wäre. Bei einem Teil der angegebenen Datensätze sind überdies die zugeordneten Adressen unvollständig oder sogar falsch (Postleitzahlen mit Zahlendrehern oder nicht existente Postleitzahlen). Auch halten wir die Zusammenfassung aller Erzeugungsanlagen mit Nettoleistungen unter 10 MW auf Ebene der Bundesländer für eine unzulässige Vereinfachung.

Dennoch bietet die BNetzA-Liste eine wertvolle Datengrundlage, aus der sich ein paar wertvolle Erkenntnisse ableiten lassen. Wir werden daher in weiteren Kapiteln immer wieder auf die Kraftwerksliste Bezug nehmen. Hier soll es zunächst nur um die Darstellung des aktuellen deutschen Strommix anhand der verschiedenen Erzeugerkapazitäten gehen.

1 [1.8.2.1] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html

Aktive Kraftwerke

Die folgende Tabelle 1.5 basiert auf Blatt 2 *Auswertung Kraftwerkstatus* des BNetzA Originaldokuments. Diese Auswertung ist bereits fehlerhaft bzw. lässt sich anhand der originären Kraftwerksliste (Tabellenblatt 1) nicht nachvollziehen. Wir betrachten zunächst nur die aktiven Kraftwerke. Die Nennleistung der Pumpspeicherkraftwerke (PSW) (9.688 MW) haben wir außen vor gelassen. PSW sind je nach Betriebsart entweder Stromverbraucher (im Pumpbetrieb) oder Stromerzeuger (im Turbinenbetrieb). Sie beeinflussen die Gesamtbilanz der Erzeugung daher lediglich durch die während ihres Betriebs entstehenden Wandlungsverluste. Weiterhin haben wir einige kleinere Positionen zusammengefasst und nach erneuerbaren und nicht erneuerbaren Erzeugern sortiert. Dabei fällt auf, dass die Erzeugerkapazitäten der erneuerbaren Quellen schon aktuell deutlich über den fossilen liegen. In diesem Zusammenhang sei erwähnt, dass die BNetzA von 84 GW maximaler Leistung ausgeht, die im deutschen Stromnetz unter allen Umständen ständig bereit zu stellen sind, um eine flächendeckende Versorgung Deutschlands mit elektrischem Strom zu gewährleisten. Wir haben also heute rein rechnerisch schon mehr erneuerbare Kapazität als wir bräuchten, um unseren maximalen Strombedarf zu decken. Leider geht diese Rechnung aufgrund des spezifischen Aspekte erneuerbarer Stromerzeugung so nicht auf.

Kraftwerkstyp	Summe Nennleistung aktiver Kraftwerke in MW
Abfall	1.740
Biomasse	7.681
Wind-offshore	5.427
Wind-onshore	50.291
Wasserkraft	5.496
Solare Strahlungsenergie	42.339
sonstige erneuerbare	626
Zwischensumme erneuerbare	113.600
Steinkohle	21.836
Braunkohle	18.940
Erdgas	24.370
Kernenergie	9.516
Mineralölprodukte	2.481
Sonstige nicht erneuerbare	3.224
Zwischensumme nicht erneuerbare	80.367
Summe Erzeugerleistung	193.967

Tabelle 1.5: Erzeugerleistungen deutscher Kraftwerke 11/2018 lt. BNetzA

Temporär inaktive Kraftwerke

Neben der Leistung der aktiv ins Netz eingebundenen Kraftwerke führt die BNetzA im Tabellenblatt *Auswertung Kraftwerkstatus* Netto-Nennleistungen von Kraftwerken auf, die der Sicherheitsbereitschaft und der Netzreserve dienen. Daneben gibt es vorläufig stillgelegte, soll heißen, reaktivierbare sowie als Sonderfälle klassifizierte Kapazitäten.

Die Bedeutung dieser Begrifflichkeiten können Sie Tabelle 1.6 entnehmen.

Nicht aktiv, weil	Definition des Kraftwerkstatus durch die BNetzA [1.8.1]	Gesamtkapazität in MW	bereitgestellt durch
in Sicherheitsbereitschaft	Gemäß §13g EnWG werden einzelne Braunkohlekraftwerke ab dem 1. Oktober 2016 schrittweise in die sogenannte Sicherheitsbereitschaft überführt. Die Kraftwerksblöcke bleiben vier Jahre in der Sicherheitsbereitschaft. Während dieser Zeit ist diesen Anlagen eine Vermarktung von Strom außerhalb der Sicherheitsbereitschaft untersagt. Nach Ablauf der vier Jahre müssen die Anlagen endgültig stillgelegt werden. Eine Rückkehr in den Strommarkt ist nicht zulässig.	1.973	Ausschließlich Braunkohlekraftwerke
Netzreserve	Dies sind Kraftwerke, deren Stilllegung vorübergehend untersagt wurde. Diese Kraftwerke werden nur auf Anforderung der ÜNB zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit betrieben.	6.851	vornehmlich Erdgas- und Steinkohle-, außerdem Mineralölkraftwerke, keine erneuerbaren
Sonderfälle	Sonderfälle - Kraftwerke, die vorübergehend - z.B. wegen Reparatur nach Schadensfall - nicht oder nur eingeschränkt in Betrieb sind.	444	Alle Kraftwerkstypen
Vorläufig stillgelegt		2.660	Vornehmlich Erdgaskraftwerke, etwa 10% Mineralölkraftwerke
saisonale Konservierung	Hier werden Kraftwerke aufgeführt, die während des Sommerhalbjahres vorläufig stillgelegt und anschließend wieder in Betrieb genommen werden.	0	

Tabelle 1.6: Temporär inaktive Kraftwerke

Temporär inaktive Kraftwerke erhalten nach §13 EnWG (Energiewirtschaftsgesetz) Vergütungen für das bloße Vorhalten ihrer Ressourcen. Dies ist prinzipiell in Ordnung. Allerdings stellen wir uns schon die Frage, warum die als Schadstoff- und CO₂-intensiv bekannten Braunkohlekraftwerke über die Sicherheitsbereitschaft eine herausragende Bedeutung bei diesen Reserveleistungen einnehmen dürfen, während auch die 100%ig grundlastfähigen erneuerbaren Energiequellen wie z.B. Biogas von dieser Vermarktungsmöglichkeit ausgeschlossen sind. Wir werden auf diese Frage zurückkommen.

Besonders interessant fanden wir die Begrifflichkeit der „saisonalen Konservierung“. Die BNetzA denkt immerhin über planmäßige Stilllegungen von Kraftwerkskapazitäten im Sommer nach, um auf diese ebenso planmäßig im Winter wieder in Betrieb zu nehmen. Wir halten diesen Ansatz für sehr vernünftig, wenngleich er offensichtlich noch nicht in die Realität umgesetzt wurde – null Megawatt wurden 2018 „saisonal konserviert.“

Endgültige Stilllegungen

Das Tabellenblatt *Auswertung Kraftwerkstatus* gibt auch Auskunft über die endgültigen Stilllegungen von Kraftwerken im Zeitraum 2011 bis 2018. Insgesamt wurden 15.523 MW alte Kraftwerkskapazitäten stillgelegt. Nimmt man nur die Zahlen der BNetzA, legen sie den Schluss nahe, dass vor allem konventionelle Kraftwerke von Stilllegungen betroffen sind. (Abbildung 1.11) Dem können wir nicht ganz folgen, weil u.a. aus einer vom Bundesverband Windenergie e.V. in Auftrag gegebenen Studie [1.8.2.2]¹ Abbildung 15, S. 43 bekannt ist, dass zwischen 2011 und dem ersten Halbjahr 2017 allein ca. 1.170 MW Windkraftanlagenkapazität zurück gebaut wurden. Zur ganzen Wahrheit gehört außerdem, dass in der Öffentlichkeit zwar laut über den Kohleausstieg fabuliert wird, parallel dazu aber immer noch neue Kohlekraftwerke geplant werden.[1.8.2.3]² Datteln 4 soll sogar trotz anhängiger Klagen in Betrieb gehen. Die BNetzA sollte daher ihre Methodik hinsichtlich der Stilllegungen dringend einer Revision unterziehen und das Publikum künftig besser über die wahren **Bestandsveränderungen** im Kraftwerkpark informieren, statt es mit geschönten Zahlen (die Energiewende funktioniert doch!) zu blenden.

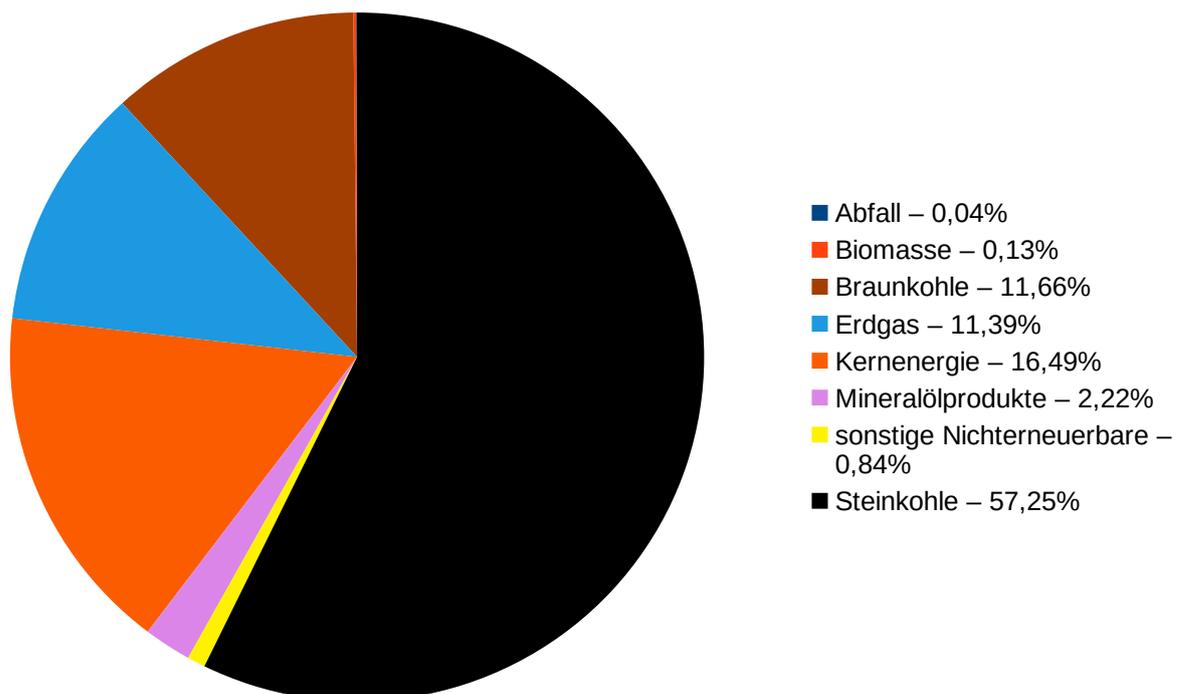


Abbildung 1.11: Anteil der Kraftwerkstypen an Stilllegungen von 2011 bis 2018 lt. BNetzA

Schaut man sich die Entwicklung des Rückbaus fossiler Kraftwerke zwischen 2011 und 2018 an (Abbildung 1.12), legen selbst die Zahlen der BNetzA nicht nahe, dass in Deutschland eine Abkehr von der Kohle, insbesondere der Braunkohle im Gange ist. Die zwischen 2013 und 2018 in letzterem Sektor vorgenommenen Stilllegungen bewegen sich im Bereich von Marginalien.

1 [1.8.2.2] <https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/02-technik-und-netze/06-betrieb/perspektiven-fuer-den-weiterbetrieb-von-wea-nach-2020-v3c.pdf>

2 [1.8.2.3] https://de.wikipedia.org/wiki/Liste_geplanter_Kohlekraftwerke_in_Deutschland

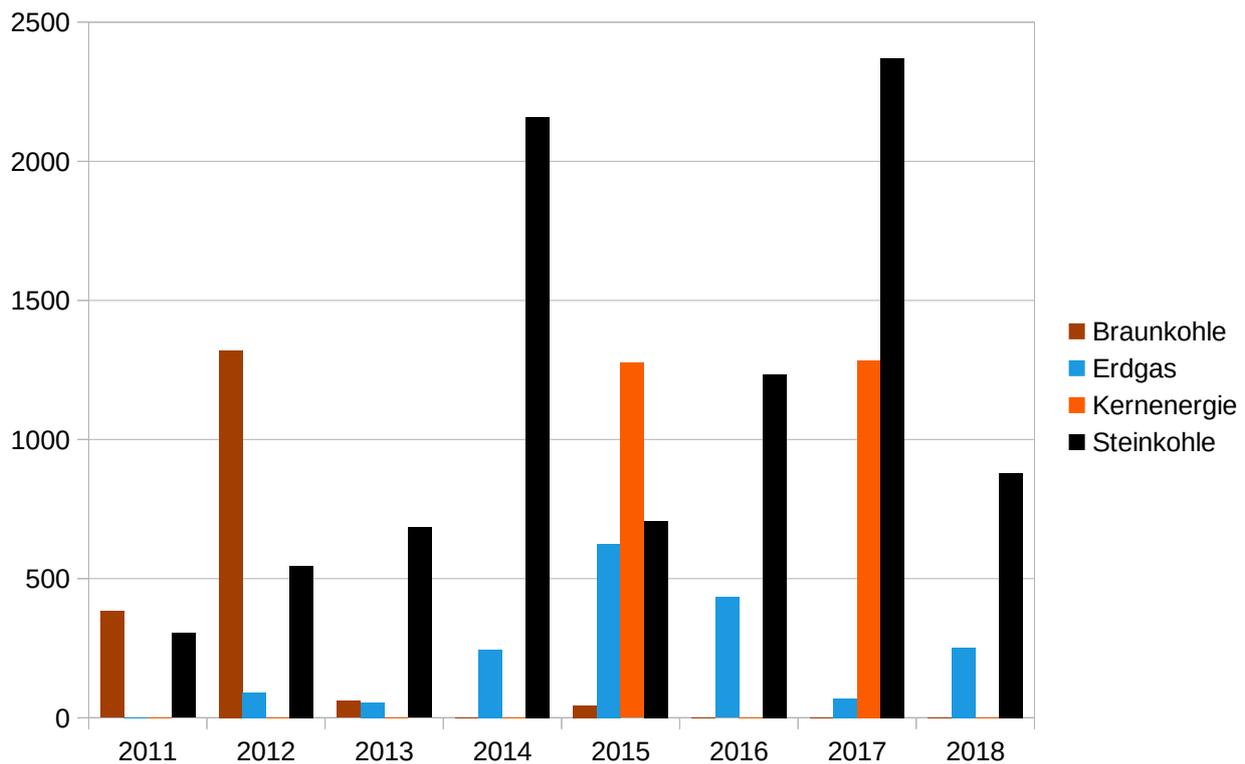


Abbildung 1.12: Rückbau fossiler Kraftwerkskapazitäten von 2011 bis 2018 lt. BNetzA [MW]

Verteilung der Kraftwerke im Bundesgebiet

Aus dem Tabellenblatt *Auswertung Regional* haben wir folgende Grafik erstellt. Konsequenterweise haben wir auch hier die Leistungen der Pumpspeicherkraftwerke heraus gerechnet. Anhand Abbildung 1.13 ist erkennbar, dass in den Ländern, in denen der meiste Strom gebraucht wird, durchaus die höchsten Kraftwerkskapazitäten bereit stehen. Das behauptete Nord-Süd-Gefälle (Stromüberangebot im Norden, Strommangel im Süden) ist zwar vorhanden aber bei weitem nicht in dem Maße, wie behauptet.

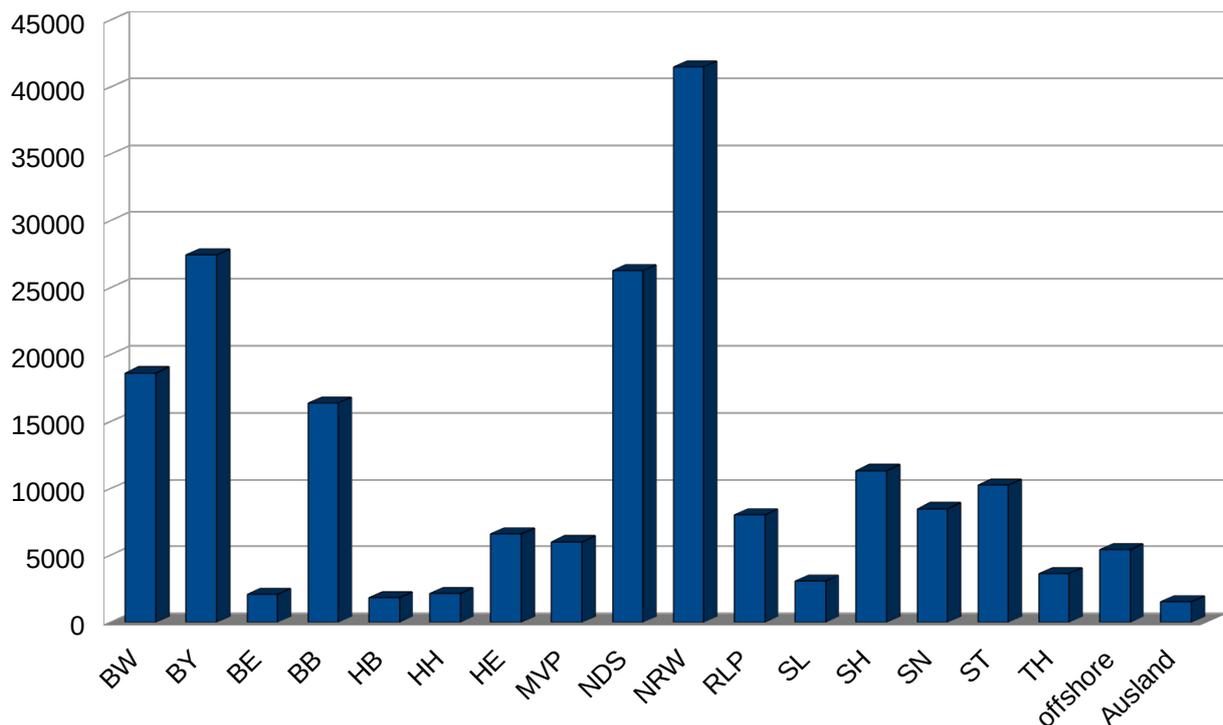


Abbildung 1.13: Kraftwerkskapazitäten der Bundesländer (ohne Pumpspeicher) [MW]

1.8.3 Stromerzeugung; Brutto und Netto

Als Bruttostromerzeugung bezeichnet man die Menge elektrischer Arbeit (in TWh), die in den Kraftwerken direkt von den Generatorklemmen abgenommen wird. Nettostromerzeugung ist dagegen die Menge elektrischer Arbeit, die das Kraftwerk tatsächlich in das Stromnetz einspeist. Die Differenz zwischen Brutto und Netto ist demnach der Eigenverbrauch der Kraftwerke.

Der Eigenverbrauch der Kraftwerke ist durchaus keine zu vernachlässigende Größe (vgl. Tabelle 1.7), sondern ein wichtiger, wenn auch gerne verschwiegener Aspekt beim Vergleich der verschiedenen Stromerzeugungstechnologien. Um mit Elektroenergiemengen sachlich richtig zu rechnen, muss dieses „Detail“ ebenso berücksichtigt werden wie die Leitungsverluste.

Die zahlreichen Nebenanlagen eines Kraftwerkes benötigen elektrische Energie. Diese Nebenanlagen fossiler Kraftwerke, vor allem Pumpen und Lüfter, sind besonders stromhungrig. Daher sind sie beim Anfahrprozess sogar von Fremdenergie abhängig; sie sind nicht schwarzstartfähig. Wasserkraftanlagen, gleich ob Laufwasser, Speicherwasser oder Pumpspeicheranlagen können dagegen von Hand, d.h. ohne Fremdstrom angefahren werden. Es wird relativ wenig Energie zum Betrieb der Steuer- und Sicherheitseinrichtungen benötigt, die im Falle eines Restarts durch eigene Notstromaggregate bereit gestellt werden kann. Last but not least: Erneuerbare wie Windkraft- und Photovoltaikanlagen sind immer schwarzstartfähig.

Kraftwerkstyp	Eigenverbrauch [%]
Kohlekraftwerk	4 bis 10
Kernkraftwerk	5 bis 16
Dieselmotoren	3 bis 8
Gasturbinenkraftwerk	ca. 1
Wasserkraftwerk	ca. 1
Windkraftanlagen	0,35 bis 0,5
PV-Anlagen	nahe 0

Tabelle 1.7: Eigenverbrauch verschiedener Kraftwerkstypen

1.8.4 Sicherheit der Stromversorgung

Elektroenergie ist eine ganz besondere Energieform. Sie hat den Vorteil, sofort und relativ bequem in Wärme (elektrische Heizgeräte), Bewegungsenergie (Elektromotoren), potentielle Energie (Befüllen des Oberbeckens eines Pumpspeicherkraftwerkes) und chemische Energie (z.B. Elektrolyse von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff und andere Power to Gas/Power to Liquid Verfahren) umwandelbar zu sein. Sie wird deshalb auch oft als „edelste Energieform“ bezeichnet. Ihr einziger, dafür aber gravierender Nachteil:

Elektroenergie muss in dem Augenblick genutzt werden, in dem sie durch Umwandlung aus anderen Energieformen entsteht.

Bei der Sicherheit der Stromversorgung sind 2 Faktoren zu berücksichtigen:

- a) **Netzstabilität.** Wenn diese nicht gegeben ist, bricht im Extremfall das gesamte Stromnetz zusammen. Das besondere Problem dabei ist, dass instabile Teile des Netzes negative Auswirkungen auf ihre Nachbarn haben. Per Dominoeffekt kann somit das Gesamtnetz zusammenbrechen.
- b) **Versorgungssicherheit.** Ist diese nicht vorhanden, können nicht alle Abnehmer zu jedem Zeitpunkt mit ausreichend Strom versorgt werden. Es entstehen lokale Versorgungsengpässe. Durch planmäßige Abschaltungen kann in diesem Fall die Versorgung wichtiger Verbraucher sichergestellt werden. Wir müssen uns immer dessen bewusst sein: Auch Gas- und Wasserversorgung, Supermärkte, Tankstellen, Krankenhäuser, moderne Kommunikation funktionieren nur mit Strom.

Die Stabilitätsbedingung

Die Bedingung für ein funktionierendes Stromnetz ist eine **ausgeglichene Leistungsbilanz**.

Es muss ständig ein Gleichgewicht zwischen Erzeugern und Verbrauchern elektrischer Energie aufrecht erhalten werden. Die erlaubten Abweichungen von diesem Gleichgewichtszustand sind minimal. Werden sie zu groß, gerät die Sicherheit der Stromversorgung ins Wanken.

Dass zu jedem Zeitpunkt der Bedarf an Elektroenergie durch eine gleich große Menge erzeugten Stroms gedeckt werden muss, versteht sich von selbst, dass hingegen auch zu viel

Strom im Netz fatale Folgen haben kann, erwähnen wir zur Sicherheit noch einmal ganz ausdrücklich.

Messgröße der Leistungsbilanz ist die Netzfrequenz des Wechselstroms, die im europäischen Stromnetz 50 Hz beträgt.

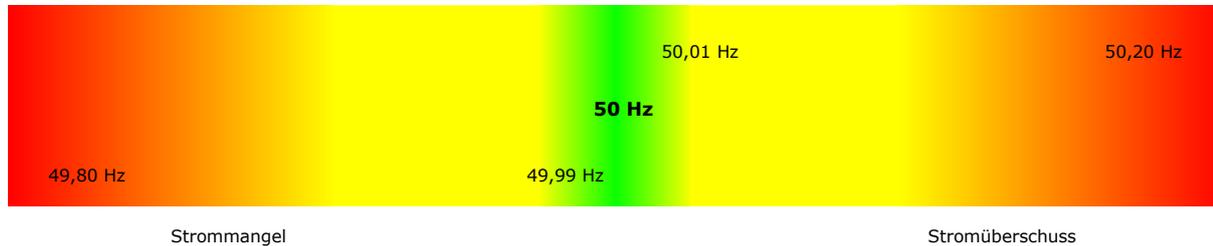


Abbildung 1.14: Der enge Normbereich der Frequenz eines stabilen Netzes

Ist der Bedarf im Netz größer als die Erzeugung, fehlt Energie und die Netzfrequenz sinkt. Wird mehr Energie erzeugt als benötigt, steigt sie.

Wir geben hierfür eine kurze physikalische Begründung:

Ein Generator besteht, sehr vereinfacht gesagt, aus einem Stator mit Induktionsspulen und einem Rotor; einem Eisenkörper aus vielen einzelnen, voneinander isolierten Blechlamellen. Durch Drehung des Rotors wird in den Induktionsspulen des Stators eine Spannung induziert. Die Drehgeschwindigkeit des Rotors ist proportional zur Frequenz dieser Spannung. Sind mehrere Generatoren zu einem Stromnetz verbunden, ergibt sich aus deren Drehgeschwindigkeit die o.g. Netzfrequenz.

Belastet man die Induktionsspulen durch Stromentnahme, wird entsprechend der Lenzschen Regel eine Kraft erzeugt. Die Regel von Lenz besagt: Der Induktionsstrom ist stets so gerichtet, dass er die Ursache seiner Entstehung zu hemmen versucht. Es entsteht also eine Gegenkraft, die die Drehung des Rotors abbremst. Die Netzfrequenz sinkt. Ist die Gegenkraft im Verhältnis zu der zugeführten mechanischen Energie zu gering, dreht sich der Rotor schneller und die Netzfrequenz steigt.

Generatoren werden durch Turbinen angetrieben. Um die Drehgeschwindigkeit des Generators auch unter Lastbedingungen konstant bei 50 Hz zu halten, muss die mit dem Generator verbundene Turbine genügend kinetische Energie liefern. Man kann hierzu solange mehr Dampf/Wasser über die Turbine leiten, bis deren maximale Leistung erreicht ist.

Sinkt dagegen die Last am Generator, sprich die Stromentnahme, sinkt auch der mechanische Widerstand, den der Generator gegenüber der Turbine ausübt. Die Drehgeschwindigkeit (=Netzfrequenz) würde steigen, wenn in diesem Fall nicht die Zufuhr kinetischer Energie turbinenseitig gedrosselt würde, um die Stabilitätsbedingung zu erfüllen.

Im Zusammenspiel mehrerer Generatoren stellt sich die Netzfrequenz auf rein physikalischem Wege aus den gleichen Gründen ein. Ein einzelner Generator kann nicht „aus der Reihe tanzen“. Er wird durch die lt. Lenzscher Regel wirkenden Kräfte auf die gleiche Drehgeschwindigkeit und die gleiche Phasenlage gezwungen wie alle anderen.

Der Unfall im Kraftwerk Boxberg 1987

Der Winter 1986/1987 bescherte Europa, also auch der damaligen DDR extreme Kälte. Die auf Halden lagernde und zur Beschickung der Braunkohlekraftwerke vorgesehene Kohle war knochenhart gefroren. Infolgedessen konnte sie nicht schnell genug an die Verbrennungsöfen herangeführt werden.

Am 14. Januar 1987 musste man deshalb, Block 13 des seinerzeit größten Kraftwerkes der DDR vom Netz nehmen. Die Abschaltung funktionierte jedoch aufgrund einer durch gefrorenes Kondenswasser blockierten Druckluftleitung nicht wie geplant. Der Generator ging nur mit einer Phase vom Netz. Dies hatte zur Folge, dass sich der Generator für einige Sekunden in Asynchronität zur Netzfrequenz befand. Die Lenz-Kräfte und die Trägheit der immer noch rotierenden Masse des Generators standen in so krassem Missverhältnis, dass der Kopf der 50 cm (!!!) dicken Welle, die den Generator mit der Turbine verband, abgeschert und ein Lagerblock, der die Welle trug, einige Meter durch die Kraftwerkshalle geschleudert wurde. Das alles, weil sich die rotierende, enorme Masse des Generators durch eine abrupte Fehlschaltung für einen Augenblick nicht im Gleichtakt mit der Netzfrequenz befand...

Sie fragen sich jetzt vielleicht, wie das Ganze im Zusammenhang mit der Stromerzeugung durch Photovoltaik funktioniert. In diesem Umfeld gibt es schließlich keine Generatoren, die sich mit allen anderen auf eine gemeinsame Drehgeschwindigkeit „einigen“ können. Die Aufgabe der Synchronisation wird dort durch elektronische Schaltungen erledigt. Ohne näher darauf einzugehen: Auch diese Schaltungen müssen den erzeugten Strom in exakter Übereinstimmung mit der Netzfrequenz einspeisen. Anderenfalls würden sie sich in Rauch auflösen.

Lastabwurf

Übersteigt die dem Netz entnommene Leistung die Leistung der Turbinen/Generatoren, kann dem allgemeinen Absinken der Drehzahl, d.h. der Netzfrequenz nicht mehr entgegengewirkt werden. Wenn bestimmte Grenzwerte unterschritten werden trennt sich der Generator deshalb automatisch vom Netz. Er wirft seine Last ab.

Lastabwürfe erhöhen natürlich die Last für die am Netz verbliebenen Generatoren. Wird in einem solchen Fall die Stromentnahme nicht sehr schnell durch Abschaltungen von Verbrauchern, in mittelschweren Fällen ganzen Teilnetzen bzw. Zuschaltung von Erzeugerkapazitäten vermindert, kommt es zu Kettenreaktionen bis hin zu einem großflächigen Stromausfall, dem so genannten totalen Blackout durch zu große Unterschreitung der Netzfrequenz.

Gewährleistung der Netzstabilität

Extreme Energiedefizite, die zu Lastabwürfen und damit o.g. Kettenreaktionen zur Folge haben könnten, müssen daher verhindert werden; gleichfalls extreme Stromüberschüsse, die zu technisch nicht beherrschbaren Abweichungen der Netzfrequenz nach oben führen.

Als Maßnahme gegen eine aus der Toleranz laufende Netzfrequenz dient die so genannte Regelenergie. In unserem aktuellen deutschen Energieversorgungssystem wird positive Regelenergie (wenn Strom im Netz fehlt) bislang vorwiegend durch fossile Kraftwerke bereitgestellt. Wir werden uns von diesem Ansatz sukzessive verabschieden müssen, auch wenn es sehr bequem ist, je nach Bedarf ein bisschen mehr oder weniger Dampf über Turbinen zu leiten. Schließlich wollen wir aus der fossilen Stromerzeugung aussteigen. Einzig moderne Gaskraftwerke könnten auch in Zukunft Regelenergie liefern. Ihr Brennstoff müsste dann aber aus Stromüberschüssen synthetisiertes Gas sein.

Für Europa wurde eine einheitliche Regelstrategie festgelegt. Besonders wichtig sind dabei die ersten drei Stufen des Regelsystems. [1.8.4.1]¹

Allein in Deutschland verfügen die Übertragungsnetzbetreiber über 2,5 bis 3,5 GW Regelreserve. [1.8.4.2]²

1 [1.8.4.1] https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/publications/ce/oh/Policy1_final.pdf

2 [1.8.4.2] <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/regelenergie>

Die Primärregelung

Bei einer Frequenzabweichung von weniger 10 mHz, also bei einer Netzfrequenz zwischen 49,99 bis 50,01 Hz greift keine Regelung. Der Ausgleich erfolgt allein über die kinetische Energie der rotierenden Massen in den Generatoren.

Bei Abweichungen zwischen 10 mHz und 200 mHz kommt die zur Primärregelung abgestellte Kraftwerksleistung zum Einsatz. Diese Regelleistung, positive, wenn Strom fehlt, negative bei Stromüberschuss, muss innerhalb von 30 s durch die teilnehmenden Kraftwerke erbracht und 15 min lang gehalten werden. [1.8.4.3]¹

Um die auf Deutschland entfallende primäre Regelleistung bereitzustellen, sind fossile Kraftwerke nicht zwingend notwendig. [1.8.4.4]² Mathias Dahlheimer benennt in seinem Vortrag „Wie man einen Blackout verursacht“ eine Primärregelleistung von 700 MW, die wir zur Erhaltung unserer Netzstabilität aufbringen müssten. Demgegenüber ist immer wieder von einer unbedingt vorzuhaltenden Primärregelleistung von 3.000 MW die Rede, wobei man nicht erwähnt, dass sich diese auf das gesamte europäische Verbundnetz bezieht. Allein das Pumpspeicherwerk Goldisthal hat eine installierte Leistung von 1.060 MW. Die Speichergröße bei gefülltem Oberbecken beträgt 8.480 MWh. Das heißt diese 1.060 MW stehen 8 Stunden zur Verfügung. Innerhalb von 85 s kann bei Bedarf von Turbinen- auf Pumpbetrieb umgeschaltet werden. Die deutschen Pumpspeicherwerke allein könnten die gesamte benötigte Primärregelleistung für mehrere Stunden bilanziell aufrecht erhalten. Hinzu kommen die ganz neuen Möglichkeiten großer Batteriespeicher, die anderswo schon sehr erfolgreich eingesetzt werden [1.8.4.5]³, in Deutschland aber noch ein Schattendasein fristen.

Die Sekundärregelung

Nach spätestens 15 Minuten muss die Primärregelung durch die Sekundärregelung abgelöst werden. Das kann durch das Anfahren/Drosseln von Gasturbinen oder anderen geeigneten Kraftwerken erfolgen. Die vereinbarte Sekundärregelleistung muss innerhalb von 5 Minuten zur Verfügung stehen. Für die Sekundärregelung ist der ÜNB verantwortlich, dessen Regelzone betroffen ist.

Die Tertiärregelung (Minutenreserve)

Die Regelleistung der dritten Stufe, die Tertiärregelung, muss ebenfalls 15 Minuten nach dem Feststellen einer Abweichung $> 0,2$ Hz erbracht werden. Das kann durch das Hoch- oder Herunterfahren konventioneller Kraftwerke geschehen. Wird negative Regelenergie benötigt, können z.B. Pumpspeicherwerke in Pumpbetrieb gehen oder Kühl- und Heizaggregate zugeschaltet werden. Der Abruf der Minutenreserve erfolgt über eine, zwischen den ÜNB vereinbarte [Merit-Order-Liste](#).

Die Bereitstellung und Vorhaltung von Regelleistung wird, wie die meisten größeren Aufträge, ausgeschrieben. Ergebnis: Im Gegensatz zur Sekundärreserve ist die Minutenreserve nicht zwingend an die ÜNB gebunden, sondern kann auch durch die Kraftwerksbetreiber selbst aktiviert werden. Unkritische Schwankungen des Stromangebotes lassen sich somit kurzfristig durch tagesaktuellen Handel oder durch die Aktivierung der Minutenreserve ausgleichen. Auf den ersten Blick erscheint das sinnvoll. Die Minutenreserve ist jedoch die letzte verfügbare Regelungsgröße im Störfall. Wenn diese Reserve nicht mehr zur Verfügung steht, folgt unweigerlich der Kollaps, der Blackout.

Die BNetzA leistete durch ein neues Vergabeverfahren auf dem Regelenergiemarkt (Mischpreisverfahren) der missbräuchlichen Nutzung der Minutenenergie Vorschub. Dieses führt unter anderem dazu, dass es für den Kraftwerksbetreiber wirtschaftlicher ist, die Minutenreserve einzusetzen.

1 [1.8.4.3] <https://www.regelleistung.net/ext/static/technical>

2 [1.8.4.4] https://www.youtube.com/watch?v=AzEmvX8_1jch

3 [1.8.4.5] <https://www.heise.de/newsticker/meldung/Tesla-Weltgroesster-Akku-in-Australien-eroeffnet-3905951.html>

Regelenergie in Theorie und Praxis

Der 10.01.2019 war für die Energieversorgung Deutschlands ein ganz besonderer Tag. Nach Einschätzung von Experten standen wir am Abend dieses Tages gegen 21 Uhr unmittelbar vor einem Blackout. [1.8.4.6]¹ Was war passiert?

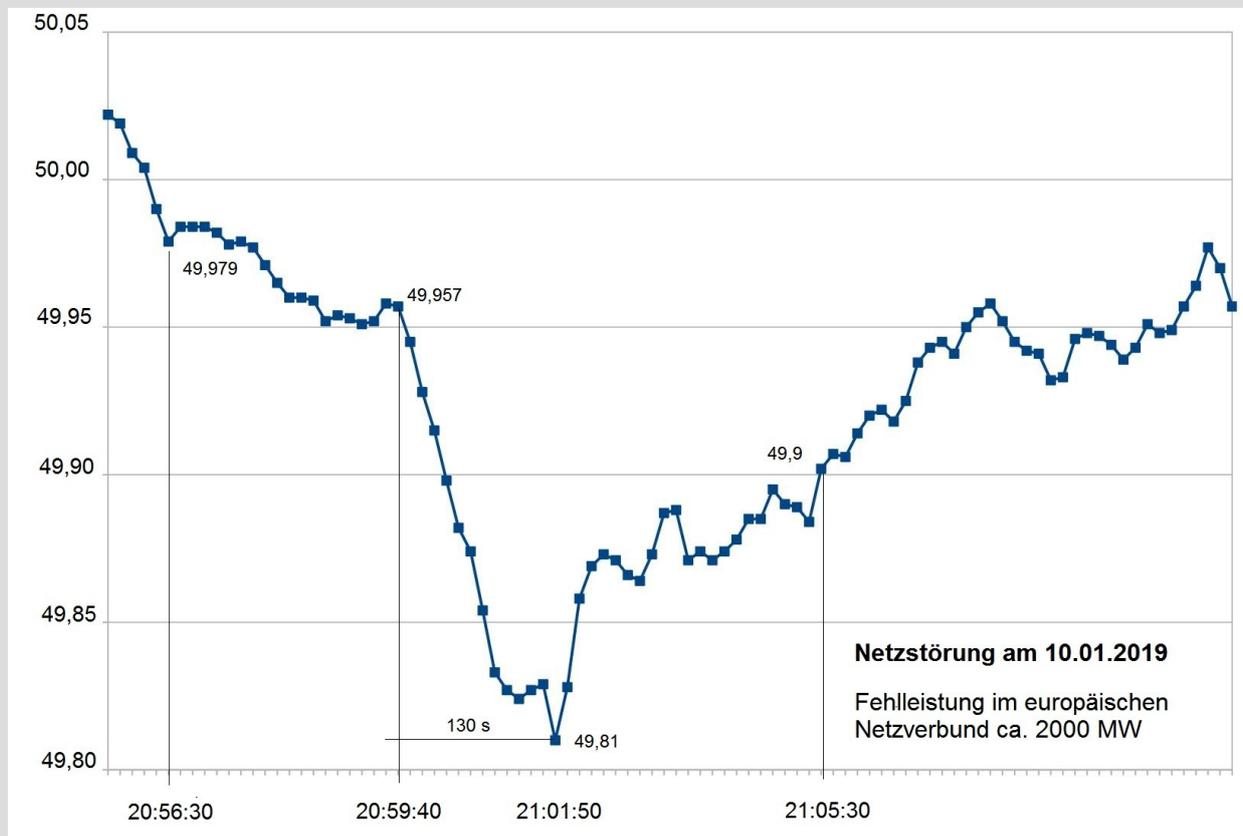


Abbildung 1.15: Netzfrequenz des europäischen Verbundnetzes am Abend des 10. Januar 2019

Die Netzfrequenz des europäischen Verbundnetzes sank binnen 130 s in die Nähe des kritischen Punktes von 49,8 Hz (s. Abbildung 1.15). Jenseits dieses Wertes droht tatsächlich ein Blackout, der ab 48 Hz technisch nicht mehr abgewendet werden kann. Zwischen 49,8 und 48 Hz scheint es noch jede Menge Luft zu geben, jedoch ist dieser Spielraum sehr schnell ausgeschöpft. Wenn nicht **sofort** Gegenmaßnahmen ergriffen werden, kann das Netz binnen weniger Sekunden zusammenbrechen, weil das Absinken der Frequenz nicht linear sondern exponentiell voranschreitet. Im vorliegenden Fall haben die in den Leitwarten diensttuenden Ingenieure offensichtlich (und zum Glück!) die richtigen Entscheidungen getroffen. **Unsere Hochachtung dafür!** Anderenfalls, sprich, wenn der Strom wirklich flächendeckend ausgefallen wäre, hätte das Ereignis definitiv sehr viel größere öffentliche Aufmerksamkeit erfahren. Um es richtig einzuordnen: Einen Frequenzabfall diesen Ausmaßes gab es letztmalig am 04. November 2006. Damals mussten in Frankreich zehn Millionen Haushalte vom Netz genommen werden, um den totalen Zusammenbruch des Stromnetzes zu verhindern.

In einigen Regionen Frankreichs und Spaniens lag die Frequenz am 10.01.2019 kurzzeitig sogar unter 49,8 Hz, was dafür spricht, dass der Ausfall eines spanischen Kraftwerkes mit einer Leistung von 558 MW **einer** der Gründe für den Beinahe – Ausfall gewesen sein könnte. Andere Quellen sprechen von einem Datenfehler in einem Netzregler der deutschen TenneT. Außerdem in Betracht kommen die üblichen Schwankungen durch den Stromhandel, die regelmäßig zu jeder vollen Stunde auftreten, wenn die Kraftwerksbetreiber auf die Bestellungen ihrer Kunden durch Ab- und Anschaltungen neu reagieren. Liegen die Bedarfsprognosen der Stromhändler zu weit neben dem tatsächlichen Bedarf oder erfolgen die Schaltaktionen auf einer sehr kurzen Skala zeitlich ungünstig, ergeben sich naturgemäß größere Schwankungen der Netzfrequenz. Selbst die Experten konnten keine exakte Ursache benennen. Vielleicht ist das für so ein

¹ [1.8.4.6] <https://www.saurugg.net/2019/blog/stromversorgung/zunehmend-mehr-instabilitaeten-im-europaeischen-verbundsystem>

komplexes System wie unser Stromnetz auch gar nicht mehr möglich. In jedem Fall sollten wir uns dessen bewusst sein, wie fragil das ganze Gebilde ist, auch wenn die verantwortlichen ÜNB den Vorfall vom 10. Januar 2019 sehr schnell als „wir hatten doch alles im Griff“ herunterspielten. Diesmal ja.

Unter anderem muss die Frage gestellt werden, warum die Primärregelung, die für Europa eine Leistungskapazität von immerhin 3.000 MW aufweist, den Frequenzabfall nicht binnen der vorgeschriebenen 30 Sekunden kompensieren konnte. Sind 3.000 MW zu wenig? Oder haben einige Kraftwerke beim Bereitstellen der primären Regelenergie schlicht versagt? Unsere Sichtung mehrerer Quellen ergab, dass die Experten in einem Punkt weitgehend übereinstimmen: Erst die automatische Abschaltung von 1.500 MW industrieller Verbraucher in Frankreich hat die Netzfrequenz wieder ansteigen lassen. Diese Lastvermeidung war für die betroffenen französischen Unternehmen mit Sicherheit ein Problem, hat aber das Netz wieder in einen stabilen Zustand zurück geführt.

Vielleicht wird es allmählich Zeit, ein paar Design- und organisatorische Fehler unseres Stromnetzes zu beheben, zumal wir am 24.01.2019 um 06:00 Uhr einen ähnlichen Vorfall hatten wie am 10.01.2019. Diesmal lag die Netzfrequenz allerdings mit 50,174 Hz nahe an der oberen Schmerzgrenze. [1.8.4.7]¹

Ausfallsicherheit

Stromausfälle sind nicht nur lästig, sondern können zu einer ernsthaften Bedrohung unseres täglichen Lebens werden. Bereits 2011 untersuchte das Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag in der Studie „Was bei einem Blackout geschieht“ [1.8.4.8]² das Szenario eines länger anhaltenden, flächendeckenden Stromausfalls. Der Schriftsteller Marc Elsberg leistete 2012 mit seinem Roman „Blackout. Morgen ist es zu spät“ einen literarischen und nicht weniger drastischen Beitrag zum Thema. Kritiker der Energiewende verweisen vehement auf die „Schuldigen“ - die Erneuerbaren Erzeuger.

In der Tat ist es unter den Bedingungen vermehrter Stromerzeugung über die diskontinuierlich arbeitenden Anlagen der erneuerbaren Quellen Sonne und Wind schwieriger aber eben auch nicht unmöglich, unsere Netze stabil zu halten. Das ist aber nur die eine Seite der Medaille. Wenn wir über konkrete Ausfallszenarien reden, kommen wir nicht an der Erkenntnis vorbei, dass auch unsere aktuelle, zentrale Versorgungsstruktur ziemlich anfällig ist.

Der meiste Strom wird noch immer in großen Kraftwerken erzeugt. Die Verteilung erfolgt dann über die verschiedenen Spannungsebenen zum Endverbraucher. Fällt ein Kraftwerk, mit z.B. 1.000 MW Leistung aus, dann fehlt diese Leistung im Netz und die Netzfrequenz sinkt, wie bereits erläutert. Mit Regelenergie wird ein solcher Ausfall kompensiert und die Netzfrequenz stabilisiert. Normalerweise wird dies auch gelingen und es kommt zu keinen größeren Problemen.

Anders sieht es aus, wenn zum Beispiel durch einen Cyberangriff, mehrere Großkraftwerke gleichzeitig vom Netz gehen. In einem solchen Fall könnte entsprechende Ersatzkapazität nicht schnell genug zur Verfügung gestellt werden. Der Blackout wird zur Realität. Wie weit sich dieser Blackout durch das Netz verbreitet, hängt von der Anzahl der betroffenen Kraftwerke, deren räumlicher Verteilung und der Reaktionsfähigkeit der Netzbetreiber ab, mit der sie betroffene Teile des Netzes aus dem Leitungsverbund nehmen.

Einen solchen Angriff auf mehrere Kraftwerke gleichzeitig zu unternehmen, stellt, so hoffen wir zumindest, recht hohe Herausforderungen an das Können der Angreifer. Eine dezentral organisierte Versorgungsstruktur erfolgreich anzugreifen, dürfte jedoch ungleich schwieriger sein.

Eine dezentrale Netzarchitektur ermöglicht darüber hinaus die Aufteilung eines großen Netzverbundes in Teilnetze. Das wird immer dann passieren, wenn die Stabilitätsbedingung im Netzverbund nicht mehr gegeben ist. Nicht mehr funktionsfähige Teilnetze trennen sich dann vom Netz, wodurch andere Teilnetze stabil bleiben können. Der totale Blackout wird zum partiellen Blackout, der nur bestimmte Teilnetze betrifft.

1 [1.8.4.7] <http://www.netzfrequenz.info/>

2 [1.8.4.8] <https://www.tab-beim-bundestag.de/de/pdf/publikationen/buecher/petermann-et-al-2011-141.pdf>

1.8.5 Das Standard Lastprofil

Unser Bedarf an Elektroenergie schwankt zu unterschiedlichen Tageszeiten, Wochentagen und je nach Jahreszeit erheblich.

Nachts, wenn wir in der Regel schlafen, ist der Strombedarf der privaten Haushalte gering. Verbraucher sind dann meist nur periodisch arbeitende Geräte wie z.B. Kühlschränke und Heizungsanlagen. Hinzu kommt die permanente Grundlast unserer Stand by-Geräte. Gegen 6 Uhr beginnt unser Tag mit einem erhöhten Strombedarf.

In Abbildung 1.16 sind Lastprofile privater Haushalte für unterschiedliche Wochentage dargestellt. Diese Profile entstammen statistischen Auswertungen unseres Nutzungsverhaltens. Sie können individuell natürlich ganz anders aussehen. Insgesamt sagt die Statistik dennoch klar und deutlich, dass die Deutschen am Wochenende etwas später aufstehen als werktags und am Sonntag Mittag ihr Essen immer noch gerne selbst kochen.

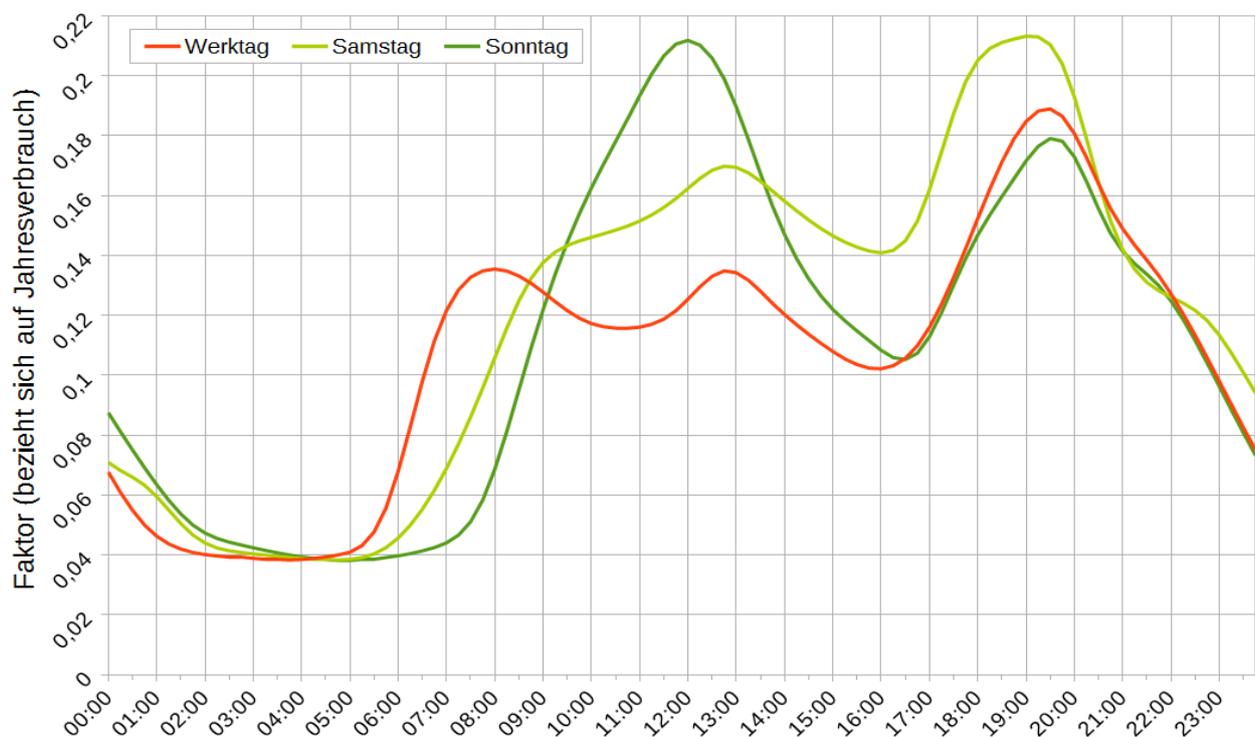


Abbildung 1.16: Lastprofil privater Stromkunden an verschiedenen Tagen im Winterhalbjahr; Quelle blog.stromhaltig.de

Die Stromerzeugung muss diesen Lastprofilen angepasst werden, um die Stabilitätsbedingung des Netzes zu gewährleisten. Dieses, unser Verbrauchsverhalten wird sich unter den Bedingungen der ausschließlichen Nutzung erneuerbarer Energiequellen nicht wesentlich ändern. In geringem Maße können wir durch gezieltes, persönliches Energiemanagement Einfluss darauf nehmen. Der prinzipielle Verlauf der in Abbildung 1.16 gezeigten Kurven wird aufgrund unserer Lebensgewohnheiten aber immer so oder zumindest so ähnlich aussehen.

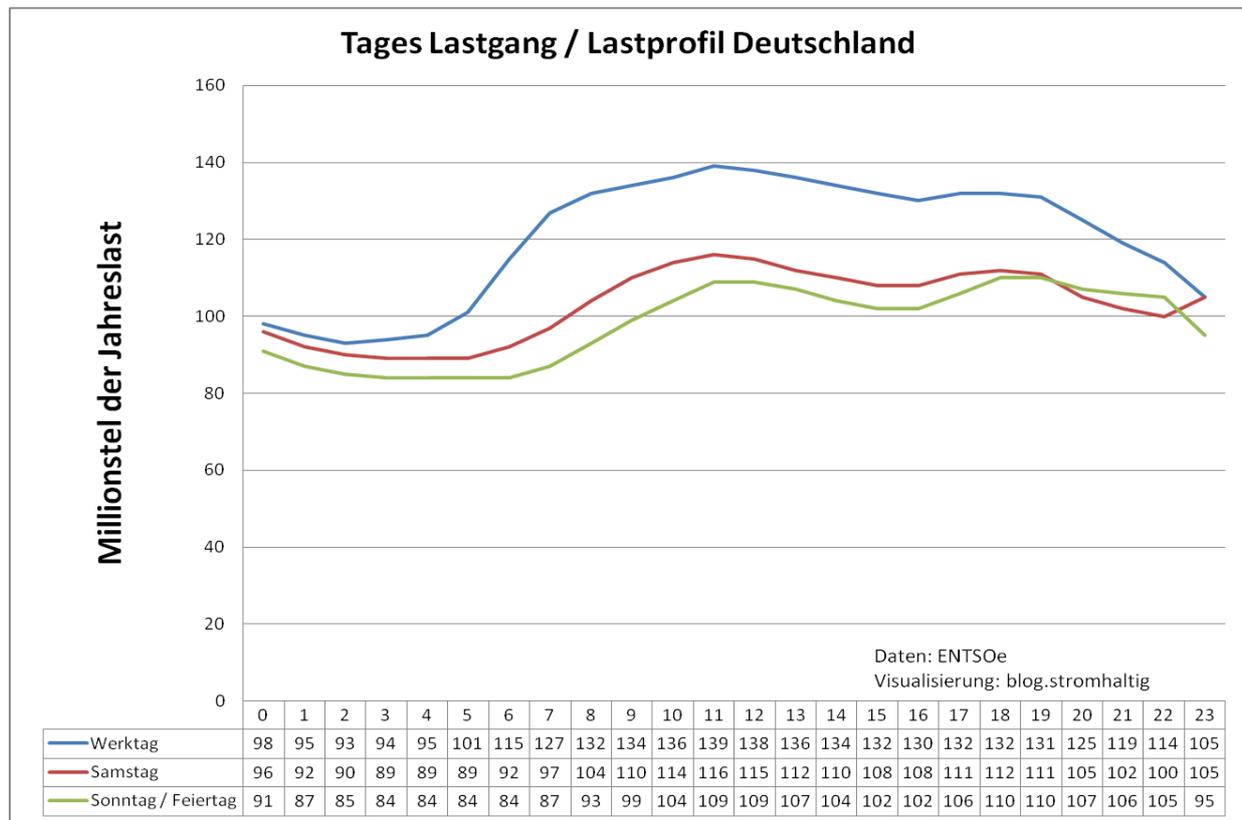


Abbildung 1.17: Tageslastgang Deutschland schematisch; Quelle blog.stromhaltig.de

Wenn wir den deutschlandweiten Tageslastgang (Abbildung 1.17) betrachten, erkennen wir einen anderen Trend. An Werktagen haben wir zu jeder Tageszeit einen höheren Strombedarf als am Wochenende. Dieser Fakt beruht auf dem Einfluss der Industrie als dem mit Abstand größten Stromverbraucher. Am Samstag wird der Bedarf vornehmlich durch Verbraucher wie Handel und Gewerbe und durch Haushaltskunden bestimmt. An Sonn- und Feiertagen sinkt der Bedarf durch den weitgehenden Wegfall von Handel und Gewerbe nochmals. Das heißt, dass der Spitzenlastbedarf der Haushaltskunden am Wochenende durch die vorhandenen Erzeugerkapazitäten bequem gedeckt werden kann.

1.8.6 Die residuale Last

Für ein tiefgründigeres Verständnis eines stabilen Stromnetzes (Erzeugung und Verbrauch befinden sich im Gleichgewicht), ist der Begriff der residualen Last sehr hilfreich. Die Residuallast benennt die im Stromnetz nachgefragte elektrische Leistung abzüglich der von **dargebotsabhängigen**, fluktuierenden, erneuerbaren Quellen wie Windkraft und Solaranlagen erzeugten Leistung. Die Begriffsbildung ist also sehr eng an die erneuerbaren Energiequellen und deren spezifische Aspekte gebunden und daher für die Energiewende von besonderem Interesse.

In eine einfache Formel verpackt ergibt sich die Residuallast R aus:

$$R = V - F_{EE}$$

R – Residuallast

V – Summe des Verbrauchs aller am Netz angeschlossenen Stromkonsumenten

F_{EE} – von dargebotsabhängigen erneuerbaren Erzeugern bereitgestellte Leistung.

R ist folglich negativ, wenn Wind und Sonne mehr Strom erzeugen als verbraucht wird und positiv, wenn sie zusammen nicht genügend Strom liefern können.

Das Überschussszenario

Aufgrund der immer noch dominanten Stromerzeugung aus fossilen Quellen ist die residuale Last meistens positiv. Meistens müssen grundlastfähige, insbesondere fossile Kraftwerke ausgleichen, was die fluktuierenden Erneuerbaren nicht schaffen. Es gibt dennoch schon heute Situationen (windreicher, heller Sommersonntagnachmittag), in denen theoretisch alle konventionellen Kraftwerke abgeschaltet werden könnten und die Erneuerbaren trotzdem viel mehr Strom ans Netz liefern als diesem zur gleichen Zeit entnommen wird.

Abbildung 1.18 liegt ein entsprechendes Szenario zugrunde. Wir nehmen minimalen Verbrauch und maximale Erzeugung aus erneuerbaren Quellen an. Die für die Sonne + Wind-Einspeisung postulierten 90 GW entstammen der Kraftwerkstabelle der BNetzA (s. Tabelle 1.5.). Dabei treffen wir die Annahme, dass 90% der installierten Wind + Sonne- Erzeugerleistung am Netz sind. Als Netzlast setzen wir 42 GW, das sind 50% der von der BNetzA für Deutschland angegebenen Maximallast, an. Die sich daraus ergebende Residuallast beträgt demnach minus 48 GW. Wir haben es also mit einem riesigen Leistungsüberschuss, der ausschließlich von erneuerbaren Quellen herrührt, zu tun. In der Praxis kann unser gewähltes Szenario zwar niemals **genau so** eintreten – warum, werden wir noch erläutern – dennoch verdeutlicht es eine Problematik, die sich sehr wohl **in ähnlicher Form** auch praktisch ergeben kann. Die Frage ist schlicht, was mit dem temporär überschüssig erzeugten Strom geschieht.

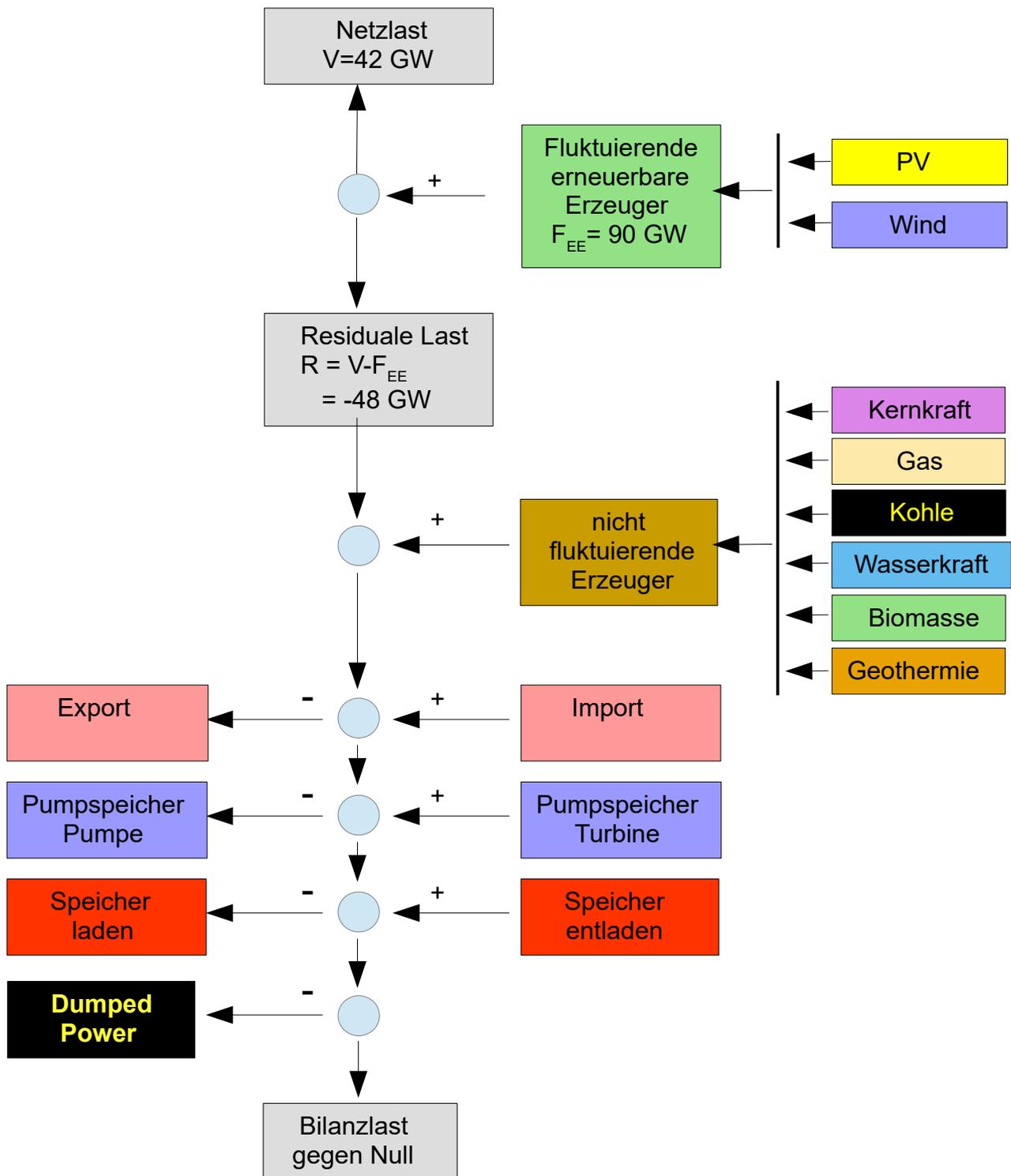


Abbildung 1.17: Die residuale Last und wovon sie abhängt.
 Grafik in Anlehnung an das Fraunhofer IWES-Modell-SimmEE.

Man könnte mehr Strom exportieren als importieren, was allerdings im vorliegenden Szenario vermutlich an der ähnlichen Wetterlage bei den deutschen Nachbarn scheitert. Die Pumpspeicher allesamt in den Pumpbetrieb zu versetzen würde knapp 10 GW Leistung erfordern – viel zu wenig also, um die Überkapazitäten auszugleichen.

Was gegenwärtig technologisch von vornherein **nicht** funktioniert, ist die am Netz befindlichen konventionellen, fossilen Kraftwerke komplett herunterzufahren. Die von diesen Kraftwerken nach wie vor gelieferte Leistung – derzeit in Deutschland mindestens 27 GW – verschlimmert die Überschussituation.

Dann den temporär überschüssigen Strom vernichten, um den Gleichgewichtszustand des Netzes zu bewahren? Wir halten das für keine Idee, die man ernsthaft diskutieren sollte, auch wenn genau das im ersten Entwurf der 2019er Version des Netzentwicklungsplans Strom 2030 erstmals geschieht.[1.8.6.1]¹ Für die Verfasser dieses Dokumentes gehört „Dumped Power“ zum Instrumentarium „marktwirtschaftlicher Flexibilität“ - einer Flexibilität, für die wir als Bürger über überhöhte Strompreise bezahlen sollen. Zitat:

„Grundsätzlich ist die Existenz von Dumped Energy nicht zwangsläufig als negativ zu bewerten. Vielmehr ist, analog zur Spitzenkappung in der Netzplanung, aus Gesamtkostensicht zu betrachten, ob eine Auslegung der marktwirtschaftlichen Flexibilität auf jede Höhe an EE-Einspeisung ökonomisch sinnvoll ist.“

Woraus sich diese Gesamtkostensicht ableitet, erläutern die ÜNBs nicht näher. Das müssen sie auch gar nicht. Schließlich sind sie es, die seit 2012 alle Netzentwicklungspläne erstellt haben. Sie dürfen als privatwirtschaftliche Unternehmen mit einer eher betriebswirtschaftlichen Sichtweise auf Kosten und Erträge primär darüber entscheiden, wie die Stromnetze der Zukunft auszusehen haben. Selbstbedienung leichtgemacht.

Wir betrachten Dumped Energy“ dagegen definitiv als grundsätzlich negativ. Vor allem die Tatsache, dass ab 2025 auch anteilig aus fossilen Brennstoffen erzeugter Strom entsorgt werden soll, lässt uns stark an der ökonomischen, sprich volkswirtschaftlichen Sinnhaftigkeit des Unterfangens zweifeln. Wir produzieren einen Teil des Stroms, indem wir eingekaufte oder aus einheimischen Quellen geförderte fossile Brennstoffe in klimaschädliches CO₂ umwandeln, nur um diesen Strom dann wegzuworfen? Sollte das tatsächlich wirtschaftlicher sein, als das Problem der temporären, zum Teil beträchtlichen Überschüsse nachhaltig zu lösen?

Pre dumped Energy

Die Behinderung der Einspeisung von Wind- und Sonnenstrom ist seit längerem gängige, wenn auch weitgehend unbekannt Praxis. EE-Strom, der aufgrund geltender Gesetze und Regeln gar nicht erst im Überschuss produziert werden **darf**, muss dann schließlich nicht in den Orkus gespült werden. Damit braucht dann niemand den Irrsinn dieser Wertvernichtung zu begründen.

Das Ganze läuft natürlich nicht unter dem von uns sarkastisch gewählten Begriff Pre dumped Energy, sondern nennt sich Einspeise-Management. Die Netzbetreiber sind dafür verantwortlich.

Stellt ein Netzbetreiber fest, dass in seinem Einzugsbereich eine Überlastung droht, ist er berechtigt, die Einspeisung von Stromerzeugungsanlagen herunter zu regeln. Vornehmlich die Erneuerbaren sind davon betroffen.

Auch wenn unser theoretisches Überschussszenario von extremen Annahmen ausgeht, gibt es doch einen deutlichen Hinweis darauf, dass die Speicherung von Strom die einzig wirklich vernünftige Möglichkeit ist, große negative Residuallasten aufzufangen. Mit dem notwendigen massiven Ausbau der Erneuerbaren werden diese potentiellen negativen Residuallasten dem Betrage nach stark ansteigen. Es muss endlich eine Speicher-Infrastruktur her, die mit der Entwicklung der Erneuerbaren Schritt halten kann. In Deutschland fristen Stromspeicher immer noch ein Schattendasein. Die BNetzA erklärte sich auf einer ihrer Veranstaltungen in Leipzig für diese zunehmend wichtiger werdenden Komponenten eines Stromnetzes schlicht für

1 [1.8.6.1] <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2030-2019>

nicht zuständig. Unserer Meinung nach ein Armutszeugnis, das sich die Behörde damit selbst ausgestellt hat. Es gibt genügend technologisch ausgereifte Ansätze der Stromspeicherung, mit denen wir uns ausführlich in Kapitel 3 beschäftigen werden.

Das Mangelszenario

Eine stabile Hochdrucklage im Winter bedeutet wenig Wind und Hochnebel. Die Erneuerbaren könnten in dieser Situation also nur wenig Strom liefern; abgesehen von den grundlastfähigen erneuerbaren Quellen wie Wasserkraft und Biomasse, die zusammen laut BNetzA-Kraftwerkliste mit ca. 13 GW Leistung zu Buche schlagen. Die eine oder andere Windkraftanlage wird sich vielleicht doch auf der niedrigsten Leistungsstufe bewegen und Solarzellen liefern tagsüber unter den oben genannten, für diese Technik denkbar ungünstigen Bedingungen immerhin noch 5% ihrer Maximalleistung. Eine Annahme von 20 GW erneuerbarer Erzeugerleistung zwischen 08.00 und 17.00 Uhr während einer der oft zitierten Dunkeflauten erscheint daher realistisch. Stellen wir dieser den maximalen Verbrauch von 84 GW gegenüber (nachts liegen wir weit darunter), verbleibt eine maximal vorstellbare positive Residuallast, also eine Stromlücke, von 64 GW; Stand 2019.

Derzeit müssen wir diese Lücke mit fast komplett fossilen Kraftwerken schließen, weil es nicht genügend Speicher gibt.

Die Möglichkeiten, hohe Residuallasten zu minimieren

Erinnern wir uns an den einfachen Zusammenhang $R = V - F_{EE}$. R ist offensichtlich betragsmäßig dann minimal, wenn der Verbrauch V und die Erzeugerleistung der Erneuerbaren F_{EE} nah beieinander liegen. Folglich gibt es genau zwei Möglichkeiten, R zu minimieren, nämlich auf V und/oder F_{EE} direkt einzuwirken. Hierzu ist wiederum eine ganze Palette von Maßnahmen denkbar. Nicht jede davon halten wir für sinnvoll, wiewohl sie in der Praxis angewendet werden.

Der Verbrauch V kann durch sinnvolles **Energiemanagement**, im Fachjargon oft auch als DSM (=Demand Side Management; dt. Lastensteuerung) beeinflusst werden. Energieintensive Produktionsschritte, wie etwa das Schmelzen von Metallen kann man in eine Periode mit einem Überangebot an Strom verlegen. Eine andere Regelgröße, die zeitlich nicht so strikt geplant werden muss, ist der Strombedarf von Kühlanlagen. Für das Kühlgut ist es fast ohne Belang ob es bei -20 oder -25 °C gelagert wird. Insofern kann man niedrigere Temperaturen generieren, wenn zu viel Strom im Netz anliegt und die Kühlaggregate herunterfahren oder ganz ausschalten, wenn Strommangel herrscht, die Temperaturen aber durch die vorherige „Kältespeicherung“ noch unter der zulässigen Höchsttemperatur liegen.

Im industriellen und gewerblichen Umfeld sind diese Verbrauchsregelungen längst an der Tagesordnung und werden durch variable Strompreise, entsprechend Angebot und Nachfrage, honoriert. Die Privathaushalte bleiben hier komplett außen vor. Es gibt demnach durchaus Reserven in der Beeinflussung des Verbrauchs. In der Summe kann aber das Energiemanagement nur einen relativ kleinen Beitrag zur Stabilität des Stromnetzes liefern, zumal alle damit verbundenen Maßnahmen zeitlich begrenzt sind.

Mit der gegenwärtigen Praxis der Beeinflussung der fluktuierenden erneuerbaren Erzeugerleistung haben wir ein prinzipielles Problem, weil sie einen wichtigen Grundsatz missachtet:

Alle erneuerbaren Erzeuger müssen zu jeder Zeit die maximal mögliche Leistung in das Netz einspeisen, um den fossil erzeugten Anteil zu minimieren.

Werfen wir hierzu einen Blick in ein paar Gesetzestexte. Im EEG 2017 § 11 ist immer noch festgelegt:

„(1) Netzbetreiber müssen vorbehaltlich des § 14 den gesamten Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas, der in einer Veräußerungsform nach § 21b Absatz 1 veräußert wird, unverzüglich vorrangig physikalisch abnehmen, übertragen und verteilen...“

Damit wird der Einspeisevorrang Erneuerbarer festgeschrieben – so weit, so gut.

Mit dem Inkrafttreten der so genannten Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) 2010 § 1 S. 2 wurde die Abnahmepflicht für EE dann erstmalig explizit ausgehebelt. Die

Verordnung [1.8.6.2]¹ wurde im Juli 2011–geändert. Heraus kam BGBl. I S. 1634, 2255 (Nr. 42); Geltung ab 01.01.2012, § 2 Vermarktung:

Aktuell gilt die daraus abgeleitete Verordnung zur Durchführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und des Windenergie-auf-See-Gesetzes (Erneuerbare-Energien-Verordnung – EEV) vom 01.01.2017. Dort heißt es unter § 2 [1.8.6.3]²

„Die Übertragungsnetzbetreiber dürfen den nach § 19 Absatz 1 Nummer 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vergüteten Strom nur am Spotmarkt einer Strombörse nach Maßgabe der Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung vermarkten. Sie müssen zur bestmöglichen Vermarktung des Stroms die Sorgfalt eines ordentlichen und gewissenhaften Kaufmanns anwenden.“ [1.8.6.4]³

Dass der Gesetzgeber an dieser Stelle die sehr biegsame Karte des ordentlichen und gewissenhaften Kaufmanns zieht und bestmögliche Vermarktung des Stroms (aus EE) fordert, kann man schon fast als Satire betrachten. Im Grundsatz sagt § 2 der EEV nichts anderes als: Wir geben euch die Macht, nach eigenem Ermessen zu entscheiden, woher ihr euren Strom bezieht und wie ihr ihn weiter vermarktet. Wir sollten nicht vergessen: Auch ordentliche und gewissenhafte Kaufleute müssen Gewinne realisieren und unterliegen bisweilen der Versuchung, diese zu maximieren.

Insbesondere besteht mit dieser Regelung schon seit ihrer ersten Fassung aus dem Jahre 2010 kein Verbrauchsvorrang mehr. Die Energieversorgungsunternehmen waren bis dahin verpflichtet, einen bestimmten Prozentsatz EE-Strom durch Eigenerzeugung zu decken oder von Lieferanten zu beziehen, um ihren Strom weiter verkaufen zu können. Damit war sicher gestellt, dass EE-Strom nicht nur vorrangig eingespeist, sondern auch in Deutschland verbraucht wurde. Aus „Gründen der Marktvereinfachung“ wurden die Energieversorger von dieser Verpflichtung befreit. Ein gesetzlicher Einspeisevorrang von EE-Strom erscheint uns aber ohne einen gleichzeitigen gesetzlichen Verbrauchsvorrang relativ sinnfrei. [1.8.6.5]⁴

Stand 2019 ist maximale EE-Einspeisung technisch nicht möglich, weil die notwendigen Speicher fehlen. Allerdings scheint sie von der herrschenden Politik auch gar nicht gewollt zu sein, unabhängig davon, dass das EEG sie immer noch rechtsverbindlich vorschreibt. Man versetzt Windkraftanlagen in Segelstellung, zwingt die Betreiber von Solaranlagen, ihre Einspeiseleistung zu minimieren, um überschüssigen Strom erst gar nicht entstehen zu lassen. Die Erzeugerleistung der Erneuerbaren wird letztendlich zugunsten der fossilen Kraftwerke minimiert, mit denen die großen Stromanbieter auf Grundlage der gegenwärtigen Marktmechanismen immer noch genügend Geld verdienen, weil die CO₂-Zertifikate immer noch zu billig sind. Dem Publikum wird das Ganze unter den wohlklingenden Begriffen Spitzenkappung und Einspeise-Management verkauft. Dabei verschweigt man, dass die Betreiber der erneuerbaren Erzeugungsanlagen für die gekappten Spitzen 90% des Betrages erhalten, den sie für die tatsächliche Lieferung des „Spitzenstroms“ bekommen hätten. 2017 wurden auf diese Weise knapp 5% des Windstroms abgeregelt. Kostenpunkt knapp 1 Mrd. Euro. [1.8.6.6]⁵ Sie werden bestimmt schon beim ersten Mal erraten, wer die Zeche zahlt.

Das Modell der residualen Last ist in Stromnetzen jeder Größe anwendbar. Es simuliert die Bedingungen innerhalb eines abgeschlossenen Systems, einer **Zelle**. Die Zelle kann, wie im Beispiel, das Gebiet der Bundesrepublik umfassen, eine Regelzone innerhalb der Bundesrepublik, ein Ortsnetz bis hin zum Eigenheim mit Solaranlage und Batteriespeicher.

Die genauere Definition einer Zelle reichen wir unter 4.4.1. nach und beschäftigen uns dort ausführlicher mit den Konsequenzen der Bildung von Zellen.

1 [1.8.6.2] <https://www.buzer.de/gesetz/8899/index.htm>-17. Juli 2009 (BGBl. I S. 2101)

2 [1.8.6.3] <https://www.buzer.de/gesetz/8899/a162491.htm>

3 [1.8.6.4] <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/direktvermarktung>

4 [1.8.6.5] <https://www.buzer.de/gesetz/9842/a172599.htm?m=a162490a>

5 [1.8.6.6] http://windmonitor.iee.fraunhofer.de/windmonitor_de/2_Netzintegration/2_netzbetrieb/2_Einspeisemanagement/

1.8.7 Energieerzeugung aus EE und das Vorsorgeprinzip

Wie gerade erwähnt, betrachten wir ein beliebiges Versorgungsgebiet als Zelle. Eine Zelle strebt immer eine ausgeglichene Leistungsbilanz an. Keine Zelle, speziell kein nationales Versorgungsgebiet sollte so konzipiert sein, dass

a) ständig Strom von außen bezogen werden muss, weil Strommangel herrscht
oder

b) ständig Strom exportiert werden muss, weil Strom im Überfluss erzeugt wird.

Es lohnt sich, in diesem Zusammenhang, über die deutschen Erzeuger(über)kapazitäten nachzudenken, die den Export elektrischer Energie nicht nur ermöglichen, sondern eher voraussetzen. Der Exportanteil ist zwar seit 2018 rückläufig [1.8.7.1]¹, dennoch ließen sich immer noch einige umweltbelastende Kohlekraftwerke vom Netz nehmen, ohne die Stabilität der deutschen Zelle zu gefährden.

Das gesamte europäische System der Stromversorgung muss nach dem Prinzip der Zelle betrachtet werden. Absoluten Vorrang hat dabei die Sicherstellung der Stromversorgung im Sinne der Daseinsvorsorge. Der Handel mit Elektroenergie hat sich diesem Prinzip unterzuordnen.

Eine Energieversorgung, die unsere Bedürfnisse befriedigt und sich überdies recht einfach über das An- und Abfahren von Turbinen im Gleichgewicht halten lässt, ist natürlich eine feine Sache. Die Vertreter der gehobenen Energiewirtschaft und unsere Politiker werden nicht müde, diesen, ganz ohne Zweifel vorhandenen Vorteil fossiler Kraftwerke hervorzuheben und im gleichen Atemzug die stark fluktuierende Leistung von Windkraft- und PV-Anlagen zu verteufeln.

Zur Vorsorge gehört aber eben auch der Schutz und die Erhaltung unserer Umwelt. Wir sollten niemals vergessen, dass eine intakte Umwelt Grundvoraussetzung menschenwürdiger Lebensbedingungen ist. Wenn der bequeme Weg unsere Umwelt zerstört und darüber hinaus wegen fehlender Nachhaltigkeit eine Sackgasse ist, sollten wir lieber den scheinbar unbequemen wählen und **sehr schnell** über die Optimierung unserer Speicherkapazitäten nachdenken.

Es bleibt uns gar nichts anderes übrig. Die Energieversorgung mittels EE ist für unsere Gesellschaft überlebenswichtig. [1.8.7.2]²

1 [1.8.7.1] <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/153533/umfrage/stromimportsaldo-von-deutschland-seit-1990/>

2 [1.8.7.2] https://www.greenpeaceenergy.de/fileadmin/docs/sonstiges/Greenpeace_Energy_Gutachten_Windgas_Fraunhofer_Sternor.pdf

1.9 Energiebedarf und Transportleistung im Verkehrsbereich

2015 betrug der Anteil fossiler, auf Mineralöl basierender Kraftstoffe für das Transportwesen in Deutschland 94%. Biokraftstoffe hatten einen Anteil von 4,2% und elektrisch wurden nur 1,6% der Gesamtenergie aufgewendet. Die Zahlen haben sich von 2015 bis 2017 insofern verändert, dass die Gesamtenergiemenge die für den Verkehr beanspruchte um 5,1% stieg, während der absolute Anteil der Erneuerbaren weitgehend konstant blieb. Eine signifikante Zunahme gab es beim Verbrauch von Flugbenzin; 17,4% ([1.2.1], Tabelle 6a).

1.9.1 Personenbeförderung

Bei der Personenbeförderung war im Jahr 2015 der motorisierte Individualverkehr herausragend: Auf ihn entfielen 946 von insgesamt 1.181 Mrd. Personenkilometer (ca. 80%). In 2016 hatten wir, dem schon seit Jahren andauernden Trend folgend, erneut einen Anstieg bei den Personenkilometern zu verzeichnen (1.208 Mrd.), wobei dieser Anstieg wiederum zum Großteil auf den Individualverkehr zurückgeht. Business as usual, auch wenn sich o.g. Trend in den Jahren 2017 und 2018 nicht fortsetzt. [1.9.1.1]¹ Mit Eisenbahnen und anderen öffentlichen Verkehrsmitteln wurden in Deutschland 2015 lediglich 91 (=8%) bzw. 79 Mrd. (=7%) Personenkilometer, mit Flugzeugen 61 Mrd. (=5%) Personenkilometer zurück gelegt ([1.2.1], Tabelle 1). Die Fahrt mit dem eigenen PKW erzeugt wesentlich mehr CO₂ als die Nutzung von Bus oder Bahn. In einer Studie aus dem Jahr 2013 [1.9.1.2, Seite 124ff]² hat das Umweltbundesamt für die gesamten CO₂-Emissionen, inklusive des Baus und Betriebs der zugehörigen Infrastruktur und der Fahrzeuge, folgende Werte je Personenkilometer ermittelt:

Transportmittel	CO ₂ – Emissionen je Personenkilometer
PKW	163 g
Bahn im Nahverkehr	104 g
Bahn im Fernverkehr	65 g
Bus im Nahverkehr	87 g
Bus im Fernverkehr	38 g
Flugzeug	256 g

Tabelle 1.8: CO₂-Ausstoß verschiedener Transportmittel je Personenkilometer

Da sich die CO₂-Emissionen, bei angenommenen identischen Brennstoffen, proportional zum Energieeinsatz verhalten, liegt in der stärkeren Nutzung von Bus und Bahn ein erhebliches Energieeinsparungspotential ([1.2.1], Tabelle 6a).

1.9.2 Güterverkehr

Auch im Güterverkehr dominiert klar die Straße. Von den insgesamt 651 Mrd. im Jahr 2015 statistisch gezählten Tonnenkilometern wurden 460 Mrd. (71%) auf der Straße zurückgelegt. 116,6 (18%) Mrd. entfielen auf Eisenbahnen und 55,3 Mrd. (9%) auf die Binnenschifffahrt. Rohrleitungen (Öl und Gas) waren mit 17,7 Mrd. Tonnenkilometer (3%) beteiligt, während das Flugzeug 1,5 Mrd. Tonnenkilometer (0,2%) beisteuerte ([1.2.1], Tabelle 1). 2016 brachte im Vergleich zu den Vorjahren nur einen moderaten Anstieg von ca. 3,5 Mrd. Tonnenkilometern, die komplett auf der Straße ankamen. Genau genommen fand sogar eine Verlagerung des Gütertransports von Binnenschiffen zurück auf die Straße statt. Die CO₂-Emissionen sind auch im Güterverkehr äußerst unterschiedlich: Für die grenzüberschreitende Luftfracht werden

¹ [1.9.1.1] <https://www.deutschlandin zahlen.de/tab/deutschland/infrastruktur/verkehr-und-transport/personenkilometer>

² [1.9.1.2] <http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/treibhausgas-emissionen-durch-infrastruktur>

932 g CO₂-Ausstoß pro Tonnenkilometer ausgewiesen, Last- und Sattelzüge kommen auf 94 g. Am besten schneiden die Binnenschifffahrt mit 38 g und die Bahn mit 34 g /(t*km) ab.

Ein höherer Anteil des Transportes von Gütern mit dem Binnenschiff oder auf der Schiene ist für die Zukunft auch unter energetischen Gesichtspunkten sehr wünschenswert. Das Umweltbundesamt veröffentlichte im Jahr 2012 eigene Daten zum Verkehr. [1.9.1.3]¹ Die enthaltenen Zahlen beziehen sich auf schon etwas länger zurück liegende Jahr 2010, was aber nichts an deren Bedeutung ändert. Aus den Zahlen des Bundesumweltamtes wurde die Tabelle 1.9. abgeleitet. Wir haben dabei lediglich die vom Bundesumweltamt in Petajoule angegebenen Werte in Terawattstunden umgerechnet und uns darüber hinaus erlaubt, als letzte Spalte einen Effizienzwert einzufügen.

Tabelle 1

Transportweg	Transportaufkommen absolut [Mrd. t*km]	Anteil [%]	Energie absolut [TWh]	energetischer Anteil [%]	Effizienz [TWh/ (Mrd. t* km)]
Straßengüterverkehr	434	69,9	203,33	80,0	0,47
Schienenverkehr	107	17,3	11,56	4,6	0,11
Binnenschifffahrt	62	10,0	8,03	3,2	0,13
Rohrfernleitungen	6	2,6	0,00 *)	0,0 *)	0,00 *)
Luftverkehr	1	0,2	31,11	12,2	23,93
Summe	621	100,0	254,03	100,0	

Tabelle 1.9: Primärenergieverbrauch und Effizienz des Güterverkehrs Deutschlands 2010 (eigene Darstellung abgeleitet aus 1.9.1.3) *) nicht angegeben]

Anhand dieser letzten Spalte können Sie leicht abschätzen, was eine Verlagerung des Transportes von der Straße auf die Schiene energetisch bedeutet. Die Einsparung liegt bei über 75%. Unter der Voraussetzung, dass der für eine voll elektrifizierte Bahn benötigte Strom ausschließlich aus erneuerbaren Quellen stammt, wäre die Bilanz, bezogen auf den Primärenergieeinsatz nochmals um etwa den Faktor 2 günstiger.

Das Ganze nochmals in absoluten Zahlen: Würde bei gleichem Transportaufkommen der Anteil der Schiene zuungunsten der Straße um 1% erhöht, ließen sich damit 2,23 TWh Primärenergie einsparen.

Wir weisen an dieser Stelle darauf hin, dass die von uns aus unterschiedlichen Quellen zu diesem Thema gesichteten Daten durchaus Unterschiede aufweisen, obwohl sie den gleichen Sachverhalt beschreiben. Wir können und wollen nicht endgültig beurteilen, welche Veröffentlichung richtig ist; weder bezüglich dieses noch anderer in unserem Buch besprochener Aspekte, die von verschiedenen Quellen **quantitativ** verschieden erfasst werden. Häufig genügt die **qualitative** Betrachtung der volkswirtschaftlichen Konsequenzen bestimmter Maßnahmen; hier z.B. die aus den Zahlen beider Quellen ableitbare Erkenntnis, dass der Güterverkehr auf der Straße deutlich energieintensiver ist als der auf der Schiene. Eigentlich eine seit langem bekannte Binsenweisheit, die unsere nach eigenen Aussagen umweltbewussten Politiker zu Maßnahmen animieren sollte, die der Verlagerung von Transportleistungen von der Straße auf die Schiene dienlich wären. Solche Maßnahmen sehen wir gegenwärtig nicht – im Gegenteil. Der Schienengüterverkehr wird nach wie vor stiefmütterlich behandelt.

1 [1.9.1.3] <https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/publikation/long/4364.pdf>

1.10 Wärmeversorgung

Etwas mehr als die Hälfte der Endenergie wurde in Deutschland im Jahr 2014 für die Erzeugung und Bereitstellung von Wärme eingesetzt. Für die Raumwärme, das Warmwasser, zum Kochen und für die verschiedensten Prozesse in der Wirtschaft wird Wärme benötigt. Diese Wärme wird gegenwärtig überwiegend fossil bereitgestellt. Als Brennstoffe dienen Gas, Öl und Kohle. Ein wachsender Anteil der Wärmeversorgung wird aber durch EE gedeckt.

Nach wie vor sind Erdgasheizungen die am häufigsten installierte Heizungstechnologie in Deutschland. Im Jahr 2015 wurde in knapp jeder zweiten neuen Wohnung eine Erdgasheizung eingebaut, in rund jeder fünften eine Wärmepumpe. [1.10.1]¹ [1.10.2]² Insgesamt wurden bis zum Ende des Jahres 2015 905.000 Wärmepumpenanlagen in Deutschland bereitgestellt. Weniger als 1% der mit erneuerbaren Energien in 2015 erzeugten Wärme stammt aus Tiefengeothermieanlagen ([1.10.4]³, S. 22).

Der Anteil moderner Wohnungen mit Fernwärme lag 2015 bei 21,5%. Fernwärme wird oft in speziellen Heizwerken erzeugt, die ganze Wohngebiete versorgen. Diese Heizwerke müssen hohen Umweltstandards genügen. Sie enthalten u.a. Filteranlagen für die Abgase. Auch Müllverbrennungsanlagen speisen die erzeugte Wärme meist in Fernwärmenetze ein. Daneben entsteht bei der fossilen Stromerzeugung und bestimmten industriellen Prozessen Abwärme. Diese wird, wann immer es wirtschaftlich sinnvoll ist, zur Fernwärmeversorgung eingesetzt. Allerdings hängt die Wirtschaftlichkeit in diesem Umfeld ebenfalls oft genug von den gesetzten politischen Rahmenbedingungen ab. Kommt uns irgendwie bekannt vor.

Fernwärme wird mittels Heißwasser über Rohrleitungssysteme zum Verbraucher transportiert. Die Übergabe der Wärme erfolgt in der Hausübergabestation. Das abgekühlte Wasser wird dann aus dem jeweiligen Gebäude im Kreislauf an das Netz zurückgegeben.

In rund 6% der Neubauten wurden Holz und Holzpellets als primäre Quellen für Heizenergie genutzt. Kaum mehr von Bedeutung sind hingegen Ölheizungen. Ihr Anteil bei neu errichteten Wohnungen lag 2014 bei nur noch 0,7%.

Betrachtet man alle bestehenden Wohnungen, belief sich der Anteil der Fernwärme 2014 auf 13,5%, der der Wärmepumpen trotz des Booms in den letzten Jahren lediglich auf 1,5%.

Die Heizungstechnologien im Wohnungsbestand verändern sich aber nicht nur durch Neubauten, sondern natürlich auch durch Modernisierungen. Der Bedarf hierfür ist gegeben; Deutschlands Heizkessel sind im Durchschnitt 17,6 Jahre alt [1.10.5]⁴.

Als erneuerbare Energiequelle für die Warmwasserbereitstellung in Pufferspeichern oder auch zur saisonalen Wärmespeicherung sind zunehmend thermische Solarkollektoren im Kommen. Mit solchen Solarkollektoren kann man bis zu 80% der eingestrahlten Sonnenleistung nutzen. Selbst im Winter liefern sie an klaren Tagen Wärme. In der Übergangszeit sorgen sie für eine deutliche Entlastung der Heizungsanlagen und im Sommer können sie warmes Wasser zu fast 100% generieren, sofern man die Anlage sinnvoll designt und mit den richtigen Parametern einstellt.

In Deutschland wurden bis Ende 2015 insgesamt 2,15 Millionen Solarwärme-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 13,4 GW installiert [1.10.6]⁵. Der Wärmebedarf wurde damit zu 5% mit erneuerbaren Energien gedeckt. Hier besteht also erheblicher Nachholbedarf. Die Gewinnung solarer Wärme steht mindestens gleichberechtigt neben der solaren Stromerzeugung. Innerhalb sogenannter Wohnblock-Quartiere unterstützt solare Wärme das Heizsystem, d.h., es wird weniger Fernwärme benötigt.

1 [1.10.1] <https://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2015/15/Meldung/infografik-so-heizt-deutschland-heute.html>

2 [1.10.2] <http://www.waermepumpe.de/waermepumpe/funktionsweise/>

3 [1.10.4] <https://de.wikipedia.org/wiki/Fernw%C3%A4rme>

4 [1.10.5] <https://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2015/15/Meldung/infografik-so-heizt-deutschland-heute.html>

5 [1.10.6] https://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/2016_3_BSW_Solar_Faktenblatt_Solarwaerme.pdf

2 Energiebedarf einer nachhaltigen Gesellschaft

Wie groß wird in der Zukunft der Energiebedarf einer nachhaltigen Gesellschaft in Deutschland sein? Was bedeutet Nachhaltigkeit überhaupt?

Jeder biologische Organismus benötigt Ressourcen wie Wasser, Luft und Nahrung (=Energie) zum Leben, die er seiner Umwelt entnimmt. Alle Organismen geben andererseits Ressourcen wieder an die Umwelt zurück. Pflanzen bilden u.a. die Nahrungsgrundlage für Tiere und sind darüber hinaus für die Produktion von Sauerstoff zuständig – um nur ein Beispiel zu nennen. Solange sich Geben und Nehmen im Gleichgewicht befinden, bleibt die Umwelt intakt.

Einzig der Mensch maßt sich seit Anbeginn seiner Zivilisation an, der Umwelt mehr Ressourcen zu entnehmen als er an sie zurückführt. Spätestens mit unserem Eintritt in das Industriezeitalter stören wir damit das Gleichgewicht der Natur in erheblichem Maße.

2.1 Ressourcen und Nachhaltigkeit

Bei den natürlichen Ressourcen muss man prinzipiell zwischen zwei Arten unterscheiden. Was uns die Natur ständig neu bereitstellt, sind nachwachsende bzw. erneuerbare Ressourcen. Rohstoffe wie Erze, Öl, Gas und Kohle sind dagegen grundsätzlich endlich. Zwar werden auch diese Materialien neu gebildet, allerdings in einem Zeitrahmen, der unseren, den Horizont der Menschheit bei weitem übersteigt.

Nachhaltigkeit bedeutet nichts anderes, als alle verfügbaren Ressourcen nur soweit zu belasten, dass die Gesellschaft dauerhaft bestehen kann. Man darf der Natur nur so viel entnehmen wie nachwachsen bzw. sich wieder regenerieren kann. Man muss der Natur außerdem die Chance zur Regeneration lassen; eine Regel, die aufgrund wirtschaftlicher Kurzsichtigkeit allzu oft verletzt wird, denken wir z.B. an den Raubbau an den tropischen Regenwäldern.

Bei den endlichen Ressourcen geht es in Bezug auf Nachhaltigkeit darum, sie in einem Kreislauf immer wieder zu verwenden. Die ursprünglich der Erde entnommenen Rohstoffe sind in den Produkten gebunden, mit denen wir unser Leben angenehmer gestalten. Eine nachhaltig handelnde Gesellschaft muss diese Produkte am Ende ihrer Nutzungsdauer recyceln, d.h. die enthaltenen Rohstoffe zurückgewinnen.

Das schlichte Verbrennen von Öl, Kohle und Gas zur Energiegewinnung lässt keinen Raum für Recycling. Folglich ist Energiegewinnung aus fossilen Brennstoffen das genaue Gegenteil von nachhaltig.

Windmühlen und Wasserkraft verwendet der Mensch schon seit dem Altertum als erneuerbare Energiequellen. Wasserkraft zur Stromerzeugung kennen wir aber erst seit etwa 130 Jahren. Bis hinein in die 90iger Jahre des vorigen Jahrhunderts gab es nur die Wasserkraft als ernst zu nehmende Alternative zur Energieerzeugung aus fossilen Energieträgern. Sie konnte allerdings nur einen kleinen Teil unseres Energiebedarfs abdecken. Daher mussten wir uns weitere erneuerbare Quellen durch adäquate Technik erschließen.

Um 1990 wurden in Deutschland die ersten modernen Windräder errichtet. Wenig später erlangten die ersten Photovoltaik-Anlagen ihre Marktreife.

Effiziente Anlagen und Verfahren zur Nutzung von Sonne, Wind und Erdwärme stehen inzwischen bereit. Wir befinden uns demnach in einer Übergangsphase, in der fossile Energieträger immer noch eine Energiebedarfslücke füllen, die wir **technologisch** längst geschlossen haben. Jetzt kommt es darauf an, diese Lücke auch **faktisch** zu schließen.

Wir müssen unser Handeln schnellstens ändern, wenn wir nicht unsere noch vorhandenen, fossilen Rohstoffe einfach verfeuern wollen. Öl, Kohle und Gas sind definitiv **Rohstoffe**, vor allem für die chemische Industrie. Die oft verwendeten Bezeichnungen Brennstoffe oder Energieträger halten wir für nicht zeitgemäß.

2.2 Nachhaltigkeit im aktuellen gesellschaftlichen Umfeld

Eine Gesellschaft, die vordergründig nach wirtschaftlichen Grundsätzen im Sinne kurzfristiger Gewinnerzielung handelt, kann nicht nachhaltig sein. Aus dem Warenlager, das die Natur uns bietet, kann man sich natürlich fast zum Nulltarif bedienen. Nur die Kosten der Erschließung und Gewinnung der Naturgüter gehen in die ökonomische Bilanz ein. Zwar spricht man gemeinhin gerne von Bodenschätzen, misst aber diesen Schätzen den Preis Null zu, solange sie noch im Boden liegen. Wer sollte den Preis auch fordern? Die Natur stellt keine Rechnung in Euro oder Dollar. Sie wird uns irgendwann eine in ihrer eigene Währung präsentieren.

Wenn die Rückgewinnung von Rohstoffen im Recyclingprozess gegenüber dem Einsatz neuer Rohstoffe nicht wirtschaftlich erscheint, wird nicht recycelt, sondern gedankenlos entsorgt. Oft genug hängt die Nichtrentabilität des Recyclings mit einem zu hohen energetischen Aufwand zusammen, womit wir wieder beim eigentlichen Thema wären. Wir müssen in Zukunft mehr und mehr in der Lage sein, auch Recyclingprozesse zu etablieren, die sehr energieintensiv sind.

Politiker und Wirtschaftsvertreter bezeichnen ökonomisches Wachstum gern als einen, wenn nicht den wichtigsten Grundpfeiler unserer Gesellschaft. Diese These muss dringend hinterfragt werden, insbesondere der Begriff Wachstum an sich. Wachstum, das mit einem sich immer stärker beschleunigenden Verbrauch an Ressourcen einhergeht, kann nicht bis in alle Ewigkeit funktionieren. Unbegrenztes Wachstum ist in einem geschlossenen System nicht möglich.

Wir fahren auf diese Weise unsere ganze Gesellschaft gegen die Wand. Wir wissen das, wir können die Wand sogar schon sehen und fahren trotzdem immer schneller darauf zu. Bis zum Aufprall wird es uns schließlich noch richtig gut gehen. Und bis zum Aufprall bleibt noch so viel Zeit. Wirklich? Sind wir nicht alle schon Passagiere auf dem Narrenschiff von Reinhard Mey? [2.2.1]¹

Um im Bild zu bleiben: Wir müssen endlich die Bremse finden.

2.3 Energie neu denken

Nach Einschätzung der Bundesregierung „...beruht die Energiewende darauf, die Energieeffizienz zu steigern, den Energieverbrauch zu senken und die erneuerbaren Energien weiter auszubauen...“. Dem können wir nur zum Teil zustimmen. Vor allem haben wir für die im Zitat genannten Aspekte eine ganz andere Wichtung.

Wir verstehen unter Energiewende etwas anderes:

- 1 Wir steigen konsequent von fossilen Energieträgern auf erneuerbare Energieträger um.
- 2 In der Übergangszeit bis zum Erreichen des Ziels 100% erneuerbare Energieerzeugung geht es vor allem darum, den Bedarf an fossiler Primärenergie möglichst schnell zu senken.
- 3 Wir erzeugen Energie nicht in zentralen Großkraftwerken, sondern gewinnen sie hauptsächlich mit dezentralen Erzeugerstrukturen.
- 4 Stromsparen steht für uns nicht im Vordergrund. Vielmehr wollen wir regenerativ erzeugten Strom in einer Menge bereitstellen, die es uns ermöglicht, diesen Strom auch für Verfahren und Techniken zu verwenden, die bislang unwirtschaftlich erscheinen; z.B. energieintensives Recycling oder Methoden zur Umwandlung überschüssigen Stroms in andere Energieformen, wie das Power to Gas und das Power to Liquid Verfahren.

2.3.1 Die vorhandenen Techniken erneuerbarer Energieerzeugung

Strom und Wärme lassen sich durch Millionen Photovoltaik- und Solarthermiemodule auf Wohnhäusern, Industriebauten und öffentlichen Gebäuden gewinnen. Zusätzlich können wir Wind und Erdwärme mit zehntausenden Windkraftanlagen und Wärmepumpen nutzen.

¹ [2.2.1] https://www.youtube.com/watch?v=8Lz_qPvKCsg Das Narrenschiff von Reinhard May

Die komplette Realisierung dieses Ansatzes ist keinesfalls einfach, aber die genannten Technologien sind nicht nur vorhanden, sondern erfüllen bereits gehobene Standards. Wir träumen nicht von der Nutzung der Kernfusion, obwohl durchaus vorstellbar ist, dass diese Lösung in einigen Jahrzehnten zur Verfügung steht. Dann könnte es aber zu spät sein. Wir bewegen uns innerhalb der Realität des Hier und Jetzt, wenn wir an vielen Stellen des weiteren Textes den medial immer wieder eindrucksvoll zelebrierten Positionen der alteingesessenen Energiewirtschaft und der Bundesregierung widersprechen.

Wir favorisieren Sonne und Wind als nachhaltige Energiequellen. Beides steht im Überfluss und dauerhaft kostenlos zur Verfügung. Deshalb ist es in erster Linie nicht notwendig, unseren Energiebedarf zu begrenzen, sondern die zur Verfügung stehende Energie sinnvoll zu nutzen.

Die Energieversorgung komplett auf erneuerbare Energieträger umstellen – ein wahrhaftig dickes Brett, das wir zu bohren haben. Es sind sehr viele zusätzliche Erzeugungsanlagen notwendig. Die vorhandene Infrastruktur erfordert dringend Anpassungen. Es ist deshalb sinnvoll, nur die effizientesten Technologien einzusetzen, um das Ziel des vollständigen Ausstiegs aus den fossilen Energiequellen so bald als möglich zu erreichen. Und es ist definitiv kontraproduktiv, darauf zu verweisen, dass der Migrationsprozess nicht funktionieren würde, viel zu teuer sei und man daher lieber bei den alten Methoden bleiben solle.

2.3.2 Energieeffizienz

Die Aussage „Energie, die ich nicht benötige, muss ich auch nicht erzeugen“ ist natürlich absolut einleuchtend. Sofort denken wir an die Segnungen der Energiesparlampe bzw. der neuen LED-Beleuchtung und fühlen uns gut dabei, wenn wir unsere letzten alten Glühbirnen durch moderne Leuchtmittel ersetzen, die überdies viel länger halten.

Aber ist die Einsparung von Energie wirklich der einzige Aspekt, wenn wir von Energieeffizienz sprechen? Liest man die Verlautbarungen der Bundesregierung, kann man diesen Eindruck durchaus gewinnen.

Mit dem Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz will die Bundesregierung erreichen, „...den Primärenergieverbrauch bis zum Jahr 2020 gegenüber 2008 um 20% zu senken und bis 2050 zu halbieren“. [2.3.2.1]¹ Eine weitere Publikation, die argumentativ in die gleiche Kerbe schlägt, ist das Grünbuch Energieeffizienz [2.3.2.2]² des BMWi. Im Grünbuch wirbt das BMWi immerhin um öffentliche Stellungnahme zu den dort formulierten Thesen. Viele dieser Thesen basieren unserer Meinung nach jedoch schon auf falschen Voraussetzungen. U.a. halten wir die Lesart, wie das BMWi Energieeffizienz versteht, für wenig zielführend. Damit wird eine Diskussion über grundlegende Fragen der Energieversorgung von vornherein unterbunden.

Auf welchem Weg das o.g. Ziel der Senkung des Primärenergiebedarfs um 20% bis 2020 und um 50% bis 2050 erreicht werden soll, geht weder aus dem Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz noch aus dem Grünbuch eindeutig hervor. Im Gesamtkontext gewinnt der Leser jedoch bei beiden Texten den Eindruck, allein die schon zitierte Energiesparlampe könnte es richten; im übertragenen Sinne natürlich. Damit wird das eigentliche Problem verschleiert.

Anknüpfend an unsere Definition für Primärenergie (vgl. 1.3.) möchten wir an dieser Stelle nochmals auf folgenden, sehr wichtigen Aspekt verweisen, der in den beiden Dokumenten der Bundesregierung nicht explizit zur Sprache kommt: Will man z.B. 10 TWh Strom aus erneuerbaren Energiequellen erzeugen, wäre der fossile Primärenergiebedarf (=Materialeinsatz) gleich null. Erzeugt man die gleiche Energiemenge aus Braunkohle, sind hierfür mindestens 25 TWh **fossiler** Primärenergie in Form von Braunkohle notwendig, weil der Wirkungsgrad selbst modernster Kohlekraftwerke 40% nicht übersteigt.

Wahre Energieeffizienz erreicht man folglich weniger über Einsparungen beim Verbrauch, sondern vielmehr über die intelligente Bereitstellung von Energie. Die Hinwendung zu erneuerbaren Energiequellen wird jedoch von der Politik, in letzter Zeit sogar wieder verstärkt,

1 [2.3.2.1] <http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen.did=672756.html>

2 [2.3.2.2] <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/gruenbuch-energieeffizienz.property=pdf.bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

gebremst. Zu teuer und arbeitsplatzgefährdend lauten die bekannten Mantras. Um das von der Bundesregierung definierte Ziel der massiven Einsparung von Primärenergie zu erreichen, bleibt als Ausweg nur die Verkündung unbedingten Sparens beim Verbrauch von Endenergie.

Sparen wollen wir natürlich auch, aber nicht zwingend in der Bereitstellung von Endenergie, sondern bei der Verwendung fossiler Primärenergieträger.

Das Ziel der Bundesregierung, den Primärenergiebedarf zu senken, bleibt in seiner Durchführung vage. Es ist richtig, dass eine Verbesserung der Wirkungsgrade sowie eine Effizienzsteigerung in der privaten und industriellen Energienutzung den Primärenergiebedarf herabsetzen. Aber das sagt nichts darüber aus, ob damit auch der Anteil der Nutzung fossiler Energieträger zurückgeht.

Schlussendlich macht die Betrachtung des Primärenergiebedarfs gar keinen Sinn mehr, wenn ausschließlich die im Überfluss vorhandene Energie von Sonne und Wind genutzt wird. Wir erinnern uns an die einfache, im Zusammenhang mit den Erneuerbaren geltende Formel Primärenergie = Endenergie. Es ist nicht entscheidend, welchen physikalischen Wirkungsgrad eine Solarzelle oder ein Windrad hat, obwohl auch wir Anlagen mit hoher Effizienz bevorzugen. Von Bedeutung sind vielmehr zwei andere Dinge: Erstens die Tatsache, dass der Materialeinsatz beim Betrieb der EE-Anlagen, abgesehen von ihrer eigenen Herstellung, null ist und zweitens, dass hinten trotzdem Energie `rauskommt. Kurz gesprochen, liegt der „ökonomische Wirkungsgrad“ von Solarzellen, Windrädern, Wasserkraftwerken, Solarthermieanlagen usw. bei nahe 100%.

Verabschieden wir uns also vom Primärenergie-Einsparungsgedanken. Und wenn wir ihn doch verfolgen wollen, erinnern wir uns wieder an das Beispiel, dass für 10 TWh fossilen Stroms 25 TWh chemische Energie in Form von Kohle bereitgestellt werden müssen. Die gesellschaftliche Aufgabe muss es sein, so schnell wie möglich auf den Einsatz fossiler Brennstoffe zur Strom- und Wärmeerzeugung und im Verkehr zu verzichten. Die hauptsächlichen Energiequellen der Zukunft sind Sonne und Wind.

2.4 Mobilität ohne fossiles Mineralöl

Im Verkehrsbereich wird in Deutschland die meiste Endenergie eingesetzt. Im Jahr 2017 waren es 761 TWh oder 29,5% der Endenergie; gegenüber 2015 eine absolute Steigerung um 33 TWh. Diese ist insofern weniger von Belang, weil die Absolutwerte in den letzten Jahren zwar leicht anstiegen, aber z.B. 1999 schon einmal auf ähnlich hohem Niveau waren. Einigermaßen ernüchternd ist vielmehr die Tatsache, dass sich der prozentuale Anteil flüssiger Kraftstoffe an der vom Verkehr umgesetzten Endenergie von 2015 bis 2017 kaum geändert hat. Er verharrt bei 94% und ist hinter dem Komma sogar leicht angestiegen. [\[1.2.1\]](#) In der Gegenwart sollte es doch eigentlich darum gehen, diesen Anteil schnellstmöglich zu reduzieren. Mittelfristig müssen wir ohnehin auf fossiles Mineralöl als Energieträger vollständig verzichten, weil es schlichtweg irgendwann kein Erdöl mehr gibt.

Bereits heute steht eine Vielzahl von energiesparenden Technologien zur Verfügung. Durch Elektroantriebe im Verkehr, durch weitere Effizienzsteigerung der Antriebstechnik und durch Optimierung der Warenströme innerhalb Deutschlands scheint es uns damit aus heutiger Sicht möglich, den zukünftig erforderlichen Energiebedarf für den Verkehrsbereich erheblich zu senken.

Wir sollten allerdings einen wichtigen Fakt in diesem Zusammenhang nicht außer Acht lassen: Durch den zunehmenden strombasierten Verkehr wird sich der Anteil der Elektroenergie in diesem Energiesektor deutlich erhöhen. Werden irgendwann gasförmige/flüssige Kraftstoffe fast ausschließlich über Power to Gas/Liquid-Verfahren erzeugt, beträgt der Stromanteil am Verkehr dann rein theoretisch nahe 100%; den kleinen Rest könnte man über Biosynthese gewinnen. Insgesamt besteht das Ziel tatsächlich darin, den gesamten Verkehrsbereich vollständig auf Elektromobilität umzustellen. Es ist dabei unerheblich, ob wir elektrische Antriebe direkt einsetzen oder auf weitgehend CO₂-neutral gewonnene chemische Treibstoffe zurückgreifen. In ihrer, verglichen zu Batterien, sehr viel höheren Energiedichte sind diese neuen

Treibstoffe ihren aus fossilen Rohstoffen gewonnenen Pendanten mindestens gleichwertig. Als nicht zu unterschätzender Vorteil kommt hinzu, dass sie beim Verbrennen weniger Schadstoffe emittieren. Das gilt vor allem für den vor einigen Jahren technologisch tot gesagten Wasserstoff, dessen Wiederauferstehung vor allem in Japan intensiv betrieben wird.

Der Wermutstropfen dabei: Um synthetische Kraftstoffe zu produzieren, ist sehr viel mehr Elektroenergie notwendig als würde diese direkt in Bewegungsenergie umgesetzt.

2.4.1 Aktueller Stand Elektromobilität

Der Elektromotor besitzt gegenüber dem Verbrennungsmotor einen viel höheren Wirkungsgrad (s. Tabelle 2.1. im Kasten Elektromobilität). Schon vor langer Zeit wurden elektrifizierte Eisenbahnen, Omnibusse und PKW gebaut, um Personen und Güter zu transportieren. U- und S-Bahnen fahren seit Jahrzehnten elektrisch. Elektrobusse mit Oberleitung waren schon vor 50 Jahren weltweit im Einsatz. Seit jüngster Zeit erobern in Deutschland Batteriebusse erfolgreich den Linienverkehr. [2.4.1.1]¹. Neben vielen Anbietern aus dem Ausland gibt es inzwischen auch deutsche Hersteller von Batteriebussen mit Reichweiten jenseits der 200 km [2.4.1.2]², die damit für den öffentlichen Nahverkehr (tagsüber fahren, über Nacht laden) bestens geeignet sind.

Was den Individualverkehr angeht, tun sich gerade die hochgelobten deutschen Automobilhersteller auch 2020 recht schwer, praxistaugliche Elektro-PKWs zu attraktiven Preisen anzubieten. Die Reichweite der meisten deutschen Produkte lag in 2016 nur im Bereich von 100 Kilometer. Mittlerweile sind Fahrzeuge mit Reichweiten in Sicht, die dem entsprechen, was ausländische Hersteller schon länger in petto haben.

Auf direkte vergleichende Betrachtungen einzelner Modelle oder Werbung für spezielle Hersteller möchten wir an dieser Stelle verzichten. Einen guten Marktüberblick, der zudem ständig aktualisiert wird, finden Sie z.B. unter [2.4.1.3]³.

2.4.2 Elektrifizierter Güterverkehr

Der überregionale Güterverkehr könnte, politischen Willen vorausgesetzt, verstärkt auf die elektrifizierte Bahn wechseln. LKWs mit neuen Antriebskonzepten könnten die regionale Verteilung der Güter übernehmen. Im Rahmen des Projektes „Elektromobilität in Modellregionen“ der Bundesregierung wurde in Berlin der Einsatz elektrisch angetriebener Nutzfahrzeuge im städtischen Lieferverkehr bereits getestet. In Stuttgart hat ein Praxistest mit batteriebetriebenen Sechsstöcker-LKWs begonnen. Die Deutsche Post hat für die Paketzustellung selbst einen Kleintransporter entwickelt [2.4.2.1]⁴ und plant die komplette Umstellung ihrer Transporterflotte, die immerhin 70.000 Fahrzeuge umfasst. Eine umfangreiche Liste von Elektro-Nutzfahrzeugen und Elektro-Nutzfahrzeug-Prototypen findet man bei Wikipedia. [2.4.2.2]⁵ Auch der Einsatz von nach dem Power to Liquid-Verfahren hergestelltem synthetischen Kraftstoffen in herkömmlichen Fahrzeugen ist eine Option [2.4.2.3]⁶, allerdings nur dann eine wirklich sinnvolle, wenn der Strom ausschließlich aus erneuerbaren Quellen stammt.

1 [2.4.1.1] <https://de.wikipedia.org/wiki/Oberleitungsbus>

2 [2.4.1.2] <http://www.sileo-ebus.com/>

3 [2.4.1.3] <http://www.elektroauto-news.net/wiki/elektroauto-vergleich>

4 [2.4.2.1] <http://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/e-autos-der-post-pakete-ganz-sauber-geliefert-1.3132576>

5 [2.4.2.2] https://de.wikipedia.org/wiki/Liste_von_Elektro-Nutzfahrzeugen_und_Elektro-Nutzfahrzeug-Prototypen

6 [2.4.2.3] <https://www.umweltbundesamt.de/presse/presseinformationen/treibhausgasneutraler-gueterverkehr-ist-noetig>

Elektromobilität ausschließlich mit Batterien?

Neben der batteriegestützten Elektromobilität wird nach wie vor und seit einiger Zeit wieder verstärkt das Konzept des Einsatzes wasserstoffbetriebener Brennstoffzellen zur Stromerzeugung und damit zum Antrieb von Fahrzeugen verfolgt; angesichts des schon heute absehbaren Endes der wirtschaftlich abbaubaren Lithiumvorkommen eine logische Entwicklung. [2.4.2.4]¹ Einige Hersteller fertigen derartige Fahrzeuge bereits in Serie. Die Serien sind, Stand 2019, allerdings immer noch klein und die Preise (entsprechend) hoch. Die für Brennstoffzellen benötigten Metalle (vorwiegend Platin) sind selten und sehr teuer. Welche Perspektiven dem Wasserstoff im Verkehrssektor beschieden sind - darüber sind sich die Experten uneins. Japan scheint sich jedoch aktuell stark auf Wasserstoffmobilität zu fokussieren. [2.4.2.5]²

Unbestritten haben Brennstoffzellenautos gegenüber batteriegestützten Fahrzeugen einige wesentliche Vorteile. Das Betanken funktioniert theoretisch genauso schnell wie bei einem herkömmlichen Benzin- oder Diesel. Höhere Reichweiten müssen nicht durch das Gewicht größerer Batterien erkauft werden – ein gut motorisiertes Brennstoffzellenfahrzeug schafft mit weniger als einem Kilogramm Wasserstoff 100 km. Das liegt an der enormen Energiedichte des komprimierten Wasserstoffs. Moderne Brennstoffzellen konnten inzwischen so weit verkleinert werden, dass sie in den Motorraum eines normalen Autos hineinpassen.

Wasserstoff kann prinzipiell durch Elektrolyseverfahren mittels Strom aus erneuerbaren Energien umweltfreundlich erzeugt werden. Wir sollten allerdings nicht außer acht lassen, dass der heute an Tankstellen angebotene Wasserstoff zum Großteil ein Produkt der mit fossilen Rohstoffen arbeitenden chemischen Industrie und damit eben nicht ganz so grün ist, wie er uns verkauft wird. So genannter blauer Wasserstoff ist dabei das 2019er Highlight, direkt gefördert vom Wirtschaftsministeriums. [2.4.2.6]³

Sowohl Transport als auch Lagerung von Wasserstoff sind technisch wesentlich aufwendiger als Stromtransport und Stromspeicherung für batteriegetriebene Fahrzeuge. Leider gibt es in Deutschland nahezu keine Infrastruktur für die Wasserstoffbetankung, immerhin aber ein paar zarte Ansätze aus Politik und Wirtschaft, diesen Zustand zu ändern. Der Aufwand der Herstellung und Unterhaltung wasserstoffbetriebener Fahrzeuge ist wesentlich höher als der batteriebetriebener. Sie bestehen aus viel mehr beweglichen und damit zu wartenden Einzelteilen als ein Batterieauto, wobei dieser Nachteil aus Sicht der Autohersteller eher einen Vorteil darstellt. Last but not least liegt der Wirkungsgrad eines Wasserstoffautos mit Brennstoffzelle nur wenig über dem eines Benzin- oder Dieselmotors. Schon ineffiziente Elektromotoren haben dagegen einen Wirkungsgrad von über 90%

Antrieb	Wirkungsgrad [%]
Benzinmotor	25 bis 35
Dieselmotor	35 bis 45
Brennstoffzelle	35 bis 48
Elektromotor	> 90

Tabelle 2.2: Wirkungsgrad verschiedener Antriebstypen

Das Argument einer größeren Reichweite von Fahrzeugen mit Brennstoffzellen könnte bereits in wenigen Jahren durch Weiterentwicklungen in der Batterie- und Kondensatorentechnik nicht mehr relevant sein. Allerdings werden wir hierzu Batterien benötigen, die nicht zwingend Lithium als Inhaltsstoff voraussetzen.

Wirtschaftlich betrachtet, bleiben für Wasserstoffautos derzeit bestenfalls einige Nischenanwendungen. Wir wagen es nicht zu sagen, wohin die Reise geht. Elektromobilität bleibt auf jeden Fall spannend.

1 [2.4.2.4] <https://www.spektrum.de/news/haben-wasserstoffautos-eine-zukunft/1523803>

2 [2.4.2.5] <https://www.handelsblatt.com/politik/international/klimapioniere-teil-8-japan-glaubt-an-wasserstoff-wie-in-fernost-der-alternative-antriebs-gefoerdert-wird/25020508.html?ticket=ST-49110335-2slvxRaBpU6KQfaafskT-ap4>

3 [2.4.2.6] <https://www.pv-magazine.de/2019/10/18/blauer-wasserstoff-das-neue-taeschungsmanoever-der-klimaschaedlichen-erdgasindustrie/>

Bereits heute steht eine Vielzahl von energiesparenden Technologien zur Verfügung. Durch Elektroantriebe im Verkehr, durch weitere Effizienzsteigerung der Antriebstechnik und durch Optimierung der Warenströme innerhalb Deutschlands scheint es uns damit aus heutiger Sicht möglich, den zukünftig erforderlichen Energiebedarf für den landgebundenen Verkehr erheblich zu senken. Wir gehen daher von einem Energiebedarf von **250 TWh** aus.

Hinweis: Dieser und alle weiteren von uns abgeschätzten Werte gehen in die Berechnung des Gesamtenergiebedarfs 2050 ein.

2.4.3 Schiffsverkehr

Für den Schiffsverkehr wird intensiv an Möglichkeiten zur Energieeinsparung geforscht; unter anderem durch den Einsatz von sogenannten Flettner-Rotoren, die die Windströmung nutzen und einer Schiffsroutenoptimierung. [2.4.3.1]¹

Auch Leichtbauweisen von Frachtschiffen, ähnlich wie bei Yachten schon üblich, mit einer deutlichen Gewichtsreduzierung und entsprechend größeren Zuladung sind für die Zukunft denkbar.

Es ist heute noch schwer abzuschätzen, in welchem Umfang Elektromotoren als Schiffsantrieb, z.B. für kurze Fahrfahrten oder den küstennahen Personen- und Gütertransport zukünftig einsetzbar sind. Wenn wir zukünftig vollständig, also auch im Bereich des Schiffsverkehrs, auf den Einsatz fossiler Energieträger – hier konkret des ökologisch hochproblematischen Schweröls – verzichten wollen, benötigen wir weitere Alternativen.

Biomasse kann eine solche zusätzliche Alternative sein. Aus Biomasse lassen sich sogenannte BTL Kraftstoffe gewinnen. [2.4.3.2]² Die Herstellung derartiger Kraftstoffe darf allerdings weder in direkter Konkurrenz mit der Produktion von Nahrungsmitteln stehen noch mit einem Raubbau an der Natur einhergehen.

Das Forschungsprojekt Aufwind des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft leistet mit der Untersuchung, wie die Gewinnung von Öl aus Algen optimiert werden kann, ebenfalls einen Beitrag in die richtige Richtung. [2.4.3.3]³

Weitere Möglichkeiten, Kraftstoff ohne nennenswerte CO₂ – Emissionen zu erzeugen, sind das Power to Liquid- [2.4.3.4]⁴ und das Power to Gas – Verfahren. [2.4.3.5]⁵ Aus CO₂ und Strom aus erneuerbaren Quellen entstehen hierbei flüssige bzw. gasförmige Treibstoffe.

Gasturbinen kommen neben konventionellen Verbrennungsmotoren durchaus als Antrieb von Schiffen infrage, wie das Beispiel einer Fähre auf der Route nach Helgoland zeigt.

Der Energiebedarf der deutschen Volkswirtschaft durch ihre Beteiligung an der internationalen Seeschifffahrt wird laut einer Abschätzung der Studie Treibhausgasneutrales Deutschland, initiiert vom Umweltbundesamt, im Jahr 2050 mit 173 TWh beziffert.

Die Studie berücksichtigt jedoch nicht, dass ein Teil der Kraftstoffmenge nicht aus Biomasse (zum Beispiel Algen), sondern synthetisch aus erneuerbarem Strom erzeugt wird. Das „Power to Liquid-Verfahren“ arbeitet mit einem Wirkungsgrad von 50% [2.4.3.6]⁶. Unter der Annahme, dass die Hälfte der Kraftstoffe für den internationalen Schiffsverkehr aus Biomasse stammt und die andere Hälfte synthetisch mit erneuerbarem Strom hergestellt wird, erhöht sich der Energiebedarf auf **260 TWh**.

1 [2.4.3.1] <https://de.wikipedia.org/wiki/Flettner-Rotor>

2 [2.4.3.2] <https://de.wikipedia.org/wiki/BtL-Kraftstoff>

3 [2.4.3.3] <http://www.spektrum.de/news/energiewende-mit-algen-zu-sauberer-energie/1352317>

4 [2.4.3.4] <https://www.powertogas.info>

5 [2.4.3.5] <https://de.wikipedia.org/wiki/Power-to-Gas>

6 [2.4.3.6] https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/integration_von_power_to_gaspower_to_liquid_in_den_laufenden_transformationsprozess_web_0.pdf

2.4.4 Flugverkehr

Im Flugverkehr wurden im Jahr 2015 101 TWh als Turbinenkraftstoff eingesetzt. Weil die Liebe der Deutschen zur Fortbewegung in der Luft ungebrochen scheint, stieg dieser Absolutwert in 2017 auf den Rekord von 118 TWh. Das sind 13,8% (2015) bzw. 15,4% (2017) der gesamten, dem Verkehrssektor zugeschriebenen Energie. [1.2.1, Tab. 6a] Aufgrund der bemerkenswerten Zuwachsrates im Treibstoffverbrauch innerhalb von nur zwei Jahren, müsste gerade in der Sparte Luftverkehr darüber nachgedacht werden, wie der **fossile** Kraftstoffeinsatz durch neue technische Ansätze zunächst reduziert und perspektivisch komplett vermieden werden kann. Anderenfalls bliebe nur die Reduzierung/Vermeidung durch Verzicht.

Mit einem von der Siemens AG entwickelten Elektromotor hat ein Kunstflugzeug bereits erfolgreiche Testflüge absolviert. Zusammen mit dem Airbus-Konzern arbeitet Siemens an der Entwicklung eines zunächst teilelektrisch und perspektivisch vollelektrisch angetriebenen Linienflugzeuges für bis zu 100 Passagiere. Es ist jedoch nicht absehbar, ob bzw. wann derartige Flugzeuge die Serienreife erlangen. Mittelfristig halten wir allenfalls den Einsatz von elektrisch betriebenen Klein- und Kurzstreckenflugzeugen für realistisch.

Aufgrund der, im Vergleich zu Batterien, viel höheren Energiedichte flüssiger Treibstoffe werden herkömmliche, turbinengetriebene Flugzeuge auch in Zukunft erste Wahl bleiben. Solange die für diese konventionellen Flugzeuge notwendigen Treibstoffe über die in 2.4.3. genannten, CO₂-neutralen Methoden hergestellt werden, stellt dies auch kein Problem dar.

Für den internationalen zivilen Luftverkehr geht das Umweltbundesamt von einer jährlichen Effizienzsteigerung von 2% aus. Das Amt orientiert sich damit an dem von der International Civil Aviation Organization (Internationale Zivilluftfahrtorganisation) gesetzten Ziel.

Wir rechnen mit einem Energiebedarf von **80 TWh** für den Flugverkehr im Jahr 2050.

2.5 Behaglich wohnen mit wenig Energie

2.5.1 Möglichkeiten der Energieeinsparung

Der Wohngebäudebestand Deutschlands besteht, nach der Größe der Wohnflächen betrachtet, zu etwa 40% aus Mehrfamilienhäusern und 60% aus Ein- und Zweifamilienhäusern [2.5.1.1, S. 55]¹. Bestehende Energieeffizienzhäuser – das sind Häuser mit geringem Energiebedarf durch besondere Baukonstruktion und Dämmung – zeigen schon heute, wie sich Energie in Wohnungen ohne fossile Energieträger bereitstellen lässt: Photovoltaik zur Stromerzeugung, Solarthermie als Teil der Warmwasserversorgung und die Nutzung der oberflächennahen Geothermie durch Wärmepumpen für die Raumheizung oder auch zur Kühlung der Wohnräume. Eine gute Wärmedämmung und der Einsatz effizienter Haushaltsgeräte sowie auf LED-Technologie basierender Beleuchtung sorgen zusätzlich für einen insgesamt geringeren Energiebedarf.

Private Haushalte in Deutschland konsumierten 2015 insgesamt 640 TWh Endenergie; 2017 waren es 675 TWh – also auch hier eine merkliche Steigerung. Das waren in beiden Jahren um die 26% des gesamten Endenergieeinsatzes ([1.01], Tab. 6a).

Bezogen auf die Wohnfläche von 3,851 Mrd. m² im Jahr 2017 [2.5.1.2]², ergibt sich damit ein durchschnittlicher jährlicher Energieeinsatz von 175 kWh pro m². Im Rahmen des „Modellvorhabens Effizienzhäuser“ wurden 63 Bestandsimmobilien energetisch saniert. Im Mittel ergab sich nach der Sanierung ein jährlicher Endenergiebedarf von nur noch 54 kWh pro m². [2.5.1.3]³ Der Wert bei Neubauten liegt noch darunter. Es gibt sogar sogenannte Plusenergiehäuser, die mehr Energie erzeugen, als sie im Jahr benötigen. Für die Zukunft ist ein durch-

1 [2.5.1.1] <http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2015/th2015.pdf>

2 [2.5.1.2] <https://www.umweltbundesamt.de/daten/private-haushalte-konsum/wohnen/wohnflaeche#textpart-1>

3 [2.5.1.3] http://www.zukunftshaus.info/fileadmin/media/05_gesetze_verordnungen_studien/01_fachwissen_kompakt/02_studien/2013_03_Zusammenfassung_dena-Studie_Verbrauchsauswertung.pdf

schnittlicher Energiebedarf von 50 kWh pro Jahr und m² sicherlich nicht zu optimistisch geschätzt. Auch unter Berücksichtigung der Erhöhung der Wohnfläche in Deutschland um 15%, ergibt sich für private Haushalte damit ein jährlicher Energiebedarf von nur **210 TWh**; mit anderen Worten eine drastische Endenergieeinsparung um etwa zwei Drittel ohne Verlust an Wohnkomfort.

2.5.2 Risiken und Nebenwirkungen

Die energetische Gebäudesanierung gilt seit mindestens drei Legislaturperioden als eines der Hauptprojekte der aktuellen Energie- und Klimapolitik, ganz unabhängig davon, welche Parteien gerade die Regierung stellen. Wie die o.g. Zahlen zeigen, kann damit tatsächlich jede Menge Energie eingespart werden.

Wir geben allerdings zu bedenken, dass diese Einsparungen mit schweren Nebenwirkungen verbunden sind. Diese Nebenwirkungen könnten sich in der Zukunft als so drastisch herausstellen, dass sie die Energieeinsparungen sogar konterkarieren.

Vernünftiges Heizen, ein dichtes Dach und wärmeisolierende Fenster – dagegen lässt sich erst einmal gar nichts einwenden. Wenn aber der gesetzliche Zwang zum Dämmen besteht und diesem Zwang vornehmlich mit dem massiven Einsatz von Styropor Genüge getan wird, muss die Frage nach der Sinnhaftigkeit dieser Maßnahme gestellt werden. Irgendwann muss das Dämmmaterial entsorgt werden, und genau das ist das Problem.

Erwiesenermaßen bringt eine Vollverdämmung der Außenwand, insbesondere bei Verwendung moderner Baumaterialien, vergleichsweise wenig. Bis zu 30 cm dicken Styroporplatten werden an die Wände geklebt, obwohl alle Schichtdicken größer 20 cm definitiv fast gar keinen weiteren Dämmeffekt mehr bringen. Allein die chemische Industrie und die Verkäufer des Dämmmaterials freut's.

Die Folgen der Verwendung von Styropor kommen mit dem Rückbau der ersten Dämmungen langsam ans Tageslicht. Reines Styropor an sich ist nicht problematisch. Da dieser Kunststoff jedoch in reiner Form sehr gut brennt, sind in den Platten für die Gebäudedämmung häufig giftige Flammschutzmittel enthalten. Das beliebteste der Vergangenheit ist Hexabromcyclododecan (HBCD). Halogenierten organischen Substanzen lastet ganz allgemein der Ruf an, ziemlich ungesund zu sein. HBCD in der Atemluft im Speziellen gilt u.a. als embryoschädigend und wurde damit aufgrund einer entsprechenden EU-Verordnung vom Bundesrat als Sondermüll eingestuft. Das hatte zwischenzeitlich weitreichende Folgen für die Bauindustrie. Die Entsorgungskosten für Styropormüll sind 2016 geradezu explodiert. Die Lage am Markt hat sich wieder beruhigt, nachdem das Bundeskabinett und der selbe Bundesrat im September 2017 HBCD-haltige Baustoffe wieder auf ungefährlich zurückstufte. [2.5.2.1]¹

Auch die Dämmung selbst bringt negative Effekte. Häufig sieht man auf Fassaden relativ neuer Häuser Algenbefall. Viel schlimmer ist jedoch Schimmel in den Häusern infolge unzureichender Luftzirkulation durch allzu konsequente bzw. nicht fachgerecht ausgeführte Dämmung.

Summa summarum: Mit der Gebäudedämmung verhält es sich wie mit der Einnahme von Medizin – die Dosis macht den Unterschied. Und in Deutschland wird unserer Meinung nach gerade reichlich überdosiert.

1 [2.5.2.1] <https://www.bauratgeber-deutschland.de/hausbau-ratgeber/ausbau-renovierung/daemmung/daemmstoffe/neue-verordnung-styropor-kein-sondermuell-mehr/>

2.6 Sparpotential von Wirtschaft und Verwaltung

2.6.1 Direkte Einsparungen in den Arbeitsprozessen

In der Industrie werden heute nach Angaben des Umweltbundesamtes ungefähr 2/3 der Energie allein für Prozesswärme gebraucht [2.6.1.1]¹.

Im Bereich Gewerbe, Handel und Dienstleistungen betrug der Anteil für Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme insgesamt 72% am Endenergieeinsatz. [2.6.1.2]² Bei etwa einem Drittel des Wärmebedarfs liegt die erforderliche Temperatur unter 100°C. Dieser Bedarf kann zukünftig viel stärker direkt durch Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Quellen (Solarthermie, Geothermie) gedeckt werden.

Hochtemperatur-Wärme, die für technische Prozesse wie zum Beispiel das Schmelzen und Schmieden vonnöten ist, ist dagegen auch zukünftig vornehmlich nur über Strom oder fossile Brennstoffe darstellbar.

Für unsere weiteren Abschätzungen gehen wir aufgrund eines hohen Wärmeeinsparungspotentials für die Bereiche Industrie, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und Verwaltungen von einem auf etwa 50% sinkenden Wärmeanteil des gesamten Energieeinsatzes aus.

Die Bereiche Industrie und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) verbrauchten im Jahr 2015 zusammen 1.103 TWh. Das waren 44,7% des deutschen Endenergiebedarfs. Im Jahr 2017 lag der Anteil nahezu unverändert bei 44,4% mit einer geringfügigen absoluten Steigerung auf 1.149 TWh. In der Studie „Energieverbrauch und CO₂-Emissionen industrieller Prozesstechnologien – Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente“ der Fraunhofer-Gesellschaft [2.6.1.3]³ wurden 200 Ansätze zur Energieeinsparung untersucht: Bei mehr als 90% dieser Einsparmaßnahmen würden den Unternehmen durch deren Umsetzung keine zusätzlichen Aufwendungen entstehen. Es ließen sich vielmehr sogar höhere Gewinne erzielen. Das theoretisch Mögliche würde jedoch häufig nicht praktisch realisiert, da die Unternehmer negative Auswirkungen auf die Produktionsabläufe und die Produktqualität befürchteten. Auch würde häufig moniert, dass sich eine Investition zur Energieeinsparung in weniger als drei Jahren amortisieren müsse, was jedoch in vielen Fällen nicht erreichbar ist.

Auch die Deutsche Energie-Agentur verweist 2013 auf hohe Energieeinsparpotentiale in Industrie und Gewerbe und zwar bei

- Beleuchtung 70%
- Druckluft 50%
- Pumpensystemen 30%
- Kälte- und Kühlwasseranlagen 30%
- Wärmeversorgung 30%
- Lüftungsanlagen 25%

Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit schätzt aktuell das Energieeinsparpotential in den Bereichen Industrie und Gewerbe auf bis zu 40%. Folgende rechtlichen Vorgaben und Förderprogramme helfen und helfen Unternehmen, Effizienzpotentiale zu erschließen:

- Ökodesign-Richtlinie,
- Förderprogramme der Klimaschutz-Initiative des Bundesumweltministeriums,
- ERP-Umwelt- und Energieeffizienzprogramm der KfW-Bank

Darüber hinaus gibt es immer wieder verschiedene Informationskampagnen zum Thema Energieeffizienz. Die Einführung von Energiemanagementsystemen (zum Beispiel gemäß DIN

1 [2.6.1.1] <http://www.umweltbundesamt.de/daten/energiebereitstellung-verbrauch/energieverbrauch-nach-energetraegern-sektoren>

2 [2.6.1.2] <http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2015/th2015.pdf>

3 [2.6.1.3] <http://www.forum-csr.net/News/7269/GroeEinsparpotenzialeinenergieintensivenBranchen.html>

EN ISO 50001) ermöglichen es in nahezu allen Anwendungsfällen, insbesondere jedoch in Unternehmen, wirtschaftliche Effizienzpotenziale zu erkennen und zu erschließen. [2.6.1.4]¹

Welche Maßnahmen der Energieeinsparung für ein Wirtschaftsunternehmen sinnvoll sind, entscheidet das Unternehmen selbst.

Wir möchten an dieser Stelle nochmals klarstellen: Im Zusammenhang mit Energieeffizienz geht es uns ausschließlich um die Einsparung **fossiler** Primärenergie. Die Einsparung von Primärenergie aus regenerativen Quellen ist vor allem dann sinnfrei, wenn sie (temporär) im Überfluss zur Verfügung steht.

2.6.2 Einsparungen durch Verlängerung der Lebensdauer von Verbrauchsgütern

Strukturelle wirtschaftliche Veränderungen, die mit möglichen Energieeinsparungen oder aber auch zusätzlichem Energiebedarf durch Einsatz neuer Technologien einhergehen, sind über einen längeren Zeitraum nur sehr schwer zu prognostizieren. Es lässt sich aber zumindest qualitativ sagen, dass ein Umdenken hin zu möglichst langlebigen Verbrauchsgütern zu einem geringeren Energieeinsatz im Lebenszyklus eines Produkts führen würde. Langlebige Verbrauchsgüter stehen jedoch potentiell im Widerspruch zum Ziel eines marktwirtschaftlich organisierten Unternehmens, nämlich der kurzfristigen Gewinnmaximierung. Böse Zungen haben hierfür den Spruch „Was lange hält, bringt wenig Geld.“ geprägt.

Man konstruiert Produkte deshalb i.allg. so, dass sie nur eine bestimmte Lebensdauer haben. Nach Ablauf dieser, vom Hersteller oft selbst definierten Lebensdauer wird Ersatz, also ein Neukauf des Produktes fällig. Reparatur lohnt nur selten, weil viele Produkte so konstruiert sind, dass sie nicht oder nur schwer reparabel sind. Eine Reparatur ist, wenn überhaupt möglich, für den Verbraucher nicht wirtschaftlich. Man bezeichnet dieses äußerst fragwürdige Treiben als geplante Obsoleszenz. [2.6.2.1]²

2.6.3 Die Gesamtbilanz von Wirtschaft und Verwaltung

In seinem Tagungsband zur Jahrestagung 2015 erwartet der Forschungsverbund Erneuerbare Energien ein Energieeinsparpotential von nur 14% des gesamten Endenergiebedarfs der Sektoren Industrie und GHD. Wir sind optimistischer, da in Industrieunternehmen auch ein erhebliches Einsparpotential durch die Optimierung von Produktionsabläufen besteht. Für die weiteren Abschätzungen gehen wir daher von einer Reduzierung des Endenergiebezugs im Bereich Wirtschaft und Verwaltung in Höhe von 30% aus, was einem zukünftigen Verbrauch von **772 TWh** entspricht.

2.7 Die zunehmende Rolle des elektrischen Stroms

Professor Harald Lesch hat sich in einem Interview sehr treffend zur Rolle des Stroms geäußert:

„...die elektrische Energie ist die Premiumenergie. Mit der können wir alle anderen sekundären Probleme lösen.“

Wohlgemerkt unter folgender, auch von Herrn Lesch formulierter Voraussetzung:

„Aber wir brauchen halt elektrische Energie aus Erneuerbaren.“

Um zukünftig fossile Energieträger zu ersetzen, muss ein großer Teil des Energiebedarfs für Verkehr und Wärme durch Strom gedeckt werden. Daraus ergibt sich ein erheblicher Mehrbedarf an Elektroenergie.

1 [2.6.1.4] <http://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/energiesparen/energiesparen-in-industrie-gewerbe>

2 [2.6.2.1] https://de.wikipedia.org/wiki/Geplante_Obsoleszenz

Zusätzlicher Strom im **Verkehrssektor** wird erforderlich für:

- die batteriegestützte Elektromobilität
- aus Strom hergestellte synthetische Kraftstoffe, z.B. Wasserstoff, Methan, höhere Kohlenwasserstoffe oder Ethanol
- eine vollständig elektrifizierte, zweigleisig ausgebaute Eisenbahn.

Für die Versorgung mit **Wärme** wird zusätzlicher Strom vor allem für Wärmepumpen benötigt. Allerdings liegt im Bereich der Wärmeversorgung, wie unter 2.5.1 erwähnt, viel ungenutztes Einsparungs- bzw. Effektivierungspotential brach. Die klassische Kraft-Wärme-Kopplung kann durch eine allgemeine Industrie-Wärme-Kopplung ersetzt werden; sicher nicht überall – aber der Ansatz ist bei weitem noch nicht ausgereizt. Der konsequentere Einsatz der vorhandenen CO₂-neutralen Technologien zur Wärmeerzeugung (Solarthermie, Geothermie) und Wärmespeicherung bringt weitere Entlastung. Dennoch – wenn wir Wärme nicht mehr vornehmlich durch Verbrennen fossiler Brennstoffe bereitstellen wollen, brauchen wir auch hierfür mehr Strom.

Den zukünftigen Strombedarf in Zahlen zu gießen, stellt sich aufgrund der vielen Eingangsparameter als nicht ganz einfach heraus. Wir wagen dennoch eine Schätzung und verwenden hierfür unsere in den vorherigen Abschnitten genannten Zahlen.

2.7.1 Direkter Strombedarf

Ausgehend vom 2017er Wert von 520 TWh und einem Zuwachs von 20% bis 2050 landen wir bei 624 TWh. Eine ganz grobe Schätzung, in die lediglich der zunehmende Stromhunger von Industrie, Gewerbe, Landwirtschaft und privaten Haushalten eingeht. Wir wiederholen es gerne noch einmal: Das Sparen von Strom steht für uns nicht im Vordergrund. Mit mehr Energie, insbesondere Strom, kann man z.B. derzeit als noch zu energieintensiv (= zu teuer) geltende Technologien zur Anwendung bringen, mit denen sich Umweltsünden der Vergangenheit rückgängig machen ließen. Die sinnvolle Aufarbeitung unseres auf Deponien lagernden Abfalls fällt uns dabei an erster Stelle ein. Über den Strombedarf für technisches Geoengineering, dass von manchen Technikgläubigen als letzter Ausweg propagiert wird, um katastrophale klimatische Entwicklungen abzuwenden, wollen wir erst gar nicht in Zahlen spekulieren. Hier genügt die qualitative Aussage: Er dürfte so gigantisch sein, dass er wahrscheinlich nicht zu stemmen ist.

2.7.2 Zusätzlicher Strombedarf für den Verkehr

Unstrittig ist, dass der in Deutschland rollende Verkehr umgestaltet werden muss, weil der Verkehrssektor für einen Großteil der CO₂-Emissionen verantwortlich ist. Daran hat sich seit 1990 kaum etwas geändert. Damals beliefen sich die verkehrsbedingten CO₂-Emissionen Deutschlands auf 163 Mio. Tonnen CO₂ – Äquivalente, 2014 lagen sie bei 160 Mio. Tonnen. Wir müssen demnach endlich weg vom Verbrennungsmotor, der fossile Brennstoffe konsumiert, hin zur Elektromobilität. Letztere beschränkt sich jedoch nicht, wie von Politik und Medien immer wieder behauptet, auf eine Hinwendung zu batteriegetriebenen Fahrzeugen. Angesichts des aktuellen Strommixes dienen ohnehin die Schornsteine großer Kohlekraftwerke noch zu mehr als der Hälfte als deren verlängerter Auspuff.

Wir fassen Elektromobilität deutlich weiter. Wir zählen auch Verbrennungsmotoren oder wasserstoffbetriebene Brennstoffzellen dazu, sofern der Treibstoff aus grünem Strom produziert wird.

Grundsätzlich vertreten wir die Auffassung:

Kraftstoffe, die aus fossilen Quellen (Erdöl, Erdgas) erzeugt werden, sind energetisch durch Strom zu ersetzen, der ausschließlich aus erneuerbaren Quellen stammt.

Nur so lassen sich die CO₂-Emissionen des Verkehrs vermindern und im Endeffekt auf Null zurückführen. Ergo – wir brauchen mehr Strom für den Verkehr und unsere Prognose soll die Frage beantworten, wieviel mehr.

Zur Ermittlung einer Zahl in Terawattstunden, die den erhöhten mittelfristigen Strombedarf des Verkehrssektors wiedergibt, müssen wir ganz konkrete Annahmen treffen, wie die Entwicklung laufen **könnte**. Es ist allzu menschlich, dass dabei unsere persönliche Komponente, wie sie laufen **sollte**, erheblichen Einfluss auf die Parametrisierung unserer Rechnung hat.

Das aktuelle Verkehrsaufkommen lt. BMVI

Die Startwerte für unsere dürften immerhin real sein. Sie stammen direkt vom Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) und können als Excel-Tabelle herunter geladen werden. [2.7.2.1]¹

Das Zahlenmaterial der Tabelle beschreibt die Verkehrssituation Deutschlands wahrhaftig erschöpfend. Die von der Deutschen Energie-Agentur (dena) veröffentlichten Zahlen weichen nur geringfügig von denen des Ministeriums ab. [2.7.2.2]²

Wir gehen von den statistisch gesicherten Werten des Jahres 2017 aus, die in Tabelle 2.2. gelistet sind.

	Anteil am Transportaufkommen (Personen- und Güterverkehr getrennt) in %	Verbrauch absolut in TWh	Anteil in %
Motorisierter Individualverkehr	79,5	421,1	55,3
Öffentlicher Straßenpersonenverkehr	6,7	9,4	1,2
Öffentlicher Schienenpersonenverkehr	8,0	8,0	1,1
Luftverkehr	5,8	118,2	15,0
Straßengüterverkehr	72,5	193,9	25,5
Schienengüterverkehr	19,3	7,6	1,0
Binnenschifffahrt	8,2	3,1	0,4
Verkehr gesamt	100/100	761,3	100

Tabelle 2.2: Energieverbrauch des Verkehrssektors 2017

In unsere Berechnungen geht außerdem die Frage ein:

Wie viel Energie benötigt man zum Autofahren?

Die relativ einfache Antwort darauf liefert die Messung des Kraftstoffverbrauchs je 100 km Fahrleistung. Wir haben hierzu die Angaben von spritmonitor.de bzw. des statistischen Bundesamts verwendet. [2.7.2.3]³ Diese bilden eine Datenbasis für den Energieverbrauch der deutschen Autoflotte. Demnach liegt der durchschnittliche Verbrauch von dieselgetriebenen PKW in Deutschland bei 7,0 Litern je 100 km, bei Benzinmotoren bei 7,8 Litern. Elektro-PKW haben einen durchschnittlichen Verbrauch von 16,31 kWh je 100 km. Um diese Werte ver-

1 [2.7.2.1] https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Artikel/G/verkehr-in-zahlen_2019.html

2 [2.7.2.2] https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9056_MOB_Broschuere_Verkehr_Energie_Klima.pdf

3 [2.7.2.3] <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/Materialfluesse-Energiefluesse/Tabellen/fahrleistungen-haushalte.html>

gleichen zu können, müssen wir die Brennwerte der fossilen Kraftstoffe in Kilowattstunden zu Rate ziehen.

Diesel: 10,4 kWh je Liter

Benzin: 9,7 kWh je Liter

Daraus ergeben sich die folgenden Durchschnittsverbrauchswerte in Kilowattstunden.

Diesel: 7,0 Liter * 10,4 kWh / Liter = 72,8 kWh

Benzin: 7,8 Liter * 9,7 kWh / Liter = 75,7 kWh

Diese Zahlen belegen zum einen, dass der Energiebedarf für Diesel- und Benzin-PKW, entgegen anderslautender Behauptungen nahezu gleich ist. Viel wichtiger für unsere weiteren Betrachtungen: Das Fahren mit Batteriestrom verbraucht in konservativer Schätzung nur um die 22% (16/73) der Energie, die in fossilen Kraftstoffen steckt. Wir gehen davon aus, dass sich dieser für die PKW-Flotte gültige Wert näherungsweise auch auf LKWs übertragen lässt.

Unsere rechnende Tabelle

Aus den statistischen Werten des BMVI und unter Zuhilfenahme unserer energetischen Abschätzung haben wir eine rechnende Tabelle [2.7.2.4]¹ erzeugt (mit LibreOffice oder Excel verwendbar), die bei der Beantwortung der Frage nach dem zusätzlichen Strombedarf für den Verkehr gute Dienste leistet. Man kann die folgenden Parameter einzeln oder kombiniert eingeben und ist deshalb nicht auf ein Ergebnis festgelegt. U.a. kann auch der zusätzliche Strombedarf für nur teilweise dekarbonisierte Zwischenstadien vor 2050 ermittelt werden.

1. Parameter – Verkehrsaufkommen im Jahr 2050

Wenden wir uns zunächst dem Verkehrsaufkommen im Jahr 2050 zu. Wir nehmen an, dass es weder beim Personenverkehr noch beim Güterverkehr zu einem weiteren Zuwachs an Transportleistungen in Personen- bzw. Tonnenkilometern kommen wird. Echte Wachstumsfetischisten könnten dem vehement widersprechen. Unter Berücksichtigung der Endlichkeit **aller** stofflicher Ressourcen dürfte der Traum vom unendlichen Wachstum nach unserer Einschätzung aber lange vor 2050 ausgeträumt sein. Insofern halten wir eine weitere Steigerung des Verkehrsaufkommens im aktuellen Tempo (dann hätten wir bis 2050 mindestens eine Steigerung von 50%) entgegen anderer Prognosen für unrealistisch.

Beim Güterverkehrs bieten sich hinsichtlich des so genannten rollenden Warenlagers mit just in time-Lieferungen sowie des ausufernden Internethandels mit extrem hohen Rücksendequoten sogar Reserven einer Verringerung an.

2. Parameter – Veränderungen in der Wahl des Transportmittels

Bedeutet aber das gleiche Verkehrsaufkommen in 2050 auch den gleichen Energiebedarf wie heute? Mitnichten, wenn wir den Verkehr strukturell grundsätzlich anders organisieren.

Seit gefühlt 100 Jahren diskutieren wir darüber, dass es energetisch und damit ökologisch eine prima Idee wäre, einen Großteil des Verkehrs von der Straße auf die Schiene zu verlagern. Dies soll auch der grundsätzliche Ansatz unserer weiteren Berechnungen sein.

Die energetischen Auswirkungen einer Verlagerung von 80% des Straßengüterverkehrs auf die Schiene und je 40% des motorisierten Individualverkehrs auf die Schiene und in den öffentlichen Straßenpersonenverkehr (Busse, Straßenbahnen) wären dramatisch. In dem genannten Szenario würden wir statt 761 TWh nur 370 TWh Energie insgesamt benötigen, dafür aber schon knapp 40 TWh mehr Strom; vornehmlich für den Antrieb von Schienenfahrzeugen. Reduzieren wir darüber hinaus den Flugverkehr um die Hälfte zugunsten einer in Zukunft hoffentlich pünktlicher verkehrenden Bahn, wären lediglich 316 TWh für den Verkehr insgesamt fällig. Der zusätzliche Strombedarf für die Bahn würde sich dadurch nur leicht auf 42 TWh erhöhen.

¹ [2.7.2.4] <https://owncloud.ag-technik.de/s/FRPAwS8pEzajMnp>

Das klingt bis dahin erst einmal verheißungsvoll. Allerdings dürfen wir nicht vergessen, dass wir in unserem Ansatz bislang nur Änderungen in der Wahl des Transportmittels nicht jedoch der Antriebe betrachtet haben. Das heißt, der verbleibende motorisierte Individualverkehr (16% des gesamten Personenverkehrs) und der LKW-gestützte Güterverkehr (Rest 15% des gesamten Güterverkehrs) basieren nach wie vor vorwiegend auf mit Benzin oder Diesel angetriebenen Fahrzeugen. Solange wir diese Kraftstoffe weiterhin aus Erdöl erzeugen, ändern sich die energetischen Ansprüche dieser Restmengen nicht. Da wir aber innerhalb unserer Gesellschaft angesichts der Klimafrage gerade eine Renaissance der aus dem Jahre 2000 stammenden Idee einer vollständigen Dekarbonisierung der Wirtschaft bis 2050 erleben, müssen wir den dritten Schritt gehen und über die neuen Motoren nachdenken, die uns und unsere Güter in Zukunft bewegen sollen. Es ist der **dritte** Schritt und eben **nicht** das Allheilmittel gegen die verkehrsbedingten CO₂-Emissionen, wie uns das über die Medien häufig suggeriert wird. Wir begrüßen die politischen Entscheidungen zugunsten der Elektromobilität durchaus, geben aber zu bedenken, dass sie sowohl rein energetisch als auch, was den CO₂-Ausstoß angeht, weit weniger Effekt bringen als die Reduzierung unnötigen Verkehrs bzw. dessen Verlagerung auf die Schiene. [2.7.2.5]¹

3. Parameter – neue Antriebe und alte Antriebe mit neuen Treibstoffen

Fossile flüssige Kraftstoffe waren 2017 die fast ausschließliche Energiequelle für den Verkehr und sind es immer noch. Allenfalls Teile der 22 TWh für den Schienenverkehr könnte man direkt mit elektrischem Strom in Verbindung bringen, ebenso die magere Ausstattung des deutschen Fahrzeugparks mit Elektrofahrzeugen (2019 ca. 1,9%).

Sicherlich werden auch im Jahr 2050 noch flüssige Kraftstoffe benötigt, allerdings darf es sich dabei, folgt man stringent dem Plan, die Wirtschaft bis 2050 vollständig zu dekarbonisieren, um keine aus fossilen Quellen handeln.

Wir gehen zudem davon aus, dass 2050 der überwiegende Teil des Verkehrs unter direkter Nutzung elektrischen Stroms abgewickelt wird.

Es gibt vier grundsätzliche Pfade der Substitution der flüssigen fossilen Kraftstoffe:

a) Batteriegestützte Elektromobilität

Wie bereits erwähnt, benötigen wir nur 23% der chemischen Energie flüssiger Kraftstoffe in Form von Strom, um die gleiche Bewegungsleistung auf der Straße zu erbringen. Nicht außer Acht lassen dürfen wir jedoch die Speicherverluste, die beim Laden bzw. bei der Selbstentladung von Fahrzeugbatterien entstehen. Wir setzen diese großzügig mit 20% an.

Daraus ergibt sich ein Konversionsfaktor flüssige Kraftstoffe vs. Batteriestrom von etwa 0,3 (0,23/0,8). Wir benötigen also im Vergleich zu flüssigen Kraftstoffen etwas weniger als ein Drittel an elektrischer Energie aus der Steckdose, um die gleiche Menge Bewegungsenergie bereit zu stellen. Wir geben für die Fälle b) bis d) entsprechende Konversionsfaktoren an.

Für die batteriegestützte Elektromobilität wählen wir für unsere Rechnung einen Anteil von 50%.

b) Einsatz von synthetischen Kraftstoffen, die ausschließlich aus Strom aus erneuerbaren Quellen erzeugt wurden.

Der Wirkungsgrad üblicher Power2Gas-Verfahren liegt bei 40%. Somit lassen sich aus einer Terawattstunde elektrischer Energie 0,4 TWh chemische Energie synthetischer Kraftstoffe gewinnen. Diese wiederum in Bewegungsenergie zurückgewandelt ergibt 0,4 TWh * 0,35 = 0,14 TWh. Das ist ein ziemlich ernüchterndes Ergebnis. Wir sollten uns aber daran erinnern, dass der ökonomische Wirkungsgrad der Erneuerbaren immer bei 100% liegt.

Konversionsfaktor flüssige fossile Kraftstoffe vs. synthetische Kraftstoffe: $1/0,40 = 2,5$

Ersetzen wir fossile Kraftstoffe durch synthetische über den Umweg ihrer Herstellung aus elektrischem Strom, benötigen wir dafür also 2,5 Mal mehr Energie – als Strom.

Diesem Pfad alternativer „Elektro“-Mobilität ordnen wir einen Anteil von 20% zu.

1 [2.7.2.5] <https://www.deutschlandin zahlen.de/tab/deutschland/infrastruktur/verkehr-und-transport/personenkilometer>

c) Einsatz von Wasserstoff in Brennstoffzellen

Die Prozesskette für die Gewinnung von Wasserstoff aus elektrischem Strom und dessen Einsatz für den Antrieb von Fahrzeugen durch Brennstoffzellen ist relativ komplex. Wir geben den Konversionsfaktor daher nur an und verzichten auf dessen explizite Herleitung. Er lautet 1,54 – wir brauchen für diese Antriebsart also etwas mehr als das Anderthalbfache an Energie in Form von Strom anstelle der chemischen Energie aus konventionellen Treibstoffen. Die rein energetische Bilanz von Wasserstoff ist damit deutlich günstiger als die synthetischer Treibstoffe aus dem Power2Gas bzw. Power2Fuel-Verfahren. Es harren die Probleme der schwierigeren Handhabung und einer fehlenden Infrastruktur für Wasserstoff einer Lösung.

Angesichts der Tatsache, dass Wasserstoff in Japan gerade einen Neuanfang erlebt, nehmen wir für Europa und Deutschland einen Anteil von 25% Wasserstoffmobilität an.

d) Einsatz von synthetischen Kraftstoffen aus Biosynthese

Für die Biosynthese von Kraftstoffen ist nur eine kleine Menge Industriestrom notwendig, die wir großzügig mit 10% des Energieinhaltes (chemische Energie) des Endproduktes ansetzen.

Der Konversionsfaktor flüssige fossile Kraftstoffe vs. synthetische Biokraftstoffe liegt demnach mit $1/10 = 0,1$. Ein breiterer Einsatz dieser Technologie verbietet sich jedoch aus den in [3.2.4](#) genannten Gründen – kein Essen im Tank. Wir belassen es deshalb bei dem schon heute üblichen Anteil von 5% biologischer Kraftstoffe. Was anderes blieb uns ohnehin nicht übrig - schließlich mussten wir zu 100% ergänzen.

Zusammenfassung des im Text beschriebenen Szenarios

Präsentieren wir die Ergebnisse, die sich aus dem von uns gewählten Parametersatz ergeben, abschließend etwas übersichtlicher in einer Tabelle. Der in der letzten Spalte genannte absolute Strombedarf ist näherungsweise gleich dem zusätzlichen Strombedarf, weil laut Zahlen des BMVI aktuell nur etwa 12 TWh Strom für den Verkehr verbraucht werden.

Zum Vergleich wurde berechnet, welchen Einfluss die Eingangsgrößen 2 (Struktur) 3 (Antriebe) hätten, wenn man sie isoliert betrachtet.

Textszenario	Energiebedarf für den Verkehr absolut in TWh	(zusätzlicher) Strombedarf in TWh
Änderung Verkehrsaufkommen Personenverkehr 0% Güterverkehr 0%	349	337
Strukturelle Änderungen Verlagerung Personenverkehr 80% Verlagerung Güterverkehr 80% Verlagerung Flugverkehr 50%		
Änderungen in der Art der Antriebe 50% batteriegestützt 20% synthetische Kraftstoffe 25% wasserstoffbasierte Brennstoffzellen 5% synthetische Kraftstoffe aus Biosynthese		
Nur strukturelle Änderungen (weitere Verwendung fossiler Brennstoffe)	316 (davon 245 fossil)	57
Nur Änderungen in der Art der Antriebe (vollständiger Ersatz fossiler Treibstoffe bei gleichbleibendem Verkehrsmix)	813	801

Tabelle 2.3: Strommehrbedarf Verkehr - Textszenario

Um den Verkehr vollständig zu dekarbonisieren, müssten wir über 60% mehr Strom erzeugen als gegenwärtig. Insofern halten wir die ständig wiederholte Behauptung, am Strombedarf werde sich in Zukunft im Wesentlichen nichts ändern schon vor der Betrachtung des Wärme-sektors für eine Legende.

Die beiden Vergleichsrechnungen zeigen, dass strukturelle Änderungen den größten Effekt bringen, während eine Beibehaltung des aktuellen Verkehrsmixes unter der Maßgabe 100%iger Dekarbonisierung durch Änderung der Antriebe uns vor absurd hohe Herausforderungen hinsichtlich zusätzlicher Stromerzeugung stellen würde.

Andere Szenarien

Spinnen wir den Faden noch ein bisschen weiter, indem wir ein paar andere Annahmen treffen. Fangen wir mit dem optimistischen Fall an, den wir als ökologisches Szenario bezeichnen wollen – weniger Verkehrsaufkommen insgesamt, noch mehr Verlagerung weg vom Individualverkehr und prozentual höherer Anteil biologischer Kraftstoffe. Letzteres ist möglich, weil wir schließlich absolut weniger brauchen. Wir sehen – Bescheidenheit oder einfach nur bessere Planung zur Verkehrsvermeidung bringt immense Energieeinsparungen.

Ökologisches Szenario	Energiebedarf für den Verkehr absolut in TWh	(zusätzlicher) Strombedarf in TWh
Änderung Verkehrsaufkommen Personenverkehr -10% Güterverkehr -20%	207	195
Strukturelle Änderungen Verlagerung Personenverkehr 85% Verlagerung Güterverkehr 90% Verlagerung Flugverkehr 60%		
Änderungen in der Art der Antriebe 50% batteriegestützt 10% synthetische Kraftstoffe 25% wasserstoffbasierte Brennstoffzellen 15% synthetische Kraftstoffe aus Biosynthese		

Tabelle 2.4: Strommehrbedarf Verkehr – ökologisches Szenario

Dem stellen wir ein Wachstumsszenario gegenüber – ebenfalls mit dem Anspruch der vollständigen Dekarbonisierung. Dabei setzen wir zusätzlich auf Bequemlichkeit, indem wir weniger Individualverkehr verlagern und lieber bei Antrieben bleiben, die Fahrspaß ohne lange Tankstopps auch für längere Strecken garantieren – also bei Verbrennungsmotoren.

Wachstumsszenario	Energiebedarf für den Verkehr absolut in TWh	(zusätzlicher) Strombedarf in TWh
Änderung Verkehrsaufkommen Personenverkehr +10% Güterverkehr +20%	716	704
Strukturelle Änderungen Verlagerung Personenverkehr 50% Verlagerung Güterverkehr 50% Verlagerung Flugverkehr 30%		
Änderungen in der Art der Antriebe 30% batteriegestützt 40% synthetische Kraftstoffe 25% wasserstoffbasierte Brennstoffzellen 5% synthetische Kraftstoffe aus Biosynthese		

Tabelle 2.5: Strommehrbedarf Verkehr – Wachstumsszenario

Moderate Änderungen unserer Gewohnheiten unter den Bedingungen weiteren Wachstums senken den Energiebedarf ebenfalls nur moderat; kein allzu erstaunliches Ergebnis. Die eigentliche Botschaft ist aber – wir brauchen 725 TWh mehr Strom und das ist mehr als alle drei Energiesektoren gegenwärtig zusammen konsumieren.

Kommen wir zur letzten Berechnung – einem Zwischenszenario für 2030, in dem die Pläne der Bundesregierung zur Elektromobilität direkt berücksichtigt werden. Insofern ein reales?

Die Straßenfahrzeuge werden noch immer zu 50% aus fossilen Quellen gespeist, die Verkehrsverlagerung Richtung Bahn beschränkt sich auf 30%, das Verkehrsaufkommen bleibt gleich.

Zwischenszenario 2030 (75% fossil)	Energiebedarf für den Verkehr absolut in TWh	zusätzlicher Strombedarf in TWh
Änderung Verkehrsaufkommen Personenverkehr 0% Güterverkehr 0%	517	229
Strukturelle Änderungen Verlagerung Personenverkehr 30% Verlagerung Güterverkehr 30% Verlagerung Flugverkehr 30%		
Änderungen in der Art der Antriebe 30% batteriegestützt 5% synthetische Kraftstoffe 10% wasserstoffbasierte Brennstoffzellen 5% synthetische Kraftstoffe aus Biosynthese		

Tabelle 2.6: Strommehrbedarf Verkehr – teilweise dekarbonisiertes Zwischenszenario 2030

Erstaunlich – 229 TWh Mehrbedarf Strom unter Würdigung „offizieller“ Planungen. Wir bestehen nicht auf der Richtigkeit dieser Zahl. Ihre Schwankungsbreite mag durchaus $\pm 30\%$ betragen. Da wir aber unsere Berechnungsmethode für methodisch richtig halten, erlauben wir uns die Frage, warum die Politiker immer noch behaupten, der zukünftige Strombedarf würde sich nicht erhöhen. Wir verkneifen es uns dieses eine Mal, selbst Antworten darauf zu geben. Der interessierte Leser wird sie sicher selbst finden.

Aus den Augen, aus dem Sinn? Die graue Energie.

Will man den Verkehr energetisch ganzheitlich erfassen, muss ein weiterer Aspekt berücksichtigt werden: Auch zur Produktion fossiler Kraftstoffe muss zunächst einmal jede Menge Energie aufgewendet werden. Bekanntlich sprudeln weder Benzin noch Diesel in reiner Form aus der Erde. Dieser nicht direkt sichtbare Energiebedarf wird oft als graue Energie bezeichnet. Man redet nicht so gerne darüber, weil man damit ganze Produktionsketten hinterfragen müsste. Begutachtet man vergleichend die elektrischen Alternativen aus erneuerbaren Quellen, stehen dort lediglich die energetischen Kosten für Produktion und Wartung von PV-Anlagen bzw. Windrädern sowie der Batterien zur Debatte. Nur die Lithiumionenbatterien genießen hierbei einen relativ schlechten Ruf. Windkraft- und PV-Anlagen amortisieren sich dagegen energetisch bereits nach spätestens 2 Jahren bei 20 und mehr Jahren Laufzeit.

Wie nun ist es um diese graue Energie in Zahlen bestellt?

Um den Energiebedarf zur Erzeugung fossiler Kraftstoffe zu ermitteln, muss man die gesamte Kette vom Bohrloch bis zur Tankstelle berücksichtigen. Folgende Produktionsschritte sind notwendig:

1. Förderung und Reinigung des Rohöls

Nur anfänglich läuft das Rohöl durch den Druck des eingeschlossenen Erdgases von selbst aus dem Bohrloch oder es reichen Pumpen, um es aus der Tiefe zu fördern. In einer 2. Phase muss Wasser oder Gas in das Ölfeld gepresst werden, um den Ertrag zu steigern. Zudem ist die Reinigung des Rohöls vor dem Transport notwendig, weil ansonsten insbesondere Restwasser und Salz zu starker Korrosion der Rohrleitungen bzw. Tankfahrzeuge führen würde. Dies alles erfordert Energie. Es sind keine detaillierten Daten verfügbar, die den für die Förderung und Reinigung erforderlichen Energieaufwand genauer quantifizieren. Jedoch wird von einem Energiebedarf von 1 bis 2 Prozent des Energiegehalts des gefördert Rohöls ausgegangen. Die Bilanz gestaltet sich noch deutlich schlechter, wenn man Rohöl aus Ölsand statt über die Anwendung konventioneller Fördermethoden gewinnt. Hier beläuft sich der entsprechende Energieaufwand auf ein Viertel bis ein Drittel des Energieinhaltes des abgeschiedenen Öls. Die immensen Umweltschäden, die das Hantieren mit der ölhaltigen Pampe anrichtet und zu deren Beseitigung wiederum sehr viel Energie notwendig wäre, bleiben dabei unberücksichtigt.

2. Transport des Rohöls zur Raffinerie

Der Transport des Rohöls erfolgt in der Regel über Pipelines oder Tanker. Bei Pipelines wird das Rohöl mittels elektrisch betriebener Kreiselpumpen mit einer Leistung von mehreren Hundert Kilowatt in Bewegung gesetzt. Leider sind auch hierfür keine belastbaren Gesamtdaten über den Energieverbrauch verfügbar. Für die Pipeline von Marseille in das Rhein-Neckar-Gebiet, mit einer Länge von 769 km, liegt der jährliche Strombedarf bei 100 GWh. [2.7.2.6]¹

3. Lagerung des Rohöls

Sowohl am Bohrloch als auch bei der Raffinerie befinden sich Lager für das Rohöl. Diese dienen als Zwischenpuffer, die ebenfalls mit leistungsfähigen Pumpen befüllt und geleert werden müssen.

4. Produktion des Kraftstoffes in der Raffinerie

Die eigentliche Produktion des Kraftstoffes ist der energieintensivste Schritt, da das Rohöl auf über 400 Grad erhitzt werden muss, um die einzelnen Bestandteile voneinander zu trennen. Nach der Auftrennung in einzelne Fraktionen werden die Endprodukte Benzin und Diesel entsprechend der Anforderungen gemischt und mit Zusatzstoffen versetzt. Die deutschen Raffinerien veröffentlichen kaum Daten über ihren Energieverbrauch. Ein Anhaltspunkt: Die Raffinerie Heide mit einer Produktion von 4,5 Mio. Tonnen pro Jahr betreibt zum Beispiel ein Kraftwerk mit 46,5 MW Leistung zum Eigenverbrauch. Aus den USA gibt es die Zahl von 1,585 kWh Energie, die für die Produktion eines Liters Benzin benötigt wird.

5. Lagerung des Kraftstoffes

Die produzierten Kraftstoffe werden entweder direkt bei der Raffinerie oder in eigens dafür vorgesehenen Zwischenlagern gelagert.

6. Transport des Kraftstoffes zur Tankstelle

Der Transport des Kraftstoffes zu den Tankstellen erfolgt mit Tanklastern.

7. Strombedarf der Tankstelle

Der durchschnittliche Strombedarf einer deutschen Tankstelle darf nicht unterschätzt werden. Er beträgt 200.000 kWh im Jahr. Damit ließen sich alternativ 30 bis 50 durchschnittliche Haushalte mit Strom versorgen. In Deutschland gibt es aktuell 14.459 Tankstellen. Somit ergibt sich ein Gesamtverbrauch von 2.891.800.000 kWh also knapp 3 TWh Strom. Insgesamt reichten die deutschen Tankstellen 2017 38.172 Mio. Liter Benzin bzw. Diesel aus. [2.7.2.7]² Umgerechnet auf einen Liter Kraftstoff ergibt sich demnach allein an den Tankstellen je Liter Benzin bzw. Diesel ein Stromverbrauch von 0,076 kWh.

Insgesamt kann man von einem Bedarf von ca. 2 kWh grauer Energie für die Produktion eines einzigen Liters fossilen Treibstoffs ausgehen. Nicht die gesamte Menge dieser grauen Energie ist Strom. Ein Teil davon wird direkt durch das Rohöl bzw. dem produzierten Treibstoff bereit gestellt.

Der durchschnittliche PKW mit Dieselmotor verbraucht also zusätzlich 14 kWh pro 100 km Fahrleistung an grauer Energie. Beim Ottomotor sind es 15,6 kWh.

Noch einmal zum Vergleich: Der **Gesamtenergieverbrauch** inkl. Speicherverlusten eines PKWs mit Elektroantrieb beträgt durchschnittlich 17 bis 19 kWh Strom.

2.7.3 Zusätzlicher Strombedarf für Wärmeerzeugung

Der Endenergiebedarf der Wirtschaftssektoren wird nach unserer Schätzung ohne den Verkehr etwa 1.000 TWh (210+772; s. 2.5 und 2.6) betragen; zerfallend in Strom und Wärme. Weiterhin haben wir 624 TWh direkten Strombedarf postuliert und mit dem Wörtchen „direkt“ zusätzliche Aufwendungen in Form von Strom für die Wärmeerzeugung (eigentlich) ausgeschlossen. Uneigentlich zweifeln wir selbst an der Korrektheit dieses Ansatzes. Wer einen besseren hat, möge uns umgehend darüber informieren. Wir wissen z.B. nicht genau, wie viel Strom für Hochtemperatur-Prozesswärme heute bereits eingesetzt wird. Zahlen dazu sind dünn gesät. Eine Abschätzung für die Zukunft wird daher um so schwieriger. Energynet [2.7.3.1]³ gibt allenfalls ein paar Hinweise zur Dekarbonisierung der Prozesswärme.

1 [2.7.2.6] <https://edison.media/e-hub/so-viel-strom-brauchen-autos-mit-verbrennungsmotor/20826274.html>

2 [2.7.2.7] <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/Materialfluesse-Energiefluesse/Tabellen/fahrleistungen-haushalte.html>

3 [2.7.3.1] <https://www.energynet.de/2018/04/11/erneuerbare-prozesswaerme-industrie/>

Folgen wir der einfachen Rechnung ca. 1.000 TWh insgesamt minus 624 TWh Strom, verbleiben etwa 380 TWh Wärme und die Frage, wie wir sie ohne fossile Brennstoffe erzeugen wollen. Ein Teil, vornehmlich Niedrigtemperatur-Wärme geht direkt über Erneuerbare. Für Temperaturen jenseits der 1.000°C müssen wir definitiv auf Strom zurückgreifen.

Eine Schätzung, inwieweit sich der Strombedarf für „saubere“ Wärmeerzeugung erhöhen wird, ist schwierig, nur dass es einen Mehrbedarf dafür geben wird, ist sicher. Wir setzen für 2050 konservativ einen Wert von 50 TWh an.

2.7.4 Der Strombedarf 2050

Der von uns prognostizierte Strombedarf für eine vollständige Umstellung auf erneuerbare Energien setzt sich nach unserer Schätzung wie folgt zusammen:

	Geschätzter Strombedarf für 2050 [TWh]
Direkter Strombedarf	624
zusätzlich für Konversion des Verkehr	337
zusätzlich für Konversion der Wärmeversorgung	50
Geschätzte Summe	1.011

Tabelle 2.7: Geschätzter Strombedarf 2050 (vollständige Dekarbonisierung)

Summa summarum ist demnach eines ganz offensichtlich:

Wir brauchen in der Zukunft sehr viel mehr Strom als heute.

Dabei spielt es eine untergeordnete Rolle, ob es am Ende 900 oder 1.200 TWh sein werden. Wir nehmen für unsere weiteren Rechnungen 1.000 TWh an, was in etwa einer Verdopplung unseres gegenwärtigen Strombedarfs entspricht.

Zugegebenermaßen ist diese Rechnung nur eine dieser Prognosen, mit deren Glaubwürdigkeit wir uns [anfängs](#) kritisch auseinander gesetzt haben. Auch unsere Rechnung fußt auf bestimmten Annahmen, von denen wir nicht wissen, ob sie tatsächlich eintreten werden. Möglicherweise zeigt die Politik ein größeres Maß an Uneinsichtigkeit als wir uns das vorstellen können. Vielleicht favorisiert man das Verbrennen fossiler Energieträger in größerem Umfang auch 2050 noch als geeignetes Mittel zur Energieerzeugung. Andererseits könnte es einen Durchbruch auf dem Gebiet der Forschung geben, der alle derzeitigen Energieprobleme auf einen Schlag löst. Auch ist der Parametersatz, der in unsere Rechnungen eingeht, zwar inhaltlich sorgfältig gewählt, aber dass die Zahlenwerte tatsächlich dem entsprechen, was 2050 sein wird, wäre eher Glückssache. Ob für die Konversion des Verkehrs tatsächlich um die 340 TWh zusätzlicher Strom benötigt wird, hängt z.B. sehr stark von der weiteren Entwicklung vor allem der Power to Gas-Technologien und dem Anteil der auf direktem, sprich biologischem Weg erzeugten CO₂-neutralen Kraftstoffe ab.

Wenn man die für die Netzwerkplanung Verantwortlichen der BNetzA oder der ÜNBs mit dem Fakt konfrontiert, dass unsere Energieversorgung der Zukunft sehr viel stromlastiger sein wird, erhält man keine befriedigenden Antworten. Die Behauptung, dass der Mehrbedarf an Strom allein durch Effizienzsteigerungen bei der Stromnutzung aufgefangen werden kann, ist sowohl bei diesen Fachleuten als auch in der großen Politik allgegenwärtig. Letzterer könnte man ja noch Wunschdenken unterstellen, während man den Sachkundigen bestenfalls Ignoranz wenn nicht gar Irreführung des Publikums vorwerfen muss. Die Prognosen von BNetzA und ÜNB, getroffen im letzten Szenariorahmen [2.7.4.1]¹ für den Netzausbau reichen zwar nur bis 2030, unterscheiden sich aber ganz wesentlich von unseren Annahmen. Dort ist für 2030 von einem Stromverbrauch von 576,5 TWh per anno die Rede; also etwa dem gleichen wie aktuell. Bereits unsere ausführliche Rechnung zum zusätzlichen Strombedarf für den Verkehr beweist, dass wir mit den bisherigen 550 bis 600 TWh pro Jahr nicht auskommen werden, wenn wir tatsächlich aus der fossilen Stromerzeugung aussteigen wollen. Und je näher die fühlbaren Einschläge hinsichtlich der klimatischen Veränderungen kommen, desto mehr erscheint dieser Ansatz alternativlos.

1 [2.7.4.1] https://www.netzausbau.de/bedarfsermittlung/2030_2019/szenariorahmen2019-2030/de.html

Solange der Strom aus erneuerbaren Quellen kommt, müssen wir uns vor einem deutlich erhöhten Strombedarf nicht fürchten. Der zusätzliche Strom wird schließlich für die Abkehr von fossilen Anwendungen in den Sektoren Verkehr und Wärme verwendet. Dies führt grundsätzlich zu einer erheblichen Reduzierung des Primärenergiebedarfs und damit gleichzeitig zur Verminderung der CO₂-Emissionen.

2.7.5 Was bedeutet das für die Stromnetze?

Die Tatsache eines sich gegenüber heute verdoppelnden Strombedarfs wirft grundsätzliche Fragen auf. Eine Verdopplung der Erzeugung mittels fossiler Energieerzeuger ist völlig undenkbar. Aber auch der Transport der zweifachen Menge elektrischer Energie über große Entfernungen, ganz gleich wie diese erzeugt wird, muss technisch wie ökonomisch hinterfragt werden. Eine seriöse Untersuchung zur Bereitstellung der erforderlichen EE-Erzeugerstrukturen, der notwendigen Energiespeicher und des sich daraus ableitenden Netzausbaus unter der Maßgabe „wir brauchen sehr viel mehr Strom“, steht nicht zur Debatte. Jede Diskussion darüber wird durch die Verantwortlichen strikt abgelehnt. Eine auf physikalischen Fakten basierende Untersuchung würde die gesamte Energiewende, wie sie von der Bundesregierung angedacht ist, ad absurdum führen.

Eine Energiewende kann nur dezentral gelingen. Dazu ist der Ausbau der elektrotechnischen Infrastruktur auf lokaler Ebene notwendig. Der Transport großer elektrischer Leistungen über große Entfernungen ist teuer und per se unwirtschaftlich.

Daraus folgt:

Wir brauchen Netzausbau vor allem auf der Nieder- und Mittelspannungsebene.

2.8 Der Endenergiebedarf 2050

Noch eine Prognose – diesmal zum Endenergiebedarf. Wir erinnern uns: Das war die Energie, die direkt beim Verbraucher ankommt; in Form von Strom, Kraftstoffen und Wärme. Per Power to Gas-Verfahren erzeugte Kraftstoffe gehen gemäß unseres Modells in diese Bilanz mit Null ein, weil die für ihre Herstellung verwendete Elektroenergie schließlich bereits unter der Kostenstelle Strom berücksichtigt ist.

Hier unsere grobe Abschätzung des zukünftigen Endenergiebedarfs für den verschiedenen Wirtschaftssektoren:

Wirtschaftssektor	Geschätzter Bedarf Endenergie für 2050 [TWh]
Verkehr davon	
landgebundener Verkehr	250
Schiffsverkehr	260
Flugverkehr	80
private Haushalte	210
Wirtschaft und Verwaltung	772
Geschätzte Summe	1.572

Tabelle 2.8: Geschätzter Endenergiebedarf 2050 nach Wirtschaftssektoren

Zusammen ergäbe sich unter Annahme der von uns genannten Randbedingungen also für Deutschland ein Endenergiebedarf von 1.572 TWh im Jahr 2050 – als Prognose.

Die 1.572 TWh sind genauso wenig in Stein gemeißelt wie unsere Schätzung des Strombedarfs; es könnten nur 1.200 TWh sein oder, um eine obere Schätzung zu wagen, 2.000 TWh. Wir sind jedoch zuversichtlich, dass eine deutliche Unterschreitung der Werte von 2015 (2.468 TWh) bzw. 2017 (2.588 TWh; s. Veröffentlichung des BMWi [\[1.2.1\]](#)) eintreten wird.

Neben dem in [1.4.](#) postulierten fallenden Primärenergiebedarf sinkt auch der Bedarf an Endenergie. Das hängt neben den immer noch vorhandenen großen Einsparpotentialen im Wärmesektor vor allem mit dem zukünftig weit höheren Stromanteil an der Endenergie zusammen. Mit Strom betriebene Fahrzeuge, Geräte und Anlagen haben einfach einen sehr viel höheren Wirkungsgrad als ihre mit fossilen Treibstoffen angetriebenen Verwandten.

2.9 Die Welt einer nachhaltigen Energieversorgung – unsere Vision

Die Sonne scheint hernieder und spiegelt sich in glänzenden Fassaden. Die Dächer der Wohnhäuser, öffentlichen Gebäuden und Industriebauwerke sind mit Solarthermie- und Photovoltaikmodulen oder Solardachziegeln bedeckt [\[2.9.1\]](#)¹ [\[2.9.2\]](#)² [\[2.9.3\]](#)³. Große Häuserwände tragen ein Kleid aus stromerzeugenden Folien. Rotoren von Windkraftanlagen drehen sich behäbig im lauen Wind. Neben der Solarthermie wird Biomasse, in geeigneten Regionen auch Tiefen-Geothermie zur Wärmezeugung verwendet.

Batteriespeicher speichern im Überschuss erzeugten Wind- und Solarstrom. Ist deren Kapazität erschöpft, wird der zu viel erzeugte Strom per Power to Gas-Verfahren in chemische Energie zum Zwecke der Langzeitspeicherung verwandelt. Power to Gas ist dabei zwar das bekannteste aber bei weitem nicht das einzige dazu geeignete Verfahren. Wie wir noch zeigen werden, nachweisen, besitzt die Speicherung von Energie in Form von [Druckluft](#) sehr viel Potential.

In Zeiten des Mangels liefern die Batteriespeicher den fehlenden Strom, die Langzeitspeicher gewährleisten die Versorgungssicherheit im Winter, in dem die erneuerbaren Quellen über Tage oder gar Wochen weniger Energie liefern könnten, als zur Deckung des erhöhten Bedarfs notwendig ist.

Die Leitungswege vom Erzeuger zum Verbraucher sind durch die Favorisierung lokaler Versorgung einzelner Wohnquartiere oder ganzer Wohngebiete [\[2.9.4\]](#)⁴ kurz, die Transportverluste entsprechend gering.

Lokale Stromerzeugung und lokaler Stromverbrauch gleichen sich weitgehend über die niederspannigen Verteilnetze aus. Batteriespeicher innerhalb dieser lokalen Strukturen dienen der Glättung von Erzeugungs- und Lastspitzen und tragen damit zur Netzstabilisierung bei. Große Infrastrukturstromspeicher sichern bei Netzstörungen die Stromversorgung von technischen Anlagen der öffentlichen Versorgung auch über einen längeren Zeitraum. Regionale Netze sind über die Mittelspannungsebene miteinander verbunden und ergänzen ihren Stromhaushalt gegenseitig oder werden von saisonalen Stromspeichern unterstützt. Der Strom aus offshore Windparks und großen onshore Windparks wird regional verbraucht oder über das Hochspannungsnetz zu anderen Regionen transportiert. Überschüssiger, auf dieser Ebene erzeugter Strom landet zur weiteren Verwendung in den Infrastrukturspeichern.

Nah- und Fernwärmenetze leiten die Abwasser- und Überschusswärme von Industrieunternehmen oder die aus erneuerbaren Quellen erzeugte Wärme direkt zu den Verbrauchern oder in Wärmespeicher [\[2.9.5\]](#)⁵.

Last but not least: Die Schornsteine des ehemaligen Kohlekraftwerkes grüßen aus der Ferne, ohne Rauch und CO₂ auszustoßen, in banger Erwartung ihres endgültigen Rückbaus.

1 [\[2.9.1\] https://www.youtube.com/watch?v=4sfwDyiPTdU](#)

2 [\[2.9.2\] https://electrek.co/2016/11/17/tesla-solar-roof-cost-less-than-regular-roof-even-before-energy-production-elon-musk/?pushup=1](#)

3 [\[2.9.3\] http://www.photovoltaiksolarstrom.de/photovoltaiklexikon/dachintegrierte-photovoltaik](#)

4 [\[2.9.4\] http://www.eneff-stadt.info/de/pilotprojekte/projekt/details/plusenergiesiedlung-ludmilla-wohnpark-landshut/](#)

5 [\[2.9.5\] https://www.gruene-bundestag.de/fileadmin/media/gruenebundestag_de/themen_az/energie/150310_HHI-Studie-Fernwaerme.pdf](#)

Eine Vision? Ja – das ist unser Traum von einer Zukunft mit nachhaltiger Energieversorgung. Die meisten positiven Träume haben die unangenehme Eigenschaft, nicht automatisch wahr zu werden. Man muss etwas dafür tun, **wir** müssen etwas dafür tun. Jeder Einzelne ist in der Pflicht, seinen Beitrag zur Energiewende zu leisten, wenn sie ohne massive Nebenwirkungen vonstatten gehen soll. Am Anfang steht das persönliche Umdenken; hier nicht unbedingt verbunden mit der Erkenntnis, zukünftig auf Energie verzichten zu müssen, sondern eher mit dem Zweifel an allorts verkündeten „Wahrheiten“. Manche dieser Wahrheiten halten schon simplen Prüfungen nicht stand. Also einfach mal persönlich miteinander reden, einfach mal alternative Quellen im Internet anzapfen oder mehrere offizielle Quellen vergleichen, um Widersprüche aufzudecken.

3 Energieerzeugung von morgen

Nach der Abschätzung, wie groß der Energiebedarf in Deutschland bei einer nachhaltigen Energieversorgung in Zukunft sein könnte, stellt sich die Frage, ob mit erneuerbaren Energien genügend Strom und Wärme erzeugt werden können, um diesen Bedarf abzusichern. Dazu muss u.a. geklärt werden, ob ausreichend Rohstoffe und Flächen für den Aufbau einer entsprechenden erneuerbaren Erzeugungskapazität vorhanden sind. Bei dieser Analyse geht es vornehmlich um die Premium-Energieform, den elektrischen Strom. Wir haben in Kapitel 2 rechnerisch nachgewiesen, dass wir viel mehr davon benötigen als gegenwärtig.

Die erneuerbaren Quellen der Stromerzeugung haben die unangenehme Eigenschaft zu fluktuieren. Ein äußerst wichtiger und in Deutschland bislang noch viel zu wenig beachteter Aspekt der Energiewende ist deshalb die Frage der Speicherung elektrischer Energie. Sie muss nicht notwendigerweise auf Lithium-Ionen-Akkus basieren. Diese sind, wie die Bewahrer von Kohle und Erdöl gerne und auch nicht ganz zu unrecht verkünden, als universelle Lösung des Speicherproblems aus wirtschaftlichen Gründen nicht geeignet. Wir werden uns in diesem Kapitel daher ausführlich mit alternativen Speichermöglichkeiten für Strom befassen, die, obwohl technisch ausgereift, weniger bekannt sind.

Auch Wärme kann durch erneuerbare Quellen direkt erzeugt werden. Diesen Fakt wollen wir natürlich nicht unterschlagen und werden daher die Themen Solar- und Geothermie ebenfalls einer kurzen Betrachtung unterziehen.

3.1 Verfügbarkeit von Rohstoffen

Die Verfügbarkeit von Rohstoffen ist neben der Bevölkerungsakzeptanz eines der Hauptkriterien für die Durchführbarkeit der Energiewende hin zu 100% erneuerbaren Energien. Diese kann nur funktionieren, wenn die dafür notwendigen Rohstoffe in ausreichendem Maße unter volkswirtschaftlich vertretbaren Kosten bereitgestellt werden können. Außerdem darf der ökologische Impact der Rohstoffgewinnung keinesfalls größer sein als der der Energiegewinnung aus fossilen Brennstoffen. In diesem Zusammenhang treten immer wieder selbst ernannte Experten in Erscheinung, die z.B. in sehr grober und dabei sehr falscher Abschätzung behaupten, eine Windkraftanlage würde weniger Energie erzeugen als zu ihrer Produktion und Wartung notwendig sei. Wir werden Aussagen wie diese durch Hinweise auf seriöse Berechnungen widerlegen. Wir werden anhand von Zahlen sehen, dass durchaus ausreichend Rohstoffe vorhanden sind, um die vollständige Dekarbonisierung der Energiewirtschaft sogar **sehr schnell** in Angriff zu nehmen. Die Materialien, die für die Fertigung von Anlagen für die Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen oder für die Energiespeicherung benötigt werden, gehören prinzipiell nicht zu den seltenen Naturprodukten. Oder bildlich gesprochen: Wir werden unsere Goldreserven nicht aufbrauchen müssen, um die Energiewende zu stemmen. Wissenschaftler und Ingenieure sind überdies ständig damit beschäftigt, Ersatzmaterialien für erkennbare Engpässe zu finden.

Zur Wahrheit gehört allerdings, dass die notwendigen Rohstoffmengen zum Bau von Anlagen zur erneuerbaren Energieerzeugung, z.T. drastisch über denen von fossilen Kraftwerken liegen. Insbesondere die Nachfrage nach metallischen Rohstoffen wird sich zur Bewältigung der Dekarbonisierung laut Weltbank mehr als verdoppeln. Wir werden daher nicht um deutlich mehr Bergbau herumkommen und müssen dabei im Auge behalten, dass dieser ökologisch und, insbesondere was die Entwicklungsländer angeht, sozial verträglich vonstatten geht.

	Kupfer	Aluminium	Eisen	Zement
	t/MW kontinuierliche Erzeugerleistung (ca. Angaben)			
Kohlekraftwerk	0,1	0,8	56	150
Windkraftanlage	1,1	3,3	130	350
Photovoltaikanlage	4,5	35,0	170	1.050

Tabelle 3.1: Rohstoffaufwendungen für Kraftwerke im Vergleich

Die in Tabelle 3.1 genannten Zahlen stammen aus dem Jahr 2013 und wurden einer Studie des Hilfswerks Misereor durch Ausmessen einer Grafik [3.1.1, S.14]¹ entnommen. Sie sind also weder taufersch, noch besonders genau, zeigen jedoch eine klare Tendenz, die auf den ersten Blick verheerend aussieht. Auf den zweiten müssen folgende Randbedingungen in die Betrachtung einbezogen werden:

- Die Tatsache, dass Erneuerbare im Gegensatz zum Kohlekraftwerk nicht ständig zur Verfügung stehen, ist eingerechnet.
- Der Materialeinsatz pro MW für die Erneuerbaren dürfte sich von 2013 bis 2019 bereits minimiert haben und durch ingenieurstechnische Innovationen weiter verringern lassen. Jedes Prozent Steigerung des Wirkungsgrades von Solarzellen bringt rein rechnerisch 3 bis 4% Entlastung bei den für deren Herstellung benötigten Rohstoffen.

Das Entscheidende aber ist: Alle Rohstoffe, die wir für Erneuerbare benötigen, werden nicht direkt verbraucht, sondern können recycelt werden. Ganz im Gegensatz zu den fossilen Brennstoffen, die wir einfach **verbrennen**; zu CO₂, dem Gas, das hauptsächlich für das steigende Fieber unseres Planeten verantwortlich ist. Für eine einzige Kilowattstunde Strom benötigen wir ungefähr 300 g Braunkohle.

Untersucht man die Rohstofffrage allumfassend, belegt das Kohlekraftwerk, das in Tabelle 3.1 so glänzend dasteht, dann eben doch mit Abstand den letzten Platz.

Da die Energiewende vornehmlich von Photovoltaik- und Windkraftanlagen getragen wird, konzentrieren wir uns in unseren Betrachtungen auf die Rohstoffe, aus denen diese hergestellt werden. Darüber hinaus befassen wir uns mit den Materialien, die für die Herstellung von Batterien benötigt werden.

3.1.1 Aluminium

Aluminium kommt als chemisches Element zu 8,2 Masseprozent in der Erdkruste vor und ist damit nach Sauerstoff und Silizium das dritthäufigste Element.

Trotz dieses hohen Anteils an der Zusammensetzung der Lithosphäre kann Primäraluminium nur aus dem Mineral Bauxit mit wirtschaftlich vertretbarem Aufwand gewonnen werden.

Die weltweiten Bauxitvorkommen werden auf 55 bis 75 Mrd. Tonnen geschätzt. Im Jahr 2015 wurden 58,3 Millionen Tonnen Aluminium aus Bauxit erzeugt. Unter Zugrundelegung dieser beiden Zahlen reichen die Bauxitvorkommen also noch mehrere hundert Jahre. Ein Mangel an Aluminium ist deshalb nicht zu befürchten.

Der Abbau von Bauxit hinterlässt, wie fast jeder Bergbau, enorme Umweltschäden, die wir definitiv nicht kleinreden wollen. Außerdem ist die primäre Aluminiumerzeugung aus Bauxit sehr energieintensiv. Für ein Kilogramm Aluminium werden mehr als 15 kWh Strom benötigt. Hier schließt sich der Kreis: Solange dieser Strom aus erneuerbaren Quellen kommt, spielt

¹ [3.1.1] <https://www.misereor.de/fileadmin/publikationen/studie-rohstoffe-fuer-die-energiewende.pdf>

dieser Fakt keine allzu große Rolle. Beispiel: Norwegen produziert aufgrund seines immensen Wasserkraftpotentials mehr Aluminium als die USA.

Durch seinen relativ niedrigen Schmelzpunkt von 660°C lassen sich Aluminium und seine Legierungen recht einfach von anderen Metallen trennen und damit gut recyceln, zumal es bei der Wiederverwertung selten darauf ankommt, reines Aluminium zu gewinnen. Der Recyclingprozess von Aluminium verbraucht bis zu 95% weniger Energie und ist ökologisch deutlich unbedenklicher als die primäre Gewinnung des Metalls aus Bauxit. Auch bei den deutschen Recycling-Quoten gibt es durchaus noch einige Reserven.

Ein Großteil des Aluminiums wird im Verkehr, im Bauwesen und für Verpackungen verwendet. Die für die Energiewende benötigte Menge (hier vor allem für die Rahmen von Solarzellen) bewegt sich im unteren einstelligen Prozentbereich. [3.1.1.1]¹

3.1.2 Silizium

Silizium ist das zweithäufigste Element der Erdkruste (28 Masseprozent). Auch wenn die Gewinnung insbesondere sehr reinen Siliziums noch energieintensiver ist als die des Aluminiums, wird Silizium auf lange Sicht ausreichend zur Verfügung stehen.

Das Element findet breite Verwendung in der Elektrotechnik und Elektronik. Ein Großteil wird aber inzwischen für die Fertigung von Solarzellen verwendet. Die Energiewende erhöht demnach den Bedarf an Silizium deutlich, auch wenn nicht auf Silizium basierte Solarzellen auf dem Vormarsch sind.

3.1.3 Kupfer

Kupfer findet wie Aluminium in Industrie und Gewerbe breite Verwendung. In reiner Form wird es vor allem für elektrische Leiter benötigt und in der Metallurgie als Legierungsbestandteil. Die weltweiten Kupfervorkommen werden auf 5,6 Mrd. Tonnen geschätzt. Im Jahr 2015 wurden 18,7 Millionen Tonnen neues Kupfer aus Erzen gewonnen. Wie beim Aluminium führt eine Überschlagsrechnung zu der Erkenntnis, dass das Kupfer noch mehr als 100 Jahre reichen wird. Auch Kupfer kann relativ gut recycelt werden und die Recyclingquoten sind bereits aktuell sehr hoch.

3.1.4 Eisen

Eisen ist seit dem Beginn der Eisenzeit zum wichtigsten von Menschen genutzten Metall geworden. Die weltweiten Eisenvorkommen werden auf 230 Mrd. Tonnen geschätzt.

Ein Mangel an Eisen ist deshalb auf lange Sicht, auch unter dem Gesichtspunkt, dass die Energiewende deutlich mehr Eisen erfordern wird, nicht zu befürchten.

3.1.5 Seltene Erden

Seltene Erden – das sind die Metalle Scandium, Yttrium und Lanthan sowie alle chemischen Elemente, die dem Lanthan im Periodensystem bis zur Ordnungszahl 71 (Lutetium) folgen.

Die weltweiten Vorkommen an Seltenen Erden schätzt man auf 130 Millionen Tonnen. Im Jahr 2015 betrug die Produktion 124.000 Tonnen. Die Gewinnung von Seltenerdmetallen ist extrem aufwändig und mit hohen Umweltbelastungen verbunden.

Ein Großteil der Produktion wird für elektronische Geräte, für die Fertigung von Spezialgläsern und für Beleuchtungsmittel verbraucht. Hinzu kommt der erhöhte Bedarfs für bestimmte Windkraftanlagen. Seltene Erden tragen ihren Namen daher mit stetig wachsendem Stolz vor sich her, obwohl sie genau genommen gar nicht so selten sind.

Als politisch bedeutsamen Aspekt dürfen wir nicht vergessen, dass nur China über umfangreiche, erschlossene Vorkommen an Seltenen Erden verfügt und über 90% der gesamten

¹ <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/28203/umfrage/verwendung-von-aluminium-nach-industriezweigen-in-2007/>

Weltproduktion abdeckt. Der Rest der Welt besitzt zwar Lagerstätten (Russland, Brasilien, Indien, Australien, USA) diese warten jedoch zum Großteil noch auf ihre Erschließung. All diese Informationen zusammen genommen führen zu der Einsicht, dass es klug wäre, sich (nicht nur) hinsichtlich der erneuerbaren Energien aus der Abhängigkeit von Seltenerdmetallen zu begeben. Ingenieure suchen nach alternativen technischen Lösungen, die ohne diese Materialien auskommen und haben schon einige gefunden.

Eine Studie des Umweltbundesamts [3.1.5.1]¹ geht davon aus, dass für Windkraftanlagen weiterhin vorwiegend Synchrongeneratoren mit Permanenterregung eingesetzt werden, die Seltene Erden benötigen.

Das Wuppertal-Institut stellte demgegenüber Szenarien vor, in denen ein erheblicher Anteil von Generatoren ohne Seltene Erden in Betrieb genommen werden kann.

Dass diese Szenarien realistisch sind, kann man an der Entwicklung der 3,45 MW Linie der Firma Vestas sehen. Ursprünglich mit 3 MW Synchrongeneratoren ausgestattet, werden sie aktuell mit 3,45 MW Asynchrongeneratoren ausgerüstet. Anlass für diesen Technologiewechsel war der Preisanstieg bei Permanentmagneten. [3.1.5.2]², [3.1.5.3]³, [3.1.5.4]⁴

3.1.6 Beton

Beton besteht aus Gesteinskörnung; Sand und Kies und Zement als Bindemittel. Durch die Zugabe von Wasser reagiert der Zement und es entsteht ein festes Baumaterial. Sand, Kies und Wasser können wir relativ problemlos direkt der Natur entnehmen, während die Zementherstellung extrem energieaufwändig ist und damit in unserer Rohstoffbetrachtung nicht vernachlässigt werden kann. Die Herstellung einer Tonne Zement erfordert ca. 110 kWh Strom. Mit 3,5 TWh pro Jahr gehören die 55 deutschen Zementwerke zu den größten Stromverbrauchern. [3.1.6.1]⁵ Jedoch ist bei den Rohstoffen für die Zementherstellung kein Mangel in Sicht.

Jährlich werden in Deutschland 250 Millionen Tonnen Beton verbaut. Die Menge an Betonabfällen beträgt 130 Millionen Tonnen. In der Regel erfolgt das Recycling durch das Schreddern des Betonabfalls. Jedoch gibt es bereits Projekte, den Beton wieder in Gesteinskörnung und Zementmasse zu zerlegen. Damit sind Recyclingquoten von 80% möglich. [3.1.6.2]⁶ Der damit hergestellte RC-Beton erfüllt die technischen Anforderungen an Beton in vollem Umfang. Aufgrund seiner sehr schlechten Energiebilanz wird für Zement nach Ersatzstoffen gesucht.

All diese Innovation bei der Betonherstellung bzw. beim Recycling kommen auch den Betonbestandteilen von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie zugute.

3.1.7 Lithium

Lithium gehört zu den selteneren Elementen. Es ist mit etwa 0,006% am Aufbau der Erdkruste beteiligt. In Südamerika (Chile 8 Mio. Tonnen, Argentinien 2 Mio. Tonnen) existieren nach Schätzungen der USGS (United States Geological Survey) die größten, mit derzeitiger Technik ökonomisch verwertbaren Lagerstätten. [3.1.7.1]⁷ Hinzu kommen Australien mit 2.7 Mio. Tonnen und China mit 1 Mio. Tonnen. Die bereits genutzten Lithium-Vorkommen des Restes der Welt sind vernachlässigbar klein. Laut USGS sollen allerdings insgesamt ca. 62 Mio. Tonnen Lithium erschließbar sein. 2018 wurden in weltweit insgesamt 85.000 Tonnen metallisches Lithium produziert. Es wurde verwendet für:

1 [3.1.5.1] https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/07_2014_climate_change_dt.pdf

2 [3.1.5.2] https://de.wikipedia.org/wiki/Vestas_Wind_Systems#cite_note-24

3 [3.1.5.3] <http://www.windpowermonthly.com/article/1365873/technology-3mw-model-vestas-reveals-low-wind-v136-345mw-turbine>

4 [3.1.5.4] http://www.ressource-deutschland.de/fileadmin/user_upload/downloads/kurzanalysen/Kurzanalyse_Nr_8_Hochwertiges_Recycling_im_Baubereich.pdf

5 [3.1.6.1] <https://www.vdz-online.de/zementindustrie/energieverbrauch-zementindustrie/>

6 [3.1.6.2] <http://www.fraunhofer.de/de/presse/presseinformationen/2012/oktober/blitz-schlag-ein.html>

7 [3.1.7.1] www.usgs.gov/centers/nmic/lithium-statistics-and-information

Batterien	56%
Glas und Keramik	23%
Schmierstoffe	6%
Kunststoffproduktion	4%
Sonstiges	11%

Der Anteil der Batterien hat sich in den letzten Jahren ständig erhöht und das bei insgesamt steigenden Produktionszahlen für Lithium. Man kann daher mit Recht sagen, dass der Batteriemarkt boomt. Trotzdem finden wir Erstaunliches, wenn wir ihn näher beleuchten. Die wichtigsten Anwendungen für Lithiumbatterien sind nämlich:

Elektromobilität (Kfz)	25%
Handys	19%
Laptop	16%
Tablets	16%
E-Bikes	5%
Elektrowerkzeuge	4%
Sonstiges	15%

Insgesamt werden also zur Zeit nur 16% der gesamten Lithiumproduktion für die Elektromobilität verwendet; inklusive E-Bikes. Das ist nur etwas mehr als die Hälfte dessen, was die bunte Welt der digitalen Technik (Smartphones, Laptops und Tablets zusammen) für sich in Anspruch nimmt. Der Anteil der Elektromobilität am Lithium-Verbrauch wird sicher weiter steigen, solange dafür fokussiert Lithium-Ionen-Akkus verwendet werden. Wir glauben allerdings nicht daran, dass die Umrüstung der gesamten Autoflotte dieser Welt auf Basis der Lithium-Technologie funktionieren kann. Dazu folgende Rechnung:

Eine Kilowattstunde Speicherkapazität eines Elektromobils erfordert ca. 150 g Lithium. Gehen wir davon aus, dass ein Elektromobil mit einer einigermaßen praktikablen Reichweite etwa einen 30 kWh Speicher haben muss, ließen sich rein rechnerisch ca. 3 Milliarden Elektro-PKW durch den vollständigen Abbau der bereits erschlossenen Vorkommen produzieren. Klingt auf den ersten Blick ausreichend. Allerdings rollen bereits heute über eine Milliarde Autos auf den Straßen dieser Welt. Wollten wir diese allesamt durch Elektromobile mit Lithium-Ionen-Akkus ersetzen und dabei eine durchschnittliche Lebenserwartung von 10 Jahren für die Fahrzeuge zugrunde legen, sind die bekannten Lithiumvorräte allein über diese Schiene in 30 Jahren aufgebraucht. LKWs sind in dieser groben Überschlagsrechnung ebenso wenig enthalten wie die Tatsache, dass auf Lithium basierende Akkus auch für Hausstrom- und größere Infrastrukturspeicher für die Mittelspannungsebene die derzeit favorisierte Technologie sind. Schlussendlich bedeutet das:

Es gibt nicht genügend ökonomisch verwertbares Lithium auf der Erde, um das Stromspeicherproblem ausschließlich damit zu lösen. [3.1.7.2]¹

1 [3.1.7.2] <https://blog.energybrainpool.com/gibt-es-genug-lithium-um-den-bedarf-fuer-batterien-zu-decken/>

Das Recycling von Lithium-Ionen-Akkus ist u.a. durch mangelnde Standardisierung sehr aufwändig. [3.1.7.3]¹ Wir sind allerdings sehr optimistisch, dass die in letzter Zeit enorm steigenden Preise für Lithium schon sehr bald geeigneten Technologien zu dessen Recycling zum Durchbruch verhelfen werden.

In der EU ist die Entsorgung bzw. das Recycling von Lithium-Ionen-Akkus durch die Richtlinien 2006/66/EG und 2000/53/EU schon seit längerem geregelt. Primär geht es in diesen älteren Dokumenten eher um Umweltschutz als um Wertstoffgewinnung. Da jedoch in Lithium-Ionen-Akkus wertvolle Rohstoffe (speziell Kobalt) enthalten sind und immer größere Mengen davon anfallen, werden vermehrt Anstrengungen zum Recycling unternommen. Der Wert einer Autobatterie wird auf 50 € je kWh geschätzt. Deshalb fördert die EU auch entsprechende Recyclingprojekte. [3.1.7.4]²

Durch zunehmendes Recycling der Lithium-Ionen-Akkus wird der Bedarf für neu abgebautes Lithium naturgemäß sinken. Dennoch kann Lithium nicht die Lösung aller Speicherprobleme sein. Insbesondere für Großspeicher zur Netzstabilisierung können Lithium-Ionen-Akkus nur punktuell eingesetzt werden. Dafür gibt es, wie schon erwähnt, schlichtweg nicht genügend Lithium. Langfristig werden andere Speichertechnologien benötigt, die sich bereits in Entwicklung befinden und, folgt man den Aussagen der beteiligten Wissenschaftler, mittelfristig marktreif sein könnten. Zur Fristverkürzung könnten der Forschung ein paar Finanzinfusionen, gespeist aus öffentlichen Mitteln helfen. Aber lasst uns erst mal den BER zu Ende bauen...

3.1.8 Kobalt

Kobalt ist sehr eng an Lithium gekoppelt. Ca. die Hälfte des im Wirtschaftskreislauf befindlichen Kobalts wird für die Batterieproduktion verwendet. Das Metall fällt als Nebenprodukt bei der Nickel- und Kupfergewinnung an. Zu ca. zwei Dritteln stammt es aus dem afrikanischen Kongo, wo allein der schweizerische Rohstoffhändler Glencore und seine Tochterfirmen 2017 für 40% der Weltjahresproduktion verantwortlich zeichneten. Die Bedingungen unter denen der Kobaltabbau dort erfolgt, müssen, nett ausgedrückt, als höchst problematisch bezeichnet werden, u.a. deshalb, weil viele sogenannte Selbstgräber die Kobalterze mit primitivsten Mitteln unter großen Gefahren für Leib und Leben aus der Erde kratzen.

Technologisch wird versucht, Kobalt in Batterien vermehrt durch weniger bedenkliche Metalle wie Nickel zu ersetzen. Dennoch wird Kobalt mittelfristig noch in großen Mengen für die Fertigung von Lithium-Ionen-Akkus benötigt.

3.1.9 Platin und verwandte Edelmetalle

Platin ist ein Edelmetall, das zusammen mit seinen Verwandten Ruthenium, Rhodium, Iridium, Palladium und Osmium, die gemeinhin als Platinmetalle bezeichnet werden, vorkommt. Es ist noch ca. 30 Mal seltener als Gold. Dennoch besetzen die Platinmetalle einige, auch für die Energiewirtschaft wichtige ökonomische Nischen. Es ist derzeit nicht absehbar, ob auf Wasserstoff basierende Brennstoffzellenantriebe tatsächlich flächendeckend eine Renaissance erleben werden. Ob sie kommt oder nicht, hängt u.a. vom Platin ab, wenn sie kommt, wird der Bedarf an Platinmetallen enorm ansteigen. [3.1.9.1]³

1 [3.1.7.3] https://www.deutschlandfunk.de/lithium-ionen-akkus-das-schwierige-recycling-von.676.de.html?dram:article_id=433028

2 [3.1.7.4] <https://www.springerprofessional.de/batterie/recycling/lithium-ionen-akkus--raus-aus-der-rohstofffalle/17201558>

3 [3.1.9.1] https://www.akademienunion.de/fileadmin/redaktion/user_upload/Publikationen/Stellungnahmen/Stellungnahme_ESYS_Rohstoffe_fuer_die_Energiewende.pdf

3.2 Die Technologien zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen in Deutschland

Im Jahr 2015 wurden in Deutschland mit erneuerbaren Energien 189 TWh Strom erzeugt. Dies war ein Anteil von 29,2% an der Bruttostromerzeugung. [3.2.1]⁴ 2018 erhöhte sich der Anteil auf 35,3% und lag, bei gegenüber 2015 kaum veränderter Gesamterzeugung, absolut gesehen bei 229 TWh. Mittlerweile (2019) liegen wir bei etwa 40%, was eher dem geringeren Energiebedarf der letzten beiden Jahre durch die fast ganzjährig erhöhten Temperaturen zuzuschreiben ist als Produktionssteigerungen durch die Erneuerbaren oder gar deren verstärktem Ausbau. Verbuchen wir das als Fortschritt, dürfen wir nicht vergessen, dass dieser längst nicht ausreicht, den ursprünglich für 2020 gesteckten [Zielen zur CO₂-Reduktion](#) näher zu kommen. Diese sind allerdings nur **ein** Aspekt.

Für eine tatsächlich nachhaltige Energieversorgung sind vielmehr die Erzeugung von ungefähr der fünf- bis sechsfachen Menge Strom aus Erneuerbaren notwendig. Gemäß unserer Schätzung aus 2.7 benötigen wir 2050 ca. [1.000 TWh](#) elektrische Energie. Welche Technologien der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen es gibt und welchen Beitrag sie leisten können, um dieses Ziel zu erreichen, wird in diesem Kapitel näher beleuchtet.

Unsere Betrachtung mündet in ein konkretes Modell, wie die Stromerzeugung in Deutschland mittel- und langfristig aussehen könnte.

⁴ https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/384/bilder/dateien/3_datentabelle-zur-abb_bruttostromerzeugung-et_2019-02-26.pdf

3.2.1 Wasserkraft

Die Nutzung der Wasserkraft hat eine sehr lange Tradition. Sie wurde schon in der Antike, z.B. als Antrieb für Mühlen und Schöpfwerke verwendet. Heute dient Wasserkraft in Deutschland fast ausschließlich zur Erzeugung elektrischen Stroms, weitestgehend in Laufwasserkraftwerken. In den gebirgsreicheren Regionen Europas erfolgt die Wasserkraftnutzung dagegen vornehmlich durch Speicherkraftwerke oder Pumpspeicherkraftwerke mit hunderten Metern Höhenunterschied zwischen Start und Ziel des fließenden Wassers. Voraussetzungen für eine effektive Nutzung der Wasserkraft sind zwei Faktoren:

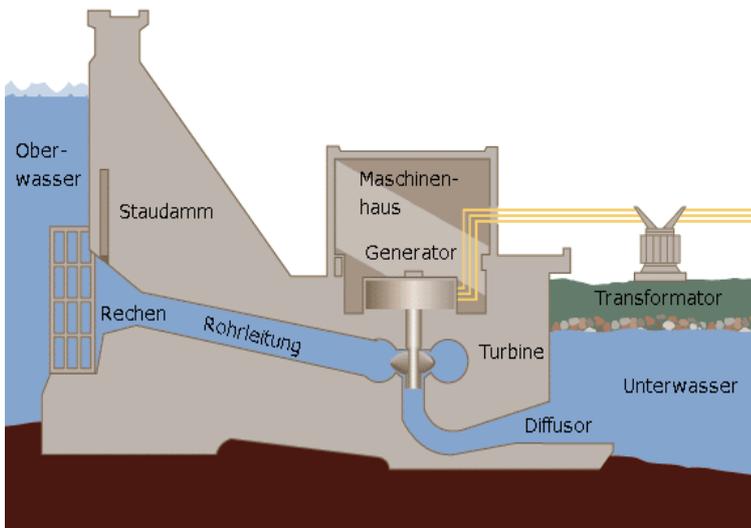


Abbildung 3.1: Schemazeichnung eines Laufwasserkraftwerkes; Quelle Wikipedia

Es muss (a) genügend fließendes Wasser zur Verfügung stehen, das (b) eine ausreichende Fallhöhe durchläuft. Das fließende Wasser treibt in seiner Abwärtsbewegung Turbinen an. Der Wirkungsgrad moderner Wasserkraftanlagen liegt bei über 90%.

Bei Laufwasserkraftwerken wird die kinetische Energie des fließenden Wassers direkt genutzt, ohne dass das Wasser auf einem räumlich gesehen höheren Niveau in gespeicherter Form vorliegen muss. Sie arbeiten kontinuierlich und der Wasserzulauf und die damit erzeugte Strommenge, schwanken in der Regel nur wenig. Sie sind deshalb typische Grundlastkraftwerke.

Außerdem sind alle Wasserkraftwerke schwarzstartfähig und haben deshalb bei einem Blackout eine enorme Bedeutung zum Wiederaufbau des Netzes.



Abbildung 3.2: Micro-Wasserkraftwerk mit 5 kW Nennleistung; Quelle Smart Hydro Power GmbH

Eine Sonderform der Laufwasserkraftwerke sind die sogenannten Mikro-Wasserkraftwerke. [3.2.1.1]¹ Hierbei handelt es sich um kleine Turbinen mit einer Leistung von 0,5 bis 5 kW, die vom strömenden Wasser angetrieben werden. Sie kommen aufgrund ihrer geringen Größe für den Einbau in kleinere Fließgewässer infrage. Interessante Einbauorte sind verlassene Wassermühlen. Die meist noch vorhandenen Mühlgräben eignen sich hervorragend zu diesem Zweck. Bedeutung haben solche Mikro-Wasserkraftwerke für die Inselversorgung von schwer erschließbaren Gebieten [3.2.1.2]². In der Gesamtbilanz der Energieerzeugung durch Wasserkraft spielen sie jedoch so gut wie keine Rolle. [3.2.1.3]³,

1 [3.2.1.1] <http://sisre.ch/2011/04/smart-hydro-power-mikro-wasserkraftwerk-3/>

2 [3.2.1.2] <http://www.energie-macht-schule.de/content/wasserkraft>

3 [3.2.1.3] https://www.bund-naturschutz.de/fileadmin/migrated/content_uploads/Wasserkraft_aus_oekologischer_Sicht.pdf

Speicherkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke sind Kraftwerke, die bei Bedarf elektrischen Strom erzeugen. Sie nutzen im Gegensatz zu Laufwasserkraftwerken gezielt die potenzielle Energie eines bezüglich seines natürlichen Abflusses höher gelegenen Stausees. Sie können bei Stromdefiziten sehr schnell große Mengen zusätzlichen Strom bereitstellen und tragen damit zur Netzstabilisierung bei.

Pumpspeicherkraftwerke zeichnen sich durch die Besonderheit aus, dass in Zeiten des Stromüberschusses Wasser von einem Unterbecken wieder in den höher gelegenen Speichersee gepumpt wird. Die damit gespeicherte potentielle Energie des Wassers kann bei Bedarf, sprich hoher Netzbelastung wieder in elektrische Energie zurückgewandelt werden. Aber auch der Vorgang des Pumpens von Wasser vom Unter- in das Oberbecken ist, so paradox es im ersten Moment klingen mag, ein Beitrag zur Netzstabilität, weil diese auch durch überschüssige elektrische Energie ins Wanken geraten kann.

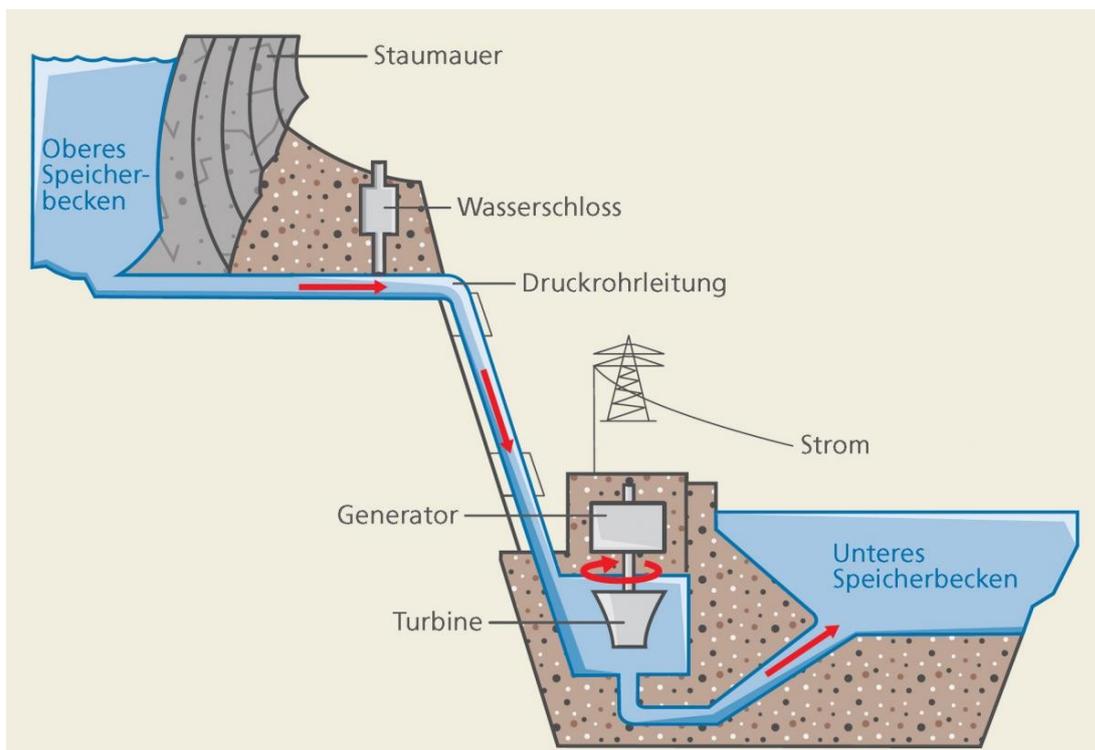


Abbildung 3.3: Funktionsprinzip eines Pumpspeicherkraftwerkes; Quelle <http://www.energie-macht-schule.de/content/pumpspeicherkraftwerk-0>

Die Energie des Wassers in Zahlen

Die von allen Wasserkraftwerken genutzte potentielle Energie E_{pot} des Wassers berechnet sich aus:

$$E_{pot} = m * g * h \quad , \text{ mit}$$

m – Masse des Wassers,
g – Erdbeschleunigung = 9,81 m/s²,
h – Fallhöhe des Wassers.

Werden bei einem Wasserkraftwerk also 100 Tonnen Wasser über einen Höhenunterschied von 10 Metern durch eine Turbine geleitet, erhalten wir:

$$E_{pot} = 100.000 \text{ kg} * 9,81 \frac{\text{m}}{\text{s}^2} * 10 \text{ m} = 9.810.000 \frac{\text{kg}}{\text{m}^2 * \text{s}^2}$$

$1 \frac{\text{kg}}{\text{m}^2 * \text{s}^2}$ entspricht einer Wattsekunde. 3.600.000 Ws ergeben demnach 1 kWh.

Daraus folgt: Aus hundert Tonnen Wasser, die zehn Meter tief fallen, lassen sich rein theoretisch 2,73 kWh Strom erzeugen. Praktisch erhalten wir nur 90% davon, wenn wir einen, für Wasserkraft realistischen Wirkungsgrad von 0,9 annehmen, also etwa 2,45 kWh.

Die Donau ist nach dem Rhein der wasserreichste Fluss in Deutschland. Pro Sekunde fließen durchschnittlich ca. 1.500 Tonnen Wasser stromabwärts. Die in den deutschen Donaukraftwerken genutzten Höhenunterschiede liegen bei zwischen 7 und 8 m. Nach obiger Rechnung kann ein solches Kraftwerk demnach zwischen 25 und 30 kWh Strom pro Sekunde produzieren.

Ökologische Betrachtung

Bei der ökologischen Betrachtung von Wasserkraftwerken sind vier Faktoren zu berücksichtigen:

1. Flächenverbrauch
2. Rohstoffverbrauch
3. Gesundheitliche Auswirkungen
4. Auswirkungen auf die Tier- und Pflanzenwelt

Flächenverbrauch

Die geomorphologischen Auswirkungen von Wasserkraftwerken sind naturgemäß relativ hoch. Ein allgemein gültiger Wert bezüglich der Relation Fläche/TWh kann wegen der von Fall zu Fall stark voneinander abweichenden natürlichen Rahmenbedingungen nicht angegeben werden. Der prinzipiell relativ hohe Flächenbedarf führt jedoch heute dazu, dass die Errichtung neuer Wasserkraftwerke aufgrund von Bürgerprotesten kaum noch durchsetzbar ist.

Rohstoffverbrauch

Für die Staumauern und teilweise auch für Dämme wird Beton verwendet. Dämme bestehen dagegen meistens aus Aufschüttmaterial z.B. Kies oder Erdreich. Daneben werden für Turbinen und Generatoren Stahl und Kupfer benötigt.

Gesundheitliche Auswirkungen

Es liegen keine Daten über direkte gesundheitliche Auswirkungen von Wasserkraftwerken auf den Menschen vor.

Auswirkungen auf die Tier- und Pflanzenwelt

Die Errichtung eines Wasserkraftwerkes stellt einen erheblichen Eingriff in die Natur dar. Dies betrifft sowohl Flora als auch Fauna. Abhängig vom jeweiligen Standort kann es durch den Bau eines Wasserkraftwerks sogar zur vollkommenen Umgestaltung eines Biotops kommen.

Eine besondere Gefährdung besteht bei Laufwasserkraftwerken für ziehende Fische. Dies betrifft ca. ein Drittel aller in Deutschland lebenden Arten. Mittels sogenannter Fischaufstiegs-hilfen versucht man, das Problem zu minimieren. Jedoch sind nicht alle Kraftwerke damit ausgestattet.

Zukünftige Nutzung der Wasserkraft

An den meisten Standorten in Deutschland, die über günstige natürliche Bedingungen für die Wasserkraftnutzung verfügen, sind bereits entsprechende Anlagen vorhanden.

In Deutschland waren 2015 ca. 7.000 Wasserkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von 5,6 GW in Betrieb. Sie erzeugten 19,3 TWh Strom. [3.2.1.4]¹ Daran hat sich bis 2018 kaum etwas geändert. In der Studie Potentialermittlung für den Ausbau der Wasserkraftnutzung in Deutschland aus dem Jahr 2010 wird ein Zubaupotential an bestehenden Standorten von 2,7 TWh geschätzt. Mittelgroße und kleine Gewässer bieten anhand dieser Studie eine technisch-ökonomisch-ökologisch sinnvolle Reserve von nur etwa 0,4 TWh [3.2.1.5]². Der Bundesverband Deutscher Wasserkraftwerke geht dagegen auf seiner Homepage aktuell davon aus, dass bis 2030 die Stromproduktion durch Wasserkraft auf 31 TWh gesteigert werden kann. [3.2.1.6]³ Je ein Drittel dieser vom Verband prognostizierten Produktionssteigerung von ca. 12 TWh gegenüber dem heutigen Wert entfällt dabei auf

- a) die Modernisierung aktiver Kraftwerke,
- b) die Reaktivierung stillgelegter Anlagen und
- c) Neubauten.

Ein Neubau größerer Anlagen mit den oben beschriebenen Auswirkungen für eine zusätzliche Strommenge von etwa 4 TWh ist unserer Meinung nach kritisch zu betrachten. Diese Strommenge würde nur ca. 0,3% der zukünftig erforderlichen Strommenge entsprechen und ist durch Photovoltaikanlagen umweltschonender zu produzieren. Es spricht allerdings nichts gegen den vermehrten dezentralen Einsatz von Mikrowasserkraftwerken. Auch deutsche Gewässer bieten hierfür noch genügend Potential, ohne dass dafür erhebliche Eingriffe in die Umwelt notwendig wären.

Die Reaktivierung stillgelegter, alter Wasserkraftwerke darf unserer Meinung nach nur dann in Betracht gezogen werden, wenn sie im Einzelfall ökologisch vertretbar ist. Bei konservativem Herangehen verbleibt demnach nur das Ausbaupotential durch Modernisierung von 4 TWh. Dies ist nur geringfügig mehr als die 3,1 TWh, die in o.g. Studie ermittelt wurden. Folglich kann man für die Zukunft von einer Stromerzeugung von etwa 22,1 bis 23,3 TWh durch Wasserkraftwerke ausgehen. Für unsere weiteren Betrachtungen verwenden wir den abgerundeten, niedrigeren Wert von 22 TWh.

Ein mögliches Konzept zur Nutzung stillgelegter Schachtanlagen ist deren Umbau zu Pumpspeicherkraftwerken. Da dieses Konzept jedoch technisch noch nicht ausgereift ist, verzichten wir auf dessen nähere Erörterung.

1 [3.2.1.4] https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/schlussbericht-potentialermittlung-wasserkraftnutzung.pdf;jsessionid=14B201A6E8EF3BD877DD39EA07364EDB?__blob=publicationFile&v=3

2 [3.2.1.5] <http://www.wasserkraft-deutschland.de/wasserkraft/potentiale.html>

3 [3.2.1.6] <http://www.wasserkraft-deutschland.de/wasserkraft/potentiale.html>

3.2.2 Strom aus Biomasse

Unter Biomasse versteht man feste, nachwachsende Brennstoffe. Der überwiegende Teil davon wird in Deutschland für reine Heizzwecke verwendet (siehe hierzu [3.5.3](#)).

Der Begriff feste Biomasse umfasst alle festen organischen Brennstoffe, die zur energetischen Nutzung (=Verbrennung) verwendbar sind. Man unterscheidet dabei zwischen halm- und holzgutartigen Festbrennstoffen. Diese werden entweder durch den gezielten Anbau von Energiepflanzen gewonnen oder sind Nebenprodukt anderer Prozesse. Zu den biogenen Festbrennstoffen zählen u.a. Recyclinghölzer, Resthölzer aus der Industrieproduktion sowie Hölzer, die bei der Landschaftspflege anfallen. Hinzu kommen Halmgüter aus landwirtschaftlicher Produktion. Energiepflanzen, die eigens für die Gewinnung biogener Festbrennstoffe Verwendung finden, sind Getreidepflanzen, die im Ganzen geerntet werden, mehrjährige Gräser sowie schnellwachsende Gehölze wie Weide und Pappel. Letztere werden in sogenannten Kurzumtriebsplantagen [3.2.2.1]¹ produziert und bereits nach zwei bis fünf Jahren geerntet.

Im Jahr 2012 waren in Deutschland 540 Biomasse-Heizkraftwerke mit einer installierten elektrischen Leistung von 1.560 MW und einer Stromerzeugung von 8,4 TWh in Betrieb. [3.2.2.2]² Im Jahr 2014 wurden bereits 12,0 TWh Strom durch Biomasseheizkraftwerke erzeugt. [3.2.2.3]³ Der prozentuale Zuwachs in diesen beiden Jahren war demnach relativ hoch, der Anteil an der Deckung des Gesamtbedarfs an elektrischer Energie blieb jedoch, auf das Jahr 2015 normiert, mit 2% gering.

Die meisten Biomasse-Heizkraftwerke sind als Kraftwärmekopplungsanlagen in Betrieb. Diese erreichen in der Regel einen Gesamtwirkungsgrad von 80%. Bezogen auf die Erzeugung elektrischer Energie liegt der Wirkungsgrad nur bei 30-35%.

Auch wenn Biomasse aus nachwachsenden Rohstoffen erzeugt wird, ist ihre CO₂ Bilanz nur bedingt klimaneutral. Bei Ernte, Transport und Verarbeitung entsteht zusätzliches CO₂. Ebenso muss man das bei der Produktion und Anwendung von Dünge- und Pflanzenschutzmitteln erzeugte CO₂ in der Gesamtbilanz berücksichtigen.

Umwelttechnisch problematisch sind Biomasse-Heizkraftwerke dann, wenn sie nicht nur unbehandelte Biomasse, sondern z.B. auch gebeiztes Holz oder Kunststoffabfälle verbrennen. Technisch gesehen handelt es sich dann um Müllverbrennungsanlagen, die exakt nach dem gleichen Prinzip arbeiten wie „saubere“ Biomasse-Heizkraftwerke, dabei aber über deutlich aufwändigere Filtersysteme verfügen. Müllverbrennungsanlagen unterliegen sehr strengen Umweltauflagen.

1 [3.2.2.1] <http://www.biodigital.de/feste-biomasse/>

2 [3.2.2.2] http://www.bmel.de/SharedDocs/Downloads/Landwirtschaft/Bioenergie-NachwachsendeRohstoffe/FNR-Basisdaten-Bioenergie-2013.pdf?__blob=publicationFile

3 [3.2.2.3] http://www.bmel.de/DE/Landwirtschaft/Nachwachsende-Rohstoffe/Bioenergie/_texte/Bioenergie.html

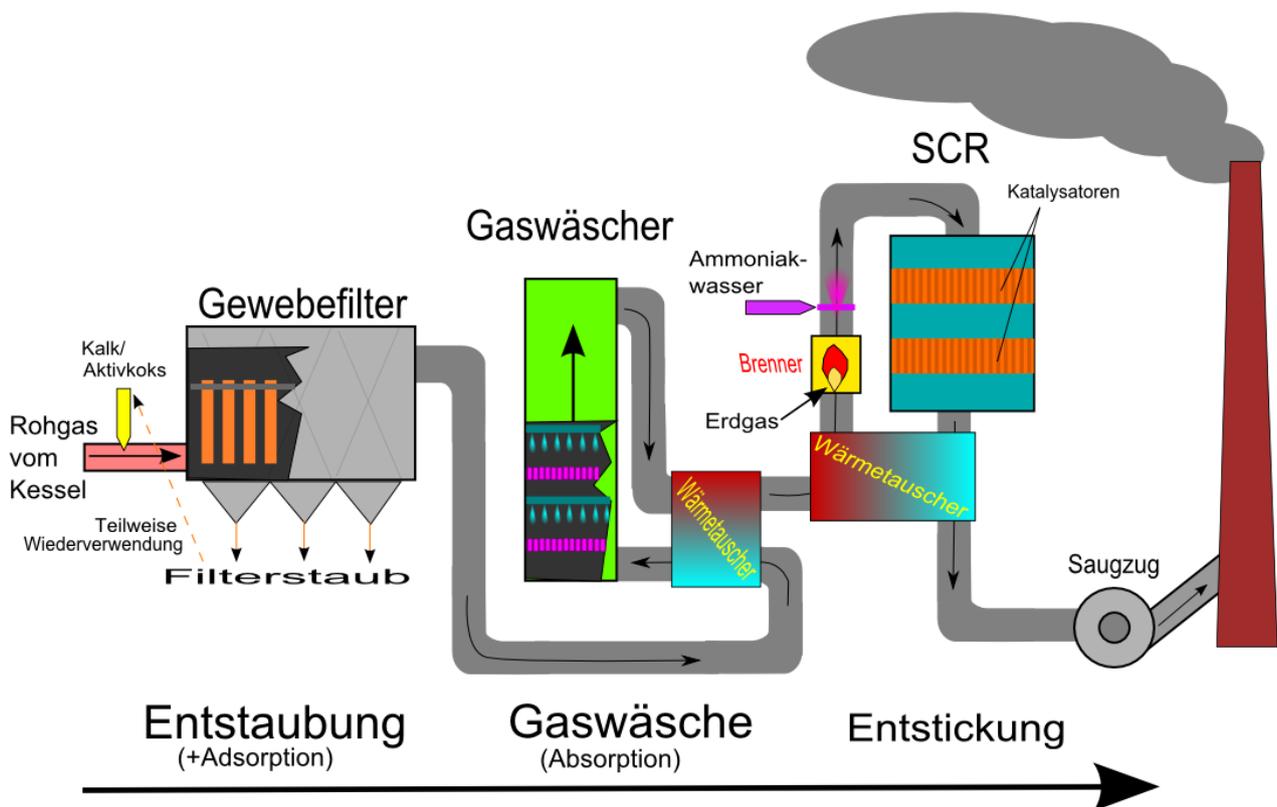


Abbildung 3.4: Müllverbrennungsanlage in prinzipieller Darstellung; Quelle Wikipedia

Ökologische Betrachtung

Bei der ökologischen Betrachtung der energetischen Verwertung fester Biomasse spielen folgende 5 Faktoren eine Rolle:

1. Flächenverbrauch
2. Rohstoffverbrauch
3. Recycling von alten Anlagen
4. Gesundheitliche Auswirkungen
5. Auswirkungen auf die Tier- und Pflanzenwelt

Flächenbedarf

Der Flächenbedarf für die Erzeugung elektrischer Energie aus fester Biomasse ist, gemessen am Ertrag, sehr hoch.

Rohstoffverbrauch

In der traditionellen Forstwirtschaft werden im Vergleich zur übrigen Landwirtschaft relativ wenig Düngemittel und Pflanzenschutzmitteln eingesetzt. Deshalb ist der Rohstoffverbrauch, gemessen an dem der Landwirtschaft zum Zwecke der Produktion von Nahrungsmitteln eher gering. Dies gilt jedoch nicht für Kurzumtriebsplantagen, die den Einsatz großer Mengen Düngemittel erfordern.

Für ökologisch am bedenklichsten halten wir den Anbau von Biomassepflanzen, insbesondere Getreide, das von vornherein für die energetische Verwertung vorgesehen ist. Für diesen Anbau konnten wir trotz intensiver Suche keine Grenzwerte für den Einsatz von Pflanzenschutzmitteln finden. Sollte es welche geben, liegen sie mit Sicherheit deutlich über denen, die

für die Nahrungsmittelproduktion gelten. Dies kann zu nachhaltigen Schädigungen der Umwelt führen und wirft überdies die Frage auf, wie sauber die „sauberen“ Biomassekraftwerke am Ende wirklich sind.

Recycling alter Anlagen

Die Anlagen bestehen aus einem Gebäude und den eigentlichen Kraftwerkseinrichtungen. Beim Abbruch des Gebäudes entsteht Bauschutt. Die einzelnen Fraktionen sind in der Abfallverzeichnis-Verordnung beschrieben und werden entweder recycelt oder in Deponien gelagert. Die Kraftwerksanlagen bestehen hauptsächlich aus Metallen. Diese werden in der Regel recycelt.

Gesundheitliche Auswirkungen

Es gibt bisher keine belastbaren Aussagen über direkte gesundheitliche Gefährdungen im Zusammenhang mit der Erzeugung von Strom aus fester Biomasse. Allerdings geht sie mit zusätzlichen Belastungen des Trinkwassers durch Nitratsalze infolge übermäßiger Düngung und Pestizide, wie sie aus der konventionellen, industriellen Landwirtschaft bekannt sind, einher. Außerdem ist bei der Verbrennung von Abfällen eine mögliche Schadstoffbelastung der Luft durch behandelte Materialien nicht auszuschließen.

Auswirkungen auf die Tier- und Pflanzenwelt

Bei der energetischen Nutzung fester Biomasse verbleiben im Gegensatz zur üblichen Holzwirtschaft keine Abfälle im Wald, da diese ebenfalls verbrannt werden können. Diese Stoffe fehlen im Biotop und beeinträchtigen damit die Biodiversität und die natürliche Regeneration des Waldbodens. Speziell gilt dies für Kurzumtriebsplantagen, in denen oft auch standortfremde Arten gepflanzt werden.

Zukünftige Weiterentwicklung Nutzung fester Biomasse

Die Stromerzeugung aus Biomasse-Heizkraftwerken erfolgt heute in der Regel im Dauerbetrieb. Eine Nutzung zur Bereitstellung von Regelenergie wäre allerdings möglich und im Gesamtkonzept der Erneuerbaren sinnvoller. Dazu müssten jedoch die gesetzlichen Grundlagen für das Erbringen von Systemdienstleistungen geändert werden, um diskontinuierlichen Betrieb in Lastsituationen für die Betreiber rentabler zu gestalten.

Einem Ausbau der Erzeugungskapazitäten in größerem Umfang sind von vornherein Grenzen gesetzt, weil die genutzten Brennstoffe nur relativ langsam nachwachsen. Unabhängig davon plädieren wir dafür, den Anbau der sogenannten Energiepflanzen wegen der negativen Auswirkungen auf Natur und Umwelt mittelfristig zu reduzieren und langfristig zu stoppen. Die dabei frei werdenden Flächen könnten für eine nachhaltige Nutzung an die ökologische Landwirtschaft zurückgegeben werden. Anstelle der Energiepflanzen bietet sich die verstärkte Nutzung landwirtschaftlicher Nebenprodukte wie z.B. Stroh zur Energiegewinnung an.

Für die thermische Verwertung von Abfallstoffen wären noch strengere Umweltauflagen wünschenswert.

Diesen beiden Forderungen folgend, ergibt sich eine deutliche Reduktion der Stromerzeugung aus fester Biomasse. Wir gehen in unseren Berechnungen von einer Absenkung auf 2 TWh aus.

Da der Gesamtanteil fester Biomasse an der Stromerzeugung mit 0,15% sehr gering ist, könnte diese Verminderung leicht durch andere erneuerbare Energien ersetzt werden.

3.2.3 Strom aus Biogas

Biogas entsteht durch den mikrobiellen Abbau organischer Stoffe. Neben organischen Abfallstoffen wie Klärschlamm, Bioabfall, Gülle, Mist und Pflanzenresten kommen auch bei der Biogasproduktion bestimmte Energiepflanzen – in Deutschland ist es hauptsächlich Mais – zum Einsatz. Diese werden speziell für die Erzeugung von Biogas angebaut und stehen damit in direkter Konkurrenz zur Produktion von Nahrungsmitteln.

Im Jahr 2013 wurden rund 0,9 Millionen Hektar und damit ca. ein Drittel der Maisanbaufläche für die Biogasproduktion verbraucht [3.2.3.1]¹. Die Anbaufläche und auch der Anteil des Mais für Biogas ist seither relativ konstant geblieben, während sich die Anzahl der Anlagen zur Verstromung von Biogas von 7.720 (2013) auf über 9.000 (2018) erhöhte. Entsprechend stiegen die installierte Gesamtleistung in diesen fünf Jahren von 3.550 MW auf über 4.800 MW und der erzielte Stromertrag von 27 TWh auf 29,5 TWh. [3.2.3.2]² Letztere Zahl des Bundesumweltamtes ist insofern mit der aus 2013 nicht ganz vergleichbar, weil neben diesen 29,5 TWh noch 6,2 TWh aus biogenem Abfall zur Debatte stehen, die nicht eindeutig zuzuordnen sind.

Biogas spielt mit über 5% an der Gesamtstromerzeugung eine recht bedeutsame Rolle im Konzert der Erneuerbaren.

Technik der Biogaserzeugung

Biogas besteht hauptsächlich aus Methan und CO₂. Der Methangehalt und der Ertrag je Tonne Frischmasse sind abhängig vom verwendeten Ausgangsmaterial. Mais liefert den höchsten Methanertrag pro Hektar. Das aus diesem Getreide gewonnene Biogas weist überdies einen sehr hohen Methangehalt zwischen 50-75% auf.

Da die Reinigung von Biogas technisch sehr aufwändig ist, wird es in der Regel direkt verwertet und nicht in das bestehende Erdgasnetz eingespeist.

Auch wenn Biogas aus nachwachsenden Rohstoffen erzeugt wird, ist seine CO₂ Bilanz nur auf den ersten Blick klimaneutral. Es gelten die gleichen Aussagen, die schon zur Verstromung fester Biomasse im vorhergehenden Kapitel getroffen wurden. Darüber hinaus besteht das spezifische Problem, dass bei der Biogasproduktion Methan entweichen kann. Dies ist insofern bedenklich, weil dem Methan eine im Vergleich zum CO₂ 25 Mal höhere Klimaschädlichkeit anhaftet.

Insgesamt ergibt sich nur eine geringfügig bessere CO₂ Bilanz für die Stromproduktion durch Biogas im Vergleich zu Erdgas. Bei Erdgas wurden vom Umweltbundesamt [3.2.3.3; S. 17, Abbildung 11]³ 446 g CO₂-Äquivalent pro kWh errechnet, bei Biogas mit 423 g pro kWh fast genauso viel. Demzufolge kann die Verwendung von Biogas nicht als so klimaneutral angesehen werden, wie sie gerne von deren Befürwortern dargestellt wird.

1 [3.2.3.1] <https://web.archive.org/web/20141214165348/http://media.repro-mayr.de/44/623744.pdf>

2 [3.2.3.2] <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#strom>

3 [3.2.3.3] https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/hintergrundpapier_stromsparen_web.pdf

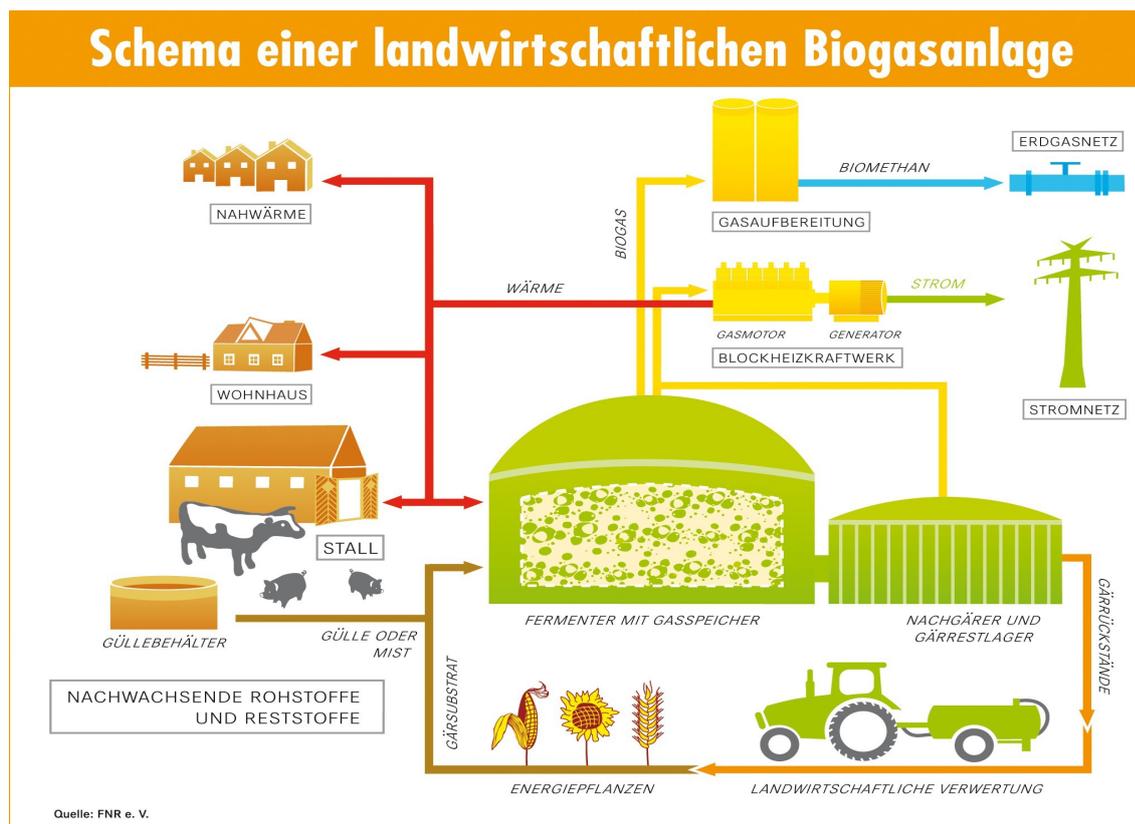


Abbildung 3.5: Schema einer landwirtschaftlichen Biogasanlage
Quelle FNR e.V. (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe)

Die Stromerzeugung durch Biogasanlagen erfolgt heute in der Regel im Dauerbetrieb. Biogasanlagen sind grundlastfähig, wären aber nützlicher, würden sie vornehmlich Regelenergie bereitstellen. Letztendlich gelten die gleichen Aussagen, die wir schon für die Anlagen zur energetischen Verwertung fester Biomasse getroffen haben.

Bei einer dezentralen Struktur der Energieversorgung können Biogasanlagen ebenso wie Biomassekraftwerke innerhalb einer lokalen Stromzelle (s. Kapitel 4) ein stabilisierendes Element sein. Sie sind in der Lage, sowohl Grundlast- als auch Regelenergie innerhalb dieser Stromzelle zu liefern.

In der Gesamtbewertung der Stromerzeugung aus Biogas kommt man zu keinem eindeutigen Ergebnis. Einerseits ist die energetische Verwertung organischer Abfällen positiv zu beurteilen, andererseits liefert der Anbau von Energiemais und anderen sogenannten Energiepflanzen einen ernst zu nehmenden negativen Beitrag, die Rückbesinnung auf eine stärker auf Ökologie und Erhalt der Artenvielfalt ausgerichtete Landwirtschaft zu hintertreiben.

Ökologische Betrachtung

Folgende 5 Faktoren müssen betrachtet werden.

1. Flächenverbrauch
2. Rohstoffverbrauch
3. Recycling von alten Anlagen
4. Gesundheitliche Auswirkungen
5. Auswirkungen auf die Tier- und Pflanzenwelt

Flächenverbrauch

Der Flächenbedarf für die Erzeugung elektrischer Energie aus Biogas ist sehr hoch. Im Jahr 2013 wurden 1,268 Mio. Hektar Anbaufläche in der Bundesrepublik Deutschland für die Produktion von Rohstoffen zur Biogasgewinnung genutzt. [3.4.3.4]¹ Dies entspricht rund 10% der Ackerfläche in Deutschland. Wir rechnen diese Zahl mal in Quadratkilometer um, damit sie bei der Betrachtung der Photovoltaik griffiger zum Vergleich heran gezogen werden kann: 1,268 Mio. Hektar = 12.680 km².

Mit der Nutzung dieser riesigen Fläche ergibt sich eine signifikante Konkurrenz zur Produktion von Pflanzen für die Nahrungsmittelproduktion. Es müssen deshalb u.a. vermehrt Futtermittel für die Fleischproduktion importiert werden, da die Flächen für eine heimische Versorgung der Nutztiere nicht mehr zur Verfügung stehen. [3.4.3.5]². Unter welchen Bedingungen die diese Futtermittel in den Herkunftsländern z.T. erzeugt werden, ist ein trauriges Kapitel, das wir hier aber nicht näher vertiefen wollen.

Rohstoffverbrauch

Neben den Flächen erfordert die Produktion von Energiepflanzen große Mengen Dünge- und Pflanzenschutzmitteln. Für deren Herstellung wiederum benötigt man die äquivalenten Mengen Phosphat und Erdöl sowie weitere Rohstoffe.

Recycling alter Anlagen

Für das Recycling von alten Anlagen existieren etablierte Verfahren. Es gelten hierzu die bereits für feste Biomasse getroffenen Aussagen.

Gesundheitliche Auswirkungen

Es gibt bisher keine belastbaren Aussagen über direkte gesundheitliche Schäden. Indirekt besteht jedoch eine Gesundheitsgefährdung durch die Erhöhung der Nitrat- bzw. Pestizidbelastung des Trinkwassers. Dies ist jedoch kein spezifisches Problem der Biomasseproduktion, sondern ein allgemeines der heutigen konventionellen Landwirtschaft.

Auswirkungen auf die Tier- und Pflanzenwelt

Der vermehrte Einsatz von Dünge- und Pflanzenschutzmitteln schädigt Flora und Fauna. Des Weiteren führt der großflächige Anbau von Maismonokulturen zur starken Beeinträchtigung der Biodiversität. [3.2.3.6]³

Zukünftige Weiterentwicklung der Stromerzeugung aus Biogas

Mit der EEG Novelle 2016 wurde eine Limitierung des Zubaus festgeschrieben [3.4.3.7]⁴. Der Zubau soll nicht mehr als 150 Megawatt installierter Leistung pro Jahr betragen.

Da die Erzeugung von Biogas ein relativ träger mikrobakterieller Prozess ist, gibt es nur eingeschränkt Möglichkeiten, den gewünschten Ertrag den tatsächlichen Erfordernissen anzupassen. Einmal gestartet wird so lange Gas erzeugt bis die beteiligten Bakterien keine Nahrung mehr finden, d.h. die Umwandlung des verwendeten Ausgangsmaterials vollständig abgeschlossen ist. Man kann die Gaserzeugung nicht ohne schädliche Nebenwirkungen unterbrechen.

Die positive Nachricht, die sich daraus ergibt: Mit Biogas erzeugter Strom ist prinzipiell grundlastfähig. Die negative: Für die Bereitstellung von Regelenergie sind Biogasanlagen aufgrund der recht gemächlichen biologischen Umsetzung der Ausgangsmaterialien dagegen nur bedingt und bei sehr sorgfältiger Planung geeignet.

1 [3.2.3.4] <http://www.statistischesbundesamt.de/>

2 [3.2.3.5] https://www.bund-naturschutz.de/fileadmin/_migrated/content_uploads/Biomassenutzung_Positionspapier_Biogas.pdf

3 [3.2.3.6] <http://www.bund-naturschutz.de/>

4 [3.2.3.7] http://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/

Die durchschnittliche Leistung von Biogasanlagen liegt weit unter einem Megawatt. Insofern eignen sie sich besonders gut zur Integration in lokale Versorgungskonzepte. Sie bilden u.a. das Rückgrat der meisten der inzwischen über 80 energieautarken Gemeinden Deutschlands. [3.2.3.8]¹ Wenn lokal erzeugtes Gas vorwiegend zur lokalen Stromerzeugung oder zum Heizen genutzt wird, können Biogasanlagen einen sehr effizienten Beitrag zur Entlastung und damit Stabilisierung unserer Stromnetze liefern.

Diskontinuierlicher Betrieb

Aber sind das wirklich alle Möglichkeiten, die uns die Biogas-Technologie bietet? Jede Anlage für sich gesehen ist zwar relativ klein, in der Summe sind aber die o.g. knapp 5 GW Erzeugerleistung kein Pappenstiel. Biogasanlagen könnten also, vernünftig gemanagt, sehr wohl eine sehr viel intelligentere Rolle im Gesamtkonzept unserer Energiewirtschaft spielen.

Der elektrische Teil einer solchen Anlage, sprich der Generator, ist nicht so träge wie der biologische Prozess. Das Zwischenprodukt Biogas muss nicht zwingend, wie derzeit an der Tagesordnung, kontinuierlich verbrannt werden, sondern kann in bestimmtem Maße lokal zwischengespeichert und bei Bedarf abgerufen werden. Die alternative Einspeisung von Überschüssen in das nationale Gasnetz und deren Abruf in Mangelsituationen ist dagegen aufgrund der notwendigen, mit hohem Aufwand verbundenen Reinigungsverfahren derzeit wenig wirtschaftlich. Nur wenige Biogasanlagen besitzen überhaupt einen Anschluss an das öffentliche Gasnetz.

Biogasanlagen sollten trotz dieses (vielleicht in Zukunft behebbaren) Nachteils eigentlich vornehmlich dann und nur dann Strom erzeugen, wenn die per se diskontinuierlich arbeitenden Erneuerbaren Sonne und Wind nicht genügend liefern können. Auf diese Weise ließen sich der Materialeinsatz, sprich die negativen Auswirkungen des derzeit übertriebenen Anbaus von Energiepflanzen deutlich vermindern. Hierzu wäre jedoch eine radikale Änderung der politischen Rahmenbedingungen und damit der Vergütungsstruktur notwendig. Auch für die Betreiber von Biogasanlagen zählt am Ende in erster Linie das wirtschaftliche Ergebnis.

An der Strombörse ist es seit langem üblich, Regelenergie sehr viel teurer als Grundlastenergie zu handeln. Warum sollte dies auf der Ebene der Erzeuger, die sich erneuerbarer Quellen bedienen, dann nicht möglich sein? Außerdem erinnern wir an dieser Stelle nochmals daran, dass dreckige Braunkohlekraftwerke an der Sicherheitsreserve der BNetzA teilhaben können, sprich auch für Zeiten mit Null Stromoutput Geld erhalten, Biogas- und Biomassekraftwerke jedoch nicht. Politik und Verwaltung sind aufgerufen, intelligente Lösungen für die Biogasbranche zu entwickeln, die deren vorhandene Ressourcen ökologischer zur Geltung bringt.

Weniger ist mehr

Unter der Maßgabe der Verfolgung o.g. ökologischer Ziele, befürworten wir eine deutliche Reduktion der Stromerzeugung aus Biogas. Diese Verringerung sollte vor allem über die Ablösung des heute vorwiegend kontinuierlichen Betriebs der Anlagen zu einem stärkeren Einsatz ihrer Kapazitäten zur Bereitstellung von Regelenergie erfolgen. Uns ist bewusst, dass es diesen Übergang nicht zum Nulltarif gibt. Neben der politischen Einsicht, nicht nur für gelieferten Strom, sondern auch für Bereitschaftsdienste zu zahlen, bedürfen Biogasanlagen darüber hinaus technischer Umrüstungen. U.a. werden größere Pufferspeicher für Gas benötigt.

Wir gehen in unseren weiteren Berechnungen von 6 TWh Strom aus, die in den nächsten Jahren sinnvollerweise über Biogas erzeugt werden sollten. Damit verringert sich dessen Anteil an der Stromerzeugung deutlich. Die Bedeutung der Biogas-Sparte im Gesamtkonzept der Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen könnte hingegen sogar zunehmen.

1 [3.2.3.8] <https://blog.allplan.com/de/autarke-doerfer>

3.2.4 Strom aus flüssiger Biomasse

Strom kann aus flüssiger Biomasse gewonnen werden, indem man Pflanzenöle wie Rapsöl, Sojaöl oder Palmöl in BHKW verbrennt. Im Vergleich zur festen und gasförmigen Biomasse ist dieser Nutzungspfad zur Stromerzeugung jedoch weniger bedeutend. Die aus flüssiger Biomasse erzeugte Strommenge lag im Jahr 2015 nur bei ca. 0,39 TWh. [3.2.4.1]¹

Flüssige Biokraftstoffe anstelle des auf Erdölbasis hergestellten Benzins und Diesels haben dagegen eine ernsthafte und dabei sehr fragwürdige Bedeutung erlangt. Das Biosiegel dieser Kraftstoffe wird aktuell durch den vermehrten Einsatz (vermeintlich) billigeren Palmöls statt des einheimischen Rapsöls geradezu pervertiert. [3.2.4.2]² Während Wissenschaftler zu Recht eine schnelle Aufforstungskampagne zur Abmilderung des Anstieges des CO₂-Gehaltes der Atmosphäre fordern, scheint die Abholzung der indonesischen Regenwälder zum Zwecke der Palmölgewinnung eine nur untergeordnete Rolle zu spielen. Es ist nur ein geringer Trost, dass der Kahlschlag seit dem Rekordjahr 2016 nunmehr etwas langsamer vonstatten geht, was aber eben immer noch heißt, dass die Waldfläche insgesamt abnimmt, nur nicht mehr in dem rasanten Tempo. [3.2.4.3]³

Biokraftstoffe

Die Nutzung sog. Biokraftstoffe ist durch EU-Richtlinien (Richtlinie 2009/28/EG (Erneuerbare-Energien-Richtlinie) [3.2.4.4]⁴) und den darauf basierenden Gesetzen und Verordnungen in Deutschland (Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung-Biokraft-NachV [3.2.4.5]⁵ und Gesetz zur Änderung der Förderung von Biokraftstoffen [3.2.4.6]⁶) geregelt.

Die EU-Richtlinie setzt für das Jahr 2020 für jedes Mitgliedsland einen Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch fest. Für den Verkehrssektor wird eine einheitliche Quote von 10% erneuerbare Energien gefordert.

Die deutschen Gesetze und Verordnungen setzen die EU-Richtlinie in deutsches Recht um.

Im Jahr 2014 wurden 31% der Rohstoffe für Biokraftstoffe in Deutschland produziert. 44% stammen aus dem EU-Ausland und der Rest aus anderen Regionen der Welt. [3.2.4.7]⁷

Für die Erzeugung der Biokraftstoffe wurden die folgenden Rohstoffe eingesetzt:

Ausgangsmaterial	Jahr 2014 [TJ]
Raps	52.496
Abfall/Reststoff	21.698
Palmöl	17.922
Mais	9.610
Weizen	9.012
Zuckerrüben	6.987
Roggen	3.231
Triticale (Kreuzung Weizen/Roggen)	1.094
Gerste	1.082
Soja	824
Zuckerrohr	627
Gesamt	124.582

Man sieht also der Spruch „Kein Essen in den Tank!“ hat seine Berechtigung, da rund 80% der Rohstoffe für Biokraftstoffe Nahrungsmittel sind.

1 [3.2.4.1] <https://www.bioenergie.de/themen/strom>

2 [3.2.4.2] <http://zeropalmoel.de/content/kosten-von-palm%C3%B6l>

3 [3.2.4.3] <https://edison.handelsblatt.com/erklaren/waldverlust-in-indonesien-geht-um-60-prozent-zurueck/22915002.html>

4 [3.2.4.4] <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0016:0062:DE:PDF>

5 [3.2.4.5] <http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/biokraft-nachv/gesamt.pdf>

6 [3.2.4.6] [http://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBl&jumpTo=bgbl109s1804.pdf#_bgbl_%2F%2F*\[%40attr_id%3D%27bgbl109s1804.pdf%27\]_1473279848359](http://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBl&jumpTo=bgbl109s1804.pdf#_bgbl_%2F%2F*[%40attr_id%3D%27bgbl109s1804.pdf%27]_1473279848359)

7 [3.2.4.7] <https://www.regenwald.org/themen/biosprit>

Den wahren Preis für das billige Palmöl zahlen die indonesischen Bauern sofort und wir alle irgendwann in Form der Auswirkungen irreversibler Umweltschäden.

Die ökologischen Auswirkungen der Produktion von flüssiger Biomasse entsprechen denen von Biogas. Da flüssige Biomasse nur einen marginalen Anteil an der Stromerzeugung hat, sollte sie sinnvollerweise anderen Anwendungen zugeführt werden.

3.2.5 Stromerzeugung mit Windkraftanlagen

Die Kraft des Windes wird seit langer Zeit auf dem Meer zum Antrieb von Schiffen genutzt. Windkraftanlagen an Land gibt es seit ungefähr 4.000 Jahren. Ursprünglich dienten sie als Getreidemühlen und Wasserpumpen. Später wurden sie auch als Kraftmaschinen für Gewerbebetriebe eingesetzt. Diese Nutzung ging jedoch mit der industriellen Revolution stark zurück. Die Mehrzahl der Windmühlen verschwand nach der Erfindung der Dampfmaschine.

Windkraft in Zahlen

Wenn man heute von Windkraft spricht, meint man damit vornehmlich Anlagen zur Erzeugung elektrischer Energie. 1991 begann mit dem Stromeinspeisungsgesetz der Aufstieg der Windenergienutzung in Deutschland. Mit dem seit dem Jahr 2000 gültigen EEG erfuhr sie einen deutlichen Aufschwung.

Neben der Anzahl der Anlagen stieg die durchschnittliche Leistung einer einzelnen Anlage. Während Windkraftanlagen anfangs mehr oder weniger Einzelanfertigungen waren, werden sie seit einigen Jahren industriell in Serie gebaut. Aufgrund ihres Anteils von 18,7% (2018) [3.2.5.1]¹ an der gesamten deutschen Bruttostromerzeugung ist die Windkraft für die Energiewende unverzichtbar. Darüber hinaus erfüllt sie, obgleich selbst zu den Energierzeugungsanlagen mit fluktuierender Leistung gehörend, die wichtige Aufgabe, die bei der Photovoltaik naturgemäß gegebenen Erzeugungsschwankungen im Tages- und Jahreszyklus teilweise auszugleichen. Eine Energiewende ohne Windkraft kann also nicht funktionieren.

1 [3.2.5.1] <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#statusquo>

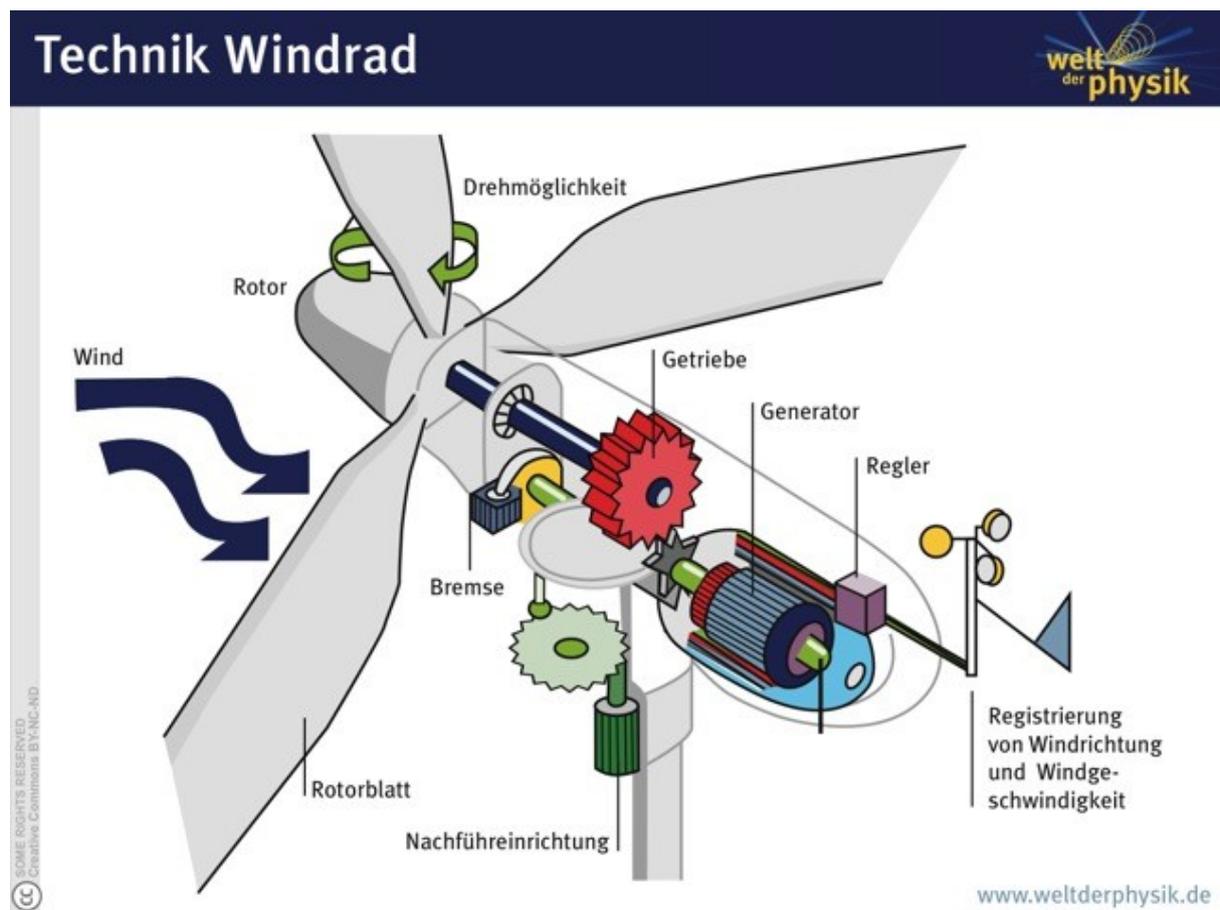


Abbildung 3.6: Prinzipieller Aufbau einer modernen Windkraftanlage;
Quelle www.weltdersphysik.de

Ende 2018 gab es in Deutschland an Land (Onshore) 29.213 Anlagen mit einer Nennleistung von 52.931 MW; offshore lieferten 1.305 Anlagen eine Nennleistung von 6.382 MW [3.2.5.2]¹.

Summa summarum speisten alle Windkraftanlagen Deutschlands 2018 ca. 113,3 TWh Strom ins deutsche Festnetz ein. Gegenüber 2015 bedeutet das einen merklichen Zuwachs von über 20%.

Die Windkraftanlagen sind nicht gleichmäßig auf Deutschland verteilt. Die Mehrzahl der Anlagen steht in den nördlichen, windreicheren Bundesländern. Die Hersteller bieten jedoch verstärkt spezielle Anlagen für geringere Windgeschwindigkeiten an. Damit wird auch in den südlichen, windärmeren Regionen der Betrieb von Windkraftanlagen rentabel.

¹ [3.2.5.2] https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/06-zahlen-und-fakten/Factsheet_Status_Windenergieausbau_an_Land_1_Halbjahr_2018_20180731.pdf

Die Energie des Windes in einfachen Formeln – Leistung einer Windkraftanlage

Im Physikunterricht haben wir irgendwann einmal gelernt, dass sich die Bewegungsenergie folgendermaßen berechnen lässt:

$$E_{kin} = \frac{m}{2} * v^2$$

Auch für Wind gilt diese Formel, weil Wind nichts weiter als bewegte Luft ist. Deren Masse lässt sich aus Dichte ρ und Volumen V herleiten:

$$m = \rho * V$$

Das Volumen V_s , das pro Zeiteinheit durch das Windrad strömt (die physikalisch korrekte Bezeichnung für V_s wäre tatsächlich Volumenstrom), ergibt sich rein anschaulich aus der Rotorfläche A multipliziert mit der Windgeschwindigkeit, wobei sich die Rotorfläche wiederum über die Kreisflächenformel aus dem Radius des Rotors r ergibt:

$$V_s = A * v = r^2 * \pi * v$$

Das Volumen selbst wäre Fläche A mal Weg s , den ein „Luftmolekül“ zurückgelegt hat:

$$V = A * v = r^2 * \pi * s$$

Leistung ist, auch das wissen wir noch von unserem Physiklehrer, Energie pro Zeiteinheit.

$$P = \frac{E_{kin}}{t}$$

Ersetzen wir rückwärts alle Größen durch ihre speziellen Formeln, erhalten für die Leistung des Windes:

$$P = \frac{m}{2t} * v^2 = \frac{\rho * V}{2t} * v^2 = \frac{\rho * r^2 * \pi * s}{2t} * v^2$$

Wenn wir uns abschließend noch darauf besinnen, dass die Geschwindigkeit v gleich Weg s pro Zeit t ist, können wir die Formel etwas vereinfachen:

$$P = \frac{\rho * r^2 * \pi * s}{2t} * v^2 = \frac{\rho * r^2 * \pi}{2} * v^3$$

Dies führt uns am Ende zu der entscheidenden Erkenntnis: Die Windgeschwindigkeit geht bei der Leistungsberechnung in **3. Potenz ein**. Das heißt: Verdopplung der Windgeschwindigkeit → 8-fache Leistung, Verdreifachung → 27-fache Leistung. Insofern kommt der richtigen Standortwahl für eine Windkraftanlage die entscheidende Bedeutung zu. Wenn wir die o.g. Formel anwenden, ergeben sich sehr interessante Ergebnisse. Zunächst muss man davon ausgehen, dass nicht die gesamte Windenergie in Drehbewegung für den Rotor umgewandelt werden kann. Das würde schließlich bedeuten, dass die Luft hinter dem Rotor auf $v=0$ abgebremst wird, was physikalisch unmöglich ist. Der aerodynamische Wirkungsgrad c_{pR} einer modernen Windkraftanlage liegt aber bei günstigen Bedingungen immerhin nahe 0,5.

$$c_{pR} = \frac{P_{Nutz}}{P_{Wind}} \quad \text{bzw.} \quad P_{Nutz} = c_{pR} * P_{Wind}$$

P_{Nutz} ist noch immer nicht die Leistung, die tatsächlich die elektrische Energie liefert, die in das Netz eingespeist werden kann. Hinter dem Rotor kommen noch Getriebe und Generator mit eigenen Wirkungsgraden. Als Richtwert moderner Anlagen gilt:

$$P_{el} \approx 40 \% * P_{Wind}$$

Das sieht auf den ersten Blick etwas enttäuschend aus, ist aber in der Praxis weniger von Bedeutung. Bei Windstille verbrauchen Windkraftanlagen sogar Energie (das steigert erst einmal die Enttäuschung...), weil der Rotor in Bewegung gehalten werden muss, um die Lager zu schonen. Schwachwind bis ca. 3 m/s erledigt diesen Job kostenlos, reicht aber nicht, um den Generator in Betrieb zu nehmen. Erst jenseits dieser **Anlaufgeschwindigkeit** beginnt die Anlage Strom zu produzieren. Volllastbetrieb erreicht sie, wenn der Wind stark genug ist, um die Generatorleistung komplett auszureizen. Man spricht hierbei von der **Nenngeschwindigkeit** (ca. 12 m/s) der Windkraftanlage. Bläst der Wind zu stark schalten Windräder den Generator ab und gehen in den Segelbetrieb. Anderenfalls würde der Generator überlastet oder die Anlage könnte sogar umstürzen. **Abschaltgeschwindigkeiten** liegen im Bereich von 25 bis 30 m/s.

Ganz wichtig: **Zwischen** Nenngeschwindigkeit und Abschaltgeschwindigkeit produziert die Anlage immer die gleiche Energiemenge pro Zeiteinheit. Das muss so sein, weil der Generator in diesem Modus das limitierende Element ist. Überschüssige Windenergie bleibt durch Anpassung der Flügelstellung schlicht ungenutzt, d.h. man verschlechtert den Wirkungsgrad der Anlage künstlich, um den Generator nicht zu überlasten.

Die drei genannten Geschwindigkeiten variieren von Anlage zu Anlage. Näheres hierzu finden Sie auf der sehr informativen Website www.windenergie-im-binnenland.de [3.2.5.3]¹

Passend dazu die technischen Daten und Leistungskennlinien einer Starkwindanlage Enercon E-126 mit 7,5 MW Nennleistung [3.2.5.4]² und einer Schwachwindanlage Enercon E-141 EP4 mit 4,2 MW Nennleistung [3.2.5.5]³.

Wenn wir die 4,2 MW der kleineren Anlage einmal in einen griffigen Vergleich packen, erhalten wir in etwa die Leistung von 14 großen LKWs a 400 PS. Das ist schwer vorstellbar, führt man sich die recht gemächlich drehenden Rotoren vor Augen führt, aber dennoch wahr.

Ökonomische Betrachtungen

Da Windkraftanlagen vom Wind abhängig sind, können sie nicht kontinuierlich Strom produzieren. Die etwa 60 GW Nennleistung (2018) sind also mitnichten 60 GW ständig anliegende Erzeugerleistung. Wie hoch die Ausbeute tatsächlich ist, verraten uns Statistiken, die zudem von Jahr zu Jahr deutlich voneinander abweichen. Dividiert man die von einer Windkraftanlage in einem Jahr erzeugte Energiemenge durch ihre Nennleistung, erhält man als wichtigen, stark standortabhängigen Kennwert die Anzahl der Volllaststunden dieser Anlage. Der Mittelwert Volllaststunden über alle Onshore Installationen Deutschlands im Zeitraum von 2012 bis 2017 liegt bei ca. 1.650 Stunden. Zu den Offshore Volllaststunden gibt es nur grobe Abschätzungen. Prinzipiell dürften diese Windräder aber mindestens das Doppelte der Volllaststunden ihrer Kollegen an Land erreichen. [3.2.5.6]⁴ Da das Jahr bekanntlich 8.760 Stunden hat, sind die 60 GW Nennleistung effektiv nur 14 GW wert. Die Windkraftleistung schwankt um diesen Durchschnitt.

Dass die Bundesnetzagentur den Windkraftanlagen eine gesicherte Leistung von nur 0,5% bezogen auf ihre Nennleistung zubilligt (das wären dann 2018 300 MW deutschlandweit), halten wir dennoch für sehr weit hergeholt. Ob es jemals eine solche flächendeckende Flaute in

1 [3.2.5.3] <http://www.windenergie-im-binnenland.de/powercurve-info.php#parentHorizontalTab6>

2 [3.2.5.4] <http://www.enercon.de/produkte/ep-8/e-126/>

3 [3.2.5.5] http://www.enercon.de/fileadmin/Redakteur/Medien-Portal/broschueren/pdf/ENERCON_E-141_EP4.pdf

4 [3.2.5.6] http://windmonitor.iee.fraunhofer.de/windmonitor_de/3_Onshore/5_betriebsergebnisse/1_volllaststunden/

Deutschland gegeben hat, ließe sich nur mit der Langzeitauswertung von Wetterdaten überprüfen. Wir behaupten mal aus dem Bauch heraus, dass die BNetzA diese Zahl ganz bewusst so pessimistisch ansetzt, um ihre Politik zu rechtfertigen.

P_{el} (Schätzwerte) P_{Wind} [MW]		Rotorradius [m]				
		0,5	5	18	70	96
		Camping-ausstattung	gewerbliche Kleinanlage	mittlere Anlage	Onshore Großanlage	Offshore Großanlage
Windgeschwindigkeit [m/s]	2 (leiser Zug)	0 0,000004	0 0,0004	0 0,0053	0 0,08	0 0,150
	4 (leichte Brise)	0,00001 0,000033	0,001 0,0033	0,014 0,042	0,21 0,64	0,4 1,20
	8 (schwache Brise)	0,0001 0,000261	0,01 0,0261	0,14 0,339	2,0 5,12	3,9 9,63
	15 (starker Wind)	0,0003 0,00172	0,01 0,172	0,5 2,23	4,5 33,8	7,0 63,5
	30 (orkanartiger Sturm)	0 0,0138	0 1,38	0 17,8	0 270	0 508

Tabelle 3.2: Die effektive Leistung von Windkraftanlagen bei verschiedenen Windstärken

Weht der Wind sehr kräftig, kommen wir häufig in eine ganz andere Situation, die wir unter 1.8.6 ([Residuallast](#)) schon näher beschrieben haben.

Windkraftanlagen werden zuerst abgeschaltet, wenn eine Überlastung der Netze droht, weil es schlicht am bequemsten ist. Man stellt die Flügel auf Segelstellung – fertig. Sie haben sich bestimmt manchmal gewundert, dass längs der Autobahn jede Menge Rotoren einfach still stehen, obwohl ein frischer Wind weht. Würde man überschüssige Winderzeugerleistung nicht abschalten, käme es in der Tat zu Situationen, die die Netzstabilität gefährden. Zu unterscheiden ist dabei zwischen grundsätzlicher Strom-Überproduktion und lokaler Überbeanspruchung von Leitungen, die nach dem [\(n-1\)-Prinzip](#) vermieden werden müssen. Fossile Kraftwerke lassen sich nicht schnell genug und vor allem nicht auf Null drosseln. Ein kurzfristiges Überangebot von Wind- und Sonnenenergie lässt sich also auf diesem Weg nicht komplett ausgleichen. Dem Brachliegen wertvoller erneuerbarer Erzeuger könnte nur durch Speicherung der Überschüsse entgegen gewirkt werden. Dazu braucht man nicht unbedingt große und entsprechend teure Lithium-Ionen-Akkus. Es gibt andere, preiswertere, technisch ausgefeilte Möglichkeiten, die viel besser dafür geeignet wären. „Wären“, weil die Wirtschaft aufgrund der aktuell gesetzten politischen Rahmenbedingungen kein monetäres Interesse daran hat, selbst die Windmüller nicht. Wenn deren Anlagen überschussbedingt stillstehen, bekommen sie für die Ausfallenergie (wird wirklich so bezeichnet!) eine Entschädigung. Im windreichen Jahr 2017 sind laut Fraunhofer Institut 5.518 GWh (Tendenz immer noch steigend) „ausgefallen“. [3.2.5.7]¹

1 [3.2.5.7] http://windmonitor.iese.fraunhofer.de/windmonitor_de/2_Netzintegration/2_netzbetrieb/2_Einspeisemanagement/

Auswirkungen von Windkraftanlagen auf das Wetter bzw. Klima

Die natürliche Rauheit der Oberfläche, Wald, Hügel, Berge an Land, Seegang und Dünung auf den Meeren, beeinflussen den Strömungsverlauf des Windes. Das gilt natürlich auch für Gebäude, egal ob Einfamilienhaus, Kirchturm, Strommasten oder eben Windkraftanlagen. Die Entnahme von Bewegungsenergie durch deren Rotoren aus der bewegten Luft ist eine ganz spezielle Komponente, die sich auf den natürlichen Wind auswirkt. Immer öfter hört man das Argument, dass dadurch das Wetter bzw. Klima beeinflusst wird. Was ist an dieser Legende dran?

Betrachten wir hierzu die von Windkraftanlagen entnommene Energie in Relation zur gesamten Bewegungsenergie des Windes in Deutschland. Die Formel für die Bewegungsenergie haben wir schon weiter oben zitiert.

$$E_{kin} = \frac{m}{2} * v^2$$

Die Masse eines Kubikmeters Luft ist abhängig von Temperatur und Luftdruck. Der Einfachheit rechnen wir mit einer durchschnittlichen Masse von 1,25 kg je Kubikmeter. Bei der Windgeschwindigkeit nehmen einen Durchschnitt von 5 m/sec an.

Das Wettergeschehen spielt sich überwiegend in der Troposphäre ab. Diese reicht zwischen 8 und 15 Kilometer über Grund; fernab aller Propeller. Dennoch beeinflussen Windenergieanlagen den Wind mit ihrem Rotor (bei Schwachwindanlagen mit Durchmessern bis zu 170 m) direkt. Die verursachten Strömungsänderungen in 100 bis 200 m Höhe können durch Verwirbelung Auswirkungen auf höhere Luftschichten haben. In unserer Abschätzung berücksichtigen wir der Einfachheit halber die Pehosphäre, also den Bereich bis 2 km über Grund. Bei einer Fläche Deutschland von 357.578 km² bedeutet dies ein zu berücksichtigendes Volumen von 715.156 km³. Dies wiederum ergibt eine Gesamtmasse (bewegter) Luft von 893.945 Mio Tonnen. Die darin enthaltene Energie bei 5 m/sec beträgt dann nach der obigen Formel unvorstellbare 3.104 PWh.

Nach dem Betz'schen Gesetz können unter optimalen Bedingungen maximal 60% der Windenergie durch einen Rotor entnommen werden.

Moderne Windkraftanlagen erreichen zwischen 67% bis 84% dieses theoretischen Maximums, das heißt, dass nur zwischen 40% bis 50% der kinetischen Windenergie an der Rotorwelle ankommen. Deshalb gibt es hinter Windkraftanlagen immer noch Wind.

Jedoch kann die dem Wind teilweise entnommene Energie nicht zu 100% in elektrische Energie umgewandelt werden, weil auch die mechanischen und elektrischen Anlagen einer Windkraftanlage Verluste verursachen. Wir gehen von einem Gesamtwirkungsgrad der Anlage von 90% aus.

2018 wurden 111,6 TWh Strom durch Windkraftanlagen produziert. Bei dem angenommenen Wirkungsgrad von 90% wurden dem deutschen Wind folglich 124 TWh kinetische Energie entzogen. Damit bewegt sich die dem Wind entnommene Energie im Promillebereich seines Gesamtenergiegehalts von 3.104 PWh. Dadurch können sich zwar geringfügige lokale Wetteränderungen ergeben. Eine weiträumige Beeinflussung des Wetters sowie des Klimas ist jedoch nicht möglich.

Das sind gut 5% des insgesamt über die Quelle Wind in diesem Jahr erzeugten Stroms. Wenn wir die Grafik in der Quelle richtig deuten, wurden dafür 870 Millionen Euro gezahlt, die wir selbstredend auf unserer Stromrechnung wiederfinden. Vielleicht wäre es langsam an der Zeit, für Teile dieses Betrags den einen oder anderen Speicher zu fördern, um diesen sehr fragwürdigen Kostenfaktor im Idealfall am Ende auf Null abschmelzen zu können? Statt dessen denken die Übertragungsnetzbetreiber laut über dumped Energy nach. [3.2.5.8]¹.

Jede Kilowattstunde, die wir trotz gegebener Möglichkeiten mit den vorhandenen Windkraftanlagen **nicht** erzeugen, kommt der Vernichtung elektrischer Energie gleich. Es werden weitere Windräder in Gebieten geplant und errichtet, obwohl wir die dort bereits installierte Leistung nicht komplett ausschöpfen können. Der wichtigste Eingangsparameter für diese frag-

1 [3.2.5.8] https://www.bdew.de/media/documents/Awh_20190326_Bericht-Redispatch_Maerz-2019.pdf

würdigen Aktivitäten ist einzig und allein der laut Windatlas potentiell zu erzielende Energieertrag. Dieser wird gemäß aktueller Gesetzeslage vergütet – ganz unabhängig davon, wie viel Strom tatsächlich nutzbringend eingespeist werden kann und wie viel Ausfallenergie anfällt. Für die sehr naheliegende Idee, neue Industrieanlagen mit hohem Stromverbrauch vorwiegend in den Norden zu verlagern oder mehr Windräder verbrauchsnahe, wenn auch weniger erzeugungseffizient im Süden zu platzieren, fühlt sich die Bundesnetzagentur nicht zuständig. Das wurde uns auf einer BNetzA-Veranstaltung in Leipzig im Jahre 2016 unverblümt mitgeteilt. Die Struktur-, sprich Förderpolitik des Wirtschaftsministeriums (gegenüber der BNetzA weisungsbefugt) gibt derzeit nur wenig Anlass zur Hoffnung, die Verantwortlichen würden diese einfachen Überlegungen in ihren Planungen berücksichtigen. Dies ist insofern unverständlich, weil auch konventionelle Kraftwerke früher dort gebaut wurden, wo der Strombedarf besonders hoch war. Windparks auf hoher See und Trassenbau sind angesagt – basta. Mit rein physikalischen Fakten lässt sich diese Herangehensweise nicht nachvollziehen. Zu den wahren Motivationen kommen wir noch.

Es gibt zum Glück einige, nicht ganz so traditionell wie RWE oder Eon aufgestellte Unternehmen der Energiebranche, die das Heft der Erneuerung, abseits politischer Zwänge nunmehr selbst in die Hand nehmen. Von N-ERGIE Nürnberg, einem in Bayern regional aktiven Versorgungsunternehmen, wurde eine Studie [3.2.5.9]¹ in Auftrag gegeben, die u.a. von Wissenschaftlern der Universität Erlangen durchgeführt wurde. Darin wird u.a. die Verteilung erneuerbarer Erzeuger und damit von Windkraftanlagen innerhalb Deutschlands untersucht. Das Fazit dieser Studie aus dem Jahr 2016 liefert wissenschaftlich fundiert die gleichen Erkenntnisse, zu denen man selbst bei laienhafter, nur mittelmäßig tiefgründiger Auseinandersetzung mit dem Thema kommt (was die Studie im Übrigen nicht abwerten soll): Es besteht ein grundsätzlicher und dringender Bedarf für Standortoptimierungen, um das bestehende Nord-Süd-Gefälle hinsichtlich des erneuerbar erzeugten Stroms makroökonomisch sinnvoll abzumildern. Die konsequente Umsetzung dieser Studie würde u.a. das Aus einiger der derzeit geplanten HGÜ-Trassen bedeuten; und das bereits ohne Berücksichtigung der für elektrischen Strom immensen Exportüberschüsse Deutschlands.

Die Studie spielt in den Planspielen der politisch Verantwortlichen keine Rolle. Vielmehr werden auf mitunter abenteuerliche Weise technisch nicht begründbare Vorgaben in den Raum gestellt. Die Landesregierung Thüringen ist z.B. der Meinung, 1% der Landesfläche für Windenergie bereitzustellen, wäre angemessen. [3.2.5.10]² Angemessen wofür? Um sich gegenüber anderen Bundesländern als besonders grün zu präsentieren? Die Definition der thüringischen Windvorranggebiete bzw. der harten und weichen Tabuzonen für Windkraft klingt in dem Dokument durchaus plausibel. Mit der Umsetzung des Textes, der u.a. den Schutz des „Waldes mit hervorgehobenen Waldfunktionen“ beschreibt (S. 14), tun sich die Verantwortlichen jedoch reichlich schwer. Man muss hierzu nur einen Blick auf das Luftbild für den in der Umgebung von St. Gangloff geplanten Windpark werfen. [3.2.5.11]³ In dem magentafarben umrahmten Bereich sollen 12 Windräder gebaut werden. Mitten hinein in den Wald. In **richtigen** Wald wohl gemerkt, der vorwiegend aus Laubbäumen besteht und ökologisch vollkommen intakt ist. Diese Pläne führten in den Jahren 2018 und 2019 zu massiven Bürgerprotesten und konterkarieren den prinzipiell richtigen Ansatz, mehr Windkraft bereit zu stellen. Als Eingangsparameter derartiger Pläne dienen nicht nur in Thüringen vornehmlich die Interessen der Windenergiebranche und politisches Wunsdenken, das sich fokussiert aus ebendiesen Interessen ableitet. Volkswirtschaftliche Sinnhaftigkeit gilt als zweitrangig, ökologische Betrachtungen oder die Sorgen und Einwände der unmittelbar betroffenen Anwohner spielen in der Praxis oft genug gar keine Rolle. Als Ergebnis ernten wir unnötige und z.T. sogar nachhaltige Natur- und Landschaftszerstörung.

1 [3.2.5.9] https://www.n-ergie.de/n-ergie/unternehmen/publikationen/dezentralitaet/!ut/p/z1/nZFNC4JAEIZ_jVdn8qutm4qJhViBaHsJDVsFdUUt_35GlwRZo7nN8LzvfAGFGGidPAuW9AWvk3LML9S4-p6NKytAP0BXQXO9OxHdlYpj6xCJAJfoQH_R4yRMtM6KpSK6gfKP_tvpN70AoGL7CKiohbYxxIB70BaAYMnhfeSZMadXXNpjD5SVPP283KxTITCgbXbP2qyVH-1Yzvu-6bYSSjgMg8w4Z2Um33gl4Zwk510P8ZSEpgrDMMbCK45VRDrzBchri40!/dz/d5/L2dBISEvZ0FBIS9nQSEh/

2 [3.2.5.10] https://www.thueringen.de/mam/th9/tmb/v/landesentwicklung/windenergie/windenergieerlass_vom_21.6.2016_1_.pdf

3 [3.2.5.11] <https://www.abo-wind.com/de/leistungen/windkraft/ausgewaehlte-projekte/windpark-sankt-gangloff/index.php>

Laut o.g. Studie von N-Ergie benötigt Thüringen, zumindest im Moment keine weiteren Windenergieanlagen. Demgegenüber wäre massiver Ausbau in Bayern dringend anzuraten, weil gerade dort mehr Windkraft sehr nützlich für den Abbau bestehender Erzeugungsdefizite wäre. Aber gerade dieses Bundesland tut sich damit extrem schwer; vor allem wegen des de facto Baustopps infolge der 2014er 10H Regelung.

Ökologische Betrachtung

Bei der ökologischen Betrachtung von Windkraftanlagen sind fünf Faktoren zu berücksichtigen:

1. Flächenverbrauch,
2. Rohstoffverbrauch, energetische Amortisation
3. Recycling von alten Anlagen,
4. Gesundheitliche Auswirkungen,
5. Auswirkungen auf die Tier- und Pflanzenwelt.

Flächenverbrauch

Der Flächenbedarf für die Erzeugung elektrischer Energie durch Windkraftanlagen wird oft als zu hoch für die Bundesrepublik Deutschland dargestellt.

Eine Windkraftanlage der 3 MW- bzw. der moderneren 5 MW- Klasse benötigt eine Fundamentfläche von 300 m². Für Wartungsarbeiten bedarf es einer frei zugänglichen Fläche von ca. 50*50 Metern. Diese Fläche ist fast uneingeschränkt landwirtschaftlich nutzbar.

Legt man den Flächenbedarf eines Windparks zugrunde, kommt man freilich auf ganz andere Ergebnisse, weil Windkraftanlagen nicht zu dicht aneinander gebaut werden können. Anderenfalls würden sich die durch eine einzelne Anlage erzeugten Turbulenzen sowie die gut 50% Energieentnahme hinter ihrem Propeller negativ auf den Wirkungsgrad ihrer Nachbarn auswirken. Je höher die Leistung, sprich der Rotordurchmesser ist, desto größer müssen die Abstände zwischen den einzelnen Windrädern bemessen sein. Die gesamte Fläche, die ein Windpark benötigt als „der Natur entnommen“ zu deklarieren, wie es eingefleischte Windkraftgegner gerne tun, zeugt von wenig seriösem Herangehen. Zwischen den Anlagen gibt es noch jede Menge Natur, wenn es auch falsch wäre, sie unberührt zu nennen. Insbesondere wird die Landwirtschaft durch Windkraftanlagen nur geringfügig behindert.

Rohstoffverbrauch, energetische Amortisation

Das Fundament einer Windkraftanlage besteht aus Stahlbeton.

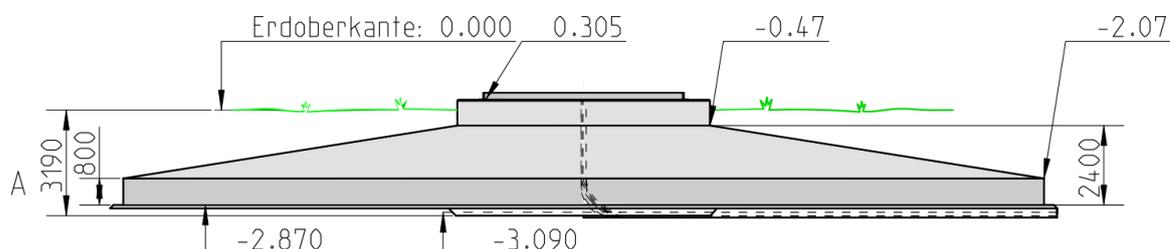


Abbildung 3.7: Fundament einer Windkraftanlage

Das im Bild gezeigte Fundament ist das Standardfundament für Anlagen mit einer Nabenhöhe bis 140 m. Es hat einen Durchmesser von 28 m. Für ein solches Fundament werden ca. 1600 t Fundamentbeton und 83 t Stahl verbaut. Die Rückbaukosten für solche Fundamente betragen, nach heutigen Berechnungen bis zu 200.000 €.

Die Nabhöhe aktueller Anlagen liegt mittlerweile über 140 m und die Fundamente für die größeren Anlagen sind entsprechend noch großvolumiger und materialintensiver. [3.2.5.12]¹

Der Turm selbst ist entweder komplett aus Stahl gefertigt oder, bei sogenannten Hybridtürmen, im unteren Teil aus Beton und im oberen Teil aus Stahlsegmenten. Diese Hybridtürme sind bei größeren Windkraftanlagen inzwischen Standard.

Beton und Stahl sind somit die Hauptrohstoffe für den Bau von Windkraftanlagen. Engpässe hinsichtlich dieser Rohstoffe gibt es nicht und sind auch für die Zukunft nicht zu erwarten.

Die Rotorblätter moderner Windkraftanlagen bestehen aus glas- oder kohlefaserverstärktem Kunststoff. Somit können auch die Bestandteile der Rotorblätter zu den in großen Mengen verfügbaren Rohstoffen gerechnet werden.

Wesentlicher Bestandteil einer Windkraftanlage ist das Maschinenhaus bzw. die Gondel. In ihm sind der Generator, die Windnachführung, Steuerungselektronik und eventuell ein Getriebe untergebracht. Auch diese Komponenten bestehen vornehmlich aus Stahl. Darüber hinaus wird für die Generatoren Kupfer benötigt. Bei einigen Generatortypen (permanenterrregte Synchron-Generatoren) kommen darüber hinaus [Seltene Erden](#) zum Einsatz.

Daher sollten langfristig die permanenterrregten Synchron-Generatoren durch fremderregte Synchron- bzw. Asynchron-Generatoren ersetzt werden.

Asynchron- vs. Synchrongeneratoren

Bei den Generatoren unterscheidet man zwischen Asynchron- und Synchrongeneratoren. Heute kommen hauptsächlich Asynchrongeneratoren zum Einsatz. Nähere Informationen zu dieser Technik findet man bei Wikipedia. [3.2.5.13]²

Bei den Synchrongeneratoren wird zwischen fremd- und permanenterrregten unterschieden. In den permanenterrregten Synchrongeneratoren werden im Stator (dem feststehenden Teil des Generators) Neodym- Bor-Mischungen verwendet. S. hierzu u.a. den entsprechenden Wikipedia-Artikel [3.2.5.14]³

Die Studie „Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050“ des Umweltbundesamtes (2014), zeigt ab Seite 56 den Rohstoffverbrauch für Offshore-Windenergieanlagen pro GW Leistung [3.2.5.15, S. 56]⁴.

Material	Benötigte Menge in Tonnen
Beton	101.000
Eisen und Stahl	144.000
Kunststoff für Rotoren	11.000
Kupfer	3.000
Seltene Erden	bis zu 200

Tabelle 3.3: Rohstoffbedarf für 1 GW Offshore-Windkraft

Die Studie "Ökobilanzen für Onshore-Windenergieanlagen im Blick" [3.2.5.16]⁵ enthält entsprechende Zahlenwerte des Rohstoffverbrauchs am Beispiel einer 2,3 MW Onshore-Windenergieanlage des Typs Enercon E82-E2.

1 [3.2.5.12] <http://www.windenergie-im-binnenland.de/foundations.php>

2 [3.2.5.13] <https://de.wikipedia.org/wiki/Asynchrongenerator>

3 [3.2.5.14] <https://de.wikipedia.org/wiki/Drehstrom-Synchronmaschine>

4 [3.2.5.15] https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/07_2014_climate_change_dt.pdf

5 [3.2.5.16] https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/07_2014_climate_change_dt.pdf

Material	Benötigte Menge in Tonnen
Beton	1.743,83
Stahl	237,48
Guss	73,175
Kunststoff für Rotoren	28,94
Kupfer	11,68
Aluminium	1,295

Tabelle 3.4: Rohstoffbedarf einer 2,3 MW Onshore-Windkraftanlage

Setzt man die Zahlen aus den Tabellen 3.3 und 3.4 zueinander ins Verhältnis, stellt man fest, dass Onshore-Anlagen viel mehr Beton im Vergleich zu den Anlagen auf See benötigen. Das liegt vor allem am Fundament dieser Anlagen – s. Abbildung 3.7. Außerdem besteht der Turm zum Großteil aus Beton. Offshore-Anlagen werden dagegen durch sehr aufwendige Bohrungen im Meeresboden gegründet. Für diese Gründungen benötigt man zwar weniger Beton, dafür aber deutlich mehr Stahl. Um den dabei betriebenen Aufwand an Material und Energie richtig einzuschätzen, muss man sich vor Augen halten, dass die Offshore-Gründungstechnologie prinzipiell auch an Land eingesetzt werden könnte. In der Praxis sind jedoch die an Land verwendeten Betonfundamente wirtschaftlicher. Ob in jedem Fall Fundamenttypen verwendet werden, die die Ökologie stärker berücksichtigen, ist eine ganz andere und dabei nicht unwichtige Frage.

Ein direkter Vergleich der Zahlen der beiden Tabellen verbietet sich darüber hinaus deshalb, weil die durchschnittliche Anlagengröße von Offshore-Windrädern deutlich über der landbetriebener liegt. Je größer die Anlage, desto geringer der Materialverbrauch je MW. Das Verhältnis von On- und Offshore-Anlagen hinsichtlich ihrer durchschnittlichen Leistung wird sich jedoch mittelfristig angleichen. Es gibt auch an Land schon vereinzelt Anlagen mit über 7 MW Leistung. [3.2.5.17]¹

Der Materialverbrauch unter Einbeziehung der Leitungswege darf beim Vergleich onshore vs. offshore nicht unterschlagen werden. Diese sind zu den Windparks auf dem Meer deutlich länger und somit ist auch der Materialbedarf bei Offshore-Anlagen prinzipbedingt höher.

Die Energierücklaufzeit, also die Zeit, in der die für die Herstellung einer Anlage verbrauchte Energie wiedergewonnen werden kann, beträgt ca. 5-7 Monate. [3.2.5.18]² für Onshore-Anlagen. Bei Offshore-Anlagen liegt sie naturgemäß (schon die Montage dieser Anlagen auf dem Meer ist durch das Bohren der Gründungen energieintensiver) mit 7-9 Monaten höher. [3.2.5.19]³

1 [3.2.5.17] <http://www.ingenieur.de/Fachbereiche/Windenergie/Oekobilanzen-fuer-Onshore-Windenergieanlagen-im-Blick>

2 [3.2.5.18] <http://www.vdi-nachrichten.com/artikel/Mehr-Windkraft-an-Land-rueckt-Oekologie-ins-Blickfeld/54733/1>

3 [3.2.5.19] https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/07_2014_climate_change_dt.pdf

Recycling von alten Anlagen

Mit Ausnahme der Rotorblätter sind alle Bestandteile einer Windkraftanlage stofflich wiederverwertbar.

Bei den Rotorblättern erfolgt derzeit eine thermische Verwertung, die nicht ganz unproblematisch ist. Es gibt jedoch verschiedene Projekte zur stofflichen Verwertung der Propeller [3.2.5.20]¹ [3.2.5.21]² und erste Firmen, die sie kommerziell erfolgreich durchführen. [3.2.5.22]³

Gesundheitliche Auswirkungen

Von Windkraftgegnern wird immer wieder auf die Gefahren des Infraschalls, der durch Windkraftanlagen erzeugt wird, verwiesen. Infraschall ist Schall unter der Hörschwelle von 20 Hertz. Er kann sowohl natürlich entstehen (z.B. durch Wind, Meeresrauschen) als auch künstliche Ursachen (z.B. Autoverkehr, Kühlschrankschrankkompressor) haben.

Die Theorie von gesundheitlichen Schäden durch Infraschall (Windturbinensyndrom) basieren auf einer Arbeit von Nina Pierpont. [3.2.5.23]⁴ Obwohl diese Arbeit von der Wissenschaft als methodisch fehlerhaft und nicht aussagekräftig angesehen wird, gilt sie quasi als Standardlektüre der Windkraftgegner. Auch [3.2.5.24]⁵ beschäftigt sich mit dem Windturbinensyndrom und führt dieses auf den sogenannten Nocebo-Effekt zurück. Der Nocebo-Effekt ist das Gegenstück zum Placebo-Effekt. Bei letzterem wirken Medikamente ohne Inhaltsstoffe bekanntermaßen allein durch den Glauben an deren Wirkung. Infolge des Nocebo-Effekt fühlt man sich dagegen aufgrund einer eingebildeten Ursache tatsächlich krank, obwohl diese Ursache wissenschaftlich nicht belegbar ist. Bemerkenswert ist in diesem Zusammenhang u.a., dass es keine Veröffentlichungen über schädliche Auswirkungen von Infraschall durch Meeresrauschen, rauschende Wälder oder normalen Wind gibt. Das ist nicht weiter verwunderlich, weil solcher Infraschall zu unserer natürlichen Umwelt gehört, an die wir uns seit Urzeiten angepasst haben. Getakteten Infraschall hingegen, d.h. den Infraschall-Impuls, wie er z.B. regelmäßig durch das Vorbeistreichen der Rotorblätter am Mast einer Windkraftanlage entsteht, gibt es in der Natur nicht. Veröffentlichungen, die dieses Phänomen näher untersuchen, konnten wir bisher nicht finden.

Daher wird das Windturbinensyndrom nicht als medizinisches Krankheitsbild anerkannt. Auch der oft angeführte Code IDC-10-GM T75.2 beschreibt nicht Erkrankungen durch Windkraftanlagen, sondern das sogenannte Pressluftammersyndrom [3.2.5.25]⁶, das aber nicht mit Infraschall in Zusammenhang gebracht werden kann.

Das Bundesumweltamt hat in seiner „Machbarkeitsstudie zu Wirkungen von Infraschall“ [3.2.5.26]⁷ festgestellt, dass kein einheitliches Bild zur Ermittlung und Beurteilung von tiefrequenten Schallen abgeleitet werden kann.

In Deutschland werden die Grenzwerte einer Belastung durch Schall in der Technischen Anleitung Lärm (TA Lärm) geregelt. [3.2.5.27]⁸ Die darin festgelegten Grenzwerte müssen auch von Windkraftanlagen eingehalten werden.

1 [3.2.5.20] http://www.ressource-deutschland.de/fileadmin/user_upload/downloads/kurzanalysen/2014-Kurzanalyse-VDI-ZRE-09-Ressourceneffizienz-Windenergieanlagen.pdf

2 [3.2.5.21] <http://windenergie.ressource-deutschland.de/recycling/hochwertiges-recycling-von-rotorblaettern/>

3 [3.2.5.22] <https://www.roth-international.de/recycling/windkraftanlagen-recycling/>

4 [3.2.5.23] <http://www4.lubw.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/229961>

5 [3.2.5.24] <http://www.heise.de/tp/artikel/39/39027/1.html>

6 [3.2.5.25] <http://www4.lubw.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/250786/>

7 [3.2.5.26] https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/texte_40_2014_machbarkeitsstudie_zu_wirkungen_von_infraschall.pdf

8 [3.2.5.27] http://www.verwaltungsvorschriften-im-internet.de/bsvwvbund_26081998_IG19980826.htm

Auswirkungen auf die Tierwelt

Bei den negativen Auswirkungen der Windkraft auf die Tierwelt stehen Vögel und Fledermäuse im Vordergrund. Manche Leute bezeichnen Windkraftanlagen ziemlich martialisch als Vogelschredder. Ob sich die Tierliebe der Windkraftgegner auf die tatsächlich für diesen Zweck konstruierten Geräte zur Vernichtung unnützer männlicher Küken erstreckt, sei dahingestellt.

Auch wenn bei der staatlichen Vogelschutzbehörde Brandenburg versucht wird, die durch Windkraftanlagen getöteten Vögel zu erfassen, gibt es keine verlässlichen Zahlen. [3.2.5.28]¹ Die Ursache dafür ist, dass keine systematische Erfassung stattfindet. Schätzungen besagen, dass jährlich zwischen 10.000 und 100.000 Vögel in Deutschland ihr Leben an Windkraftanlagen lassen. Es existiert lediglich eine aufschlussreiche Studie des Michael-Otto-Instituts über Windkraft und Greifvögel. [3.2.5.29]² Diese geht u.a. auf die Möglichkeiten der Vergrämung dieser Tiere in der Nähe von Windrädern ein.

Verlässlich, weil statistisch belegt sind folgende Aussagen:

Im Straßenverkehr und an Hochspannungsmasten verenden in Deutschland jährlich jeweils fünf bis zehn Millionen Vögel. Nicht mitgerechnet sind die Verluste durch Vogelschlag an Glas. Hier reden wir von 18 Millionen Tieren pro Jahr, die durch Kollisionen mit diesem für sie so heimtückischen, weil unsichtbaren Medium sterben. [3.2.5.30]³ Des Weiteren ignoriert man gern die Verluste durch andere Energieerzeugungsanlagen. Eine Metastudie aus den USA weist darauf hin, dass durch Kohlekraftwerke je GWh fast 20 mal soviel Vögel getötet werden wie durch Windkraftanlagen. [3.2.5.31]⁴

Dennoch gibt es hinsichtlich großer Greifvögel (Adler, Bussarde und Milane) tatsächlich ein ernst zu nehmendes, isoliertes Vogelschlagproblem im Zusammenhang mit Windrädern. Daher sind die Mahnungen der Naturschützer, möglichst Mindestabstände zu den Horsten der Tiere beim Bau neuer Windkraftanlagen einzuhalten, unbedingt zu berücksichtigen.

Eine unvoreingenommene Betrachtung all dieser Zahlen, veröffentlicht vom BUND [3.2.5.32]⁵ führt unweigerlich zu dem Schluss, dass das ganze Gerede, die Windkraft würde unsere Vogelwelt immens schädigen, pure Heuchelei ist.

Bei Fledermäusen ist die Datenlage noch schlechter. Dies liegt sicher daran, dass sie hauptsächlich nachtaktiv und klein sind. Auch hier versucht die staatliche Vogelschutzbehörde Brandenburg die durch Windkraftanlagen getöteten Fledermäuse zu erfassen. Eine Gefahr für Fledermäuse ist jedoch nur bei hochfliegenden Arten gegeben; zum Beispiel bei den Wanderungen des Großen Abendseglers (*Nyctalus Noctula*). Die unvoreingenommene Betrachtung aller Fledermausarten liefert ein anderes Bild: Die größte Bedrohung für diese (und viele andere) Tiere geht von der industriellen Landwirtschaft aus, die ihren Lebensraum und ihre Nahrungsgrundlage einschränkt.

1 [3.2.5.28] <http://www.lugv.brandenburg.de/cms/detail.php/bb1.c.312579.de>

2 [3.2.5.29] <https://bergenhusen.nabu.de/forschung/windkraft-und-greifvoegel/index.html>

3 [3.2.5.30] <https://www.bund-nrw.de/themen/tiere-pflanzen/vogelschlag-an-glas/>

4 [3.2.5.31] <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148112000857>

5 [3.2.5.32] <http://www.bund-rvso.de/windenergie-windraeder-voegel-fledermaeuse.html>

Windkraft und Wald

Der Anteil der Waldfläche an der Gesamtfläche Deutschlands beträgt ca. 32% und ist in den letzten Jahren sogar gewachsen. Rheinland-Pfalz, Baden-Württemberg, Hessen und Bayern können überproportional viel Wald vorweisen, die Nordländer Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern und Schleswig-Holstein sind hingegen eher von weiten, nur dünn bewaldeten Ebenen geprägt. Außerdem weht dort prinzipiell eine etwas stärkere Brise. Insofern ist der Norden tatsächlich deutlich besser für den Betrieb von Windenergieanlagen geeignet als der Süden, was nicht heißt, dass dort auf die Windkraft verzichtet werden kann, zumal Schwachwindanlagen durchaus ansehnliche Erträge ermöglichen.

Ein in Bayern stehendes Windrad hat den Standortvorteil, dass es Strom produziert, der mit hoher Wahrscheinlichkeit lokal genutzt werden kann. Bayern hat es zwar geschafft, mit der seit Ende 2014 gültigen 10H-Regelung [3.2.5.33]¹, den Ausbau der Windkraft fast zum Erliegen zu bringen, andererseits wurden von 2010 bis 2015 178 Windkraftanlagen im Wald errichtet. Bundesweit waren es laut der Fachagentur Windenergie 859 Installationen. [3.2.5.34]² Wer sich genauer in das Thema einlesen will, dem sei diese Quelle wärmstens empfohlen. Die Frage, inwieweit Windkraft und Wald miteinander vereinbar sind, ist demnach eine sehr berechtigte. Die Flächenländer Sachsen, Sachsen-Anhalt, Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern und Schleswig-Holstein beantworten sie eindeutig: Die Errichtung von Windrädern im Wald gilt dort schlicht als unzulässig. Thüringens Landesregierung vollzog 2015 diesbezüglich einen Kurswechsel [3.2.5.35]³ und hat gegen Windräder im Wald nichts mehr einzuwenden. Gerade in diesem Bundesland gibt es deshalb besonders viele Windkraftgegner.

Wie nun beantworten wir die Frage Windkraft und Wald? Zunächst geben wir unsere allgemeine Einschätzung zu Protokoll: **Windmühlen gehören nicht in naturnahe Wälder**. Selbst in den südlichen Bundesländern gibt es noch genügend Freiflächen, längs der Autobahnen und Bundesstraßen, auf denen ein weiterer Ausbau der Windkraft möglich wäre. Solange diese nicht komplett ausgeschöpft sind, solange bestehende, heutzutage nicht mehr effiziente Windparks nicht durch Repowering auf den Stand der Technik gebracht wurden, besteht keine Veranlassung zur Nutzung naturnaher Waldflächen für Windturbinen; selbst dann nicht, wenn die energetische Ausbeute auf einem Waldhügel etwas besser sein sollte als in einer leichten Senke neben der Autobahn. Mit dem in unserer Gesellschaft vorherrschenden Paradigma, Effizienz sei viel wichtiger als der ganzheitliche Blick auf alle Faktoren, die unser Leben bestimmen (hier u.a. Wald als Kulturgut), organisieren wir uns ein... armseeliges Leben. Bei Lichte besehen ist dieser Prozess schon seit längerem im Gange.

In kulturbestimmten Wäldern (lt. Bundeswaldinventur 2012 16,4% der gesamten Waldfläche), die im Volksmund weniger formell, dafür aber sehr viel treffender als Dachlattenplantagen bezeichnet werden, sind Windkraftanlagen unserer Meinung nach tolerierbar, wenn auch, betrachtet man die noch gegebenen Alternativen auf dem flachen Land, nicht unbedingt notwendig. Monokulturen zur reinen Holzproduktion leisten keinen nennenswerten Beitrag zur Verschönerung der Landschaft. Hinsichtlich der Biodiversität sind sie sogar schädlich. Derartige Kulturwälder leiden ohnehin am meisten unter den Klimaveränderungen. Es kann also sehr gut sein, dass sie durch Wassermangel und Borkenkäfer früher dahingerafft werden als man Windkraftanlagen in ihnen bauen könnte. Es entstehen inzwischen vielerorts neue Freiflächen aus ehemaligen Waldgebieten, die bestens für die Windkraft geeignet wären. [3.2.5.36]⁴ Die nachhaltige Wiederaufforstung dieser von Dürre, Wind und Schädlingen verwüsteten Areale, die weniger wirtschaftlichen als ökologischen Motiven folgt, halten wir, längerfristig betrachtet, jedoch für weit sinnvoller.

Welche Wälder schützenswert sind und welche nicht, das müssen unabhängige Sachverständige und nicht zuletzt die betroffenen Bürger entscheiden. Weder Hysterie über vermeintliche Naturzerstörung noch der unbedingte Wille von Investoren, Windräder in einen gesunden Mischwald zu stellen, sind für eine vernünftige Entscheidungsfindung hilfreich.

Die harten, rein technischen Fakten sprechen im Übrigen absolut nicht gegen Windkraft im Wald.

Beispiel: Eine 3 MW Windkraftanlage produziert bei 1.600 Volllaststunden jährlich 4.8 GWh Energie. Für die Herstellung der Anlage fallen ca. 45 t CO₂ an, für deren Wartung deutlich weniger. Ein Braunkohlekraftwerk emittiert für die gleiche Energiemenge über 5.500 t CO₂. Das Windrad hat also eine um rund 5.450 t günstigere CO₂-Bilanz. Dafür mussten etwa 0,2 ha Wald geopfert werden. Pflanzen sind, wie wir wissen, CO₂ – Verbraucher. Der Holzzuwachs eines Hektars Wald bindet jährlich durchschnittlich 13 t CO₂;

1 [3.2.5.33] <https://www.bayern.landtag.de/aktuelles/sitzungen/aus-dem-plenum/regierungsfraktion-setzt-10h-regel-fuer-den-neubau-von-windkraftanlagen-durch/>

2 [3.2.5.34] https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/FA-Wind_Analyse_Wind_im_Wald_06-2016.pdf

3 [3.2.5.35] https://www.thueringen.de/mam/th9/tmb/v/bilderm/windenergieerlass-entwurf_vom_20_juli_2015.pdf

4 [3.2.5.36] <https://sachsen-anhalt.nabu.de/natur-und-landschaft/wald/info.html>

auf die durch das Windrad entzogene Waldfläche umgerechnet also 2,6 t. Das ändert an der Gesamtbilanz nahezu nichts.

Zukünftige Weiterentwicklung der Windkraftanlagen

Um einen weiteren Ausbau der Windenergie kommen wir wohl nicht herum. Allerdings muss, Stand 2020, die Frage gestellt werden, wie genau dieser vonstatten gehen soll und von welchen zusätzlichen technischen Maßnahmen (Stichwort Speicher) er begleitet werden muss.

Bei der technischen Weiterentwicklung der Windkraftanlagen sind zwei Tendenzen zu beobachten. Zum Einen geht die Entwicklung hin zu immer größeren Anlagen, speziell für den Offshore-Bereich. Nabenhöhen über 150 m und Rotordurchmesser über 140 m sind heute eher Standard als Ausnahme. Zum Anderen werden verstärkt Anlagen für schwächere Windverhältnisse entwickelt und auf den Markt gebracht. Dies ist insofern sehr sinnvoll, weil neue Anlagen vor allem im Süden benötigt werden, wo der Wind nicht ganz so straff weht wie im flachen Norden.

Durch die Änderung von Förderrichtlinien, Genehmigungsstaus, u.a. durch verstärkte Bürgerproteste hervorgerufen, ist der Ausbau der Windkraft 2019 fast zum Erliegen gekommen. Da die Windkraft eine wichtige, wenn auch unserer Meinung nach nicht die Hauptsäule der Energiewende darstellt, bewerten wir diese Entwicklung sehr kritisch.

Offshore-Windkraft

Offshore-Windparks sind industrielle Großanlagen, die nur von Großkonzernen errichtet werden können und große Mengen von Strom an einem Punkt liefern. Diese entsprechen in ihren Auswirkungen auf die Netzinfrastruktur heutigen fossilen Großkraftwerken. Sie stehen deshalb im Widerspruch zu einer dezentralen Energieversorgung.

Die derzeit installierte Offshore-Leistung von 6 bis 7 GW soll nach den Vorgaben des EEG bis zum Jahr 2030 auf 15 GW ausgebaut werden. [3.2.5.37]¹ Damit ist lt. EEG mit einer Stromerzeugung von ca. 60 TWh im Jahr 2050 zu rechnen. Aufgrund der vergleichsweise hohen Kosten für die Stromerzeugung und der damit verbundenen Notwendigkeit, die Kapazität der Stromübertragungsnetze zu erweitern, halten wir einen weiteren Ausbau nicht für sinnvoll. Hinzu kommt, dass trotz dieses erheblichen Aufwands, nur ein kleiner Teil (ca. 5%) der erforderlichen Stromerzeugung durch Offshore-Windkraft gedeckt werden kann. Deshalb lehnen wir die in der Politik erkennbare Fokussierung auf große Offshore-Windparks ab.

Onshore-Windkraft

Das Bundesumweltamt hat sich in einer schon etwas älteren Studie aus dem Jahre 2013 mit dem Potenzial der Windenergie an Land befasst. [3.25.38]² Die Behörde hält 13,8% der Landesfläche Deutschlands für prinzipiell windkrafttauglich. D.h. konkret, auf 49.400 km² könnte man knapp 1.200 GW onshore Windkraftleistung installieren; mit der fortgeschrittenen Technik des Jahres 2019 vermutlich sogar mehr. So viel brauchen wir definitiv nicht – im Moment haben wir ca. 55 GW am Start, die bereits den erklecklichen Anteil von ca. 15% unseres Strombedarfs decken. Es wäre außerdem nicht wirtschaftlich, diese prinzipiell tauglichen Flächen mit Windmühlen zu bestücken, ganz zu schweigen von der unangenehmen Tatsache, dass wir an jeder Ecke über eine stolpern würden, wenn wir es täten. Allerdings halten wir den unserer Gesellschaft allgemein innewohnenden zwanghaften Fokus auf das maximale **betriebswirtschaftliche** Ergebnis auch bei der Windkraft für kontraproduktiv. Der Ansatz, neue Anlagen nur dort zu errichten, wo sie den maximalen Ertrag liefern, ohne Rücksicht auf solche unwichtigen Faktoren wie die Natur und die Bedürfnisse der Menschen, führt letztendlich dazu, dass die Windkraft in der Bevölkerung immer unpopulärer wird.

1 [3.25.37] <http://bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/G/gesetzentwurf-ausschreibungen-erneuerbare-energien-aenderungen-eeg-2016.property=pdf.bereich=bmwi2012.sprache=de.rwb=true.pdf>

2 [3.25.38] https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/potenzial_der_windenergie.pdf

Fakt ist - mit Windkraft lässt sich trefflich Geld verdienen und weil das so ist, positionieren sich natürlich vor allem die großen Energieunternehmen entsprechend am Markt. Mittlerweile muss man wohl von einer marktbeherrschenden Rolle der Großen ausgehen, für die nur eines zählt – maximale Rendite. Über die unsinnige Situation, völlig deplatzierte Windkraftanlagen im Wald zu finden, während es noch genügend Freiflächen längs der Autobahnen und Bundesstraßen gibt, muss man sich also nicht wundern. Eine Anlage auf einer leichten Erhebung im Wald könnte schließlich mehr Kilowattstunden im Jahr liefern als eine baugleiche, die man an einer Stelle errichtet, an der sie niemanden stört. Wie lautet doch der treffende Spruch? „Wenn du was nicht verstehst, folge der Spur des Geldes.“

Erinnern wir uns der ambitionierten Pläne der Thüringer Landesregierung (1% der Landesfläche für Windkraft) landen wir, auf Gesamtdeutschland grob übertragen, bei 85 GW installierter Leistung. Mit 85 GW könnten wir, die statistisch ermittelten 1.650 Volllaststunden pro Jahr zugrunde gelegt, 140 TWh Strom erzeugen. Das ist vermutlich insgesamt zu wenig. Ein Prozent von Thüringens Fläche für Windkraftanlagen kurzfristig zu nutzen, würde aber im Moment zu viel Strom liefern, weil schlichtweg Speichermöglichkeiten fehlen. Wie viel Windkraft an Land brauchen wir wirklich und wo genau gehört sie hin? Diesen beiden Fragen müssen wir uns stellen.

Eine exakte Antwort auf die erste Frage gibt es nicht. Hier helfen wieder nur Prognosen. Als grobe Schätzung wagen wir die Aussage, 200 bis 250 TWh pro Jahr sollten genügen, um auch den deutlich erhöhten Strombedarf der Zukunft zu decken.

Die zweite Frage haben wir indirekt bereits mit unserer Haltung zur Windkraft in Nord- und Ostsee beantwortet. Auch für Onshore-Windkraftanlagen gilt, dass deren Ausbau nach den derzeitigen Plänen der Bundesregierung dominant im Norden vorstatten gehen soll, obwohl dort weniger Strom benötigt wird als im stärker industrialisierten Süden Deutschlands. Dieser Ansatz steht, genau wie die großen Offshore-Windparks, im Widerspruch zu einer dezentralen Energieversorgung. Er erfordert zusätzliche Kapazitäten des Übertragungsnetzes, um den erzeugten Strom weiträumig zu verteilen.

Neben den Kosten für den Ausbau der Übertragungsnetzinfrastruktur ist der wachsende Widerstand der Bevölkerung gegen die HGÜ-Trassen ein weiterer Grund für eine kritische Betrachtung des Ansinnens, das Kerngebiet für die Windkraft im deutschen Norden zu suchen.

Der weitere Ausbau der Windkraft an Land müsste unbedingt dem Ansatz dezentraler Versorgung folgen. Wir verwenden den Konjunktiv, weil schon dieser Ansatz an sich von der Politik eher bekämpft als gefördert wird.

Diese Art des Ausbaus würde u.a. Bürgerenergiegenossenschaften die Möglichkeit bieten, Bürgerwindräder zu errichten. Mit dem EEG2016 wurde auch für Windkraftanlagen das bereits seit 2014 für Photovoltaik-Freiflächenanlagen geltende Ausschreibungsverfahren eingeführt. Dies führte zu einem deutlichen Rückgang beim Zubau von Windkraftkapazitäten. Nach den Erfahrungen, die sich im Zuge der Anwendung der 2014er PV-Anlagenverordnung ergaben, war nichts anderes zu erwarten. Nicht der Anbieter mit dem besten Gesamtkonzept erhält den Zuschlag, sondern der, der vorgibt, den Strom zum günstigsten Preis zu liefern. Die Projektierer einer neuen Windkraftanlage müssen zudem erhebliche finanzielle Mittel aufwenden, bevor sie sich überhaupt an der Ausschreibung beteiligen können. Weniger finanzkräftige Investoren, wie Bürgerenergiegenossenschaften werden durch das Procedere extrem benachteiligt. Sie bekommen ihre Vorlaufkosten, u.a. für Windtragsgutachten, nicht ersetzt. Der Zuschlag im Ausschreibungsverfahren garantiert zudem kein Baurecht. Klagen gegen den Bau von Windkraftanlagen können selbst weit fortgeschrittene Vorhaben noch zu Fall bringen. Die Anzahl derartiger Klagen hat in den letzten Jahren stark zugenommen. Von den Behörden erteilte Zuschläge können weder unter Erstattung bereits aufgelaufener Kosten zurück gegeben noch auf andere Projekte umgewidmet werden. Große Unternehmen haben genügend Kapital, um solche Risiken zu tragen, Bürgerenergiegenossenschaften dagegen nicht.

3.2.6 Stromerzeugung mit Photovoltaikanlagen

Solarzellen nutzen den photoelektrischen Effekt zur direkten Umwandlung von Licht in elektrische Energie. Die ersten Einsätze gehen bis auf das Ende der 1950iger Jahre zurück. Die damals sündhaft teure Technologie wurde für die Versorgung von Satelliten mit Strom verwendet.

Während die ersten Solarzellen ursprünglich aus monokristallinem Silizium gefertigt wurden, sind inzwischen auch preiswerter herstellbare polykristalline bzw. amorphe Solarzellen verfügbar. Darüber hinaus konnte der Wirkungsgrad deutlich gesteigert werden. Inzwischen sind Wirkungsgrade von 20% bei kommerziellen Solarzellen Standard. Neuartige Module erreichen bis zu 40%. [3.2.6.1]¹ Erste Exemplare sind bereits am Markt aufgetaucht.

Weil PV-Anlagen von der Sonneneinstrahlung abhängig sind, können sie nicht kontinuierlich Strom produzieren. Die Bundesnetzagentur gibt für PV Anlagen eine gesicherte Leistung von 0% an. Dies ist insofern verständlich, da PV Anlagen in der Nacht keinen Strom liefern können. Dieser Umstand wird von Kritikern gerne angeführt, um die generelle These zu postulieren, PV-Anlagen seien für die Stromerzeugung untauglich. [3.2.6.2]² Wie bei der Windkraft wird hierbei oft der Begriff „Flatterstrom“ gebraucht.

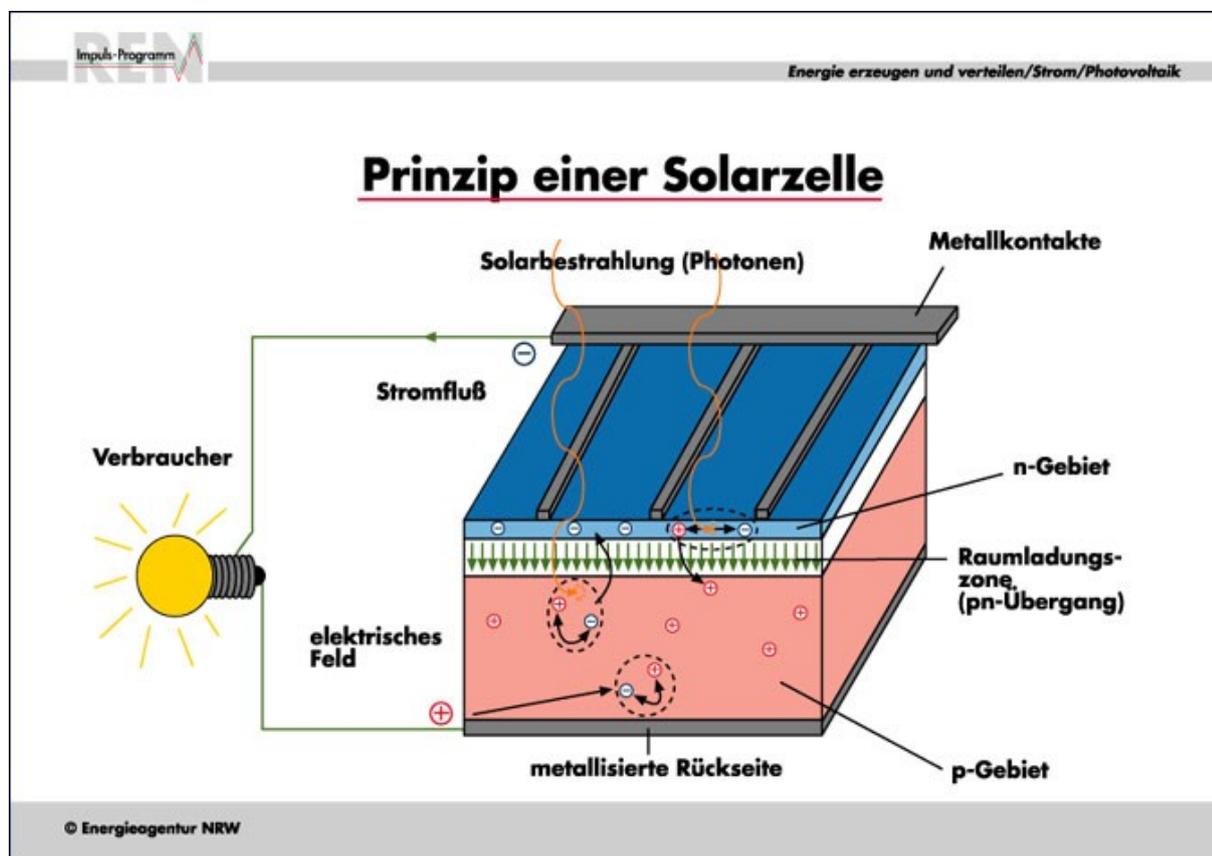


Abbildung 3.8: Prinzip einer Solarzelle; Quelle Sotech GmbH

Allein die Tatsache, dass sich PV-Anlagen in Deutschland inzwischen vielfach bewährt haben führt o.g. These ad absurdum. Richtig ist jedoch, dass für die Sicherung einer kontinuierlichen Stromversorgung auch bei der Photovoltaik zwingend eine Kombination mit entsprechenden Speichertechnologien voraussetzt. Solche Speichertechnologien spielen jedoch in den aktuellen Szenarien der Bundesregierung, abgesehen von Batteriespeichern für Haushalte absolut keine Rolle.

1 [3.2.6.1] <http://photovoltaik-vision.de/05-2013/forschung-vierfach-stapelsolarzelle-mit-436-prozent-wirkungsgrad>

2 [3.2.6.2] <http://www.eike-klima-energie.eu>

Sonneneinstrahlung

Die Sonneneinstrahlung in Deutschland lässt sich relativ einfach mathematisch bestimmen. Die Solarkonstante und die Breitengrade, in denen Deutschland liegt, sind als Eingangsparameter bekannt. Allerdings berücksichtigt die vereinfachte Methode, mit Solarkonstante und Breitengraden zu rechnen, nicht die meteorologischen Phänomene (z.B. Wolken, Nebel, usw.) und liefert deshalb zu hohe Werte.

Die Solarkonstante...

...wurde 1982 von der Weltorganisation für Meteorologie in Genf festgelegt. Sie beschreibt die Intensität der senkrecht auf einer ebenen Fläche auftreffenden Sonnenstrahlung ohne Berücksichtigung der Atmosphäre. Als Beispiel könnte also der Solarkollektor eines Satelliten im erdnahen Raum dienen, der exakt in Richtung Sonne ausgerichtet ist.

Die Solarkonstante beträgt über das Jahr gemittelt 1.367 W/m^2 . Die Erdatmosphäre filtert ein gutes Viertel dieser Strahlung, so dass selbst bei klarem Wetter nur etwa 1000 W/m^2 auf dem Boden ankommen. Diese 1000 W/m^2 dienen deshalb als Normierungsgröße für die WP (=Wattpeak)-Angabe von Solarzellen. [3.2.6.3]¹ Daneben gehen in diese Normierung die Standardtemperatur von 25°C und die Länge des Weges ein, den die Sonnenstrahlen durch die Erdatmosphäre zurücklegen. Dabei geht man nicht von einem senkrechten Einfallswinkel, sondern von einer Abweichung von 48° zur Senkrechten aus, um den Tageslauf der Sonne zu erfassen.

Das konkrete Solarmodul C-Si M60 hat eine Fläche von $1,643 \text{ m}^2$ bei einer Nennleistung von 250 WP. Bezogen auf 1 m^2 Kollektorfläche ist das eine Leistung von $153,4 \text{ WP}$. Diese Leistung sollte das Modul bei 1000 W/m^2 , bei 25°C und einem Strahlungseinfallswinkel von 48° erreichen. Die Angabe Wattpeak suggeriert eine Spitzenleistung, was insofern irreführend ist, weil diese Leistung unter günstigen Bedingungen sogar übertroffen werden kann.

Mehr Informationen zur Solarkonstante in einem Wikipedia-Artikel. [3.2.6.4]²

Besonders interessant ist die Aussage, dass die insgesamt auf der Erde auftreffende Strahlungsleistung der Sonne $174 \text{ PW} = 174.000 \text{ TW}$ beträgt. Der Jahresenergiebedarf der Menschheit betrug 2010 140 PWh . Die Sonne muss also rein rechnerisch weniger als eine Stunde scheinen, um den Gesamtenergiebedarf der Weltbevölkerung für ein Jahr zu decken

Deshalb wurde ein anderer Ansatz zur Bestimmung der Sonneneinstrahlung gewählt. Mit Hilfe eines Solarrechners, der o.g. Phänomene einschließt, also die effektive Sonneneinstrahlung zugrunde legt, wird ein realistischer Durchschnittsertrag für PV-Anlagen ermittelt. Die Eingangsparameter für den Solarrechner sind Messwerte der Sonneneinstrahlung, die an verschiedenen Orten in Deutschland über einen Zeitraum von 5 Jahren aufgezeichnet wurden

Wie funktioniert ein Solarrechner?

Solarrechner kennen die Sonneneinstrahlung an einem geographischen Punkt und sind damit in der Lage, den Stromertrag, den eine PV-Anlage an diesem Ort erzielen kann, zu ermitteln.

Einfache Solarrechner berücksichtigen nur die Solarkonstante und den Breitengrad. Einen entscheidenden Einfluss auf den Ertrag von PV-Anlagen hat aber das Wetter. Es ist leicht einsehbar, dass dieser bei strahlendem Sonnenschein höher ist als bei bewölktem Himmel. Eine realistische Abschätzung des Ertrages von PV-Anlagen ist deshalb nur möglich, wenn auch statistische Wetterdaten mit in die Rechnung einbezogen werden. Dies geschieht heute bei vielen frei im Internet verfügbaren Solarrechnern.

Zusätzlich werden konkrete Standortdaten wie Ausrichtung der Fläche, Dachneigung und eventuelle Beschattung berücksichtigt.

Frei verfügbare Solarrechner gibt es im Internet reichlich verfügbar.

¹ [3.2.6.3] https://de.wikipedia.org/wiki/Watt_Peak

² [3.2.6.4] https://de.wikipedia.org/wiki/Solarkonstante#cite_note-1

Der Ertrag in Süddeutschland ist naturgemäß höher als im Norden. Dies impliziert das schon bei der Windkraft diskutierte Problem der ggf. notwendigen Ableitung entstehender Überschussproduktion.

Zahlen und Statistiken

In Deutschland waren Ende 2015 PV-Anlagen mit einer Nennleistung von 39,7 GW installiert. [3.2.6.5]¹ Bis zum Ende des Jahres 2018 stieg die installierte Nennleistung auf 45,9 GW. Das bedeutet, dass sich die Zubauraten mit 2 GW per anno in dem von uns betrachteten Zeitraum auf sehr bescheidenem Niveau bewegten. Das ständigen Veränderungen (nicht Verbesserungen) unterworfenen EEG konnte vor allem hinsichtlich der Photovoltaik seine Bremswirkung voll entfalten. §4 des EEG 2017 schreibt maximalen jährlichen Ausbau von 2,5 GW fest. [3.2.6.6]² Eine unserer Meinung nach mehr als fragwürdige Festlegung, bietet doch die Technologie der Stromerzeugung durch die Sonne das größte Potenzial für die vollständige Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen bei gleichzeitig, z.B. verglichen mit der Windkraft, geringen Nebenwirkungen auf unsere Umwelt.

PV-Anlagen speisten 2015 insgesamt 38,5 TWh Strom ins deutsche Netz ein. [3.2.6.7]³ Im Jahr 2018 erzeugten sie 46,3 TWh Strom. [3.2.6.8]⁴ Diese Zuwachsraten sind definitiv ungenügend und müssen schnellstens drastisch gesteigert werden. Wie beim Wind wird dies aber nur gelingen, wenn man korrespondierend Energiespeicher für temporär erzeugte Überschüsse bereit stellt.

Die Anlagen sind nicht gleichmäßig in Deutschland verteilt. Die höhere Sonneneinstrahlung im Süden prädestiniert vor allem die küstenfernen Bundesländer für deren Installation. Eigentlich eine vorteilhafte, nach Synergie duftende Tatsache; verhält sich die Sache beim Wind doch genau andersherum. Man müsste sie nur politisch entsprechend würdigen.

Der weitere Ausbau von PV Anlagen wurde durch die EEG Novelle 2014 stark abgebremst. Besonders der Ausbau von Freiflächenanlagen erfuhr durch das neue Ausschreibungsmodell starke Einschränkungen. Die auszuschreibenden Mengen sind im EEG 2017, §28 [3.2.6.9]⁵ geregelt. Darin wird die Bundesnetzagentur beauftragt, für Freiflächenanlagen jährlich 400 MW Leistung auszuschreiben. Nur diejenigen Anbieter, die bei der Ausschreibung den Zuschlag bekommen, erhalten eine Vergütung nach dem EEG.

Zum Schutz der europäischen Hersteller wurden von der EU zwischen 2013 und 2018 Strafzölle auf chinesische Solarmodule erhoben. Dies geschah vor allem auf Betreiben deutscher Anbieter wegen angeblicher Dumpingpreise. In der Folge verteuerten sich Solarmodule im EU-Raum signifikant gegenüber den üblichen Weltmarktpreisen. [3.2.6.10]⁶ Trotzdem konnte die deutsche Solarindustrie nicht gerettet werden. Aktuell – Stand 2019 - werden in Deutschland kaum noch Solarmodule produziert, weil speziell die deutschen Hersteller auf dem Weltmarkt nicht mehr konkurrenzfähig sind. Strafzölle können ganz offensichtlich auch in der Solarbranche nicht die gewünschte Wirkung entfalten.

Geblichen ist die Hoffnung, dass die deutsche Solarindustrie mit neuen, innovativen Produkten abseits der technologisch weitgehend ausgetretenen Pfade wieder auf die Beine kommt. Die Wiederaufnahme der Produktion von Solarzellen und -modulen mit höherem Wirkungsgrad und/oder geringeren Fertigungskosten scheint nicht ganz ausgeschlossen.

1 [3.2.6.5] https://www.energy-charts.de/power_inst_de.htm

2 [3.2.6.6] http://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_4.html

3 [3.2.6.7] <http://www.statistischesbundesamt.de>

4 [3.2.6.8] <https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Energie/Erzeugung/Tabellen/bruttostromerzeugung.html>

5 [3.2.6.9] <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/V/verordnung-zur-einfuehrung-von-ausschreibungen-der-finanziellen-foerderung-fuer-freiflaechenanlagen.property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

6 [3.2.6.10] <http://photovoltaik-vision.de/08-2013/preisdumping-eu-einigt-sich-endgultig-mit-china/>

Ökologische Betrachtung

Bei der ökologischen Betrachtung sind drei Faktoren zu berücksichtigen:

1. Flächenverbrauch
2. Rohstoffverbrauch für die Fertigung der Module
3. Recycling von alten PV-Modulen

Flächenverbrauch

Der Flächenbedarf für die Erzeugung elektrischer Energie durch PV Module wird oft und von manchen Meinungsmachern auch ganz bewusst als unannehmbar hoch beziffert. Wir verweisen an dieser Stelle auf [Kapitel 3.4](#), in dem wir diese Darstellungen mathematisch widerlegen.

Demnach sind nur 1,3 bis 1,7% (abhängig vom Wirkungsgrad der Module) der Fläche Deutschlands für eine, den Bedarf von 2050 deckende Stromerzeugung durch PV-Module vonnöten. Da Solarmodule hauptsächlich im Siedlungsraum zum Einsatz kommen, bleiben die durch Photovoltaik notwendigen Eingriffe in die Natur überschaubar.

Rohstoffverbrauch

PV Module bestehen hauptsächlich aus folgenden Komponenten:

a) Glasscheiben

Glas ist ein Schmelzprodukt, das hauptsächlich aus Quarzsand, Soda und Pottasche besteht. Dies alles sind Rohstoffe, die häufig in der Natur vorkommen bzw. aus häufig vorkommenden Elementen hergestellt werden können. Somit besteht keine Gefahr von Ressourcenengpässen, die die Massenfertigung von PV-Modulen einschränken könnten.

b) Aluminiumrahmen

Ausführliche Betrachtung zum Aluminium; [s. 3.1.1](#)

c) Solarzellen

s. ebenfalls [3.1.2](#) -die Aussagen zu Silizium

d) Kupferleitungen

Kupfer ist ebenfalls ein weit verbreiteter Rohstoff, der ausreichend zur Verfügung steht und darüber hinaus hohe Recyclingquoten aufweist. Somit besteht auch bei Kupfer keine Gefahr von Ressourcenengpässen.

Recycling alter PV Module

Beim Recycling von alten PV Modulen können heute über 90% der verwendeten Materialien wiedergewonnen und erneut in den Produktionsprozess eingebracht werden.

Das Recycling von Glas, Aluminium, Silizium und Kupfer erfolgt mit bewährten Techniken, deren Ökobilanz, verglichen mit der primären Gewinnung dieser Stoffe sich deutlich positiver darstellt.

Bislang existiert allerdings keine bewährte Technik für das Recycling der Kunststoffdichtungen bzw. Folien die fest auf den Glasscheiben bzw. Solarzellen laminiert sind.

Zukünftige Weiterentwicklung der PV-Nutzung

Für die Zukunft ist eine weitere Zunahme der PV-Nutzung zu erwarten, auch wenn das EEG seit spätestens 2014 den weiteren Zubau stark ausbremst.

Durch weitere Verbesserungen der Produktionstechnik sind weitere Kostenreduktionen bei der Herstellung von PV-Modulen in Sicht.

Betrachtet man die Zukunft der PV-Module aus technischer Sicht, stößt man bereits auf Labormuster von Produkten, die nicht auf Silizium basieren. PV-Module auf Basis von Galliumarsenid bzw. Galliumindiumphosphid/Galliumindiumarsenid bieten einen deutlich höheren Wirkungsgrad als siliziumbasierte PV Module. Momentan sind sie jedoch noch zu teuer.

PV-Module und Perowskitmodule bilden momentan ein erfolgversprechendes Forschungsgebiet. [3.2.6.11]¹ Erste Module sind bereits am Markt verfügbar. Die Kombination von Perowskit und Silizium in einer Zelle ermöglicht Wirkungsgrade von 40 Prozent. [3.2.6.12]²

Welche dieser Solarmodule sich am Markt durchsetzen werden, kann momentan nicht abgeschätzt werden. Dies ist vor allen eine Frage der Kosten-Nutzen Relation. Für die Nutzung der Sonne als Energiequelle zur Stromerzeugung ist die konkret verwendete Technologie jedoch nicht wirklich von Bedeutung.

Für die Aufstellung von PV-Anlagen eröffnet sich, wie bereits oben erwähnt, ein breites Zukunftspotential. Zum Beispiel sind Solarwege [3.2.6.12]³ [3.2.6.13]⁴ denkbar, die einen weiteren Beitrag zur effektiven Flächennutzung zum Zwecke der Energiegewinnung liefern könnten.

PV-Anlagen stellen insgesamt betrachtet die umweltverträglichste Form von erneuerbaren Energien dar. Auch die Akzeptanz in der Bevölkerung ist sehr hoch. Deshalb sollten sie die Hauptlast der zukünftigen Stromversorgung tragen.

Wir erwarten und befürworten daher einen schnellen, massiven Ausbau der Photovoltaik. Nur durch den fokussierten Einsatz dieser Technologie können die CO₂ – Emissionen stark genug minimiert werden, um die in Paris formulierten Klimaziele noch zu erreichen.

3.2.7 Gasturbinenkraftwerke

Obwohl auf den ersten Blick nicht offensichtlich, spielen Gasturbinenkraftwerke bei der angepeilten Stromversorgung aus 100% erneuerbaren Quellen eine sehr wichtige Rolle. Sie nehmen im Gefüge der erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen aus zwei Gründen sogar eine herausragende Stellung ein. Zum einen sind sie grundlastfähig, zum anderen in der des zugeführten gasförmigen Brennstoffs nicht allzu wählerisch. Sie taugen demnach zunächst als Brückentechnologie zur sehr schnellen Substitution der vorhandenen Kohlekraftwerke. Werden sie mit Erdgas gefüttert, setzen sie pro erzeugter Kilowattstunde nur 382 g CO₂ frei. Der Wert für Braunkohle liegt bei 1.148 g. [3.2.7.1]⁵

Ohne sie aufwändig umbauen zu müssen, mutieren sie zu rein erneuerbaren Erzeugern, wenn sie synthetisches Gas als Brennstoff verwenden, das aus temporär überschüssigem Wind- oder Solarstrom CO₂-neutral erzeugt wurde. Nebenbei gesagt enthält dieses Synthesegas auch deutlich weniger Schadstoffe als Erdgas. Mischbetrieb, d.h. Erdgas und Synthesegas im Wechsel, ist natürlich ebenfalls möglich.

1 [3.2.6.11] <http://www.iwr.de/news.php?e=x0616x&id=30643>

2 [3.2.6.12] <https://mega.online/de/artikel/perowskit-boom>.

3 [3.2.6.13] <https://www.indiegogo.com/projects/solarlayer-every-surface-is-a-solar-panel/#/>

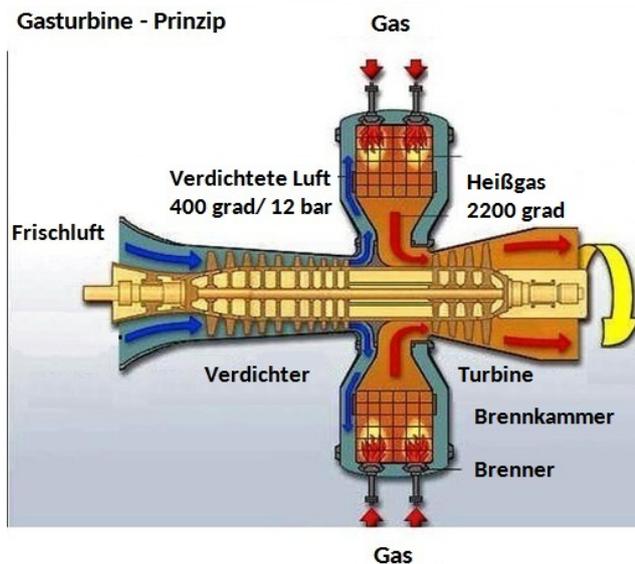
4 [3.2.6.14] <http://www.mein-elektroauto.com/2016/02/frankreich-will-1-000-kilometer-strassen-mit-solarzellen-ausstatten/19828/>

5 [3.2.7.1] https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2018-05-04_climate-change_11-2018_strommix-2018_0.pdf

Technik moderner Gasturbinenkraftwerke

Die klassische Gasturbine

Herkömmliche Gasturbinen können sowohl synthetisches Methan als auch natürliches Erdgas problemlos verarbeiten. Im Folgenden wollen wir uns etwas ausführlicher mit diesen Technologien befassen.



Die nebenstehende Abbildung 3.9 zeigt die Funktionsweise einer Standard-Gasturbine. Sie besteht aus den drei Hauptbestandteilen dem Verdichter, der Brennkammer und der Turbine. Die für die Verbrennung notwendige Frischluft wird auf 10 bis 12 bar verdichtet, dabei auf ca. 400°C erwärmt und der Brennkammer zugeführt. Dort wird sie mit dem Gas gemischt und entzündet. Die Temperatur des Gemisches steigt dabei auf bis zu 2.200°C, wobei es sich stark ausdehnt. Der entstehende Überdruck wird über Turbinenschaufeln geleitet und erzeugt über eine Drehbewegung kinetische Energie, die den nachgeschalteten Generator und den starr verbundenen Verdichter für die Frischluft antreibt.

Eine derartige Gasturbine hat einen recht

Abbildung 3.9: Herkömmliche Gasturbine

bescheidenen Wirkungsgrad von nur ca. 39%, hauptsächlich deshalb, weil der Verdichter einen Großteil der im Brennstoff enthaltenen Primärenergie konsumiert. Könnte man auf die Verdichtung der Verbrennungsluft über die starre Verkopplung mit der Turbine verzichten, würden für die gleiche erzeugte Leistung ca. 2/3 weniger Brennstoff benötigt und damit viel weniger CO₂ erzeugt. Wie das geht – s. Die Verdichtung der Verbrennungsluft ist systembedingt notwendig.

Der entscheidende Vorteil von Gasturbinenkraftwerken besteht darin, dass sie elektrische Leistung binnen weniger Minuten zur Verfügung stellen können. Somit eignen sie sich sehr gut, Netzengpässe schnell auszugleichen. Überdies sind sie bedingt schwarzstartfähig.

GUD Kraftwerke

Der Wirkungsgrad klassischer Gasturbinenkraftwerken lässt sich durch den Ansatz „Gas und Dampf“ deutlich erhöhen – auf ca. 60%. In einem GUD Kraftwerk werden zwei Turbinen gleichzeitig bewegt – eine mit Gas, wie gerade beschrieben und eine mit Wasserdampf. Die Idee dahinter ist relativ simpel. Die Abgase einer Gasturbine sind heiß genug, um in einem sogenannten Abhitzeessel heißen Wasserdampf zu erzeugen, der über die zweite Turbine geleitet wird. Kommt zusätzlich noch ein Wärmeaustauscher zum Einsatz, der die Restwärme zu Heizzwecken verwertet – Stichwort Kraft-Wärme-Kopplung – steigt der Gesamtwirkungsgrad nochmals.

GUD-Kraftwerke zählen wir im erweiterten Sinne zu den Erneuerbaren, weil sie mit Synthesegas betrieben werden können und hoffentlich schon in absehbarer Zukunft **ausschließlich** betrieben werden. Der **technische** Wirkungsgrad der Kette (überschüssiger erneuerbarer) Strom → Synthesegas → Strom ist relativ gering, der **ökonomische** bleibt jedoch bei 100%, weil die „echten“ Erneuerbaren Sonne und Wind kostenlos zur Verfügung stehen.

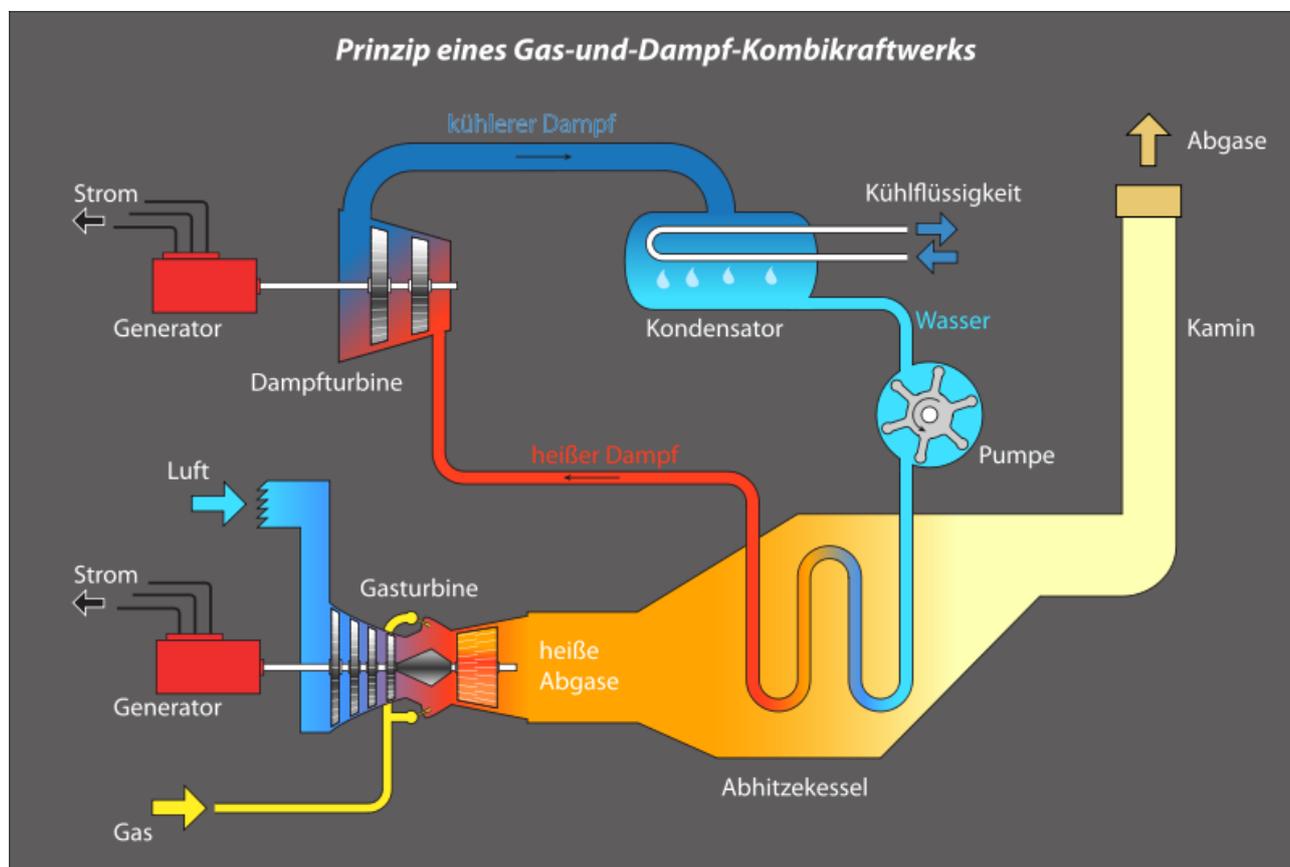


Abbildung 3.10: Schema eines GuD-Kraftwerkes; Quelle Wikipedia

Die Alternative Druckluft

Im Jahr 1978 ging in Huntorf in Niedersachsen ein Druckluftspeicher- Gasturbinenkraftwerk mit einer elektrischen Leistung von 320 MW in Betrieb. Zum Kraftwerk gehören ein Kavernenspeicher mit einem Gesamtvolumen von mehr als 300.000 m³ und mehrere Gasturbinen. Das Besondere an diesen Turbinen: Sie laufen ohne starr auf der Welle montierten Verdichter. Die für ihren Betrieb notwendige Verdichtung der Luft übernehmen elektrisch getriebene Kompressoren, wenn ein Überangebot an Strom im Netz vorliegt. Diese Kompressoren benötigen eine elektrische Leistung von bis zu 60 MW und erzeugen in den Kavernen einen Druck von ca. 70 bar. Die Druckluft eines voll geladenen Speichers reicht für zwei Stunden Vollastbetrieb. Wenn der Druck im Speicher zu niedrig ist wird die Leistung der Turbine abgesenkt, d.h. dem verfügbaren Druck angepasst (Gleitdruck).

Das Prinzip besteht also darin, den Prozess der Kompression und den Verbrennungsprozess zu trennen. Dies betrifft sowohl die Energieform als auch den Zeitpunkt der Kompression. Nimmt man für die Kompression nicht den überschüssigen Strom aus dem Strommix, mit einem immer noch sehr hohen Anteil Kohlestrom, sondern ausschließlich aus erneuerbaren Quellen, könnten die CO₂-Emissionen der gesamten Anlage drastisch gesenkt werden.

Die technische Ausführung des Huntorfer Kraftwerkes ist heute nicht mehr zeitgemäß. Es zeigt aber in der Praxis, was heute schon prinzipiell möglich wäre, würde man nicht Technologien, denen irgendwann ohnehin die Zukunft gehört, von vornherein als „zu teuer“ disqualifizieren.

Als Weiterentwicklung des Kraftwerkes Huntorf sollte ein Druckluftspeicherkraftwerk in der Nähe von Staßfurt in Sachsen-Anhalt entstehen. Das Projekt mit der Bezeichnung ADELE (**A**diabater **D**ruckluftspeicher für die **E**lektrizitätsversorgung) wurde unter anderem von RWE und der Gesellschaft Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) getragen. Es handelt sich dabei nicht um eine Gasturbine im üblichen Sinne, sondern um eine Expansionsturbine. Die Turbine läuft ohne Brennstoff. Sie wird ausschließlich mit der vorher gespeicherten Druckluft betrieben. Das Kraftwerk sollte einen Wirkungsgrad von ca. 70% erreichen. Der Wert liegt damit etwas unterhalb dessen, was mit klassischen, auf Wasserbewegung basierenden Pumpspeicherkraftwerken erreicht werden kann. Dennoch könnten Druckluftspeicherkraftwerke eine sehr interessante Alternative zur kostengünstigen Stromspeicherung sein. Die Baukosten für derartige Anlagen liegen unter den von Pumpspeicherkraftwerken und der Flächenbedarf ist viel geringer, weil sich der Speicher unterhalb der Erdoberfläche befindet.

Im 2015 wurde die Planung der Anlage in Staßfurt eingestellt. Als Grund wurde das Fehlen einer konkreten Marktperspektive genannt. Jetzt muss man natürlich fragen, warum Marktperspektiven für derartige Projekte fehlen. [3.2.7.2]¹

Ein Konzern wie RWE, einer der Hauptbeteiligten am Projekt ADELE, muss, wie jedes andere Unternehmen auch, grundsätzlich gewinnorientiert arbeiten. Ob ein Produkt am Markt bestehen kann, hängt in hohem Maße von den gesetzten politischen Rahmenbedingungen ab, die letztendlich den Preis mitbestimmen. Solange die Politik an der „billigen“ Kohle festhält, erweisen sich Speicher, die für die Beschleunigung der Energiewende dringend notwendig wären, am Markt als „zu teuer“. Insofern ist es auch verständlich, dass RWE nicht länger mit ADELE verheiratet sein wollte. Ernsthafte technische Gründe, das Projekt zu stoppen, konnten wir selbst durch intensive Befragung des Internetportals Google nicht ermitteln.

Wir sind der Meinung, dass der Bedarf an derartigen Projekten riesig ist, wenn man ernsthaft aus der fossilen Erzeugung elektrischer Energie aussteigen will. Deshalb müssen sie schnell entwickelt und bis zur Produktreife realisiert werden.

Die Gesamtkosten des Projektes ADELE wurden auf bis zu 200 Mio. Euro geschätzt. Dieser Betrag erscheint unseren im Amt befindlichen Politikern zu hoch. Gleichzeitig werden aber Milliarden Euro ohne nachvollziehbare Begründung für Leitungsprojekte verbraten, die bei Realisierung innovativer Speicherkonzepte gar nicht notwendig wären. Dabei ist es relativ uninteressant, dass dieses Geld nicht aus Steuermitteln, sondern von der Privatwirtschaft stammt. Private Investitionen schlagen sich immer im Preis eines Produktes nieder und den Preis zahlen die Bürger.

3.2.8 Kohle vs. Gas

Am 26. Januar 2019 hat die Kohlekommission (ausführlich Kommission für Wachstum, Strukturwandel, Beschäftigung) den Kohleausstieg bis 2038 beschlossen. Das offensichtlich infolge der Rebellion unserer Jugend Mitte 2019 gegründete Klimakabinett berief sich in seinen Empfehlungen vom 20.09.2019 auf diese Beschlüsse. Diese völlig unzureichenden Empfehlungen - insbesondere hinsichtlich des Endes der Kohleverstromung - wurden wiederum von der Bundesregierung Tage später in ihrem offiziellen Klimaschutzgesetz so weit zurechtgestutzt, dass uns zu diesem Vorgang schlicht die Worte fehlen. Kernpunkt der letzten zum Redaktionsschluss bekannten Aussagen war die Abkehr von der Verpflichtung, spätestens ab 2050 CO₂-neutral zu wirtschaften. Die neue Formulierung lautet jetzt, „dieses Ziel solle verfolgt werden.“ Wären die von der Politik angebotenen Lösungen so kreativ wie ihre Wortschöpfungen, gäbe es keine Veranlassung, Bücher wie dieses zu schreiben.

¹[3.2.7.2] https://de.wikipedia.org/wiki/Druckluftspeicherkraftwerk_Sta%C3%9Ffurt

Quo vadis Marktwirtschaft? Oder der ganz normale Wahnsinn...

Ein Kohlekraftwerk verbrennt zur Stromerzeugung Kohle. Ein modernes Braunkohlekraftwerk hat dabei einen Wirkungsgrad von höchstens 44%. Mehr ist rein physikalisch bedingt nicht möglich. Das heißt, von jeder Tonne reiner Kohle die wir verstromen, werden mindestens 560 kg nur dafür aufgewendet, um die notwendige Prozesswärme zu erzeugen. Nun ist die Rohbraunkohle allerdings alles andere als rein. Sie enthält zwischen 0,2 und 2,5% Schwefel (der immerhin bei der Verbrennung Energie liefert, dabei aber das giftige SO₂ freisetzt) sowie im Schnitt 55% Wasser und 5% nichtbrennbare feste Bestandteile, die sich negativ auf die Gesamtbilanz des Prozesses auswirken. Auch verdienen bei weitem nicht alle deutschen Braunkohlekraftwerke das Prädikat „modern“, so dass ihr realer Wirkungsgrad immer noch deutlich unter 40% liegt.

Unstrittig ist: Gemäß $C + O_2 \rightarrow CO_2$ entstehen aus jeder Tonne reiner Kohle fast 3,7 Tonnen CO₂. Wir feuern mit der Kohle also nicht nur die Kesselanlagen der Kraftwerke, sondern auch den Klimawandel. Das will man natürlich nicht. Das CO₂ muss also weg, allerdings **ohne** die Kraftwerke abzuschalten. Deshalb haben sich Ingenieure im Dienste der Kohlelobby CCS-Kraftwerke ausgedacht. CCS steht für **C**arbon **D**ioxide **C**apture and **S**torage, übersetzt = Kohlendioxid-Abscheidung und Lagerung. Man pumpt den bösen Klimakiller über hunderte Kilometer lange Pipelines in tausend Meter tiefe, unterirdische Speicher bis diese voll sind. Was dann mit den vollen Speichern passiert – darüber muss man sich als Politiker keine Gedanken machen.

Die CO₂-Abscheidung bekommt man natürlich energetisch nicht geschenkt. Der Wirkungsgrad eines CCS-Kraftwerkes sinkt nochmals um etwa 10%.

RWE hat ein solches CCS-Kraftwerk auf Braunkohlebasis in Köln-Hürth geplant. Es sollte eine Leistung von 440 MW haben. Für das Projekt standen 2 Milliarden Euro zur Verfügung. Nachdem das CCS-Gesetz, das den rechtlichen Rahmen für die Technologie liefern sollte, im Bundesrat nicht bestätigt wurde, hat sich RWE aus dem Projekt zurückgezogen. Das war 2009. Seitdem ist es um CCS still geworden.

Im Zeitraum Juni 2008 bis August 2013 wurde am Standort Ketzin in Brandenburg ein Pilotprojekt zur Speicherung von CO₂ durchgeführt. Zu Versuchszwecken wurden in ca. 2.000 m Tiefe 65.000 Tonnen CO₂ eingespeichert. Das Experiment war erfolgreich und weltweit einmalig. [3.2.7.3]¹

Wenn man jetzt eine gedankliche Brücke zwischen dem Projekt ADELE und dem CCS-Kraftwerk Köln-Hürth schlägt, kann man kaum glauben das es sich beide Male um den gleichen Projektträger, den RWE-Konzern, handelt. Das CCS-Kraftwerk braucht weiterhin Braunkohle, ist wesentlich ineffektiver und hat ein zusätzliches Entsorgungsproblem. Ein ADELE Kraftwerk braucht gar keinen fossilen Brennstoff, verrichtet seinen Dienst bauartbedingt völlig CO₂-frei und hat einen Wirkungsgrad von ca. 70% der zugeführten elektrischen, aus erneuerbaren Quellen stammenden Energie. Beide brauchen einen großvolumigen Gasspeicher, für CO₂ oder Luft. Warum ist ADELE heute mit 200 Millionen € geplanten Kosten zu teuer, während es das RWE-CCS-Kraftwerk mit 2.000 Millionen nicht war? In den Medien, der Politik und bei den Unternehmen sowieso, wird das Mantra der freien Marktwirtschaft als Allheilmittel ständig bemüht. Diese freie Marktwirtschaft soll ja angeblich sogar sozial sein. Wir können im genannten Beispiel weder den allein auf Fakten beruhenden, freien Wettbewerb der Technologien noch einen funktionierenden Markt erkennen, sondern allenfalls die Umsetzung von Schnapsideen durch Leute, die die Macht dazu haben.

Wir plädieren mit Nachdruck für die sofortige Wiederaufnahme der Arbeiten am Projekt ADELE. Diese Technologie ist zukunftsweisend und von grundlegender Bedeutung. Unter Führung des BMWi und unter öffentlicher Kontrolle könnte dieses Projekt sehr schnell fertig gestellt werden.

Die Diskussion um die Zukunft der Kohle halten wir für überaus heuchlerisch. Die berechtigte Sorge der Kraftwerker an den Standorten in der Lausitz und im rheinisch- westfälischen Braunkohlerevier wird instrumentalisiert und zu einem riesigen Problem hochstilisiert. Man spricht von Tausenden (es sind um die 20.000) Arbeitsplätzen, die in Braunkohletagebauen und den angeschlossenen Kraftwerken verloren gehen würden und verschweigt dabei, dass im Umfeld von Wind- und Sonnenenergie seit 2010 mindestens 150.000 Jobs verloren gingen. Vorschlag zur Güte: Wer im Zuge des Kohleausstiegs seinen Arbeitsplatz verliert, erhält 100.000 Euro Überbrückungsgeld. Dies ergibt bei 20.000 Menschen 2 Mrd. Euro. Das sind gerade mal 5% dessen, was das Füllhorn der Kohlekommission bis 2030 für den Strukturwandel in den Braunkohlerevieren bereit hält.

1 [3.2.7.3] <http://www.co2ketzin.de/pilotstandort-ketzin/speicherbetrieb/>

Wie stellen wir uns nun einen Strukturwandel im Zusammenhang mit der Stilllegung aller Braunkohlekraftwerke vor?

An den Standorten der Braunkohlekraftwerke wird derzeit Strom aus dem fossilen Brennstoff Braunkohle erzeugt. Klar – könnte man jetzt sagen, was sonst? Die Würze der Aussage liegt in der Einschränkung „derzeit“ und der in diesem Wort mitschwingenden Intention, den Strom zukünftig anders, sprich aus erneuerbaren Quellen zu gewinnen. Die Standorte der Braunkohlekraftwerke würden sich hervorragend dazu eignen, weil die Infrastruktur zur Verteilung und Weiterleitung der erzeugten elektrischen Energie bereits vorhanden ist. Aber auch die vorhandenen Generatoren müsste man nicht samt und sonders abreißen. Man könnte als Brennstoff Synthesegas verwenden. Speziell in der Lausitz könnten dafür geeignete unterirdische Gasspeicher erschlossen werden.

An den alten Standorten der Braunkohlekraftwerke wären sowohl ADELE Projekte unter Nutzung der Speichermöglichkeiten von Druckluft, als auch herkömmliche GuD Kraftwerke denkbar. Die zur Füllung der Speicher benötigten Kompressoren werden ausschließlich mit EE, vorwiegend aus Windkraft betrieben. Die diskontinuierliche Erzeugung dieser Energie spielt hier eine untergeordnete Rolle. Diese in den Onshore Wind- Anlagen im Nordosten Deutschlands erzeugte elektrische Energie steht reichlich zur Verfügung. Es ist zu untersuchen welche Energiemengen zur Befüllung großer unterirdischer Speicher benötigt werden. Aber schon jetzt kann man sagen, dass dieser Leistungsbedarf erheblich sein wird. Die Folge ist, dass wesentlich weniger elektrische Energie über unsere Netze von Nord nach Süddeutschland transportiert werden wird. Energie wird dort genutzt wo sie erzeugt wird. Es wird ein völlig anderer Netzausbau notwendig. Wenn man weiter bedenkt, dass der Bau einer einzigen, vielleicht nicht mehr benötigten, HGÜ Leitung (SüdOstLink) mehr als 6 Milliarden Euro verschlingt, haben wir genügend Mittel zur Verfügung um Projekte wie ADELE zu finanzieren.

Der umfangreichen Um- und Ausbauten an den Standorten der ehemaligen Kohlekraftwerke schaffen über viele Jahre mehr Arbeitsplätze als durch die Stilllegung der Kraftwerke verlorengehen. Es gibt viel zu tun. Den Unkenrufen vom totalen Niedergang ganzer Regionen folgen wir definitiv nicht.

Von den heute knapp 40% Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen zu 100% ist es noch ein weiter Weg. Fossile Energieerzeuger werden mittelfristig weiterhin notwendig sein. Sie sollten aber sukzessive immer weniger an der laufenden Stromerzeugung teilhaben und immer mehr als Reserve dienen. Gaskraftwerke spielen in der Bereitstellung der Reserve die Hauptrolle. Steinkohlekraftwerke eignen sich als kalte Reserve, wenn man sie konserviert und betriebsbereit vorhält. Sie erhalten einen definierten Kohlevorrat und werden nur im absoluten Ausnahmefall angefahren. Wir hätten nichts dagegen, wenn man mit Datteln 4 so verfährt. Diese Maßnahmen sind als Brückentechnologie so lange notwendig, bis wir technisch in der Lage sind, die gesamte benötigte Energie erneuerbar zu erzeugen und Produktionsüberschüsse so lange zu speichern, dass die Speicherinhalte für einen hinreichend langen Zeitraum genügen, Produktionsengpässe zu überbrücken.

3.3 Zukünftige Stromerzeugung in Deutschland

Kritiker der Energiewende behaupten immer wieder, dass ohne Kohle- und Atomkraftwerke eine ausreichende Versorgung mit Elektroenergie mittel- und langfristig unmöglich wäre. Ihr zweites Argument ist die Behauptung, die Strompreise würden durch erneuerbare Energien stark ansteigen und damit den Wirtschaftsstandort Deutschland an sich gefährden. Diese beiden Thesen beruhen weniger auf Tatsachen, sondern sind vielmehr auf den Interessen bestimmter Lobbygruppen gegründet.

Schon der aktuelle Stand des Ausbaus erneuerbarer Energiequellen führt diese Denkweisen ad absurdum. Die negativen Auswirkungen müssten bei einem Anteil von mehr als 30% erneuerbarer Energien an der Stromproduktion bereits seit 2015 bereits spürbar sein. [3.3.1]¹

1 [3.3.1] http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Entwicklung_der_erneuerbaren_Energien_in_Deutschland/entwicklung_der_erneuerbaren_energien_in_deutschland_im_jahr_2015.html

Wir beschränken uns hier darauf, die bereits in den vorangegangenen Kapiteln vorgestellten technischen Fakten zu Wind- und Solarenergie auf die Zukunft zu interpolieren, um die Behauptungen der Kritiker zu widerlegen. Wie die Stromlobby funktioniert, ist Gegenstand des Kapitels 4.

Wir weisen u.a. rechnerisch nach, dass es sehr wohl möglich ist, den Energiebedarf in Deutschland komplett, d.h. unter Einbeziehung des Verkehrs und der Wärmeversorgung, durch erneuerbare Energien zu decken. Dies setzt voraus, die Stromproduktion, wie bereits oben erläutert, von derzeit rund 600 TWh jährlich auf 1.000 TWh bis 2050 zu erhöhen. Es geht vordergründig nicht darum, Strom zu sparen, sondern diesen effektiv zu produzieren und zu verteilen.

Die Stimmen der Kritiker

Deutschland ist zugepflastert mit PV-Anlagen. Überall verstellen Wälder von Windrädern die Sicht auf die freie Natur. Die Natur selbst ist zerstört. Von Gram gebeugte Gestalten schleppen sich mühsam dahin und hoffen, dass die nächste Stromsperre nicht allzu lange dauern möge. Aufgrund überbordender Kosten für Elektroenergie hat die Industrie Deutschland längst den Rücken gekehrt. Dieses einst so hoch entwickelte Land ist auf den Stand eines Agrarstaates zurückgefallen, über den sich die ganze Welt amüsiert.

In schöner Regelmäßigkeit werden uns Horrorszenerarien wie dieses von den Gegnern der Energiewende zelebriert. Besondere Aufmerksamkeit erfährt die verfehlte Klima- und Energiepolitik der Bundesregierung vom Europäischen Institut für Klima und Energie e.V. (EIKE), [3.3.2]¹ Ein Institut – wie seriös das klingt!

Wir gehen in der Grundthese, dass die aktuelle deutsche Klima- und Energiepolitik nicht zielführend ist durchaus mit dem EIKE konform. Allerdings wirklich nur in dieser Grundthese und ganz und gar nicht in deren Ausrichtung. Wir kritisieren die politischen Maßnahmen in Richtung Migration zu erneuerbaren Energien als zu halbherzig, während das EIKE selbst diese Maßnahmen für übertrieben bis völlig überflüssig hält und nach wie vor Hohelieder auf Kern- und Kohlekraftwerke singt. Realsatire wider besseren Wissens ja sogar unter Missachtung von der Wissenschaft breit akzeptierter Erkenntnisse? Mitnichten – EIKE meint die eigenen Aussagen durchaus ernst.

In den Weiten des Internet findet man schon nach kurzer Suche Angaben zu Motivation, Vernetzung und finanziellen Abhängigkeiten der EIKE-Frontmänner. [3.3.3]²

Links zu Lobbypedia können sehr erhellend sein. Wir haben nachgeschaut, weil es immer von Vorteil ist, den Gegner und seine Motive zu kennen.

Diese 1.000 TWh sollen zu 100% aus erneuerbaren Quellen stammen, d.h. PV-Anlagen, Wind- und Wasserkraft, Biogas und Biomasse werden unsere einzigen Energiequellen sein.

Technologien, die derzeit in Deutschland ihre Einsatzfähigkeit bzw. Marktreife noch nicht bewiesen haben, bleiben dabei unberücksichtigt. Mit diesem konservativen Ansatz bleibt unsere Beweisführung unabhängig von technischen Entwicklungsschritten, die möglicherweise nicht stattfinden.

In den Kapiteln 3.2.1, 3.2.2 und 3.2.3 haben wir beschrieben, welchen Beitrag [Wasserkraft](#), [Biomasse](#) und [Biogas](#) dazu leisten können. Diese Ergebnisse haben wir nochmals in folgender Tabelle zusammengefasst.

1 [3.3.2] <http://www.eike-klima-energie.eu>

2 [3.3.3] https://lobbypedia.de/wiki/Europ%C3%A4isches_Institut_f%C3%BCr_Klima_und_Energie

Erzeugungsart	Jährlich produzierte Strommenge [TWh]
Wasserkraft:	22,4
Biomasse:	2,0
Biogas	5,5
Summe:	29,9

Tabelle 3.5: Für 2050 prognostizierte Strommengen aus Wasserkraft, Biogas und Biomasse

Somit verbleibt der Löwenanteil von ca. 970 TWh, die durch PV- und Windkraftanlagen erzeugt werden müssen.-

Eine Grundsatzentscheidung ist demnach die Frage, in welchem Verhältnis diese beiden erneuerbaren Quellen an der Stromproduktion zukünftig beteiligt sein sollen.

Neben technischen und ökonomischen Aspekten spielen in der Beantwortung dieser Frage auch die sogenannten weichen Faktoren, wie die Akzeptanz in der Bevölkerung eine wichtige Rolle.

Technisch gesehen handelt es sich sowohl bei Windkraft- als auch bei PV-Anlagen um Lösungen, die ihre Marktreife bereits seit längerer Zeit unter Beweis gestellt haben. Dennoch gibt es bei beiden noch Entwicklungspotential, sowohl in der Technologie als auch bei der Optimierung der Produktion.

Für eine Beurteilung, ob PV- oder Windkraftanlagen die Hauptrolle in der Stromversorgung durch erneuerbare Energien spielen sollen, liefert die Tabelle 3.6 wichtige Anhaltspunkte.

Bei Windkraftanlagen muss in dieser Betrachtung zwischen Onshore- und Offshore-Anlagen unterschieden werden.

Zunächst fällt auf, dass die Rohstoff- und Recycling-Situation für den weiteren Ausbau von Windkraft und Photovoltaik sich sehr günstig darstellt. Dies wurde bereits im vorangegangenen Kapitel näher analysiert.

Hinsichtlich des Flächenbedarfs, schneidet die Photovoltaik in erster Betrachtung deutlich schlechter ab als die Windkraft. Jedoch ist der tatsächliche Flächenverbrauch relativ gering, solange man sich darauf fokussiert, den Siedlungsraum für die Installation kleiner und mittlerer Solaranlagen zu nutzen.

Die ökologischen Auswirkungen der Photovoltaik beschränken sich auf die recht energieintensive Produktion der Solarzellen. Im eigentlichen Betrieb schädigen Solarzellen die Umwelt nicht. Der Betrieb von Windkraftanlagen kann dagegen ökologische Probleme verursachen. Vor allem die Offshore-Windparks stellen sowohl im Bau als auch während des Betriebes erhebliche Eingriffe in Ökosysteme dar. Inwieweit Windkraftanlagen an Land die Natur schädigen, hängt prinzipiell von der Größe der für einen Windpark verwendeten Fläche ab und wofür die Fläche vor dessen Bau genutzt wurde. Durch die zunehmende Leistung neu installierter Anlagen wird sich die Anzahl der Windräder mittelfristig wieder verringern. Dieser Fakt wirkt sich tendenziell schonend auf die Natur aus.

Zum dezentralen Betrieb sind vor allem kleine und mittlere PV-Anlagen, aber auch das einzelstehende, durch eine Bürgergenossenschaft errichtete Windrad prädestiniert. Größere Installationen, gleich welcher Art, eignen sich hierfür hingegen nicht und verlangen darüber hinaus den weiteren Ausbau der Übertragungsnetze.

Bei den weichen Faktoren gibt es deutliche Unterschiede zwischen PV- und Windkraftanlagen. Der Protest gegen Windkraftanlagen nimmt immer mehr zu. Oft wird in diesem Zusammenhang die Energiewende an sich in Frage gestellt. Der Errichtung von PV-Anlagen begegnet die Bevölkerung dagegen eher positiv. Zum einen liegt das daran, dass Photovoltaik keinerlei negativen Auswirkungen auf die Gesundheit von Mensch und Tier hat, was bei Windkraft

zumindest umstritten ist. Hinzu kommt der Fakt, dass vielen Bürgern selbst die Möglichkeit gegeben ist, PV-Anlagen privat zu betreiben.

Die Stromerzeugung durch Windkraftanlagen auf See ist die technisch aufwendigste [3.3.4]¹ und damit auch teuerste. Die Stromgestehungskosten für neue Offshore-Anlagen betragen im Jahr 2013 11,9 bis 19,4 ct/kWh; Onshore: 4,5 bis 10,7 ct/kWh; für ein Photovoltaik Großkraftwerk 7,9 bis 14,2 ct/kWh. [3.3.5]²

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) lässt an dieser Stelle politischen Gestaltungswillen erkennen. So wird die Kilowattstunde aus Offshore-Windkraft ungefähr 60% besser vergütet als die mit Photovoltaik gewonnene. Noch größer ist die Differenz zur Onshore-Windkraft. Diese erzielt per Definition des EEG nur noch ein Drittel des für Windkraft vom Meer gezahlten Preises. [3.3.6]³

	PV Anlagen	Onshore Windkraftanlagen	Offshore Windkraftanlagen
Verfügbarkeit von Rohstoffen	problemlos	problemlos	problemlos
Recycling	problemlos	problemlos	problemlos
Flächenbedarf	hoch	gering	gering
Flächenverbrauch	gering	gering	gering
Ökologische Auswirkungen	gering	Mittel bis hoch	hoch
Dezentraler Betrieb	Abhängig von Anlagengröße	Abhängig von Anlagengröße	nein
Anforderungen an Leitungsnetze	Abhängig von Anlagengröße	Abhängig von Anlagengröße	hoch
Gesundheitliche Auswirkungen	keine	unbekannt	Gering
Gesellschaftliche Akzeptanz	hoch	umstritten	umstritten
Mögliche Produzenten	Privathaushalte und Gewerbebetriebe Genossenschaften	Gewerbebetriebe und Genossenschaften	Nur Großunternehmen
Kosten	mittel	mittel	hoch

Tabelle 3.6: Vergleich von PV-Anlagen und Onshore-/ Offshore-Windkraftanlagen

Aus allen genannten Fakten lässt sich ableiten, dass der vollständige Umbau der Energiewirtschaft hin zu erneuerbaren Energiequellen zu einem großen Anteil durch die Nutzung der Sonnenstrahlung realisiert werden sollte.

Auf Windkraft kann nicht gänzlich verzichtet werden, jedoch sollte ihr Anteil im Energiemix mittelfristig deutlich geringer sein als der der Photovoltaik.

1 [3.3.4] http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/offshore-windenergie.pdf?__blob=publicationFile&v=2

2 [3.3.5] <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf>

3 [3.3.6] <http://bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/G/gesetzentwurf-ausschreibungen-erneuerbare-energien-aenderungen-ee-g-2016.property=pdf.bereich=bmwi2012.sprache=de.rwb=true.pdf>

Uns schwebt daher für 2050 folgender Energiemix vor:

800 TWh Strom aus PV Anlagen und 170 TWh Strom aus Windkraftanlagen.

Das folgende Kapitel beleuchtet diesen Vorschlag näher.

3.4 Sonne und Wind – Hand in Hand

Für die Migration der Stromerzeugung hin zu ausschließlich erneuerbaren Energien wurde ein Modell erstellt. Dieses ermittelt zunächst die durch Windkraft- und PV-Anlagen zu generierende Leistung, die den zukünftigen Bedarf an Elektroenergie vollständig abdecken kann.

Da jedoch sowohl Windkraft- als auch PV-Anlagen diskontinuierlich arbeiten, weil sie jeweils von Wind und Sonne abhängig sind, muss der erzeugte Strom z.T. gespeichert werden. Im zweiten Schritt unserer Modellrechnung geben wir deshalb die Speicherkapazitäten an, die notwendig sind, um Dunkelheit, Flauten und saisonale Schwankungen zu überbrücken.

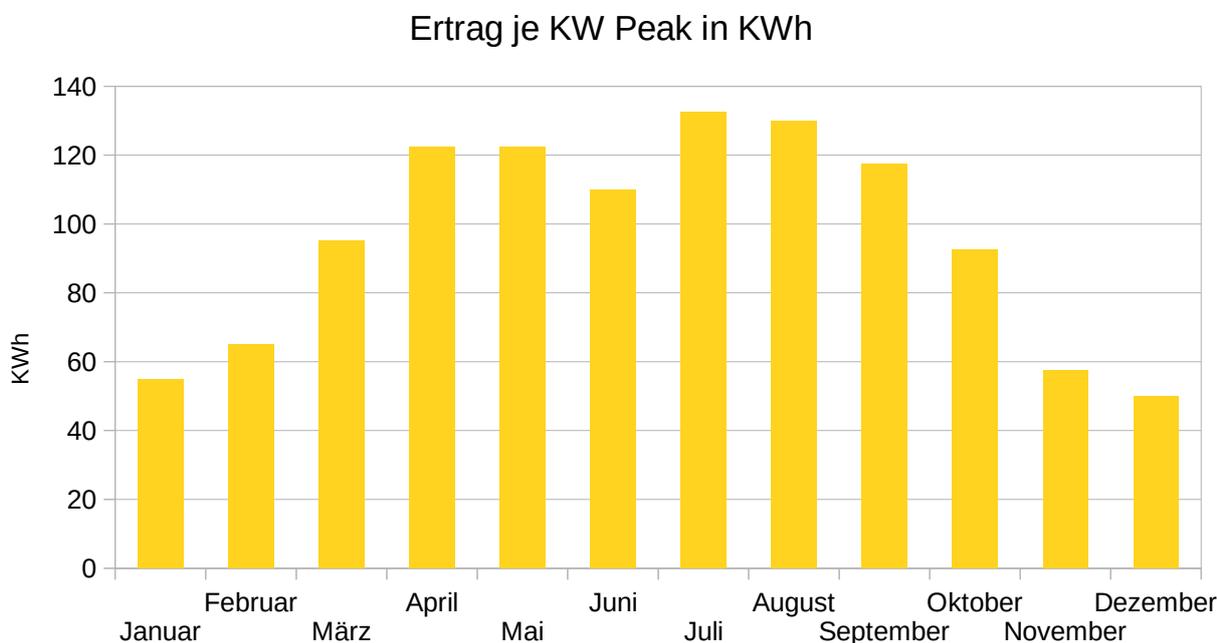


Abbildung 3.11: Monatliche Erträge je kWP installierter Leistung in kWh als über Solarrechner ermittelter 5 Jahresdurchschnitt in Deutschland

3.4.1 Solarenergie

Benötigte Leistung für 800 TWh

Um zu einer Abschätzung zu kommen, wie viel PV-Leistung installiert werden muss, um die für das Jahr 2050 angepeilten 800 TWh zu produzieren, können diese Daten wie folgt verwendet werden:

Zunächst bildet man die Summe aus allen Monatserträgen und erhält aus dem Diagramm 3.11 1.150 kWh. Diese Energiemenge kann jährlich pro installiertem kWP erzeugt werden.

Folglich benötigt man

$800 \text{ TWh} / 1.150 \text{ kWh} = 800.000.000.000 \text{ kWh} / 1.150 \text{ kWh} = 695.652.173$ Einheiten, die ein kWP Leistung liefern. In handlichere Einheiten umgerechnet brauchen wir also ca. 695,7 GWP für 800 TWh.

Benötigte Modulfläche für 695,7 GWP Leistung bzw. 800 TWh Ertrag

Aus dem oben gezeigten Zusammenhang, dass 1 m² Modulfläche etwa 150 WP bei einem Wirkungsgrad von 20% liefert, können wir auf die für 800 TWh benötigte Gesamtfläche schließen:

$$695,7 \text{ GWP}/150 \text{ WP/m}^2 = 695.700.000.000 \text{ WP}/150 \text{ WP/m}^2 = 4.638.000.000 \text{ m}^2 = 4.638 \text{ km}^2.$$

Bei einem Wirkungsgrad von 25% liefert 1 m² Modulfläche etwa 187 WP. Die Flächenberechnung sieht dann wie folgt aus:

$$695,7 \text{ GWP}/187 \text{ WP/m}^2 = 695.700.000.000 \text{ WP}/187 \text{ WP/m}^2 = 3.720.000.000 \text{ m}^2 = 3.720 \text{ km}^2.$$

Die Annahme eines durchschnittlichen Wirkungsgrades von 25% erscheint uns angesichts der bereits am Markt verfügbaren neuen Solarmodulgeneration mit 40% durchaus realistisch.

Interpretation der Ergebnisse

Die Zahlen für den Flächenbedarf erscheinen auf den ersten Blick recht hoch. Wenn man jedoch die Gesamtfläche der Bundesrepublik von 357.375 Quadratkilometer dazu in Relation setzt, ist der Bedarf gering. Es werden rein rechnerisch lediglich 1,17 bis 1,46% der Fläche Deutschlands für eine bedarfsgerechte Stromerzeugung durch PV-Module benötigt.



Abbildung 3.12: Solarzellen an einer Autobahn.

Laut Statistischem Bundesamt waren im Jahr 2014 insgesamt 16.562 km² durch Wohn-, Gewerbe- und Betriebsflächen belegt [3.4.1.1]¹. Diese Fläche ist für die Natur ohnehin verloren. Schon durch die konsequente, hinsichtlich des Flächenverbrauchs neutrale Nutzung geeigneter Dächer innerhalb dieses Siedlungs- und Wirtschaftsraums ließen sich gemäß einer schon etwas älteren Studie aus dem Jahre 2010 allein 161 GWP (= 20,5% der insgesamt benötigten) Solarleistung installieren. [3.4.1.2]² Da sich der Wirkungsgrad der Module seither erhöht hat, dürfte diese Zahl inzwischen höher liegen. Es bleiben damit natürlich noch über 80% zur Realisierung des Gesamtziels. Ganz ohne die

Errichtung von Solarparks auf freien Flächen wird es nicht erreichbar sein. Allerdings müssen diese freien Flächen nicht zwingend der Natur entzogen werden. Es gibt genügend kreative Ideen zur Installation von PV-Anlagen; etwa Solarwege, PV-Module an Schallschutzwänden oder Böschungen entlang von Verkehrswegen, PV-Module an Gebäudefronten (Flächenverbrauch hier gleich null) usw., die kaum ökologische Auswirkungen haben.

Insgesamt gesehen kann also keineswegs, wie es Kritiker der Energiewende immer wieder gerne behaupten, von einem mit PV-Modulen überdachten Deutschland die Rede sein. Derartige Äußerungen sind vollkommen unseriös, wie wir durch elementare Mathematik soeben gezeigt haben.

1 [3.4.1.1] https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/LandForstwirtschaft/Flaechennutzung/BodenflaechennutzungPDF_2030510.pdf?__blob=publicationFile

2 [3.4.1.2] <https://mediatum.ub.tum.de/doc/969497/969497.pdf>

3.4.2 Windkraft

Für die Stromerzeugung durch Windkraftanlagen gibt es keinen, der Solarkonstante vergleichbaren und damit einfach fassbaren Eingangsparameter, mit dem man erzielbare Erträge grob abschätzen könnte. Deshalb haben wir die durch Windkraftanlagen im Jahr 2015 insgesamt erzeugte Energie als Basis für unsere Berechnungen verwendet. [3.4.2.1]¹

Diese Herangehensweise liefert prinzipiell zu geringe Ergebnisse. Bei längeren Autobahnfahrten kann man immer wieder beobachten, dass ein Teil der Windräder trotz ausreichenden Windes stillsteht. Begründet wird dies häufig mit einem zu hohen Stromangebot, ohne näher zu erläutern, woher das Überangebot kommt.

In der folgenden Grafik sind die Erträge pro Monat aufgeführt.

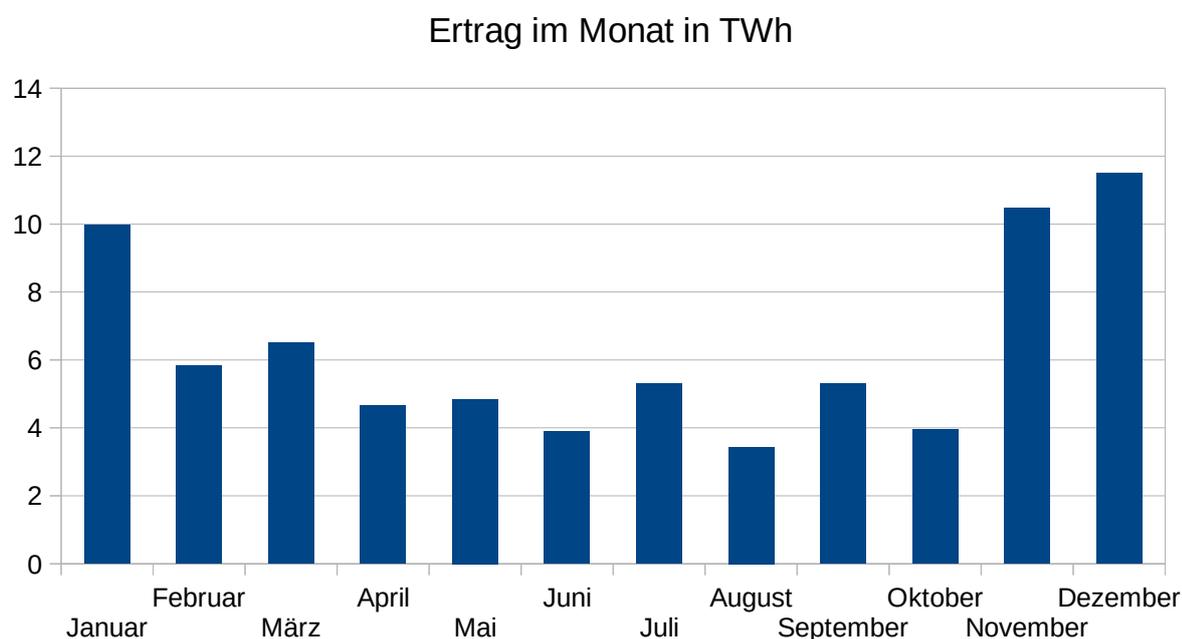


Abbildung 3.13: Monatliche Erträge durch Windkraft im Jahre 2018; Summe 113,3 TWh

In [Kapitel 3.2.5](#) wurde die 2018 insgesamt installierte Leistung von Windkraftanlagen bereits erwähnt: 52,931 GW onshore und 6,382 GW offshore = 59,313 GW.

Diese Werte und die Ertragswerte aus Abbildung 3.13 bilden die Grundlage für die folgenden Berechnungen. Die hier vorgenommene Abschätzung ist freilich etwas gröber als die hinsichtlich der PV-Anlagen, da wir als Datenbasis nur ein Jahr zugrunde legen konnten.

Benötigte Leistung für 170 TWh

Sie ergibt sich aus einer Dreisatzrechnung $170 \text{ TWh} / 113,3 \text{ TWh} = x \text{ GW} / 59,313 \text{ GW}$.

Die für das Jahr 2050 benötigte Gesamtleistung an Windkraft zur Produktion der von uns angepeilten 170 TWh beträgt demnach rein rechnerisch etwa 89 GW. Da die Winderträge von Jahr zu Jahr allerdings stark schwanken, multiplizieren wir diesen Wert vorsichtshalber mit 1,25 und erhalten schließlich 111 TWh.

¹ <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/production/Pages/default.aspx>

Anzahl benötigter Anlagen:

In Anzahl Anlagen umgerechnet erhalten wir:

Durchschnittliche Leistung aller Anlagen [MW]	Anzahl benötigter Anlagen
3 (bereits überholt)	37.000
5 (pessimistisch für 2050)	22.200
7 (realistisch für 2050)	15.860
10 (optimistisch für 2050)	11.100

Tabelle 3.7: Anzahl Windkraftanlagen für 170 TWh jährlichem Stromertrag (111 GW Leistung) in Abhängigkeit der durchschnittlichen Leistung einer einzelnen Anlage

Wir bedienen uns an dieser Stelle wiederum des Sprachgebrauchs der Energiewende-Gegner und können konstatieren, dass aufgrund der technischen Entwicklung bis 2050 definitiv keine Verspargelung der Landschaft durch immer mehr Windräder droht. Im Gegenteil – schon bei einer durchschnittlichen Leistung von 7 MW wäre 2050 die Anzahl der installierten Anlagen geringer als die bereits Ende 2018 in Betrieb befindlichen 29.213 onshore-Windräder, obwohl dann die doppelte Menge Strom erzeugt werden muss.

3.4.3 Stromerzeugung nach dem Erneuerbaren Energiegesetz (EEG)

Das EEG aus dem Jahre 2000 ist nicht mehr, aber auch nicht weniger als eine Willenserklärung der Politik, den allgegenwärtigen Problemen der Erderwärmung und der Verknappung von Rohstoffen durch Umgestaltung der Energiewirtschaft zu begegnen.

Leider wohnt dem EEG eine für Gesetze untypische Dynamik inne. Es wird in kurzem Abständen novelliert, so dass es sehr wohl vorkommen kann, dass morgen nicht mehr gilt, was heute noch Gesetzestext war. Mit jeder neuen Novelle werden die ursprünglichen Ziele des EEG weiter verwässert. Am Beispiel dieses Gesetzes kann jeder auf reine Fakten fokussierte Beobachter erkennen, wie die Politik von der Wirtschaft gelenkt wird.

Dieser Abschnitt widmet sich speziell den Vorgaben des EEG zur Photovoltaik und zur Windkraft und vergleicht diese mit unseren Forderungen.

Ausbau PV-Anlagen

Nach dem EEG 2016 [3.4.3.1]¹ ist bei PV-Anlagen ein weiterer Ausbau von 2,5 GW Peakleistung pro Jahr geplant.

Wenn sich an den gesetzlichen Grundlagen nichts ändert und der Ausbau planmäßig erfolgt, bedeutet dies bis 2050 einen Zubau von 87.5 GWP. Wenn außerdem alle heute existierenden PV-Anlagen erhalten bleiben bzw. durch neue ersetzt werden, würde dies einen Gesamtbestand von 125.8 GWP PV-Leistung ergeben.

Damit könnten lediglich ca. 144 TWh Strom produziert werden, was nicht einmal ansatzweise der von uns angepeilten Zielsetzung einer ehrlichen Energiewende hin zu erneuerbaren Energiequellen entspricht.

1 [3.4.3.1] http://www.bundesrat.de/SharedDocs/drucksachen/2016/0301-0400/355-16.pdf?__blob=publicationFile&v=1

Ausbau Windkraft

Hinsichtlich Onshore-Windkraftanlagen ist lt. EEG 2016 ein weiterer jährlicher Ausbau von 2,8 GW Nennleistung bis zum Jahr 2019, ab 2020 von 2,9 GW geplant. Bei Offshore-Anlagen nennt das EEG bis zum Jahr 2020 ein Ausbauziel von insgesamt 6,5 GW Nennleistung. Bis zum Jahr 2030 wird ein Ausbauziel von 15,0 GW Nennleistung in Aussicht gestellt.

Unter der Annahme, dass sich an diesen per Gesetz festgeschriebenen Plänen nichts ändert und der Ausbau genau in dieser Art und Weise erfolgt, würde dies bis 2050 einen Zubau von insgesamt 110,6 GW bedeuten. Stellt man zusätzlich in Rechnung, alle heute in Betrieb befindlichen Windkraftanlagen werden noch existieren bzw. durch neue ersetzt, ergäbe sich eine Gesamtnennleistung von 154,5 GW. Damit würden sich unter Anwendung unserer [Ergebnisse aus 3.4.2](#) ca. 236 TWh Strom erzeugen lassen. Damit liegen die Vorgaben des EEG etwas über unserer Zielsetzung. Die Präferenzen liegen unserer Meinung nach zu sehr auf Windenergie.

Zukünftige Energielandschaft laut EEG

Mit erneuerbaren Energiequellen ließen sich lt. EEG

144 TWh (Sonne) +
267 TWh (Windkraft) +
30 TWh (Wasserkraft, Biomasse, Biogas) =
441 TWh Strom erzeugen.

Dies entspricht nur knapp drei Vierteln des derzeitigen Strombedarfs (2015: 614 TWh). Die EEG Vorgaben sind also meilenweit von unserem Ziel entfernt, den Strombedarf für das Jahr 2050 von 1.000 TWh zu 100% aus erneuerbaren Energiequellen abzudecken.

Entgegen dem der Öffentlichkeit gerne suggerierten Glauben, das EEG schreibe eine echte Abkehr von fossilen Energieträgern fest, mutiert es von Novelle zu Novelle immer mehr zum Energiewende-Verhinderungsgesetz.

3.4.4 Speicherbedarf

Ausgehend von der monatlichen Produktion und dem durchschnittlichen monatlichen Verbrauch ergeben sich folgende Werte der Einspeisung bzw. Entnahme von Strom aus geeigneten Speichern. Aus Abbildung 3.14 kann der Speicherbedarf ermittelt werden. Durch den Jahreszyklus bedingt ergibt sich im Winter ein Produktionsdefizit von 123 TWh (Summe Oktober bis März), das im Sinne einer kontinuierlichen Versorgung definitiv aus Speichern ausgeglichen werden muss. Dem steht ein Überschuss von ebenfalls 123 TWh (Summe April bis September) gegenüber.

Niemand kann garantieren, dass dieses jährliche Gleichgewicht zwischen Produktion und Verbrauch jedes Jahr erzielt wird. Deshalb wurde bereits in Kapitel 3 bei der Ermittlung des Bedarfs eine entsprechende Sicherheitsmarge eingerechnet.

Ab April ist die Stromerzeugung höher als der monatliche Stromverbrauch. Der Stromüberschuss steigt im Juli bis auf fast 28 TWh an. Von Oktober bis März wird dagegen weniger Strom produziert als benötigt. Ab April muss also der Stromüberschuss gespeichert werden, um das Defizit der dunklen Monate auszugleichen.

Speicheraufladung/Entladung im Monat

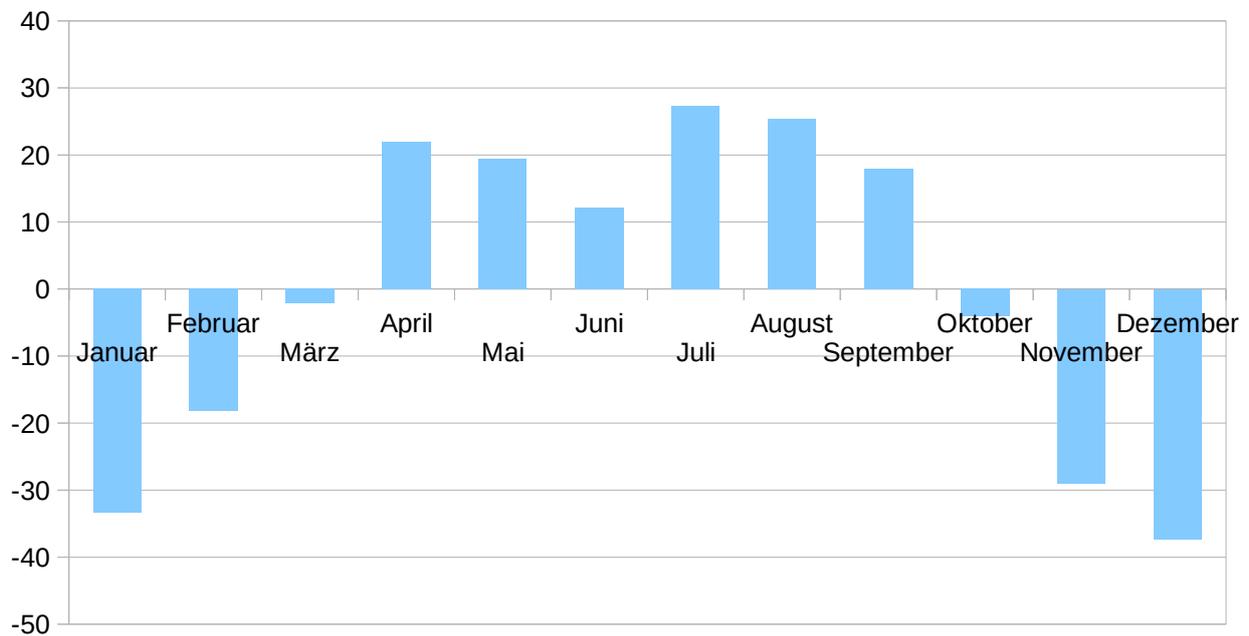


Abbildung 3.14: Monatlicher Speicherbedarf für Bereitstellung/Aufnahme von Elektroenergie 2050

Für die Speicherung des Bedarfs, der sich durch die saisonalen Schwankungen kann man natürlich Batteriespeicher verwenden. Diese werden sicherlich zumindest teilweise verwendet werden. Eine komplette Abdeckung ist jedoch bei der heutigen Technologie nicht wirtschaftlich darstellbar. Eine Alternative bietet das Power to Gas Verfahren.[3.4.4.1]¹ Dabei wird mit Strom Wasserstoff erzeugt. In einen weiteren Verfahrensschritt kann dann Methan erzeugt werden. Bei Strombedarf wird aus dem Gas in GUD-Kraftwerken [3.4.4.2]² wieder Strom erzeugt. Ein mögliches Problem stellt die Speicherung der großen Gasmengen dar. Bereits 2010 stellte jedoch die Fraunhofer-Gesellschaft fest das die Speicherkapazität des deutschen Erdgasnetzes 200 TWh beträgt. [3.4.4.3]³ Diese Kapazität ist mehr als ausreichend. Die Umwandlungsanlagen können dezentral in der Nähe der Anlagen zur Stromerzeugung errichtet werden. Einzig ein Anschluss an das Erdgasnetz muss vorhanden sein.

Da das Erdgasnetz das ganze Gebiet der Bundesrepublik abdeckt, können die GUD-Kraftwerke ganz im Sinne einer dezentralen Energiewende bei Bedarfsschwerpunkten errichtet werden. Zudem können sie bei Bedarf kurzfristig angefahren werden und bieten die Möglichkeit schneller Laständerungen.

Als Verlustausgleich für die Gaserzeugung und Rückverstromung müssen 60 TWh zusätzlich erzeugt werden. Dies wurden aber bereits bei der Berechnung des zukünftigen Strombedarfs berücksichtigt.

1 [3.4.4.1] <https://de.wikipedia.org/wiki/Power-to-Gas>

2 [3.4.4.2] <https://de.wikipedia.org/wiki/Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk>

3 [3.4.4.3] <https://www.fraunhofer.de/de/presse/presseinformationen/2010/04/strom-erdgas-speicher.html>

3.5 Zukünftige Wärmeerzeugung in Deutschland

Seit die ersten Urmenschen ihre Jagdbeute grillten und sich am offenen Feuer wärmten, wird von den Menschen Wärmeenergie genutzt. Sie ist damit die erste Energieform, die von Menschen verwendet wurde. Hinsichtlich der Wärmeversorgung lieferten die erneuerbaren Energien 155 TWh bzw. anteilig 13,2% des Gesamtbedarfs.

Heute wird Wärmeenergie in einem viel weiteren Umfang benötigt; von der Heizung unserer Wohnhäuser bis zum Schmelzen von Stahl und vielen anderen Anwendungen.

Der Wärmebedarf in Deutschland lässt sich aus den in [Kapitel 2.5](#) getroffenen Ansätzen wie folgt bestimmen:

Bereich	Wärmebedarf
Private Haushalte	115,5 TWh
Wirtschaft und Verwaltung	444,6 TWh
Summe	560,1 TWh

Tabelle 3.8: Wärmebedarf in Deutschland im Jahre 2050

Diskutiert man die Thematik Wärmeenergie, muss man zwischen Nieder- und Hochtemperaturbereich unterscheiden.

Energie im Niedertemperaturbereich lässt sich relativ leicht, zum Beispiel durch Solarthermie gewinnen.

Im Hochtemperaturbereich, zum Beispiel bei der Stahlproduktion, ist dies nicht mehr möglich. Deshalb muss dieser Temperaturbereich durch Elektroenergie abgedeckt werden.

3.5.1 Wärmepumpen

Wärmepumpen sind Maschinen, die thermische Energie von einem niedrigen Temperaturlevel auf ein höheres Temperaturlevel oder umgekehrt transformieren. Sie können demnach sowohl zur Heizung als auch zur Kühlung verwendet werden.

Zum Betrieb der Wärmepumpe wird Antriebsenergie benötigt. Dies kann Strom, Benzin, Diesel oder Gas sein. Im Sinne der kompletten Umstellung auf erneuerbare Energien gehen wir ausschließlich von strombetriebenen Wärmepumpen aus. Die für Wärmepumpen notwendige Strommenge wurde bereits bei der Abschätzung des zukünftigen Energiebedarfs im [Kapitel 2.7.3](#) berücksichtigt.

Da Wärmepumpen die Umgebungstemperatur nutzen, wird die Elektroenergie nicht 1:1, wie etwa bei einem elektrischen Heizlüfter, in Wärme umgewandelt. Wie der Name Wärmepumpe vermuten lässt, geht es vielmehr nur um den Wärmetransport. Dieser lässt sich deutlich effizienter gestalten. Man spricht in diesem Zusammenhang oft von der Arbeitszahl einer Wärmepumpe. Eine von vielen Wärmepumpen erreichte Arbeitszahl von 2,5 bedeutet, dass sich aus 1 kWh Elektroenergie 2,5 kWh Heizenergie erzeugen lassen.

Eine Wärmepumpe braucht neben der Antriebsenergie demnach ein Medium, dem die Energie entnommen wird. Am gebräuchlichsten sind:

- Außen- und Abluft,
- Erdwärme (oberflächennahe Geothermie),
- Wasser.

Wärmepumpen gewinnen bei Wohnungsheizungen immer mehr an Bedeutung. Im Jahr 2015 wurden bereits 31,4% aller fertiggestellten Wohngebäude durch Wärmepumpen beheizt. [3.5.1.1]¹

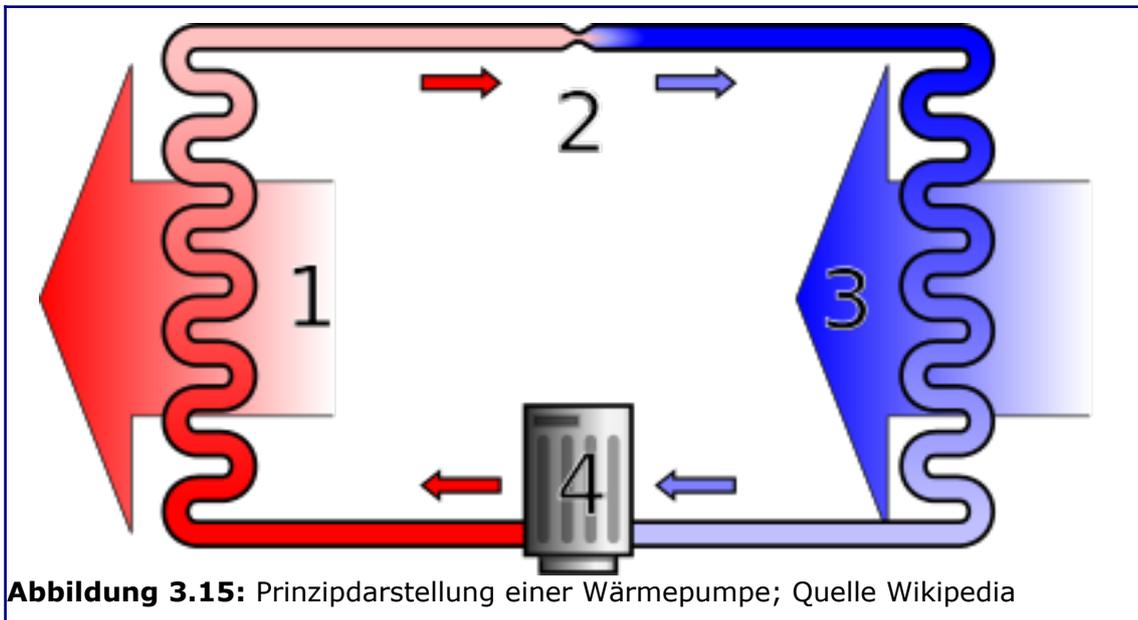


Abbildung 3.15: Prinzipdarstellung einer Wärmepumpe; Quelle Wikipedia

Schaubild des Wärme- und Kälteflusses (große Pfeile) und des Kältemittels (kleine Pfeile) einer Kompressionswärmepumpe (vgl. [Kompressionskältemaschine](#)):

- 1) Kondensator,
- 2) Drossel,
- 3) Verdampfer,
- 4) Kompressor

Dunkelrot: Gasförmig, hoher Druck, sehr warm

Rosa: Flüssig, hoher Druck, warm

Blau: Flüssig, niedriger Druck, sehr kalt

Hellblau: Gasförmig, niedriger Druck, kalt

Ökologische Betrachtung

Bei der ökologischen Betrachtung von Wärmepumpen sind drei Faktoren zu berücksichtigen:

1. Flächenverbrauch,
2. Rohstoffverbrauch,
3. Recycling von alten Anlagen.

Flächenverbrauch

Durch die Nutzung von Wärmepumpen ergibt sich kein nennenswerter Flächenbedarf. Sie gehören alternativ zu anderen Heiz-/Kühlanlagen zur üblichen Installation moderner Gebäude.

Rohstoffverbrauch

Bei der Herstellung von Wärmepumpen und der Kollektorflächen werden keine seltenen Rohstoffe verwendet. Deshalb ist auch keine Nutzungseinschränkung durch einen Mangel an Rohstoffen zu erwarten.

Recycling von alten Anlagen

Das Recycling von alten Anlagen stellt keine Probleme dar, da für alle verwendeten Komponenten entsprechende Verfahren existieren.

¹ [3.5.1.1] <https://www.unendlich-viel-energie.de/erneuerbare-energie/erdwaerme/oberflaechennahe-geothermie/neubau-statistik-2015-waermepumpen-anteil-bleibt-stabil>

Zukünftige Weiterentwicklung der Nutzung von Wärmepumpen

Die Anwendung von Wärmepumpen wird in Zukunft an Bedeutung gewinnen. Sie sind ein wichtiger Beitrag, fossile Brennstoffe für die Wärmeerzeugung zu ersetzen.

3.5.2 Solarthermie

Solarthermie ist die Nutzung der Sonnenenergie zur Erzeugung von Wärme.

Die Nutzung erfolgt durch Solarkollektoren. Es gibt zwar auch sogenannte Sonnenwärmekraftwerke, diese sind aber wegen des Flächenbedarfs im dicht besiedelten Deutschland nicht relevant.

Für Solarkollektoren gibt es verschiedene Bauformen.



Abbildung 3.16: Solarkollektoren, links Flachkollektor rechts Röhrenkollektor

Die Wärme der Sonne kann auch direkt, sprich ohne dem Umweg durch die Nutzung elektrischen Stroms zum Antrieb von Kältemaschinen, zur Kühlung bzw. Klimatisierung genutzt werden. Hier gibt es eine Vielzahl von verschiedenen Verfahren. Beispielhaft sei hier auf die Absorptionskältemaschinen verwiesen, die vielen Besitzern von Wohnmobilen durch ihre Kühlschränke bekannt sind. Bei der Kühlung von Gebäuden sind diese direkten Verfahren besonders effizient, weil zu Zeiten des höchsten Kühlbedarfs gleichzeitig die meiste solare Wärme zur Verfügung steht.

Ökologische Betrachtung

Bei der ökologischen Betrachtung von Solarthermie muss man drei Faktoren berücksichtigen:

1. Flächenverbrauch,
2. Rohstoffverbrauch,
3. Recycling von alten Anlagen.

Flächenverbrauch

Da Solarthermieanlagen in der Regel auf bereits bestehende Dächer installiert werden, ergibt sich kein zusätzlicher Flächenverbrauch.

Rohstoffverbrauch

Die unterschiedlichen Bauformen von Solarkollektoren verwenden keine seltenen Rohstoffe. Deshalb ist auch keine Nutzungseinschränkung durch einen Mangel an Rohstoffen zu erwarten. Die energetische Amortisationszeit beträgt, je nach System, zwischen 12 bis 24 Monaten. [3.5.2.1]¹

Recycling von alten Anlagen

Das Recycling alter Anlagen stellt keine Probleme dar, da für alle verwendeten Komponenten entsprechende Verfahren existieren.

Zukünftige Weiterentwicklung der Nutzung von Solarthermie

Auch die Solarthermie leistet schon heute einen wichtigen Beitrag zur Einsparung fossiler Brennstoffe zum Zwecke der Wärmegewinnung. Perspektivisch wird dieser Anteil vermutlich weiter steigen. Allerdings steht die Solarthermie in direkter Konkurrenz zur Photovoltaik, weil die Kollektoren gewöhnlich auf Dächern montiert werden. Es kommt also darauf an, ein möglichst ausgewogenes Verhältnis zwischen beiden Technologien zu finden.

3.5.3 Heizen mit Biomasse

Insgesamt kommt in rund einem Viertel aller deutschen Privathaushalte Holz als Heizbrennstoff zum Einsatz, in erster Linie in Einfamilienhäusern. Insgesamt sind in diesem Bereich ca. 15 Millionen Einzelraumfeuerstätten wie Kamine und Kachelöfen vorhanden. Ältere Feuerstätten erfüllen oft nur den Zweck, bestehende Zentralheizungsanlagen im Sinne größerer Gemütlichkeit zu ergänzen. Moderne Kamine bzw. Kaminöfen haben inzwischen einen so hohen Wirkungsgrad, dass ihr Betrieb oft den Wärmebedarf ganzer Einfamilienhäuser fast vollständig decken kann.

Zunehmend greifen Privathaushalte und kleinere Gewerbebetriebe auch auf Zentralheizungen auf der Basis von Holz zurück. Allein die seit 2001 mit dem Marktanreizprogramm (MAP) geförderten, automatisch befeuerten Scheitholzheizungen, Hackschnitzelheizungen und Holzpelletheizungen bis 100 kW Leistung zählen deutschlandweit rund 250.000 Installationen. [3.5.3.1; Seite 8]²

Neben diesen reinen Heizungen gibt es noch Blockheizkraftwerke die mit Holz beheizt werden.

Ökologische Betrachtung

Bei der ökologischen Betrachtung gelten die im [Kapitel 3.2.2](#) getroffenen Aussagen.

Zukünftige Weiterentwicklung der Nutzung von Biomasse zur Wärmeerzeugung

Vielen Raumheizungen droht durch verschärfte Umweltauflagen zukünftig die Stilllegung Feuerstätten, die diese Auflagen erfüllen, werden jedoch auch in Zukunft noch eine große Rolle bei der Wärmeerzeugung spielen.

3.5.4 Strombasierte Wärmeerzeugung

Ökologische Betrachtung

Elektrischer Strom ist eine edle Energieform weil er sehr vielfältig und praktisch universell einsetzbar ist. Elektroenergie wird durch eine lange Prozesskette aus unterschiedlichen Energieträgern erzeugt. Diese Prozesskette ist immer verlustbehaftet. Wir sollten also gut abwägen, in welchen Fällen es sinnvoll ist, den „edlen Strom“ in „unedle Wärme“ umzuwandeln. Zur Erzeugung von Warmwasser ist es z.B. viel effektiver, eine solarthermische Anlage anstelle einer Photovoltaik-Anlage zu nutzen. Der mögliche Wirkungsgrad einer solarthermischen

1 [3.5.2.1] Ursula Eicker, *Solare Technologien für Gebäude. Grundlagen und Praxisbeispiele*, 2. vollständig überarbeitete Auflage, Wiesbaden 2012

2 [3.5.3.1] https://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/317.Renews_Spezial_Holzenergie_Japan_DE_Mar14.pdf

Anlage beträgt bis zu 80%, der einer Photovoltaik-Anlage nur ca. 20%. Da beide Verfahren auf Sonnenenergie beruhen, könnte in diesem Beispiel jedoch auf Effizienzbetrachtungen verzichtet werden, solange der Strom für das Warmwasser ausschließlich über PV-Module erzeugt wird. Hinzu kommt, dass Solarthermie nur bis zu bestimmten Außentemperaturen funktioniert, Photovoltaik hingegen auch im tiefsten Winter.

Zukünftige Weiterentwicklung der Wärmeerzeugung durch Strom

In einigen Bereichen kann man auf die Wärmeerzeugung mittels elektrischer Energie nicht verzichten. Das sind vor allem industrielle Hochtemperaturprozesse. Zur Erzeugung hochreinen Stahls kommen häufig Elektrostahlöfen zum Einsatz. Bei diesen ist der Energieeinsatz sogar geringer als bei der klassischen Stahlerzeugung. [3.5.4.1]¹ Auch zur Herstellung von Aluminium werden erhebliche Mengen an Elektroenergie benötigt. Die Erzeugung von Aluminium erfolgt mittels Schmelzflusselektrolyse. Pro Tonne erzeugtem Aluminium liegt der Elektroenergiebedarf zwischen 3,3 und 4,9 MWh. [3.5.4.2]²

In einer auf erneuerbaren Energien basierenden Wirtschaft, die Strom in ausreichender Menge bereitstellen kann, ist es keine allzu große Herausforderung, industriell benötigte Hochtemperaturen elektrisch zu erzeugen. Es ergeben sich daraus auch keine ökologischen Probleme, da der Strom ausschließlich aus erneuerbaren Quellen kommt. Es entfällt u.a. die Belastung der Atmosphäre mit schädlichen Gasen, die heute noch bei der Verbrennung fossiler Brennstoffe zum Zwecke der Hochtemperaturerzeugung entstehen.

Es ist leicht einzusehen, dass die Erzeugung von Elektroenergie konzentriert an Standorten erfolgen sollte, an denen sich Großverbraucher befinden. Unter diesen Umständen haben die bestehenden Offshore Windkraftanlagen ihre Berechtigung. Großverbraucher wie Kupfer- und Aluminiumhütten befinden sich z.B. in Hamburg. Keinesfalls sind diese Anlagen aber zur Versorgung des süddeutschen Raumes mit Elektroenergie notwendig oder gar sinnvoll.

Der für alle Industrieprozesse zusätzlich benötigte Strom wurde in der Bedarfsschätzung in [Kapitel 2.7.3](#) bereits berücksichtigt.

1 [3.5.4.1] http://sylvester.bth.rwth-aachen.de/dissertationen/2004/017/04_017.pdf

2 [3.5.4.2] <http://www.lech-stahlwerke.de/de/unternehmen/umwelt/energie.html>

3.6 Speichertechnologien

3.6.1 Kurzzeitspeicher

Jeder Besitzer einer Solarthermieanlage hat einen Wärmespeicher, in dem die von der Sonne gelieferte Wärme zunächst gespeichert wird. Je nach Auslegung nehmen derartige Speicher den Bedarf für mehrere Tage auf. Die Speicher nutzen in der Regel Wasser, das sich in gut isolierten Behältern befindet. Warmes Brauchwasser, z.B. für die Dusche, kann direkt aus dem Speicher entnommen werden. Die entsprechende Technologie ist inzwischen ausgereift und in vielen Häusern eingebaut.

Für eine komplette Umstellung der Wärmeerzeugung auf Solarenergie sind Kurzzeitspeicher jedoch nicht ausreichend. Es werden Wärmespeicher benötigt, die in der Lage sind, die von der Sonne abgezapfte Energie über einen längeren Zeitraum vorzuhalten.

3.6.2 Saisonale Wärmespeicher

Saisonale Wärmespeicher verwenden je nach Bauart entweder Wasser, eine Kies-Wasser- oder eine Erdreich-Wasser-Mischung bzw. direkt den gegebenen Untergrund, um Wärme saisonal zu speichern. Bei Wärmebedarf gibt das Speichermedium durch Wärmeübertragung die Wärme an kälteres, den Speicher durchströmendes Wasser ab, bis der Speicher nur noch 3 bis 5 °C wärmer ist als das zu erwärmende Wasser. [3.6.2.1]¹

Saisonale Wärmespeicher können in unterschiedlicher Form realisiert werden. Erdbecken-Wärmespeicher bestehen aus einem großen, abgeschlossenen und (teil-) gedämmten Erdbecken, das mit verschiedenen Speichermedien gefüllt sein kann. Mittels Brunnen oder Rohrleitungen wird Wärme in den Speicher direkt oder indirekt eingespeist und bei Bedarf wieder entnommen. In der nordrhein-westfälischen Stadt Steinfurt deckt seit 1998 eine Wohnsiedlung 36% ihres jährlichen Wärmebedarfs über einen Kies-Wasser-Erdbecken-Wärmespeicher mit einem Speichervolumen von 1.500 m³. Die Speicherwärme wird durch Solarthermiemodule auf den Dächern der Wohnhäuser erzeugt [3.6.2.2]². Seit dem Jahr 2008 sind in Eggenstein-Leopoldshafen (Baden-Württemberg) ein Schul- und Sportzentrum sowie die örtliche Feuerwehr an ein zentrales, solar unterstütztes Nahwärmenetz angeschlossen. Mit 1.600 m² Kollektorfläche wird ein Kies-Wasser-Wärmespeicher erwärmt. Die gespeicherte Wärme gelangt bei Bedarf über eine Wärmepumpe in die Gebäude [3.6.2.3]³.

Erdsonden-Wärmespeicher nutzen den Untergrund zur Wärmespeicherung. In vertikal oder schräg verlaufende Bohrungen werden wasserdurchflossene Erdwärmesonden bis zu 100 m tief ins Erdreich eingeführt. Durch diese Erdwärmesonden wird das erhitzte Wasser in den Untergrund geleitet und erwärmt dort den Boden. Wenn Wärmebedarf besteht, wird über dieselben Erdwärmesonden die gespeicherte Wärme dem Boden wieder entzogen und dem nutzenden System zugeführt. Zusätzlich zur aktiven Einspeicherung von Wärme, wird durch Erdsonden-Wärmespeicher dem Untergrund bei Bedarf auch die natürliche geothermische Erdwärme entzogen und nutzbar gemacht" [3.6.2.4]⁴. Bereits Ende 2004 versorgte ein Erdsonden-Wärmespeicher in Neckarsulm (Baden-Württemberg) eine Grundschule mit Sporthalle, ein Einkaufszentrum und rund 270 Wohnungen mit Wärme. Die Siedlung verfügt über rund 7.000 m² Kollektorfläche, die knapp 40% Anteil der Wärmeversorgung abdecken. [3.6.2.5]⁵

Die sogenannten Aquifer-Wärmespeicher basieren auf natürlichen, abgeschlossenen Grundwasserreservoirs. Durch einen „kalten“ Brunnen wird Wasser aus dem Speicher hoch gepumpt und erwärmt. Dann wird das erwärmte Wasser über eine andere Brunnenbohrung, den warmen

1 [3.6.2.1] <http://www.saisonalspeicher.de/Grundlagen/Funktionsprinzip/tabid/67/Default.aspx>

2 [3.6.2.2] <http://www.saisonalspeicher.de/Projekte/ProjekteinDeutschland/Eggenstein/tabid/406/language/de-DE/Default.aspx>

3 [3.6.2.3]

4 [3.6.2.4] <http://www.saisonalspeicher.de/Speichertypen/Erdsonden/tabid/75/Default.aspx>

5 [3.6.2.5] <http://www.werkstatt-stadt.de/de/projekte/177/>

Brunnen wieder in den Untergrund eingeleitet. bei Wärmebedarf wird warmes Wasser aus dem Speicher entnommen und die Wärme wird über Wärmeübertrager in den Verbraucherkreislauf übertragen [3.6.2.6]¹. In Rostock Brinckmannshöhe wurde bereits 1999 eine solare Nahwärmeversorgung in Kombination mit einem saisonalen 20.000 m³ Aquifer-Wärmespeicher errichtet und versorgte Mehrfamiliengebäude mit insgesamt 108 Wohneinheiten [3.6.2.7]². In einem neuen Forschungsprojekt soll nun ein standortunabhängiges Auslegungskonzeptes für die Planung verlässlicher und effizienter thermischer Aquiferspeicher entwickelt werden [3.6.2.8]³.

Bei der Nutzung der obigen Speichertechnologien müssen natürlich die örtlichen geologischen Gegebenheiten berücksichtigt werden.

Bereits vor mehr als einem Jahrzehnt wurden also verschiedene Wärmespeicherkonzepte entwickelt und in Pilotprojekten erfolgreich realisiert, mit denen durch erneuerbare Energien ein Großteil des jährlichen Wärmebedarfs gedeckt werden könnte!

3.6.3 Verluste bei der Wärmeleitung und Speicherung

Auch gut isolierte Speicher haben eine Selbstentladung. Das System der Leitungen und Röhren strahlt ebenfalls Wärme ab. Die Fraunhofer Gesellschaft ISE geht bei Wärmespeichern von einem Wirkungsgrad von 90% aus [3.6.3.1, S. 72]⁴. Die Studie [3.6.3.2]⁵ untersucht den zeitlichen Verlauf des Wärmeverlustes in Speichern und kommt zu dem nicht weiter erstaunlichen Ergebnis, dass die Wärmeverluste um so größer sind, je weiter man sich vom Zeitpunkt der 100igen Befüllung des Speichers zeitlich entfernt. Auch die Temperaturdifferenz zwischen dem Speicherinneren und der Umgebung spielt eine Rolle.

Wir gehen deshalb von einem Verlust bei der Wärmeleitung und längerfristigen, sprich saisonalen Wärmespeicherung von etwa 30% aus. Somit ergibt sich bei einem Netto-Wärmebedarf von 500 TWh ein Gesamtbedarf von 650 TWh (siehe Tab.3.1.a).

3.7 Batteriespeicher

Batteriespeicher sind universell einsetzbare Speicher für unterschiedliche Zwecke. Für Batteriespeicher sind eine Fülle von unterschiedlichen Technologien verfügbar bzw. in der Entwicklung. Einen Überblick über die verschiedenen Speichertechnologien findet man in Wikipedia. [3.7.1]⁶

Aktuell sind Lithium-Ionen-Batterien die bevorzugte Technologie. Eine mögliche Alternative hierzu sind Graphenbatterien [3.7.2]⁷. und Superkondensatoren [3.7.3]⁸. Letztere bieten eine höhere Speicherkapazität, lassen sich schneller laden und benötigen keine seltenen Rohstoffe. Allerdings haben sie ihre Marktreife noch nicht bewiesen.

Eine weitere Möglichkeit der Batteriespeicher sind die Redox-Flow Batterien. [3.7.4]⁹ Diese bieten auf Grund ihrer Konstruktion eine hohe Skalierbarkeit bei Leistung und Speichergröße. Aktuell basieren diese auf Vanadium als Elektrolyt. Jedoch gibt es auch Forschungsberichte über die Nutzung von Chinonen und Polymeren in Redox-Flow-Batterien. Ihre Energiedichte ist allerdings geringer als bei anderen Batteriesystemen. Die Entwicklung dieser Speicher steht erst am Anfang. Für die auf Polymeren basierende Redox-Flow-Batterie wie sie an der UNI Jena entwickelt wird ist keine Rohstoffknappheit zu erwarten [3.7.5]¹⁰. Diese haben aber zur Zeit noch keine Marktreife.

1 [3.6.2.6] <http://www.saisonalspeicher.de/Speichertypen/Aquifer/tabid/74/Default.aspx>

2 [3.6.2.7] <http://www.saisonalspeicher.de/Projekte/ProjektinDeutschland/Rostock/tabid/422/language/de-DE/Default.aspx>

3 [3.6.2.8] http://forschung-energiespeicher.info/projektschau/gesamtliste/projekt-einzelsicht/95/Saisonale_Waermespeicherung_in_Aquiferen/

4 [3.6.3.1] <http://www.eneff-stadt.info/de/pilotprojekte/projekt/details/plusenergiesiedlung-ludmilla-wohnpark-landshut/>
<https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien-und-positions-papiere/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland>

5 [3.6.3.2] <http://ritter-xl-solar.com/uploads/media/Wie-gross-duerfen-Solarspeicher-sein-HZ14-5-09.pdf>

6 [3.7.1] <https://de.wikipedia.org/wiki/Akkumulator><https://de.wikipedia.org/wiki/Redox-Flow-Batterie>

7 [3.7.2] <http://energyload.eu/stromspeicher/grabat-energy-wunderbatterie-graphen/>

8 [3.7.3] <http://m.dw.com/de/vergisst-akkus-die-zukunft-geh%C3%B6rt-den-superkondensatoren/a-36524174>

9 [3.7.4] <https://de.wikipedia.org/wiki/Redox-Flow-Batterie>

10 [3.7.5] https://www.uni-jena.de/Forschungsmeldungen/FM151021_Batterie.html

Der sich abzeichnende Bedarf an Batteriespeichern, besonders für die Elektromobilität hat die Entwicklung vorangetrieben. Batteriespeicher können z.B. im

- Verkehrsbereich,
- privaten Haushalt,
- Industrie und Verwaltung und als
- Infrastrukturspeicher

eingesetzt werden.

Bei modernen stationären Akkus, die z.B. in Kombination mit Photovoltaikanlagen zu finden sind, entstehen dabei Verluste von ca. 10%.

Im Verkehrsbereich treten, bedingt durch den Stromverbrauch notwendiger Zusatzgeräte, Verluste von ca. 20% auf [3.7.2, S. 72]¹. Stationäre Speicher in Industrie und Verwaltung sind ähnlich zu bewerten wie Speicher für private Haushalte. Die Anforderungen an die Kapazität und den Lastgang sind jedoch andere. Unter Lastgang verstehen wir den zeitlichen Verlauf der abgenommenen Leistung, in unserem Fall elektrische Leistung, über eine zeitliche Periode.

3.7.1 Stromspeicher im Bereich Mobilität

Mit den Zulassungszahlen des Kraftfahrt-Bundesamtes vom 01. Januar 2016 für PKW, Kraftäder, Busse, Nutzfahrzeuge und sonstige KFZ (z.B. Traktoren oder Baumaschinen) bzw. vom 01. Januar 2015 für die verschiedenen LKW-Klassen [1.2.1, Tabelle 6a] kann man das für alltagstaugliche Fahrzeugreichweiten notwendige Fahrzeugspeichergesamtvolumen zu ca. 6,5 TWh abschätzen. Fahrzeuge wie Busse, Bahnen auch spezielle LKWs welche die Oberleitungstechnologie nutzen benötigen keine Stromspeicher zum Fahren und werden deshalb hier nicht behandelt.

Als Fahrzeugbatterien bieten sich aus heutiger Sicht nur Lithium-Ionen-Akkus aufgrund ihrer vergleichsweise hohen Energiedichte an. Insbesondere nehmen sie in diesem Anwendungsfeld immer noch die führende Position ein, weil jüngere Forschungsergebnisse vermuten lassen, dass sich die Speicherkapazitäten noch deutlich steigern lassen [3.7.1.1]². Eine Zukunftsalternative zu den Lithium-Ionen-Akkus sind Graphenbatterien und Superkondensatoren.

Jedoch gibt es auch Forschungsansätze für die mobile Nutzung von Redox-Flow Technologien. Diese haben zwar heute noch eine deutlich geringere Energiedichte, aber dafür lässt sich das Laden ähnlich einfach wie das Tanken von Benzin gestalten.

Der Anteil des elektrischen Schienenverkehrs am Energiebedarf des Verkehrssektors ist mit 1,6% im Jahr 2014 noch sehr gering [1.2.1, Tabelle 6a]. Insbesondere im Bereich der Transporte mit 40-Tonnen-Sattelzügen verbrauchen Bahn und Schiff weniger als die Hälfte der Energie. Es ist deshalb dringend geboten, diesen Transportzweig auszubauen [3.7.1.2]³. Gütertransporte müssen von der Straße auf die umweltschonende Schiene, gegebenenfalls auch auf das Schiff verlagert werden. Gütertransporte müssen koordiniert werden um unsinnige Transporte zu vermeiden und Transportwege zu verkürzen.

Bei den verwendeten Batterien gehen wir von einem Lade-/Entladeverlust von 10% aus. Für Zusatzaggregate rechnen wir mit einem Bedarf von weiteren 10% Damit ergibt sich insgesamt ein Zusatzbedarf von 50 TWh und für die Erbringung der jährlichen Fahrleistung ein Gesamtbedarf von 300 TWh.

1 [3.7.2] <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien-und-positionspapiere/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland>

2 [3.7.1.1] <https://www.akku.net/magazin/lithium-ionen-akku-zehn-spannende-fakten-zur-herstellung-des-energiespeichers/>

3 [3.5.8] <http://www.umweltbundesamt.de/themen/verkehr-laerm/emissionsstandards/binnenschiffe>

3.7.2 Stromspeicher im Bereich der privaten Haushalte

Im Jahr 2015 verbrauchten die privaten Haushalte 132 TWh ([1.2.1], Tab 6a). Zukünftig werden sie pro Jahr etwa 97 TWh Strom verbrauchen. Das entspricht einem durchschnittlichen Tagesverbrauch 0,27 TWh. Legt man die Größe des Haushalts- oder Quartierspeichers auf einen durchschnittlichen 5-Tagesverbrauch aus, so berechnet sich die Gesamtspeichermenge auf 1,3 TWh. Ob private Haushalte ihre elektrischen Kraftfahrzeuge mit selbsterzeugtem Strom laden wollen, hängt von der Verfügbarkeit der Stromtankstellen ab. Einkaufszentren, Autohäuser, Raststätten oder die eigene Arbeitsstätte werden Ladestrom oft kostenlos anbieten. Bei Fernfahrten ist ein Tanken im eigenen Haushalt sowieso nicht möglich.

Im Jahr 2015 wurden im motorisierten Individualverkehr 939 Mrd. km zurückgelegt [1.2.1, Tabelle 1]. Legt man einen durchschnittlichen Verbrauch von 16,4 kWh pro 100 km zugrunde, so entspricht dies einem Jahresverbrauch 154 TWh bzw. durchschnittlich 0,42 TWh pro Tag. Soll der Haus- oder Quartierspeicher auch hier einen 5-Tagesverbrauch abdecken können, so erhöht sich die gesamte Speichergröße um 2,1 TWh auf insgesamt 3,4 TWh. Bei 40,2 Millionen Haushalten wäre das eine Speichergröße von 82 kWh pro Haushalt. Der Fahrzeugspeicher kann aber den eigenen Haushaltsstromspeicher ergänzen. Das primäre Ziel ist die eigene Nutzung des selbst erzeugten Stromes, ganz gleich ob zum Fahren oder im eigenen Haushalt.

Die heute angebotenen Haushaltsstromspeicher sind in aller Regel Stromspeicher mit Lithium-Ionen-Technologie. Im Gegensatz zu Fahrzeugspeichern können aber in privaten Haushalten oder bei Quartierspeichern auch andere Speichertechnologien wie Redox-Flow-Batterien werden.

3.7.3 Stromspeicher im Bereich Industrie und Verwaltung

Für den Bereich Industrie und Verwaltung wird der zukünftige Jahresstromverbrauch inklusive der Verluste auf 386 TWh geschätzt. Geht man für die Speichergröße auch hier von einem 5-Tagesverbrauch als Zielgröße aus, ergibt sich ein Speichervolumen von ca. 5,3 TWh. Hinzu kommen noch Speicher für das Laden der gewerbsmäßigen Fahrzeug-Flotten und des schienengebundenen Personen- und Güterverkehrs. Wir gehen davon aus, dass für 50% des Strombedarfs Speicher angelegt werden. Dies sind 125 TWh. Der durchschnittliche Tagesverbrauch beträgt dann ca. 0,35 TWh. Legt man als Speicherbedarf einen durchschnittlichen 5-Tagesverbrauch zugrunde, erhöht sich der Speicherbedarf im Bereich Industrie und Verwaltung um 1,75 auf insgesamt 7,05 TWh.

3.7.4 Stromspeicher im Bereich Infrastruktur

Wir haben in unseren bisherigen Ausführungen den Begriff Infrastrukturspeicher eingeführt. Aber was ist das eigentlich? Infrastrukturspeicher sind, wie der Name erahnen lässt, Bestandteil der öffentlichen Infrastruktur. Es handelt sich um Batteriespeicher, die elektrische Energie im Megawattstundenbereich speichern können.

Solche Speicher haben gleich mehrere Aufgaben.

Im Fall einer zentralen Störung der Stromversorgung sichern sie die Versorgung wichtiger Verbraucher z.B. im Bereich der Wasser- und Gasversorgung oder Einrichtungen der Telekommunikation für einen begrenzten Zeitraum.

Im Fall eines ungestörten Betriebes entlasten sie die übergeordneten Netze. EE, die z.B. durch Photovoltaik Anlagen an sonnenreichen Tagen erzeugt, aber nicht sofort verbraucht werden kann, wird in einem Infrastrukturspeicher zwischengespeichert. Nachts oder an sonnenarmen Tagen wird diese Energie wieder entnommen.

Infrastrukturspeicher ermöglichen die aktive Teilnahme am Stromhandel. Durch ein zweckmäßiges Lastmanagement kann der Betreiber des Speichers, in der Regel der Betreiber eines

lokalen Netzgebietes, beeinflussen unter welchen Bedingungen einstmals billig erzeugter Strom verkauft oder teurer Strom gekauft werden muss.

Batteriespeicher die solche Strommengen speichern können, sind Lithium-Ionen-Speicher, die auch als Speicher für E-Mobilität eingesetzt werden. Aus diesem Grund entstehen weltweit _Produktionsstätten für solche Speichersysteme die zu einer starken Preissenkung führen werden. Aber auch Redox-Flow-Batterien sind für die Verwendung als Infrastrukturspeicher geeignet.

Sowohl die Infrastrukturspeicher als auch die Haushaltsspeicher und die Speicher in Industrie und Verwaltung sind Teil der gesamten Speicherkapazität des Landes. Um abzuschätzen, welche Speicherkapazität durch Infrastrukturspeicher erbracht werden kann, wollen wir hier eine modellhafte Betrachtung anstellen. Das heißt die konkrete Ausgestaltung richtet sich nach den zukünftigen lokalen Erfordernissen und kann deshalb auch von unserem Modell abweichen.

Ein Infrastrukturspeicher ist in der Regel ein Bestandteil des Niederspannungsnetzes und muss an geeigneter Stelle in das Netz eingebunden werden. Das sind überwiegend die vorhandenen lokalen Trafostationen. In Deutschland existieren ca. 600.000 Trafostationen.

Wenn man jeder Trafostation eine Speicherkapazität von 5 MWh zuordnen würde, ergäbe das eine Speicherkapazität von 3 TWh. In der Realität kann man aber nicht in jeder Trafostation einen Speicher installieren. Deshalb nehmen wir für die weitere Betrachtung eine Kapazität von 1,2 TWh an.

Ein weiterer Bereich von Infrastrukturspeichern sind Speichersysteme für Freiflächen PV- und Windkraftanlagen. Daneben werden bereits heute Speichersysteme zur Bereitstellung von Regelenergie installiert. Diese Systeme sind jedoch nicht in das Niederspannungsnetz integriert. Für die weitere Betrachtung gehen wir von einer Kapazität von 10 TWh aus [3.7.4.1]¹.

Diese Speicher sind unbedingt notwendig, denn sie erbringen die Regelleistung die bisher durch fossile Kraftwerke bereitgestellt wurde (vgl. [1.8.4](#)).

Wie bereits erwähnt ist ein Infrastrukturspeicher Bestandteil eines lokalen Netzgebietes. Ein solches Netzgebiet hat einen Betreiber, einen Energieversorger oder z.B. eine Bürgerenergiegenossenschaft. Es liegt im Ermessen der Betreiber, ob der Betrieb eines solchen Speichers wirtschaftlich ist.

3.7.5 Stromspeicherverluste durch die saisonale Speicherung

Die Energieversorgung der Zukunft basiert fast vollständig auf den erneuerbaren Energien Sonne und Wind. Diese Energiequellen stehen jedoch nicht gleichmäßig über das Jahr verteilt zur Verfügung, sondern die Sonneneinstrahlung ist in Deutschland in den Sommermonaten und der Windertrag in den Wintermonaten am höchsten. Legt man die Jahrgänge für Sonne und Wind aus den Grafiken im [Kapitel 3.4](#) zugrunde, ist damit die Stromerzeugung im Juli am höchsten und im Dezember am niedrigsten.

Der überschüssige Strom der im Sommer erzeugt wird muss für den Verbrauch im Winter zwischengespeichert werden. Zu diesem Zweck wird, neben der Batteriespeicherung, mittels Elektrolyse Wasserstoff erzeugt. Dieser Wasserstoff kann zum Teil direkt in das normale Erdgasnetz eingespeist oder in einem weiteren Verfahrensschritt Power to Gas in eine Erdgas ähnliche Form umgewandelt werden und ebenfalls in das normale Erdgasnetz eingespeist

1 [3.7.4.1] <http://www.photovoltaiik.eu/Archiv/Meldungsarchiv/Belectric-baut-Grossspeicher-in-Brandenburg.QUIEPTU3NjlyMSZNSUQ9MTEwOTQ5.html?UID=7BCCB9C5D7B9F720F90E8A2D6F2D6425132E48D328D721>

3.7.6 Zusätzlicher Bedarf durch Speicherung

Im Bereich Mobilität ergibt sich wie im [Kapitel 3.7.1](#) angeführt ein zusätzlicher Bedarf von 50 TWh. Bei den Privathaushalten, Wirtschaft und Verwaltung und Infrastrukturspeichern gibt es eine Kapazität von 21,55 TWh. Bei den saisonalen Speichern ergibt sich laut [Kapitel 3.4](#) ein Zusatzbedarf von 60 TWh. Somit ergibt sich durch die Speicherung ein Zusatzbedarf von 132 TWh.

4 Der Weg zum Ziel

In Kapitel 1 haben wir den IST-Zustand der Energieversorgung in Deutschland beleuchtet. Kapitel 2 diente der Abschätzung des zukünftigen Energiebedarfs der drei Sektoren Wärme, Strom und Transport. Das Kapitel 3 schließlich erläuterte die technischen Möglichkeiten einer Energieversorgung aus erneuerbaren Quellen. Wir haben dort u.a. den Beweis angetreten, dass es weder ernst zu nehmende technische Schwierigkeiten noch Ressourcenengpässe gibt, die uns den Weg zu einer vollständig auf erneuerbare Quellen basierenden Energieversorgung verstellen könnten.

Damit bleibt folgerichtig abschließend die Frage zu klären, welche Gründe uns daran hindern, schneller auf diesem Weg voran zu schreiten. Nachdem wir uns schon im gesamten vorangegangenen Text den einen oder anderen Seitenhieb auf die etablierte Energiewirtschaft und die herrschende Politik nicht verkneifen konnten, folgt in diesem Kapitel nun eine etwas tiefgründigere Analyse der ökonomischen und politischen Aspekte der Energiewende.

Ganz ohne technische Erklärungen kommen wir aber auch in diesem letzten Kapitel nicht aus, weil wir Ihnen die Grundsätze einer dezentralen, auf Zellen basierenden Energieversorgung nicht schuldig bleiben wollen. Wir halten den zellularen Ansatz für außerordentlich wichtig. Die Frage zentrale vs. dezentrale Versorgung ist nämlich sehr eng an die wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen geknüpft. Deshalb bot es sich an, diesen eher technischen Aspekt im „politischen Kapitel“ zu behandeln.

4.1 Importe fossiler Brennstoffe und deren Auswirkungen

Die Nettoimportkosten Deutschlands für fossile Energieträger lagen im Rekordjahr 2012 bei 93,5 Mrd. Euro. Anteilig wurden 68 Mrd. Euro für Mineralölprodukte, 23 Mrd. Euro für Erdgas und 2,5 Mrd. € für Steinkohle ausgegeben [4.1.1]¹. Als Industrienation und einer der größten Energieverbraucher der Welt ist Deutschland stark von diesen Importen abhängig. Weder Deutschland noch die EU haben es in der Hand, die Bedingungen dieser Abhängigkeiten maßgeblich zu gestalten. Es ist überdies unbestreitbar, dass sich im Zuge der ganz natürlichen und von den Wirtschaftsstrategen dennoch allzu oft verdrängten Verknappung spätestens mittelfristig deutliche Preissteigerungen für Rohstoffe aller Art ergeben werden. Die von 2012 bis 2016 gesunkenen Importkosten sind nicht etwa einem sinkenden Verbrauch von Öl, Gas und Kohle zuzuschreiben, sondern stark schwankenden Weltmarktpreisen. Bereits im Jahr 2017 stiegen die Importkosten wieder an. Es bleibt mittelfristig nur der Weg, das Rohstoffproblem fundamental zu lösen.

Hinsichtlich der Energiewirtschaft bedeutet das nichts anderes als die vollständige Abkehr von fossilen Energieträgern. Das ist zunächst der rein wirtschaftliche Aspekt.

Sehr viel wichtiger sind jedoch die Auswirkungen auf unsere Umwelt. Durch die simple und zugegeben außerordentlich bequeme Verbrennung gewaltiger Mengen Öl, Kohle und Gas sind wir gerade dabei, unsere Lebensgrundlage nachhaltig zu zerstören. Zum einen deshalb, weil diese Ressourcen schlichtweg nur in endlicher Menge in der Natur vorkommen. Beim Öl wird das Ende langsam erkennbar. Es wäre daher viel sinnvoller, die noch vorhandenen Reserven an diesen Rohmaterialien zu schonen, um sie sinnvoll stofflich zu verwerten. Nähme man die Energiewende wirklich ernst, müsste man die Wortkombination „fossile Energieträger“ aus dem allgemeinen Sprachschatz verbannen und konsequent durch „fossile Rohstoffe“ ersetzen.

1 [4.1.1] <http://www.energycomment.de/studie-fossile-energieimporte-und-hohe-heizkosten-teil-2/>

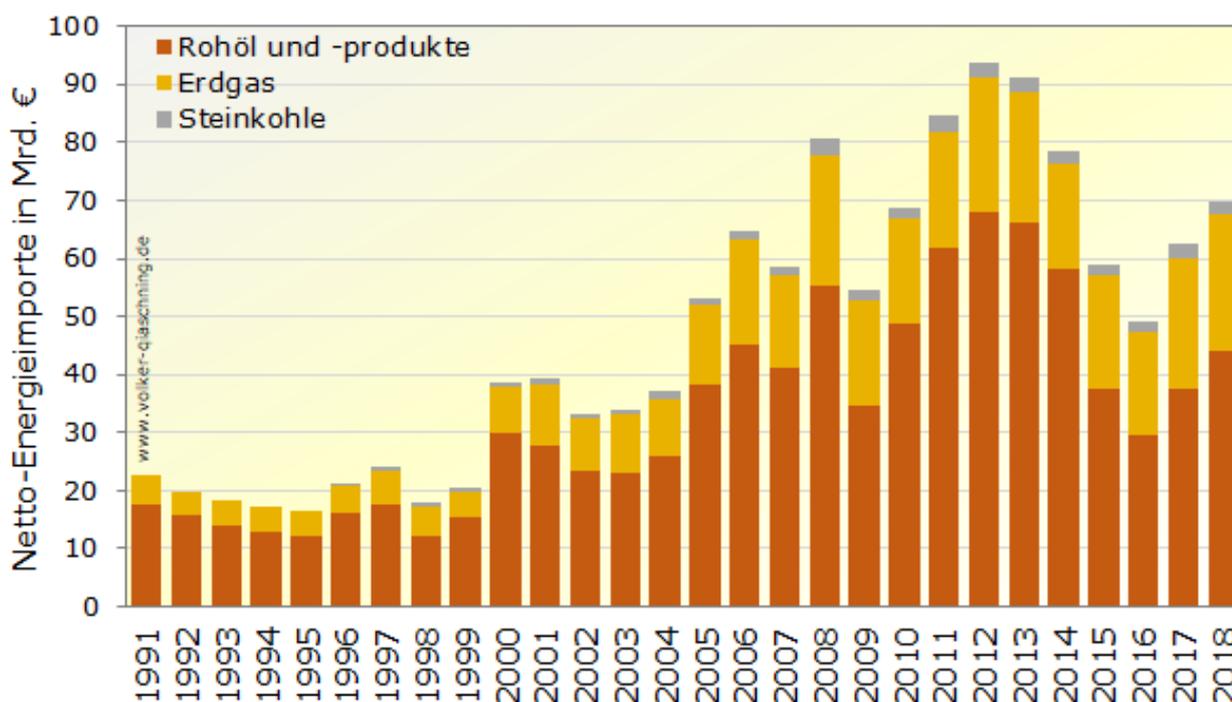


Abbildung 4.1: Import fossiler Energieträger 1991 bis 2018; Quelle Volker Quaschnig

Der zweite Aspekt der Umweltzerstörung liegt in der Freisetzung von Unmengen CO_2 , die mit der weltweit immer noch wider jeder Vernunft favorisierten energetischen Verwertung von Öl, Kohle und Gas einhergeht. Der durch den erhöhten CO_2 -Ausstoß verursachte Klimawandel ist bereits spürbar. Abgesehen vom CO_2 werden durch Verbrennungsprozesse sehr viele andere Schadstoffe wie Stickoxide, Schwermetalle und Schwefeldioxid freigesetzt.

Ein Ende dieser Umweltzerstörung ist dringend geboten. Die mittelfristige Rückführung entsprechender Importe bis auf null muss schnellstens politisch festgeschrieben werden. Das schließt auch Importe von sogenannten Biokraftstoffen, wie indonesischem Palmöl oder „Bioethanol“ aus Brasilien ein, weil es sich hierbei um Pseudolösungen handelt. Deren Realisierung fallen immer noch riesige Regenwaldgebiete durch Brandrodung zum Opfer. Wir blasen damit nicht nur noch mehr CO_2 in die Luft, sondern vernichten auch – und das schlägt sich in der Gesamtbilanz deutlich schädlicher nieder – wichtige natürliche CO_2 -Senken.

Importe nach Deutschland reduzieren, hieße natürlich, unseren ohnehin schon außerhalb des für EU-Staaten erlaubten Rahmens liegenden Außenhandelsüberschuss weiter zu erhöhen. Dieses Problem ließe sich leicht lösen, indem die EU, insbesondere Deutschland, fairen Handel zu fairen Preisen mit den Entwicklungsländern betreibt.

4.2 Noch einhundert Jahre warten?

Wie viel Zeit bleibt uns, um die Energiewende zu stemmen? Wir gehören nicht zu den Weltuntergangsapologeten, sind aber aufgrund eindeutiger Fakten bei weitem nicht Einzigen, die zu dem Schluss gekommen sind, dass die Zeit drängt. Es bedarf einer gewaltigen gesellschaftlichen Kraftanstrengung, um den notwendigen radikalen Strukturwandel unserer Energiewirtschaft, unserer Art zu wirtschaften insgesamt, zu vollziehen. Dieser Wandel muss schnell geschehen, weil davon unser Leben, wie wir es gewohnt sind, abhängt. Letztendlich könnte sich sogar die Überlebensfrage stellen. Wir haben schon viel zu lange gezögert.

Bei jedem Strukturwandel gibt es Gewinner und Verlierer. Am Ende des Prozesses haben wir eine dezentral organisierte Energieversorgung, in der die Energiekonzerne nur dann ihre Führungsposition behaupten können, wenn sie willig sind, den Wandel selbst mit zu gestalten.

Die verkürzte betriebswirtschaftliche Sichtweise der großen Energieerzeuger, in möglichst kurzer Zeit möglichst hohe Gewinne realisieren zu wollen, steht dem jedoch entgegen. Erneuerbare Energien erfordern Umstrukturierung und Umstrukturierung kostet erst einmal Geld. Da ist es natürlich naheliegender und erst recht sehr viel rentabler, das bewährte Geschäftsmodell, so lange es nur geht, aufrecht zu erhalten. Es mag daher nachvollziehbar sein, dass die Energieriesen bislang wenig bis gar keine Intention zeigen, sich in den Wandel hin zur 100%igen Nutzung erneuerbarer Energiequellen wirksam einzubringen. Gleichwohl kann dieses Herangehen nicht länger von der Gesellschaft akzeptiert werden. Dies gilt umso mehr, weil die großen Energiekonzerne noch immer ihren Einfluss auf die Politik zum Nachteil des Gemeinwesens nutzen, um die Energiewende zu verzögern oder gar komplett zu hintertreiben.

Um das Problem in den Griff zu bekommen, müssen wir uns kurz daran erinnern, wozu Politik eigentlich da sein sollte. Nach unserem Verständnis eben nicht, um sich von der Industrie im Sinne der Industrie beeinflussen zu lassen, sondern um die Gesamtwirtschaft so zu lenken, wie es die volkswirtschaftliche Vernunft zur Mehrung des Gemeinwohls gebietet. Es ist in höchstem Maße unvernünftig, weiterhin fossile Energieträger zu favorisieren, um die Partikularinteressen großer Energieunternehmen zu bedienen. Genau das geschieht aber und Änderung ist nicht in Sicht.

Ein Lehrstück für Klientelpolitik konnten wir im Zusammenhang mit dem Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung aus 09/2016 erleben. Die damalige Umweltministerin Barbara Hendricks (SPD) hatte diesen Plan in ihrem Ministerium erarbeiten lassen. U.a. sollte er dazu dienen, die auch durch die Vertreter der Bundesregierung in Paris beschlossenen Klimaziele etwas verbindlicher zu formulieren.

Der Bundeswirtschaftsminister 2016, Herr Gabriel legte sein Veto gegen den Plan seiner eigenen Parteikollegin ein. Daraufhin wurden die konkreten Zahlen von Frau Hendricks aus dem Plan getilgt und durch „XXX“ ersetzt. Den vom „Gift für den Industriestandort Deutschland“ befreiten Plan kann man nur noch im Google-Cache finden. [4.2.1]¹ Wir haben dieses interessante Dokument deshalb gesichert.

Wenn man sich dem zweifelhaften Vergnügen hingibt, nach den „XXX“ im Dokument zu suchen, erhält man 11 Treffer, also 11 entfernte konkrete Zahlen. Die endgültige Fassung vom 11.11.2016 wird in [4.2.2]² dennoch mit verhaltenem Optimismus wie folgt kommentiert:

„Nach monatelangem Ringen hat sich die Bundesregierung doch noch auf ihren Klimaschutzplan 2050 verständigt.“

Wie die finale Einigung konkret aussieht, ist nicht näher bekannt.

Die öffentliche Berichterstattung über das Thema Energiepolitik ist einseitig und irreführend. In der 3sat Sendung Nano vom 14.11.2016 wurde über den Klimagipfel in Marakesch berichtet. [4.2.3]³ Bilden Sie sich bitte selbst ein Urteil.

Wir wollen an dieser Stelle eines deutlich festhalten: Für die Bundesregierung war das wesentliche Ziel der Energiewende die Senkung der Treibhausgasemissionen um 40% bis 2020. Man darf daraus schlussfolgern, dass mit dem Erreichen dieses Zieles die Energiewende nach 2020 für beendet erklärt wird. Eine vollständige Umstellung auf erneuerbare Energien wird von der aktuellen **Realpolitik** nicht mehr in Erwägung gezogen. Wir haben in Kapitel 3.4.3 den rechnerischen Beweis dafür erbracht. Darüber können die Sprechblasen der **plakativen** Politik nicht hinwegtäuschen.

An einer radikalen Umorientierung der Energiepolitik kommen wir nicht vorbei. Ein Weiter so, basierend auf dem verlogenen Credo „Kohle- und Atomstrom sind billiger“, ein wenig garniert mit „Wir sind ja auch für den Ausbau erneuerbarer Energien, aber...“ kann und darf es nicht geben. Wenn von der Politik nicht die entsprechenden Vorgaben kommen, wird die Energie-

1 [4.2.1] https://www.google.de/search?source=hp&ei=4-krXvOiO4nVkwXTtqC4Dg&q=%22klimaschutzplan_2050_entwurf_bf.pdf%22&oq=%22klimaschutzplan_2050_entwurf_bf.pdf%22&gs_l=psy-ab.3...2062.9199..10689...0.0..0.144.374.2j2.....0.....2j1..gws-wiz.....0.jCeQnL3XF2U&ved=0ahUKEwizoIuNmZ7nAhWJ6qQKHVMbCOcQ4dUDCAc&uact=5

2 [4.2.2] <https://www.tagesschau.de/inland/klimaschutzplan-einigung-103.html>

3 [4.2.3] <http://www.3sat.de/mediathek/?mode=play&obj=62902http://www.3sat.de/mediathek/?mode=play&obj=62902>

wende über andere Wege Realität. Die Politik, also unsere gewählten Abgeordneten, maßen sich an, über unsere Energieversorgung und damit über unsere Zukunft zu entscheiden. Die Bürgergesellschaft, der eigentliche Souverän hat dabei zwar ein Mitsprache- aber kein Mitentscheidungsrecht. Wir sollten uns deshalb sehr genau überlegen, welche von uns gewählten Volksvertreter wirklich für die Interessen der Mehrheit eintreten.

Darüber hinaus ist anno 2020 deutlich erkennbar, dass die Energiewende allein über Marktmechanismen deutlich an Fahrt gewinnt. Die Erneuerbaren stellen sich immer mehr auch als betriebswirtschaftlich sinnvoll für viele Unternehmen dar, was sie volkswirtschaftlich schon sehr lange sind. Kann gut sein, dass unsere Politiker schon bald vom freien Markt, den sie zu schützen vorgeben, in der Energiefrage überrollt werden.

4.3 Die wahren Stromkosten

Kommen wir zurück zu den reinen ökonomischen Fakten bezüglich der aktuellen deutschen Energiepolitik. Versprochen – obwohl wir viel mit Zahlen hantieren, wird dieser Abschnitt nie langweilig. Den Zahlen wohnen nämlich einige sehr interessante Erkenntnisse inne.

Unbestritten - die ausschließliche Nutzung erneuerbarer Energieträger erfordert enorme Investitionen. Von Kritikern werden diese Kosten gerne genüsslich kolportiert bzw. mit z.T. aus der Luft gegriffenen Argumenten künstlich überhöht. Was die Gegner einer Energiewende dabei immer wieder vergessen, ist die Beantwortung der Frage, was wir für die derzeitige Energieversorgung ausgeben. Hier können wir gern aushelfen.

Wie unter 4.1 bereits erwähnt, betragen die Nettoimportkosten für fossile Energieträger im Jahre 2012 93,5 Mrd. € und schwanken seither zwischen 70 und 90 Mrd. Euro p.a. [4.3.1]¹, [4.3.2]². Braunkohle ist aus naheliegenden Gründen in diesen Zahlen nicht enthalten. Trotzdem verursacht die Nutzung von Braunkohle natürlich Ausgaben. Aus [4.3.3]³ kann man ableiten, dass die Betreiber von Braunkohlekraftwerken ca. 2/3 ihrer Ausgaben für den Brennstoff selbst sowie 1/3 für Betriebs- und Investitionskosten veranschlagen. Es wäre unseriös, diese Aufwendungen sowie die o.g. Importkosten, komplett als Negativsaldo zu buchen. Wir gehen in unseren weiteren Betrachtungen deshalb davon aus, dass die althergebrachte Art und Weise der Energiegewinnung Teil der Wertschöpfung unserer gesamten Volkswirtschaft und darüber hinaus der Weltwirtschaft ist. Im Verlauf dieser Wertschöpfung werden natürlich Rohmaterialien, hier die fossilen Brennstoffe, benötigt. In diesem Zusammenhang wäre es wünschenswert, wenn alle deutschen Wirtschaftsinstitute, Politiker und Medien genauso unvoreingenommen an die erneuerbaren Energiequellen herangehen würden, zumal die Nutzung der Rohmaterialien nicht mit deren unwiederbringlichem Verbrauch einhergeht.

Vor allem die billige deutsche Braunkohle, Garant für den Wohlstand ganzer Regionen (Vorsicht – Ironie), bringt jede Menge Sekundärkosten mit sich, die, vor den Bürgern gut versteckt, einfach aus Steuermitteln beglichen werden.

Wie aus der nachfolgenden Grafik zu entnehmen ist, sind die Stromgestehungskosten für Braunkohlestrom die niedrigsten. Die Stromgestehungskosten setzen sich aus den Kapitalkosten, den fixen und variablen Betriebskosten, sowie der Kapitalverzinsung über den Kapitalzeitraum zusammen. [4.3.4]⁴ Es entsteht somit auf den ersten Blick der Eindruck, die Stromerzeugung aus Braunkohle sei am wirtschaftlichsten. Abbildung 4.2. bezieht die verborgenen, vergesellschafteten Kosten in die Rechnung ein und führt uns damit zu ganz anderen Einsichten.

1 [4.3.1] <http://www.energycomment.de/studie-fossile-energieimporte-und-hohe-heizkosten-teil-2/>

2 [4.3.2] http://www.fz-juelich.de/SharedDocs/Downloads/IEK/IEK-STE/DE/Publikationen/preprints/2015/preprint_26_20il15.pdf?blob=publicationFe

3 [4.3.3] <http://www.photovoltaikeu/Archiv/Meldungsarchiv/Braunkohle-liefert-Konzernen-Milliardengewinne.QUIEPTU4NjU0OCZNSUQ9MTEwOTQ5JlBBR0U9MQ.html>

4 [4.3.4] <https://de.wikipedia.org/wiki/Stromgestehungskosten>

Wir akzeptieren natürlich, für ein Produkt die für seine Herstellung notwendigen Aufwendungen zuzüglich einer angemessenen Gewinnspanne für den Hersteller/Anbieter zu zahlen. Das wären beim Strom o.g. Stromgestehungskosten. Manchmal ärgern wir uns allerdings über zu hohe Gewinnspannen von Unternehmen; Ärger der beim Braunkohlestrom höchst angebracht wäre. Der Börsenpreis für eine Kilowattstunde Strom unterliegt starken Schwankungen, bewegt sich aber meistens deutlich über den reinen internen Erzeugerkosten eines großen Braunkohlekraftwerks von etwa 3 ct/kWh. 50 bis 100%+ Marge, allein über den Börsenpreis realisiert, sind unserer Meinung nach kein Grund zum Wehklagen. Dennoch hören wir in den Medien immer wieder, wie schlecht es vor allem den deutschen Stromkonzernen geht.

Wird ein Produkt staatlich direkt über Subventionen in (Abbildung 4.2. staatliche Förderungen mit Budgetwirkung) gefördert, zahlen wir diese Subventionsbeträge über unsere Steuern. Genauso verhält es sich mit den vom Hersteller nicht internalisierten externen Kosten, vereinfacht gesagt also mit den Aufwendungen, die zur Beseitigung von Schäden infolge der Nutzung des Produktes (hier des Braunkohlestroms) entstehen. Der sowohl für die Kraftwerksbetreiber als auch Politiker außerordentlich praktische Aspekt dieser Kosten liegt darin, dass sie nicht sofort beglichen werden müssen und sich damit sehr gut verschleiern lassen. Sicher ist jedoch: Die Rechnung kommt irgendwann in der einen oder anderen Form. Verlassen Sie sich drauf.

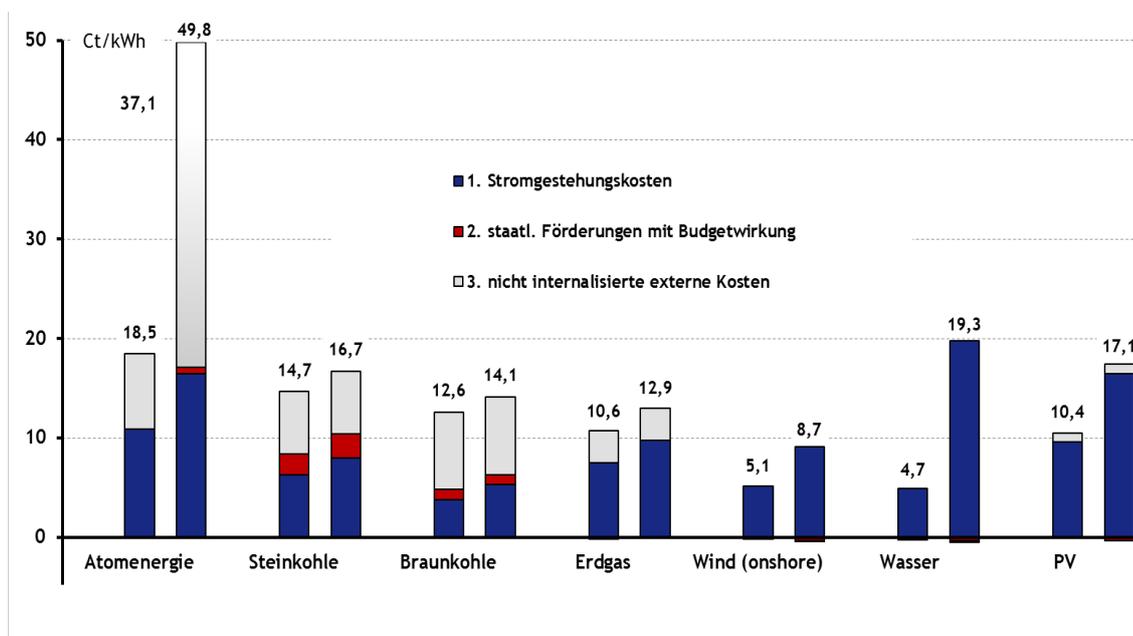


Abbildung 4.2: Tatsächliche Kosten der Stromerzeugung aus verschiedenen Energieträgern; linker Balken minimale, rechter Balken maximale; Quelle [4.3.4]

Jede Art der fossilen Energieerzeugung erzeugt tiefgreifende Folgen. [4.3.5]¹ Insbesondere entstehen durch die Verbrennung von Öl, Kohle und Gas enorme Umweltschäden (vgl. 5.1) und gesundheitliche Probleme. In der betriebswirtschaftlichen Abrechnung der Kraftwerksbetreiber werden solche Spätfolgen aber nur dann bilanziert, wenn ein gesetzlicher Zwang zur Kosteninternalisierung besteht. Für AKW-Betreiber gibt es diesen Zwang, weil viele Bürger im Angesicht der Katastrophen von Tschernobyl und Fukushima Kernenergie nicht mehr so toll finden, wie es unsere Energiekonzerne gerne hätten.

Amtierende Politiker mussten an dieser Stelle reagieren, um weiterhin amtieren zu können. [4.3.6]²

1 [4.3.5] [Greenpeace Energy Was Strom wirklich kostet Langfassung2015.tp://www.greenpeaceenergy.de/fileadmin/docs/publikationen/Studien/pdf](http://www.greenpeaceenergy.de/fileadmin/docs/publikationen/Studien/pdf)

2 [4.3.6] http://www.bildschirmarbeiter.com/video/atomkraftwerke_sind_sicher/

Angela Merkels endgültiger (?) Ausstieg aus der Kernenergie

Unmittelbar nach der Tsunami-Katastrophe vom 11.03.2011 in Japan, bei der es auch zu einer Kernschmelze im AKW Fukushima kam, entschlüpfte Angela Merkel folgende denkwürdige Aussage:

„Ich finde, an einem solchen Tag darf man nicht einfach sagen, unsere Kernkraftwerke sind sicher. Sie sind sicher...“

Diese beiden Sätze in der damaligen Situation hintereinander auszusprechen und dennoch als Regierungschefin zu überleben, zeugt von Merkels außerordentlichem politischen Talent.

Ein halbes Jahr vor Fukushima diskutierte man in der christlich-liberalen Koalition aus CDU/CSU und FDP den Ausstieg aus der Kernenergie. Die Laufzeitverlängerung für ältere Atomkraftwerke wurde plötzlich wieder salonfähig und damit eine strategische Neuausrichtung in der Energiepolitik erkennbar. Unmittelbar nach Fukushima flugs zurück zum alten Plan, alle deutschen AKWs bis 2022 still zu legen. Die gelernte Physikerin Merkel hatte nach eigenem Bekunden noch einmal *„vollständig neu über die Kernenergie nachgedacht“*.

Wir sind gespannt auf die nächsten neuen Erkenntnisse unserer Kanzlerin und ihres Teams zum Thema Atomstrom und die daraus resultierenden Wendungen.

Die AKW-Betreiber wurden daher verpflichtet, Rücklagen für die Endlagerung und den späteren Rückbau ihrer Anlagen zu bilden. Unabhängig davon, inwieweit diese Rücklagen die tatsächlichen Folgekosten des „billigen Atomstroms“ decken können und ob sie abrufbereit sind, wenn sie gebraucht werden: Für die Betreiber der Braunkohlekraftwerke ist dergleichen bislang nicht einmal vorgesehen. [4.3.7]¹

Greenpeace hat zum Thema „Was Strom wirklich kostet“ in 2014 eine umfassende und unseres Wissens bis heute einmalige Untersuchung durchgeführt [4.3.4]. Wir geben die Inhalte dieser Studie hier in komprimierter Form wieder, ohne Sie davon abhalten zu wollen, sich den Text im Detail anzuschauen.

4.3.1 Subventionen und Folgekosten

Die Energiewirtschaft wird, nicht nur in Deutschland, stark subventioniert; direkt über Energieumlagen und Steuervergünstigungen und indirekt über die Vergesellschaftung der Folgekosten für Umwelt-, Klima- und Gesundheitsschäden.

Der Greenpeace-Studio folgend, müssten 10 bis 11 ct/kWh für direkte und indirekte Subventionierung der Energieerzeugung aus fossilen Brennstoffen zusätzlich auf unserer Stromrechnung erscheinen. Greenpeace prägt in diesem Zusammenhang den Begriff der „konventionellen-Energien-Umlage“ als direkten Gegenentwurf zur „erneuerbaren-Energien-Umlage“ (EEG). Wir finden diese Begriffsbildung sehr treffend. Sie liefert einen wertvollen Beitrag zur Erhellung einiger Fakten der aktuellen Energiepolitik, die von denen, die sie ausgestalten, allzu gern im Dunklen belassen werden.

Vergleichen wir einfach: Wir subventionieren die erneuerbare Energie über die EEG Umlage mit 6,756 ct/kWh (Stand 2020), konventionelle Energie aus fossilen Brennstoffen jedoch mit mehr als 10 ct/kWh. Der Unterschied ist: Die 6,756 ct/kWh erscheinen direkt auf unserer Stromrechnung, die 10+ ct/kWh entnimmt unser Finanzminister dagegen klammheimlich dem großen Steuertopf. Erfolgreich desinformierte Bürger werden daher vermutlich darauf beharren, dass Strom aus Sonne und Wind viel teurer ist als der aus Braunkohle & Co. Die intransparente Darstellung der Subventionen für Energieerzeugung führt zu einer völlig verzerrten Wahrnehmung.

Wir wollen Transparenz. Deshalb ist es unbedingt notwendig, alle mit der Energiewirtschaft im Zusammenhang stehenden Subventionen bzw. vergesellschafteten Folgekosten offen zu legen.

¹ [4.3.7] https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2018_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf

Die Tabelle 7, S. 31 und die Abbildung 8, S. 33 der Greenpeace-Studie sind die Grundlage der nachfolgenden Tabelle 4.1.

Die Werte aus Spalte 3 „Subventionen/Folgekosten je produzierter kWh“ ergeben sich aus der Summe der direkten finanziellen Zuwendungen durch den Staat an die Energiewirtschaft und der konventionellen Energieumlage (Folgekosten). Diese beiden Bestandteile führt Greenpeace getrennt auf.

Erzeugungsart	Anteil an der Gesamterzeugung [%]	Subventionen/ Folgekosten [ct/kWh]	Subventionen/Folgekosten absolut [Mrd. €]
a) Subventionen/Folgekosten 2014 für 378 TWh aus fossilen Energieträgern erzeugtem Strom			
Erneuerbare	33	0	0
Atomenergie	16	2,7	10,2
Steinkohle	17	2,9	11,0
Braunkohle	25	4,4	16,6
Erdgas	9	0,56	2,1
Summe	100	10,56	39,9
b) dto., aber für 2015 hochgerechnetes Basisszenario (gleicher hoher Braunkohleanteil; 25%) mit nur noch 354 TWh			
Erneuerbare	34	0	0
Atomenergie	15	2,80	9,9
Steinkohle	17	3,00	10,6
Braunkohle	25	4,70	16,6
Erdgas	9	0,56	2,0
Summe	100	11,06	39,1
c) für 2015 hochgerechnetes Szenario mit höherem Anteil an Erdgas (15%), basierend auf ebenfalls 354 TWh			
Erneuerbare	34	0	0
Atomenergie	15	2,80	9,9
Steinkohle	16 (-1)	2,97	10,5
Braunkohle	20 (-5)	4,47	15,8
Erdgas	15 (+6)	0,59	2,1
	100	10,83	38,3

Tabelle 4.1: Subventionen und Folgekosten fossiler Energieträger

Wie Sie Tabelle 4.1 entnehmen können, werden die einzelnen fossilen Erzeugungsarten unterschiedlich subventioniert. Die Braunkohle erhielt mit 4,4 bzw. 4,7 ct/kWh den höchsten, Erdgas mit 0,56 ct/kWh den niedrigsten Anteil. An diesem Beispiel erkennt man, wie Kosten für die Stromerzeugung durch die Politik gesteuert werden können. Wie diese politischen Kosten wirken, zeigt die Tabelle beispielhaft.

Im Jahr 2014 wurden 25% des deutschen Stroms aus Braunkohle erzeugt. Wenn man diesen Anteil auf 20%, und den Anteil der Steinkohle auf 16% absenken und dafür den Gasanteil entsprechend erhöhen würde, ergäbe sich bereits eine Verringerung der Subventionen/Folgekosten um 800 Mio. Euro pro Jahr; wohlgemerkt im Rahmen der rein fossilen Energieerzeugung.

Erhöht man den Anteil an erneuerbaren Energien, sinkt damit automatisch der Verbrauch an fossiler Energie. Aus den von Greenpeace in 2015 geschätzten 354 TWh würden bei einer solchen Verlagerung um 1% etwa 350 TWh. 3,54 TWh (=1%) weniger aus fossiler Energie bedeuten eine Einsparung in den Subventionen/Folgekosten von ca. 390 Mio. € (= 1% der gesamten Subventionen/Folgekosten aus Tabelle 4.1).

Rechnet man die EEG-Umlage von derzeit 6,756 Cent dagegen, verbleiben immer noch (390 Mio. € * (11-6,756)/11 →) ca. 149 Mio. € Einsparung je Prozent Verlagerung von fossilen zu erneuerbaren Energieträgern. Wer hätte das gedacht und wer traut sich, das öffentlich laut zu sagen?

Das Kraftwerk Irsching Block 4 und 5

Die Blöcke 4 und 5 des Gaskraftwerks Irsching sind moderne **GUD** Kraftwerkseinheiten. [4.3.1.1]¹ Sie haben einen Wirkungsgrad von knapp 60%; gegenüber maximal 40% eines üblichen modernen Braunkohlekraftwerks. Block 4 hat eine Leistung von 569 MW und Block 5 860 MW.

Als sie 2010 bzw. 2011 in Betrieb genommen wurden, war die Begeisterung in der Region groß. Aber schon bald kamen Bedenken auf. Die beiden Blöcke liefen nicht. Bereits 2013 wurden sie wieder komplett vom Netz genommen und nur noch für die Netzstabilisierung in Bereitschaft gehalten [4.3.1.2]² Dieses Übereinkommen zwischen Eigentümer und Übertragungsnetzbetreiber galt 3 Jahre.

Das alles wegen technischer Ursachen? Mitnichten. Dass die beiden Kraftwerksblöcke mit einer Gesamtkapazität von über 1.400 MW bereits kurz nach ihrer Fertigstellung keinen Strom mehr in das deutsche Netz einspeisten, hatte schlicht monetäre Gründe. Ursache war die Preisgestaltung nach der Merit Order-Regelung.

Nach Ablauf der Laufzeit des o.g. Übereinkommens wiederholte sich das Spiel. Wegen, unter den aktuellen Rahmenbedingungen mangelnder Rentabilität wollten die Eigentümer die Kraftwerksblöcke erneut komplett stilllegen. [4.3.1.3]³ Auch wenn bayrische Politiker noch eine Zukunft für Irsching sehen, mutierte das hochmoderne Kraftwerk seit dem 1. April 2016 wieder zum ruhenden Industriedenkmal verfehlter Energiepolitik.

Die EEG-Umlage ist in den letzten Jahren zwar stetig gestiegen, beträgt aber aktuell nur etwas mehr als 20 Mrd. Euro im Jahr. Demgegenüber erhalten die fossilen Energieerzeuger seit sehr langer Zeit direkte und indirekte Zuwendungen von zuletzt 40 Mrd. Euro jährlich. Dieser Betrag muss zu den Nettoimportkosten für fossile Energieträger von 70 bis 90 Mrd. Euro addiert werden. Unsere Energieversorgung aus fossilen Quellen kostet uns also 110 bis 130 Mrd. werden.

1 [4.3.1.1] <https://de.wikipedia.org/wiki/Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk>

2 [4.3.1.2] <http://www.mittelbayerische.de/region/kelheim-nachrichten/kraftwerk-irsching-5-bleibt-am-netz-21029-art908383.html>

3 [4.3.1.3] <http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2015/3/30/no-economic-prospects-owners-of-the-irsching-4-and-5-gas-fired-power-stations-announce-their-closure.html>

4.3.2 Die Kosten des Netzausbaus

Netzausbau sowie Erhaltung der bestehenden Stromnetze sind ganz ohne Zweifel für eine stabile Versorgung mit Elektroenergie notwendig. Ob der Strom aus fossilen oder erneuerbaren Ressourcen erzeugt wird, ändert an dieser grundsätzlichen Aussage erst einmal nichts. Eine der entscheidenden Fragen ist jedoch, **wie** dieser Netzausbau zu organisieren ist. Hier ergeben sich Unterschiede zwischen der Weiterführung der dominant fossilen Erzeugung mit relativ wenigen großen Kraftwerken und der über kurz oder lang ohnehin notwendigen 100%igen Stromgewinnung aus kleineren, erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen, die eher dezentral funktioniert.

Der von der Politik in Wahrung der Interessen der Übertragungsnetzbetreiber und großer Erzeuger favorisierte Netzausbau folgt noch immer dem ersten Szenario. Trotzdem behaupten alle Wirtschaftsminister der letzten 10 bis 15 Jahre, neue Stromtrassen wären vor allem notwendig, um den überschüssigen Windstrom aus dem Norden in den an Strommangel leidenden Süden der Republik zu transferieren. Einen rechnerischen Beweis dafür sind bislang alle Nutznießer dieser These schuldig geblieben.

Die großen HGÜ-Trassen sind ein wesentlicher Kostenfaktor. Wir erlauben uns daher, diese Position der Gesamtrechnung in der folgenden Tabelle etwas detaillierter aufzuschlüsseln. Erfasst sind die durch die BNetzA bestätigten Projekte und die durch die ÜNB für notwendig erachtete, aber noch nicht von der BNetzA bewilligte Trasse DC20. Das Vorhaben DC20 ist von Klein Rogahn bis Wolmirstedt als Neubau geplant und folgt ab Wolmirstedt der Trasse DC5. DC20 wird als höchstwahrscheinlich notwendig eingestuft. Wie üblich gibt es dafür keine öffentlich nachvollziehbare Begründung. Weil das (notwendige?) Projekt DC20 allerdings in Wolmirstedt endet, der Strom aber bis Isar weiter geführt werden soll, wurde die präventive Verlegung von Leerrohren längs der Trasse DC5 (Wolmirstedt-Isar) gesetzlich vorgeschrieben. [4.3.2.1]¹ Wir gehen aufgrund der inzwischen auch in Deutschland technisch etablierten und damit für den Bau genehmigten 525 kV Spannungsebene davon aus, dass dabei keine wesentlich höheren Kosten für die Trasse DC5 entstehen.

Die Bundesnetzagentur benennt 18 Mrd. Euro als Kosten für den Netzausbau an Land. Hinzu kommen 15 Mrd. Euro für den Offshore- Netzausbau, die in Tabelle 4.2 nicht enthalten sind. Damit sind die weit höheren Preise für die teilweise schon geplante Erdverkabelung noch nicht erfasst.

Wie aus Tabelle 4.2 hervorgeht, könnten allein die Aufwendungen für die HGÜ Trassen auf fast 30 Mrd. Euro ansteigen.

1 [4.3.2.1] <https://dejure.org/gesetze/EnWG/43j.html>

Name	Verlauf	Länge in km	Freileitung Kosten in Mio. Euro * ¹⁾	min. Kosten (x4) Erdkabeltrasse in Mio. Euro	max. Kosten (x8) Erdkabeltrasse in Mio. Euro
DC1	Emden/Ost-Oserrath	320	416	1.664	3.328
DC2 SüdLink	Osterrath-Phillipsburg	340	442	1.768	3.536
DC3 SüdLink	Brunsbüttel-Großgartach	770	1001	4.004	8.008
DC4	Wilster-Berheinfeld	620	806	3.224	6.448
DC5 SüdOstLink	Wolmirstedt-Isar	580	754	3.016	6.032
DC20 (noch nicht bestätigt)	Klein Rogahn-Wolmirstedt	240	312	1.248	2.469
Summe		2.780	3.731	14.924	29.848

Tabelle 4.2: Aktuelle Freileitungsprojekte und ihre Kosten; *¹⁾ pro km Freileitung setzt man 1,3 Mio. € an

Moderne Übertragungstechnik und wem sie nützt

Die ÜNBs verweisen im konkreten Fall des SüdOstLinks darauf, ihr Auftrag würde lauten, eine Leistung von 2 GW zu übertragen. Die Frage, ob mit 320 kV oder 525 kV, ist mittlerweile entschieden. Die Projektmeldung vom 9.12.2019 durch den ÜNB 50Hertz bestätigt den Einsatz von 525 kV Gleichstromkabel.

Für den Auftrag, 2 GW zu transferieren wäre ein Leiterquerschnitt von 3.000 mm² notwendig. Demnach könnte man mit nur einer Trasse und einer der Breite von 20 m auskommen. Zwei parallele Trassen mit der doppelten Breite würden bei 525 kV Übertragungsspannung nicht mehr benötigt. Der geringere Flächenverbrauch wäre ein Beitrag zur Schonung der Natur und ganz nebenbei würden auch die Kosten deutlich sinken. Nach den Verlautbarungen von 50Hertz ist jedoch ein steigender Übertragungsbedarf vom Nordosten Deutschlands in den Süden schon jetzt absehbar. Wie immer gibt es eine Begründung aus der Glaskugel. Und wie immer scheint diese vergoldet zu sein.

Den Kosten des Einen (hier der Allgemeinheit) stehen die Gewinne des Anderen (hier der ÜNB) gegenüber. Die Trassen wurden schließlich zweiseitig geplant und genehmigt. Da kann man sich doch durch technischen Fortschritt nicht das Geschäft verderben lassen! Oder man nimmt die Innovation einfach mit und erzielt dadurch eine höhere, vermarktungsfähige Übertragungskapazität, selbst wenn's den Steuerzahler am Ende eine Kleinigkeit mehr kostet.

Solche Machenschaften erdulden die Deutschen, privat gerne als Schnäppchenjäger unterwegs, schließlich schon seit Jahrzehnten mit stoischer Gelassenheit.

Wer bemerkt schon, welcher Kabeltyp verlegt wird und was das bedeutet? Eine öffentliche Diskussion über die verschiedenen, möglichen Varianten findet nicht statt.

Die Beobachtungen anderer öffentlicher Großprojekte wie Stuttgart 21 oder des Berliner Großflughafens legen nahe, dass die tatsächlichen Kosten am Ende eher im oberen Bereich als in der Mitte der Skala von 18 bis 30 Mrd. € liegen werden. In die Daten von Tabelle 5.2 gehen im Übrigen nur die Kosten für den Bau von Gleichspannungsleitungen (DC) ein. Die in [4.3.2.2]¹ genannten Kosten sind jedoch die Kosten für den gesamten DC und AC Netzausbau.

¹ [4.3.2.2] <https://www.zeit.de/wirtschaft/2019-02/stromerzeugung-erneuerbare-energien-ausbau-stromautobahn-netzentwicklungsplan>

Die möglichen zusätzlichen Ausgaben für Wechsellspannungs- (AC) Leitungsprojekte finden in der Kostenschätzung der Bundesnetzagentur keine Berücksichtigung. Auch in diesem Kontext stellen wir die zugegebenermaßen provokative Frage: Realitätsverlust oder bewusste Irreführung?

Warum ist der Netzausbau eigentlich so teuer?

Die Kosten für den Stromnetzausbau werden durch ein finanztechnisches Verfahren in die Zukunft verschoben. Investitionen in die Netze erbringt die Privatwirtschaft. Dafür garantierte die Bundesregierung den Investoren lange Zeit eine Eigenkapitalrendite (=Gewinn nach Steuern/eingesetztes Kapital) von 9,05% per anno. Angesichts der sehr viel niedrigeren Zinsen am freien Kapitalmarkt, auf dem sich Kleinsparer zunehmend verlustreich verwirklichen müssen, sah sich die Bundesnetzagentur unlängst zu einer Überprüfung des o.g. Renditesatzes bemüht. Sie schlug gegen den heftigen, auch juristischen Widerstand der Netzbetreiber eine Absenkung der Quote auf 6,91% für Neuinvestitionen und 5,12% für Altanlagen im Zeitraum 2019 bis 2023 vor. Das Bundesgerichtshof entschied am 09.07.2019 in letzter Instanz zugunsten der BNetzA. [4.3.2.3]¹

Chapeau BNetzA, könnte man jetzt sagen. Damit hat die Behörde den Stromkunden immerhin um ca. 2 Mrd. Euro in einem Zeitraum von fünf Jahren entlastet ... wäre da nicht die immer noch unmäßig satte verbleibende Rendite, die vor allem Unternehmen zugute kommt, die den ganz besonderen Schutz der herrschenden Politik genießen, weil sie systemrelevant sind. Und wie manche Geschäfte im Zusammenhang mit dem Netzausbau ganz konkret ablaufen, werden wir vermutlich irgendwann von den letzten verbliebenen Enthüllungsjournalisten erfahren.

Die Investoren, Planer und Auftragnehmer in Personalunion haben ein breites Grinsen im Gesicht. Je mehr und je teurer gebaut wird, um so besser.

Sicher ist nur: Wir als Bürger dieses Landes tragen die finanziellen Belastungen für einen Netzausbau, dessen technische Notwendigkeit kein einziges Mal öffentlich und nachvollziehbar begründet wurde [4.3.2.4]² und der einzig dem europäischen Stromhandel dient.

Unter der Annahme dezentraler Energiegewinnung aus erneuerbaren Quellen und des Verbrauchs dieser Energie vornehmlich dort, wo sie erzeugt wird, könnte auf weitere Trassen im Übertragungsnetz verzichtet werden.

Daher ergeben sich als endgültige Schätzung für die jährlichen Stromkosten für aus fossilen Quellen erzeugter Energie:

70 bis 90 Mrd. Euro (Importe) + 40 Mrd. Euro (Subventionen/Folgekosten) + 3 Mrd. Euro (30 Mrd. Euro für den Ausbau HGÜ-Trassen in den nächsten 10 Jahren) = 113 bis 133 Mrd. Euro.

Diesen fossilen Kosten sind die Kosten einer ehrlichen Energiewende gegenüber zu stellen.

4.3.3 Die Kosten der Energiewende

Der Bundesverband der deutschen Industrie (BDI) beklagte sich 2015 darüber, dass die Kosten für die Energiewende auf jährlich über 28 Mrd. Euro steigen werden. Gemeint war damit natürlich nur die EEG-Umlage [4.3.3.1]³, die ist seither nochmals kräftig gestiegen ist und eines der wichtigsten Argumente gegen die Energiewende gilt.

Immerhin diskutiert der BDI in dieser Schrift auch andere Kostenfaktoren, die letztendlich zur Strompreisbildung beitragen, als da wären:

1 [4.3.2.3] <https://www.presseportal.de/pm/22521/4318894>

2 [4.3.2.4] [Braucht die Energiewende die Stromtrassen wirklich?](#)

3 [4.3.3.1] <http://bdi.eu/artikel/news/energiewende-kostet-stromkunden-28-milliarden-euro-pro-jahr/>

- ◆ Netznutzungsentgelte an die Netzbetreiber,
- ◆ Aufwendungen für den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung,
- ◆ Offshore-Haftungs-Umlage und
- ◆ Konzessionsabgaben der Energieversorger an die öffentliche Hand wegen Nutzung der öffentlichen Infrastruktur.

Bundesrechnungshof vs. Bundeswirtschaftsministerium

Im Oktober 2018 veröffentlichte der Bundesrechnungshofes (BRH) einen Bericht mit dem Titel „Koordination und Steuerung zur Umsetzung der Energiewende durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie“. Dieser Bericht ist nicht nur aktueller, er erscheint uns zudem deutlich erhellender als das BDI-Dokument. Leider bestätigt er schlaglichtartig all unsere Befürchtungen aus dem Jahr 2016. [4.3.3.2]¹

Im Gegensatz zum BDI ist der Bundesrechnungshof ein unabhängiges, selbständiges, nicht an Weisungen gebundenes, sondern nur dem Gesetz unterworfenes Organ der Finanzkontrolle. Er hat die Aufgabe, die Haushalts- und Wirtschaftsführung der öffentlichen Verwaltung auf Ordnungsmäßigkeit und Wirtschaftlichkeit zu überprüfen. Offensichtlich wird der BRH dieser Aufgabe trotz aller Widerstände in hohem Maße gerecht.

Auch die Bundesregierung und deren Ministerien sind Teil der öffentlichen Verwaltung. Die im o.g. Bericht festgestellten Defizite im Zusammenhang mit der Energiewende sind gravierend und grundsätzlicher Natur. Zitat:

„Die der Energiewende zurechenbaren Ausgaben und Kosten betragen im Jahr 2017 nach Berechnungen des Bundesrechnungshofes mindestens 34 Mrd. Euro.“

Diese Ausgaben hat der BRH detailliert in einer Tabelle aufgelistet, die wir hier 1:1 wiedergeben.

Zahlungen und entgangene Einnahmen des Bundes sowie
Letztverbraucherbelastungen, Stand 2017

Tabelle 1

Zahlungen und entgangene Einnahmen des Bundes	Betrag
Bundeshaushalt und EKF (Ist-Ausgaben)	3,16 Mrd. Euro ¹⁰⁰
Personalkosten	0,05 Mrd. Euro ¹⁰²
Verringerte Energiesteuer auf Basis verschiedener Anspruchsgrundlagen (z. B. Entlastungen für besonders energie- oder stromintensive Prozesse und Verfahren, allgemeine Energiesteuer- und Stromsteuerentlastung für das produzierende Gewerbe, Spitzenausgleich)	0,88 Mrd. Euro ¹⁰²
Strompreiskompensation durch Beihilfen an Industrieanlagen	0,29 Mrd. Euro ¹⁰³
Entlastungen bei der Stromsteuer	3,5 Mrd. Euro ¹⁰⁴
Letztverbraucherbelastungen	
EEG-Umlage	23,98 Mrd. Euro ¹⁰⁵
Umlage nach KWKG	1,17 Mrd. Euro ¹⁰⁶
Offshore-Haftung	0,2 Mrd. Euro ¹⁰⁷
§ 19 Stromnetzentgeltverordnung	1,10 Mrd. Euro ¹⁰⁸
Abschaltbare-Lasten-Verordnung	0,03 Mrd. Euro ¹⁰⁹
Summe	34,36 Mrd. Euro

Zahlungen und entgangene Einnahmen des Bundes sowie Letztverbraucherbelastungen, Stand 2017

Tabelle 1

Zahlungen und entgangene Einnahmen des Bundes	Betrag
Bundeshaushalt und EKF (Ist-Ausgaben)	3,16 Mrd. Euro ¹⁰⁰
Personalkosten	0,05 Mrd. Euro ¹⁰²
Verringerte Energiesteuer auf Basis verschiedener Anspruchsgrundlagen (z. B. Entlastungen für besonders energie- oder stromintensive Prozesse und Verfahren, allgemeine Energiesteuer- und Stromsteuerentlastung für das produzierende Gewerbe, Spitzenausgleich)	0,88 Mrd. Euro ¹⁰²
Strompreiskompensation durch Beihilfen an Industrieanlagen	0,29 Mrd. Euro ¹⁰³
Entlastungen bei der Stromsteuer	3,5 Mrd. Euro ¹⁰⁴
Letztverbraucherbelastungen	
EEG-Umlage	23,98 Mrd. Euro ¹⁰⁵
Umlage nach KWKG	1,17 Mrd. Euro ¹⁰⁶
Offshore-Haftung	0,2 Mrd. Euro ¹⁰⁷
§ 19 Stromnetzentgeltverordnung	1,10 Mrd. Euro ¹⁰⁸
Abschaltbare-Lasten-Verordnung	0,03 Mrd. Euro ¹⁰⁹
Summe	34,36 Mrd. Euro

Tabelle 4.3: Ausgaben für die Energiewende lt. Bundesrechnungshof

Zur Tabelle selbst dann folgendes Zitat:

„Der Bundesrechnungshof hat beispielhaft die für das Jahr 2017 angefallenen Ausgaben und Kosten aus den ihm zugänglichen, unterschiedlichen Quellen zusammengestellt.“

Der Satz impliziert, dass es auch Quellen gibt, die selbst dem BRH nicht zugänglich sind, was wir für einen sehr bemerkenswerten Aspekt halten.

Das kontrafaktische Szenario des BMWi

Eine belastbare Summe der jährlichen Ausgaben und Kosten der Energiewende kann damit auch der BRH nicht benennen. Er beruft sich auf ein Dokument des Bundeswirtschaftsministeriums (BMWi) vom Dezember 2016. Dort heißt es:

„Die Frage, was die Energiewende den Staat kostet, könne deshalb nur durch ein sogenanntes kontrafaktisches Szenario beantwortet werden, das der Energiewende eine Welt ohne Energiewende gegenüberstellt. Ein solches Modell sei grundsätzlich annahmebasiert und begegne großen methodischen Herausforderungen.“

Diesen Herausforderungen stellen sich in Deutschland primär die Übertragungsnetzbetreiber, die sich von der Bundesnetzagentur aller zwei Jahre einen [Szenariorahmen](#) genehmigen lassen U.a. schätzen sie den Energiebedarf der Bundesrepublik auf der Grundlage prognostizierter Handelsdaten.

Genaue Zahlen werden nicht genannt. Diese könnten die Öffentlichkeit schließlich verunsichern. Zur BMWi-Begriffsbildung des kontrafaktischen Szenarios äußert sich der BRH folgendermaßen:

„Die mit einem kontrafaktischen Szenario verbundene Handlungsmöglichkeit „Verzicht auf die Energiewende“ besteht in der Realität nicht mehr.“

Wäre die Thematik nicht so bitter ernst, könnte man sich trefflich darüber amüsieren, wie der BRH die vom BMWi geworfene Nebelkerze als eine ebensolche entlarvt.

Der BRH stellt zusammenfassend fest:

„Das BMWi kennt die Ausgaben des Bundes für die Energiewende, die staatlich beeinflussbaren Kosten der Energiepreise und den Erfüllungsaufwand energiewendespezifischer Gesetze als Teil der Gesetzesfolgenabschätzung. Dies alles könnte es nutzen, um die gesamten Ausgaben und Kosten für die Energiewende möglichst transparent zu machen.“

Dazu die Stellungnahme des BMWi.

„Erneut vertritt das BMWi die Auffassung, dass eine seriöse Kostenbetrachtung eines kontrafaktischen Szenarios bedürfe. Die skizzierte Betrachtung des Bundesrechnungshofes bezeichnet das BMWi als „Bruttokostenbetrachtung“ und weist diese als methodisch fragwürdig zurück.“

Weil das BMWi dem „methodisch fragwürdigen“ Ansatz des BRH nicht folgen will, selbst aber auch nicht mehr zu bieten hat, als die Worthülse „kontrafaktisches Szenario“, verzichtet es lieber ganz auf jede Kostenschätzung. Das nennt man dann wohl Verdrängung unangenehmer Fakten.

Strompreise – vom BRH näher analysiert

Die intransparente Kostenbetrachtung ist jedoch nicht der einzige Kritikpunkt des BRH. Er mahnt auch die ständig steigenden Verbraucherstrompreise an, wobei der Hinweis auf die viel niedrigeren Strompreise für Unternehmen nicht fehlt.

„Die Strompreise für die Verbraucher sind laut statistischem Bundesamt seit dem Jahr 2008 um neun Cent je Kilowattstunde auf den Höchstwert von 30,48 Cent gestiegen.“

„Für Unternehmen erhöhten sich die Strompreise um rund drei Cent je Kilowattstunde auf 12,7 Cent.“

Wie sich diese Strompreise zusammensetzen, wird uns detailreich und „transparent“ auf unserer Stromrechnung präsentiert, s. [Tabelle 4.3](#). Es gibt dabei nur eine einzige Position, die wirklich etwas mit dem Strompreis zu tun hat, die Stromerzeugungskosten. Alle anderen sind Steuern und Abgaben. Warum wir aber welche Abgaben abzuführen haben, während speziell die deutschen Großunternehmen davon befreit sind, geht uns einfach nichts an...

Kritik des BRH an der Arbeitsweise des BMWi

...obwohl es genügend Personal im BMWi gäbe, uns in diesen Punkten zu erleuchten. Zitat dazu aus dem BRH-Bericht:

„Die Verteilung der energiewendebezogenen Fachaufgaben auf vier Abteilungen mit insgesamt 34 Referaten und fast 300 Beschäftigten macht es zwingend notwendig festzulegen, welche Tätigkeiten koordiniert werden müssen und wie die Koordination auszugestalten ist.“

Ein wichtiger Aspekt dabei:

„Um die Energiewende in den europäischen Zusammenhang einzubetten, fallen Koordinationsaufgaben an.“

Das Zusammenspiel zwischen Bund, Ländern und anderen Ministerien zu koordinieren, sollte jedoch ebenfalls nicht vernachlässigt werden. Das Ganze könnte man schlicht unter dem Begriff Projektmanagement zusammenfassen. Das Projekt ist die Energiewende. Sie hat ein klares Ziel, einen Anfang und ein Ende. Diese grundsätzliche Betrachtungsweise hat sich offenbar im BMWi noch nicht durchgesetzt. Vielleicht weil das Ziel doch nicht so klar oder ein ganz anderes als das öffentlich proklamierte ist?

Dazu der BRH:

„Das BMWi hatte jedoch schon für seine bisherigen Koordinationsaufgaben Inhalt, Umfang und Zuständigkeiten nicht eindeutig bestimmt.“... „Welche Tätigkeiten im BMWi koordiniert werden müssen, liegt ... ausschließlich im Ermessen der Fachreferate oder sogar einzelner Beschäftigter, über das Erfordernis der Koordination der Energiewende zu entscheiden.“

Das ist natürlich starker Tobak.

Einem dergestalt „organisierten“ privaten Unternehmen wäre wohl nur ein sehr kurzes Überleben am Markt vergönnt. Ein Ministerium dagegen ist erst dann bankrott, wenn der ganze Staat bankrott ist. Ein Ministerium hat per se immer recht. Deshalb kann das BMWi auch die Kritik des BRH nicht unwidersprochen stehen lassen:

„Die Kritik des Bundesrechnungshofes an der mangelnden Koordination der Energiewende innerhalb des BMWi, mit den anderen Ressorts, den Bundesländern und im europäischen Kontext weist das BMWi aber weit von sich. Vielmehr seien die „etablierten Strukturen“ geeignet, „die Energiewende effektiv und effizient zu koordinieren“.

Unsere Folgerung

Wir halten das BMWi und seine Mitarbeiter keineswegs für kollektiv inkompetent. Wir gehen vielmehr davon aus, dass die dort handelnden Akteure genau wissen, was sie tun. Was wir aus den Feststellungen des BRH ableiten, kann als freie Meinungsäußerung oder, je nach Blickwinkel, bössartige Unterstellung deklariert werden: Es scheint zwei Arbeitsebenen zu geben. Eine „dumme“ Ebene, die der Öffentlichkeit hinsichtlich der Energiewende weiter Sand in die Augen streut und eine zweite effiziente Ebene, die eindeutige Ziele verfolgt und hinter den Kulissen vollendete Tatsachen schafft.

Wir dürfen nie vergessen: Es geht um Milliardenengeschäfte. Die Einmischung des „gemeinen Volks“ würde diese nur behindern. Also ist Intransparenz ein gewollter Zustand. Niemand soll in der Lage sein, sachlich fundierte und qualifizierte Fragen zu stellen. Das ist die Arroganz der Macht.

Die Hunde bellen, doch die Karawane zieht weiter?

Der BRH ist, wie schon erwähnt, ein Organ der Finanzkontrolle. Welche Konsequenzen ergeben sich, wenn diese Kontrollinstanz derart schwerwiegende Mängel festgestellt? Das BMWi ist verantwortlich für die Verteilung von mindestens 34 Mrd. Euro im Zusammenhang mit der Energiewende. Davon...

„Allein dem BMWi standen im Jahr 2017 für energiewendebezogenen Fördermaßnahmen 7 Mrd. Euro zur Verfügung.“

Wurden diese Fördermittel ausgereicht und wenn ja wofür?

Einer der Autoren zitiert an dieser Stelle einen leitenden Angestellten seines ehemaligen Arbeitgebers:

„Meine Aufgabe ist es zur Zeit, Geld auszugeben und nicht einzusparen.“

In diesem Sinne handelt wohl auch das BMWi. Es schwimmt im Geld, eingesammelt über Steuern und Abgaben. Die intransparente und ineffiziente Verwendung dieses Geldes wird vom BRH deutlich, aber folgenlos gerügt.

„Die Kritik des Bundesrechnungshofes... weist das BMWi aber weit von sich.“

Das genügt offenbar. Kein Staatsanwalt leitet Ermittlungen wegen des Verdachts auf Veruntreuung von Mitteln in Milliardenhöhe ein. Keine Fraktion im deutschen Bundestag fordert einen Untersuchungsausschuss zur Energiewende, obwohl der hier zitierte Bericht des BRH genügend Anknüpfungspunkte dafür bietet. Es ist aber unser Geld, das von den Verantwortlichen mit vollen Händen verschleudert wird. Wie lange wollen wir dabei noch tatenlos zusehen?

4.4 Paradigmenwechsel im Netzausbau

Die Umstellung auf erneuerbare Energien erfordert definitiv den Um- und Ausbau unserer Netze. Dabei muss unbedingt die Frage nach der konkreten Ausgestaltung der notwendigen Änderungen an unserer Infrastruktur geklärt werden. Ein zugegeben sehr komplexe Problemstellung, für die es im Detail kein Patentrezept gibt, wohl aber grundlegende Ansätze.

Ein Netzausbau nach dem Prinzip Kupferplatte, also die Schaffung von Übertragungskapazitäten, die den Transport sehr großer Strommengen von jedem beliebigen Ort A zu jedem beliebigen Ort B innerhalb Deutschlands bzw. Europas zulässt, ist die aufwändigste und damit teuerste Variante. Gleichzeitig ist sie die von der aktuellen Politik favorisierte.

Wir halten dieses Konzept grundsätzlich für falsch, weil es den technischen Anforderungen, die eine ehrliche Energiewende an uns stellt, klar widerspricht und lediglich den Interessen der gehobenen Wirtschaft dient. Unserer Meinung nach ist zunächst eine Neuordnung der Planung von Übertragungsnetzen notwendig. Es kann insbesondere nicht sein, dass diejenigen, die vom Netzausbau profitieren, diesen ohne unabhängige Überprüfung auch konzipieren dürfen. Außerdem sollte bis zur Fertigstellung neuer, alternativer Planungen ein Ausbaumoratorium für den Hoch- und Höchstspannungs-Netzausbau gelten. Eine unserer Meinung nach offensichtliche Alternative ist eine zelluläre Infrastruktur mit dem Fokus auf die Erweiterung der Mittel- und Niederspannungsnetze.

Wir behaupten und beweisen, dass die Kupferplatte entbehrlich ist. Wir brauchen hinsichtlich des Netzausbaus einen Paradigmenwechsel.

4.4.1 Dezentralität

Die Lösung liegt im Aufbau einer dezentralen Struktur für die Versorgung mit Elektroenergie. In der VDE Studie „Der zelluläre Ansatz“ wurde eine solche Struktur untersucht. Die Studie war bis Dezember 2016 frei im Netz verfügbar. Der normale Bürger kann sie jetzt für 250 Euro beim VDE bestellen. Immerhin – für VDE-Mitglieder und Journalisten bleibt sie kostenlos [4.4.1.1]¹. Das VDE-Papier haben wir genau studiert und verweisen im Folgetext mehrfach auf die dort getroffenen Aussagen.

Aufgrund der plötzlichen Unzugänglichkeit der VDE-Studie haben wir nach anderen, ähnlichen Veröffentlichungen gesucht. Bei unserer Recherche sind wir auf einen Beitrag der Bundesnetzagentur (BNetzA) aus dem Jahre 2011 gestoßen [4.4.1.2]². Und – Überraschung; auch die BNetzA favorisierte im Jahre 2011 hinsichtlich der Verteilnetzbetreiber einen „zellulären Ansatz“ und prägte sogar den treffenden Begriff der „Micro-Grids“. [4.4.1.3]³

Betrachtet man den aktuellen Netzentwicklungsplan der BNetzA, [4.4.1.4]⁴ verfällt man unweigerlich in ungläubiges Staunen über die von der Agentur seit 2011 vollzogene Kehrtwende. Ausbau von Verteilnetzen? Micro-Grids? Davon ist keine Rede mehr. Es geht nur noch um die Übertragungsnetze der Höchstspannungsebene. Aber vielleicht tun wir der dem BMWi unterstellten Behörde auch Unrecht und diese Dinge fallen gar nicht in ihren Zuständigkeitsbereich. Was allerdings die Frage aufwirft, wer dann dafür zuständig ist.

Wir wollen uns der guten Ansätze aus der Vergangenheit der BNetzA erinnern und eine zelluläre Struktur im Folgenden unter wirtschaftlichen und politischen Gesichtspunkten näher beleuchten.

1 [4.4.1.1] <https://www.vde.com/de/presse/pressemitteilungen/38-15>

2 [4.4.1.2] <http://www.derenergieblog.de/alle-themen/energie/netzstabilitat-und-die-rolle-der-verteilnetzbetreiber-bei-der-energiewende/>

3 [4.4.1.3] https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/SmartGridEckpunktepapier/SmartGridPapierpdf.pdf?__blob=publicationFile

4 [4.4.1.] https://www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/de.html?cms_map=1

4.4.2 Der zellulare Ansatz

Wir verzichten ab sofort auf den Umlaut – zellular hat sich statt zellulär durchgesetzt.

Die dominant zentral organisierte Netzarchitektur

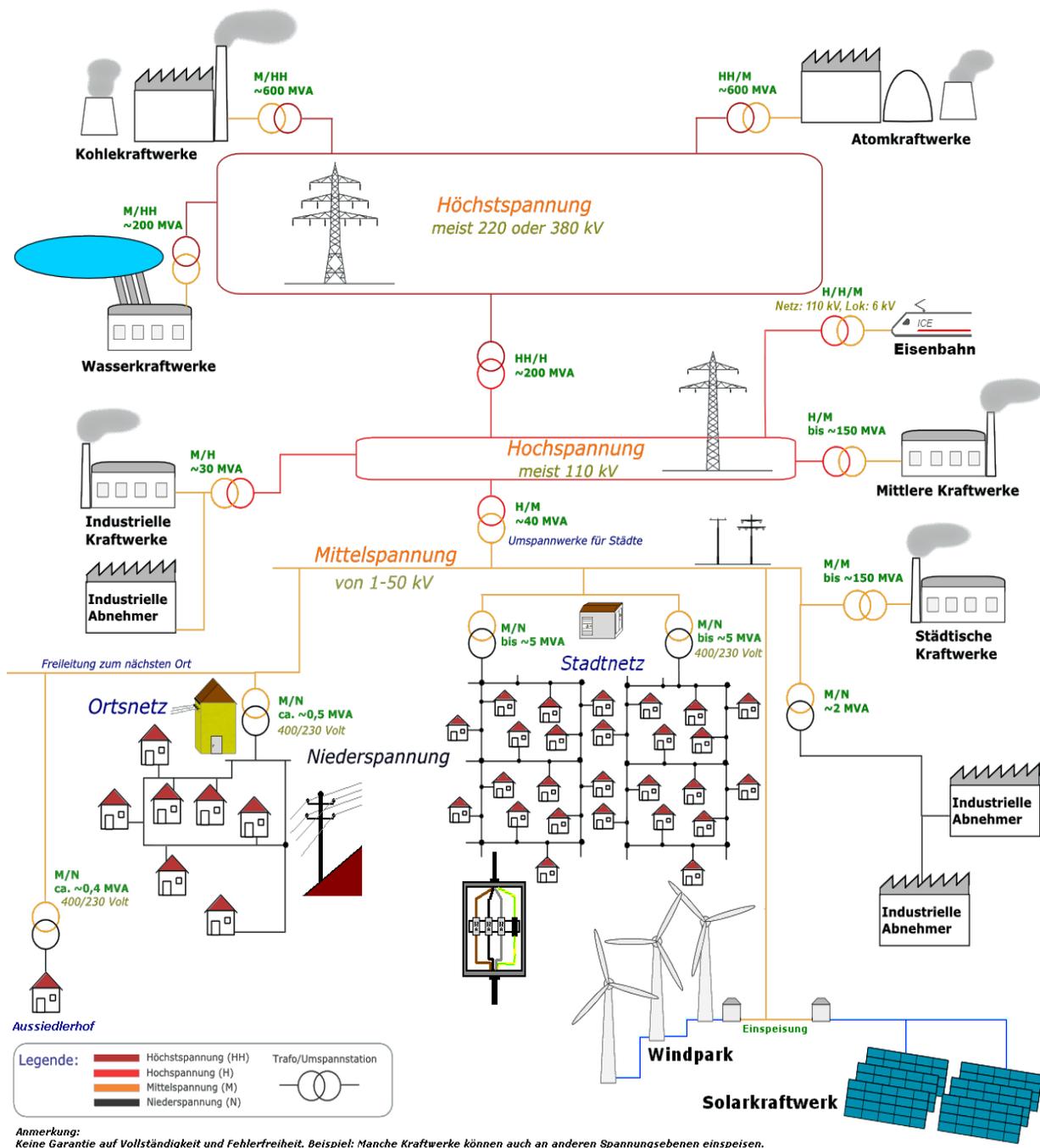


Abbildung 4.3: Dominant zentrale Netzarchitektur; Quelle Wikipedia

In Abbildung 4.3. wird der prinzipielle Aufbau eines Netzes unter den Bedingungen einer zentralen Stromversorgung gezeigt. Der Strom wird im Großkraftwerk erzeugt und über die jeweiligen Spannungsebenen zum Umspannwerk und von dort zur Ortsnetzstation geleitet. Die

Ortsnetzstation enthält einen oder mehrere Transformatoren, welche die Mittelspannung, meist 20.000 Volt, auf unser Niederspannungsniveau, 400V/230V transformieren. Von der Ortsnetzstation zweigen strahlenförmig ein oder mehrere Kabel bzw. Freileitungen ab, welche unsere Häuser mit Strom versorgen. Über diese Kabel fließt also Strom von der Ortsnetzstation zu unserem Hausanschluss.

Für diesen Fall, die zentrale Versorgung der Abnehmer von oben nach unten, also von der höheren zur niederen Spannungsebene, wurden die Netze einst konzipiert und gebaut.

In dieser altbewährten Struktur wirken die immerhin in der Abbildung schon enthaltenen Windräder und Solaranlagen wie Fremdkörper. Es gibt plötzlich – im Jahre 2020 dürfen wir bei einem Anteil der Erneuerbaren von fast 40% sagen – **massenhaft** Erzeugungsanlagen auf der Basis erneuerbarer Energien, die auf Mittel- und Niederspannungsebene Strom einspeisen. Eine rein zentral organisierte Netzwerkarchitektur ist daher schon seit vielen Jahren nicht mehr gegeben und die dominant zentrale erweist sich zunehmend als untauglich; es sei denn, man will die Dominanz der Großkraftwerke auf Höchstspannungsebene erhalten.

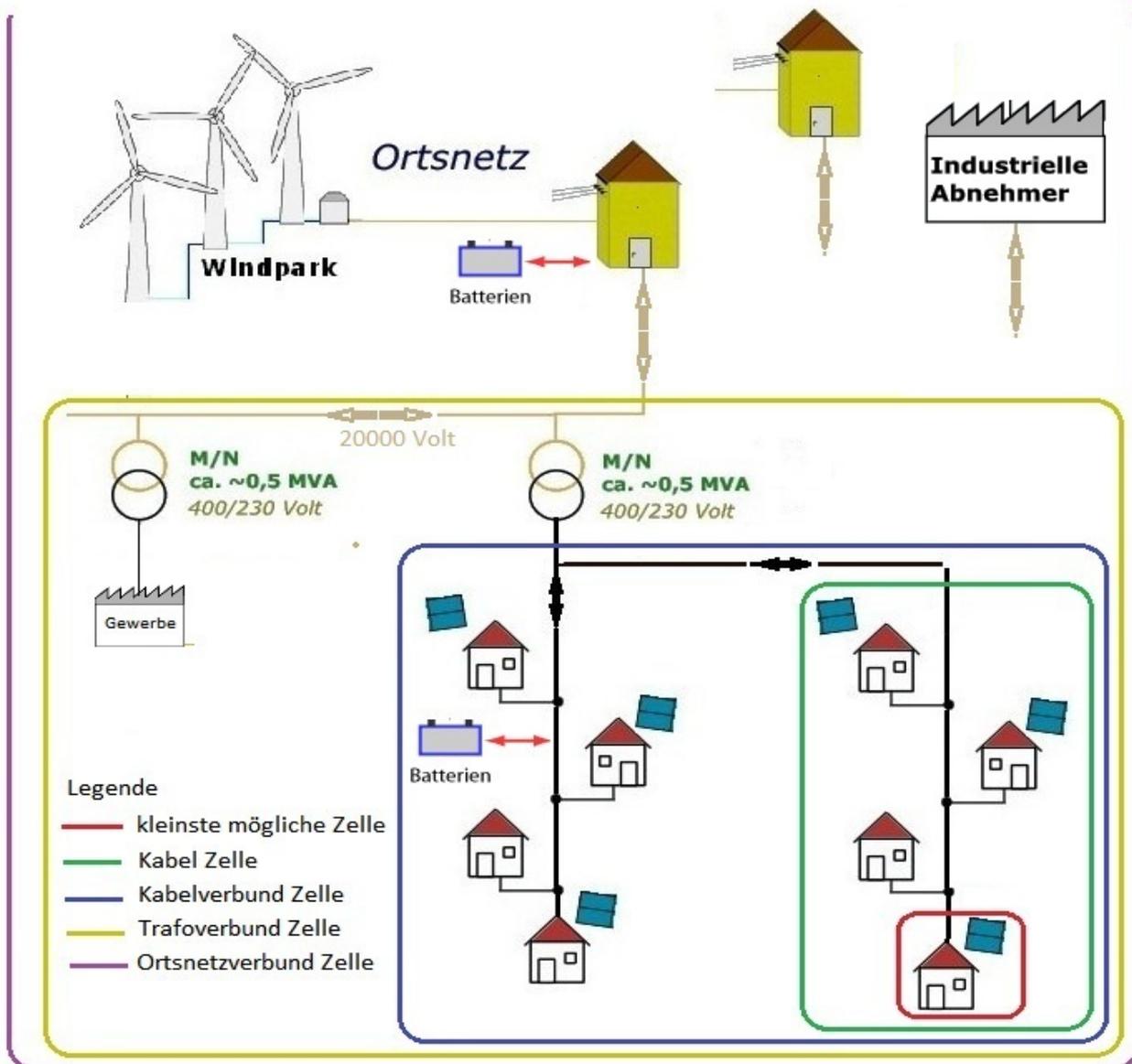


Abbildung 4.4: Zellularer Ansatz bis Ortsnetzverbund – Zelle

Die zellular organisierte Netzarchitektur

Eine dezentrale, zellulare Struktur ist ein grundsätzlich anderer Ansatz. Das Stromversorgungssystem besteht aus vielen, in sich verschachtelten Zellen. Vergleichbar ist das mit dem Prinzip der russischen Matrjoschka-Puppen. Eine kleine Puppe steckt in einer gleichartigen größeren Puppe. Der Vergleich hinkt insofern ein wenig, weil im Gegensatz zu den Puppen eine Zelle nicht nur eine, sondern mehrere Unterzellen enthalten kann.

Die kleinste mögliche Zelle ist der Hausanschluss. Am anderen Ende der Skala kann man auch das gesamte deutsche oder europäische Energienetz als Zelle betrachten.

Definition der Stromzelle

Wir definieren eine Stromzelle folgendermaßen:

- a) Die Elemente der Zelle sind durch ein auf einer Spannungsebene liegendes Leitungssystem verbunden.
- b) In einer Zelle müssen sowohl Stromerzeuger als auch Stromverbraucher vorhanden sein.
- c) Stromspeicher wirken in der Zelle als Stromspender oder Stromempfänger, d.h. sie können positive und negative Regelenergie bereitstellen.
- d) Eine Zelle kann untergeordnete Zellen enthalten.

Man kann den Zellbegriff unter Einbeziehung des Wärmesektors von der Stromzelle zur Energiezelle verallgemeinern. Wir beschränken uns in unserer Betrachtung auf die Stromzelle.

Stromgleichgewicht innerhalb einer Zelle

Idealerweise befinden sich Stromerzeugung und Stromverbrauch innerhalb einer Zelle im Gleichgewicht. Pufferspeicher sind ein extrem wichtiges Element der Zelle, um diese Gleichgewicht aufrecht zu erhalten. Im Gleichgewichtszustand ist die Zelle unabhängig von äußerer Versorgung. Sie versorgt sich selbst.

Je größer die Zelle, desto einfacher lässt sich rein theoretisch die Nulldifferenz zwischen Erzeugung und Verbrauch gewährleisten. Ein lang währender Gleichgewichtszustand in einer sehr kleinen Zelle, etwa einem Einfamilienhaus mit Solaranlage, ist eher die Ausnahme als die Regel. Um auf dieser Ebene überhaupt Parität zwischen Stromabnahme und Strombereitstellung zu erreichen, sind Batteriespeicher zwingend erforderlich. Je länger man autark bleiben will, desto größer müssen die Kapazitäten der Pufferbatterien gewählt werden, was aufgrund der immer noch recht hohen Preise sehr schnell unwirtschaftlich wird. Darüber hinaus kann ein strikt umgesetztes Energiemanagement helfen, die Zeit des Gleichgewichtszustandes zu verlängern. Energiemanagement heißt konkret, starke Verbraucher nur dann zu betreiben, wenn genügend Energie erzeugt wird, was prinzipiell mit dem Verlust von Komfort verbunden wäre. Im Endeffekt ist die Minizelle Einfamilienhaus mit Solaranlage und Speicher immer noch auf Unterstützung von außen angewiesen und kann sich, wenn man die Anlage gut plant, bis dato nur zu etwa 70 bis 80% selbst versorgen.

Geht man einen Schritt weiter und bildet aus mehreren Häusern eine Zelle, ist das entstehende Konstrukt, die Quartierzelle, schon deutlich besser inselfähig, weil Überschüsse/Defizite zwischen den einzelnen Häusern über das gemeinsame Kabel ausgeglichen werden können.

Die kleinen „Hauszellen“ tauschen untereinander Energie aus. Eine Hauszelle produziert z.B. mehr Energie als sie selbst verbraucht. Diese Energie steht den anderen Hauszellen zur Verfügung. Es können selbst Häuser ohne Solaranlage (nach unserer Definition reine Verbraucher und damit keine Zellen) mit Strom versorgt werden.

Alle an einer Trafostation angeschlossenen Häusergruppen bilden auf der Mittelspannungsebene von 20.000 Volt eine Trafoverbund-Zelle. An einem sonnigen Tag könnte innerhalb dieser Zelle sogar der Gewerbebetrieb (in Abbildung 4.4. Mitte links) als reiner Verbraucher vollständig mit Strom versorgt werden, zumal der ebenfalls auf dieser Ebene angeschlossene Windpark daran mitwirkt.

Pfaffenhofen a.d.Ilm – ein Beispiel für die Energiewende

Pfaffenhofen a.d.Ilm [4.4.2.1]¹ ist eine Kreisstadt in Oberbayern. Mit über 25.000 Einwohnern ist sie das Zentrum des gleichnamigen Landkreises. Sie ist auch Standort von größeren Unternehmen mit mehreren hundert bzw. über tausend Arbeitnehmern.

Warum aber ist Pfaffenhofen ein so gutes Beispiel für die Energiewende? Normalerweise müssen weit kleinere Gemeinden als Vorzeigebjekte der energetischen Erneuerung herhalten. Schließlich kratzen sie in ihren Dimensionen kaum am Lack der herkömmlichen Ansätze. So lobenswert diese Mini-Beispiele sind, sie können nicht als Präzedenzfälle für eine erfolgreiche Energiewende in Deutschland dienen.

Bei einer Stadt wie Pfaffenhofen dagegen sieht das anders aus.

Die Stadt hat das Stromnetz entgegen des allgemeinen Trends der Privatisierung öffentlichen Eigentums rekommunalisiert. Die Stadtwerke selbst bieten Strom für die Bürger an, der zu 70% aus erneuerbaren Quellen stammt.

Durch die Errichtung von 3 Windrädern wird dieser Anteil auf 100% steigen.

Außerdem ist zur Nutzung temporärer Stromüberproduktion die Errichtung einer Power to Gas Anlage geplant. Damit kann überschüssiger Strom als Gas gespeichert und in Defizitphasen wieder in Strom zurück verwandelt werden.

Daneben werden auch Einzelprojekte zum Klimaschutz gefördert:

Man sieht also: Die Energiewende ist machbar. Man muss sie nur wollen. Ganz wichtig dabei: Die „Mittelspannungszelle Pfaffenhofen“ funktioniert ganz ohne staatliche Förderung. Die lokale Bürgerenergiegenossenschaft ist in der Lage, ihren Strom selbst gewinnbringend zu vermarkten.

Da jede Zelle, egal auf welcher Ebene, eine ausgeglichene Energiebilanz anstrebt, tauscht sie wenig oder bestenfalls gar keinen Strom mit dem übergeordneten Netz (=der übergeordneten Zelle) aus. Die benötigte Energie wird dominant dort verbraucht, wo sie erzeugt wird. Das hat den großen Vorteil, dass sie nicht über weite Entfernungen transportiert werden muss. Die übergeordneten Netze haben demnach nur noch die Aufgabe, Energiedefizite oder -überschüsse auszugleichen. Dies führt im Gesamtsystem zu einer deutlich geringeren Netzbelastung.

Höhere Versorgungssicherheit durch Zellbildung

Ein weiterer, ganz wesentlicher Grund, eine dezentrale Netzstruktur anzustreben, ist die Erhöhung der Versorgungssicherheit. Lassen Sie uns anhand einiger Beispiele begründen, warum eine aus Zellen bestehende dezentrale Infrastruktur tatsächlich sicherer ist.

Szenario A für Netztrennung: Inselbetrieb – Störung im übergeordneten Netz

Wenn das übergeordnete Netz, also z.B. die 20.000 Volt-Leitung für eine Trafostation ausfällt, bricht die Versorgung der an dieser Trafostation angeschlossenen Verbraucher bei Nutzung des klassischen Top-Down-Ansatzes definitiv zusammen. Existiert jedoch hinter der Trafostation eine Trafoverbund-Zelle, kann diese unterbrechungsfrei in den Inselbetrieb übergehen. Die Zelle stellt fest, dass Grenzwerte der Netzfrequenz durch eine äußere Störung verletzt wurden und trennt sich daraufhin vom übergeordneten Netz. Bildlich gesprochen ist sie in diesem Szenario einem Rettungsboot vergleichbar, wenn das Schiff untergeht. Als Voraussetzung für den Inselbetrieb muss eine ausgeglichene Leistungsbilanz, gekennzeichnet durch exakt 50 Hz Netzfrequenz, gegeben sein. Dieser Gleichgewichtszustand wird durch eigene Erzeugung und

¹[4.4.2.1] <http://www.pfaffenhofen.de/>

Batteriepufferspeicher gewährleistet. Batteriespeicher sind aufgrund ihrer verzögerungsfreien Verfügbarkeit, in der sie die notwendige Regelenergie bereitstellen/aufnehmen können, bestens geeignet, die nach der Trennung vom übergeordneten Netz nunmehr zellinternen Schwankungen der Netzfrequenz auszugleichen.

Die Zelle lässt sich umso länger autark betreiben, je besser Verbrauch und Erzeugung innerhalb der Zelle ausbalanciert sind und je höher die Kapazität der Batteriepuffer ist. Konkret bedeutet das, dass der kleine Gewerbebetrieb (in der Abbildung 4.4 Mitte links) in unserer beispielhaft diskutierten Trafoverbundzelle eine Zeitlang ohne Verbindung zum übergeordneten Netz weiter produzieren kann; im Idealfall solange, bis die vorliegende Netzstörung behoben ist.

Szenario B für Netztrennung: Abtrennung/Abschaltung gestörter Zellen

Es ist natürlich auch denkbar, dass Störungen innerhalb von Zellen auftreten, die so massiv sind, dass sie die Stabilität des übergeordneten Netzes gefährden könnten. Da Schwankungen der Netzfrequenz innerhalb einzelner Zellen überwacht und behandelt werden können, besteht in einem solchen Fall die Möglichkeit, die problematische(n) Zelle(n) vom Gesamtnetz zu trennen, um die Ausbreitung lokaler Störungen zu vermeiden.

Die Abtrennung defekter Netzkomponenten ist bereits heute gängige Praxis. Z.B. werden Leitungswege, in denen Kurzschlüsse zu einer Überlastung führen, durch automatische Schaltungen unterbrochen. Infolgedessen müssen jedoch die verbliebenen intakten Leitungen die Aufgabe der ausgefallenen mit übernehmen, was wiederum zur Überlastung und damit zum Ausfall einiger dieser Leitungen führen und eine Kettenreaktion in Gang setzen kann.

Durch eine konsequente zellulare Struktur ließen sich derartige Risiken ausschließen. Die Zelle, gleich auf welcher Spannungsebene, muss nur als solche sauber definiert sein. Dann ist es relativ einfach, sie komplett, d.h. mit all ihren Verbindungen nach außen vom übergeordneten Netz abzutrennen. Die Störung bliebe auf diese Weise auf die Zelle beschränkt. Das Spannende daran ist: Die Trennung einer größeren, gestörten Zelle vom übergeordneten Netz muss nicht notwendigerweise alle ihre Unterzellen lahmlegen. Sofern sich diese durch eigene Trennung von der gestörten Zelle (s. Szenario A) in den Inselbetrieb begeben, können sie, solange sich Erzeugung und Verbrauch im Gleichgewicht befinden, autark weiterbetrieben werden.

Wiederanschluss von Zellen ans Netz

Bei der erneuten Verbindung einer Zelle mit dem übergeordneten Netz, müssen die Netzfrequenzen beider Komponenten genau übereinstimmen. Beide Netze werden in Netzfrequenz und Phasenlage synchronisiert.

Interaktion zwischen Zellen

Wenn ein größeres Kraftwerk einer Zelle, etwa ein Windpark oder eine Freiflächen-PV-Anlage ausfällt, greift zunächst die zellinterne Bereitstellung von Regelenergie. Wenn diese nicht mehr ausreicht, wird auf die Energie der Nachbarzellen zurückgegriffen. Der Stromkunde bemerkt nichts davon.

Werden mehrere solcher Kraftwerke etwa durch einen Cyberangriff lahm gelegt, muss man unterscheiden, ob sich diese in einer oder in verschiedenen Zellen befinden. Der letztere Fall ist weniger kritisch. Diese Situation kann durch zellinterne Regelung oder Lastverschiebung aus nicht betroffenen Zellen behandelt werden. Befinden sich die vom Cyberangriff betroffenen Kraftwerke in **einer** Zelle, kann ebenfalls versucht zunächst werden, den benötigten Strom aus Nachbarzellen zu erhalten. Gelingt dies nicht, trennt sich die betroffene Zelle vom restlichen Netz (Szenario B einer Zelltrennung). Eine Ausbreitung des Blackouts wie bei einer zentralen Versorgungsstruktur wird damit unterbunden.

Bei Leitungsschäden können sich in dem betroffenen Gebiet ebenfalls situationsabhängig Teilzellen bilden. Falls dies möglich ist, bemerken die Stromkunden in den funktionierenden Teilzellen das Problem nicht einmal.

Resümee zur Versorgungssicherheit unter den Bedingungen einer zellularen Struktur

Die Netzstabilität wird und wurde schon immer auf rein physikalischem Wege durch Auswertung der Netzfrequenz als Führungsgröße gesichert. In einem gut konzipierten Netz stellt sich die definierte Netzfrequenz netzwerkweit de facto automatisch ein (vgl. 1.7.1).

Die mit fortschreitender Digitalisierung immer besser werdenden Möglichkeiten des Datenaustausches zwischen den einzelnen Bestandteilen des Stromnetzes geben dem Techniker ein zusätzliches, sehr wirksames Mittel zur weiteren Verbesserung der Netzstabilität in die Hand. Die Einbeziehung softwarebasierter Systeme schafft allerdings auch neue Fehlerquellen und Angriffsvektoren für Cybersabotage. Das System der Energieversorgung in seiner Gesamtheit sollte deshalb grundsätzlich auch ohne zusätzliche Computerunterstützung auf rein physikalischer Basis funktionstüchtig bleiben. Wir halten diese Aussage, immer noch für hochaktuell. Ihre praktische Umsetzung in einer dezentralen zellularen Struktur wäre, gegenüber der Stabilisierung eines riesigen Gesamtnetzes unter ständiger menschlicher Einflussnahme, die deutlich bessere, weil sicherere Lösung.

Durch eine dezentrale, zellulare Struktur wird unser Stromnetz nicht gefährdet, wie von manchen Zeitgenossen behauptet. Im Gegenteil – die Ausfallsicherheit des Netzes erhöht sich sogar drastisch.

Ein flächendeckender, lang anhaltender Stromausfall des ganzen Landes, wie er bei einer zentralen Stromversorgung denkbar ist, wird durch Zellbildung unmöglich.

Zellbildung physikalisch und wirtschaftlich betrachtet

Wie bereits erwähnt, ist es das Bestreben jeder Zelle, möglichst wenig mit der übergeordneten Leitungsstruktur zu interagieren, was konkret heißt, möglichst wenig Strom von außen zu beziehen oder nach außen abzugeben. Die Trennung einer Zelle vom übergeordneten Netz kann schlichtweg auch wirtschaftlich motiviert sein. Das ist dann der Fall, wenn dem Betreiber der Zelle der externe Strombezug oder auch nur die Nutzung übergeordneter Leitungswege zu teuer erscheint. Er kann durch sein Kauf- oder Verkaufsverhalten Marktmacht ausüben; aus Sicht der Kraftwerks- und Netzbetreiber ein nie dagewesenes und ungeheuerliches, aber zutiefst marktwirtschaftliches Verhalten.

Man sollte in der Tat davon ausgehen dürfen, dass für eine Leistung, die nicht in Anspruch genommen wird, auch keine Bezahlung erfolgt. Natürlich ist der innerhalb einer Zelle erzeugte Strom nicht kostenlos. Die Stromerzeugungsanlagen müssen finanziert werden. Wenn wir von PV-Anlagen ausgehen, entstehen im günstigsten Fall nur Abschreibungskosten und Kosten für die notwendige Wartung von ca. 10 ct/kWh. Die Spanne zwischen dem Strompreis des zentralen Energieversorgers von inzwischen 30,43 ct/kWh (2019) und 10 ct/kWh Eigenerzeugung in der Zelle ist dennoch gewaltig.

4.4.3 Die Vergewaltigung des Marktes

Es stellt sich nunmehr die Frage, auf welche Art und Weise die Befürworter und Anwender des zellularen Ansatzes in den Genuss dieses Kostenvorteils kommen.

Die Betriebszustände des Kabels innerhalb einer Zelle können ständig wechseln. Mal liegt ein Überangebot an Strom vor, das verkauft werden soll, mal herrscht Strommangel, der zum Zukauf von (teurem) Strom aus dem übergeordneten Netz zwingt. Es wurden bereits Verfahren entwickelt, die diese Vorgänge messen und monetär abbilden können [4.4.3.1]¹. Die

¹ [4.4.3.1] © Vieweg +Teubner Verlag | Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH 2010
Dissertation der Technischen Universität Dortmund, 2009,

Folge für die Stromkunden, die an einem solchen System teilnehmen, wären schwankende im Endeffekt aber drastisch sinkende Strompreise.

In der Praxis funktioniert diese Preisbildung bislang nur auf der Ebene der kleinsten Zelle, also etwa eines Einfamilienhauses oder eines kleinen Gewerbebetriebes mit eigener PV- oder Windkraftanlage und einer angemessenen Kapazität Batteriespeicher. In diesem Fall sind Produzent und Verbraucher gleich. Für größere Zellen fehlt ein Vermarktungskonzept. Es wäre nunmehr die Aufgabe der Politik, ein solches Konzept zu liefern.

Wie bereits erwähnt, laufen die Vorgänge einer Zellbildung, physikalisch bedingt, immer gleich ab. Selbst unter den Bedingungen des aktuell bestehenden und zum zellulären Ansatz nur bedingt kompatiblen Leitungsnetzes kann sich ein Kabel (eine Zelle), in das z.B. genügend PV-Anlagen einspeisen, bereits selbst versorgen. Die EE-Gesetzgebung nimmt aber auf die physikalischen Gesetzmäßigkeiten keine Rücksicht und lässt eine Stromvermarktung auf der Ebene der verschiedenen Zellen bislang nicht zu.

Jeder Haushaltskunde bezieht seinen Strom nach wie vor über einen, meist regionalen Anbieter. Für eine bestimmte Vertragslaufzeit wird ein bestimmter Arbeitspreis für eine Kilowattstunde Strom vereinbart. In diesem Arbeitspreis sind, neben dem eigentlichen Strompreis noch andere Bestandteile wie Umlagen, Abgaben und Steuern enthalten.

Bestandteil der Stromrechnung	Anteil am Preis [%]	Anteil am Preis [ct/kWh]	Bei direkter Vermarktung [ct/kWh]
Stromerzeugung (Gestehungskosten inkl. Marge des Anbieters)	24,12	5,993	9,11 ^{*1)}
Netznutzungsentgelt für Leitungen > 110 kV	3,90	0,970	0 ^{*2)}
Netznutzungsentgelt für Leitungen < 110 kV	15,61	3,880	3,880 ^{*3)}
§19-Umlage	0,02	0,006	0,006
Abla-Umlage	0,04	0,009	0,009
KWK-Umlage	0,72	0,178	0,178
Offshore-Umlage	1,01	0,250	0 ^{*2)}
Konzessionsabgabe	5,31	1,320	1,320 ^{*3)}
Strom-Ökosteuer	8,25	2,050	2,050 ^{*3)}
EEG-Umlage	25,05	6,244	0 ^{*2)}
anteilige MWST	15,97	3,970	2,990
Summe inkl. 19% MWST	100	24,87	19,54
Summe ohne ^{*3)}			12,29

Tabelle 4.3: Bestandteile einer Stromrechnung und wie sie bei einer Direktvermarktung aussehen würde

^{*1)} Real ermittelter Wert des Erzeugers (PV-Anlage) inkl. 10% Marge

^{*2)} Nach unserem Verständnis definitiv nicht zu erheben.

^{*3)} Ob die Erhebung dieser Anteile gerechtfertigt ist, erscheint zumindest strittig.

Tabelle 4.3 enthält die Bestandteile einer üblichen Stromrechnung, wobei die Zahlenwerte aus einer realen Rechnung stammen. In der letzten Spalte haben wir errechnet, wie die Stromrechnung von einem Anbieter innerhalb einer 380 Volt-Zelle aussehen könnte.

Sinnhaftigkeit der EEG-Umlage

Die EEG-Umlage war um die Jahrtausendwende ein wichtiges Instrument zur Einleitung der Energiewende. Ohne staatliche Förderung hätten es die Technologien der Stromerzeugung aus Sonne und Wind vermutlich nicht in so kurzer Zeit zur Marktreife geschafft.

Solarzellen waren z.B. um 2005 bei deutlich schlechteren Kennwerten etwa 3 Mal so teuer wie heute. Der Betrieb einer Solaranlage ohne staatliche Zuschüsse wäre zu dieser Zeit also völlig unwirtschaftlich und damit nur ein Fall für Enthusiasten gewesen.

Mittlerweile haben sich aber sowohl Windkraft als auch Photovoltaik als Technologie gut etabliert, so dass die Fortführung der Förderung eher kontraproduktiv wirkt.

Aus Sicht des Endverbrauchers, der gleichzeitig eine eigene PV-Anlage betreibt, markiert der April 2012 einen Wendepunkt. Die Einspeisevergütung sank erstmals unter den Preis, den er selbst für eine kWh bei seinem regionalen Anbieter zahlen musste. Seither geht es weniger darum, Strom selbst zu verkaufen, sondern den Zukauf von Strom zu vermeiden.

Will man darüber hinaus seinem Nachbarn in dieser Vermeidung helfen, landet man unweigerlich bei der Direktvermarktung des eigenen Stroms, die sich, nimmt man die Zahlen aus 2016 (angesichts der auch danach gestiegenen Strompreise erst recht) für alle Beteiligten lohnt:

a) Bilanz des Eigenerzeugers:

Arbeitspreis des regionalen Stromanbieters:	25 ct/kWh
Kosten für selbst produzierten Solarstrom:	11 ct/kWh
→ Ersparnis durch selbst verbrauchtem Strom:	14 ct/kWh
Erlös aus selbst verkauftem Strom:	18 ct/kWh
→ Gewinn aus Stromverkauf:	7 ct/kWh

b) Bilanz „des Nachbarn“ (also des Kunden des Eigenerzeugers)

Arbeitspreis des regionalen Stromanbieters:	25 ct/kWh
Angebotspreis des Eigenerzeugers:	18 ct/kWh
→ Ersparnis:	7 ct/kWh

Die Rechnung berücksichtigt nicht die in Tabelle 4.3. genannten Steuern und Abgaben, was an der grundlegenden Aussage aber nichts ändert.

Der aufmerksame Leser möge sich anhand dieser Zahlen selbst sein Urteil bilden, ob die EEG-Umlage für Neuinstallationen noch zeitgemäß ist. Sie muss natürlich noch ein paar Jahre erhoben werden, um die in der Vergangenheit mit den Anbietern erneuerbarer Energie geschlossenen Verträge zu erfüllen.

Eine dieser Abgaben ist die EEG-Umlage. Ihre Zahlung regelt das EEG in den Paragraphen 60 und 61. [4.4.3.2]¹ [4.4.3.3]² Wir wollen uns mit diesem preistreibenden Element näher auseinandersetzen, um den Mythos, erneuerbare Energien seien besonders teuer, ein weiteres Mal zu entlarven. Die Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Quellen erhalten lt. EEG 20 Jahre lang einen garantierten Abnahmepreis. Obwohl diese so genannte Einspeisevergütung jährlich für neue Anlagen nach unten angepasst wird (für Solarstrom aus kleinen Anlagen von über 50 ct/kWh von 2000 bis 2006 auf etwas mehr als 12 ct/kWh in 2016), liegt sie dennoch deutlich über dem Börsenpreis. Letzterer wurde z.B. am 13.04.2016 mit lediglich 2,83 ct/kWh notiert. Die gemittelte Differenz zwischen dem garantierten Abnahmepreis und dem Börsenpreis ist die in unserer Stromrechnung ausgewiesene EEG-Umlage.

1 [4.4.3.2] https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_60.html

2 [4.4.3.3] https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_61.html

Das bedeutet letztendlich, je geringer der Strompreis an der Börse, umso höher wird unsere Stromrechnung. Man koppelt die Stromkunden so an den Strommarkt, dass sinkende Strompreise an der Börse, die nicht an den Kunden weitergegeben werden, letztendlich einen preissteigernden Effekt auf den Arbeitspreis, insbesondere der Haushaltskunden, haben. Ein wahrhaft perfides Konstrukt.

Durch die Befreiung von Großverbrauchern von der EEG-Umlage (eine weitere, gut versteckte Subvention), schlagen Strompreissteigerungen infolge sinkender Börsenpreise verstärkt auf den Endverbraucher durch.

Es stellt sich die berechtigte Frage, ob eine EEG-Umlage in dieser Form überhaupt noch zeitgemäß, sprich notwendig ist. Durch die EEG-Umlage bezahlen wir über unsere Stromrechnung nach Lesart einiger sehr einflussreicher Wirtschaftsfunktionäre und Politiker (was oft genug auf das Gleiche hinausläuft) weiterhin die Umstellung von der „bewährten“ fossilen Energieversorgung auf die „viel zu teuren“ und überdies problematischen, weil nicht ständig zur Verfügung stehenden Erneuerbaren.

Die These vom zu hohen Preis haben wir bereits mit den Daten aus Tabelle 4.3 widerlegt. Der Betreiber einer Solaranlage kann schon heute Strom selbst zu deutlich geringeren Preisen (9 bis 12 ct/kWh) produzieren, als er als Endverbraucher an sein Energieversorgungsunternehmen bezahlen muss (23 bis 30 ct/kWh). Neue PV-Anlagen für private Haushalte sind deshalb schon in ihrer Konzeption auf Eigenverbrauch fokussiert. Der Wunsch, Überschüsse zu produzieren, um diese gewinnbringend in das öffentliche Netz einzuspeisen, spielt kaum noch eine Rolle, weil auch die Einspeisevergütung inzwischen zu gering ist.

Auch bei Zugrundelegung der reinen Erzeugerkosten für Strom (vgl. Abbildung 4.2) ergibt sich der Schluss, dass die EEG-Umlage ihren Zweck bereits erfüllt hat. Mit Photovoltaik gewonnener Strom war schon 2014 nur unwesentlich teurer als der aus fossilen Brennstoffen erzeugte und Windstrom schon damals preiswerter. Insbesondere durch die Verteuerung von CO₂-Zertifikaten befinden sich die fossilen Erzeuger seit spätestens 2019 auch rein monetär auf der Verliererstraße...würde man ehrlich rechnen.

Wenn man Erzeugerkosten vergleicht, müsste man dies eigentlich auf der Basis der wahren Kosten, inklusive der Folgekosten tun. Energiekonzerne und die meisten Politiker präsentieren uns für ihre Rechnung ganz andere Eingangsparameter und kommen deshalb natürlich auch zu ganz anderen Ergebnissen. Wir halten deren Herangehensweise allerdings für wenig seriös und weitgehend von der Berücksichtigung der Interessen künftiger Generationen befreit.

Warum also Technologien weiter fördern, die ihre Marktreife längst erlangt haben und am Markt konkurrenzfähig sind? Nur als Vorwand, um diese Technologien auch weiterhin als zu teuer diskreditieren zu können?

Als gesicherte Tatsache, die für Förderungen aller Art gleichermaßen gilt, kann man folgenden Merksatz formulieren: Der Geförderte macht sich vom Förderer in jedem Falle abhängig, weil er die Vertragsbedingungen des Förderers akzeptieren muss. Insofern sind Förderungen wie die EEG-Umlage auch immer ein Mittel der Ausübung politischen und ökonomischen Drucks.

Was würde passieren, wenn die EEG-Umlage für Neuinstallationen konsequent gestrichen würde? Gäbe es tatsächlich weniger privates Kapital, das in EE investiert werden würde? Fakt ist nur eins: In einem solchen Fall würden die Strompreise tendenziell sinken.

Merit-Order

Der Börsenpreis wird durch die Gesamtheit aller Anbieter von Strom aus erneuerbaren und fossilen Quellen bestimmt. Gemäß der Merit-Order Regularien kommen zuerst die Kraftwerke mit den geringsten Grenzkosten zum Einsatz. Danach werden solange Kraftwerke mit höheren Grenzkosten zugeschaltet, bis die Nachfrage gedeckt ist.

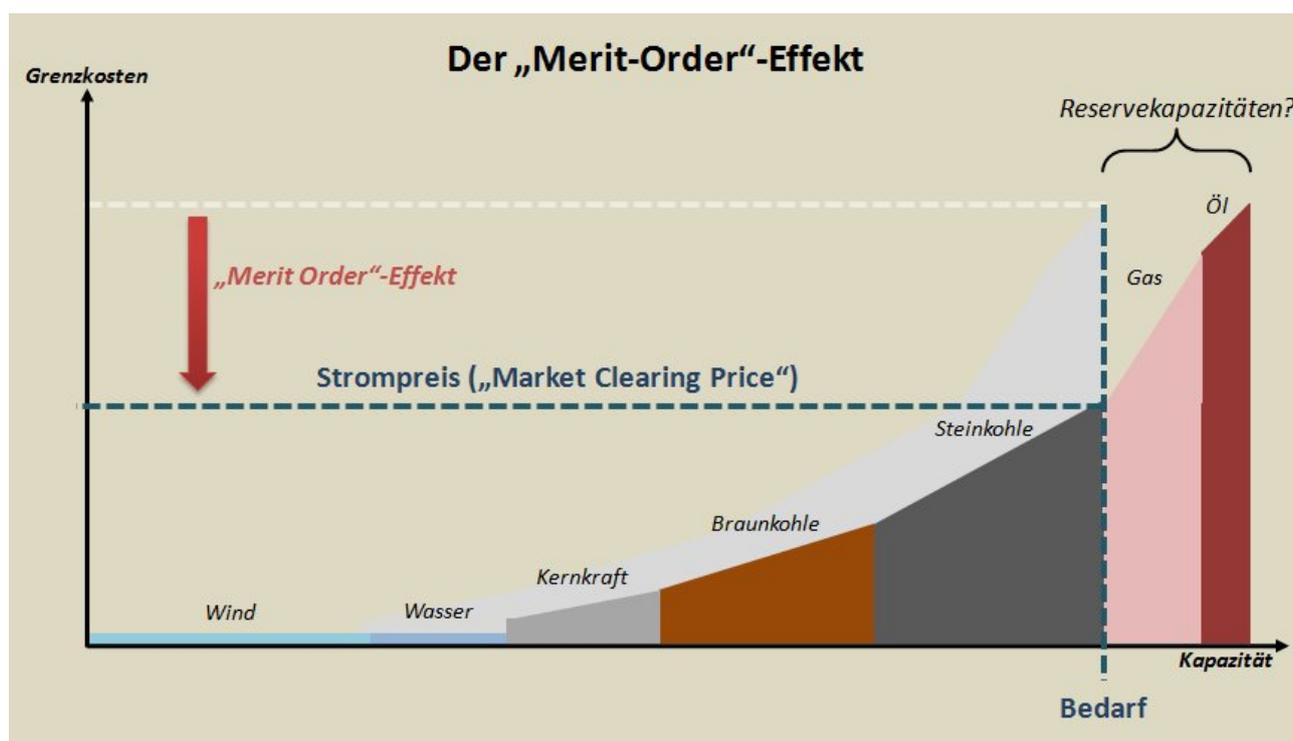


Abbildung 4.5: Merit-Order Schema

Die Grenzkosten [4.4.3.4]¹ erneuerbarer Energien, hier Wind und Wasser, definiert man mit null. Daher stehen sie in Abbildung 4.5 ganz links. Es folgen Kernkraft, Braunkohle und Steinkohle. Die Kapazitäten mit den höchsten Grenzkosten (Gas und Öl) kommen nur in Ausnahmefällen zum Einsatz. Das energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) veröffentlichte unter [4.4.3.5]² ein Tool zur Berechnung der Strompreise auf Grundlage der Merit Order. Es enthält unter anderem die aktuelle Kraftwerksliste der BNetzA stand Dezember 2019.

Der Schnittpunkt des Bedarfs mit der Kostenkurve in der Abb. 4.5 ist der Punkt, an dem sich Angebot und Nachfrage im Gleichgewicht befinden. Dieser Schnittpunkt liefert den Preis für den an der Strombörse gehandelten Strom (gestrichelte waagerechte Linie). Wenn der Anteil an erneuerbarer Energien steigt, werden teurere Anbieter, hier die Steinkohle, nicht mehr oder nur teilweise benötigt. Der Börsen-Strompreis sinkt, was sich, wie wir uns erinnern, in steigenden Strompreisen für den Verbraucher niederschlägt. Bei 100% Erneuerbaren würde der Börsenpreis für Strom nach diesem Modell auf 0 sinken. Spätestens daran erkennt man die Fragwürdigkeit des ganzen Konstrukts.

Richtig wäre, die wahren Kosten der einzelnen Erzeugungsarten in Ansatz zu bringen, wohlgernekt inklusive der von Greenpeace ermittelten Folgekosten.

Umgehung von Merit-Order

Die Großen der Energiebranche hebeln unter Nutzung bestehender Gesetze den gesetzlichen Vorrang für die erneuerbaren Quellen permanent aus. Sie verkaufen ihren, aus fossilen Brennstoffen erzeugten Strom mit hoher Priorität über den Terminmarkt an ihre Abnehmer. Dadurch erwerben sie das Recht, Strom zu produzieren und einzuspeisen, **bevor** die Generatoren überhaupt angelaufen sind. Erneuerbare Energien-Einspeiser können ihren Strom dagegen nur kurzfristig über den Spotmarkt anbieten, während z.B. das Braunkohlekraftwerk bereits munter CO₂ ausstößt, um die fest vereinbarte Strommenge ans Netz zu liefern.

1 [4.4.3.4] <https://de.wikipedia.org/wiki/Merit-Order>

2 [4.4.3.5] <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/news/ewi-merit-order-tool-2019/>

Prinzipiell entsteht dadurch ein Überangebot. Die Folge sind sinkende, sogar negative Strompreise und in der Folge stehende Propeller von Windkraftanlagen.

Überregionaler Stromverkauf

Politische Ignoranz gegenüber der Physik gibt es auch beim überregionalen Stromhandel. Der Betreiber eines Offshore Windparks in der Nordsee kann seinen Strom nach Süddeutschland verkaufen, es ist aber höchst unwahrscheinlich, dass dieser Offshore Strom auch wirklich in Süddeutschland ankommt und dort verbraucht wird. Wie sich die Lastflüsse im Netz verteilen, ist von sehr vielen Umständen abhängig.

Der Grund für das unbedingte Festhalten an einer zentralen Netzstruktur ist nicht die sichere Versorgung des Landes mit Elektroenergie, sondern die Legitimierung des überregionalen Stromhandels. Dieser profitiert heute davon, dass die Kosten des Netzausbaus von der Allgemeinheit getragen werden. Wir als Verbraucher zahlen Gebühren für die Netznutzung auch dann, wenn wir physikalisch gar keinen Strom aus dem Netz entnehmen. Handel profitierenden Unternehmen getragen werden müssten. Solcherart definierten Netznutzungsentgelte sollten dabei nicht linear, sondern progressiv steigend an die tatsächliche Netznutzung gebunden sein. Damit wäre auch der Anreiz für den überregionalen Stromhandel wesentlich geringer.

Netzkosten

Der Stromfluss in unseren Netzen folgt ausschließlich physikalischen Gesetzen, nicht den von Menschen gemachten, vorwiegend betriebswirtschaftlich motivierten. Insofern erlauben wir uns, letztere zu hinterfragen. Für EE, welche regional erzeugt und verbraucht wird, werden die vollen Kosten für die Netznutzung berechnet. Der Anteil dieser Netzentgelte an unserer Stromrechnung beträgt immerhin ca. 20%. [4.4.3.6]¹.

Die Netzentgelte enthalten externe Kosten, die vom jeweiligen Netzbetreiber nicht beeinflusst werden können und sogenannte vorgelagerte Netzkosten. Diese vorgelagerten Netzkosten werden anteilig für die verschiedenen Spannungsebenen berechnet [4.4.3.7]².

Es gibt noch einen weiteren Aspekt, die sogenannten **vermiedenen** Netzkosten. Ein Einspeiser, also z.B. der Betreiber einer Photovoltaikanlage, vermeidet vorgelagerte Netzkosten, weil seine direkte Einspeisung den Leistungsbezug über die vorgelagerten Netzebenen reduziert. Dafür steht dem Einspeiser gemäß Stromnetzentgeltverordnung-StromNEV §18 ein Entgelt für die dezentrale Einspeisung zu. Das erhält er jedoch nicht, wenn er gemäß §19 EEG gefördert wird, also eine feste Vergütung für seinen erzeugten Strom erhält. [4.4.3.8]³

Der Berechnungsformalismus verschleiert die Tatsache, dass Netze, sofern selbstversorgende Zellen im Spiel sind, nicht im angegebenen Umfang genutzt werden. Wir als Kunden haben in der Regel einen Vertrag mit einem örtlichen Verteilnetzbetreiber unseres Energieversorgungsunternehmens. [4.4.3.9]⁴ Dieser zieht die Netzentgelte über unsere Stromrechnung ein und gibt sie anteilig an den vorgelagerten Netzbetreiber weiter. Wir zahlen auf diesem Wege also voll für eine Dienstleistung, die wir nicht oder nur teilweise in Anspruch nehmen.

Um es an einem konkreten Beispiel zu erläutern: Der Betreiber einer üblichen modernen PV-Anlage mit eigenen Pufferbatterien kann sich zu 70 bis 80% selbst mit Strom versorgen. Er zahlt die Netzkosten demnach auch nur für die restlichen 20 bis 30% über seine normale Stromrechnung. So weit so gut. Was aber, wenn die PV-Anlage etwas größer dimensioniert ist, um z.B. den Nachbarn innerhalb einer Niederspannungszelle mit Strom zu beliefern? Wieso profitieren die Anrainer einer Bürgerwindanlage, deren Strom physikalisch zu einem ansehnlichen Anteil von dieser Anlage innerhalb einer Mittelspannungszelle eingespeist wird, nicht von günstigeren, weil um die vollen Netzentgelte geminderten Stromtarifen? Durch die lokale Einspeisung des Windstroms nehmen sie die Leitungswege der übergeordneten Netzbetreiber immerhin nur dann konform zu ihrer Rechnung in Anspruch, wenn absolute

1 [4.4.3.6] https://www.efzn.de/uploads/media/02_Thomas_Murche.pdf

2 [4.4.3.7] <http://www.stromtip.de/rubrik2/9103/4/Kosten-waelzen.html>

3 [4.4.3.8] http://www.gesetze-im-internet.de/stromnev/_18.html

4 [4.4.3.9] <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Verbraucher/Vertragsarten/vertragsarten-node.html>

Windstille herrscht. Wenn der Wind weht, und die Anlage den Bedarf der Anrainer zu 100% deckt, fallen vorgelagerte Netzkosten nur bis zur Ebene der Bürgerwindanlage an. Die gängige Pauschalisierung der Netzkosten ist demnach unserer Meinung nach nicht zulässig.

Wir erkennen, dass hier das Ausblenden der elektrotechnischen Grundlagen zu absurden, für die Netzbetreiber allerdings recht einträglichen Regelungen führt.

Bei vollständiger Stromversorgung durch dezentral organisierte erneuerbare Energien würde der jährliche Übertragungsbedarf der Höchstspannungsnetze deutlich zurückgehen und damit einhergehend die Übertragungsverluste.

Das bittere Resümee

Das alles hat nicht einmal ansatzweise mit freier Marktwirtschaft oder Wettbewerb zu tun. Die realen physikalischen Gesetzmäßigkeiten werden von den politisch Verantwortlichen vollständig ausgeblendet. Alles wird in ein Gesetz, das EEG, gegossen, welches die Vorteile erneuerbarer Energien in Nachteile für den Endkunden verwandelt und spätestens seit 2018 die Erneuerbaren selbst massiv ausbremst.

In dem oben beschriebenen zellulären Vermarktungssystem ist ein Konstrukt wie die EEG-Umlage nicht notwendig. Die Erzeuger von Solar- und Windstrom decken ihren Eigenbedarf und den Eigenbedarf der Zelle. Der Strompreis dafür wird von den Teilnehmern der Zelle vereinbart. Überschüsse werden dem Energieversorger angeboten. Die Preise dafür richten sich nach Angebot und Nachfrage.

4.4.4 Die Lügenwelt des Stromnetzausbaus

Deutschland verfügt über ein sehr gut ausgebautes Netz zur Energieverteilung. In Abbildung 5.6. wird das 220/380 kV Übertragungsnetz und das Erdgastransportnetz Deutschlands dargestellt. Um den Wettbewerb zwischen unterschiedlichen Stromanbietern zu ermöglichen, darf es angeblich keine physikalischen Beschränkungen durch die Netze geben. Deshalb sollen die Netze so ausgebaut werden, dass Energie an beliebigen Stellen mit beliebiger Leistung in sie eingespeist werden kann; fossil erzeugte Energie ebenso wie EE. Das ist das schon in der Einführung dieses Kapitels erwähnte Prinzip der Kupferplatte, konzipiert in der dena-Netzstudie II aus dem Jahre 2010. Dieses Grundprinzip findet seine Umsetzung in den gegenwärtigen Netzausbauplänen.

Ein solcher Netzausbau grenzt, selbst wenn man eine zentrale Netzstruktur zugrunde legt, an Größenwahn. Er soll sowohl die Erfordernisse der heutigen Welt der fossilen Energieerzeugung als auch die zukünftige Welt der Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen befriedigen. Schon mittelfristig, ob wir das wollen oder nicht, wird es aber keine Stromproduktion aus fossilen Quellen mehr geben. Damit werden auch die Übertragungskapazitäten für fossil erzeugten Strom nicht mehr benötigt.

Es drängt sich der Gedanke auf, dass die von der Wirtschaft gelenkte Politik auch in Zukunft nicht auf fossile Erzeugung verzichten will. Dann wäre das von der Bundesregierung selbst in der Vergangenheit immer wieder propagierte Ziel einer 100%igen Umstellung auf EE bis 2050 schlicht eine Lüge.

Im Abschnitt 4.4 wurde auf die VDE Studie „der zelluläre Ansatz“ verwiesen. Auch unter diesen Bedingungen ist ein übergeordnetes Netz, ein Übertragungsnetz im heutigen Sinne, notwendig. Dieses Netz hat mehrere Aufgaben. Es ermöglicht zum einen den Energieaustausch zwischen großen Zellen. Außerdem dient es zur Versorgung von Großabnehmern, die nicht Bestandteil einer untergeordneten Zelle sein können. Eine Kupferhütte in Hamburg oder ein Chemiewerk in Sachsen-Anhalt benötigen Leistungen im Bereich von mehreren hundert Megawatt. Die unterbrechungsfreie Sicherstellung eines solchen Leistungsbedarfs unter den Bedingungen der ausschließlichen Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen ist in der Tat eine technische Herausforderung, der wir uns gemeinsam stellen müssen. Gegenwärtig gibt es dazu aber kaum Überlegungen in den veröffentlichten Szenarien.

Das (n-1)-Prinzip in Theorie und Praxis

Unser Stromnetz ist, wie der Name schon vermuten lässt, ein Netzwerk verschiedener Leitungssysteme zur Übertragung elektrischer Energie. Der Topologie nach handelt es sich um ein vermaschtes Netz, in dem es zwischen zwei Netzwerkknoten immer mehrere Wege gibt. Wenn eine Leitung, also ein solcher Weg des Netzwerkes, ausfällt „sucht“ sich der Strom eine andere Route. Das hat zur Folge, dass andere Leitungen dieses Netzes jetzt stärker belastet werden.

Die (n-1)-Regel besagt nun, dass bei Ausfall oder Abschaltung eines Betriebsmittels, also einer Leitung, einer Schaltanlage oder eines Transformators, die verbleibenden Betriebsmittel nicht überlastet werden dürfen. Auch der Ausfall von Generatoren ist in diese Betrachtung einbezogen. Der Gesamtbetrieb der Stromversorgung muss unter solchen Umständen aufrechterhalten werden. Das heißt auch, dass bei einer geplanten Abschaltung eines Betriebsmittels z.B. zu Wartungszwecken, der Ausfall eines weiteren Elementes infolge einer Störung abzusichern ist. Das (n-1)-Prinzip muss insbesondere für die Situation maximaler Last erfüllt bleiben.

Dazu führen die ÜNBs Lastflussberechnungen für alle 8.760 Stunden eines Jahres durch. Die Ergebnisse dieser stündlichen Lastflussberechnungen sind nicht öffentlich zugänglich. Sie enthalten angeblich Geschäftsgeheimnisse.

Jede Leistung, die geringer als die maximale Leistung einer bestimmten Leitung ist, kann aufgrund dieser Erhebungen auf unbegrenzte Zeit über ebendiese Leitung übertragen werden

Der im aktuellen Entwurf des Szenariorahmens [4.4.4.1]¹ ausgewiesene jährliche Nettostromverbrauch von 526 TWh per 2018 ist die elektrische **Arbeit**, die von den angeschlossenen Endgeräten verrichtet wird. Diese ist sehr wohl zu unterscheiden von der maximalen **Leistung**, sprich, die von der BNetzA aktuell nicht mehr ausgewiesene Jahreshöchstlast. Die ÜNBs sprechen von ca. 90 GW. Diese Leistung muss uneingeschränkt, dauerhaft übertragbar sein. Der notwendige Netzausbau ist ausschließlich davon abhängig. Platt gesprochen: Ändert sich die Jahreshöchstlast nicht, brauchen wir auch keine neue Leitungen. Im Detail sind jedoch tatsächlich zu übertragende Leistungswerte vom lokalen elektrischen Leistungsbedarf abhängig. Insofern kann es durchaus sein, dass im Leitungsnetz an manchen Stellen nachgebessert werden muss, um dem (n-1)-Prinzip gerecht zu werden. Die spannende Frage ist dabei: An welchen?

Der Klassiker in der Beantwortung dieser Frage, den uns Politiker gebetsmühlenartig über die Medien einreden wollen: Wir müssen Windstrom aus dem Norden in den unter Strommangel leidenden, hochindustrialisierten Süden der Republik transportieren. Dies geschieht, wie ein Teilnehmer auf einer BNetzA-Informationsveranstaltung unlängst sarkastisch anmerkte, von 2022 bis 2025 zunächst mit Hilfe von LKWs. Ende 2022 gehen die süddeutschen Atomkraftwerke bekanntlich vom Netz, während sich die Fertigstellung des „notwendigen“ Südlinks mindestens bis 2025 hinzieht. So immens kann die süddeutsche Stromlücke also gar nicht sein. Praktisch für die Netzbetreiber: Eine unabhängige Faktenprüfung ist aufgrund der öffentlich nicht zugänglichen Lastflüsse de facto unmöglich.

Wie wäre es mit folgendem alternativen Ansatz: Die Übertragung elektrischer Leistung von Nord- nach Süddeutschland verringert sich, wenn zukünftig stromhungrige Industrie vorwiegend im Norden angesiedelt wird. Die gezielte Förderung von Industrieansiedlungen durch die Politik könnte den Netzausbau demnach sehr stark und vor allem volkswirtschaftlich sinnvoll beeinflussen.

Statt (n-1) faktenbasiert zu analysieren und entsprechende Infrastrukturmaßnahmen zu ergreifen, gilt offensichtlich das Motto (I+1) – bauen wir lieber eine Leitung mehr. Wachstum um jeden Preis, den am Ende der Bürger bezahlt.

Bei einer dezentralen Netzstruktur wird das (n-1)-Prinzip auf einer komplexen Ebene erweitert. Fällt eine übergeordnete Versorgungsstruktur aus, gehen die untergeordneten Zellen in den Inselbetrieb und damit zur Eigenversorgung über. Bei Störungen innerhalb einer Zelle wird diese vom übergeordneten Netz getrennt. Die gestörte Zelle geht gewissermaßen in Quarantäne. Kettenreaktionen, mit weiterreichenden Ausfällen der Energieversorgung, die zu einem flächendeckenden Zusammenbruch der Stromversorgung führen können, sind nicht mehr möglich.

¹ [4.4.4.1] https://www.netzausbau.de/bedarfsermittlung/2035_2021/szenariorahmen/de.html

Das (n-1) Prinzip beschreibt die prinzipielle Vorgehensweise, das heißt im praktischen Betrieb ist dieses Prinzip nicht immer anwendbar. Wenn wir uns die Abbildung 4.4 zellulärer Ansatz bis Ortsnetzverbund – Zelle, noch einmal anschauen, wird das klar. Wenn nur eine Verbindung zu einem Abnehmer oder zu einer Gruppe von Abnehmern existiert, so ist bei einer Unterbrechung dieser Verbindung die Versorgung nicht möglich. Das (n-1) Prinzip kann nicht umgesetzt werden. Im Bereich der Niederspannung, also in den Ortsnetzen nimmt man das bewusst in Kauf, da in der Regel nur wenige Stromabnehmer betroffen sind.

Im Bereich der Hoch- und Höchstspannung haben wir dagegen ein stark vermaschtes Netz. Das (n-1) Prinzip ist hier strikt einzuhalten. So sind Umspannwerke immer über zwei Leitungssysteme eingebunden. Wartungsarbeiten müssen unter Umständen zu lastschwachen Zeiten, also z.B. am Wochenende durchgeführt werden, um im Fehlerfall Überlastungen und damit weitere Ausfälle zu vermeiden.

Das (n-1) Prinzip besagt aber auch, dass *ein* Betriebsmittel ausfallen darf. In einem weiträumigen Netz ist es jedoch denkbar, dass mehr als ein Betriebsmittel, also z.B. eine Leitung und gleichzeitig ein Generator, ausfallen. Auch wenn die Ausfälle an weit voneinander liegenden Stellen des Netzes auftreten, sind die Folgen nicht einfach zu überblicken. Unter ungünstigen Umständen treten jetzt Überlastungen von weiteren Netzelementen ein. Das führt zu weiteren Ausfällen, es beginnt eine Kettenreaktion, die zum Zusammenbruch des Netzes dem „Black Out“ führen kann. Die Verfahrensweise bei einer dezentralen Netzstruktur kann eine völlig andere sein.

Am 4.11.2006 zerfiel das europäische Netz bei einer Großstörung am in drei Teilnetze. Die Art, Größe und Anzahl der Teilnetze war weder geplant noch vorhersehbar. Bei einer zellularen Struktur kann man, abhängig vom Störfall und von der jeweiligen zellularen Struktur, gezielt vorher definierte Teilnetze bilden. Das Teilnetz, nämlich unsere Zelle, trennt sich vom übergeordneten Netz, wenn bestimmte Lastflüsse an den Schnittstellen zum übergeordneten Netz eintreten. Wenn also in Abb. 5.4 die Einspeisung für die Ortsnetzstation ausfällt, so würden die nachgeordneten Zellen, rein physikalisch bedingt, die ausgefallene Leistung ersetzen. Das würde im Zusammenhang mit einer zu niedrigen Netzfrequenz zu einem hohen Lastfluss aus der Zelle heraus führen. Damit bekommt die Zelle das Signal zur Netztrennung bzw. zum Übergang in den Inselbetrieb. Inselbetrieb bedeutet, alle Verbraucher und Erzeuger innerhalb der Zelle funktionieren weiterhin.

Der Sinn der Zellbildung ist die Stabilisierung der Versorgung innerhalb der zellularen Struktur beginnend auf der untersten Ebene, sprich der kleinsten Niederspannungszelle. Die Stabilisierung, d.h. die Herstellung einer ausgeglichenen Leistungsbilanz, geschieht ständig und nicht erst im Störfall.

4.4.5 Der technische Übergang

Die Bereitstellung elektrischer Energie wird sich zukünftig zunehmend in einer Struktur sich selbst versorgender Stromzellen verschiedener Größe abspielen. Das ist einer der Grundgedanken des zellularen Ansatzes. Die immer noch favorisierte Herangehensweise, Strom hauptsächlich in Großkraftwerken zu erzeugen und über die verschiedenen Netzebenen top-down zu verteilen, ist bei einem ständig steigenden Anteil der Erneuerbaren schon seit einigen Jahren nicht mehr tragfähig. Die Erneuerbaren speisen, sofern es sich nicht einen riesigen Offshore-Windpark handelt, dominant auf niedrigeren Spannungsebenen ein. Die Realisierung der Anforderung, regional erzeugte Stromüberschüsse auch von „unten nach oben“ zu leiten, wird demnach immer wichtiger.

Mit dem in beide Richtungen möglichen Stromfluss sind enorme technische Herausforderungen verbunden.

Wir reden mittlerweile von weit mehr als einer Million Stromerzeugungsanlagen deutschlandweit, die ihre Leistung auf unterschiedlichen Spannungsebenen bereit stellen. All diese Leistung landet in dem aus vier Regelzonen bestehenden, weiterhin überwiegend zentral

organisierten Netz; witterungsbedingt wechselnd und damit zeitlich nicht immer genau prognostizierbar.

Eine Regelzone ist physikalisch betrachtet schon ein dezentrales Netzgebilde, das unter Einschränkungen inselständig ist. In den letzten Jahren mussten die Energieversorger immer mehr kurzfristige Eingriffe in die Leistungssteuerung (sogenannte „Redispatchmaßnahmen“) vornehmen, um Stromerzeugung und Stromverbrauch im Gleichgewicht zu halten. Wenn im Rahmen der Energiewende der Strom künftig aus noch deutlich mehr PV- und Windkraftanlagen kommt und händisch gemanagt werden muss, wird die Gefahr eines Ausfalls von großen Teilen der Stromversorgung oder sogar eines totalen Ausfalls („Black-Out“) mit katastrophalen Folgen immer größer.

Die enorme Anzahl von Stromerzeugungsanlagen wäre durch eine verstärkte Prozessautomatisierung handhabbar – aber nicht wirklich beherrschbar. Die entsprechenden Algorithmen wurden von Menschen erdacht und können Fehler enthalten. Es ist unmöglich, alle technischen Ausfälle von Netzkomponenten oder Betriebsstörungen mit ihren möglichen Kettenreaktionen in einem derart komplexen Versorgungssystem vorherzusagen und hierfür Lösungen zu programmieren. Hinzu kommt die zunehmende Gefahr von Cyberangriffen, also das bewusste, kriminelle Suchen nach Sicherheitslücken und Fehlfunktionen, mit dem Ziel, die Versorgungsstruktur lahm zu legen. [4.4.5.1]¹ Anschaulich und gleichzeitig beängstigend wird uns deutlich gemacht wo wir heute stehen. Von einer irgendwie gearteten Versorgungssicherheit sind wir bereits weit entfernt.

Die notwendigen, die gewünschten und die wahren Szenarien

Interessant ist, dass in den Szenariorahmen der Übertragungsnetzbetreiber bis 2025 nur ein Anteil bis max. 47% erneuerbare Energien berücksichtigt wird. Wir halten, wie schon mehrfach im Rahmen dieser Arbeit erwähnt, 100% für notwendig und das möglichst nicht erst 2050. Auf lange Sicht kommen wir um die 100% ohnehin nicht herum, weil der Vorrat an fossilen Energieträgern endlich ist.

Warum also diese wenig ambitionierten Planungen? Wer ist dafür verantwortlich und wer profitiert davon? Wie sehen die wahren Szenarien aus, die in den Amtsstuben der hohen Politik mit dem festen Vorsatz der Realisierung unter weitgehendem Ausschluss der Öffentlichkeit erdacht werden?

Aufgrund der vielen von uns gesichteten offiziellen Dokumente beschleicht uns der Verdacht, dass es den Entscheidern im Moment vor allem darum geht, eine komplette Wende hin zu erneuerbaren Energien so lange wie möglich hinauszuzögern.

Das Gejammer der üblichen Verdächtigen, die Erneuerbaren würden die Netzstabilität gefährden, können wir hinsichtlich der bestehenden Netzwerkstruktur teilweise nachvollziehen. Andererseits sagen wir: In der Struktur selbst liegt das Problem, nicht in deren neu hinzu gekommenen Elementen, zu denen es schon mittelfristig ohnehin keine Alternativen gibt. Mit einer an Dummheit grenzenden Ignoranz werden keine anderen Lösungen untersucht oder zugelassen. Es besteht faktisch ein Denkverbot, das Glück aber weder kontrollierbar noch durchsetzbar ist.

Das Teilprojekt „C/sells“ aus dem Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Beginn Herbst 2016) setzt nämlich genau hier an. Ziel des Projekts: Untersuchung einer Netzstruktur, bestehend aus unterschiedlich großen Inseln. Die Existenz dieser Projektstudie offenbart eine Situation, die man fast als schizophren bezeichnen könnte. Das gleiche Bundesministerium schreibt den Netzausbau auf Grundlage der bisherigen Szenariorahmen, welche auf der zentralen Energieinfrastruktur beruhen, gesetzlich fest, ohne die Ergebnisse des selbst initiierten Projekts abzuwarten. Das hängt möglicherweise mit der u.a. vom Bundesrechnungshof konstatierten, nur schwer auslotbaren Größe des BMWi zusammen.

¹ [4.4.5.1] <http://www.netwars-project.com/de/>

4.4.6 Energiewende und öffentliche Daseinsvorsorge

Die Versorgung mit Elektroenergie gehört, wie bereits eingangs gesagt, zur öffentlichen Daseinsvorsorge. Das heißt, die Versorgung mit Elektroenergie muss unter allen denkbaren Bedingungen sichergestellt werden. Natürlich wird der Grad der Sicherstellung immer von den aktuellen Umständen abhängen und niemals 100% erreichen. Allerdings müssen die für die Gesellschaft essenziellen Bedürfnisse definitiv permanent befriedigt werden.

Für die Zeit des Übergangs von der Versorgung mit fossiler bis zur vollständigen Versorgung mit erneuerbaren Energie brauchen wir Übergangslösungen.

Von den heute ca. 40% Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen zu 100% ist es noch ein weiter Weg. Fossile Energieerzeuger werden mittelfristig weiterhin notwendig sein. Sie sollten aber sukzessive immer weniger an der laufenden Stromerzeugung teilhaben und immer mehr als Reserve dienen. Gaskraftwerke spielen in der Bereitstellung dieser Reserve die Hauptrolle. Zum einen haben sie einen deutlich höheren Wirkungsgrad als Kohlekraftwerke. Zum anderen können sie anstelle von Erdgas erneuerbar erzeugtes Gas aus dem Power to Gas-Verfahren CO₂ neutral als Brennstoff nutzen. Steinkohlekraftwerke eignen sich als kalte Reserve, wenn man sie konserviert und betriebsbereit vorhält. Sie erhalten einen definierten Kohlevorrat und werden nur im absoluten Ausnahmefall angefahren. Diese Maßnahmen sind als Brückentechnologie so lange notwendig, bis wir technisch in der Lage sind, die gesamte benötigte Energie erneuerbar zu erzeugen oder Produktionsüberschüsse so lange zu speichern, dass die Speicherinhalte für einen hinreichend langen Zeitraum genügen, Produktionsengpässe zu überbrücken.

4.5 Strukturbruch oder Strukturwandel

Wir haben bereits hinlänglich begründet, dass es zu einem umfassenden Strukturwandel bei der Versorgung mit Energie kommen wird und kommen muss. Dieser Strukturwandel hat die Dimension einer technischen Revolution. Wer das leugnet und auf „immer weiter so“ beharrt, begeht ein Verbrechen an unseren zukünftigen Generationen. Sie hätten dann keine Zukunft. Es ist keine neue Erkenntnis, dass unsere Rohstoffe nicht ewig reichen werden. Das tun sie nur, wenn wir „ewig“ als unsere eigene kurze Lebensspanne definieren.

Dürfen wir wirklich „immer weiter so“ machen ?

Im Jahr 2085 wurde die Förderung und der Handel mit fossilen Energieträgern praktisch eingestellt. Länder mit Ressourcen sichern ausschließlich ihre nationale Versorgung. Die Braunkohlevorräte in Deutschland sind erschöpft. Kleinstädte im Oberlausitzer Braunkohlenrevier wurden abgerissen um die letzte darunter liegende Braunkohle fördern zu können. Viele EE Anlagen sind wegen Unwirtschaftlichkeit außer Betrieb. Große Solarparks wurden geplündert. Weltweit werden Kriege um die letzten fossilen Rohstoffe geführt. Das 2070 fertiggestellte Großprojekt DESERTEC liefert keinen Strom mehr nach Europa. Bei Unruhen in Spanien und Portugal wurden die HGÜ Leitungen des Super Grid Systems zerstört. Im Kernkraftwerk Fessenheim kam es bei einem Atomunfall zur Kernschmelze. Die austretende Radioaktivität hat weite Teile Süddeutschlands unbewohnbar gemacht. Städte wie Freiburg und Basel gehören zur unmittelbaren Todeszone. Millionen Menschen in Europa wurden über Nacht zu Flüchtlingen. Das Gesellschafts- und Wirtschaftssystem, so wie wir es kennen, ist zusammengebrochen.

Wir geben zu, dass wir hier ein wahrhaft schwarzes Bild unserer Zukunft zeichnen. Aber wenn wir so weiter machen, könnte es so oder so ähnlich kommen. Manche Anzeichen, insbesondere die Unbelehrbarkeit mancher Zeitgenossen in Führungspositionen deuten auf solche Szenarien hin. In einer Untersuchung des Büros für Technikfolgen-Abschätzung beim deutschen Bundestag wurden sie sogar näher analysiert und bewertet. Nicht nur wir machen uns Sorgen um unsere und unserer Kinder Zukunft. Es hat keinen Zweck, den Kopf in den Sand zu stecken und zu denken "mich wird es schon nicht treffen". Wenn wir heute nicht aktiv werden, drohen schwierige Zeiten.

Noch ist Zeit, sich auf einen sanften Übergang vorzubereiten. Genau das geschieht aber nicht. Der einstige Wirtschaftsminister Gabriel sprach stattdessen schon vor ein paar Jahren von einem Strukturbruch, den unsere Energiewirtschaft angeblich nicht verkraften kann. Mit Energiewirtschaft meinte Herr Gabriel vor allem die großen Energiekonzerne und übernimmt nahezu ungefiltert deren Sprachgebrauch. Sein Nachfolger stößt regelmäßig ins gleiche Horn. Durch die Untätigkeit der politisch Verantwortlichen, durch das konsequente Ignorieren aller durch Wissenschaftler, inklusive derer aus der Zunft der Ökonomen, ausgesprochenen Warnungen wird es zu einem viel größerem Strukturbruch kommen, den wir uns in seinen Auswirkungen weder vorstellen können noch vorstellen wollen. [4.5.1]¹

Was passiert, wenn wir plötzlich feststellen, Kohle, Öl und Gas sind nicht mehr verfügbar? Das kann durchaus plötzlich passieren. Ganz oben auf der Hitliste der möglichen Gründe stehen Verwerfungen in der internationalen Politik, die nur diejenigen nicht sehen, die sie nicht sehen wollen. Dann würden ganze Wertschöpfungsketten genauso plötzlich kollabieren. Dabei würden sehr viel mehr Arbeitsplätze verloren gehen als alle deutschen Wirtschaftsminister der letzten 20 Jahre zusammen durch ihre gegenüber den großen Energieerzeugern praktizierte Protektionspolitik retten woll(t)en.

Wir plädieren für einen Strukturwandel und wollen eben keinen, die gesamte Zivilgesellschaft bedrohenden Strukturbruch.

Oft wird argumentiert, dass es, rein ökonomisch betrachtet, Unsinn ist, die existierenden Kraftwerke abzuschalten und durch PV- und Windkraftanlagen zu ersetzen. Aber ist dem wirklich so?

Der Fehler dieser Argumentation besteht darin, dass man davon ausgeht, die konventionellen Kraftwerke könnten ewig existieren. Wie wir wissen, halten selbst unsere sogenannten langlebigen Wirtschaftsgüter wie Waschmaschinen, Möbel oder Autos nur eine begrenzte Zeit. Selbst Gebäude müssen abgerissen werden, wenn eine Sanierung sich als teurer als ein Neubau erweist.

Hinsichtlich unserer Kraftwerke geht die Bundesnetzagentur im Szenariorahmen 2030 von einer 35 bis 45 jährigen Lebensdauer aus. Bedingt ist diese Einschränkung der Lebensdauer vor allem durch Materialverschleiß, dem durch Reparaturen im Rahmen der wirtschaftlichen Rentabilität ab einem bestimmten Punkt nicht mehr entgegengewirkt werden kann.

Die existierenden Kraftwerke müssen also ohnehin irgendwann den Platz für andere Anlagen räumen. Dann spricht auch nichts dagegen, wenn diese neuen Anlagen Energie aus erneuerbaren Quellen erzeugen. Platziert man diese neuen Anlagen gleichzeitig an den Standorten ehemaliger Wärme- oder Atomkraftwerke, kann sofort auf deren noch vorhandene Infrastruktur wie Leitungen und Schaltanlagen zurückgegriffen werden. In den riesigen Kraftwerkshallen ließen z.B. sich große Mengen Stromspeicher unterbringen. Sie bilden auch ideale Standorte für [Expansionsturbinen](#).

Das eigentliche Problem besteht darin, dass die Großunternehmen der Energiewirtschaft im eigenen begrenzten Rahmen nur für sich selbst ökonomisch sinnvoll agieren, nicht aber im Umfeld der gesamten Volkswirtschaft. Investitionen in neue Technologien **kosten** Geld, mit alter Technik, die buchhalterisch z.T. schon komplett abgeschrieben ist, lässt sich dagegen vortrefflich Geld **verdienen**. Dieser Herangehensweise kann nur politisch begegnet werden. Dazu müsste sich allerdings die aktuelle Politik ändern.

1 [4.5.1] <http://www.zdf.de/zdfzoom/zdfzoom-sonne-wind-und-wut-43199288.html>

4.6 Gelebte Demokratie?

4.6.1 Unser Anspruch

Die Versorgung mit Energie betrifft die gesamte Gesellschaft. Alle in diesem Umfeld getroffenen Entscheidungen haben weitreichende Konsequenzen für unsere Zukunft. Einige, teils kostenintensive Fehlplanungen sind nicht mehr rückgängig zu machen. Weil jedoch alle Bürger betroffen sind, muss die gesamte Zivilgesellschaft heute und in der Zukunft das Recht zur Mitgestaltung der Energiewende haben.

Die Aarhus-Konvention

Die Aarhus Konvention [4.6.1.1]¹ ist ein völkerrechtlicher Vertrag der UNECE über den Zugang zu Informationen, die Öffentlichkeitsbeteiligung und den Zugang zu Gerichten bei Umweltangelegenheiten.

Deutschland war erst nach der Einleitung eines EU-Vertragsverletzungsverfahrens bereit, die Aarhus Konvention in nationale Gesetze umzusetzen. Damit könnten einzelne Personen und Verbände umfassenden Einblick in relevante Unterlagen von Projekten, die die Umwelt beeinflussen, verlangen. Außerdem können erstmalig auch Verbände gegen umweltschädliche Projekte klagen.

Die politisch Verantwortlichen haben mit den in der Aarhus-Konvention verankerten Transparenzkriterien und mit Bürgerbeteiligung ein massive Probleme haben. Erst die Gefahr einer weiteren Verurteilung auf völkerrechtlicher Ebene führte zu einer Nachbesserung der Gesetze. Aber auch diese Nachbesserung genügt anscheinend noch nicht allen Anforderungen.

4.6.2 Die Wirklichkeit

Die Realität sieht leider anders aus. Die grundsätzliche Wahl der möglichen Optionen haben die, allerdings von uns selbst gewählten Repräsentanten unserer parlamentarischen Demokratie längst getroffen, ohne uns Bürger einzubeziehen.

In diversen Informationsveranstaltungen der Bundesnetzagentur oder der Übertragungsnetzbetreiber wird nur noch über Einzelheiten der bereits vor Jahren gefällten Grundsatzentscheidungen informiert. Dem Bürger bleibt das Recht verwehrt, diese z.T. sehr fragwürdigen Entscheidungen in ihrem Kern zu hinterfragen oder gar an sich infrage zu stellen. Wir waren oft Gast solcher Veranstaltungen und wissen daher, mit welcher Kaltschnäuzigkeit unwiderlegbare, leider aber für die meisten Menschen kaum offensichtliche Fakten abgebügelt werden.

Auf der Basis des großen Energieplans unserer derzeitigen Bundesregierung dürfen die Übertragungsnetzbetreiber, sogenannte Szenariorahmen erarbeiten. Auf deren Grundlage wiederum werden dann, ebenfalls von den ÜNB, die Pläne für den Netzausbau erstellt. Dabei entsteht dann schon eine sehr konkrete Marschrichtung, die der Bundesnetzagentur zugearbeitet wird. Die Aufgabe der Bundesnetzagentur besteht gemäß ihrem Auftrag nur darin zu prüfen, ob die Zuarbeit der Übertragungsnetzbetreiber der Aufrechterhaltung und Förderung des Wettbewerbs zwischen den Stromanbietern dienlich ist oder nicht. Zu einer umfassenden inhaltlich-technischen Prüfung ist die Bundesnetzagentur weder autorisiert noch, lt. eigenen Aussagen, in der Lage. Das Zurückrollen einer schon weit fortgeschrittenen Planung kann außerdem sehr leicht mit dem Hinweis auf explodierende Kosten verhindert werden. Dass die Grundlagen und Voraussetzungen für die durch die Übertragungsnetzbetreiber erarbeiteten Szenariorahmen und Ausbaupläne in wesentlichen Teilen nicht öffentlich zugänglich sind, ist dann nur konsequent. Selbstbedienung kann so schön sein.

1 [4.6.1.1] <http://www.aarhus-konvention.de/>

Netzausbau unter öffentlicher Beteiligung?

In der Veröffentlichung der Bundesnetzagentur „Bedarfsermittlung 2024 Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom (Zieljahr 2024)“ S. 139 Maßnahme D18: Wolmirstedt – Gundremmingen wird Folgendes ausgeführt:

Zitat:

„Einige Konsultationsteilnehmer meinen, die HGÜ-Verbindung sei nicht erforderlich, weil der Bedarf aufgrund einer falschen Methode ermittelt worden sei. Statt die Maßnahme zu errichten, solle das Marktdesign angepasst werden. Einige Konsultationsteilnehmer fordern in diesem Zusammenhang die Prüfung eines alternativen Marktmodells mit Vorrang für Gaskraftwerke. Das derzeitige Modell führe dazu, dass moderne Gaskraftwerke wie Irsching unrentabel werden. Dies widerspreche einem Grundgedanken der Energiewende. Bei einer dezentralen, verbrauchsnahe Erzeugung bestehe kein Bedarf für Korridor D. Bayern würde die benötigte Energie in Zukunft vor Ort durch eigene regenerative Kraftwerke bereitstellen. Der Korridor D mache dezentrale Maßnahmen zur Erreichung der Klimaziele zunichte. Bisherige gemeindliche STRECKENMASSNAHMEN Anstrengungen zur regionalen Ausschöpfung von Energiepotenzialen würden nicht berücksichtigt und durch die zentrale Versorgung ausgehebelt. Mehrere Konsultationsteilnehmer äußern die Befürchtung, dass der Bau der HGÜ-Korridore die Stellung der Übertragungsnetzbetreiber verfestige und der regionalen Perspektive der Energiewende den wirtschaftlichen Boden entziehe. Durch einen Ausbau in HGÜ-Technik werde über Jahrzehnte eine Struktur festgeschrieben, in der neue und innovative regionale Versorgungskonzepte deutlich weniger Chancen hätten. Für eine sinnvolle Optimierung von lokalen und dezentralen Versorgungsstrukturen, die auch einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten könnten, gäbe es keine Marktanreize mehr.“

Antwort der Bundesnetzagentur:

Zitat:

*„Die Bedarfsermittlung zum Netzausbau hat sich daran zu orientieren, welcher energiepolitische Rahmen sich innerhalb des Betrachtungszeitraums als wahrscheinlich darstellt. Das dem Netzentwicklungsplan zu Grunde liegende Marktmodell (vgl. Abschnitt II C) basiert daher auf den aktuellen energiewirtschaftlichen und **rechtlichen Rahmenbedingungen**. Mit den im EEG gesetzlich festgelegten Ausbauzielen für erneuerbare Energien und dem Bekenntnis zum Strommarkt 2.0 hat die Bundesregierung dieses Marktdesign ausdrücklich und langfristig festgeschrieben. Politische Mehrheiten, die eine Abkehr von marktwirtschaftlichen Ansätzen zu einer **planwirtschaftlich gelenkten Energiewirtschaft** einschließlich der Festlegung bestimmter Kraftwerkstypen und -standorte bewirken könnten, sind nicht ersichtlich. Sofern man unter einer regionalen Perspektive versteht, dass eine „dezentrale“ (im Sinne von „verbrauchsnahe“) Energieversorgung dem weiträumigen Stromtransport vorzuziehen sei, ist das ein nachvollziehbares Anliegen vieler Konsultationsteilnehmer. Auch hier gilt jedoch, dass nicht der Netzausbau im Allgemeinen oder gar eine einzelne Netzausbaumaßnahme im Besonderen solche Lösungen behindert, sondern dass **eine dezentrale Erzeugungsstruktur ihrerseits nicht das Potenzial besitzt, den erforderlichen Netzausbau im Übertragungsnetz zu reduzieren**. Denn in verbrauchsstarken Regionen wäre sie nicht in der Lage, den Strombedarf zu decken, auch nicht in Verbindung mit Speichern oder anderen Flexibilitätsoptionen (vgl. Abschnitte IV A 2 und IV A 3). Unter den gegebenen Rahmenbedingungen ist der Netzausbau schlicht die wirtschaftlichste Option, selbst wenn man, wie im Übrigen in der Modellierung geschehen, die bestehenden Marktanreize für dezentrale Strukturen berücksichtigt.“*

Ohne das Zitat zu verfälschen, wurden einige Passagen fett von uns hervorgehoben, um die eigentliche Aussage besser zu illustrieren. Bereits vor langer Zeit wurden also die Rahmenbedingungen festgelegt,

unter denen eine Energiewende stattzufinden hat. Der Grund dafür war ausschließlich die Sicherung und Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Energiewirtschaft. Auf Seite 10 der dena Netzstudie II vom November 2010 kann man das nachlesen.

Zitat:

*„Ein zentrales Ziel der Untersuchungen der dena-Netzstudie II ist die Ermittlung des Anpassungsbedarfs im deutschen Übertragungsnetz infolge der erwarteten Entwicklung für den Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere der Windenergienutzung, im Zeitraum 2015 bis 2020 (mit Ausblick 2025) in Verbindung mit den Anforderungen des europäischen Stromhandels und einer **marktgetriebenen, optimalen Fahrweise des konventionellen Kraftwerksparks.**“*

Aus den Erkenntnissen der dena-Netzstudie II wurden nach und nach die heutigen rechtlichen Rahmenbedingungen entwickelt. Wie man aus der Zusammensetzung der „Projektsteuerungsgruppe“ zur dena-Netzstudie II erkennen kann, gab es an dieser Studie keinerlei Bürgerbeteiligung.

Auf der Grundlage der nun im EEG gesetzlich festgelegten Ausbauziele werden die Szenariorahmen der Übertragungsnetzbetreiber erarbeitet. Diese Szenariorahmen werden kaum hinterfragt und wenig öffentlich diskutiert, weil sie schließlich auf den gesetzlich festgelegten Ausbauzielen basieren. Logischerweise stehen dann auch die aus den Ausbauzielen abgeleiteten Netzentwicklungspläne nicht mehr zur Disposition. Mehr als eine Alibi-Bürgerbeteiligung hat also bis zu diesem Punkt nicht stattgefunden. Was dann folgt, ist die Präsentation bestimmter, bereits generell feststehender Einzelprojekte. Der Bürger darf zu Details Stellung nehmen, während ihm seine von ihm selbst gewählten Repräsentanten bzw. die ausführenden Unternehmen die grundsätzliche Notwendigkeit der Realisierung der Projekte als – zitieren wir an dieser Stelle unsere Kanzlerin – alternativlos verkaufen.

„Die Bundesregierung hat dieses Marktdesign ausdrücklich und langfristig festgeschrieben.“

Dem ist nichts mehr hinzuzufügen. Der Markt wurde vermutlich nicht aus Versehen so „designt“, dass das Design bestens kompatibel zu den Interessen der Energieindustrie ist. Wichtiger Baustein des Designs ist die Subventionierung, also die Bevorzugung bestimmter Kraftwerkstypen (Braunkohlekraftwerke und im Bereich der Erneuerbaren große Offshore-Windparks) und die Benachteiligung anderer Stromerzeugungsanlagen. Bei letzteren könnten zu viele Bürgergenossenschaften oder einzelne Bürger als Produzent und Konkurrent zu den etablierten Erzeugern in Erscheinung treten. Dieses Vorgehen ist viel mehr eine „*planwirtschaftlich gelenkte Energiewirtschaft*“, als die, die man „*einigen Konsultationsteilnehmern*“ unterstellt.

Zur Frage einer dezentralen Netzstruktur wird behauptet, dass „*eine dezentrale Erzeugungsstruktur ihrerseits nicht das Potenzial besitzt, den erforderlichen Netzausbau im Übertragungsnetz zu reduzieren*“. Das ist zuerst einmal eine unbewiesene Behauptung und zum zweiten eine bewusste Irreführung der Bürger. Der Bundesregierung, der Bundesnetzagentur und auch den Netzbetreibern sind natürlich die von uns zitierten Studien renommierter Institute wie des Fraunhofer oder des VDE bekannt. Pikanterweise belegen diese Studien genau das Gegenteil. Weitere, nähere Untersuchungen zum möglichen Etablieren einer konsequenten dezentralen Netzstruktur sind in höchstem Maße unerwünscht. Es kann schließlich nicht sein, was nicht sein darf. Das nachfolgende Zitat ist natürlich richtig; unter den „*gegebenen Rahmenbedingungen*“. Aber die hat man sich, am „gemeinen Volk“ vorbei, einfach selbst gegeben. Man gönnt sich ja sonst nichts.

„Unter den gegebenen Rahmenbedingungen ist der Netzausbau schlicht die wirtschaftlichste Option.“

Gerhard Schröder hätte da noch ein „Basta“ hinterhergeworfen. Wir sagen: Hier gehen die Durchsetzung der Interessen einzelner Gruppen und klassischer Demokratieabbau einmal mehr Hand in Hand.

4.6.3 Folgerungen

Es gibt ganz offensichtlich zur Zeit kein wirksames politisches Korrektiv, das die Macht der großen Teilnehmer am Energiemarkt einhegt. Was demnach einzig bleibt, ist der bürgerliche Widerstand, die Forderung der Betroffenen nach einer umfassenden Beteiligung an der Gestaltung der Energiewende. Das hat uns u.a. dazu bewogen, dieses Orangebuch zu verfassen. Wir sind einfach der Meinung, dass der derzeitige Zustand der Desinformation über die Zukunft unserer Energieversorgung unhaltbar ist. Mehr Einfluss der Bürger ist, nicht nur in dieser Frage, dringend notwendig.

Die technische Umsetzung der Energiewende ist sehr komplex und erfordert umfangreiche Sachkenntnisse auf vielen Fachgebieten. Diese kann ein einzelner Bürger nicht auf sich vereinen. Um bestimmte Entscheidungen zu hinterfragen, sind technische Informationen zu Details notwendig. Diese Informationen werden jedoch für vertraulich erklärt. Damit wird klar, dass eine qualifizierte Mitarbeit nicht nur nicht erwünscht ist, sondern unter Strafandrohung, sogar aktiv verhindert wird.

In der Veröffentlichung zum Strommarkt 2.0 des BMWi werden gleich in der Präambel einige interessante Aussagen getroffen:

„Es werden 13% der Braunkohlenkapazitäten in eine "Sicherheitsbereitschaft" mit anschließender endgültiger Stilllegung überführt.“

Von einer Beendigung der fossilen Erzeugung mittels Braunkohle ist also nicht die Rede.

Besonders krass ist die folgende Aussage:

dass "...niemand Strom verkaufen darf, den er nicht zeitgleich auch ins Netz einspeist.“

Das scheint völliger Unsinn zu sein. Niemand **kann** Strom verkaufen, den er nicht in das Netz einspeist. Und **wenn** jemand Strom in das Netz einspeist so hat er rein technisch einen Abnehmer gefunden. Das sind schlicht die physikalischen Grundlagen.

Mit solchen und ähnlichen Veröffentlichungen werden Nebelwände aufgebaut, in denen sich nicht einmal deren Verursacher selbst zurechtfinden. Pseudostudien, aus hunderten Seiten bestehend, behandeln Themen, die niemanden interessieren und die deshalb auch nur wenige lesen. So werden wir von den wirklichen Kernfragen abgelenkt. [\[4.6.3.1\]](#)¹

4.6.4 Unser konstruktiver Vorschlag

Eine dezentrale Netzstruktur wird von der Politik derzeit abgelehnt, weil *„...eine dezentrale Erzeugungsstruktur ihrerseits nicht das Potenzial besitzt, den erforderlichen Netzausbau im Übertragungsnetz zu reduzieren“*. Es wurde mehrfach nicht nur von uns belegt, dass dem nicht so ist.

Für uns als Verbraucher elektrischer Energie ist das eine unbefriedigende Situation. Einerseits die o.g. Behauptung der BNetzA, auf der anderen Seite die Untersuchungen renommierter Organisationen. Wir brauchen die Offenlegung der tatsächlichen Verhältnisse. Die Ergebnisse dieser Messungen müssen ungefiltert für jeden interessierten Verbraucher zugänglich sein.

Wir unterstützen das oben bereits erwähnte Projekt „C/sells“ des BMWi zur Untersuchung dezentraler Strukturen ausdrücklich. Wir schlagen dazu ein bundesweites Pilotprojekt zur Erfassung von Leistungsflüssen auf der Ebene der Endverbraucher vor. Das BMWi könnte dabei federführend sein. Ortsnetze genügen ohnehin grob einer Baumstruktur, so dass sich hier relativ leicht Stromzellen definieren ließen. Wir halten die Aufgabe für durchaus lösbar. Die Umsetzung könnte wie folgt aussehen:

Von einer Trafostation abgehende Kabel oder Freileitungen versorgen eine Anzahl von Hausanschlüssen mit Strom. Der Leistungsfluss ausgewählter Leitungsabgänge in den Trafostationen soll über einen definierten Zeitraum erfasst werden. Sinnvoll wäre es, Stromflüsse inkl. der Stromflussrichtung und Spannungen aufzuzeichnen. Wir bitten die Betreiber von Niederspannungsnetzen, also die Energieversorgungsunternehmen und Stadtwerke sowie alle

¹[4.6.3.1] <https://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Strommarkt-der-Zukunft/strommarkt-2-0.html>

anderen Betreiber um ihre Mitarbeit. Notwendige Voraussetzung für die Messungen ist die Installation entsprechender Geräte an den jeweiligen Leitungsabgängen in den Trafostationen, sofern diese nicht bereits vorhanden sind. Zusätzliche Veränderungen an der bestehenden Infrastruktur sind nicht vonnöten. Die Ergebnisse der Messungen sollen permanent öffentlich zugänglich sein.

4.7 Die gesetzlichen Rahmenbedingungen

4.7.1 Das gebrochene Versprechen von sinkenden Strompreisen

Das Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung, dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), ist der rechtliche Rahmen für die Energieversorgung der Bundesrepublik Deutschland. Im Zuge der Liberalisierung des Energiemarktes wurde das EnWG schrittweise verändert. So wurde, um nur ein Beispiel zu nennen, die "Bundestarifordnung Elektrizität (BTOElt)" im Jahr 2007 abgeschafft. Dort war bis dahin im §12 Tarifgenehmigung kurz und erfrischend Folgendes geregelt:

(1) Tarife und ihre einzelnen Bestandteile bedürfen der Genehmigung der Behörde...

Das Kassieren der BTOElt hatte selbstredend Auswirkungen. Die Energieversorgungsunternehmen passten ihre Strompreise zügig an die neu gegebene Gesetzeslage an. Zur Erinnerung: Das Ziel der Liberalisierung war eine Senkung der Strompreise durch mehr Wettbewerb. Dieser Effekt trat nicht ein. Die Strompreise haben sich zwischen 2000 und 2018 für Haushaltskunden fast verdoppelt.

Die Preissteigerung hält weiterhin an, weil es, bedingt durch die zentrale Struktur der Energieversorgung, keinen funktionierenden Wettbewerb geben **kann**. 70% der im Jahr 2015 erzeugten Energie wurden aus fossilen Energieträgern gewonnen. Die Betreiber fossiler Großkraftwerke sind E-ON, EnBW, Vattenfall und RWE. Sie bestimmen maßgeblich, schon durch ihren Marktanteil, den Strompreis.

4.7.2 Umgang mit der ungeliebten Konkurrenz EE

Wächst der Anteil erneuerbarer Energie, schrumpft der Anteil der aus fossilen Quellen erzeugten in gleichem Maße. Auch wenn es sich manche Strategen anders wünschen: Jeder Kuchen besteht aus maximal 100%. Diese unumstößliche Tatsache wird in einer auf Wachstum getrimmten Gesellschaft zum ernstesten Problem, wenn der Kuchen absolut gesehen nicht oder nicht schnell genug wächst. Dann werden die Verteilungskämpfe um so härter ausgefochten.

Die Erzeugung erneuerbarer Energie ist grundsätzlich für jeden Bürger möglich. Jeder kann Energie erzeugen und in das Netz einspeisen. Jede Kilowattstunde erneuerbarer Energie schmälert den Gewinn der „großen Vier“. Da sich die an der Macht befindlichen Politiker der Großindustrie offensichtlich mehr verpflichtet fühlen als den Bürgern, die sie gewählt haben, versuchen sie, den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energieerzeugung, ganz gleich in welcher Form, zumindest zu bremsen. Insbesondere werden alle Bestrebungen, die Netze zu dezentralisieren durch im Hinterzimmer getroffene Tatsachenentscheidungen massiv behindert. Das geschieht vor allem über die Änderung und Anpassung des "Gesetzes für den Ausbau erneuerbarer Energien" (EEG).

Seit Juni 2016, gilt die EEG- Novelle 2014. Dort wurde z.B. die direkte lokale Vermarktung des Stromes abgeschafft. Der Zwang, den erneuerbar erzeugten Strom nur über die Börse zu vermarkten, steht im Widerspruch zu den physikalischen Gegebenheiten. Dezentral eingespeister Strom wird über das nächstgelegene Umspannwerk in das Netz eingespeist und findet mit Sicherheit Abnehmer, die in lokaler Nähe zum Erzeuger angesiedelt sind. Die künstliche Zentralisierung der EE und das Beharren auf einer zentralen Netzstruktur verschleiern diese einfache Tatsache. Damit legitimiert man die Einflussnahme, sowohl auf den Ausbau als auch auf den Betrieb der EE-Anlagen. So ist es u.a. möglich, Windanlagen „bei Bedarf“ zentral abzuschalten. Auch Solaranlagen werden stufenweise, abhängig von der

Anlagengröße, in dieses kontraproduktive, bei näherer Betrachtung dem Merit-Order-Prinzip widersprechende Netzmanagement einbezogen. So regelt man solche Anlagen wahlweise per Fernzugriff auf 70% der installierten Leistung herunter oder begrenzt sie von vornherein auf 70%; nur „bei Bedarf“ natürlich. Wer oder was bestimmt aber diesen Bedarf?

Das künstliche Niederhalten erneuerbarer Energieerzeuger findet immer dann statt, wenn ein Überangebot an Energie vorliegt. Dieses Überangebot wird maßgeblich von den "wirtschaftlicher arbeitenden" Braunkohlenkraftwerken verursacht. Ein komplettes Abschalten einzelner fossiler Kraftwerke wäre schon bei den aktuellen Kapazitäten erneuerbarer Energieerzeuger ohne Weiteres möglich, ist aber politisch nicht gewollt.

Die Maßnahmen zum Eingriff in die EE-Erzeugung werden meist mit technischen Notwendigkeiten begründet. Es ist jedoch nicht möglich, diese Begründungen nachzuvollziehen da sie auf Daten und Fakten beruhen, die nicht vollständig öffentlich zugänglich sind.

Das alles, obwohl im §8 EEG Folgendes festgelegt ist:

Netzbetreiber sind... verpflichtet, den gesamten angebotenen Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Grubengas unverzüglich vorrangig abzunehmen.

Damit wird der Einspeisevorrang für EE gesetzlich definiert [4.7.2.1]¹, um ihn dann in §11 gleich wieder abzuschwächen. Die Netzbetreiber sind demnach verpflichtet und berechtigt, die Einspeiseleistung (ab)zuregeln, um Netzüberlastungen zu vermeiden, also das Netz schützen. [4.7.2.2]².

Bis 2014 war der Einspeisevorrang immerhin gleichzeitig ein Verbrauchsvorrang. Das heißt, wenn z.B. 20% EE in das Netz eingespeist werden, dann müssen auch 20% EE durch die Energieversorgungsunternehmen abgenommen werden. Mit der Novelle des EEG 2014 wurde eine Rechtsverordnung, die sogenannte Ausgleichsmechanismenverordnung – AusglMechV erlassen. Diese Verordnung hebt den Verbrauchsvorrang auf. [4.7.2.3]³ [4.7.2.4]⁴

Energieversorgungsunternehmen können ihren Bedarf jetzt aus beliebigen Quellen beliebiger Herkunft decken. Es ist also möglich, über den Terminmarkt Verträge mit Kohlekraftwerken abzuschließen, um so vermeintlich billig erzeugten Strom in das eigene Netz einzuspeisen. Wem das nutzt und wem nicht, muss nicht näher erläutert werden.

An diesem und vielen anderen Beispielen erkennen wir, wie die Energiewende per Dekret Schritt für Schritt rückabgewickelt wird.

4.7.3 Die Entstehung von Gesetzen und deren Handhabung

Der ehemalige EU-Kommissionspräsident Jean-Claude Juncker, der auch in jüngerer Vergangenheit durch einige sehr offenherzige Statements immer wieder mal in Erscheinung trat, gab im SPIEGEL 52/1999 vom 27. Dezember 1999, S. 136 Folgendes zu Protokoll:

Wir beschließen etwas, stellen das dann in den Raum und warten einige Zeit ab, was passiert. Wenn es dann kein großes Geschrei gibt und keine Aufstände, weil die meisten gar nicht begreifen, was da beschlossen wurde, dann machen wir weiter – Schritt für Schritt, bis es kein Zurück mehr gibt.

Danke an Herrn Juncker für seine äußerst aufschlussreiche Erläuterung, wie manche Gesetze entstehen. Nach diesem Verfahren erfolgt ganz offenbar auch der Umbau der Energieversorgung in Deutschland und europaweit. Mit Umbau meint man dabei keinesfalls eine Umstellung auf EE, sondern höchstens eine Ergänzung der Energieversorgung durch erneuerbare Quellen. Der Gedanke der vollständigen Umstellung auf EE wird, ungeachtet des wachsenden Widerstands der zahlreicher werdenden Klimaaktivisten, nicht weiter verfolgt.

Junckers Zitat bietet noch einen anderen Aspekt: Das „...die meisten gar nicht begreifen...“ hat natürlich einen Grund. Die Energieversorgung ist ein technisch sehr komplexes und für den

1 [4.7.2.1] <https://dejure.org/gesetze/EEG/8.html>

2 [4.7.2.2] <https://dejure.org/gesetze/EEG/11.html>

3 [4.7.2.3] <https://de.wikipedia.org/wiki/Ausgleichsmechanismusverordnung>

4 [4.7.2.4] <http://www.jarass.com/Energie/B/EEG-Reform,%20neue%20energie%202014.pdf>

Laien nur schwer durchschaubares System. Deshalb vertrauen „die meisten“ auf das, was ihre gewählten Politiker beschließen. Zu „den meisten“ gibt es die komplementäre Restmenge „der wenigen“, nicht ganz so Blindgläubigen. Aber selbst wenn Fachleute oder technisch interessierte Menschen, die dieser Minderheit angehören, bestimmte Dinge hinterfragen, stoßen sie sehr schnell an stringent definierte Grenzen für die Weitergabe wichtiger Fakten. Doch schon um die richtigen Fragen zu stellen, braucht man die richtigen Informationen. Informationen aller Art gibt es in der Tat reichlich. Gutachten und Studien mit hunderten Seiten Umfang wurden/werden erstellt. Informationsveranstaltungen der Bundesnetzagentur, der Übertragungsnetzbetreiber und verschiedener Organisationen finden regelmäßig statt. Das Internet ist voll von Abhandlungen jeglicher Couleur zum Thema Energiepolitik. Aber keines dieser Dokumente gibt Aufschluss über die Frage:

Sind die geplanten und z.T. schon beschlossenen energiepolitischen Maßnahmen tatsächlich notwendig und sinnvoll?

Das kann natürlich schlicht am konkreten Auftraggeber der Studie liegen. Unabhängige Autoren scheitern an der – sagen wir es nett – diffusen Datenlage.

4.7.4 Die Organisation des Stromnetzausbaus in Deutschland

Ein Beispiel, wie in Deutschland Gesetze entstehen, geändert und unter Missachtung der Interessen der breiten Öffentlichkeit durchgesetzt werden, ist der Ausbau der deutschen Stromnetze. Auf der Webseite der dafür maßgebliche zuständigen Bundesbehörde, der Bundesnetzagentur, heißt es dazu:

In den vergangenen Jahren sind die Anforderungen an unsere Stromnetze stark gestiegen. Die Gründe dafür liegen im Wesentlichen bei den Zielen, die Deutschland sich gesetzt hat: den Umstieg auf erneuerbare Energien, das Erhalten einer hohen Versorgungssicherheit und die Verwirklichung des europäischen Binnenmarkts. Vor allem im Übertragungsnetz ist absehbar, dass punktuelle Ergänzungen einzelner Leitungen dafür nicht mehr ausreichen.

Die Motivationen: Umstieg auf erneuerbare Energien, Erhalten einer hohen Versorgungssicherheit und Verwirklichung eines europäischen Binnenmarkts.

Die These: Vor allem im Übertragungsnetz gibt es Engpässe.

Diese These wird nirgends mit öffentlich zugänglichen Zahlen transparent bewiesen. Dass uns die erneuerbaren Energien zum Ausbau der **Übertragungsnetze** zwingen, halten wir rein qualitativ für eine Falschaussage.

Der Szenariorahmen – der primär entscheidende Schritt

Was die BNetzA verschweigt: Nach Schritt 1 – Erarbeitung eines Szenariorahmens durch die **privatwirtschaftlich organisierten** Übertragungsnetzbetreiber ist eigentlich schon alles gelaufen. Vom „gemeinsamen Treffen aller Entscheidungen mit der gesamten Gesellschaft“ kann also absolut keine Rede sein. Wir wissen, wovon wir reden, besaßen wir doch Anfang 2018 die Stirn, der BNetzA einen eigenen, alternativen Szenariorahmen [4.7.4.1]¹ vorzulegen. Wir hatten es schlichtweg satt, immer nur als unmündige Bürger behandelt zu werden, denen man nur alles richtig erklären müsse. Das meist von Politikern die von den fachlichen Zusammenhängen nicht das Geringste wissen. Welch bodenlose Arroganz. Das Ergebnis war, wie nicht anders zu erwarten, völlige Ignoranz. Das entsprach leider unseren Erwartungen.

Auf einer Veranstaltung bestätigte die BNetzA immerhin die Kenntnisnahme unseres alternativen Szenariorahmens. *Wir haben es zur Kenntnis genommen und in den Giftschränk gelegt.* Sowohl für die BNetzA, als auch für die gesamte Politik gilt es offensichtlich als undenkbar, auf Grundlage von Fakten einen Bürgerdialog zu führen. Erst recht nicht, wenn dieser die Sinnhaftigkeit getroffener politischer Entscheidungen infrage stellt.

1 [4.7.4.1] <https://platform-energy.de/?s=alternativer>

Der offizielle Szenariorahmen der ÜNB 2020 ist für die meisten Bürger völlig unverständlich. Das mag in großen Teilen auch für unsere Alternative gelten, handelt es sich bei den Planungen der Stromnetze schließlich um eine hochkomplexe Angelegenheit. Es gibt hier keine einfachen Lösungen. Der Unterschied ist: Die Übertragungsnetzbetreiber behaupten ganz im Sinne des o.g. Juncker-Zitats irgendetwas, ohne die Behauptung zu begründen. Wegen fehlender wichtiger Daten bleibt die Argumentation selbst Fachleuten verschlossen. Unser alternativer Szenariorahmen unternimmt zumindest den Versuch, anhand mühevoll zusammen getragener und mit verschiedenen Quellen überprüfter Zahlen unsere, an vielen Stellen deutlich abweichenden Schlussfolgerungen zu begründen.

Der gesamte Prozess der Entscheidungsfindung

Im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) §12a Szenariorahmen für die Netzentwicklungsplanung wird festgelegt:

(1) Die Betreiber von Übertragungsnetzen erarbeiten alle zwei Jahre einen gemeinsamen Szenariorahmen, der Grundlage für die Erarbeitung des Netzentwicklungsplans ... ist.

Es ist also schon per Dekret festgeschrieben, dass **nur** die ÜNB befugt sind, einen Szenariorahmen zu erarbeiten. Wir finden schon den Ansatz, dass die öffentliche Hand Unternehmen, die der Privatwirtschaft zuzurechnen sind, **exklusiv** Planungsaufgaben zuschanzt, sehr fragwürdig. Unserer Meinung nach sollten alle Planungen, die maßgeblichen Einfluss auf die gesamte Volkswirtschaft haben, in der Hoheit der Behörden verbleiben und unter Beteiligung der Öffentlichkeit stattfinden

Aktuell stellt §12a EnWG jedoch von vornherein sicher, dass alternative Vorschläge zum ersten Planungsschritt (Szenariorahmen) keinerlei Beachtung finden.

Im Absatz 3 des gerade genannten Paragraphen heißt es weiter:

(3) Die Regulierungsbehörde genehmigt den Szenariorahmen unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung.

Eine große Anzahl Bürger, Träger öffentlicher Belange und kommunale Gebietskörperschaften haben den veröffentlichten Entwurf des Szenariorahmens der ÜNB kommentiert und ihre Einwände eingebracht. Auch wir haben der BNetzA einen Fragenkatalog zum letzten Szenariorahmen übergeben. Wichtige Einwände wurden lediglich veröffentlicht. [4.7.4.2]¹

Uns ist jedoch nicht bekannt, dass die BNetzA einen dieser Einwände öffentlich kommentiert oder gar im weiteren Verfahren berücksichtigt hätte. Soviel zum Thema Öffentlichkeitsbeteiligung.

Bei der Genehmigung des Szenariorahmens gemäß §12a, Abs. 3 EnWG handelt es sich jedoch um einen Verwaltungsakt, der grundsätzlich juristisch angreifbar ist. Dazu müsste man gemäß §75 Abs.4 EnWG beim OLG Düsseldorf Beschwerde einlegen. Abgesehen von den dabei drohenden immensen Gerichtskosten (der Streitwert für den Netzausbau bewegt sich im Milliardenbereich), werden derartige Beschwerden regelmäßig mit der Begründung abgewiesen, dass der Beschwerdeführer zum Zeitpunkt seiner Einrede keine persönliche Betroffenheit nachweisen kann. Schließlich wird ja noch nicht gebaut, sondern nur Papier bedruckt. Wenn dann die Bagger rollen, ist die Beschwerdefrist längst abgelaufen. Pech gehabt!

¹ [4.7.4.2] https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2030_V19/SR/Stellungnahmen_Szenariorahmen2030b.pdf?__blob=publicationFile

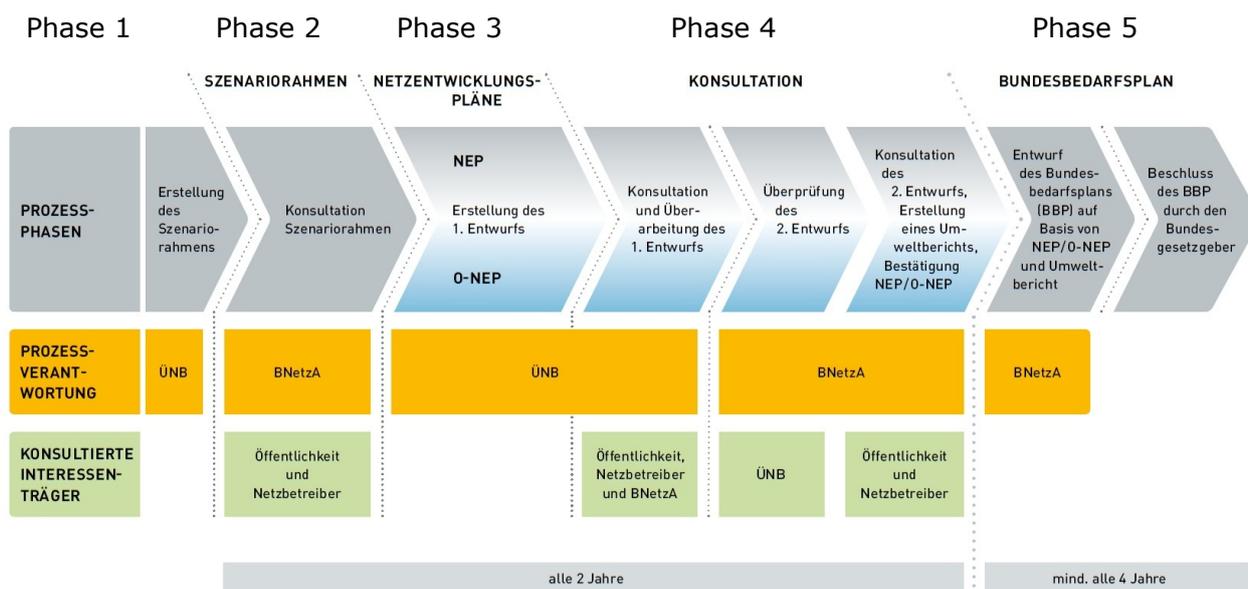


Abbildung 4.5: Phasen des Netzausbaus; Quelle BNetzA [4.7.4.3]¹

In Phase 1 (Erstellung Szenariorahmen) gelten lediglich die ÜNB als „betroffene Interessens-träger“. Sollte die BNetzA doch einmal Entscheidungen treffen, die nicht den Vorstellungen der ÜNB entsprechen, müsste das OLG Düsseldorf im Beschwerdefall tätig werden. Bislang ist dies noch nicht vorgekommen. Die BNetzA wurde ihrer Rolle bei der Durchsetzung der „Interessen der Interessenträger“, also der ÜNB, stets gerecht.

Die Phase 2 (Konsultation Szenariorahmen) ist der erste Verfahrensschritt, auf den die Öffentlichkeit Einfluss nehmen könnte, wenn der Szenariorahmen nicht zu diesem Zeitpunkt schon in Beton gegossen wäre. Die Konsultationen beschränken sich auf die sogenannten, in den von den Trassen betroffenen Regionen durchgeführten Antragskonferenzen. Wir haben an einigen teilgenommen und dürfen uns deshalb eine Wertung über diese Veranstaltungen erlauben. Die geladene Öffentlichkeit darf immerhin mitreden, sogar Fragen stellen, **mitentscheiden** aber nicht. Im Podium sitzen in trauter Einigkeit die Vertreter der ÜNB und der BNetzA und gehen, rhetorisch gut geschult, auf die Einwände, Wünsche und Fragen des Publikums ein.

Ob diese Einwände für das Verfahren eine Rolle spielen, liegt ganz im Ermessen der BNetzA. Aber im Unterschied zu allen folgenden Verfahrensschritten besteht in Phase 2 zumindest formell die Möglichkeit einer Beschwerde beim OLG Düsseldorf.

In der Phase 3 wird durch die ÜNB ein auf der Grundlage des zwischenzeitlich bestätigten und in der „öffentlichen Diskussion gehärteten“ Szenariorahmens ein Netzentwicklungsplan (NEP) erstellt. Dabei geht es nur noch darum, die prognostizierte Menge benötigter elektrischer Energie von den Orten ihrer Erzeugung zum Verbraucher zu transportieren. Ein NEP entsteht aus Prognosen auf der Grundlage früherer Handelsdaten. Die physikalischen Gegebenheiten, die durch Messungen der Leistungsflüsse ständig überwacht werden, spielen für die Planung eine untergeordnete Rolle. Netzentwicklungspläne entspringen dem Blick in die sprichwörtliche Glaskugel, was nichts daran ändert, dass diese Glaskugel die Basis für den zukünftigen Netzausbau ist.

Der Netzentwicklungsplan enthält immerhin konkrete Baumaßnahmen, vom Neubau von Freileitungen, Kabeltrassen Umspannwerken usw. [4.7.4.4]².

1 [4.7.4.3] <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklung/prozessphasen>

2 [4.7.4.3] <https://de.wikipedia.org/wiki/Netzentwicklungsplan>

Eine nachvollziehbare technische Begründung für die geplanten Aktionen wird jedoch nie gegeben. Der gerne auch anderen Stellen inflationär benutzte Vorwand für die Zurückhaltung in der Abgabe von Plausibilitätserklärungen oder der Verbreitung von Informationen zu den konkreten Bedingungen für die Bauausführung: Man muss angebliche Geschäftsgeheimnisse, von wem auch immer, wahren.

Eine Teilnehmerin auf einer Informationsveranstaltung der BNetzA formulierte es einmal so:

Ich muss Ihnen das jetzt glauben, aber so gläubig bin ich eigentlich nicht.

Viel besser kann man's nicht auf den Punkt bringen.

Die mehrstufige Phase 4 befasst sich mit teils öffentlichen Konsultationen des Netzentwicklungsplanes. Die Einwände der Bürger haben nun keinerlei rechtlich bindende Wirkung mehr. Zweifel an der Notwendigkeit von Netzausbaumaßnahmen werden mit dem Hinweis auf den bestätigten Szenariorahmen zurückgewiesen. Somit schließt sich der Kreis.

Du hast keine Chance, nutze sie!

Die formaljuristische Rechtfertigung für diese Intransparenz liefert §12f EnWG. Dieser stuft planungsrelevante Netzdaten als vertraulich ein. Diese dürfen nur an ausgewählte Personen herausgegeben werden. Sie enthalten jedoch die Kerninformationen, u.a. welche Leistungen durch die einzelnen Kraftwerke eingespeist werden, von denen alle weiteren Aussagen abhängen.

Ein paar Datensätze konnten der BNetzA immerhin abgetrotzt werden. In weiten Teilen haben sich diese jedoch als völlig unbrauchbar erwiesen. Sie wurden stark gefiltert, bearbeitet und vereinfacht, sprich von „Geschäftsgeheimnissen befreit“. Trotz allem gelten diese Daten immer noch als „vertraulich“.

Solange die §12f Daten der Öffentlichkeit nicht zugänglich sind, ihr also das **Wissen** um die Fakten vorenthalten wird, bleibt ihr nur der **Glaube**. Das ist definitiv keine Grundlage für die, von unseren Politikern so häufig beschworene Mitsprache des Bürgers auf Augenhöhe.

4.7.5 Wer macht eigentlich die Gesetze?

In jedem Gemeinwesen gilt der Grundsatz: Wer persönlich betroffen ist, darf nicht entscheiden. Hinsichtlich der Energiepolitik scheint dieser Grundsatz außer Kraft gesetzt. Die großen Energiekonzerne sind unzweifelhaft betroffen aber sie sollen die Energiewende, die Umstellung auf EE vorbereiten und maßgeblich umsetzen. Auch die Planer der Konzerne wissen, dass die vollständige Umstellung auf EE letztlich mit der Stilllegung ihrer fossilen Großkraftwerke endet. Mithin hält sich ihr Interesse am Ausbau der EE in Grenzen.

Die Vertreter der Interessenverbände der Energieindustrie üben ihren Einfluss, sowohl auf die europäische als auch auf die nationale Politik mit dem Ziel aus, ihre marktbeherrschende Stellung zu erhalten und auszubauen. Wie wir nicht nur im Feld der Energiepolitik ständig beobachten können, entfaltet dieser massiv Wirkung. Wenige profitieren von diesen undemokratischen Handlungsweisen während wir Bürger die Zeche zahlen.

Wir empfehlen an dieser Stelle nochmals, das [Juncker-Zitat](#) aus 4.7.2.

4.7.6 Wie wir bestehende Gesetze nutzen können

Wir fordern einen fairen Interessenausgleich, in dem auch die Bedürfnisse der Bürger ausreichend Berücksichtigung finden.

Aus der aktuellen Gesetzgebung lassen sich hierzu bereits einige Möglichkeiten ableiten.

Die Anlagenregisterverordnung regelt die Registrierung von EE Anlagen [4.7.6.1]¹.

§3 Anlagenregisterverordnung

(1) Anlagenbetreiber müssen Anlagen, die nach dem 31. Juli 2014 in Betrieb genommen werden, nach Maßgabe der Absätze 2 und 3 registrieren lassen.

¹ [4.7.6.1] <https://www.gesetze-im-internet.de/anlregv/BJNR132000014.html>

Der Satz (1) ist nicht anzuwenden, wenn die Anlage nicht an ein Netz angeschlossen ist und der in der Anlage erzeugte Strom auch nicht mittels kaufmännisch-bilanzieller Weitergabe in ein Netz angeboten wird oder werden kann.

Das EEG- 2014 regelt die bevorzugte Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Quellen in das (öffentliche) Stromnetz.

Im EEG § 61 steht dazu Folgendes:

§ 61 EEG-Umlage für Letztverbraucher und Eigenversorger

(1) Die Übertragungsnetzbetreiber können von Letztverbrauchern für die Eigenversorgung folgende Anteile der EEG-Umlage nach §60 Absatz 1 verlangen: [4.7.6.2]¹

(2) Der Anspruch nach Absatz 1 entfällt bei Eigenversorgungen,

1....

2. wenn der Eigenversorger weder unmittelbar noch mittelbar an ein Netz angeschlossen ist,

3. wenn sich der Eigenversorger selbst vollständig mit Strom aus erneuerbaren Energien versorgt und für den Strom aus seiner Anlage, den er nicht selbst verbraucht, keine finanzielle Förderung nach Teil 3 in Anspruch nimmt, oder...

Für Inselanlagen gelten demnach sehr interessante gesetzliche Regelungen. Der Knackpunkt liegt dabei im Passus *wenn sich der Eigenversorger selbst vollständig mit Strom aus erneuerbaren Energien versorgt*. Ein Kabel, welches die eine Inselanlage mit einer oder mehreren benachbarten Inselanlagen verbindet, ist ebenfalls möglich, wenn es sich dabei um ein privates Netz handelt. Auch ein Wohnblock (ein Quartier) enthält ein mitunter recht umfangreiches (privates) Netz zur Verteilung von Elektroenergie. Damit ist es möglich, ein zelluläres Netz zu bilden, ohne dass dies einer Genehmigung bedarf. Einzige Bedingung: Kein Draht nach außen...

Wie bereits unter 4.4 hergeleitet, ist eine sich selbst versorgende Zelle aber kein Kunde eines Energieversorgers. Im Falle der Inselbildung werden nach derzeitiger Rechtslage nicht einmal Steuern und Abgaben fällig. Selbst erzeugter/verbrauchter Strom wäre in dieser Hinsicht vergleichbar mit dem aus dem eigenen Garten geernteten Obst und Gemüse. Ob die Bildung und der Betrieb einer Zelle wirtschaftlich ist, muss dennoch in jedem Einzelfall geprüft werden.

Das Hauptproblem einer EE-Zelle besteht darin, dass bei Ausfall der beiden Hauptquellen (Stichwort Dunkelflaute) keine Verbindung zum öffentlichen Netz und damit keine Versorgung bestehen würde. Die Lösung besteht in der Aufteilung des (privaten) Netzes in mehrere Teilnetze. Ein Teilnetz ist mit dem öffentlichen Netz auf herkömmliche Weise verbunden. Ein weiteres Teilnetz ist „weder unmittelbar noch mittelbar an ein (öffentliches) Netz angeschlossen“. Dieses zweite Teilnetz bildet dann das Inselnetz, das der Verteilung von EE an alle Netzteilnehmer dient. Die Realisierung derartiger elektrischer Anlagen stellt rein technisch kein großes Problem dar und kann darüber hinaus sehr flexibel gestaltet werden.

Würden sich viele dieser Zellen bilden, hätte das erhebliche Auswirkungen auf den Markt. Die Monopolstellung der großen Energieerzeuger würde aufgebrochen. In der Folge entstünde wieder ein tatsächlich freier Markt mit echtem Wettbewerb. Die Strompreise würden sinken. In den letzten Sätzen gehen der Konjunktiv und unsere Wünsche einmal mehr einträchtig nebeneinander her. Deshalb sagen wir es noch einmal in aller Deutlichkeit:

Wir können und müssen unsere eigene Energiewende selbst organisieren.

Prüfen wir zuerst die jeweilige lokale Energiesituation. Welche Verbraucher sind unmittelbar, über das gleiche Kabel oder die gleiche Freileitung miteinander verbunden? Wer ist „nur“ Verbraucher, wer erzeugt Energie? Solche Verbindungen sind Zellen in unserem Sinne. Reden wir miteinander und bilden eine eigene Verbrauchergemeinschaft. Treten wir dann unserem Stromanbieter nicht als Einzelverbraucher sondern als eben diese Verbrauchergemeinschaft gegenüber. Wir haben alle Zähler für Stromverbrauch und Stromlieferung. Wenn wir diese

¹ [4.7.6.2] https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_61.html

Daten selbst erfassen, werden wir feststellen, dass wir über lange Zeiträume gar keinen Strom von unserem Stromanbieter beziehen und trotzdem für Leistungen bezahlen müssen, die wir nicht in Anspruch genommen haben. Wir werden, milde ausgedrückt, übervorteilt. Lassen wir uns das nicht länger gefallen und drehen den Spieß einfach um.

Im Kapitel Netzkosten haben wir die vermiedenen [Netzkosten](#) bereits erwähnt. In [4.7.6.3]¹ sind Verbraucher, die keine Einspeiser sind, nicht erwähnt. Wenn sich Ihre Zelle, also das Kabel über das Sie Ihren Strom beziehen, selbst versorgt, dann steht das Entgelt für vermiedene Netzkosten auch Ihnen zu. Dieses vermiedene Entgelt nimmt bislang Ihr Versorger ein. Das können bis zu 20% Ihrer Stromkosten sein. Wenn jetzt eine Messeinrichtung, also ein Zähler, für das auch Sie versorgende Kabel eingebaut wird, kann das genau nachgewiesen werden. Das ist sehr einfach zu realisieren. Dazu ist lediglich die Errichtung einer sogenannten Anschluss säule mit eingebautem Zähler notwendig. Das ist „gut abgehangene“ Technik.

Am Ende steht eine Direktvermarktung von Strom, d.h. EEG Umlage und Netznutzungsentgelt werden nur für den tatsächlich bezogenen Strom fällig.

4.8 Die gesellschaftlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen

4.8.1 Interessenlagen der Marktteilnehmer

Wir müssen uns über eines jederzeit klar sein: Wir leben in einem kapitalistischen, marktwirtschaftlich orientierten System. In Deutschland nennt man dieses System soziale Marktwirtschaft; ein Modell, das von den meisten Bürgern akzeptiert wird.

Mit der konsequenten 100%igen Umstellung auf EE, nicht nur in Deutschland sondern weltweit, würde der Handel mit fossilen Brennstoffen zusammenbrechen. Wer diesen Handel ernsthaft antasten oder gar komplett unterbinden will, hat keine Freunde mehr, nirgendwo auf der Welt. Auch aus diesem Grund ist es eher zweifelhaft, ob unsere derzeit handelnden Politiker eine 100% Energiewende hin zu EE tatsächlich wollen oder die vor einigen Jahren von ihnen getroffenen Aussagen Heuchelei waren.

Wer heute über fossile Ressourcen verfügt, übt extreme Macht aus und hat im Zweifelsfall die Welt in der Hand. Fossile Energieträger werfen immer noch unvorstellbare Gewinne ab. Das ist deshalb so, weil diese Rohstoffe scheinbar nichts kosten. Mutter Natur hat uns aber nur einen begrenzten Vorrat davon mit auf unseren Weg gegeben. Damit verpesten wir immer noch hemmungslos die Luft und zerstören unsere Umwelt. Wir handeln so, als würde es kein Morgen geben. Wie lange können wir noch so weiter machen? Sind uns unsere Kinder und Kindeskinde wirklich so egal?

Erneuerbare Energie, vor allem in Form von Sonne und Wind, steht dagegen praktisch unbegrenzt zur Verfügung und ihre Umwandlung in für den Menschen nutzbare Energieformen wie Elektrizität oder Wasserstoff hinterlässt keine nachhaltigen Schäden in der Natur. Aber sie zerstört gewohnte Wirtschaftskreisläufe und gefährdet damit die Machtpositionen derer, die über die fossilen Energiereserven unseres Planeten bestimmen.

Wie in 4.1 bereits erwähnt, importiert alleine Deutschland fossile Brennstoffe im Wert von 70 bis 90 Mrd. € jährlich. Dieses Geld landet auf den Konten der Exporteure, hinter denen sich meistens multinational organisierte Großkonzerne verbergen. Deren Interessen können nicht einfach ignoriert werden. Man muss sie aber kennen, um Gegenentwürfe zu finden.

Diese können nur darin bestehen, das Gemeinwesen durch politische Einflussnahme zu stärken. Nachdem die marktradikalen Prediger aus Wirtschaftswissenschaften und Politik in den letzten 30 Jahren eine unselige Liberalisierung der gesamten Wirtschaft und des Finanzwesens im Sinne ihrer wenigen Auftraggeber und damit gegen die Mehrheit der Bevölkerung betrieben haben, ist es nunmehr wieder dringend geboten, zu einer tatsächlich freien und sozialen Marktwirtschaft zurück zu kehren.

¹ [4.7.6.3] http://www.gesetze-im-internet.de/stromnev/_18.html

Der Normalbürger ist schließlich ebenfalls ein mit eigenen Interessen behafteter Marktteilnehmer. Als Verbraucher ist er sogar das wichtigste Element des Marktes – ohne ihn gäbe es den Markt nämlich gar nicht. Diese einfache Tatsache sollten sich die Damen und Herren in manchen Chefetagen bisweilen vergegenwärtigen, um wieder auf den Boden der Realität zurück zu kommen. Gewinnmaximierung um jeden Preis, insbesondere unter Missachtung der Interessen des Bürgers, die garantiert nicht darin bestehen, immer mehr Umweltschäden hinzunehmen und dafür auch noch immer mehr zu bezahlen, wird sich auf die Dauer als massiv geschäftsschädigend auswirken.

4.8.2 Öffentliche Daseinsvorsorge

Unser Orangebuch begann mit einer Definition der öffentlichen Daseinsvorsorge. Wir wollen diese Definition als Abschluss verwenden und zwar in einem sehr drastischen Sinn. Die Vorlage lieferte die Politik am 24.08.2016. An diesem Tage beschloss das Bundeskabinett ein neues Konzept für den Zivilschutz. Der Präsident des Bundesamtes für Bevölkerungsschutz, Christoph Unger, wird in vielen Medien zitiert:

Der langanhaltende, flächendeckende Stromausfall ist für uns die zentrale Herausforderung, der wir uns gegenübersehen." Unger sagte, es sei eine steigende Anzahl von Störungen im Stromnetz feststellbar. Sein Amt arbeite seit drei Jahren an einem Gesamtkonzept zur Notstromversorgung. [4.8.2.1]¹

Was für eine Bankrotterklärung. Wir wissen alle, dass eine funktionierende Infrastruktur die Voraussetzung für unser gesellschaftliches Leben überhaupt ist. Die Stromversorgung wiederum ist Voraussetzung für die Funktion jeglicher Infrastruktur wie Verkehr, Kommunikation, Wasser Ver- und Entsorgung und vieles andere mehr.

Der Innenminister rät zur Vorsorge durch Bevorratung mit Lebensmitteln und Wasser. Vorsorge für den Fall, dass die Stromversorgung nicht mehr funktioniert? Jeder soll pro Tag 2 Liter Wasser bereithalten. Vergaß der Innenminister alle anderen Probleme, die mit einem flächendeckenden Stromausfall im Zusammenhang stehen? Dass, um bei Flüssigkeiten zu bleiben, z.B. auch die Abwasserentsorgung davon betroffen ist, und die Brühe schon nach kurzer Zeit bis Oberkante Toilettenbecken steht? Wozu also die 2 Liter Wasser? Das ist kein Konzept, keine öffentliche Daseinsvorsorge, sondern purer Dilettantismus.

Die Vorsorge einer Regierung sollte eigentlich darin bestehen, die Wahrscheinlichkeit gravierender Schadensereignisse, die das ganze Land betreffen, zu minimieren. Genau das tut aber die deutsche Regierung nicht. Immerhin arbeitete sie laut Herrn Unger bereits 2016 seit drei Jahren an einem Konzept zur Schadensbegrenzung bei einem totalen Blackout. Und immerhin hat sie Regulierungen für den Verkauf von Regelungsenergie, die Stromanbieter zum Zocken an der Strombörse verführten und dabei die Netzstabilität gefährdeten, wieder zurück genommen. Das genügt aber nicht.

Wir fordern in unserem Orangebuch genau aus diesem Grund die Dezentralisierung der Energieversorgung. Ein Stromversorgungssystem, welches im Störfall in viele kleine funktionsfähige Zellen zerfällt, ist nicht flächendeckend angreifbar. Ein dezentrales Konzept wird aber mit der Begründung, das sei zu teuer gar nicht erst in Erwägung gezogen.

Wir können nicht in die Zukunft blicken. Aber wenn Ihnen dieses Buch in einem Jahr, in zehn Jahren oder wann auch immer zufällig in die Hände fällt, können Sie die Vergangenheit mit dem vergleichen, was wir „damals“ geschrieben haben. Sie werden dann ein Bild unserer Gesellschaft sehen und wir hoffen, dass es nicht allzu düster ausfällt. Die Frage, was aus dem Prinzip der öffentlichen Daseinsvorsorge geworden ist, dürfte in Ihrer Bewertung eine entscheidende Rolle spielen.

¹[4.8.2.1] <https://www.tagesschau.de/inland/zivilschutz-kabinett-101.html>

4.8.3 Zusammenfassung

Resümierend stellen wir fest, dass die deutsche Energiepolitik seit Jahren weder den ökonomischen noch den ökologischen und am allerwenigsten den sozialen Erfordernissen unserer Gesellschaft gerecht wird. Sie liefert ein herausragendes, wenn auch nicht sofort augenfälliges Beispiel für die auch anderswo gut etablierten Mechanismen, die dem Abbau demokratischer Rechte einerseits und der Wahrung/Stärkung der Interessen Einzelner andererseits dienen. Sie ist Teil eines Systems, das die allgemeine Politikverdrossenheit verstärkt und die Zeitgenossen mit den einfachen Lösungen auf den Plan ruft. Wir sollten uns alle gemeinsam die Gefahren vergegenwärtigen, die diese Entwicklung in sich birgt.

Wenn wir es nicht schaffen, unsere Handlungen in bessere Balance zu den objektiv sichtbaren Notwendigkeiten zu bringen, werden uns diese Notwendigkeiten irgendwann einholen. Am Ende gewinnen immer die Fakten und das kann sehr schmerzhaft sein. Mit „wir“ sind übrigens tatsächlich „wir“ gemeint, nicht nur die „bösen Energiekonzerne“ oder die „unfähigen Politiker“. Bewusst leben kann heute z.B. bedeuten, sich lieber für die Solaranlage auf dem Dach als für den 14 Liter auf 100 km schluckenden SUV zu entscheiden. Natürlich war die „freie Marktwirtschaft“ niemals so frei, wie es der Begriff suggeriert. Dennoch ist es eine Binsenweisheit, dass die Verbraucher maßgeblich bestimmen, was über den Tresen geht und was nicht. Lösen wir uns also von der falschen Verheißungen der Werbung und gestalten uns unseren Markt selbst! Der Spaß muss dabei nicht unbedingt unter die Räder kommen. Nachhaltiges Wirtschaften, indem man beispielsweise selbst als kleiner Stromproduzent an einem fair organisierten Markt teilnimmt, kann unserer Meinung nach sehr viel Spaß machen.

Letztendlich geht es darum, (nicht nur) auf dem Energiemarkt Verhältnisse zu schaffen, die dem bewährten Grundsatz „leben und leben lassen“ wieder eine höhere Bedeutung zumessen. Eine zentral organisierte Energieversorgung, bei der wenige große Unternehmen sagen, wo es langgeht, ist dafür der denkbar schlechteste Ansatz. Er ist auch aus volkswirtschaftlicher Sicht falsch und allein deshalb nicht hinnehmbar, weil in Energiefragen volkswirtschaftliche Prämissen absoluten Vorrang haben. Schließlich betreffen diese Fragen ausnahmslos alle Bürger. Niemand hat die Wahl, das Produkt Energie zu nutzen oder die Nutzung abzulehnen. Deshalb darf sich auch niemand durch die Ausübung überhöhter Marktmacht ungerechtfertigte Vorteile auf Kosten der Allgemeinheit verschaffen. Der Umbau und die damit verbundene Umstellung auf eine 100%ige Umstellung auf EE ist zwingend. Jegliche Verzögerung mindert die Chancen einer „sanften“ Umstellung.

Was wir ganz allgemein tun müssen:

- a) Beendigung jeglicher fossiler Energieerzeugung
- b) Dezentralisierung der Energieversorgung durch Schaffung zellulärer Strukturen
- c) Definition neuer Vermarktungsansätze, die die Interessen der Verbraucher und kleinen Erzeuger stärker berücksichtigen
- d) Herstellung einer umfassenden Transparenz im Zusammenhang mit EE; sofortiger Zugang zu allen Informationen gemäß Informationsfreiheitsgesetz (IFG)

Dieses Gesetz gewährt jeder Person einen voraussetzungslosen Rechtsanspruch auf Zugang zu amtlichen Informationen von Bundesbehörden. Eine Begründung durch Interesse rechtlicher, wirtschaftlicher oder sonstiger Art ist nicht erforderlich. Die Umstellung auf EE ist von höchstem öffentlichen Belang. Die in diesem Zusammenhang stehenden behördlichen Entscheidungsprozesse und erfordern daher absolute Transparenz.

Unsere konkreten Vorschläge, um die oben definierten Ziele zu erreichen:

- a) eine progressive CO₂-Abgabe, in der Klimafolgeschäden eingepreist sind.
- b) Erstellung und Umsetzung eines Konzeptes einer dezentralen Netzstruktur für Deutschland.
- c) Vorrang für die lokale Vermarktung von Erneuerbarer Energie
- d) Moratorium für den Übertragungsnetzausbau in Deutschland

- e) Abschaffung der EEG-Umlage in der jetzigen Form
- f) Sofortige Abschaffung der Ausgleichsmechanismenverordnung – AusglMechV
- g) Neufassung des §12f EnWG. Jedermann erhält zukünftig ohne Angabe von Gründen Zugang zu den technischen Daten des Energieversorgungsnetzes der Bundesrepublik Deutschland
- h) Veröffentlichung der aktuellen Leistungsflüsse (Blind- und Wirkleistung)
- i) Einführung eines Netzentgeltes den für überregionalen Stromhandel

- j) **Durchführung eines öffentlichen nationalen Energiedialogs.**