

**Abschlussbericht**

# **Keine Energie ohne Wasser**

## **Zukunftsszenarien und Empfehlungen für die Weiterentwicklung der Wasserwirtschaft unter gravierend veränderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen**

DBU-AZ 32804 / 01-23



**Gefördert von der  
Deutschen Bundesstiftung Umwelt - Osnabrück**

Clausthal-Zellerfeld, September 2019

### **Verfasser**

Dipl.-Ing. Hinnerk Bormann\*

M.Sc. Eric Gramlich\*\*

Dipl.-Ing. Felix Müller\*

Prof. Dr.-Ing. Markus Schröder\*\*

Dr.-Ing. Stefan Vodegel\*

Prof. Dr.-Ing. Michael Sievers\*



\*Clausthaler Umwelttechnik  
Forschungszentrum der  
Technischen Universität Clausthal

Leibnizstraße 23  
D-38678 Clausthal-Zellerfeld

[www.cutec.de](http://www.cutec.de)

\*\*Tuttahs & Meyer Ingenieurgesellschaft für  
Wasser-, Abwasser- und  
Energiewirtschaft mbH

Bismarckstraße 2-8  
D-52066 Aachen

[www.tuttahs-meyer.de](http://www.tuttahs-meyer.de)



**Projektkennblatt**  
der  
**Deutschen Bundesstiftung Umwelt**



Az	<b>32804/01</b>	Referat	<b>23</b>	Fördersumme	<b>124.901 €</b>
----	-----------------	---------	-----------	-------------	------------------

**Antragstitel** **Zukunftsszenarien und Empfehlungen für die Weiterentwicklung der Wasserwirtschaft unter gravierend veränderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen - Label „Keine Energie ohne Wasser“**

**Stichworte** Energie, Wasser/Gewässer, Dokumentation

Laufzeit	Projektbeginn	Projektende	Projektphase(n)
<b>18 Monate</b>	<b>16.10.2017</b>	<b>31.03.2019</b>	<b>1</b>

Zwischenberichte

<b>Bewilligungsempfänger</b>	Technische Universität Clausthal	Tel	05323 / 933-122
	Clausthaler Umwelttechnik Forschungszentrum (CUTEC)	Fax	05323 / 933-100
	Leibnizstraße 23	Projektleitung	Dr.-Ing. Stefan Vodegel
	D-38678 Clausthal-Zellerfeld	Bearbeiter	Dipl.-Ing. Hinnerk Bormann

**Kooperationspartner** TUTTHAS & MEYER  
Ingenieurgesellschaft für Wasser-, Abwasser- und Energiewirtschaft mbH

Bismarckstrasse 2-8  
D-52066 Aachen

### **Zielsetzung und Anlass des Vorhabens**

Die von der Bundesregierung beschlossenen Ausbauziele für die erneuerbaren Energien führen in den nächsten Jahrzehnten zu einer deutlichen Veränderung des deutschen Strom- bzw. Energiemarktes, wobei die Erzeugung, Speicherung und Nutzung von Energie auf vielfältige Weise mit der Inanspruchnahme von Wasserressourcen verbunden ist. Die umfangreiche Transformation des deutschen Energiesystems wird sich damit auch auf den Betrieb wasserwirtschaftlicher Anlagen und Belange des Gewässerschutzes auswirken und entsprechende technische und konzeptionelle Anpassungen erfordern.

Das Ziel dieser Studie bestand daher in der Analyse der derzeitigen und möglicherweise zukünftig eintretenden Wechselwirkungen zwischen den Sektoren Wasser und Energie innerhalb des deutschen Wirtschaftsraumes. Auf Basis von Zukunftsszenarien sollen Auswirkungen und Empfehlungen für die Weiterentwicklung der Wasserwirtschaft unter gravierend veränderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen untersucht und bewertet werden.

### **Darstellung der Arbeitsschritte und der angewandten Methoden**

Im ersten Schritt wurden zur Grundlagenermittlung zunächst die Strukturen der deutschen Energie- und Wasserwirtschaft beschrieben. Hierin enthalten sind die für den jeweiligen Wirtschaftsbereich wesentlichen rechtlichen Rahmenbedingungen, Organisationsstrukturen, Kennzahlen der aktuellen Versorgungs- und Verbrauchssituation sowie gegenwärtig bedeutsame Trends und Entwicklungen aus beiden Bereichen. Die Aufgabe der zweiten Stufe bestand darin, die Schnittstellen des deutschen Energiesystems mit der Wasserwirtschaft zu identifizieren und hinsichtlich der Art und Intensität ihrer Interaktion darzustellen. Dafür wurden der Umfang des Wasserbedarfs und die Art des Wassergebrauchs der Energiewirtschaft systematisch erfasst sowie auch Energiebedarf und -eigenerzeugung wasserwirtschaftlicher Anlagen ermittelt und in die Schnittstellendarstellung einbezogen. In der dritten Stufe der Studie erfolgte eine Auswertung der einzelnen technologiebezogenen Schnittstelleneigenschaften zwischen Energie- und Wassersektor unter den Rahmenbedingungen ausgewählter energiewirtschaftlicher Zukunftsszenarien. In der Ergebnisdarstellung wurden dann Umfang und Nachhaltigkeit der jeweiligen Energieerzeugungs- und Speichertechnologien in ihrer Gesamtkonstellation entsprechend der Zukunftsszenarien hinsichtlich deren spezifischer Wassernutzung bewertet und Hinweise und Handlungsempfehlungen abgeleitet.

## ***Ergebnisse und Diskussion***

Die nähere Analyse der Sektoren Wasser und Energie zeigt auf welche vielfältige Weise die Energiewirtschaft mit der Wasserwirtschaft in Deutschland verknüpft und in vielen Fällen dieses systemische Zusammenwirken sogar essentiell für die Funktion der eingesetzten Verfahren und Technologien beider Bereiche ist. Die Kenntnis der Wechselwirkungen ermöglicht den Vergleich und die Bewertung verschiedener Energietechnologien hinsichtlich deren Inanspruchnahme von Wasserressourcen und - insbesondere während des im Rahmen der Energiewende stattfindenden Umbaus des Energiesystems - die Identifikation von neuen Potenzialen zur Nutzung von Synergieeffekten für beide Wirtschaftsbereiche.

Zusammenfassend haben die Veränderungen des Energiesektors im Rahmen der betrachteten Energiewende-Szenarien einen positiven Einfluss auf den Wassersektor. Der Umfang der mengenmäßigen Wassernutzungen wird sich dadurch bis zum Jahr 2050 in Deutschland insgesamt schätzungsweise um etwa die Hälfte reduzieren. Dies ist im Wesentlichen auf den starken Rückgang der Kühlwasserentnahmen konventioneller Großkraftwerke auf Basis fossiler Energieträger sowie auch auf das Auslaufen der Braunkohleförderung zurückzuführen. Zudem wird diese Nutzungsregression durch den massiven Ausbau von Windkraft und Photovoltaik, als den für den Wassersektor wohl nachhaltigsten Formen der Stromerzeugung, kaum beeinträchtigt. Auch durch die Wasserkraftnutzung und den Betrieb von Pumpspeichern werden nach den Prognosen der Energiewendeszenarien keine Veränderungen in größerem Umfang erwartet. Neben Effizienzsteigerungen von Wasserkraftwerken sowie einem begrenzt möglichen Zubau von neuen Pumpspeichern können allerdings durch die Anwendung neuer Bewirtschaftungskonzepte beim Betrieb vorhandener Wasserspeicher und -versorgungsnetze weitere die Energiewende unterstützende Dienstleistungen für den Energiesektor erschlossen werden. Gleiches gilt auch für den Bereich der öffentlichen Abwasserbehandlung. Neben nach wie vor noch vorhandenen Potenzialen zur Steigerung der Energieeffizienz und Eigenstromerzeugung bestehen auch aussichtsreiche Optionen zu Übernahme netzdienlicher Leistungen wie z. B. durch flexibles Lastmanagement und Bereitstellung von Speicherkapazitäten. Darüber hinaus stellen wasserwirtschaftliche Anlagen aufgrund ihrer flächendeckend etablierten Infrastruktur geeignete Standorte zur Integration von technischen Komponenten des Energiesystems, wie z.B. den zukünftig in erheblichem Umfang benötigten PtG-Technologien, dar.

Andererseits bestehen aufgrund der schwer zu prognostizierenden Auswirkungen des Klimawandels aber auch Unsicherheiten bezüglich der Höhe des zukünftig notwendigen Wasserbedarfs z. B. zur Bewässerung landwirtschaftlicher Flächen und damit auch für den Energiepflanzenanbau. Die Wahrscheinlichkeit der Zunahme von temporären Engpässen in der Wasserverfügbarkeit ist in einigen Regionen Deutschlands bereits als sehr hoch einzuschätzen. Während in den ambitionierteren Energiewendeszenarien bergbauliche Aktivitäten zur Gewinnung fossiler Energieträger in Deutschland weitgehend eingestellt werden, ist mit einer Zunahme anderer im Rahmen der Energiewende erforderlicher Eingriffe in den Untergrund zu rechnen. Zu nennen sind hier im Wesentlichen die Geothermienutzung und der Betrieb von untertägigen Kavernen zur Zwischenspeicherung von Energieträgern oder abgeschiedenem Kohlendioxid, die ein gewisses Risikopotenzial zur Beeinträchtigung von Grundwasserkörpern besitzen.

## ***Öffentlichkeitsarbeit und Präsentation***

Die Ergebnisse der Studie sollen mit Vertretern deutscher Wasserwirtschafts- und Energieverbänden diskutiert und auf Fachtagungen, Konferenzen sowie durch Publikationen in Fachzeitschriften der Öffentlichkeit vorgestellt werden.

## ***Fazit***

Der Umbau des deutschen Energiesystems zur Verminderung der Treibhausgasemissionen hat das Potenzial einer erheblichen Reduzierung der Nutzungsintensität deutscher Wasserressourcen. Darüber hinaus bietet die wasserwirtschaftliche Infrastruktur eine Vielzahl günstiger Voraussetzungen um energiewirtschaftlich relevante Systemdienstleistungen im Rahmen der Energiewende zur erbringen. Diesen Vorteilen stehen jedoch auch Hemmnisse und Restriktionen gegenüber, die durch genaue Kenntnis der Wirkungszusammenhänge und sinnvoll anzupassende Rahmenbedingungen überwunden werden müssen. Der in der Studie behandelte Themenkomplex verdeutlicht daher die Wichtigkeit der intersektoralen Zusammenarbeit zwischen Energie- und Wasserwirtschaft bei der technologischen Umsetzung einzelner Maßnahmen zur Umgestaltung des deutschen Energiesystems, um vorhandene energetische Ressourcen und sich anbietende Synergieeffekte optimal zu nutzen und nachteilige Auswirkungen auf andere Schutzgüter zu vermeiden.

---

## Inhaltsverzeichnis

<b>1 Einführung .....</b>	<b>8</b>
1.1 Veranlassung und Zielstellung .....	8
1.2 Methodik und Abgrenzung der Betrachtungsräume.....	11
<b>2 Übersicht.....</b>	<b>13</b>
2.1 Wasserwirtschaft in Deutschland .....	13
2.1.1 Rahmenbedingungen .....	13
2.1.1.1 Wasserdargebot und Nutzungsstrukturen .....	13
2.1.1.2 Rechtliche, politische und ökonomische Rahmenbedingungen .....	15
2.1.2 Status Quo .....	17
2.1.2.1 Gewässerzustand .....	17
2.1.2.2 Trink- und Brauchwasserversorgung.....	20
2.1.2.3 Abwasserbewirtschaftung .....	22
2.1.3 Aktuelle Entwicklungen .....	24
2.2 Energiewirtschaft in Deutschland .....	27
2.2.1 Rahmenbedingungen .....	27
2.2.1.1 Versorgungssituation und Verbrauchsstrukturen.....	27
2.2.1.2 Rechtliche, politische und ökonomische Rahmenbedingungen .....	29
2.2.2 Status Quo .....	31
2.2.2.1 Primärenergieeinsatz .....	33
2.2.2.2 Öffentliche Energieversorgung .....	34
2.2.2.3 Endenergieverbrauch .....	37
2.2.3 Aktuelle Entwicklungen .....	40
<b>3 Schnittstellen der Sektoren Wasser und Energie.....</b>	<b>43</b>
3.1 Wasserbedarf und -nutzung in der Energiewirtschaft .....	44
3.1.1 Gewinnung und Aufbereitung von Primärenergieträgern .....	45
3.1.2 Strom-/Wärmeerzeugung .....	48
3.1.3 Energiespeichertechnologien .....	53
3.1.4 Zusammenfassung der energiewirtschaftlichen Wassernutzungen .....	57
3.2 Energiebedarf und Energieerzeugung in der Wasserwirtschaft .....	59
3.2.1 Wasserversorgung .....	59
3.2.2 Abwasserbewirtschaftung .....	60
<b>4 Bewertung von Szenarien zur Energiewende .....</b>	<b>64</b>
<b>5 Direkte und indirekte Auswirkungen der Energiewende auf die Wasserwirtschaft .....</b>	<b>73</b>
5.1 Veränderung der quantitativen Wassernutzung.....	73
5.2 Qualitative Veränderung der Wasserressourcen .....	76
5.3 Wasserwirtschaftliche Anpassungen an die Energiewende.....	79
5.4 Auswirkungen anderer Einflüsse und Entwicklungen .....	82
<b>6 Handlungsempfehlungen und Fazit.....</b>	<b>85</b>
<b>7 Literatur .....</b>	<b>87</b>

---

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1: Wechselbeziehungen der Energie- und Wasserwirtschaft .....	10
Abbildung 2.1: Bilanz aus öffentlicher und nichtöffentlicher Wassergewinnung und den Nutzungen in den jeweiligen Kreisen in l/m <sup>2</sup> .....	14
Abbildung 2.2: Rechtliche Rahmenbedingung auf EU-, Bundes- sowie Landesebene .....	16
Abbildung 2.3: Ökologischer Zustand der Oberflächengewässer in Deutschland .....	18
Abbildung 2.4: Mengenmäßiger und chemischer Zustand des Grundwassers in Deutschland .....	19
Abbildung 2.5: Übersicht der genutzten Wassermengen in Deutschland in 2016 .....	20
Abbildung 2.6: Entwicklung der Wassergewinnung nach Wirtschaftsbereichen in Deutschland .....	21
Abbildung 2.7: Unterschiede der Wassergewinnung in den Bundesländern .....	21
Abbildung 2.8: Angeschlossene Einwohner verteilt auf Größenklassen .....	23
Abbildung 2.9: Gewinnung fossiler Primärenergieträger in Deutschland .....	28
Abbildung 2.10: Flussdiagramm für das deutsche Energiesystem in 2014 .....	32
Abbildung 2.11: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern in Deutschland .....	33
Abbildung 2.12: Primärenergiegewinnung und -import in Deutschland .....	34
Abbildung 2.13: Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland .....	34
Abbildung 2.14: Kraftwerkskapazitäten und Stromerzeugung in Deutschland .....	35
Abbildung 2.15: Strom-Übertragungsnetz und Gas-Verbundnetz in Deutschland .....	36
Abbildung 2.16: Endenergieverbrauch nach Sektoren und Anwendungsbereichen .....	37
Abbildung 2.17: Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Anwendungsbereichen im Sektor Industrie .....	38
Abbildung 2.18: Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Anwendungsbereichen im Sektor Industrie .....	38
Abbildung 2.19: Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Anwendungsbereichen im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistung .....	39
Abbildung 2.20: Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Anwendungsbereichen im Sektor Private Haushalte .....	39
Abbildung 2.21: Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Anwendungsbereichen im Sektor Verkehr .....	40
Abbildung 3.1: Schnittstellen der Wasserwirtschaft mit der Energiewirtschaft .....	43
Abbildung 3.2: Wasserkreislauf des ehemaligen Steinkohlekraftwerkes Ibbenbüren .....	48
Abbildung 3.3: Kühlprinzipien von Wärmekraftwerken .....	49
Abbildung 3.4: Wassernutzung und -verbrauch bei der Kraftwerkskühlung .....	50
Abbildung 3.5: Skizze des Pumpspeicherkraftwerkes Geesthacht .....	54

---

Abbildung 3.6: Mittlere Strom-Verbrauchswerte von Kläranlagen der Größenklassen 4 und 5.....	60
Abbildung 3.7: Spezifischer Stromverbrauch nach Größenklassen .....	61
Abbildung 3.8: Spezifische Stromerzeugung nach Größenklassen .....	61
Abbildung 4.1: Stromverbrauchsprognosen verschiedener Studien .....	66
Abbildung 4.2: Energieträgermix in den betrachteten Szenarien der BDI-Studie .....	69
Abbildung 4.3: Strommix-Prognosen der BDI-Studie.....	70
Abbildung 4.4: Entwicklung der installierten Kraftwerksleistungen nach der BDI-Studie.....	71
Abbildung 4.5: Vergleich der Strommix-Prognosen der BDI-Studie und der Netzentwicklungspläne (NEP) der Übertragungsnetzbetreiber für das Jahr 2030 .....	71
Abbildung 5.1: Entwicklung von Wassereinsatz und Nettostromerzeugung bis 2050 nach den BDI-Szenarien .....	73
Abbildung 5.2: Entwicklung von Wasserverbrauch und Nettostromerzeugung bis 2050 nach den BDI-Szenarien .....	74
Abbildung 5.3: Prognose der Wasserentnahmen in Deutschland bis 2050 nach dem 80%-Pfad der BDI-Studie .....	75
Abbildung 5.4: Integration zusätzlicher regenerativer Energieerzeugung, PtG-Technologien und Energiespeicher in Abwasserbehandlungsanlagen.....	82

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 3.1: Zusammenfassung von Wasserverbrauch und Wassernutzen der Stromerzeugung in Deutschland .....	57
Tabelle 3.2: Übersicht Energiespeichertechnologien und Relevanz zum Wassersektor.....	58
Tabelle 4.1: Ausbaupotenziale Erneuerbarer Energien in Deutschland im Vergleich zu den Annahmen der Szenarien der BDI-Studie .....	72

---

## Begriffserläuterungen

AbwV	Abwasserverordnung
BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie e. V.
BHKW	Blockheizkraftwerk
CCS	Carbon Capture and Storage
CSB	Chemischer Sauerstoffbedarf
DSM	Demand Site Management
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
DWA	Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e.V.
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EGW	Einwohnergleichwert
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EW	Einwohnerwert
GK	Größenklasse (Kläranlage)
GHD	Gewerbe, Dienstleistung und Handel
GuD	Gas- und Dampf(-Kraftwerk)
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KZA	Kühlzusatzwasseraufbereitung
NEP	Netzentwicklungsplan
N <sub>ges.</sub>	Gesamtstickstoffgehalt
ORC	Organic-Rankine-Cycle
P <sub>ges.</sub>	Gesamtphosphorgehalt
PtX	Power to X - Technologien
PtG	Power to gas
PtL	Power to liquid
PV	Photovoltaik
THG	Treibhausgas
TrinkwV	Trinkwasserverordnung
VEA	Vollentsalzungsanlage
WHG	Wasserhaushaltsgesetz
WRRL	Europäische Wasserrahmenrichtlinie

---

## 1 Einführung

*„Wasser für Energie - Energie für Wasser“ oder „Keine Energie ohne Wasser“*

Diese Leitsätze stehen für die wechselseitige Abhängigkeit der zwei elementaren Ressourcen Wasser und Energie zur Sicherung unserer Lebensgrundlage, wirtschaftlichen Wachstums und nachhaltiger Entwicklung.

Wasser wird in fast allen Phasen der Energieerzeugung benötigt, von der Gewinnung und Verarbeitung fossiler Brennstoffe bis hin zur Produktion von biogenen Kraftstoffen und dem Betrieb von Kraftwerken. Die verfügbare Menge und Qualität an Wasser ist in vielen Fällen maßgeblich dafür, welche Energiemengen lokal erzeugt und welche stromerzeugenden Technologien eingesetzt werden können.

Andererseits ist die Verfügbarkeit von Energie von entscheidender Bedeutung für die Erfüllung wasserwirtschaftlicher Grundaufgaben wie Trink- und Brauchwassergewinnung, Wasserverteilung und Abwasserbehandlung. Eine Zunahme der Nutzungsintensität von Wasser bewirkt in aller Regel auch einen steigenden Energiebedarf.

Durch die symbiotische Beziehung zwischen der Wasser- und Energiewirtschaft haben Veränderungen in einem Sektor häufig direkte oder indirekte Auswirkungen in dem anderen Sektor zur Folge. Der Grund für diese enge Beziehung ist zum großen Teil in den charakteristischen Eigenschaften des Wassers selbst zu sehen, das im Gegensatz zu anderen Ressourcen in fast allen seinen Anwendungen - ob als Hilfsmittel zur Energiegewinnung oder zum menschlichen Gebrauch und Erhalt der Ökosysteme - nicht durch andere Stoffe substituierbar ist. Während die Ressource Wasser regional und global als begrenzt anzusehen ist, gilt dies nicht in gleichem Maße für das Ressourcenpotenzial zur Energiegewinnung, welches letztendlich bewirkt durch die Sonnenstrahlung nahezu unbegrenzt ist.

Die Notwendigkeit eines besseren Verständnisses der auch unter dem Begriff „Wasser-Energie-Nexus“ zusammengefassten vielfältigen Verknüpfungen zwischen Wasser- und Energieversorgung rückt zunehmend in den Fokus, da in vielen Regionen durch die steigende Nachfrage beider Ressourcen immer häufiger Versorgungsengpässe oder nachteilige Umweltauswirkungen auftreten.

Angesichts sich abzeichnender globaler Veränderungen aufgrund von Klimawandel und Ressourcenverknappung wird es daher immer wichtiger, die Interdependenzen zwischen Energie- und Wasserwirtschaft zu verstehen, Belastungsgrenzen zu identifizieren und zukünftige Strategien, Technologien und Verfahren so anzuwenden, dass die mit ihrem Einsatz verbundenen Risiken angemessen und nachhaltig berücksichtigt werden.

### 1.1 Veranlassung und Zielstellung

Die von der Bundesregierung beschlossenen Klimaschutzziele sowie die Ausbauziele für die Erneuerbaren Energien werden in den nächsten Jahrzehnten zu einer deutlichen Veränderung des deutschen Strom- bzw. Energiemarktes führen, was bereits durch zahlreiche Studien und

Zukunftsszenarien belegt werden kann. Obwohl die Notwendigkeit zum Umbau des Energiesystems von einem breiten gesellschaftlichen Konsens getragen wird, bestehen hinsichtlich Ausgestaltung und Zeithorizont der Energiewende noch sehr unterschiedliche Auffassungen und Unsicherheiten.

Der Einsatz von regenerativen Energieerzeugungstechnologien ist in Deutschland im internationalen Vergleich bereits relativ weit vorangeschritten. Die für den weiteren Ausbau dieser Technologien notwendigen Energiewandlungs- und -speicherungssysteme zum Ausgleich zunehmender Volatilität des Energiedargebotes bilden aktuell einen wesentlichen Schwerpunkt aktueller Forschung und Entwicklung zur Realisierung der Energiewende. Wenig Beachtung wurde allerdings bisher der Interaktion dieser neuen Technologien mit den für ihren Betrieb notwendigen oder in Verbindung stehenden Wassermengen und -qualitäten gewidmet.

Auch für die Wasserwirtschaft wird das Thema Energie immer wichtiger. In den letzten Jahren wurden hierzu bereits vielfältige Aktivitäten angestoßen, die sich mit der Entwicklung neuer, zukunftsfähiger technologischer Ansätze, Systemlösungen und Konzepte zum effizienteren und sparsameren Umgang mit Energie und besserer Nutzung vorhandener Ressourcen in wasserwirtschaftlichen Anlagen beschäftigen [z.B. DWA 2010, BMBF *ERWAS*]. Der Fokus dieser Aktivitäten liegt jedoch zumeist auf Effizienzsteigerungen in der Wasserwirtschaft unter den Rahmenbedingungen der gegenwärtigen Energiewirtschaft. Die umgekehrte Blickrichtung, nämlich die möglichen Auswirkungen des zukünftig stattfindenden Umbaus der Energieversorgung auf die Wasserwirtschaft, wurde hingegen bisher nur in geringem Umfang berücksichtigt.

Aus Sicht der Wasserwirtschaft reicht es in diesem Zusammenhang also nicht aus, sich nur mit Effizienzsteigerungen innerhalb bestehender wasserwirtschaftlicher Systeme zu beschäftigen. Vielmehr ist es notwendig, sich auch auf die veränderten Bedingungen eines sich stark wandelnden Energiesystems einzustellen sowie wasserwirtschaftliche Strukturen entsprechend anzupassen und nachhaltig umzubauen. Neben der Sicherstellung der Wasserver- und -entsorgung sind hierbei insbesondere auch die Auswirkungen der Energiewende auf den Wasserhaushalt und -qualität der Ökosysteme (Gewässer- und Bodenschutz, Grundwasserhaushalt etc.) zu berücksichtigen. Die Betrachtung dieser Kopplungen von Energiewende und Wasserwirtschaft ist auch insofern wichtig, um die Nachhaltigkeit und Wirtschaftlichkeit neuer Energiesysteme und -strukturen zukünftig besser bewerten zu können.

Als Beispiele für die Bedeutung von Wasser in Energiesystemen seien hier Wasserkraftanlagen, Kühlwasserkreisläufe von Kraftwerken oder auch die Wasserbereitstellung für die Elektrolyse von Wasser zu Wasserstoff (als Energiespeicher) und Sauerstoff genannt. So haben fast alle Energietechnologien, ob auf fossilen oder erneuerbaren Energieträgern beruhend, einen bestimmten Wasserbedarf oder zumindest einen direkten oder indirekten Einfluss auf aquatische Systeme. Es muss also bei der Umgestaltung des Energiesystems zum einen immer die Frage gestellt werden, ob hierfür Wasser an allen Standorten in ausreichendem Umfang verfügbar ist oder gar zum limitierenden Faktor werden kann. Zum anderen sind die benötigten Wasserqualitäten einschließlich des jeweils erforderlichen Aufwands zur Rohwasser- und Abwasseraufbereitung zu klären (Verfahrenstechnik, Chemikalieneinsatz, Energieverbrauch etc.).



Abbildung 1.1: Wechselbeziehungen der Energie- und Wasserwirtschaft

Neben der Wasserver- und -entsorgung von Industrie, öffentlichen und privaten Haushalten gehört der Gewässerschutz und damit nicht nur der Schutz der wertvollen Ressource Wasser selber, sondern auch der mit ihr in vielfältigen Wechselwirkungen stehenden Ökosysteme zu den Aufgaben einer nachhaltigen Wasserbewirtschaftung. Bei der Wahrnehmung dieser Aufgaben durch staatliche Behörden sowie den Unternehmen der Wasserwirtschaft treten vermehrt auch die Auswirkungen des Klimawandels in den Fokus der zukünftigen Gewässerbewirtschaftung [BDEW 2015]. So wurden als Reaktion auf den sich abzeichnenden klimatischen Wandel von der Bundesregierung bereits verschiedene Fördermaßnahmen [BMBF KLIMZUG / INES] initiiert, die Lösungen für diese neuen Herausforderungen liefern sollen.

Die maßgeblich durch den Klimawandel hervorgerufene Diskussion zur Energiewende hat eine stetig steigende Nutzung regenerativer Energiequellen in Gang gesetzt, die zum Erreichen der Klimaschutzziele jedoch noch deutlich intensiviert werden muss. Damit es bei dieser Entwicklung unter Berücksichtigung ökologischer, ökonomischer und gesellschaftspolitischer Aspekte nicht zu neuen Nutzungskonflikten kommt, müssen bei der Ausgestaltung der Energiewende alle Schutzgüter berücksichtigt werden, um dem Gedanken der integralen Nachhaltigkeit gerecht zu werden. Hierbei spielen die Nutzung der Ressource Wasser sowie der sie direkt oder indirekt beeinflussende Betrieb wasserwirtschaftlicher Anlagen, aber auch die Nutzung sonstiger oberirdischer Flächen und unterirdischer Räume für die Erzeugung und Speicherung regenerativer Energieträger, eine bedeutende Rolle.

Beispiele für die Vielzahl möglicher Nutzungskonflikte, die in letzter Zeit zunehmend Anlass öffentlicher Diskussionen sind, bestehen in Wasserschutzgebieten (Offshore-Windkraft), Grundwassergefährdungen durch Geothermie und Fracking oder auch den Auswirkungen von Laufwasser- und Pumpspeicherkraftwerken sowie Kühlwasserentnahmen auf bestehende Ökosysteme.

Die Aufgabe dieser Studie bestand daher in der Erarbeitung und Bewertung von Zukunftsszenarien und Empfehlungen für die Weiterentwicklung der Wasserwirtschaft unter gravierend veränderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Ein besonderes Interesse lag hierbei in

der Betrachtung von zukünftig in verstärktem Maße zum Einsatz kommenden „neuen“ Technologien in Bezug auf deren jeweilige Inanspruchnahme und Beeinflussung von Wasserressourcen unter technischen, ökonomischen und sozioökologischen Gesichtspunkten.

Die Ergebnisse dieses Projektes sollen gleichermaßen Informationen für ein besseres Verständnis der Wirkungszusammenhänge der Sektoren Wasser und Energie als auch Handlungsempfehlungen und Entscheidungshilfen für Politik, Verbände und Unternehmen der Wasser- und Energiewirtschaft bereitstellen, um mögliche Fehlentwicklungen frühzeitig zu erkennen und zu vermeiden.

### **1.2 Methodik und Abgrenzung der Betrachtungsräume**

Zu dem Themenkomplex Energie-Wasser-Nexus gibt es bereits eine Reihe von Veröffentlichungen, wobei der Betrachtungshorizont zumeist auf internationaler, globaler Ebene mit besonderem Fokus auf Entwicklungsländern und Regionen mit besonderer Wasserknappheit liegt. Demgegenüber gehört Deutschland zu den Ländern, die über vergleichsweise reichhaltige Wasserressourcen verfügen. Dennoch kommt es aber auch hierzulande, zumeist zwar nur temporär und regional begrenzt, aufgrund verschiedenartiger Ursachen zu Nutzungskonflikten zwischen der Energie- und Wasserwirtschaft oder bedingt durch Aktivitäten im Energiesektor zu nachteiligen Auswirkungen auf aquatische Ökosysteme.

Das besondere Interesse dieser Studie gilt daher der Analyse und Bewertung der gegenwärtigen und möglicherweise zukünftigen Wechselwirkungen von Wasser und Energie ausschließlich innerhalb des deutschen Wirtschaftsraumes. Der Schwerpunkt der Betrachtungen liegt dabei in der Nutzung und Inanspruchnahme inländischer Wasserressourcen für energetische Zwecke. Die Wassernutzung für sonstige Zwecke (z.B. für Produktionszwecke, Versorgung privater Haushalte, Gewerbe etc.) wird nur - soweit zum Gesamtverständnis erforderlich - am Rande behandelt. Ebenso werden externe Wassernutzungen, die für importierte Energieträger angefallen sind („Wasserfußabdruck“) von ihrer Bedeutung für die Herkunftsländer her zwar erwähnt, jedoch nicht in die inländischen Betrachtungen einbezogen, da sie sich nicht direkt auf die Wasserbilanz Deutschlands auswirken.

Die Anfertigung dieser Studie wurde in drei Stufen vorgenommen. In der ersten Stufe wurden zur Grundlagenermittlung zunächst die Strukturen der deutschen Energie- und Wasserwirtschaft beschrieben. Hierin enthalten sind die für den jeweiligen Wirtschaftsbereich wesentlichen rechtlichen Rahmenbedingungen, Organisationsstrukturen, Kennzahlen der aktuellen Versorgungs- und Verbrauchssituation sowie gegenwärtig bedeutsame Trends und Entwicklungen aus beiden Bereichen (Kap. 2).

Die Aufgabe der zweiten Stufe bestand darin, weitestgehend alle Schnittstellen des deutschen Energiesystems mit der Wasserwirtschaft zu identifizieren und hinsichtlich der Art und Intensität ihrer Interaktion darzustellen. Hierfür wurden einerseits der Umfang des Wasserbedarfs und die Art des Wassergebrauches der derzeitigen Energiewirtschaft in Deutschland systematisch erfasst, andererseits aber auch Energiebedarf und -eigenerzeugung wasserwirtschaftlicher Anlagen ermittelt und in die Schnittstellendarstellung mit einbezogen (Kap. 3).

Zur Abschätzung zukünftiger Entwicklungen im Rahmen der Energiewende und der demnach zu erwartenden technologischen Veränderungen im deutschen Energiesystem wurde nach

verschiedenen publizierten Zukunftsszenarien recherchiert und eine Auswahl davon - mit einem möglichst breiten aber dennoch realistischen Spektrum von konservativen bis sehr ambitionierten Annahmen - für die weiteren Arbeiten herangezogen. Für die nach diesen Szenarien zukünftig verstärkt zum Einsatz kommenden „neuen“ Energieerzeugungs- und -speicherungstechnologien wurden dann ebenfalls die Schnittstellen und Interaktionen mit dem Wassersektor ermittelt bzw. abgeschätzt (Kap. 4).

In der dritten Stufe der Studie erfolgt die Zusammenführung der einzelnen technologiebezogenen Schnittstelleneigenschaften zwischen Energie- und Wassersektor mit den ausgewählten energiewirtschaftlichen Zukunftsszenarien. In der Ergebnisdarstellung werden dann Umfang und Nachhaltigkeit der jeweiligen Energieerzeugungs- und Speicherungstechnologie einzeln, aber auch insbesondere in ihrer Gesamtkonstellation entsprechend der verschiedenen Zukunftsszenarien hinsichtlich deren spezifischer Wassernutzung bewertet und Veränderungen gegenüber der derzeitigen Situation aufgezeigt.

Diese so auf den Wassersektor übertragenen Energieszenarien sollen Hinweise und Erkenntnisse liefern, ob sich zukünftig im Rahmen der Energiewende Restriktionen - oder aber auch Entlastungen - hinsichtlich qualitativer und quantitativer Verfügbarkeit des Wassers sowie Veränderungen auf die Gewässer- und Trinkwasserqualität ergeben (Kap. 5 und 1).

## 2 Übersicht

### 2.1 Wasserwirtschaft in Deutschland

Der Begriff „Wasserwirtschaft“ wird in der DIN 4049 als die zielbewusste Ordnung aller menschlichen Einwirkungen auf das ober- und unterirdische Wasser definiert [DIN 1992]. Wasserwirtschaftliche Eingriffe sollen dabei den „bestmöglichen“ Ausgleich zwischen dem Wasserdargebot und -bedarf der Natur und den Bedürfnissen der Gesellschaft zum Ziel haben.

Die Handlungsfelder der Wasserwirtschaft lassen sich grob in die Bereiche

- Gewässerbewirtschaftung (Bau und Betrieb von Wasserverkehrswegen, Wasserkraftnutzung, Hochwasserschutz, Fischteiche, Freizeitnutzung),
- die Wasserversorgung (Trink- und Brauchwasser),
- die Abwasserwirtschaft (Ableitung und Behandlung) und
- die Entwässerung (Regenwasserbewirtschaftung) unterteilen.

Der nachhaltige Umgang mit der Ressource „Wasser“ in allen diesen Bereichen ist Voraussetzung für die langfristige Sicherstellung der Wasserversorgung und aller weiteren dem Gemeinwohl dienenden Wassernutzungen sowie der Bewahrung bzw. Verbesserung des ökologischen Gleichgewichtes von Grund- und Oberflächengewässern.

Im internationalen Vergleich gilt Deutschland als ein wasserreiches Land mit einem insgesamt auch zukünftig als ausreichend anzusehendem Wasserdargebot. Die regionale bzw. lokale Wasserverfügbarkeit ist allerdings sehr unterschiedlich und von einer Vielzahl von klimatischen, topographischen und hydrologischen Faktoren abhängig. Der regionale Wasserbedarf ist hingegen im Wesentlichen von der Bevölkerungsdichte, dem Industrialisierungsgrad und der Intensität der landwirtschaftlichen Flächennutzung abhängig. Verschiedenste anthropogene Einflüsse wirken sich zudem negativ auf die Qualität der vorhandenen Wasserressourcen aus, was deren Nutzbarkeit zusätzlich einschränkt. So kommt es auch in Deutschland - zwar regional und temporär begrenzt - zu Nutzungskonkurrenzen oder Versorgungsengpässen bei der Wasserbereitstellung. Verschiedenen Studien zufolge können diese Situationen aufgrund von Langzeittrends wie vor allem dem Klimawandel und der demographischen Entwicklung zukünftig sogar noch häufiger auftreten als bisher. Der Schutz der natürlichen Wasserressourcen durch eine vorausschauende und alle Nutzungsaspekte integrierende Wasserwirtschaftspolitik gehört daher zukünftig zu den zentralen hoheitlichen Aufgaben Deutschlands.

#### 2.1.1 Rahmenbedingungen

##### 2.1.1.1 Wasserdargebot und Nutzungsstrukturen

Deutschland liegt in der kühlgemäßigten Klimazone und bedingt durch die Lage im Westen Europas im Einflussbereich des Golfstromes mit vorwiegend milden und feuchten Westwinden. Die mittlere jährliche Niederschlagsmenge liegt im Durchschnitt bei etwa 800 l/m<sup>2</sup>, variiert regional in Abhängigkeit von geographischer Lage, landschaftlichen Gegebenheiten und Jahreszeit jedoch erheblich. Etwa 60% der Niederschlagsmenge geht über die Verdunstung einer Nutzung wieder verloren. Neben reichen Grundwasservorkommen in der norddeutschen Tiefebene, dem Alpenvorland und Rheingraben ist das Landschaftsbild Deutschlands von einer Vielzahl von

Oberflächengewässern (Flüsse, Kanäle, Seen und Talsperren) geprägt, die etwa 2,4 % der Landesfläche einnehmen.

Das potenzielle Wasserdargebot aus den Grund- und Oberflächengewässern Deutschlands liegt bei rund 188 Mrd. m<sup>3</sup> und berechnet sich aus der Differenz von Niederschlag und Verdunstung zuzüglich der Zuflüsse aus den Nachbarländern.

Die Wasserentnahmen erfolgen zum einen durch Betriebe der öffentlichen Wasserversorgung, die im Wesentlichen den Wasserbedarf der Haushalte, des Kleingewerbes und öffentlicher Einrichtungen decken. Weiterhin wird im Bereich der nichtöffentlichen Wasserversorgung durch Betriebe des verarbeitenden Gewerbes, der Bergbau- / Steine und Erden-Industrie, der Energiewirtschaft sowie der Land- und Forstwirtschaft zur Eigenversorgung selbst Wasser aus der Natur entnommen.

Die gesamte zur Nutzung entnommene Wassermenge betrug im Jahr 2016 ca. 24,4 Mrd. m<sup>3</sup>. Im Verhältnis zum potenziellen Wasserdargebot ergibt sich für Deutschland daraus ein Wassernutzungsindex (genutzter Anteil der erneuerbaren Wasserressourcen) von ca. 13 %, welcher bereits seit Jahren rückläufig ist und schon im Jahr 2004 die international als ein Zeichen für beginnenden „Wasserstress“ angesehene 20%-Grenze unterschritten hat [Destatis 2018a/d, UBA 2017a]. Demnach ist das Verhältnis von Wasserdargebot und -nutzung für Deutschland insgesamt als ausgewogen und nachhaltig anzusehen. Dennoch sind Wasserbedarf und Wasserverfügbarkeit in Deutschland regional sehr unterschiedlich, so dass einige Gebiete negative Wasserbilanzen aufweisen. Die Abbildung 2.1 zeigt die Verteilung von Landkreisen in denen mehr Wasser verbraucht wird als vor Ort gewonnen werden kann und Landkreise mit einer ausreichenden Eigenversorgung bzw. aus denen darüber hinaus noch Wasser über Fernleitungen in Defizitregionen transportiert wird.

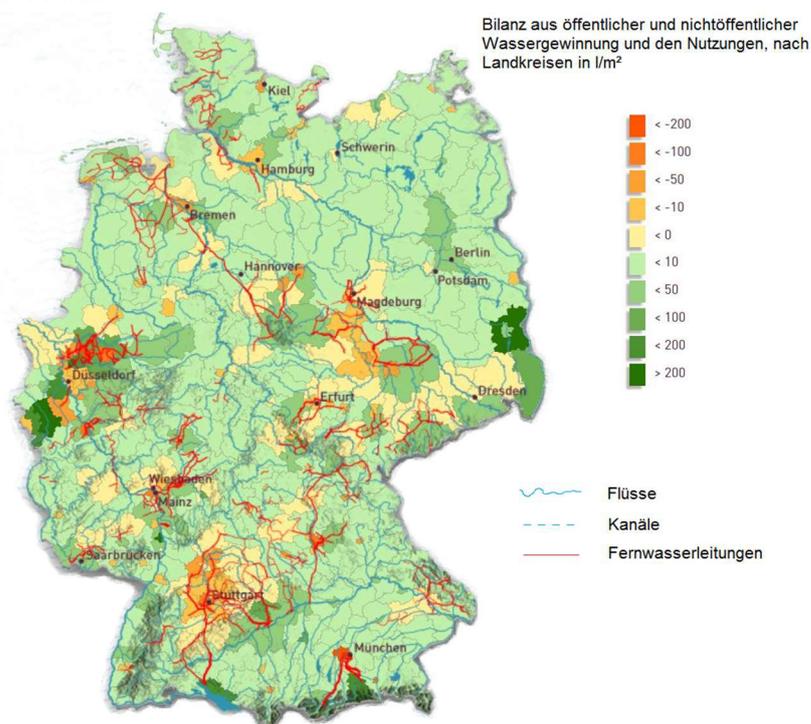


Abbildung 2.1: Bilanz aus öffentlicher und nichtöffentlicher Wassergewinnung und den Nutzungen in den jeweiligen Kreisen in l/m<sup>2</sup> [Hirschfeld 2015]

Die Trinkwasserver- und Abwasserentsorgung liegen in Deutschland in öffentlich-rechtlicher Verantwortung der Gemeinden, die diese selbst durchführen oder an privatrechtliche Unternehmen oder Zweckverbände delegieren können. Mit ca. 6.000 Betrieben im Trinkwasserbereich und knapp 7.000 Betrieben im Abwasserbereich ist im europäischen Vergleich die Unternehmensstruktur in Deutschland sehr kleinteilig und regional organisiert. Gegenwärtig werden ca. 90% der Abwasser- und etwa zwei Drittel der Trinkwasserbetriebe in öffentlich-rechtlicher Unternehmensform geführt. Diese Unternehmen sichern die Versorgung der rund 83 Mio. Einwohner Deutschlands sowie zusammen mit der Eigenwassergewinnung größerer Industriebetriebe auch sämtliche Bereiche der gewerblichen Wirtschaft mit Trink- und Brauchwasser. Die anfallenden verschmutzten Abwässer werden in öffentlichen und betrieblichen Abwasserbehandlungsanlagen weitgehend gereinigt und in Oberflächengewässer zurückgeführt.

Neben der Entnahme von Trink- und Brauchwasser zur Versorgung von Haushalten, Gewerbe und Industrie werden die Oberflächengewässer Deutschlands auch mehr oder weniger intensiv für andere Zwecke genutzt. Hierzu gehören die Binnen- und Seeschifffahrt zum Transport von Gütern, die Fischerei, der Betrieb von Talsperren und Rückhaltebecken zum Hochwasserschutz und Wasserspeicherung, der Betrieb von Wasserkraftanlagen sowie der Tourismus und die Freizeitnutzung.

Der flächendeckende Schutz sowie die Erlassung von Vorgaben zur Bewirtschaftung der Gewässer ist Aufgabe des Staates. So gibt es beispielsweise in Deutschland über 18.000 ausgewiesene Wasserschutzgebiete, die etwa 15 % der Landesfläche einnehmen und in denen verschärfte Anforderungen an potenziell wassergefährdende Tätigkeiten gelten [UBA 2017a]. Während die gesetzlichen Rahmenbedingungen im Bereich der Wasserwirtschaft durch den Bund vorgegeben werden, ist der Vollzug wasserwirtschaftlicher Regelungen weitestgehend Aufgabe der Bundesländer und Kommunen, die ihrerseits zusätzliche ergänzende Regelungen erlassen können. In den meisten Bundesländern ist die Wasserwirtschaftsverwaltung in drei Ebenen unterteilt. Oberste Behörden sind die Ministerien, denen neben der Aufstellung landesrechtlicher Bestimmungen die Aufsicht und Steuerung der untergeordneten Wasserbehörden obliegt. Die Mittelinstanzen in Form von Bezirksregierungen oder Regierungspräsidien befassen sich mit der regionalen wasserwirtschaftlichen Planung und bedeutsamen wasserrechtlichen oder verwaltungstechnischen Verfahren. Die unteren Wasserbehörden sind die Landkreise und kreisfreien Städte, in deren Verantwortung die Genehmigung und Überwachung der einzelnen Gewässernutzungen fällt.

Neben den im Wesentlichen wasserrechtliche Entscheidungen treffenden Wasserbehörden gibt es noch technische Landesämter, die für die Bearbeitung übergreifender fachlichen Aufgaben wie z. B. gewässerkundliche Untersuchungen, Beratungen oder wasserwirtschaftliche Planungen zuständig sind.

### **2.1.1.2 Rechtliche, politische und ökonomische Rahmenbedingungen**

Die natürlichen Wasserressourcen werden in Deutschland auf verschiedenste Art und Weise genutzt. Dabei konkurrieren häufig wirtschaftliche und ökologische Interessen. Um eine nachhaltige Bewirtschaftung der Gewässer sicherzustellen und allen Anforderungen und Bedürfnissen der Gesellschaft gerecht zu werden, ist im Laufe der Jahre ein umfangreicher Regulierungsrahmen entstanden, der zunehmend auch durch internationale Übereinkommen

geprägt wird. Die folgende Abbildung 2.2 zeigt einen Überblick über die wesentlichen Rechtsvorschriften im Bereich der Wasserwirtschaft.

Ebene	Regelungen					
EU	Wasserrahmenrichtlinie (WRRL)	Kommunale Abwasser-Richtlinie	Trinkwasser-Richtlinie	Nitrat-Richtlinie	Hochwasserrisikomanagement-Richtlinie (HWRM-RL)	Meeresstrategie-Rahmenrichtlinie (MSRL)
	Grundwasserrichtlinie (GWRL)	Industrie-Emissionen-Richtlinie (IE-RL)				
	Umweltqualitätsnormenrichtlinie (UQN-RL)					
National	Wasserhaushaltsgesetz (WHG)	WHG	Trinkwasserverordnung (TrinkwV)	Düngegesetz (DüngG)	WHG	WHG
	Grundwasserverordnung (GrwV)	Abwasserabgabengesetz (AbwAG)		Düngeverordnung (DüV)		
	Oberflächengewässerverordnung (OGewV)	Abwasserverordnung (AbwV)				
	Anlagenverordnung zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (AwSV)					
Länder	Landesrecht (Gesetze/Verordnungen, Genehmigungen, Bescheide, Überwachung)					

Abbildung 2.2: Rechtliche Rahmenbedingung auf EU-, Bundes- sowie Landesebene [UBA 2017a]

Der übergreifende ordnungspolitische Rahmen für Schutz, Bewirtschaftung und Nutzung der Gewässer ist seit dem Jahr 2000 in der Europäischen Wasserrahmenrichtlinie (WRRL) festgelegt. In ihr sind weitreichende Ziele für den mengen- und qualitätsmäßigen Zustand aller Gewässer des Gemeinschaftsgebietes vorgegeben. Die WRRL berücksichtigt dabei die grenzüberschreitende Dimension des Gewässerschutzes sowie die Notwendigkeit eines ganzheitlichen und sektorübergreifenden wasserpolitischen Ansatzes zur Sicherstellung und Verbesserung der Gewässerqualität in Europa. Die Ziele dieser Richtlinie sollen durch verschiedene Maßnahmenprogramme in drei Zyklen bis zum Jahr 2027 umgesetzt werden.

Die wichtigste Grundlage für das Wasserrecht auf nationaler Ebene bildet in Deutschland das Wasserhaushaltsgesetz (WHG) in dem die Vorgaben der WRRL übernommen wurden. Es gilt sowohl für oberirdische Gewässer, als auch für Küstengewässer und das Grundwasser. Zweck dieses Gesetzes ist es, durch eine nachhaltige Gewässerbewirtschaftung die Gewässer als Bestandteil des Naturhaushalts, als Lebensgrundlage des Menschen, als Lebensraum für Tiere und Pflanzen sowie als nutzbares Gut zu schützen. Zur Konkretisierung existieren auf Bundesebene eine Reihe von Verordnungen, wie beispielsweise die Grund- und Oberflächengewässerverordnungen, die Trink- und Abwasserverordnungen oder die Verordnung zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen.

Die Abwasserverordnung (AbwV) regelt beispielsweise mit Hilfe zahlreicher Anhänge Mindestanforderungen an das Einleiten branchentypischer Abwässer in Gewässer, sowie Anforderungen an die Errichtung, den Betrieb und die Benutzung von Abwasseranlagen. Die auf Vorgaben der europäischen Trinkwasserrichtlinie basierende Trinkwasserverordnung (TrinkwV) enthält Regelungen zur Aufbereitung und qualitativen Beschaffenheit des Trinkwassers sowie

Untersuchungs- und Überwachungspflichten der Wasserversorger und Behörden. Der Schutz von Grund- und Oberflächengewässern vor Schadstoffeinträgen durch die Landwirtschaft wird beispielsweise durch das Düngemittelgesetz und seinen Verordnungen geregelt, in denen europäische Vorgaben wie die der Nitratrichtlinie umgesetzt werden.

Auf Landesebene konkretisieren und ergänzen Landeswassergesetze die bundesrechtlichen Vorschriften. Sie enthalten u. a. Vorgaben zur Bewirtschaftung von Grund- und Oberflächengewässern, Kontrollmechanismen, wasserwirtschaftlichen Zulassungen, Maßnahmenprogramme und Informationspflichten. Zu den betreffenden Bereichen zählen die öffentliche Wasserversorgung, Wasserschutzgebiete, Heilquellen, Abwasserbeseitigung, Gewässerunterhaltung, Gewässerausbau, Talsperren und Hochwasserschutz.

Die Wasserpreise sowie Wasser- und Abwasserabgaben werden in Deutschland nach dem Kostendeckungsprinzip gebildet und unterliegen konkreten gesetzlichen Vorgaben. Hiernach sind durch die Gebühren oder Beiträge alle Kosten der Wasserversorgung und Abwasserentsorgung abzudecken, Über- oder Unterdeckungen jedoch nicht zulässig. So ist nach dem Abwasserabgabengesetz das Aufkommen der Abwasserabgabe zweckgebunden nur für Maßnahmen, die der Erhaltung oder Verbesserung der Gewässergüte dienen, zu verwenden.

### **2.1.2 Status Quo**

#### **2.1.2.1 Gewässerzustand**

Der Zustand der Oberflächengewässer, des Grundwassers sowie auch der Küstengewässer wird in Deutschland regelmäßig im Rahmen von nationalen und internationalen Überwachungsprogrammen untersucht. Die Bewertungskriterien sind größtenteils in der europäischen Wasserrahmenrichtlinie für die verschiedenen Wasserkörper definiert und werden ggf. auch durch nationale Umweltqualitätsnormen für regional relevante Schadstoffe oder sonstige spezifische Parameter ergänzt.

Die Bewertung von Oberflächengewässern erfolgt anhand ihres ökologischen und chemischen Zustands. Die Bewertungskriterien für den ökologischen Zustand enthalten biologische Qualitätsmerkmale (Gewässerflora und -fauna, Vorkommen und Häufigkeit einzelner Spezies), physikalisch-chemische Qualitätsmerkmale (Temperatur, pH-Wert, Sauerstoffgehalt etc.) und hydromorphologische Qualitätsmerkmale (Wasserhaushalt, Durchgängigkeit, Gezeiten) sowie in einigen Fällen auch noch gewässerspezifische chemische Qualitätskomponenten (Einzelschadstoffe). Dabei erfolgt eine Kategorisierung in fünf Klassen, wobei Gewässer der Klasse 1 einen sehr guten und Gewässer der Klasse 5 einen schlechten Zustand aufweisen.

Der chemische Zustand wird anhand der Konzentration von 45 „prioritären Stoffen“ (Metalle, chlorierte Kohlenwasserstoffe, Pflanzenschutzmittel u.a.) ermittelt. Der chemische Zustand wird entweder „gut“ oder „nicht gut“ bewertet, wobei „nicht gut“ bereits bei Grenzwertüberschreitung eines der 45 Stoffe vergeben wird.

Die Abbildung 2.3 zeigt eine Übersicht des qualitativen Zustandes der deutschen Oberflächengewässer. Einen „sehr guten“ oder „guten“ ökologischen Zustand weisen nur 8,2 % aller 9.800 untersuchten Oberflächengewässer auf, wobei diese Statistik im Wesentlichen durch den hohen Anteil der Fließgewässer geprägt wird. Die darin enthaltenen 732 Seen erreichen zu 26 % und von

den betrachteten 75 Küstengewässern hingegen keines einen guten bzw. sehr guten ökologischen Zustand. Der chemische Zustand nach den EU-Umweltqualitätsnormen wird ebenfalls für die Oberflächengewässer insgesamt mit „nicht gut“ bezeichnet, was häufig aber an der Grenzwertüberschreitung einzelner Schadstoffe, insbesondere von Quecksilber liegt. Sieht man von diesen Einzelüberschreitungen ab, so können hingegen etwa 80% der Oberflächengewässer bezüglich eines Großteiles der prioritären Stoffe einen guten chemischen Zustand aufweisen [UBA 2017a].

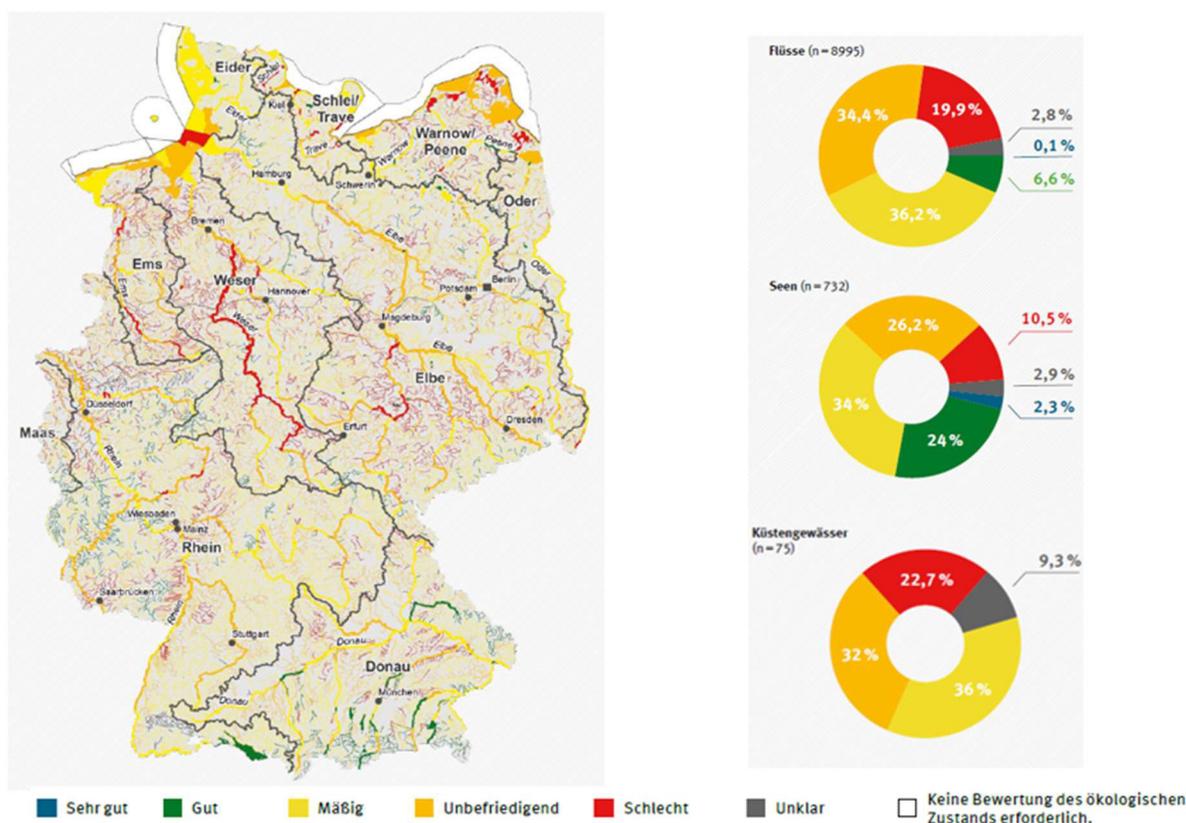


Abbildung 2.3: Ökologischer Zustand der Oberflächengewässer in Deutschland [UBA 2017a]

Diese negative Beurteilung der Oberflächenwasserqualität resultiert einerseits aus den ambitionierten Zielen der Wasserrahmenrichtlinie, sie belegt andererseits aber auch die nach wie vor hohe Nutzungsintensität der Gewässer durch Industrie, Bergbau, Schifffahrt, Siedlungswasserwirtschaft sowie anderen Wirtschaftsbereichen.

Der mengenmäßige Zustand der Grundwasservorkommen in Deutschland kann insgesamt als gut bezeichnet werden. Kriterium dafür ist, dass die Grundwasserentnahmen die Grundwasserneubildung nicht überschreiten und die Grundwasserspiegel im langjährigen Mittel konstant gehalten werden. Die Art der Grundwasservorkommen ist in Abhängigkeit der geologischen Gegebenheiten in Deutschland regional ungleich verteilt und auch hinsichtlich ihres Volumens und der Grundwasserneubildung sehr unterschiedlich. Den überwiegenden Anteil mit knapp 50 % der Landesfläche nehmen ergiebige Porengrundwasserleiter ein, die sich überwiegend in der Norddeutschen Tiefebene, dem Oberrheingraben, dem Alpenvorland und dem Niederrheinischen Tiefland befinden. Im Mittelgebirgsraum sind vorrangig Karst- und Klufgrundwasserleiter sowie in den Mittelgebirgen selbst zumeist geringdurchgängige Grundwasserleiter anzutreffen.

Gebiete mit negativer Bilanz aus Grundwasserentnahme und -neubildung finden sich in Deutschland vornehmlich in Regionen mit starken bergbaulichen Aktivitäten wie z. B. den Braunkohlerevieren in Nordrhein-Westfalen, Sachsen und Brandenburg, in denen für den Tagebaubetrieb die Grundwasserstände künstlich abgesenkt wurden.

Der chemische Zustand des Grundwassers wird anhand von Qualitätsnormen für Nitrat und Pflanzenschutzmittel sowie Schwellenwerte für einzelne trinkwassergefährdende Schadstoffe ermittelt. Nach diesen Untersuchungen befinden sich in Deutschland knapp 35 % aller Grundwasserkörper in einem schlechten chemischen Zustand, wobei dafür hauptsächlich diffuse Einträge von Nitrat (27,1%) und Pflanzenschutzmittel (2,8%) verantwortlich sind [UBA 2017d]. Vergleiche mit den Landnutzungen im Umfeld der betroffenen Messstellen zeigen, dass die Haupteinträge dieser Belastungen aus der Landwirtschaft stammen und in diesen Regionen die Nitratgrenzwerte der Trinkwasserverordnung von 50 mg/l zum Teil erheblich überschritten werden. Eine Übersicht des mengenmäßigen und chemischen Zustands der Grundwasserkörper in Deutschland zeigt die Abbildung 2.4.

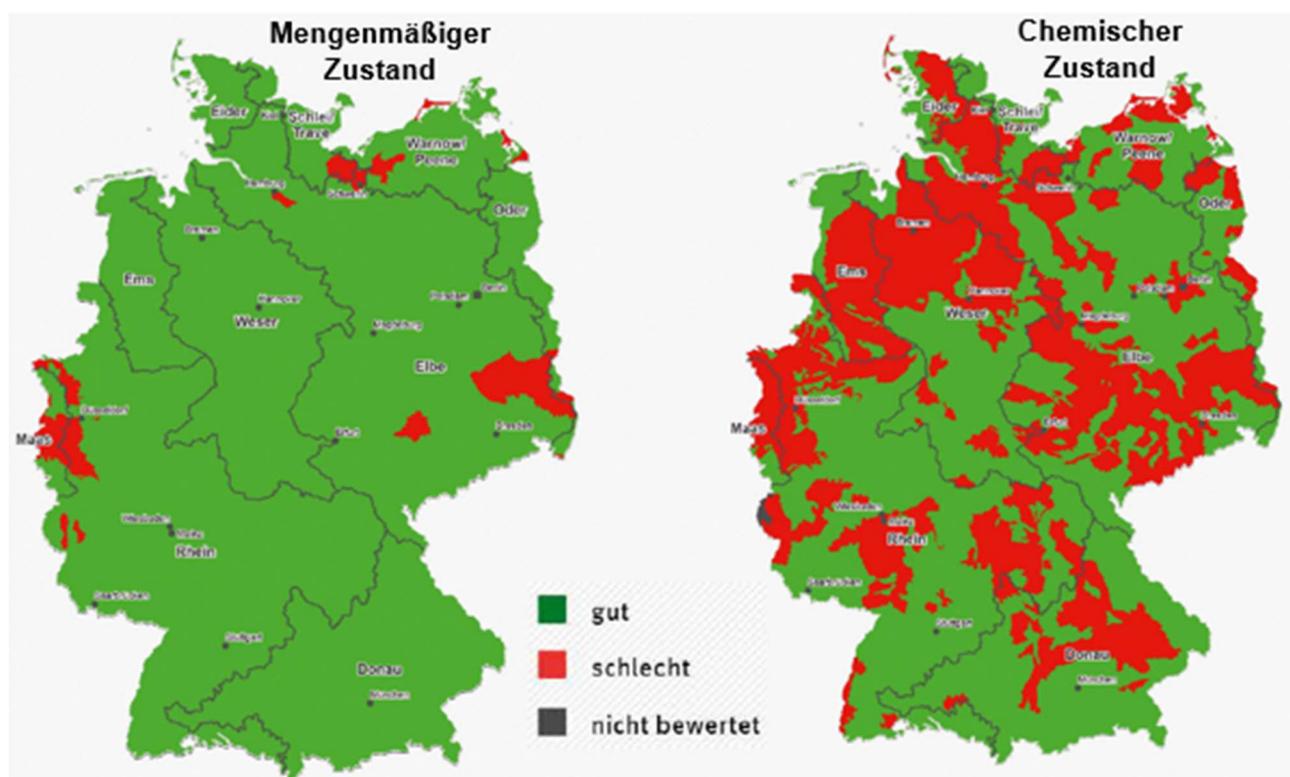


Abbildung 2.4: Mengenmäßiger und chemischer Zustand des Grundwassers in Deutschland [UBA 2017d]

Auch die deutschen Küsten- und Übergangsgewässer befinden sich insgesamt in keinem guten, sondern eher in einem mäßigen bis unbefriedigenden ökologischen Zustand, obwohl die Nährstoffeinträge über die Flüsse in den letzten Jahrzehnten deutlich zurückgegangen sind [LAWA 2016, UBA 2017d]. Belastungen in diesen Gewässern resultieren neben den Schadstoffeinträgen aus den Flüssen vor allem aus der intensiven Nutzung durch Fischerei, Schifffahrt, Offshore-Windkraft sowie zunehmenden Mengen an (Plastik-)Müll. Die Eutrophierung bleibt dabei jedoch eine der Hauptbelastungen der Küstengewässer, die zudem durch den Klimawandel und der damit einhergehenden Erwärmung des Oberflächenwassers noch begünstigt wird.

### 2.1.2.2 Trink- und Brauchwasserversorgung

Die Förderung, Aufbereitung und Verteilung der insgesamt in Deutschland genutzten Wassermenge aus Grund- und Oberflächengewässern von etwa 24,4 Mrd. m<sup>3</sup> erfolgt durch die Betriebe der öffentlichen und nichtöffentlichen Wasserversorgung. Die folgende Abbildung 2.5 zeigt eine Übersicht der genutzten Wassermengenströme und deren Aufteilung hinsichtlich ihrer Herkunft, der Einsatzbereiche und des Verbleibs.

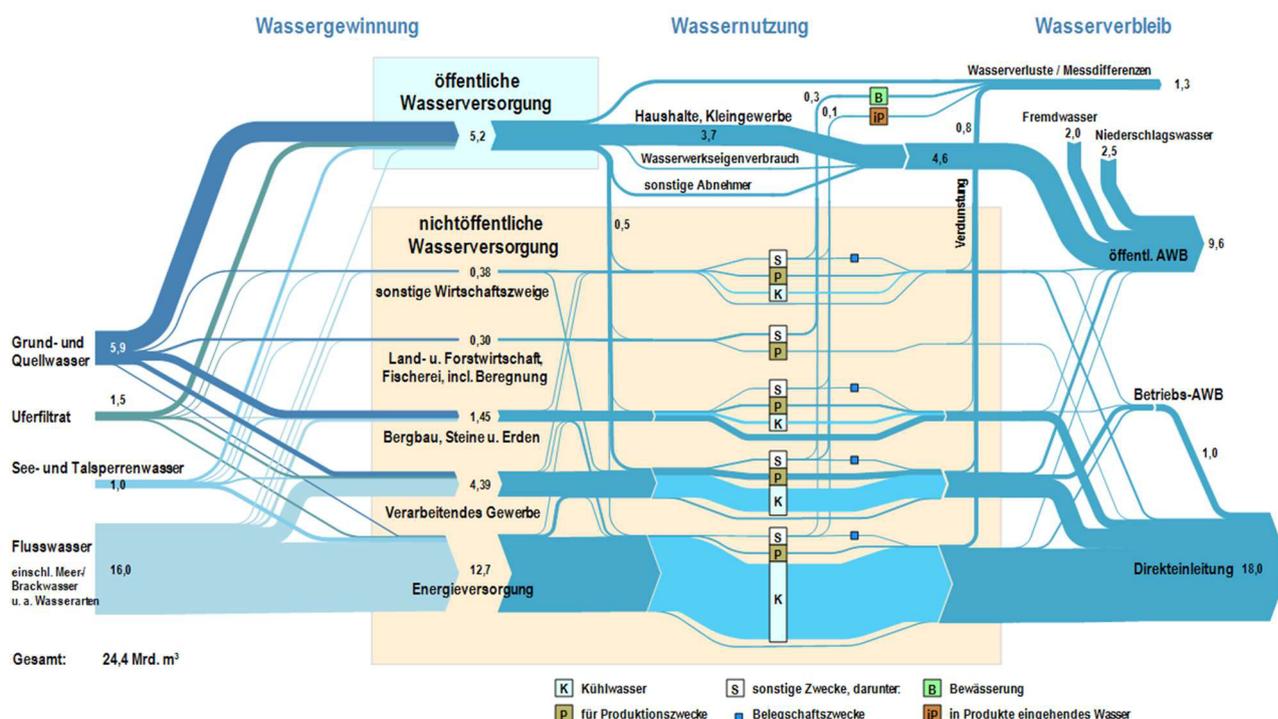


Abbildung 2.5: Übersicht der genutzten Wassermengen in Deutschland in 2016

Die mengenmäßig am intensivsten genutzte Wasserressource stellt das Flusswasser mit ca. 65% (incl. Meer- und Brackwasser mit ca. 4 %) der gesamten Wasserentnahmen dar und wird größtenteils im Bereich der Energieversorgung und dem verarbeitenden Gewerbe im Wesentlichen zu Kühlzwecken eingesetzt. Der Anteil von Grund- und Quellwasser mit ca. 24% der Gesamtentnahmen erfolgt überwiegend durch die öffentliche Wasserversorgung und beträgt mit 5,9 Mrd. m<sup>3</sup> etwa 12% der jährlichen Grundwasserneubildungsrate [BGR 2018].

Die Wasserentnahme der öffentlichen Wasserversorgung (Trinkwasser) betrug mit ca. 5,2 Mrd. m<sup>3</sup> im Jahr 2016 etwa 21% der Gesamtentnahmen. Der weitaus größere Anteil erfolgte durch die Betriebe der nichtöffentlichen Wasserversorgung aus den Wirtschaftsbereichen der Energieversorgung mit 52%, dem Verarbeitenden Gewerbe mit 18% und dem Bereich Bergbau, Steine und Erden mit knapp 6%. Der Anteil der in der Landwirtschaft überwiegend zu Bewässerungszwecken genutzten Wassermenge von knapp 0,3 Mrd. m<sup>3</sup> betrug lediglich 1,2% der Gesamtmenge.

Im langjährigen Trend seit dem Jahr 1991 war die Wassergewinnung für die öffentliche Wasserversorgung zunächst rückläufig und in den letzten Jahren relativ gleichbleibend, in der Energieversorgung und den Bereich Bergbau / Verarbeitendes Gewerbe deutlich stärker rückläufig. In der Landwirtschaft ist hingegen in den letzten Jahren eine leichte Zunahme der Wassergewinnung zu verzeichnen (Abbildung 2.6).

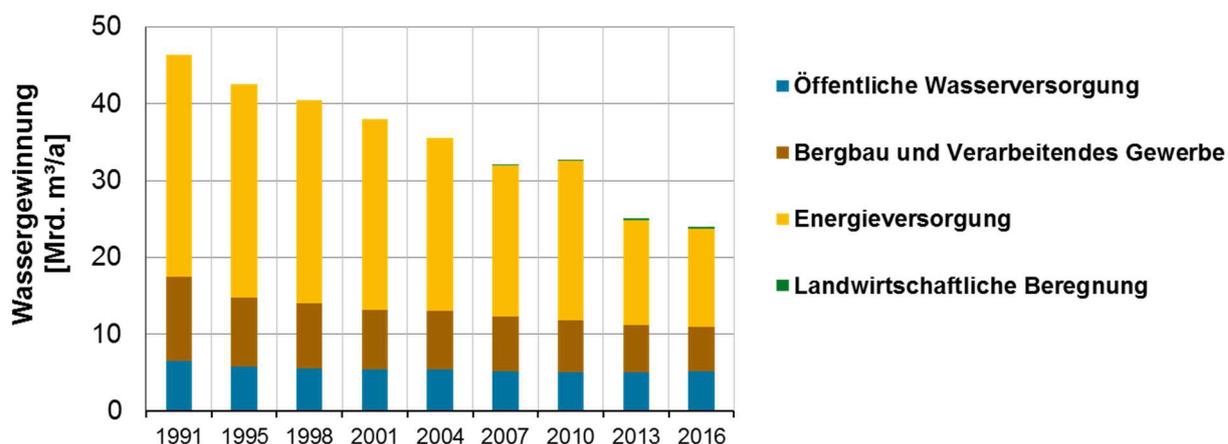


Abbildung 2.6: Entwicklung der Wassergewinnung nach Wirtschaftsbereichen in Deutschland [Destatis 2018a,d]

Die Gewinnung von Trinkwasser erfolgt in Deutschland zu etwa 2/3 aus Grundwasser. Dieser Anteil variiert dabei jedoch zwischen den Bundesländern zum Teil erheblich (Abbildung 2.7). Während z.B. in Hamburg, Bremen, Schleswig-Holstein oder dem Saarland die öffentliche Wasserversorgung zu 100% auf Grund- und Quellwasser basiert, werden in Nordrhein-Westfalen oder Sachsen überwiegend Oberflächenwasser oder Uferfiltrat zur Trinkwassergewinnung herangezogen.

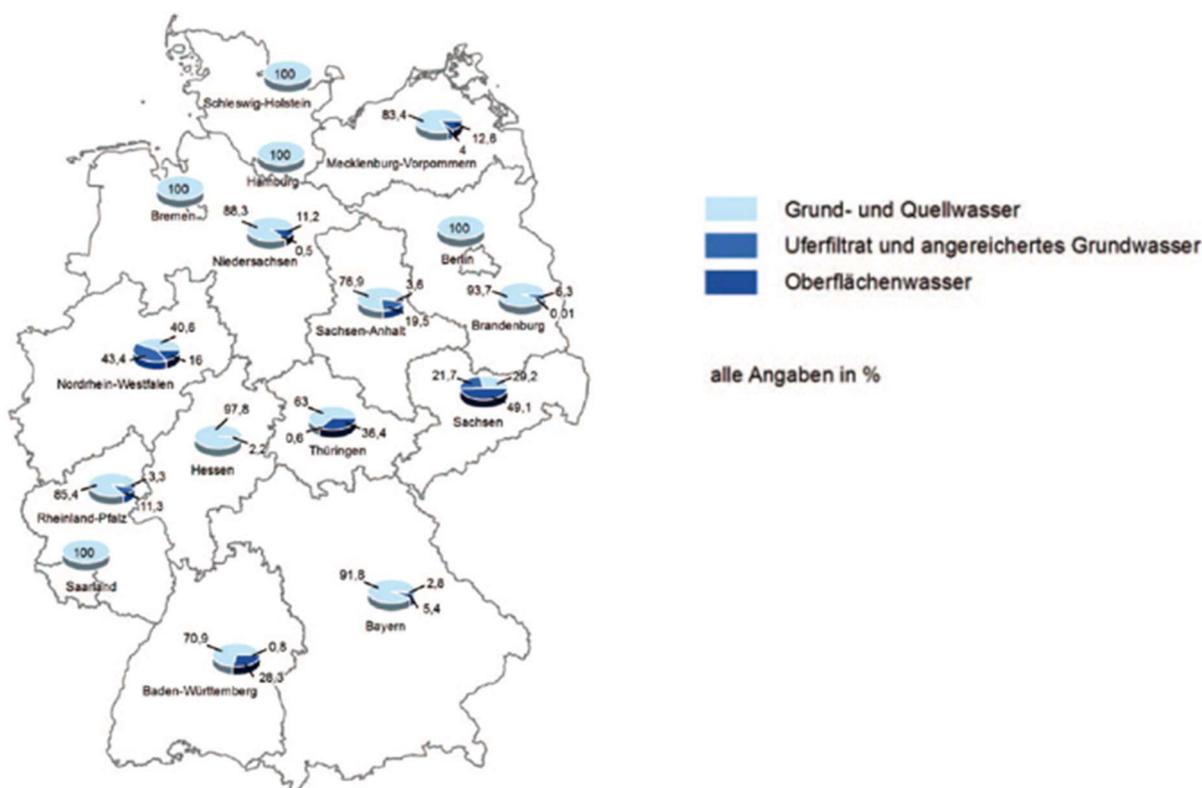


Abbildung 2.7: Unterschiede der Wassergewinnung in den Bundesländern [BMU 2008]

Das den Gewässern entnommene Wasser wird zunächst als Rohwasser bezeichnet und muss, um es als Trinkwasser in der öffentlichen Wasserversorgung einzusetzen, zunächst aufbereitet werden. Grundwasser aus Porengrundwasserleitern ist in der Regel mechanisch gut gefiltert und

auch in chemisch-physikalischer Hinsicht relativ konstant, was für Rohwasser aus Kluftgrundwasserleitern nicht immer gegeben ist. Bei der Aufbereitung wird das Grundwasser zunächst belüftet, wobei korrosives Kohlendioxid ausgetrieben und gelöste Eisen- und Manganverbindungen oxidiert und in eine abfiltrierbare Form überführt werden. Diese werden dann in einer Filtrationsstufe über Sand- oder Kiesfilter abgetrennt. Durch regelmäßige Rückspülungen werden die Filter wieder vom Eisen- und Manganschlammbefreit und regeneriert. Je nach Bedarf werden zusätzliche Stoffe zugegeben, die den Aufbereitungsprozess unterstützen (z. B. Flockungshilfsmittel). Gelöste organische Stoffe werden mittels Aktivkohlefiltern oder auch durch biologische Verfahren entfernt.

Bei Oberflächenwasser handelt es sich meist um mikrobiell belastetes Rohwasser. Generell ist der Gehalt von Schwebstoffen im Vergleich zum Grundwasser relativ hoch. Die Stoffe liegen in kolloidaler, feinstverteilter Form vor und müssen durch Zugabe von Flockungsmitteln zunächst ausgeflockt und dann abfiltriert werden. Eine anschließende Desinfektion kann durch Ultrafiltration oder Ozonung erreicht sowie durch anschließende Chlorierung eine Wiederverkeimung im Verteilnetz vermieden werden.

In der nichtöffentlichen Wasserversorgung ist in der Regel keine Aufbereitung auf Trinkwasserqualität nötig, da das Rohwasser zumeist als Brauch- bzw. Betriebswasser eingesetzt wird. Aber auch zur Verwendung als Kühlwasser muss das Rohwasser aufbereitet werden. Hinsichtlich der Trübstoffelimination ist die Brauchwasseraufbereitung mit der Trinkwasseraufbereitung vergleichbar. Zur Vorreinigung werden Treibgutrechen und verschiedene Filtersysteme verwendet.

Die Verfügbarkeit von Trinkwasser ist in Deutschland über eine nahezu flächendeckend vorhandene Infrastruktur mit den entsprechenden Einrichtungen zur Speicherung, Druckerhöhung, Verteilung etc. gewährleistet. Der Anschlussgrad von Haushalten und Gewerbe liegt bei über 99%.

### **2.1.2.3 Abwasserbewirtschaftung**

Die Organisation und Durchführung der Abwasserentsorgung liegt in Deutschland weitestgehend in öffentlich-rechtlicher Hand. Die Entwässerung der Grundstücke bzw. Straßen erfolgt größtenteils über Hausanschlussleitungen und Straßeneinläufe. Der Anschlussgrad der Bevölkerung an die öffentliche Abwasserentsorgung bzw. dem Kanalnetz liegt bei etwa 97 %. Die verbleibenden 3% leiten ihr Abwasser in Kleinkläranlagen oder abflusslose Gruben ein.

Die Schmutzwasserableitung ist regional unterschiedlich und erfolgt entweder zusammen mit dem Niederschlagswasser (Mischkanalisation) oder getrennt vom Niederschlagswasser in separaten Kanälen (Trennkanalisation). Über dieses Kanalnetz mit einer Gesamtlänge von rund 594.000 km werden die Schmutz- und Niederschlagswässer dezentralen oder zentralen Abwasserbehandlungsanlagen zugeführt. Über das Gebiet von Deutschland verteilen sich insgesamt 9.105 Abwasserbehandlungsanlagen bzw. Kläranlagen. Die Tendenz der Kläranlagenanzahl ist seit den 90er Jahren rückläufig, da die Abwässer kleinerer Kläranlagen zunehmend aus wirtschaftlichen Gründen an größere Kläranlagen übergeleitet werden. In 33 Kläranlagen sind bereits gezielte Behandlungsstufen zur Elimination von Mikroschadstoffen vorhanden [Destatis 2018b].

Die Abwasserbehandlungsanlagen werden in verschiedene Größenklassen unterteilt. Die Größenklassen sind abhängig von den Einwohnerwerten (EW), welche sich wiederum aus der Einwohnerzahl (EZ) und dem Einwohnergleichwert (EGW) zusammensetzt. Die EZ entspricht der Anzahl der

natürlichen Personen, die Teil des Einzugsgebiets sind. Der EGW dient als Maß für die Schmutzfracht, die mit gewerblichem Abwasser in eine Kläranlage gelangt und vergleicht die Schmutzfracht eines gewerblichen Abwassers mit der Schmutzfracht des häuslichen Abwassers eines einzelnen tatsächlichen Einwohners. Gegenüber der tatsächlichen Anzahl der Einwohner Deutschlands von rund 83 Millionen liegt die Anzahl der Einwohnerwerte bei etwa 120 Millionen.

Kläranlagen werden anhand dieser Zahlen in verschiedene Größenklassen unterteilt:

- GK1: kleiner 1.000 EW
- GK 2: bis 5.000 EW
- GK 3: 5.000 bis 10.000 EW
- GK 4: 10.000 bis 100.000 EW
- GK 5: größer 100.000 EW

Der überwiegende Anteil der Einwohner ist an den Größenklassen 4 und 5 angeschlossen, so dass in diesen Anlagen auch der Großteil des anfallenden Abwassers behandelt wird (Abbildung 2.8). An Anlagen dieser Größenklassen werden auch erhöhte Anforderungen zur Reinigungsleistung wie z.B. der Phosphorelimination gestellt. Der insgesamt im Jahr 2016 in öffentlichen Abwasserbehandlungsanlagen behandelte Volumenstrom betrug ca. 9,6 Mrd. m<sup>3</sup>, der sich zu 53% aus Schmutzwasser, 26% aus Niederschlagswasser und 21% aus in das Kanalsystem eingetretenem Fremdwasser zusammensetzte (vgl. Abbildung 2.5).

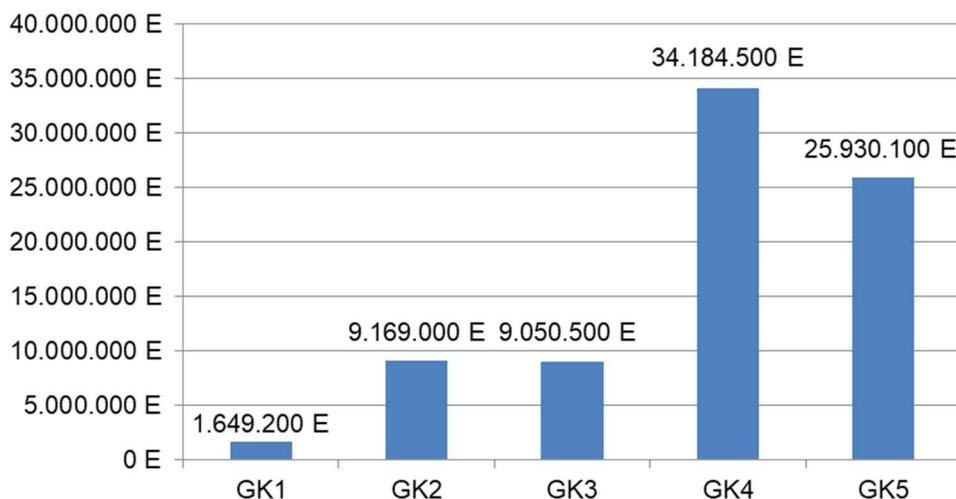


Abbildung 2.8: Angeschlossene Einwohner verteilt auf Größenklassen [Destatis 2018b].

Die Abwasserreinigung erfolgt in einzelnen Verfahrensschritten zur Abtrennung bzw. zum biologischen Abbau der enthaltenen Schadstoffe. Diese werden unterteilt in

- Mechanische Reinigung bestehend aus Rechen, Sandfang und Vorklärung zur Abtrennung und Abscheidung von Feststoffen als Primärschlamm, Leichtstoffabscheider zur Abtrennung von Fetten und Ölen
- Biologische Reinigung bestehend aus Belebungsbecken und Nachklärung zur Abscheidung und Abbau von organischen Substanzen sowie der Stickstoffelimination, Entstehung von Überschussschlamm

- Weitergehende Reinigung z.B. durch Filtration, Flotation, Adsorption, Membran- oder Oxidationsverfahren zur Abtrennung weiterer Substanzen wie Phosphor, Schwebstoffe, zunehmend auch Pharmaka und Mikroplastik
- Schlammbehandlung zur Stabilisierung der anfallenden Klärschlämme, Faulgasnutzung

Der in den letzten Jahrzehnten erfolgte Ausbau der Abwasserbehandlungsanlagen, der hohe Anschlussgrad sowie der Einsatz von Verfahren zur gezielten Stickstoff- und Phosphatelimination führte zu einer deutlichen Verbesserung der Gewässergüte. Die Eliminationsleistung liegt nach dem 30. Leistungsvergleich der DWA aus dem Jahr 2017 im bundesweiten Mittel bei CSB: 95%,  $N_{\text{ges}}$ : 83% und  $P_{\text{ges}}$ : 92% [DWA 2017]. Damit werden die Anforderungen der EU-Kommunalabwasserrichtlinie erfüllt bzw. sogar deutlich übertroffen.

In Industrie- und Gewerbebetrieben fallen neben Niederschlags- und Sanitärabwasser im Wesentlichen Kühlwasser und Produktionsabwässer an, deren Menge und Schadstoffbelastung je nach Art des Betriebes sehr unterschiedlich sein können. Die Mindestanforderungen sowie ggf. erforderliche Vorbehandlungsmaßnahmen in betriebseigenen Abwasserreinigungsanlagen sind in den branchenspezifischen Anhängen der Abwasserverordnung (AbwV) geregelt und bedürfen sowohl für die direkte als auch die indirekte Abwassereinleitung in Gewässer oder die öffentliche Kanalisation einer wasserrechtlichen Erlaubnis der zuständigen Genehmigungsbehörde.

Die im Bereich der nichtöffentlichen Betriebe anfallende Abwassermenge betrug im Jahr 2016 rund 18,5 Mrd. m<sup>3</sup>, wovon etwa 17,9 Mrd. m<sup>3</sup> direkt wieder in Oberflächengewässer oder den Untergrund eingeleitet wurden. Dieser hohe Anteil ist darauf zurückzuführen, dass ein Großteil dieser Abwässer - insbesondere Kühlwasser - aufgrund ihrer geringen Belastung mit Schadstoffen direkt in die Gewässer eingeleitet werden dürfen. Mit etwa 0,5 Mrd. m<sup>3</sup> werden knapp 3% des insgesamt anfallenden industriellen Abwassers kommunalen Kläranlagen zugeführt.

In den vergangenen Jahrzehnten haben Optimierungen der Produktionsprozesse und Maßnahmen zur Intensivierung des Abwasserrecyclings zu einer erheblichen Reduzierung des produktions-spezifischen Abwasseranfalls sowie einer deutlichen Verbesserung der Abwasserqualität geführt.

### 2.1.3 Aktuelle Entwicklungen

Die aktuellen Herausforderungen der Wasserwirtschaft bestehen darin, ihre langjährig gewachsene Infrastruktur an sich zukünftig verändernde Rahmenbedingungen anzupassen. Zu den zentralen Aufgaben gehören:

- Intensivierung von Maßnahmen zum Gewässerschutz u.a. durch Verbesserung der Reinigungsleistung von Abwasserbehandlungsanlagen.

Hier gilt es weiterhin die begonnenen Maßnahmenprogramme entsprechend den Zielen der europäischen Wasserrahmenrichtlinie weiter umzusetzen. Dies betrifft eine Vielzahl von Einzelmaßnahmen wie Gebietsrenaturierungen, Verbesserung der Durchgängigkeit von Fließgewässern, Verminderung von Schadstoffeinträgen in Grund- und Oberflächengewässer. Für die Trinkwasserversorgung gegenwärtig von besonderer Bedeutung sind die hohen Nitratgehalte vieler Grundwasserkörper sowie auch die Einträge von Pflanzenschutzmitteln, die in manchen Regionen bereits zusätzliche Anstrengungen zur Gewährleistung der Trinkwasserqualität erfordern. Durch die in 2017 erfolgte Novellierung der Düngeverordnung sollen zukünftig die Nitratreinträge aus der

Landwirtschaft deutlich reduziert und auch durch strengere Vorgaben zum Einsatz von Pflanzenschutzmitteln die Grundwasserqualität wieder verbessert werden.

Im Bereich der Abwasserbehandlung ist in den letzten Jahren das Auftreten von Spurenstoffen (Pharmaka, Inhaltsstoffe von Haushaltschemikalien und Körperpflegemitteln, u.a.) und Keimen im Wasserkreislauf verstärkt in den Fokus des öffentlichen Interesses gerückt. Obwohl gegenwärtig noch keine gesetzlichen Vorgaben zur Eliminierung dieser Stoffe existieren, kann davon ausgegangen werden, dass zukünftig eine Entfernung dieser Stoffe und anderer Mikroverunreinigungen (z.B. auch Mikroplastik, deren Vorkommen bereits in allen Flüssen West- und Süddeutschlands nachgewiesen wurde [LUBW 2018]) bei der Abwasserbehandlung gefordert werden. Auch die Hygienisierung bzw. Desinfizierung von Kläranlagenabläufen zur Entfernung multiresistenter Keime oder Legionellen wird zukünftig zunehmend an Bedeutung gewinnen. Die Abtrennung der Spurenstoffe und Keime im Rahmen einer weitergehenden und sogenannten „4. Reinigungsstufe“ wird den Betrieb von zusätzlicher Verfahrenstechnik erfordern, die Investitionsbedarf, Betriebskosten und Energieverbrauch von Abwasserbehandlungsanlagen deutlich erhöhen werden.

- Verstärkte Erhaltungs-, Ersatz- und Umbauinvestitionen in die Ver- und Entsorgungsnetze, insbesondere vor dem Hintergrund des demografischen Wandels in vielen Regionen Deutschlands.

Für die nächsten Jahrzehnte wird ein Bevölkerungsrückgang von derzeit ca. 83 Mio. auf etwa 70 Mio. im Jahr 2060 sowie eine Verschiebung der Altersstruktur in Richtung älterer Menschen prognostiziert. Weiterhin findet in Deutschland eine starke Bevölkerungsbewegung sowohl zwischen den einzelnen Regionen als auch in Richtung größerer Ballungszentren statt. Diese Bewegungen haben z. T. gravierende Auswirkungen auf die wasserwirtschaftliche Infrastruktur, insbesondere hinsichtlich der langfristigen Planung und Finanzierung von Bauwerken, Anlagen, Leitungs- und Kanalnetzen. Als Reaktion auf sinkende Wassernutzungsmengen müssen bestehende Leitungen immer häufiger gespült bzw. langfristig sogar zurückgebaut oder durch angepasste dezentrale Systeme ersetzt werden. Durch die rückläufigen Wasserverbräuche und reduzierte Fremdwasserzutritte ändert sich auch die Abwasserzusammensetzung, die zudem durch den zunehmenden Anteil älterer Menschen auch höhere Konzentrationen an Arzneimittelrückständen enthalten können. Dies erfordert ebenfalls entsprechende Anpassungen in der Abwasseraufbereitung. Insbesondere in Regionen mit geringerer Bevölkerungsdichte besteht durch diese Entwicklungen die Gefahr einer erheblichen Kostensteigerung für die Wasserversorgung und Abwasserentsorgung. Aufgrund der langen Nutzungsdauer von Wasserinfrastruktureinrichtungen sowie deren hohen Investitions- und Betriebskosten sind vorausschauende und individuell an die jeweilige Region angepasste Konzepte notwendig. So wird beispielsweise der Einsatz neuartiger Sanitärsysteme mit getrennter Erfassung und Aufbereitung von Abwasserströmen, Wertstoffrecycling von Abwasserinhaltsstoffen (Phosphor, Stickstoff, Kalium) sowie Möglichkeiten zur Wasserwiederverwendung zukünftig an Bedeutung gewinnen.

- Anpassung der Anlagen an den Klimawandel und den dadurch immer häufiger auftretenden Extremwetterereignissen.

Obwohl es derzeit noch schwierig ist, die zukünftigen Auswirkungen des Klimawandels für regionale und lokale Bereiche mit einer für Maßnahmenplanungszwecke hinreichenden Genauigkeit vorherzusagen, so müssen diese jetzt schon bei Bau und Betrieb wasserwirtschaftlicher Anlagen in angemessenem Maß berücksichtigt werden. Zur Begegnung häufiger werdender

Starkregen- und Hochwasserereignisse müssen Rückhalteräume und Ableitungsmöglichkeiten geschaffen bzw. ausgebaut, Bewirtschaftungspläne von Talsperren angepasst und Kanalisationsysteme ausreichend dimensioniert werden. Länger anhaltende Trocken- und Hitzeperioden führen gegenwärtig bereits immer häufiger zu regionalen Engpässen in der Wasserversorgung bzw. sich verschärfenden Nutzungskonkurrenzen sowie auch zu einer Erhöhung von Nähr- und Schadstoffkonzentrationen der betreffenden Gewässer. Verschiedenen Prognosemodellen zufolge können sich die jährlichen gebietsbürtigen Abflüsse insbesondere in einigen ohnehin schon regenarmen Regionen Ostdeutschlands auf bis zu 30 l/m<sup>2</sup> deutlich verringern und damit auch die Neubildung von Grundwasser stark beeinträchtigen [BMBF 2014]. Als Gegenmaßnahme können hier eine Reduzierung der Flächenversiegelung und die dezentrale Versickerung von Regenwasser die Grundwasserneubildung unterstützen.

Es wird daher immer wichtiger - teils auch länderübergreifend - neue Wasserwirtschaftspläne und Organisations- sowie Kommunikationsstrukturen zum Sicherheits-, Risiko- und Krisenmanagement zu erarbeiten, um Extremwetterereignissen infolge des Klimawandels zukünftig besser begegnen zu können.

- Errichtung neuer Anlagen für die Klärschlamm Entsorgung sowie Implementierung von Verfahren zur Phosphorrückgewinnung.

Aufgrund der zahlreichen im Klärschlamm enthaltenen Schadstoffe und ihrer potenziellen Gefährdung für Boden und Grundwasser wurde im Jahr 2017 politisch entschieden aus der landwirtschaftlichen Klärschlammverwertung auszusteigen. Die novellierte Klärschlammverordnung sieht nun vor, dass bis auf einige Ausnahmen (Größenklassen 1 bis 4a) die anfallenden Klärschlämme ab 2029 bzw. 2032 einer thermischen Behandlung zugeführt werden müssen. Weiterhin ist dann aus Gründen des Ressourcenschutzes auch die Rückgewinnung von Phosphor aus Abwasser oder dem Klärschlamm verbindlich vorgeschrieben. In den nächsten Jahren müssen sich die Betreiber von Abwasserbehandlungsanlagen mit neuen Klärschlamm Entsorgungskonzepten auf diese geänderte Situation einstellen und ggf. eigene Anlagen zur thermischen Klärschlammbehandlung errichten. Obwohl bereits eine Reihe von Verfahren zur Phosphorrückgewinnung entwickelt wurden, müssen diese in den nächsten Jahren erst noch zur Marktreife gebracht und dann in die Abwasserbehandlungs- bzw. Klärschlammverbrennungsanlagen integriert werden.

- Verbesserung der Energieeffizienz wasserwirtschaftlicher Anlagen und vermehrte Nutzung von Potenzialen zur Eigenenergieerzeugung.

Im Wesentlichen bisher getrieben durch stetig steigende Strompreise wurden in wasserwirtschaftlichen Anlagen zahlreiche Anstrengungen unternommen, den Energieverbrauch zu minimieren und eigene Potenziale zur Energieerzeugung besser zu nutzen. Die Fortsetzung dieses Trends hat nach wie vor einen hohen Stellenwert und wird intensiv durch staatlich geförderte Forschungsprogramme zur Entwicklung neuer Konzepte und Technologien unterstützt (z.B. der BMBF-Fördermaßnahme ERWAS). Schwerpunkte dieser Forschungen liegen u. a. in dem Einsatz energiesparender Verfahren und Aggregate, in der verbesserten Ausnutzung des biochemisch im Abwasser enthaltenen Energiepotenzials, einer intensiveren Nutzung moderner Mess-, Steuer- und Regeltechnik mit Unterstützung durch digitale Betriebsführungsmodelle, sowie zunehmend auch die Nutzung von Synergieeffekten, die sich durch Interaktionen wasserwirtschaftlicher Anlagen mit externen Energieerzeugern oder -verbrauchern ergeben (s. Kap. 3).

## **2.2 Energiewirtschaft in Deutschland**

Deutschland steht nach China, USA, Indien, Russland, Japan und Kanada an siebter Stelle der größten Energiemärkte der Welt, wobei sein Primärenergiebedarf zum großen Teil durch Importe gedeckt wird. Das Verhältnis dieses hohen Energiebedarfs zu der - nach USA, China und Japan - weltweit vierthöchsten Wirtschaftsleistung Deutschlands zeigt jedoch, dass Energie hierzulande im internationalen Vergleich bereits relativ effizient genutzt wird. Der weltweite Durchschnitt des spezifischen Energieverbrauchs liegt etwa doppelt so hoch.

Unter dem Begriff Energiewirtschaft wird allgemein das Handeln von Akteuren und Institutionen eines Landes verstanden, die sich mit der Produktion, Verarbeitung und Verteilung von Primär- und Sekundärenergieträgern zur Versorgung seiner Bevölkerung und Betriebe mit Energie beschäftigen. Die Wertschöpfungskette dieses Wirtschaftszweigs beginnt mit der Beschaffung von Primärenergieträgern (Exploration, Gewinnung oder Import von z.B. Kohle, Öl, Gas oder auch Biomasse), führt über die Umwandlung in Kraft- und Heizwerken, den Transport über Verteilnetze bis zum Handel und Vertrieb als Nutzenergie an die Endverbraucher. Neben der Verfügbarkeit von Primärenergieträgern hängt die jeweilige Ausprägung von Energiesystemen maßgeblich von den wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen eines Staates ab.

### **2.2.1 Rahmenbedingungen**

#### **2.2.1.1 Versorgungssituation und Verbrauchsstrukturen**

Deutschland besitzt geringe Reserven an fossilen Primärenergieträgern, weshalb diese in hohem Maße importiert werden müssen. Der Importanteil zur Deckung des Primärenergiebedarfs beträgt insgesamt etwa 70 %, bei den Energieträgern Mineralöl, Erdgas und Steinkohle sogar mehr als 90 %. Hauptherkunftsländer der importierten Primärenergieträger sind für Erdöl und Erdgas Russland, Norwegen und Niederlande, für Steinkohle Russland, USA und Australien. Die inländisch in größerem Umfang vorhandenen und genutzten Primärenergiequellen sind Braunkohle und die Erneuerbaren Energien. Daneben existieren einige Lagerstätten von Erdgas und -öl, die jedoch in weitaus geringerem Maß zur Eigenversorgung beitragen (Abbildung 2.9). Die inländische Förderung von Steinkohle wurde Ende 2018 eingestellt. Deutlich zugenommen hat hingegen die Nutzung der Erneuerbaren Energien. Deren Anteil am gesamten Primärenergieverbrauch Deutschlands stieg im Zeitraum von 1990 bis 2017 von 1,3 % auf 13,1% an.

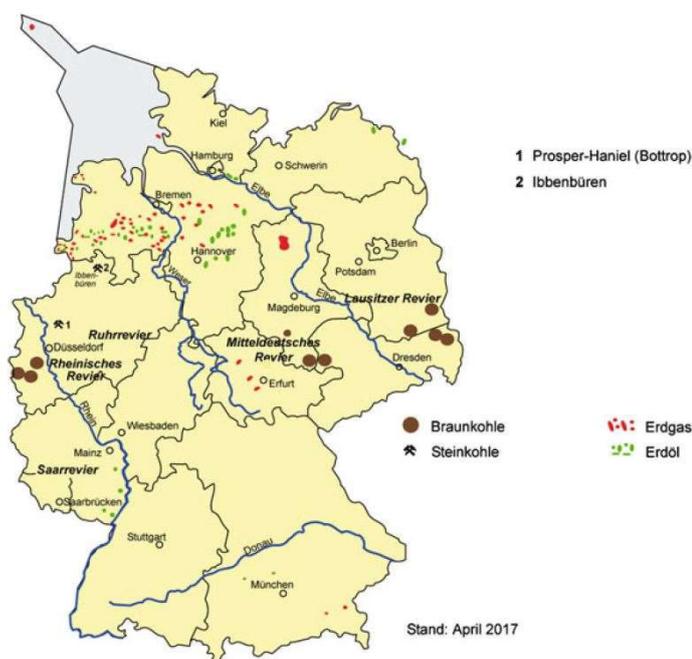


Abbildung 2.9: Gewinnung fossiler Primärenergieträger in Deutschland [Schiffer 2019]

Primärenergie bezeichnet zunächst nur den Energiegehalt natürlich vorkommender Energieträger. Die für den Endverbraucher letztendlich nutzbaren Energieformen wie Wärme, mechanische Energie oder Licht werden durch diverse technische Prozesse und Energiedienstleistungen aus Primärenergie erzeugt und an Ort und Zeitpunkt des Bedarfs bereitgestellt. Die Nachfrage nach Nutzenergie ist daher grundsätzlich nicht an den Einsatz bestimmter Primärenergieträger wie z. B. Öl oder Kohle gebunden, vielmehr bestehen hier vielfältige Substitutionsmöglichkeiten zwischen den Energieträgern in Abhängigkeit technischer, wirtschaftlicher und gesellschaftspolitischer Rahmenbedingungen.

Angestoßen durch die Diskussionen um Klimawandel und Verknappung fossiler Ressourcen befindet sich der deutsche Energiemarkt im Umbruch mit dem Hauptfokus auf vermehrter Nutzung regenerativer Energien und Emissionsminderung von Treibhausgasen. Ziel der Bundesregierung ist, den Anteil des in Deutschland verbrauchten Stroms bis 2025 zu 40-45%, bis 2035 zu 55-60% und bis 2050 zu 80% durch Erneuerbare Energien zu erzeugen. Die zweite Säule der Energiewende besteht in einer deutlichen Steigerung der Energieeffizienz. Ziel für 2050 ist eine 50%ige Reduktion des Primärenergiebedarfs Deutschlands gegenüber dem Jahr 2008. Von großer Bedeutung wird dabei die intensivere Interaktion und Kopplung der Energiedienstleistungen verschiedener Sektoren zu einem insgesamt effizienteren und flexibleren Gesamtsystem sein.

Im Wirtschaftszweig der Energieversorgung sind deutschlandweit etwa 2.000 Unternehmen mit über 220.000 Beschäftigten und einem Umsatz von knapp 500 Milliarden Euro aktiv [Destatis 2018]. Neben Kraftwerks- und Netzbetreibern sind dies Lieferanten von Strom, Gas und Flüssig- und Festbrennstoffen, Anbieter von Wärme- und Kälteversorgung sowie weitere Dienstleister.

Die Struktur des deutschen Kraftwerksparks ist über viele Jahrzehnte historisch gewachsen. Die regionale Lage der vorhandenen Kraftwerkskapazitäten orientierte sich aus Gründen der Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit entweder an der Nähe zu den Verbrauchsschwerpunkten oder der Verfügbarkeit von Energieträgern bzw. Hilfsstoffen. Die Braunkohle-Kraftwerke liegen daher in direkter Nähe der Gruben im Rheinischen, Helmstedter, Mitteldeutschen und

Lausitzer Revier, die Steinkohle-Kraftwerke im Ruhr- und Saarrevier sowie aufgrund kostengünstiger Transportmöglichkeiten an Binnenwasserstraßen und in Küstenregionen. Die Kernkraftwerke befinden sich aufgrund ihres hohen Kühlwasserbedarfs an den großen Flussläufen Elbe, Rhein, Donau, Neckar, Isar, Ems und Leine. Gaskraftwerke sind aufgrund der guten Verfügbarkeit des Brennstoffs über das Gasnetz flächendeckend in der gesamten Bundesrepublik vertreten. Der Großteil der erneuerbaren Energieerzeugung findet hingegen dezentral, also in lastfernen ländlichen Regionen oder im Offshore-Bereich statt.

Bei der Transformation von Primär- zu Endenergie sowie von End- zu Nutzenergie treten z. T. hohe Umwandlungsverluste auf, die Schätzungen zufolge in Deutschland insgesamt bei etwa 60 - 70% liegen. Ein Großteil dieser Verluste entsteht bei der Stromerzeugung in fossilen Kraftwerken sowie durch den überwiegenden Einsatz von Verbrennungsmotoren im Verkehrssektor.

Die fossilen Primärenergieträger werden jeweils schwerpunktmäßig für bestimmte Anwendungen eingesetzt. Mineralöl wird größtenteils im Mobilitätssektor eingesetzt, Erdgas überwiegend zur Wärmeerzeugung und Braun- und Steinkohle fast ausschließlich zur Stromerzeugung.

Auf der Nachfrageseite lässt sich die Nutzung von Energie in die vier Bereiche Niedertemperatur- und Prozesswärme, Stromanwendungen und Verkehr unterteilen. Die dafür eingesetzten Endenergieträger sind Strom, Brenn- und Kraftstoffe sowie Fernwärme. Der Bedarf der Nutzungsbereiche Verkehr, Niedertemperatur- und Prozesswärme wird in Deutschland größtenteils durch Einsatz von Brenn- und Kraftstoffen gedeckt. Insgesamt wird die genutzte Endenergie zu 56 % für Wärme- und Kälteanwendungen, zu 39 % zur Erzeugung mechanischer Energie und zu etwa 5 % für Beleuchtung, Informations- und Kommunikationstechnik eingesetzt. Der gesamte Endenergieverbrauch Deutschlands verteilt sich zu 28,2 % auf den Sektor Industrie, 16,2 % auf Gewerbe, Handel und Dienstleistung (GHD), 26,1 % auf die privaten Haushalte und 29,5 % im Verkehrssektor [AGEB 2017].

### **2.2.1.2 Rechtliche, politische und ökonomische Rahmenbedingungen**

Die Energiewirtschaft Deutschlands wurde in den letzten zwei Jahrzehnten u. a. aufgrund von Vorgaben der Europäischen Union (EU) weitgehend liberalisiert und unterliegt damit dem freien Wettbewerb nach marktwirtschaftlichen Prinzipien. Zur Sicherstellung der Versorgung sowie zur Umsetzung energiepolitischer Zielstellungen wie dem Ausbau der Erneuerbaren Energien oder der Einführung des europäischen Emissionshandels ist im Laufe der Jahre ein äußerst komplexes und sich ständig änderndes System rechtlicher Vorgaben entstanden.

Die wesentlichen energiepolitischen Rahmenbedingungen werden heute weitgehend auf EU-Ebene festgelegt mit dem Ziel, dadurch eine Harmonisierung der Bedingungen für eine kostengünstige, sichere und umweltschonende Energieversorgung unter fairen Wettbewerbsbedingungen innerhalb des europäischen Binnenmarktes zu erreichen. Zu den für die nationale Gesetzgebung im Energiesektor maßgeblichen EU-Vorgaben gehören beispielsweise die Binnenmarktrichtlinien Elektrizität und Erdgas, die Erneuerbare Energien Richtlinie, die Energieeffizienzrichtlinie und die Energiesteuerrichtlinie. Daneben existieren auch unmittelbar rechtswirksame EU-Verordnungen wie z. B. Stromhandelsverordnung, Erdgasfernleitungsverordnung oder Übertragungsnetzausgleichsverordnung, die den Energiehandel zwischen den europäischen Staaten regulieren.

Auf nationaler Ebene bildet in Deutschland das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) den Rechtsrahmen für leitungsbundene Energie und ist die Grundlage für eine Reihe weiterer Verordnungen wie die Strom-/Gasnetzzugangs- und -entgeltverordnungen, Anreizregulierungs- und Konzessionsabgabenverordnung. Wesentliche Aufgaben der staatlichen Steuerung und Kontrolle werden hier durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) wahrgenommen.

Das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) mit seinen Durchführungsverordnungen regelt die Abnahme und Vergütung von regenerativ erzeugtem Strom durch die EVU's bzw. Netzbetreiber und soll durch regelmäßige Anpassungen an die aktuellen Marktbedingungen den forcierten Ausbau der Erneuerbaren Energien unterstützen. Ähnliche Ziele, nur im Bereich effizienter Primärenergieausnutzung, verfolgt auch das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) mit Abnahmepflichten und Mindestvergütungen durch die Netzbetreiber.

Beispielhaft für eine ganze Reihe weiterer den Energiemarkt regelnder Vorschriften seien hier das Energie- und Stromsteuergesetz, das Atomgesetz, das Bundesimmissionsschutzgesetz sowie die Gesetze zur Umweltverträglichkeitsprüfung, zur Bundesbedarfsplanung und zum Energieleitungsausbau genannt.

Die Fülle dieser gesetzlichen Rahmenbedingungen zeigt, wie stark der steuernde Einfluss der Politik auf den deutschen Energiemarkt heute ist. So wie derzeit der Ausbau der Erneuerbaren Energien, wurden jedoch auch in der Vergangenheit die Erschließung und der Ausbau von Kohle- und Atomstrom durch staatliche Förderung massiv unterstützt. Ohne diese hätten sich Kohle und insbesondere die Kernkraft bei weitem nicht in dem Maße etablieren können, wie wir sie heute bei uns vorfinden.

Die fortlaufende Anpassung der Rechtsvorgaben für das Energiesystem wird durch wirtschaftliche, ökologische, gesellschafts- und sicherheitspolitische Zielstellungen beeinflusst. Die angestrebte gleichrangige Berücksichtigung dieser Ziele ist jedoch oftmals einer wechselnden Priorisierung einzelner Ziele aufgrund aktueller Ereignisse und politischer Strömungen unterlegen.

Aus wirtschaftlicher Sicht ist für die erfolgreiche Behauptung deutscher Unternehmen auf internationalen Märkten eine sichere und wettbewerbsfähige Energieversorgung eine wesentliche Grundvoraussetzung. Obwohl die Verbraucherpreise für Strom durch den stark geförderten Ausbau der Erneuerbaren Energien - im Wesentlichen über EEG-Umlage und Netzentgelte - deutlich angestiegen sind, haben niedrige Beschaffungskosten u. a. aufgrund des Merit-Order-Effektes der Erneuerbaren an der Strombörse eine gewisse abschwächende Wirkung auf den Preisanstieg gehabt. Energieintensive Betriebe können zudem zum Erhalt ihrer Wettbewerbsfähigkeit von der EEG-Umlage befreit werden, was allerdings dazu führt, dass die Hauptlast dieser Umlage von den privaten Haushalten getragen werden muss. Preisentwicklung und Kostenverteilung zwischen Wirtschaft und Bevölkerung werden weiterhin entscheidenden Einfluss auf die gesellschaftspolitische Akzeptanz der eingeleiteten Energiewende behalten.

Ein weiterer Aspekt betrifft die Sicherheit der Energieversorgung. Produktionsausfälle infolge von Stromausfällen oder Spannungsschwankungen sind bisher in Deutschland trotz deutlichen Zuwachses des Anteils an Erneuerbaren Energien durch die im weltweiten Vergleich hohe Netzstabilität äußerst selten. Allerdings sind zur Sicherung der Stromversorgung aufgrund der gestiegenen Volatilität der Energieerzeugung seitens der Netzbetreiber zunehmend regelnde Eingriffe zur Vermeidung von Netzengpässen (Redispatch-Maßnahmen) erforderlich geworden.

Bei weiter ansteigender Stromeinspeisung aus Wind- und Photovoltaikanlagen werden zum Ausgleich von Schwankungen über längere Zeiträume zusätzliche Speicherkapazitäten benötigt. Neben Batterien und Pumpspeicherkraftwerken, die sich eher als Kurzzeitspeicher eignen, kommen hierfür insbesondere die Power-to-Gas-Technologien als Langzeitspeicher in Frage. Alternativ zur Speicherung können auch konventionelle Reservekraftwerke auf Basis von Gas oder Kohle vorgehalten werden, die allerdings aufgrund ihrer geringen Laufzeiten aus dem Stromverkauf allein nicht mehr zu finanzieren wären. Zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit, sei es durch Redispatch-Maßnahmen, den Ausbau von Speicherkapazitäten, Vorhaltung von Reservekraftwerken oder auch den ohnehin notwendigen Netzausbau zum Ausgleich regionaler Unterschiede von Erzeugung und Verbrauch, ist mit deutlich steigenden Kosten für den Umbau und Betrieb der Netzinfrastruktur zu rechnen. Andererseits führt der durch den Ausbau Erneuerbarer Energien sinkende Bedarf an fossilen Energieträgern zu einer größeren Unabhängigkeit von Importen aus dem Ausland und damit zu einer Verringerung des sicherheitspolitischen Risikos von Lieferausfällen und Preisschwankungen seitens der exportierenden und durchleitenden Staaten.

Aus ökologischer Sicht ist gegenwärtig der Hauptfokus auf die klima- und umweltschädlichen Emissionen gerichtet, die größtenteils im Energiesektor durch den hohen Nutzungsanteil fossiler Energieträger entstehen. Die auf der UN-Klimakonferenz in Paris 2015 beschlossene Begrenzung des Temperaturanstiegs und die daraus abgeleiteten CO<sub>2</sub>-Reduktionsvorgaben der EU sind nur durch erhebliche Umstrukturierung und Dekarbonisierung des Energiesektors zu erreichen. Diese Erkenntnis sowie maßgeblich auch der nach der Katastrophe von Fukushima von der Bundesregierung endgültig beschlossene Ausstieg aus der Kernenergie haben letztendlich die Aktivitäten zur Neuordnung unserer gesamten Energieversorgung massiv verstärkt. Neben den Treibhausgasen haben auch weitere umweltschädigende Emissionen aus der Verbrennung von Energierohstoffen wie Schwefel-, Stickoxid- und Feinstaubbelastungen zu regelmäßigen Anpassungen von Rechtsvorschriften wie beispielsweise den Verordnungen zum Bundesimmissionsschutzgesetz geführt.

### **2.2.2 Status Quo**

In der Energiewirtschaft werden der Bedarf sowie die Nutzung von Energie anhand von Begriffen wie Primärenergie, Sekundärenergie, Endenergie und Nutzenergie beschrieben. Primärenergie bezeichnet den chemischen oder potenziellen Energiegehalt des direkt der Natur entnommenen Energieträgers. Durch Umwandlungsprozesse wie zum Beispiel in Raffinerien oder Kraftwerken wird diese in Sekundärenergie umgewandelt und über unterschiedliche Transportsysteme weiterverteilt. Die dann beim Endverbraucher ankommende Endenergie wird über weitere Wandlungsprozesse in Nutzenergie wie mechanische Arbeit, Wärme oder Licht überführt. Jeder einzelne Umwandlungsprozess dieser Nutzungskette ist durch mehr oder weniger große Umwandlungsverluste gekennzeichnet, die wesentlichen Einfluss auf den Wirkungsgrad oder die Effizienz der Energietransformation haben.

Einen Überblick über die Energieströme des Energiesystems Deutschlands zeigt die folgende Abbildung 2.10.

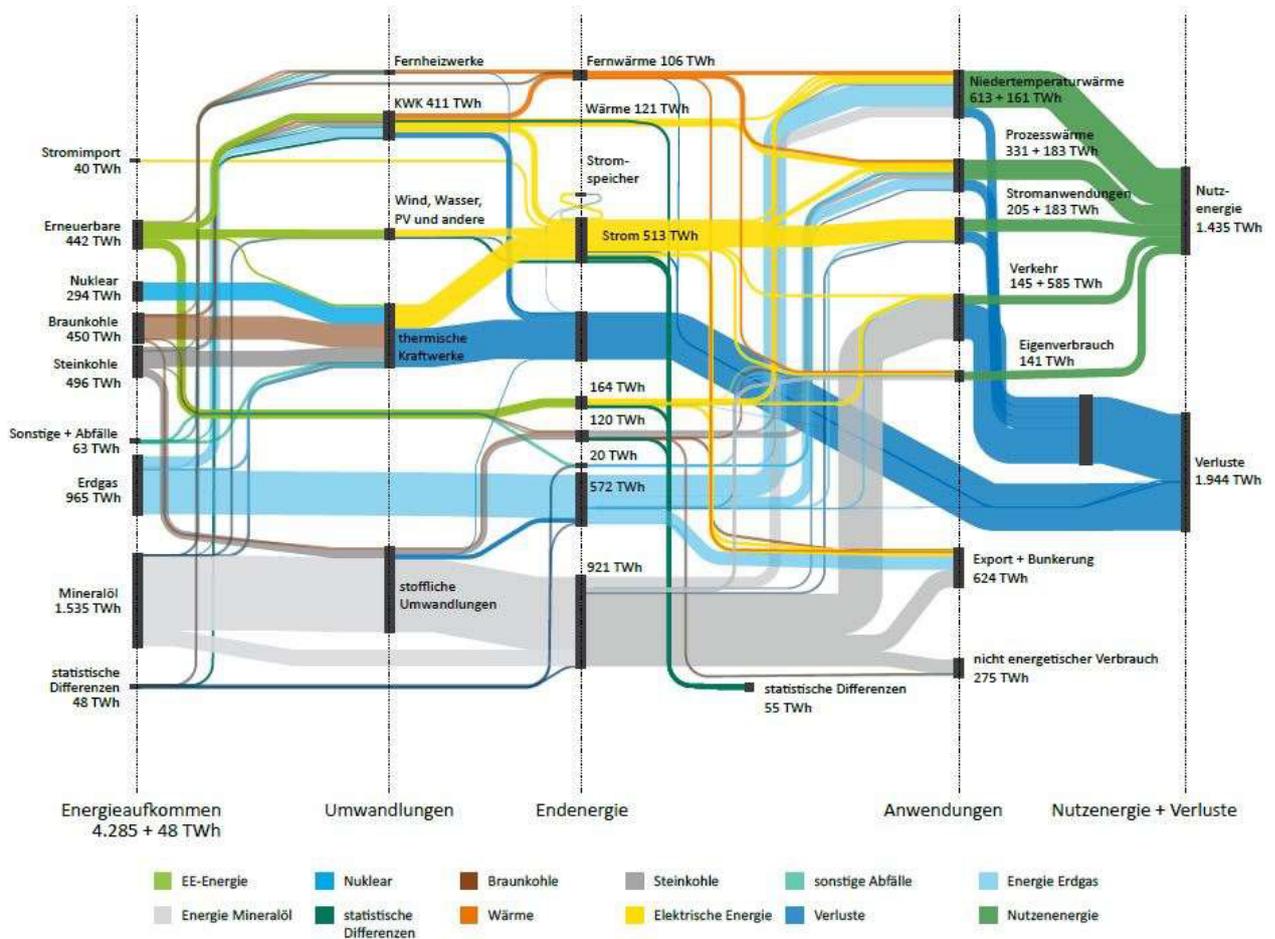


Abbildung 2.10: Flussdiagramm für das deutsche Energiesystem in 2014 [Ausfelder et al. 2017]

Diese Abbildung stellt die gesamten Energieflüsse Deutschlands ausgehend von den eingesetzten Primärenergieträgern über ein komplexes System von Umwandlungsschritten zu Endenergie und deren Verteilung auf die verschiedenen Anwendungsbereiche dar. Trotz der vielfältigen Verflechtungen der einzelnen Nutzungsketten lassen sich aus dieser Übersicht bereits wesentliche Charakteristika unseres derzeitigen Energiesystems entnehmen.

Der Primärenergieträgereinsatz wird nach wie vor von den fossilen Brennstoffen, allen voran Mineralöl, dominiert. Dabei findet Mineralöl seine Anwendung hauptsächlich im Verkehrssektor, Erdgas in der Erzeugung von Niedertemperatur- und Prozesswärme, Kohle und Kernkraft in der Stromerzeugung. Der Einsatz der Erneuerbaren verteilt sich auf die Erzeugung von Strom (Wind- und Wasserkraft, Photovoltaik) sowie auf die direkte und durch Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) mit der Stromerzeugung gekoppelte Wärmebereitstellung im Wesentlichen auf Basis von Biomasse.

Das Gesamtaufkommen an Primärenergie wird letztendlich nur zu etwa einem Drittel in Nutzenergie überführt. Neben Anteilen für Export und Bunkerung sowie nichtenergetischer, d.h. stofflicher Nutzung wird der Rest als Wärmeverlust an die Umgebung abgegeben. Die größten Verlustströme sind dabei im Verkehrssektor sowie bei der Stromerzeugung in thermischen Kraftwerken zu verzeichnen.

Der Anteil von Strom, der bereits zwar schon zu etwa einem Drittel aus regenerativer Energie erzeugt wird, beträgt allerdings insgesamt nur etwa ein Fünftel des gesamten Endenergieverbrauchs.

Ein detaillierter Blick auf die einzelnen Bereiche des deutschen Energiesystems wird in den folgenden Kapiteln gegeben.

### 2.2.2.1 Primärenergieeinsatz

Der Primärenergieverbrauch Deutschlands lag im Jahr 2017 bei 13.594 PJ (3.776 TWh) und ist über die letzten Jahrzehnte gesehen leicht rückläufig. Dabei haben sich die Anteile der einzelnen Primärenergieträger jedoch stark verändert. Während der Einsatz von Braunkohle und Kernenergie deutlich, sowie auch Mineralöl und Steinkohle merklich gesunken ist, haben Gasverbrauch und die Erneuerbaren Energien stetig zugenommen (Abbildung 2.11).

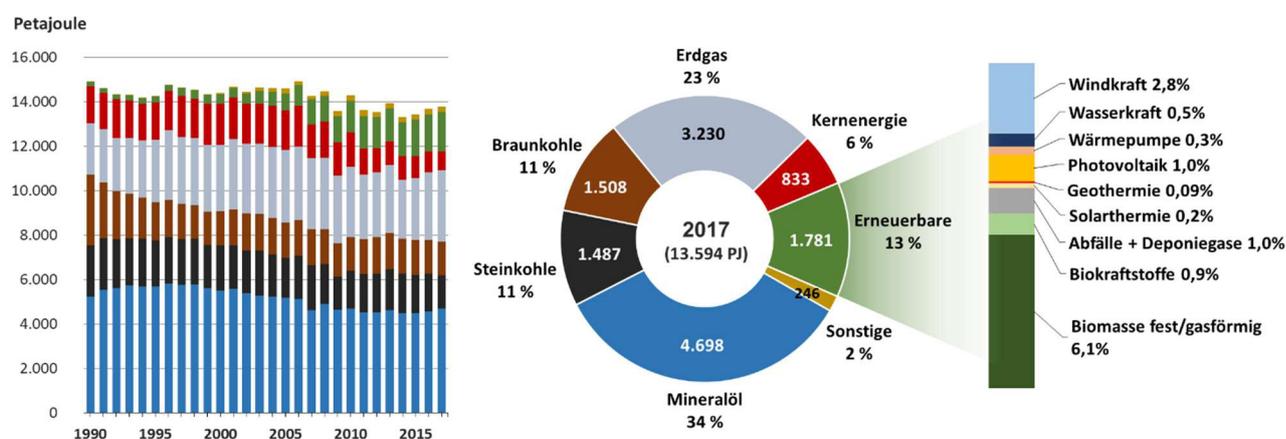


Abbildung 2.11: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern in Deutschland [BMWI 2018b]

Der Anteil der Erneuerbaren am Primärenergieverbrauch ist bis 2017 auf etwa 13 % angewachsen. Davon nehmen den größten Teil die Biomasse- und Biogasnutzung mit knapp 50 % und die Windkraft mit 22 % ein.

Die folgende Abbildung 2.12 zeigt die Entwicklung der inländischen Primärenergiegewinnung und des Importanteils für die einzelnen Energieträger. Die inländische Primärenergiegewinnung hat insbesondere in den 90er Jahren aufgrund der vermehrten Zechenschließungen infolge der Weltmarktpreisentwicklung für Steinkohle stark abgenommen. In den folgenden Jahren hielt sich die Inlandsgewinnung auf annähernd konstantem Niveau, da der weitere Rückgang der Kohleförderung durch den zunehmenden Ausbau der Erneuerbaren Energien kompensiert wurde. Diese haben sich mittlerweile mit 45 % zum bedeutendsten Energieträger der Inlandserzeugung entwickelt, gefolgt von Braunkohle (38 %) und weitaus geringeren Anteilen von Erdgas, Erdöl und Sonstigen.

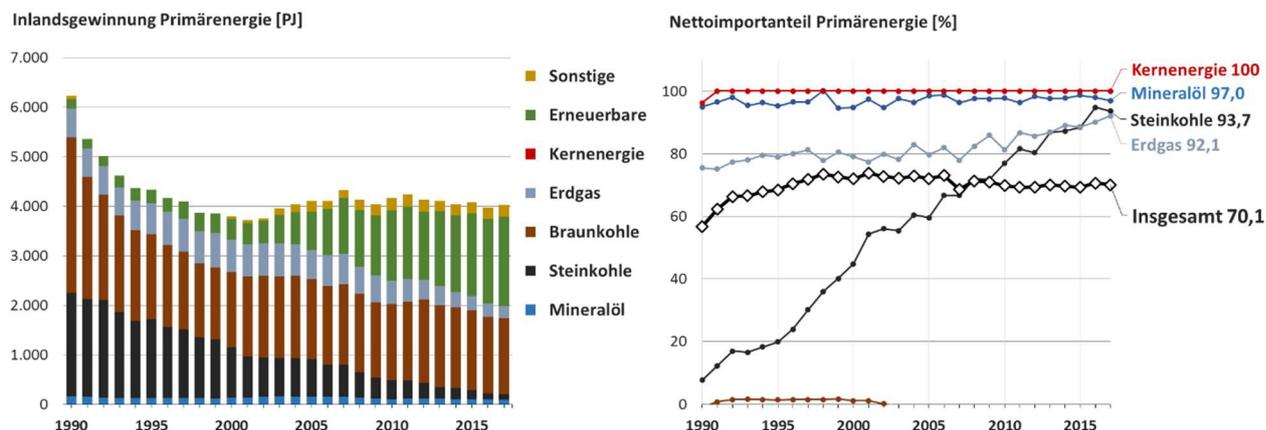


Abbildung 2.12: Primärenergiegewinnung und -import in Deutschland [BMWI 2018b]

Der Importanteil des Primärenergieverbrauchs ist in den 90er Jahren von etwa 60 % auf über 70% angestiegen, hat sich seit 2000 jedoch auf diesem Niveau relativ konstant gehalten. Den größten Anteil an den Importen hat Mineralöl (47 %) vor Erdgas (31 %), Steinkohle (14 %) und Kernbrennstoffen (9 %).

Die Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland hat insbesondere ab 2002 stark zugenommen. Während vorher die regenerative Energiegewinnung fast ausschließlich in der Nutzung von Bioabfällen, Holz und anderen festen Biomassen sowie der Wasserkraft lagen, etablierten sich in den Folgejahren auch Windkraft, Photovoltaik, Biogas und Biokraftstoffe sowie weitere Technologien mit stetig wachsenden Anteilen am Primärenergieaufkommen (Abbildung 2.13).

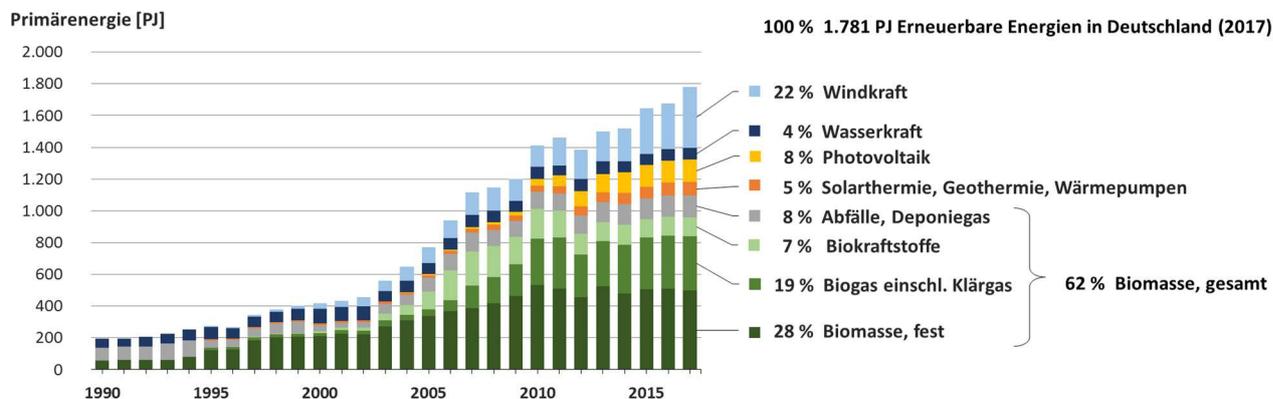


Abbildung 2.13: Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland [BMWI 2018b]

### 2.2.2.2 Öffentliche Energieversorgung

Die Erzeugung von Elektrizität erfolgt im Wesentlichen durch Unternehmen der allgemeinen Stromversorgung sowie einer - aufgrund der bevorzugten Förderung Erneuerbarer Energien - stetig anwachsenden Zahl weiterer Betreiber von Stromerzeugungsanlagen, die in das öffentliche Netz einspeisen. Daneben betreiben auch viele Industriebetriebe eigene Kraftwerke zur Deckung ihres Strom- und Wärmebedarfs, die zumeist über den Anschluss an das allgemeine Versorgungsnetz ihren Fehlbedarf sowie erzeugten Überschussstrom ausgleichen.

Im Jahr 2017 betrug die installierte Gesamtleistung der an das deutsche Stromnetz angeschlossenen Stromerzeugungsanlagen 219,3 GW (brutto). Die einzelnen Bundesländer weisen bezüglich der installierten Kraftwerksleistung sowie der zur Stromerzeugung eingesetzten Primärenergieträger recht große Unterschiede auf (Abbildung 2.14). Die größten konventionellen Kraftwerkskapazitäten hat Nordrhein-Westfalen, während Bayern und Niedersachsen die größten Kapazitäten für Erneuerbare Energien besitzen. Dabei dominiert in den nördlichen Bundesländern die Nutzung von Windenergie und im Süden der Betrieb von Photovoltaik- und Wasserkraftanlagen. Kernkraftwerke werden gegenwärtig noch in den vier Bundesländern Bayern, Baden-Württemberg, Niedersachsen und Schleswig-Holstein betrieben. In den Bundesländern Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen-Anhalt, Schleswig-Holstein und Rheinland-Pfalz überwiegt mit über 70 % die Stromerzeugung aus Erneuerbaren, in den Stadtstaaten Berlin, Hamburg und Bremen hingegen mit über 85 % die konventionelle Erzeugung. Bundesweit nimmt der Anteil der installierten Leistung Erneuerbarer Energien an der gesamten installierten Erzeugungsleistung bereits mehr als 50 % ein.

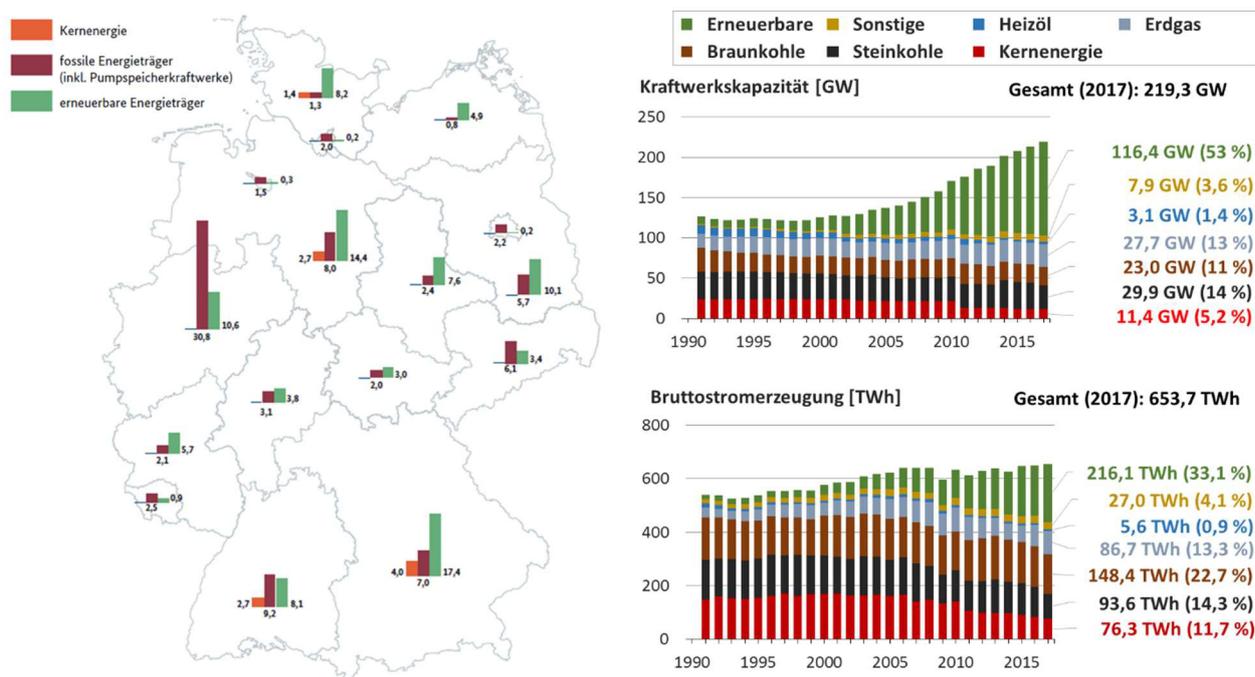


Abbildung 2.14: Kraftwerkskapazitäten und Stromerzeugung in Deutschland [BMWi 2018b]

Während die Gesamt-Kraftwerkskapazitäten in Deutschland seit 2000 um 75 % zugenommen haben, ist die Brutto-Stromerzeugung im gleichen Zeitraum nur um 13 % angestiegen bzw. innerhalb der letzten zehn Jahre annähernd konstant geblieben. Dies liegt im Wesentlichen an dem starken Zuwachs der installierten Leistung von Wind- und Solarkraftwerken, die aufgrund des regional und saisonal schwankenden Energiedargebots deutlich geringere Jahresbetriebsstunden als konventionelle Kraftwerke haben und darüber hinaus durch ihre vorrangige Einspeisung zu Zeiten hohen Energieangebots die Einsatzzeiten der konventionellen Kraftwerke reduzieren bzw. auch zum Abbau von Kapazitäten geführt haben.

Die Brutto-Stromerzeugung lag 2017 in Deutschland bei 653,7 TWh, wovon 91,5 % auf Kraftwerke der Energieversorger inklusive von Dritten betriebenen Anlagen und 8,5 % auf Kraftwerke der Industrie entfallen. Die Erneuerbaren Energien tragen bereits mit gut einem Drittel zur Gesamt-Stromerzeugung bei. Die größten Anteile liefern hier die Windkraft (49 %), Biomasse (23 %) und

Photovoltaik (18 %). Der Anteil der in KWK-Anlagen erzeugte Strom ist bis 2017 mit 124 TWh auf etwa 20 % der Netto-Stromerzeugung angestiegen.

Die Stromverteilung vom Erzeuger zum Verbraucher erfolgt in Deutschland über ein auf vier Spannungsebenen verteiltes Stromnetz. Das Übertragungsnetz (Höchstspannung) dient dem überregionalen Transport der von den Großkraftwerken oder auch den Offshore-Windparks eingespeisten Energie zu den Übergabestellen der Verteilnetze in der Nähe von Verbraucherschwerpunkten, die sich schwerpunktmäßig eher im Süden und Westen Deutschlands befinden (Abbildung 2.15). Auf Verteilnetzebene wird der Strom dann über drei Spannungsstufen (Hoch-, Mittel- und Niederspannung) zu den Industrie-, Gewerbebetrieben und Haushalten geführt sowie auch von dezentral gelegenen Kraftwerken erzeugte Energie wieder eingespeist. Das Übertragungsnetz wird in einem Netzregelverbund von vier Netzbetreibern (Amprion, TransnetBW, Tennet und 50Hertz) nach Vorgaben der Bundesnetzagentur betrieben und ist zudem in das europäische Verbundnetz integriert, um Lastschwankungen durch grenzüberschreitende Optimierungen von Kraftwerken besser auszugleichen und damit die Versorgungssicherheit zu erhöhen.

Ebenso wie bei der Stromversorgung erfolgt die Versorgung mit Erdgas leitungsgebunden und wird von den Einspeisestellen für importiertes oder in Deutschland gewonnenes Gas über Hoch-, Mittel- und Niederdrucknetze zu den Verbrauchern transportiert. Das deutsche Hochdruck-Gasnetz ist ebenfalls Teil eines europäischen Verbundnetzes in dem auch erhebliche Gasmengen über das deutsche Territorium hinweg in andere EU-Länder transportiert werden (Abbildung 2.15).

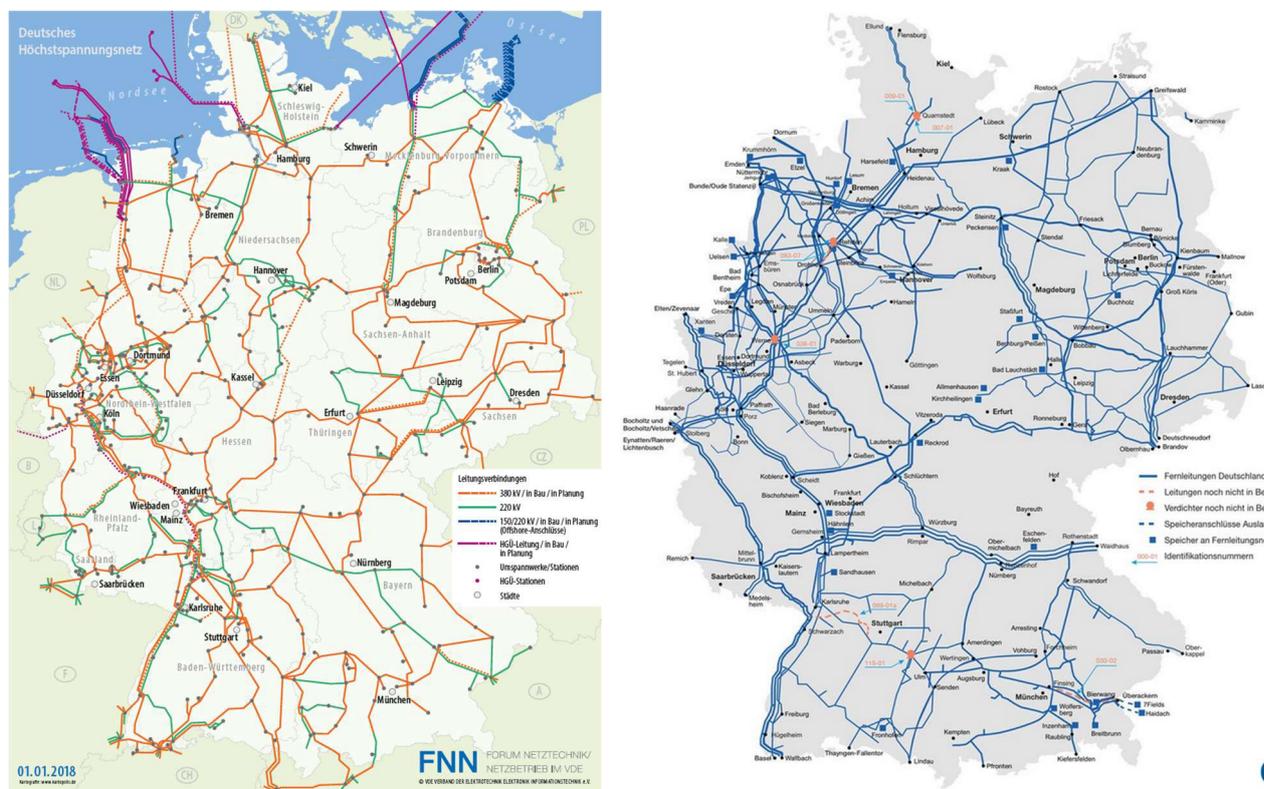


Abbildung 2.15: Strom-Übertragungsnetz und Gas-Verbundnetz in Deutschland [VDE 2019 ,FNB 2019]

Neben einer relativ geringen Inlandsförderung von etwa 7 % des Gasverbrauchs erfolgt die Versorgung des Verbundnetzes hauptsächlich aus Erdgasfeldern in Russland, der Nordsee und den

Niederlanden. Die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz lag 2017 bei ca. 9,2 TWh und hatte damit einen Anteil von etwa 1 % des Gasverbrauchs.

Zum Ausgleich von Lastschwankungen und Versorgungsengpässen sind deutschlandweit zahlreiche Untergrundspeicher mit dem Gasnetz verbunden. Bei den Speichern wird zwischen Porenspeichern (zumeist ehemalige Gaslagerstätten) und Kavernenspeichern (Hohlräume in Salzstöcken) unterschieden. Die verfügbare Speicherkapazität liegt derzeit bei etwa 24 Mrd. m<sup>3</sup>, was etwa einem Viertel des Jahresverbrauchs entspricht. Deutschland besitzt damit auch das größte Speichervolumen für Gas in der EU.

### 2.2.2.3 Endenergieverbrauch

Einen differenzierten Blick auf den Einsatzbereich der nach Abzug von Umwandlungs- und Netzverlusten verbleibenden Endenergie ermöglicht die Darstellung des Verbrauchs nach Wirtschaftssektoren und Anwendungsbereichen (Abbildung 2.16).

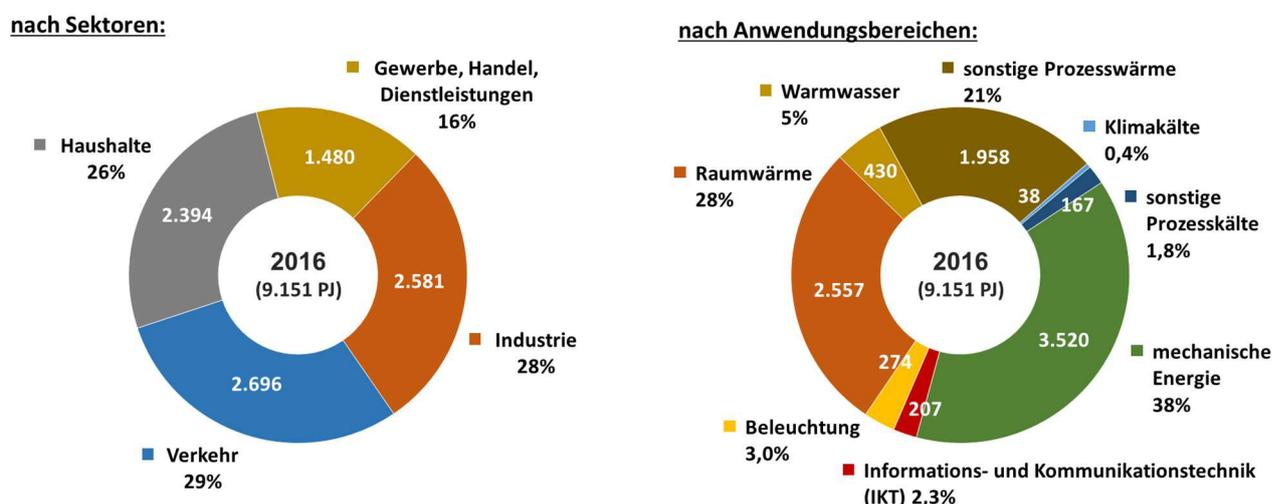


Abbildung 2.16: Endenergieverbrauch nach Sektoren und Anwendungsbereichen [AGEB 2017]

Der Endenergieverbrauch Deutschlands hat sich seit den 90er Jahren insgesamt nicht signifikant verändert, da ein weiterer Anstieg des Energiebedarfs aufgrund von Konsumsteigerung und Wirtschaftswachstum durch fortschreitende Effizienzsteigerungen in der Energienutzung weitestgehend kompensiert wurde. Im langjährigen Trend ist im Verkehrssektor eine Zunahme des Endenergieverbrauchs zu verzeichnen, während im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen der Energieverbrauch gesunken ist.

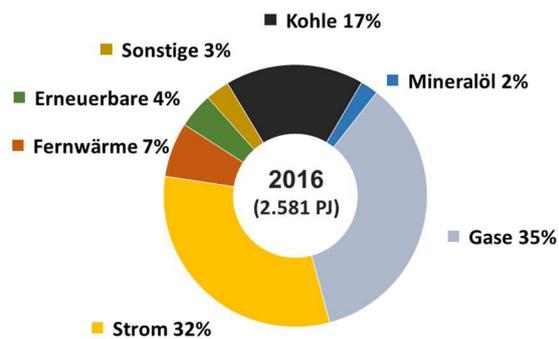
Trotz des nahezu unveränderten Endenergieverbrauchs hat die Effizienz der Energienutzung hingegen deutlich zugenommen. Die Endenergieproduktivität, als das Verhältnis von Bruttoinlandsprodukt zum Endenergieverbrauch, ist seit 1990 um mehr als 50% angestiegen.

Auch die Aufteilung des Endenergieverbrauchs auf die einzelnen Anwendungsbereiche hat sich in den letzten Jahren nur geringfügig verändert. Den größten Anteil mit 38 % nimmt die Erzeugung mechanischer Energie ein. Die Anteile, die für Wärme und Kälteanwendungen eingesetzt werden, betragen zusammen 56 % des Endenergieverbrauchs. Der Endenergiebedarf der einzelnen Sektoren stellt sich wie folgt dar.

## Industrie

Im Industriesektor werden knapp drei Viertel des Energieverbrauchs für die Erzeugung von Wärme eingesetzt, wobei der Großteil davon auf die Bereitstellung von Prozesswärme entfällt (Abbildung 2.17). Bis auf geringe Anteile von zusammen etwa 4 % für Beleuchtung, Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) sowie Kälteanwendungen wird das verbleibende Viertel zur Erzeugung von mechanischer Energie verwandt.

nach Energieträgern:



nach Anwendungsbereichen:

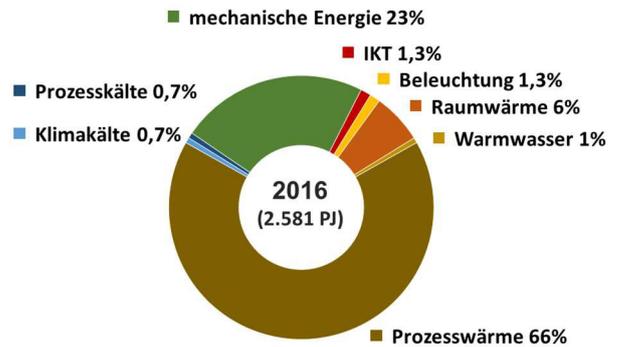


Abbildung 2.17: Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Anwendungsbereichen im Sektor Industrie [AGEB 2017]

Als Energieträger für die Wärmeerzeugung kommen hauptsächlich Gase und im Bereich der Stahlherstellung auch Kohlen zum Einsatz. Der Anteil von Fernwärme und Erneuerbaren Brennstoffen an der Wärmeerzeugung liegt zusammen bei etwa 15 %. Elektrischer Strom wird vorrangig zur Erzeugung von mechanischer Energie zum Antrieb von Motoren und Maschinen benötigt, aber auch mit einem Anteil von knapp 20 % zur Prozesswärmeerzeugung eingesetzt.

Mit Abstand größte Endenergieverbraucher im Sektor Industrie sind die Branchen Grundstoffchemie und Metallherzeugung, wobei die Metallherzeugung den höchsten Bedarf an Brennstoffen und die Grundstoffchemie den höchsten Strombedarf hat (Abbildung 2.18).

Anteil am Endenergieverbrauch des Sektors Industrie

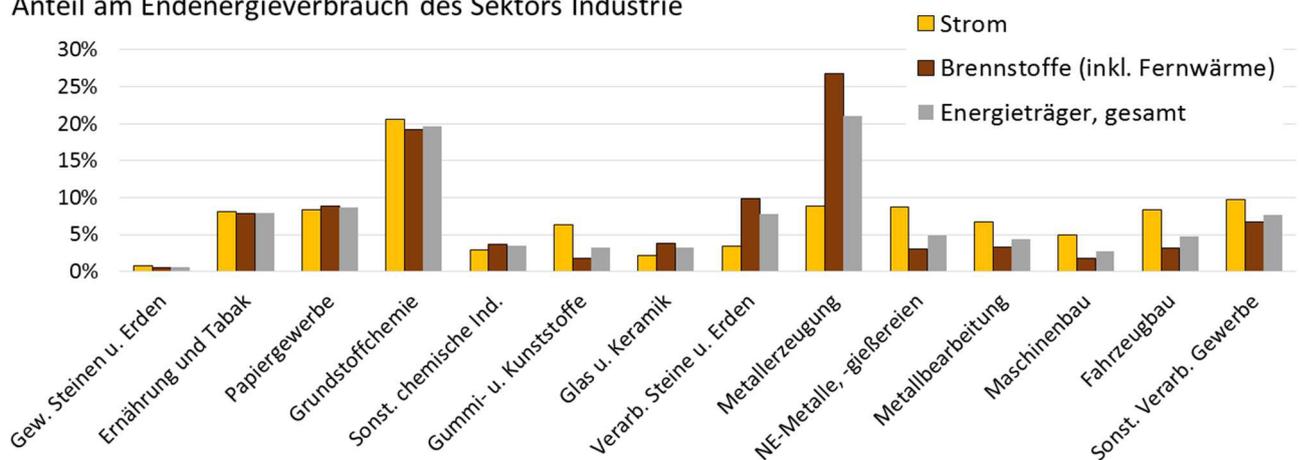
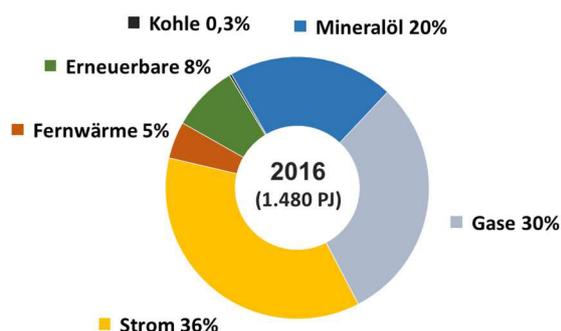


Abbildung 2.18: Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Anwendungsbereichen im Sektor Industrie [AGEB 2017]

## Gewerbe, Handel und Dienstleistung

Der Endenergieverbrauch im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistung (GHD) ist seit 1990 im Vergleich zu den anderen Sektoren insgesamt um etwa 20 % zurückgegangen. Die Wärmeerzeugung nimmt auch in diesem Sektor mit über 60 % den größten Teil des Endenergieverbrauchs ein, der hier aber hauptsächlich zur Bereitstellung von Raumwärme verwandt wird. Deutlich angestiegen ist in den vergangenen Jahren hingegen der Anteil für Beleuchtung, Information und Kommunikation mit derzeit knapp 20 % des Energieverbrauchs (Abbildung 2.19).

nach Energieträgern:



nach Anwendungsbereichen:

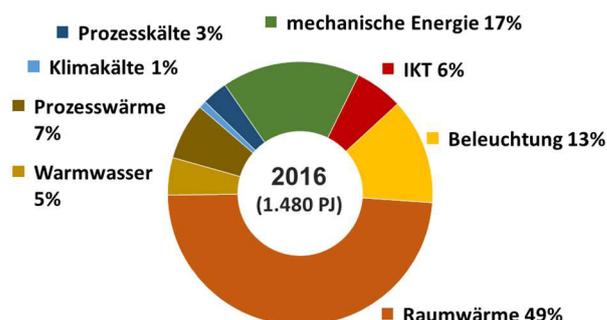


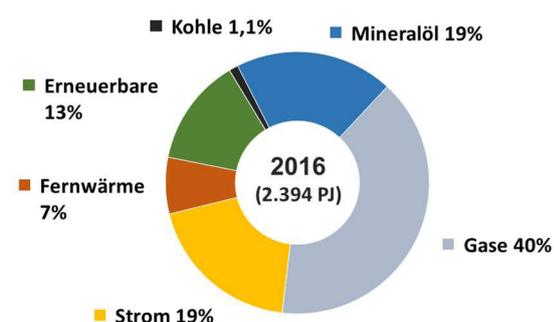
Abbildung 2.19: Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Anwendungsbereichen im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistung [AGEB 2017]

Während in den 90er Jahren noch Heizöl mit über 40% dominierender Energieträger in diesem Sektor war, sind heute Strom und Gase mit einem Anteil von zwei Dritteln wichtigste Energiequellen. Für die mechanische Energie werden etwa je zur Hälfte Strom und Mineralöl eingesetzt.

## Private Haushalte

Der Energieverbrauch im Haushaltssektor dient zu 90 % der Deckung des Wärmebedarfs. Obwohl die Anzahl der Haushalte und die Wohnflächengröße in den letzten Jahrzehnten zugenommen haben, ist der Energiebedarf aufgrund verbesserter Energiestandards im Neubaubereich und energetischen Sanierungen im Altbaubestand leicht rückläufig. Hauptenergieträger für Raumheizung und Warmwasserbereitung sind Gase, Mineralöl und die Erneuerbaren, während Strom hauptsächlich zur Erzeugung von Prozesswärme und -kälte sowie im Bereich IKT, Beleuchtung und mechanischer Energie eingesetzt wird (Abbildung 2.20).

nach Energieträgern:



nach Anwendungsbereichen:

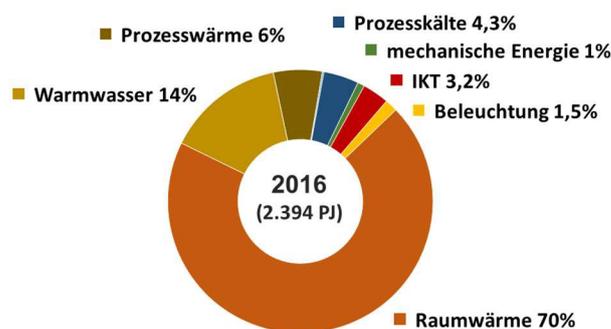
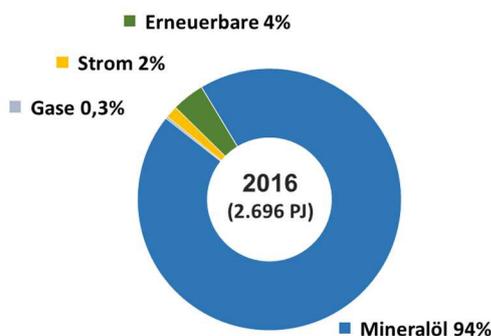


Abbildung 2.20: Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Anwendungsbereichen im Sektor Private Haushalte [AGEB 2017]

## Verkehr

Die im Verkehrssektor benötigte Endenergie wird fast vollständig zur Erzeugung mechanischer Energie eingesetzt. Bedeutendste Energieträger sind hier Kraftstoffe auf Mineralölbasis. Biokraftstoffe, Strom und Gase spielen mit zusammen knapp 6 % bisher nur eine untergeordnete Rolle (Abbildung 2.21).

nach Energieträgern:



nach Anwendungsbereichen:

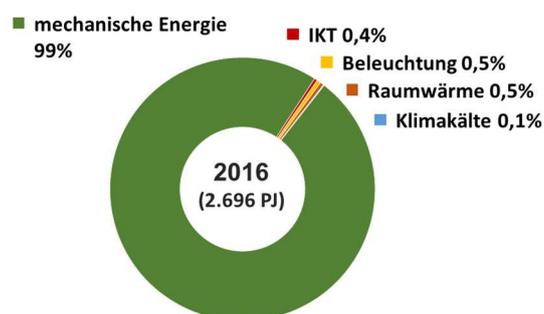


Abbildung 2.21: Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Anwendungsbereichen im Sektor Verkehr [AGEB 2017]

Den mit Abstand größten Anteil am Energieverbrauch dieses Sektors hat mit 83 % der Straßenverkehr, gefolgt vom Luftverkehr (14 %), dem Schienenverkehr (2 %) und der Binnenschifffahrt (0,4 %). Der Energieverbrauch des Straßenverkehrs setzt sich zu etwa 30 % aus dem Güterverkehr, 68 % aus dem Individualverkehr und knapp 2 % aus öffentlichem Personenverkehr zusammen.

Trotz der Entwicklung verbrauchsärmerer Antriebe und anderer kraftstoffsparender technischer Maßnahmen hat der Energieverbrauch im Verkehrssektor seit 1990 um 14 % zugenommen. Gründe hierfür liegen in dem deutlichen Anstieg der Fahrzeugs-Zulassungszahlen und des Verkehrsaufkommens im Personen- und Güterverkehr.

### 2.2.3 Aktuelle Entwicklungen

Kaum ein anderer Wirtschaftszweig Deutschlands ist in den vergangenen Jahren - sowie auch zukünftig - von einem so grundlegenden Wandel betroffen wie die Energiewirtschaft. Beginnend mit der Liberalisierung der Energiemärkte für mehr Wettbewerb und Auflösung von Monopolstrukturen bei Energieerzeugung, Netzbetrieb und Stromvermarktung, haben die europäischen und nationalen Grundsatzbeschlüsse zur Minderung von Treibhausgasen, Ausbau der Erneuerbaren Energien und Kernenergieausstieg auch das technische Anforderungsprofil an das zukünftige Energiesystem massiv verändert.

Strombedarf und -erzeugung müssen zum Erhalt von Versorgungssicherheit und Netzstabilität neu aufeinander abgestimmt werden. Zur Anpassung der Stromerzeugung an die täglich und jahreszeitlich schwankende Lastkurve des Strombedarfs werden Kraftwerke hinsichtlich ihres Einsatzes klassisch in Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerke unterteilt. Grundlastgeeignet sind vorrangig die Kern-, Braunkohle- und auch Laufwasserkraftwerke, während Steinkohle-, Gas- und Pumpspeicherkraftwerke aufgrund ihres An- und Abfahrverhaltens sowie flexibleren Leistungsregelung zur Bereitstellung von Mittel- und Spitzenlast eingesetzt werden. Der starke Ausbau sowie die

gesetzlich gewollte Vorranginspeisung von regional und saisonal stark schwankender Wind- und Solarenergie haben die klassischen Einsatzzeiten konventioneller Kraftwerke insofern verändert, dass diese nun hauptsächlich nur noch für eine möglichst flexible Lastabdeckung zu Zeiten geringen Wind- bzw. Solarstrahlungsangebots benötigt werden. Da die Zuschaltung derzeit nach den niedrigsten Grenzkosten (Merit-Order-Prinzip) erfolgt, werden konventionelle Kraftwerke aufgrund ihrer sinkenden Wirtschaftlichkeit mehr und mehr vom Strommarkt verdrängt und dies zum Teil von der Reihenfolge her noch nicht einmal unbedingt im Sinne der Emissionsminderung von Treibhausgasen. So können CO<sub>2</sub>-intensive Braunkohlekraftwerke ihren Strom aufgrund niedriger Preise für Kohle und Emissionszertifikate derzeit zu geringeren Grenzkosten anbieten als moderne, flexiblere und umweltfreundlichere Gaskraftwerke.

Zur Vermeidung von Versorgungsengpässen zu Zeiten sogenannter „kalter Dunkelflauten“ werden aber auch zukünftig konventionelle thermische Kraftwerke in einer dem heutigen Kapazitätswolumen ähnlichen Größenordnung, allerdings für nur verhältnismäßig wenige Jahresbetriebsstunden benötigt (vorzugsweise Gas- und GuD-Kraftwerke mit zunehmendem Einsatz von regenerativ erzeugten Gasen). Zur Finanzierung dieser mit deutlich höheren Stromgestehungskosten behafteten Kraftwerke müssen die Marktbedingungen für die Bereitstellung von Regelenergie jedoch entsprechend angepasst werden. Gleiches gilt grundsätzlich auch für den notwendigen Aufbau und Betrieb von Stromspeicherkapazitäten sowie von Anlagen zur energetischen Umwandlung von erneuerbarem Strom in besser speicherbare Energieträger (Druckwasser, synthetische Gase und Kraftstoffe).

Die heutige Stromversorgung basiert weitestgehend immer noch auf dem Lastfolgeprinzip, d.h. dass die Stromerzeugung dem Verbrauch nachgeführt wird. Zur Begrenzung der konventionellen Erzeugungsleistung ist man derzeit parallel zum Ausbau der Erneuerbaren Energien bestrebt, eine bessere Harmonisierung von Stromnachfrage mit der fluktuierenden Stromerzeugung der Erneuerbaren zu erreichen. Durch dieses Last- oder auch „Demand-Side“ - Management (DSM) sollen über gezielte Steuerungsmechanismen zunehmend Verbraucher aus Industrie, Gewerbe und privaten Haushalten entsprechend der jeweils vorherrschenden Erzeugungssituation, Netzauslastung oder auch in Abhängigkeit von aktuellen Strompreisveränderungen flexibel zu- oder auch abgeschaltet werden.

Neben der Volatilität der Erneuerbaren Energien besteht ein weiteres Problem in der lastfernen Lage des hauptsächlich Zubaus neuer Stromerzeugungsanlagen (z.B. Offshore-Windparks) im Verhältnis zu den Verbrauchszentren, was durch den parallel verlaufenden sukzessiven Rückbau konventioneller Kapazitäten (z.B. Kernkraftwerke) in der Nähe dieser Zentren noch verstärkt wird. Im Falle der Windkraft bedeutet dies in den nächsten Jahren den notwendigen Ausbau der Fernleitungs- bzw. Übertragungsnetze vom Norden in den Süden Deutschlands, während die schwerpunktmäßig im Süden stattfindende Stromeinspeisung aus Photovoltaik auch den Ausbau der Mittel- und Niederspannungsnetze erforderlich macht. Des Weiteren wird versucht, über Smart-Grids die dezentrale Erzeugung und den Verbrauch von Strom besser aufeinander abzustimmen und damit auch die Netze optimaler auszulasten.

Gegenüber dem nach wie vor anhaltenden starken Anstieg der Erneuerbaren bei der Stromerzeugung, stagnieren deren Anteile am Endenergieverbrauch im Wärmebereich bei ca. 14 % und im Verkehrssektor bei ca. 6 % bereits schon seit mehreren Jahren. Wird weiterhin an den gesetzten Klimaschutzziele festgehalten so zeichnet sich ab, dass Strom aus regenerativen Quellen zum dominierenden Energieträger des zukünftigen Energiesystems wird und die Sektoren Wärme und

Mobilität stärker als bisher in die Energiewende einbezogen werden müssen. Da das zukünftig noch erschließbare Potenzial der Biomassenutzung für diese Sektoren als begrenzt angesehen wird, muss deren derzeit noch hoher Bedarf an fossilen Brennstoffen zunehmend durch die effiziente Verwendung von erneuerbarem Strom ersetzt werden. Durch diese Sektorenkopplung wird regenerativ erzeugter Strom entweder direkt oder indirekt über den vermehrten Einsatz der „Power-to-Gas-“ und „Power-to-Heat“-Technologien in weitaus größerem Umfang auch zur Bereitstellung von Wärme und Mobilität genutzt werden müssen. Verschiedenen Schätzungen zufolge wäre dafür jedoch eine fünf- bis siebenfache Steigerung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien - insbesondere Windkraft und Photovoltaik - gegenüber dem heutigen Zustand erforderlich.

Der fortschreitende Ausbau der Erneuerbaren erfordert daher zukünftig weiterhin sowohl umfangreiche technische als auch regulatorische Anpassungen des Übertragungs- und Verteilnetzbetriebs, der Installation geeigneter Speicher- und Reservekraftwerkskapazitäten sowie die Implementierung intelligenter Systeme zum Lastmanagement und Sektorenkopplung. Die Umsetzung dieser Maßnahmen stellt in den nächsten Jahrzehnten eine der größten volkswirtschaftlichen Herausforderung Deutschlands dar, ist aus heutiger Sicht jedoch unabdingbar, um die anvisierten Klimaschutzziele und den erfolgreichen Umbau des Energiesystems zu erreichen.

### 3 Schnittstellen der Sektoren Wasser und Energie

Die Nutzung der Wasserkraft begann bereits vor über 3.500 Jahren und ist eine der ältesten Methoden zur Erzeugung mechanischer Energie. Während Wasserräder anfangs zunächst nur als einfache Schöpfräder zum Bewässern landwirtschaftlich genutzter Flächen eingesetzt wurden, folgten erst lange später durch die Erfindung entsprechender Übersetzungsgetriebe weitere Anwendungsmöglichkeiten wie z. B. in Getreidemühlen, Hammerschmieden oder als Fördereinrichtungen im Bergbau. Im Laufe der Jahrhunderte hat sich daraus ein vielfältiges System von Verflechtungen (Nexus) bei der Nutzung der Ressourcen Wasser und Energie entwickelt. Die Komplexität der Zusammenhänge, bei denen Wasser zur Erzeugung von Energie und Energie zur Erfüllung wasserwirtschaftlicher Aufgaben benötigt wird, veranschaulicht die Abbildung 3.1.



Abbildung 3.1: Schnittstellen der Wasserwirtschaft mit der Energiewirtschaft

Der Wasserbedarf der Energieversorgung nimmt gegenwärtig mit über 50 % der gesamten Wasserentnahmen Deutschlands einen deutlich höheren Anteil ein als der Energiebedarf der Wasserversorgung und Abwasserentsorgung mit 1,5 % am Gesamtprimärenergieverbrauch und verdeutlicht die Größenordnung der wechselseitigen Abhängigkeiten [Destatis 2018]. Dieser rein mengenmäßige Vergleich macht allerdings keinerlei Aussagen hinsichtlich des Umfangs einer Vielzahl qualitativer Parameter, die die Intensität der Interaktion beider Bereiche charakterisieren.

Für einen differenzierten Überblick werden in diesem Kapitel die Wassernutzungen der einzelnen Bereiche und Technologien der Energiewirtschaft näher betrachtet und deren spezifische Wasserverbräuche - soweit verfügbar - für die nachfolgenden Betrachtungen größenordnungsmäßig quantifiziert. Im Anschluss daran werden dann aus umgekehrter Blickrichtung auch der Energieverbrauch sowie die Energieerzeugung von wasserwirtschaftlichen Anlagen näher analysiert.

#### **3.1 Wasserbedarf und -nutzung in der Energiewirtschaft**

Nahezu alle Bereiche der Energiewirtschaft - von der Rohstoffgewinnung und -verarbeitung über die Strom- und Wärmeerzeugung bis zur Endenergienutzung - sind mit der Inanspruchnahme von Wasser verknüpft, wobei zwischen den Technologien große Unterschiede in den jeweils benötigten Wassermengen bestehen.

Die Gründe für diese zum Teil schon seit Jahrhunderten bestehende enge Kopplung der Wassernutzung mit der Energiegewinnung liegen zum einen in dessen einzigartigen chemisch-physikalischen Eigenschaften. Wasser besitzt von allen bei Raumtemperatur flüssigen Stoffen die höchste spezifische Wärmekapazität (4,2 kJ/kgK) sowie eine hohe spezifische Verdampfungsenthalpie (2.257 kJ/kg), was es für Anwendungen als Kühl- oder Wärmespeichermedium im Energiesektor so besonders geeignet macht. Des Weiteren ermöglichen die chemischen Eigenschaften des Wassers die Nutzung als Lösungs- und Reinigungsmittel in der Energierohstoffgewinnung sowie auch als Reaktionspartner bei der Raffination von Biokraftstoffen und der Herstellung regenerativer Gase. Der zweite wesentliche Faktor für die enge Beziehung von Wasser und Energie liegt schlicht und einfach in der weit verbreiteten, guten mengenmäßigen und relativ kostengünstigen Verfügbarkeit von Wasser.

Die Art des Wassergebrauchs sowie auch durch die Energiegewinnung bedingte Eingriffe in natürliche Wassersysteme sind dabei sehr vielfältig, wie folgende Auflistung verdeutlicht.

- Grundwasserspiegelabsenkungen zur Entwässerung von Lagerstätten
- Hilfsmittel bei der Erschließung von Lagerstätten (Bohrlocherstellung und hydraulische Frakturierung von Gesteinsschichten)
- Hilfsmittel zur Druckerhöhung und Extraktion bei der Gewinnung fossiler Brennstoffe
- Prozesswasser bei der Aufbereitung von Primärenergieträgern (z.B. zur Reinigung, Zerkleinerung, Klassierung, Staubbindung oder auch als Transportmedium)
- Bewässerung von Anbauflächen für biogene Energierohstoffe
- Kulturmedium für biologische Prozesse (Biogas-, Bioethanolanlagen)
- Arbeitsmedium in Dampfkraftprozessen
- Kühlwasser für Kraftwerke und sonstige Umwandlungsprozesse
- Medium zum Transport und der Verteilung von Wärme (Geothermie, Fernwärme, Heizungskreisläufe)
- Waschwasser in Abgasreinigungsanlagen von Kraftwerken
- Primärenergieträger zur Erzeugung von Wasserkraft
- Medium zur Speicherung von Energie (Pumpspeicherbecken, Talsperren)

- Grundstoff für die Herstellung von Wasserstoff und Biokraftstoffen
- Grund- und Hilfsstoff bei Bau und Errichtung von Anlagen zur Energieerzeugung
- u. a.

Bei der mengenmäßigen Nutzung von Wasser wird im Folgenden häufig zwischen der „Entnahme“ und dem tatsächlichen „Verbrauch“ unterschieden (engl.: „Withdrawal and consumption of water“). Die Entnahme - oder auch Nutzung - bezeichnet dabei die Gesamtmenge an Wasser, die einem Fluss, See oder Aquifer zu einem beliebigen Zweck entnommen wird. Als Verbrauch wird derjenige Anteil des entnommenen Wassers bezeichnet, der durch Verdunstung, Absorption, chemische Umwandlung oder anderen Gründen für eine weitere Verwendung verloren geht, sowie auch die Wassermengen, die aufgrund ihrer Verschmutzung einer Abwasserbehandlung zugeführt werden müssen.

Im Folgenden wird der Umfang der Wassernutzungen in den einzelnen Bereichen der Energiewirtschaft näher dargestellt. Dabei weisen die Angaben in der Literatur zum spezifischen Wasserverbrauch bei der Gewinnung fossiler Primärenergieträger und der Stromerzeugung einen relativ großen Streubereich auf, was u. a. in den international sehr großen Unterschieden der Standortbedingungen und den jeweils eingesetzten Förder- und Kraftwerkstechnologien begründet ist. Daher können die im Folgenden genannten spezifischen Wasserverbräuche nicht immer auf die deutschen Verhältnisse übertragen werden, für die selbst in der Literatur aber oftmals keine expliziten Daten verfügbar sind. Eine Abschätzung dieser Werte wurde auf Basis der Daten einer Review-Studie vorgenommen, in der eine große Anzahl von Literaturangaben ausgewertet, harmonisiert und in zusammenfassender Form dargestellt wurde [Meldrum et al. 2013]. Die Abschätzung erfolgte durch den Vergleich dieser Zahlen mit den zwar nicht technologiebezogenen, jedoch aber zumindest teilweise branchenspezifisch vorliegenden Daten des Statistischen Bundesamtes, so dass die für die weiteren Betrachtungen angenommenen Werte zumindest von der Größenordnung her die Verhältnisse in Deutschland annähernd wiedergeben.

#### **3.1.1 Gewinnung und Aufbereitung von Primärenergieträgern**

##### **3.1.1.1 Kohle**

Kohle wird entweder untertägig oder im Tagebaubetrieb gewonnen, wobei die untertägige Förderung von Steinkohle in Deutschland bereits eingestellt wurde. Der Betrieb von Tagebauen zur Braunkohleförderung erfordert in der Regel eine Absenkung des Grundwasserspiegels („Sümpfen“). Diese Absenkungen haben zum Teil großräumige Auswirkungen auf den Wasserhaushalt der Umgebung und führen häufig zu Beeinträchtigungen der Wasserversorgung, Austrocknung von Feuchtgebieten und irreversiblen Schäden von Grundwasserleitern. Der größte Teil des abgepumpten Wassers wird in Flüsse geleitet oder auch zu geringeren Anteilen als Prozesswasser bei der Kohleaufbereitung sowie zur Kraftwerkskühlung eingesetzt.

Wasser wird bei der Förderung und Aufbereitung von Kohle weiterhin zu Kühlzwecken, zur Staubbindung sowie zum Auswaschen von Fremdmaterial benötigt. Nach dem Auskohlen der Tagebaue müssen diese rekultiviert werden, wobei auch erhebliche Mengen an Wasser eingesetzt werden müssen.

Der durchschnittliche Wasserbedarf der Förderung und Aufbereitung von Kohle wird in der Literatur in einem weiten Streubereich z. B. mit  $0,164 \text{ m}^3/\text{GJ}_{\text{th}}$  (ca.  $600 \text{ l}/\text{MWh}_{\text{th}}$ ) [WEC 2010],  $13 - 100 \text{ l}/\text{MWh}_{\text{th}}$  [Mielke et al. 2010],  $7 - 20 \text{ l}/\text{MWh}_{\text{th}}$  [Gleick 1994], oder auch  $80 - 200 \text{ l}/\text{MWh}_{\text{el}}$  [Meldrum et al. 2013] angegeben, wobei aus diesen Angaben oftmals nicht hervorgeht, in welchem Umfang die zur Entwässerung der Tagebaue geförderte Wassermenge einbezogen wurde.

Die Wasserentnahmen des Kohlebergbaus in Deutschland werden laut Angabe des Statistischen Bundesamtes für das Jahr 2016 mit insgesamt  $1,2 \text{ Mrd. m}^3$  angegeben [Destatis 2018d]. Verglichen mit dem Primärenergiegehalt der geförderten Braunkohle von knapp  $417 \text{ TWh}$  würde sich daraus theoretisch eine spezifische Wassernutzung von etwa  $2.880 \text{ l}/\text{MWh}_{\text{th}}$  ergeben.

#### **3.1.1.2 Öl**

In verschiedenen Stufen der Ölgewinnung wird Wasser verbraucht. Betrachtet man die konventionellen Methoden, wird Wasser beim Aufbohren der Lagerstätten verwendet. Beim Bohren wird der Bohrmeißel mittels Wasser gekühlt und das aufgebohrte Material aus dem Bohrschacht gespült. Wasser kommt zudem bei der Sekundärförderung zum Einsatz. Bei nachlassendem Druck in der Lagerstätte wird Wasser zur Druckanhebung eingepresst, damit zusätzliches Öl gefördert werden kann. Im Mittel wird der Wasserverbrauch bei der Erdölförderung mit etwa  $1 \text{ m}^3/\text{GJ}_{\text{th}}$  (=  $3.600 \text{ l}/\text{MWh}_{\text{th}}$ ) [WEC 2010], wobei auch hier in der Literatur eine große Streubreite der Angaben zu verzeichnen ist.

Bei unkonventionellen Fördermethoden von Öl aus Schiefergestein und Ölsanden wird nochmals deutlich mehr Wasser eingesetzt als bei den konventionellen Verfahren. Der Verbrauch liegt etwa 2,5- bis 4-mal höher. Das zusätzliche Wasser wird für die Verarbeitung des Ölschiefers, zum Kühlen der Anlagenteile und zum Abtransport von restlichem Schiefer und Schlamm genutzt. Durch die zunehmende Erschließung von Ölschiefer-Lagerstätten wird ein steigender Wasserverbrauch bei der Ölgewinnung gesehen [WEC 2010].

#### **3.1.1.3 Gas**

Im Vergleich zur Gewinnung der anderen fossilen Primärenergieträger wird für die Erdgasgewinnung relativ wenig Wasser verbraucht. Der Wasserverbrauch wird mit etwa  $0,1 \text{ m}^3/\text{GJ}_{\text{th}}$  ( $360 \text{ l}/\text{MWh}_{\text{th}}$ ) angegeben [WEC 2010]. Wie bei der unkonventionellen Ölförderung ist auch die Schiefergasförderung mit erhöhtem Wasserverbrauch verbunden.

Das Anbohren von konventionellen Erdgaslagerstätten erfolgt analog der Erdölexploration. Entsprechend wird Wasser zum Kühlen des Bohrers und zum Abtransportieren des aufgebohrten Materials verwendet.

Bei Schiefergasen wird das umschließende Gestein mittels Wasser aufgebrochen („Fracking“). Dieser Vorgang benötigt immense Mengen an Wasser. Nebenbei besteht die Gefahr der Verschmutzung von Grundwasser durch unsachgemäßen Umgang mit dem Brauchwasser oder unkontrolliertem Abfluss des mit Chemikalien versetzten Wassers [Mielke et al. 2010].

#### **3.1.1.4 Kernenergie**

Das für die Kernenergienutzung notwendige Uranerz wird sowohl im Tagebau als auch im Tiefbau gefördert. Das Erz wird nach dem Abbau gemahlen, über mehrere Prozessschritte angereichert

und zu Brennstäben weiterverarbeitet. Der spezifische Wassereinsatz für Förderung, Erzaufbereitung und Anreicherung wird mit etwa  $0,086 \text{ m}^3/\text{GJ}_{\text{th}}$  ( $310 \text{ l}/\text{MWh}_{\text{th}}$ ) [WEC 2010],  $60 - 180 \text{ l}/\text{MWh}_{\text{th}}$  [Gleick 1994, Mielke et al. 2010] bzw.  $200 - 500 \text{ l}/\text{MWh}_{\text{el}}$  [Meldrum et al. 2013] angegeben.

#### **3.1.1.5 Biomasse und Biogas**

In Deutschland werden derzeit auf etwa 16 % der landwirtschaftlichen Nutzfläche Energiepflanzen angebaut. Die Menge an Bewässerungswasser zum Anbau von Biomasse variiert sowohl von Region zu Region als auch in Abhängigkeit der Pflanzenart erheblich und ist stark von den klimatischen Bedingungen, Bodenverhältnissen, den Anbaubedingungen und der Weiterverarbeitung abhängig.

Für Getreide und Gräser werden für die Niederlande zum Beispiel  $24,16 \text{ m}^3/\text{GJ}_{\text{th}}$  ( $87.000 \text{ l}/\text{MWh}_{\text{th}}$ ) genannt. Für die USA liegen die Werte bereits mehr als doppelt so hoch bei  $58,16 \text{ m}^3/\text{GJ}_{\text{th}}$  ( $209.400 \text{ l}/\text{MWh}_{\text{th}}$ ), für Brasilien werden der USA ähnliche  $61,2 \text{ m}^3/\text{GJ}_{\text{th}}$  und für Simbabwe sogar über  $142 \text{ m}^3/\text{GJ}_{\text{th}}$  ( $511.200 \text{ l}/\text{MWh}_{\text{th}}$ ) angeführt [WEC 2010].

Auch bei der Weiterverarbeitung zu Biokraftstoffen wird Wasser eingesetzt. So werden beispielsweise für die Herstellung von Bioethanol Wasserverbräuche von bis zu  $1.700 \text{ l}/\text{MWh}_{\text{th}}$  genannt [Mielke et al. 2010]. Das in Biogasanlagen und Faultürmen von Abwasserbehandlungsanlagen als Kultivierungsmedium genutzte Wasser selbst wird nicht als der Energieerzeugung zuzurechnender Wasserverbrauch angesehen, da es größtenteils als Verbrauch anderer Wirtschaftszweige (z.B. Gülle aus der Tierhaltung oder in der Biomasse enthaltenes Wasser) oder als Wasser aus ohnehin anfallenden Abwasserströmen zu deklarieren ist und daher zwar genutzt, aber nicht zum Zwecke der Energieerzeugung als Frischwasser entnommen wurde. Auch der Wasserverbrauch von Blockheizkraftwerken (Biogas) oder Biomasseheizwerken wurde in Relation zu den anderen Kraftwerkstypen aufgrund der zumeist geschlossenen Kühlwasserkreisläufe als gering angesehen.

Zur Abschätzung der tatsächlichen Größenordnung des Einsatzes von Bewässerungswasser für den Anbau von Energiepflanzen in Deutschland sei folgender Vergleich angestellt. Der Wassereinsatz in der Landwirtschaft insgesamt zu Bewässerungszwecken beträgt knapp  $0,3 \text{ Mrd. m}^3/\text{a}$  ( $1,2 \%$  der Gesamtwasserentnahmen) [Destatis 2018d]. Hier existiert jedoch keine Statistik, welche Anteile davon für die Produktion von Energiepflanzen oder Pflanzen für die Nahrungsmittelproduktion eingesetzt werden. Angenommen der Einsatz von Bewässerungswasser verteilt sich gleichmäßig auf die gesamte landwirtschaftliche Fläche, würde  $16 \%$ , d.h. ca.  $50 \text{ Mio. m}^3/\text{a}$  davon für die Beregnung von Energiepflanzen entfallen. Bezogen auf den Primärenergiegehalt der in Deutschland erzeugten Biomasse von knapp  $1.000 \text{ PJ}$ , bzw. dem darin enthaltenen Anteil von schätzungsweise ca.  $400 \text{ PJ}$  für landwirtschaftlich erzeugte Biomasse [BMWI 2018b], ergibt sich daraus ein theoretischer Wert von  $180 \text{ l}/\text{MWh}_{\text{th}}$  bzw.  $450 \text{ l}/\text{MWh}_{\text{th}}$ . Gemessen am Gesamtwasserverbrauch Deutschlands spielt der Wasserverbrauch für die Bewässerung von Energiepflanzen hierzulande bisher eine noch eher untergeordnete Rolle.

In Ermangelung konkreter Literaturdaten und um die spezifischen Wassernutzungen im Bereich der Erzeugung und energetischen Verwertung von Biomasse angemessen zu berücksichtigen, wurde für die folgenden Betrachtungen ein Wert von  $1.000 \text{ l}/\text{MWh}_{\text{el}}$  angesetzt.

### 3.1.2 Strom-/Wärmeerzeugung

#### 3.1.2.1 Wärmekraftwerke

Unabhängig von der Art des eingesetzten Brennstoffes nutzen thermische Kraftwerke überwiegend Wasser-Dampf-Kreisläufe zur Wandlung von thermischer Energie in elektrischen Strom. Dabei fließt üblicherweise Wasser im Kreislauf und muss auf Grund von Verlusten und der Aufkonzentrierung schädlicher Inhaltsstoffe kontinuierlich erneuert werden. Die deutlich überwiegende Menge des eingesetzten Wassers wird in thermischen Kraftwerken für Kühlzwecke benötigt und hängt stark von der jeweils eingesetzten Art der Kühltechnik ab. Die Wasserkreisläufe von thermischen Kraftwerken zeigt die folgende Abbildung 3.2 am Beispiel des inzwischen abgeschalteten Steinkohle-Kraftwerkes Ibbenbüren.

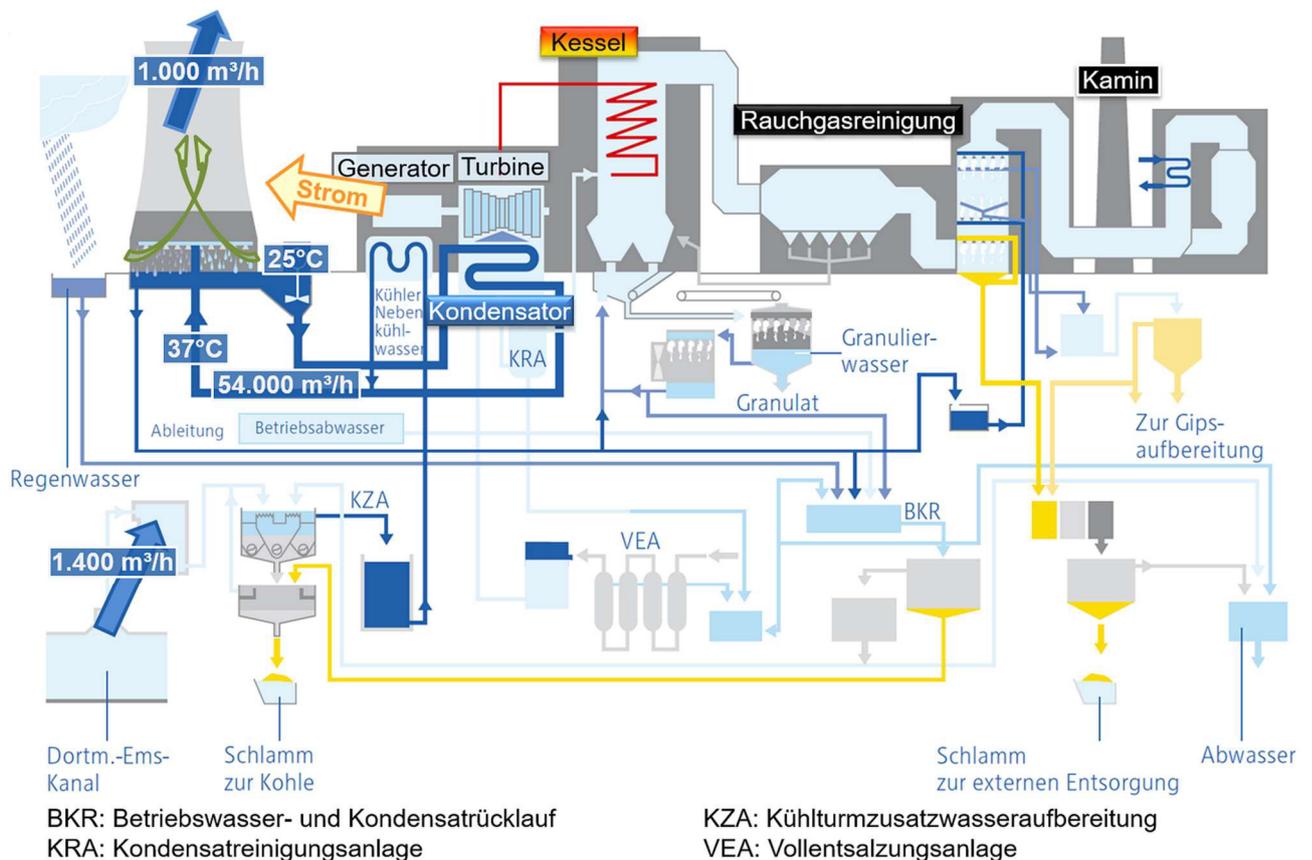


Abbildung 3.2: Wasserkreislauf des ehemaligen Steinkohlekraftwerkes Ibbenbüren (verändert aus [RWE 2019])

Der Wasservolumenstrom im Kühlkreislauf dieses Kraftwerks lag bei etwa 54.000 m<sup>3</sup>/h. Davon gingen stündlich etwa 1.000 m<sup>3</sup> im Kühlturm über die Verdunstung verloren. Über eine knapp 40 km lange Leitung wurden etwa 1.400 m<sup>3</sup>/h dem Dortmund-Ems-Kanal entnommen, um die Verluste an verschiedenen Stellen des Kraftwerks zu ersetzen. Zur Verwendung des Flusswassers als Arbeits-, Betriebs- und Kühlmedium sind verschiedene Aufbereitungsstufen erforderlich. Im Dampfkreislauf wird zur Vermeidung von Korrosion vollentsalztes Wasser benötigt (VEA: Vollentsalzungsanlage). Auch für die Verwendung als Kühlwasser ist eine Aufbereitung erforderlich (KZA: Kühlzusatzwasseraufbereitung). Der Aufwand für die Aufbereitung hängt dabei stark von der Art des genutzten Gewässers ab, aus dem das Kühlwasser entnommen wird.

Die größte Bedeutung hinsichtlich des Wassereinsatzes in Kraftwerken kommt der Kühlung zu. Hier bestehen drei grundlegende Kühltechnologien, die ihrerseits weiterhin noch in unterschiedlichen Abwandlungen ausgeführt sein können (Abbildung 3.3).

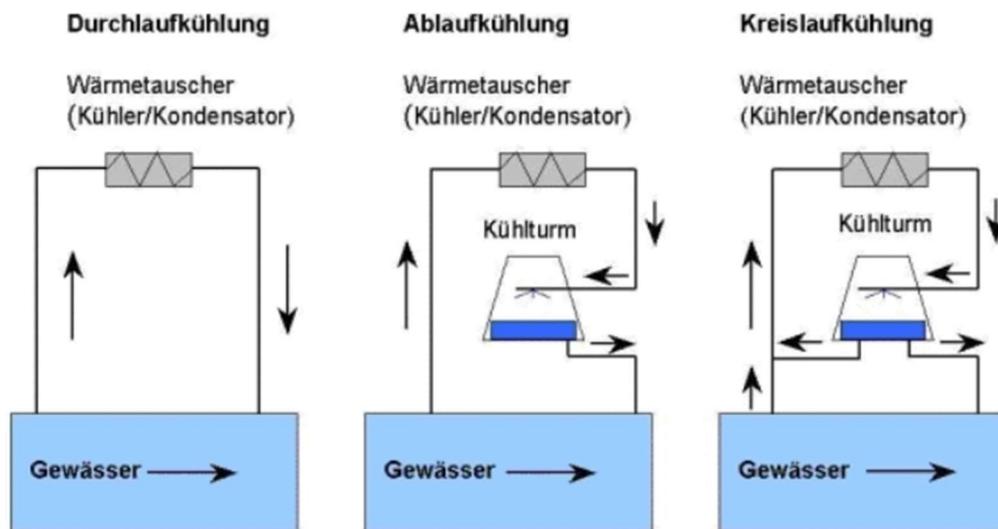


Abbildung 3.3: Kühlprinzipien von Wärmekraftwerken [LfU 2019]

Bei der Durchlaufkühlung wird das für den Kondensator benötigte Kühlwasser Fließgewässern, Seen oder auch dem Meer entnommen. Nach dem Durchfließen des Kondensators wird das Wasser direkt wieder zurück in das Gewässer geleitet. Aus ökologischen Gründen ist die Temperaturdifferenz zwischen Ein- und Austrittstemperatur sowie die maximale Wiedereinleitungstemperatur begrenzt. Die Grenzen hängen dabei von den örtlichen Gegebenheiten und Umweltauflagen ab und können regional unterschiedlich ausfallen. Bei gleicher Kühlleistung muss bei Anlagen mit Durchlaufkühlung auf Grund der begrenzten zulässigen Temperaturdifferenzen mehr Wasser durchgesetzt werden als bei Kühlturm-Anlagen, da hier mit größeren Temperaturdifferenzen gefahren werden kann. Die Begrenzung der Kühlwasser-Austrittstemperaturen hat jedoch auch merklich weniger Verdunstungsverluste zur Folge.

Der Wasserverbrauch für die Durchlaufkühlung wird bei Kohlekraftwerken im Mittel mit etwa 530 l/MWh<sub>el</sub>, bei Erdgaskraftwerken mit etwa 380 l/MWh<sub>el</sub> und bei Kernkraftwerken deutlich höher mit rund 1.500 l/MWh<sub>el</sub> angegeben [Meldrum et al. 2013].

Beim Einsatz von Kühltürmen treten auf Grund höherer Kühlwasser-Rücklauftemperaturen höhere Wasserverluste als bei der Durchlaufkühlung. Gerade aber auf Grund dieser erzielbar höheren Rücklauftemperatur ist die erforderliche Menge an Kühlwasser im Vergleich zur Durchlaufkühlung niedriger. Das im Kondensator erwärmte Kühlwasser wird im unteren Teil des Kühlturmes verrieselt. Seitliche Öffnungen in der Wand des unteren Bereichs des Kühlturms lassen Umgebungsluft einströmen, welches durch die Aufnahme der Kühlwasserwärme im Inneren des Turmes nach oben steigt. Das hierdurch abgekühlte Wasser wird zurück in den Kondensator (Kreislaufkühlung) oder in das Gewässer (Ablaufkühlung) gepumpt, wobei durch die Zugabe von frischem Wasser die Verdunstungsverluste ausgeglichen werden müssen.

Für den spezifischen Wasserverbrauch der Kreislaufkühlung mit Kühlturm werden für die Kohlefeuerung Mittelwerte von etwa 2.000 l/MWh<sub>el</sub>, für Erdgaskraftwerke etwa 800 l/MWh<sub>el</sub> und für Kernkraftwerke Werte um 2.800 l/MWh<sub>el</sub> genannt [Meldrum et al. 2013].

Bei den Literaturangaben zum Kühlwasserbedarf von Wärmekraftwerken ist jedoch zu berücksichtigen, dass hier sehr große Unterschiede zwischen den einzelnen Kraftwerken bestehen können. Zudem muss auch deutlich zwischen der insgesamt genutzten Wassermenge und der tatsächlich verbrauchten Wassermenge (d.h. im Wesentlichen der verdunsteten Menge) unterschieden werden. Die Differenzen können hier je nach Kraftwerkstyp und eingesetzter Kühltechnik enorm sein, wie die folgende Übersicht der Variationsbreiten von Wassernutzung und -verbrauch im Wärmekraftwerksbereich zeigt (Abbildung 3.4; Daten aus [IEA 2016]).

Einen Eindruck über die Größenordnung der Wassernutzungen des deutschen Wärmekraftwerks-parks kann anhand des folgenden Vergleichs erfolgen. Die im Wirtschaftsbereich der Energieversorgung zu Kühlzwecken genutzte Wassermenge betrug im Jahr 2016 ca. 12,3 Mrd. m<sup>3</sup> und die bei deren Nutzung verdunstete Wassermenge ca. 0,46 Mrd. m<sup>3</sup> [Destatis 2018d]. Die Bruttostrom-erzeugung aus Kernenergie, Kohle und Erdgas betrug zusammen etwa 410 TWh [BMWI 2018b], so dass daraus überschlägig für Deutschland insgesamt eine spezifische Wassernutzung von 30.000 l/MWh<sub>el</sub> sowie ein spezifischer Wasserverbrauch von 1.100 l/MWh<sub>el</sub> abgeleitet werden kann. Nach Aussage der Daten des Statistischen Bundesamtes erfolgt zudem die Kühlwasser-nutzung in Deutschland zu über 90% durch Einfachnutzung, was im Vergleich mit den Angaben der Abbildung 3.4 den hohen Anteil von Kraftwerken mit Durchlaufkühlung bestätigt. Bezieht man den für sonstige Produktionszwecke genannten Anteil von etwa 0,14 Mrd. m<sup>3</sup> der Statistik in die Berechnungen mit ein, ergibt sich ein spezifischer Wasserverbrauch von etwa 1.400 l/MWh<sub>el</sub>.

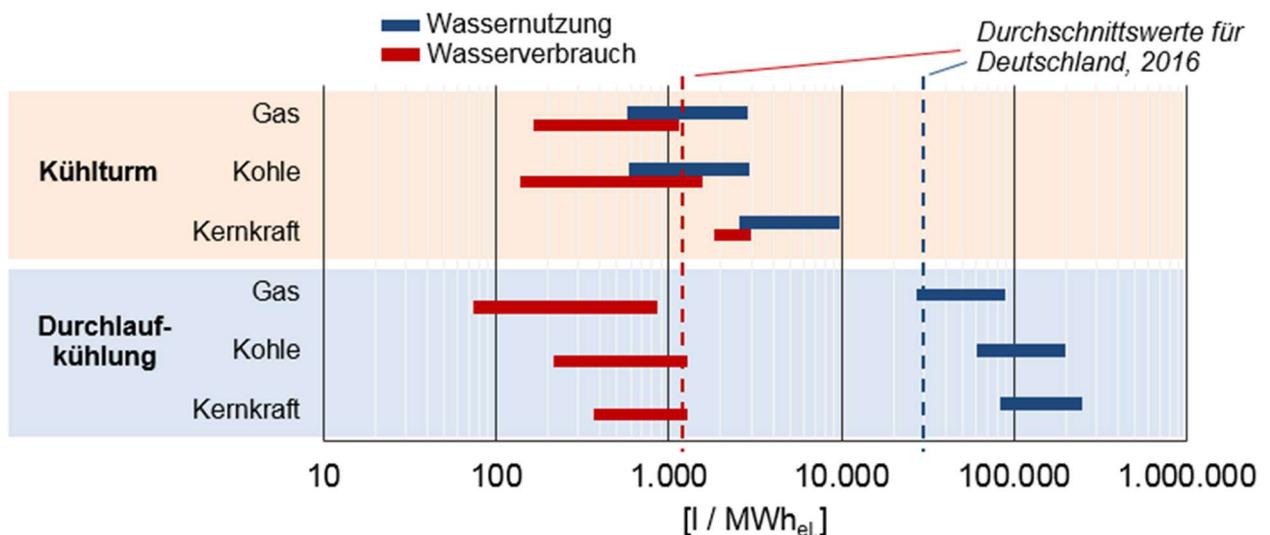


Abbildung 3.4: Wassernutzung und -verbrauch bei der Kraftwerkskühlung nach [IEA 2016]

Neben dem Wasserbedarf für Kühlwasser- und Dampfkreislauf wird in Kraftwerken noch an weiteren Stellen, wie z.B. der Abgasreinigung, Wasser eingesetzt. Bei der Entstickung werden etwa 45 l/MWh<sub>el</sub> verbraucht. Der Wasserverbrauch der Rauchgasentschwefelung wird bei trockenen Verfahren mit 151 und bei nassen Verfahren mit 265 l/MWh<sub>el</sub> angegeben [Meldrum et al. 2013].

### **3.1.2.2 Wasserkraft**

Wasserkraftwerke nutzen die potenzielle Energie von Wasser. Diese wird mittels Turbinen in kinetische Energie gewandelt, mit der über Generatoren Strom erzeugt wird. Die Kraftwerksleistung ist proportional zur Fallhöhe des Wassers und der Durchflussmenge. Zur Erzeugung von Wasserkraft werden - insbesondere bei Laufwasserkraftwerken - zwar enorme Mengen an Wasser genutzt, diese jedoch so gut wie gar nicht hinsichtlich ihrer chemischen und physikalischen Eigenschaften verändert und verbleiben nach ihrer Nutzung vollumfänglich im Gewässersystem erhalten. Der wirkliche Verbrauch ist dagegen verschwindend gering und beruht hauptsächlich auf den Bau der Anlage.

Von daher kann bei dieser Form der Wassernutzung nicht von einer „Wasserentnahme“ zu energetischen Zwecken im bisher gebräuchlichen Sinne gesprochen werden. Die für die Wasserkraft genutzten Mengen sind deswegen auch nicht in den Erhebungen des Statistischen Bundesamtes zur öffentlichen und nichtöffentlichen Wasserversorgung enthalten. Würde man für die Wasserkraft die spezifische Wassernutzung ebenfalls in der Dimension „l/MWh<sub>el</sub>“ angeben, so würden sich Werte im Bereich von 10 bis zu über 100 Millionen ergeben, die auch von daher keinen sinnvollen Vergleich mit den in den anderen Bereichen genannten Werten mehr ermöglichen. Wohlgleich kann die Wasserkraftnutzung aber durchaus auch negative Auswirkungen auf die Gewässer, wie beispielsweise die Verringerung der Gewässerdurchgängigkeit, Gewässerstrukturveränderungen und ökologische Beeinträchtigungen von Flora und Fauna zur Folge haben. Wasserreservoirs wie z.B. Talsperren werden häufig neben der Wasserkraftnutzung hauptsächlich für andere Zwecke (Wasserversorgung, Hochwasserschutz) genutzt, so dass es fraglich bzw. nicht sinnvoll ist z. B. Wasserverluste durch Verdunstung der Energieversorgung zuzurechnen.

Die Wasserkraft ist in Deutschland mit über 7.300 überwiegend in Bayern und Baden-Württemberg befindlichen Anlagen bereits relativ weit ausgebaut. Die installierte Gesamtleistung liegt bei etwa 5,6 GW, wobei knapp 1,2 GW auf den natürlichen Zufluss von Pumpspeicherkraftwerken entfallen [BMWI 2015]. Die jährliche Stromerzeugung beträgt rund 20 TWh (ca. 3% der Gesamtstromerzeugung).

Betrachtungen des natürlich vorhandenen Linienpotenzials der Flüsse in Deutschland haben ergeben, dass von den theoretisch vorhandenen 92,6 TWh etwa 33 - 42 TWh technisch nutzbar wären. Nach Abzug des bereits genutzten Potenzials verbleiben etwa 13 - 22 TWh, die sich aufgrund der Prämisse der freien Durchgängigkeit der großen Flüsse Elbe, Oder, Rhein und Donau weiter auf ca. 3 - 4 TWh reduzieren. Ob dieses Potenzial zukünftig auch genutzt werden kann, ist stark von gesellschaftspolitischen Entscheidungen abhängig, so dass davon ausgegangen wird, dass sich Leistungssteigerungen der Wasserkraft im Wesentlichen auf die Modernisierung und technische Optimierung bestehender Anlagenstandorte beschränken werden [Anderer et al. 2010, BMWI 2015].

### **3.1.2.3 Windkraft**

Bei der Stromerzeugung durch Windkraftanlagen wird kein Wasser benötigt [Mielke et al. 2010]. Die ggf. bei Reinigungsarbeiten an Windkraftanlagen eingesetzten Wassermengen können als vernachlässigbar angesehen werden [WEC 2010].

#### **3.1.2.4 Geothermie**

Bei der Geothermienutzung wird zwischen der oberflächennahen und tiefen Geothermie unterschieden. Die oberflächennahe Geothermie nutzt für den Erdwärmetransport geschlossene und in der Regel mit Wärmepumpen verbundene Rohrleitungssysteme (Kollektoren- oder Sonden-systeme). Bei der tiefen Geothermie werden Vorkommen von warmen bzw. heißen Tiefengewässern genutzt. Dabei wird über eine Förderbohrung das Thermalwasser entnommen, dessen Wärmeenergie über Wärmetauscher ausgekoppelt und dann ggf. unterstützt durch Wärmepumpen als Nutzwärme bereitgestellt oder über Dampfkreisprozesse zur Verstromung genutzt wird. Das entnommene Thermalwasser wird anschließend wieder in den Untergrund reinjeziert, wodurch sichergestellt wird, dass der Druck im Aquifer erhalten bleibt.

Im Falle der Verstromung werden bei den Dampfkreisprozessen in geothermischen Kraftwerken auf Grund des niedrigen zur Verfügung stehenden Temperaturniveaus häufig auch organische Medien anstelle von Wasser eingesetzt (z.B. Organic-Rankine-Prozesse, ORC).

Gegebenenfalls wird auch Kühlwasser zum Betreiben von Kondensatoren benötigt. Die Menge an Kühlwasser liegt dann zwischen 7 und 13 m<sup>3</sup>/MWh<sub>el</sub> [Gleick 1994]. In einer anderen Quelle werden als Verbrauch zwischen 5,3 und 17 m<sup>3</sup>/MWh<sub>el</sub> genannt. Hierbei ist jedoch auch das aus der Tiefe geförderte Geothermie-Wasser anteilig enthalten. Als tatsächlichen Frischwasserbedarf gibt die Geothermal Energy Association (GEA) etwa 10 - 19 l/MWh<sub>el</sub> an. Obwohl für den Wasserbedarf der Geothermienutzung verschiedener anderer Literaturangaben zufolge ein relativ weiter Bereich von 0 - 5.000 l/MWh<sub>el</sub> existiert, werden insgesamt gesehen die durchschnittlichen Frischwasserverbräuche der meisten Geothermieanwendungen eher am unteren Ende dieses Bereiches als wahrscheinlich angesehen [Mielke et al. 2010].

#### **3.1.2.5 Photovoltaik**

Zur Erzeugung von Strom in Photovoltaik-Anlagen wird an sich kein Wasser benötigt. Geringe Mengen werden zwischen 1 und 4 m<sup>3</sup>/MWh<sub>el</sub> für das regelmäßig anfallende Reinigen der Photovoltaikflächen benötigt [WEC 2010]. Allerdings werden aufgrund des hohen Wasserbedarfs der Siliziumherstellung für den Bau von Photovoltaikzellen im Verhältnis zu den anderen Technologien deutlich höhere spezifische Wasserverbräuche von etwa 300 l/MWh<sub>el</sub> angegeben [Meldrum et al. 2013].

#### **3.1.2.6 Solarthermie**

Bei solarthermischen Kraftwerken wird Sonneneinstrahlung als Wärmequelle zur Stromerzeugung in einem mit den konventionellen Kraftwerksprozessen vergleichbaren Verfahrensprinzip genutzt. Dazu werden die Sonnenstrahlen gebündelt auf einen mit Wärmeträgermedium gefüllten Absorber gelenkt. Diese konzentrierenden solarthermischen Kraftwerke sind üblicherweise als Parabolrinnen oder Solarturm ausgeführt. In dem Absorberkreislauf kommen Wasser, Thermalöl oder Salzschnmelzen zum Einsatz. Von diesem wird die Wärme dann auf den für die Stromerzeugung genutzten Dampfkraftprozess übertragen. Seltener werden hier auch auf Organic-Rankine-Prozesse eingesetzt. Hinsichtlich ihres Kühlwasserbedarfs sind diese Kraftwerke den konventionellen Kraftwerken ähnlich, was jedoch in deren Einsatzregionen in den heißen und trockenen Zonen aufgrund des dort vorherrschenden Wassermangels häufig problematisch ist.

Solarthermiekraftwerke haben für den Einsatz in Deutschland keine große Bedeutung, da die für einen wirtschaftlichen Betrieb notwendige direkte Sonneneinstrahlung nicht in dem erforderlichen Umfang vorhanden ist.

### **3.1.3 Energiespeichertechnologien**

Mit dem stetig wachsenden Anteil der Erneuerbaren Energien in der Energieversorgung werden Energiespeicher für Strom und Wärme zum Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung immer bedeutsamer. Daneben besteht durch die Umwandlung von Überschussstrom in chemische Energieträger neben der Wiederverstromung die Möglichkeit, diese auch zur energetischen Nutzung z. B. im Verkehrsbereich einzusetzen, um die dringend benötigte intensivere Sektorenkopplung zu unterstützen.

Bezüglich der Speicherdauer ist zwischen Kurz- und Langzeitspeichern unterschieden. Kurzzeitspeicher werden zum Ausgleich von Schwankungen (Einspeisefluktuationen, PV-Tagesgänge, etc.) bis zu einem Tag eingesetzt und zeichnen sich durch einen hohen Speicherwirkungsgrad sowie der Fähigkeit zu einer hohen Anzahl von Auf- und Entladezyklen aus. Dies sind in der Regel elektrische Speicher (Akkumulatoren, Kondensatoren, Spulen) sowie auch Pump- oder Druckluftspeicher. Langzeitspeicher gleichen hingegen Erzeugungsdefizite im Bereich von mehreren Tagen bis zu Monaten aus (Schwachwindperioden, jahreszeitliche Schwankungen). Aufgrund der größeren zu speichernden Energiemenge sind hier vor allem eine hohe Energiedichte und eine geringe Selbstentladung des Speichers bedeutsam (Gasspeicher, synthetische Kraftstoffe). Speicherwirkungsgrade und Ladezyklenanzahl sind in der Regel geringer als bei Kurzzeitspeichern.

Der Ausbau von Langfristspeichern wird verschiedenen Studie zu Folge erst oberhalb eines Anteils der regenerativen Stromerzeugung von 60 bis 80 % erforderlich. Bis zu diesen Werten können die Flexibilität der noch vorhandenen fossil betriebenen Kraftwerke, existierende Speichersysteme, innereuropäischer Stromaustausch und gegebenenfalls der Ausbau an Kurzfristspeichern Schwankungen in der Stromproduktion und -nachfrage auffangen [AEE 2015; SRU 2011].

#### **3.1.3.1 Batterien/Akkumulatoren**

Batterien und Akkumulatoren sind elektrochemische Speicher. Die Wirkungsgrade der verschiedenen Akkumulatoren-Typen wie Blei-Säure-, Lithium-Ionen- oder Redox-Flow-Batterien liegen derzeit bei etwa 75 - 85 %. Zukünftig wird eine Steigerung auf bis zu 90 % erwartet [ISEA 2013].

Der Betrieb von Batteriespeicher-Anlagen erfordert grundsätzlich keinen nennenswerten Einsatz von Wasser. Einzig bei der Herstellung und Wartung der Batterien (Wasser für Elektrolytlösungen) oder der Errichtung von Betriebsgebäuden wird ein gewisser Wasserverbrauch vorhanden sein. Dieser wird insgesamt betrachtet und unter Berücksichtigung der über die Lebensdauer gespeicherter Strommenge als vernachlässigbar gering angenommen. Aus Sicht der Wasserwirtschaft haben daher Batteriespeicher bis auf ein gewisses Gefährdungspotenzial bei unsachgemäßem Betrieb dieser Anlagen bzw. Entsorgung von Altbatterien (Austritt von Chemikalien, etc.) keine nennenswerte Relevanz.

### 3.1.3.2 Pumpspeicher

Pumpspeicherkraftwerke stellen in Deutschland bislang die einzige Möglichkeit dar, Strom im großtechnischen Maßstab zwischenzuspeichern. Die Kraftwerksleistung ist proportional zur Durchflussmenge und der zur Verfügung stehenden Fallhöhe. Zur Minimierung des zur Speicherung einer bestimmten Energiemenge erforderlichen Speichervolumens ist eine möglichst große Förder- bzw. Fallhöhe anzustreben, weshalb Pumpspeicherkraftwerke vorzugsweise in gebirgigem Gelände anzutreffen sind. Der Wirkungsgrad von Pumpspeicherkraftwerken wird mit 75 – 85 % angegeben [RWE 2010; SRU 2011; RENEWS 2014].

Die folgende Abbildung 3.5 zeigt beispielhaft die Funktionsweise eines Pumpspeicherkraftwerkes.

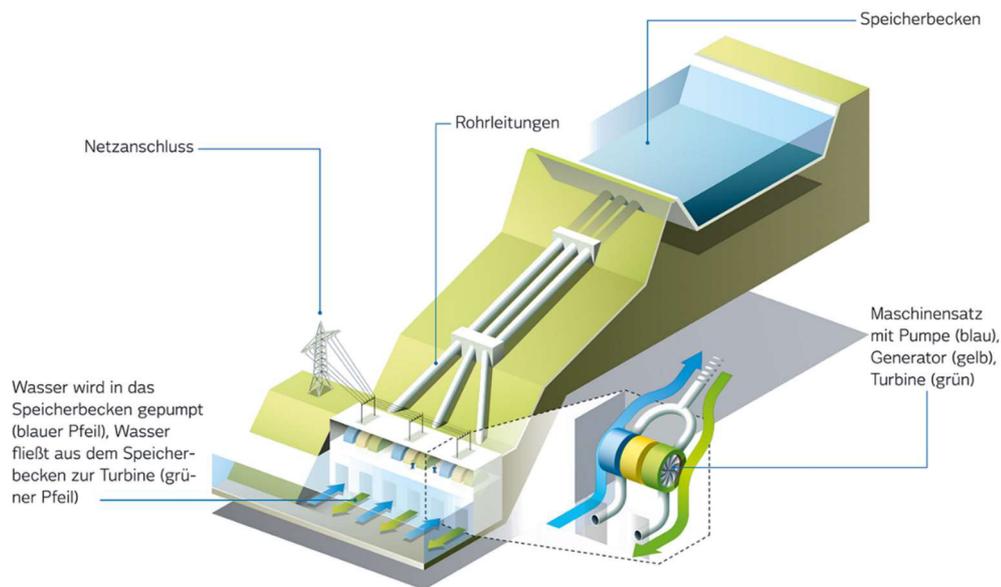


Abbildung 3.5: Skizze des Pumpspeicherkraftwerkes Geesthacht [Vattenfall 2019]

Die mittlere jährliche Stromerzeugung aus Pumpspeicherkraftwerken liegt in Deutschland in einer Größenordnung um 6 TWh/a bei einer Speicherkapazität von ca. 40 GWh. Die in Deutschland installierte Pumpspeicherleistung liegt bei etwa 7 GW.

Hinsichtlich der Wassernutzungsintensität sind Pumpspeicher ähnlich der Wasserkraft zu bewerten (s. Kap. 3.1.2.2). Durch die großen Flächen der Oberbecken kommt es zur Verdunstung von Speicherwasser, die nur teilweise durch Niederschlag oder Zuflüsse ausgeglichen werden. Die Wasserverluste von Pumpspeicherkraftwerken werden mit etwa 0,005 bis 0,02 %/Tag angegeben [RENEWS 2014].

Ein stärkerer Ausbau der Pumpspeicher-Kapazitäten innerhalb von Deutschland wird derzeit als eher unwahrscheinlich eingeschätzt [Schmidt-Böcking 2013; AEE 2015]. Aus ökonomischen und geographischen Gründen wird die Nutzung von Ausbaupotenzialen im europäischen Ausland, insbesondere in Skandinavien und der Alpenregion z. B. in Schweden, Norwegen, Österreich und der Schweiz als aussichtsreicher angesehen [SRU 2011; RENEWS 2014]. Die technische Machbarkeit sowie das Potenzial von untertägigen Pumpspeicherkraftwerken in ausgedienten Bergwerken wurde in einigen Studien untersucht [z. B. Beck et al. 2011]. Darin wird die mögliche Speicherkapazität deutschlandweit auf etwa 40 GWh und damit ähnlich hoch wie in den bereits

vorhandenen übertägigen Pumpspeichern abgeschätzt. Inwieweit diese Kapazitäten zukünftig genutzt werden können ist derzeit noch nicht abzusehen.

### **3.1.3.3 Druckluftspeicher**

In diesen - allerdings bislang kaum genutzten - Speicherkraftwerken wird Druckluft als Speichermedium eingesetzt. Aufgrund der hohen Temperaturveränderungen der Druckluft beim Komprimieren und Entspannen werden die existierenden Kraftwerke zur Wirkungsgradsteigerung zumeist in Kombination mit einem Gasturbinenkraftwerk betrieben. Als Speicherräume werden untertägige Kavernen genutzt. Aus geologischen Gründen würden sich norddeutsche Gebiete mit seinen Salzformationen als potenzielle Speicherstandorte eignen. Damit könnten Stromerzeugung (On-/Off-Shore-Windparks) und Stromspeicherung näher zusammenrücken als bei Kombination mit den mittel- bis süddeutschen Pumpspeicherkapazitäten.

Bei existierenden Druckluft-Kavernenspeicher liegen die Wirkungsgrade bei 42 - 55 % und damit deutlich unter denen von Pumpspeicherkraftwerken [RENEWS 2014]. Bei den in Kombination mit Gasturbinen betriebenen Hybridkraftwerken ist die Angabe eines Wirkungsgrads schwierig, da verschiedene Inputströme (Druckluft und Erdgas) eingesetzt werden. Im Projekt „ADELE“ wurde ein adiabater Druckluftspeicher untersucht. Hierbei wird die Kompressionswärme gespeichert und beim Entspannen wieder der sich abkühlenden Druckluft zugeführt. Damit wurde ein Wirkungsgrad bis 70 % prognostiziert [RWE 2010]. Das ADELE-Projekt kam jedoch 2015 mangels Aussicht auf Wirtschaftlichkeit zum Erliegen.

Belastbare Zahlen für den spezifischen Wasserverbrauch bzw. -nutzungen konnten aufgrund der geringen Anzahl der existierenden Anlagen nicht ermittelt werden. Zudem wären diese auch stark davon abhängig, ob die Kraftwerke als reiner, adiabater Druckluftspeicher oder als Hybridkraftwerk ausgeführt sind.

### **3.1.3.4 Meeres-Druckspeicher**

Ein neueres Forschungsgebiet sind unterseeische Speicher. Bei diesen Verfahren werden Hohlräume am Meeres- oder Seeboden befestigt. Beim Projekt StEnSea (Stored Energy on the Sea) kommen Betonkugeln zum Einsatz. Zu Zeiten von Stromüberschuss wird Wasser aus dem Behälter gepumpt. Es entsteht ein Unterdruck. Liegt der Strombedarf über der Stromerzeugung, wird durch den einwirkenden Wasserdruck der Behälter wieder mit Wasser befüllt. Durch die Druckunterschiede zwischen Kugellinnerem und umgebendem Meer können mittels Turbinen angetriebene Generatoren Strom erzeugen. Solche Speicher könnten direkt auf dem Meeresboden in unmittelbarer Nähe zu Off-Shore-Windparks installiert werden und bei ausreichender Speicherdimensionierung die Stromlieferung dann weitgehend bedarfsgeregelt erfolgen. Eine Versuchsanlage lief für einige Wochen im Bodensee in 100 m Tiefe. Für eine großtechnische Umsetzung werden Tiefen bis etwa 800 m als technisch realisierbar angesehen. Der Wirkungsgrad wird mit 75 – 80 % angenommen und läge damit auf gleichem Niveau wie bei Pumpspeicherkraftwerken [Schmidt-Böcking et al. 2013; SWW 2016; SZ 2016].

Bei Meeres-Druckspeichern wird zwar wie bei Pumpspeicher-Kraftwerken Wasser genutzt, jedoch nicht verbraucht. Auf Grund der unterseeischen Bauweise wird im Betrieb das Wasser lediglich mit der Umgebung ausgetauscht.

### 3.1.3.5 Power-to-X-Verfahren

Unter dem Begriff „Power-to-X“ werden Verfahren bzw. Technologien verstanden, bei denen der Energiegehalt des elektrischen Stroms entweder in Wärme (Power to Heat, PtH) oder unter Zuhilfenahme von Wasser und Kohlendioxid in synthetische Gase (Power to Gas, PtG), flüssige Kraftstoffe (Power to Liquid, PtL) oder sonstige chemische Grundstoffe (Power to Chemicals, PtC) überführt wird. Die durch diese Umwandlung erzeugten Energieträger bieten dann aufgrund ihrer hohen Energiedichte den Vorteil einer besseren bzw. längeren Speicherbarkeit gegenüber elektrischem Strom.

Bei den „Power-to-Heat“-Verfahren wird elektrische Energie über Heizstäbe in Wärmeenergie gewandelt, die mittels unterschiedlicher Wärmeträgermedien verteilt oder auch gespeichert werden kann. Eine weitere Möglichkeit besteht in der Wärmepumpentechnik, bei der Strom eingesetzt wird, um Umweltwärme auf ein höheres Temperaturniveau zu heben und dadurch in größerem Umfang nutzbar zu machen.

„Power-to-Gas“ bezeichnet zunächst das Verfahren Wasser mittels Elektrolyse in Wasserstoff und Sauerstoff aufzuspalten ( $\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2 + \frac{1}{2} \text{O}_2$ ). Der gewonnene Wasserstoff kann zur Speicherung bis zu einem gewissen Anteil in das Erdgasnetz eingespeist oder separat in Druckgas-, Flüssiggas- oder Metallhydridspeichern gelagert werden. Alternativ kann aus dem gewonnenen Wasserstoff unter Zufuhr von Kohlendioxid in einer thermochemischen Synthese Methan hergestellt werden (Sabatier-Prozess;  $4 \text{H}_2 + \text{CO}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + 2 \text{H}_2\text{O}$ ), welches den Vorteil bietet, in einer bereits vorhandenen Infrastruktur verteilt oder gespeichert zu werden.

„Power to Liquid“ fast alle Prozesse zusammen, in denen über Elektrolyse erzeugter Wasserstoff oder Methan in flüssige Kraftstoffe überführt wird. Dies kann entweder eine Verflüssigung der in PtG-Prozessen gewonnenen Gase oder eine Synthesegasreaktion von Wasserstoff und Kohlenmonoxid zu flüssigen Kohlenwasserstoffen sein (z.B. mittels Fischer-Tropsch-Synthese). „Power-to-Chemicals“ bezeichnet weitergehende Verfahren, die die Herstellung von Grundstoffen für die stoffliche Verwertung zum Ziel haben.

Für die Elektrolyse kann mit einem Wirkungsgrad zwischen 60 und 85 % gerechnet werden. Der Wirkungsgrad der Methanisierung wird mit etwa 80 % angegeben [dena 2017]. Für die Gesamtkette von Strom über Elektrolyse, Methanisierung, Speicherung und Rückverstromung über ein hocheffizientes GuD-Kraftwerk kann ein Wirkungsgrad von günstigenfalls 35 % gerechnet werden [UBA 2010; AEE 2015]. Damit muss also etwa dreimal so viel Strom zur Zwischenspeicherung eingesetzt werden, wie hinterher wieder genutzt werden kann. Interessant sind solche Verfahren, wenn dauerhaft mehr Strom regenerativ produziert als direkt benötigt wird. Der Vorteil dieser Form der Stromspeicherung liegt neben der hohen Energiedichte der erzeugten gasförmigen oder flüssigen Kraftstoffe darin, dass vorhandene Infrastruktur (Tankstellen) und Verteilnetze (Erdgasnetz) genutzt werden können. Auch sind nach derzeitigem Ermessen nicht in allen Wirtschaftsbereichen Technologiealternativen zu den bisher eingesetzten fossilen Kraftstoffen absehbar sowie eine Elektrifizierung auch nur begrenzt möglich. Dazu gehören beispielsweise die Grundstoffindustrie aber auch der Verkehrssektor insbesondere der Flug- und Schiffsverkehr, die absehbar auch zukünftig anstelle von fossilen auf synthetische Kraftstoffe angewiesen sein werden [dena 2017]. Der Wasserverbrauch des PtG-Verfahrens resultiert im Wesentlichen aus der gemäß der stöchiometrischen Gleichung  $\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2 + \frac{1}{2} \text{O}_2$  resultierenden Wassermenge. Dies sind neun Kilogramm Wasser pro Kilogramm produziertem Wasserstoff. Bezogen auf den Heizwert von

Wasserstoff ergibt sich theoretisch ein spezifischer Wasserbedarf von 270 l/MWh<sub>th</sub>. Unter Berücksichtigung von Verlusten, zum Beispiel bei Wasseraufbereitung und Wasserentsalzung, wurde für die folgenden Betrachtungen der doppelte Wert in Höhe von 540 l/MWh<sub>th</sub> für den Anlagenbetrieb angenommen. Für den Bau der Anlage werden wie bei den anderen Verfahren niedrige einstellige Verbrauchswerte angesetzt. Wird über den Sabatier-Prozess aus Wasserstoff wiederum Methan erzeugt, erhält man z. T. wieder eine Gutschrift auf den Wasserverbrauch, da bei dieser Reaktion Wasser entsteht, welches wieder in der Elektrolyse eingesetzt werden kann. Diese Wassermenge entspricht stöchiometrisch unter Vernachlässigung von Verlusten während des Sabatier-Prozesses etwa der Hälfte der Menge, die bei der Elektrolyse verbraucht wird.

Aufgrund des niedrigen Wirkungsgrades der Rückverstromung und der damit verbundenen hohen Kosten werden Power-to-X-Verfahren jedoch erst in einem fortgeschrittenen Stadium der Energiewende (ab ca. 60 - 80% Erneuerbarer Energieanteil) eine zunehmende Bedeutung zugesprochen [AEE 2015].

### 3.1.4 Zusammenfassung der energiewirtschaftlichen Wassernutzungen

Die für die folgenden Betrachtungen zur Veränderung des Wasserbedarfs im Rahmen der Energiewende angesetzten spezifischen Wassernutzungen bzw. -verbräuche für die einzelnen Technologien sind in der folgenden Tabelle 3.1 zusammengefasst. Wie eingangs bereits erwähnt, basieren diese Werte zumeist auf Abschätzungen (Spalte „Schätzung für D.“), da der verfügbaren Literatur keine hinreichend detaillierten Angaben für die Situation in Deutschland zu entnehmen waren. Grundlage für diese Abschätzungen bildeten im Wesentlichen die in der Review-Studie [Meldrum et al. 2013] angegebenen Wertebereiche für die einzelnen Technologien sowie die Branchendaten des Statistischen Bundesamtes für die Wirtschaftsbereiche der Energiewirtschaft, Bergbau und Landwirtschaft. Des Weiteren wurde bei diesen Werten auch berücksichtigt, ob die Gewinnung der Primärenergie und damit die entsprechende Wassernutzung im In- oder Ausland erfolgt.

Tabelle 3.1: Zusammenfassung von Wasserverbrauch und Wassernutzen der Stromerzeugung in Deutschland, Datengrundlage [Meldrum et al. 2013] und eigene Abschätzungen

	Wasserverbrauch				Wassernutzen			
	Anlagenbau	Brennstoff-bereitstellung	Betrieb	Schätzung für D.	Anlagenbau	Brennstoff-bereitstellung	Betrieb	Schätzung für D.
	[l/MWh <sub>el</sub> ]							
<b>Kohle</b>	4	80	1.300	<b>1.400</b>	4	2.300	33.700	<b>36.000</b>
<b>Erdgas</b>	4	15	800	<b>820</b>	4	90	18.900	<b>19.000</b>
<b>Kernkraft</b>	2	200	2.300	<b>2.500</b>	2	230	37.850	<b>38.000</b>
<b>Sonstige</b>				<b>1.400</b>				<b>1.400</b>
<b>Solar</b>	300	0	25	<b>330</b>	350	0	25	<b>380</b>
<b>Wind</b>	4	0	2	<b>6</b>	98	0	4	<b>100</b>
<b>Geothermie</b>	8	0	1.090	<b>1.100</b>	11	0	1.190	<b>1.200</b>
<b>Biomasse</b>	4	50	950	<b>1.000</b>	4	50	950	<b>1.000</b>
<b>PtX</b>	4	540 *		<b>220 **</b>	4	540 *		<b>18.400</b>

\* bez. auf PtG-Heizwert

\*\* bez. auf Verstromung in GuD-Kraftwerk ( $\eta=50\%$ ); nur inländischer PtG-Produktionsanteil zur Stromerzeugung von ca. 20%

Trotz der genannten Unsicherheiten bei den ermittelten Zahlen dieser Tabelle ermöglicht sie aber einen größenordnungsmäßigen Vergleich des Wasserverbrauchs bzw. -nutzungen der verschiedenen Technologien zur Stromerzeugung. Unterschieden werden Verbrauch und Nutzen für den Bau der Anlage (z. B. Errichtung der Gebäude, Infrastruktur), für die Brennstoffbereitstellung (z. B. Kohleabbau und Kohleaufbereitung) und für den Betrieb dieser Anlagen (Kühl- und Prozesswasser). Der Wasserbedarf des Energiesektors wird im Wesentlichen durch den konventionellen Kraftwerksbetrieb bestimmt. Anlagenbau und Brennstoffbereitstellung erfordern demgegenüber, abgesehen von den Nutzungen im Braunkohletagebaubetrieb, nur vergleichsweise geringe Wassermengen. Die großen Unterschiede zwischen Wassernutzung und -verbrauch konventioneller Kraftwerke resultieren vor allem aus dem hohen Kühlwasserbedarf der eingesetzten Kühltechnik. Im Vergleich dazu haben die Erneuerbaren Energien technologiebedingt nur einen sehr geringen Wasserbedarf.

Die wesentlichen Merkmale der zukünftig in größerem Umfang benötigten Energiespeichertechnologien sowie deren Relevanz für den Bereich der Wasserwirtschaft sind in der Tabelle 3.2 zusammengefasst. Obwohl beispielsweise die Pumpspeicher oder auch Meeres-Druckspeicher in erheblichem Umfang auf das Vorhandensein von Wasser als Arbeits- bzw. Speichermedium angewiesen sind, tritt ein nennenswerter „Verbrauch“ lediglich bei den Technologien zur Erzeugung synthetischer Kraftstoffe auf.

Tabelle 3.2: Übersicht Energiespeichertechnologien und Relevanz zum Wassersektor

Speichertechnologie	Speicherkapazität typischer Anlagen/Technologien	Speicherdauer	Wirkungsgrad	Relevanz für Wasserwirtschaft	Wasserverbrauch
Batterien / Akkus	kWh - MWh	Minuten bis 1 Tag	75 - 95 %	gering	gering
Pumpspeicher	MWh - GWh	Stunden bis Tage	70 - 80 %	relevant	kein "Verbrauch", lediglich Nutzung
Druckluftspeicher	MWh - GWh	Stunden bis Tage	42 - 55 %, adiabat: bis 70 %	gering	gering
Meeres-Druckspeicher	MWh - GWh	Stunden bis Tage	75 - 80 %	gering	kein "Verbrauch", lediglich Nutzung
PtG (Wasserstoff)	mehrere TWh	Wochen bis Monate	35 - 40 % (Strom zu Strom) 50-80 % (Strom zu H <sub>2</sub> )	relevant	9 kg H <sub>2</sub> O / kg H <sub>2</sub>
PtG (Methan)	mehrere TWh	Wochen bis Monate	20 - 35 % (Strom zu Strom) max. 65 % (Strom zu CH <sub>4</sub> )	relevant	2,25 kg H <sub>2</sub> O / kg CH <sub>4</sub>

Quellen: [Gerbert et al. 2018, ZSW 2018, SWW 2016, Renewables 2014, ISEA 2013, Schmidt-Böcking et al. 2013]

## 3.2 Energiebedarf und Energieerzeugung in der Wasserwirtschaft

### 3.2.1 Wasserversorgung

Der Stromverbrauch der öffentlichen Wasserversorgung kann für das Jahr 2016 mit knapp 3 TWh abgeschätzt werden [IFE 2017, UBA 2009]. Verglichen mit der Gesamtfördermenge in Deutschland von 5,2 Mrd. m<sup>3</sup> würde sich damit ein spezifischer Energieeinsatz von etwa 0,57 kWh/m<sup>3</sup> ergeben. Nach Datenerhebungen der DVGW liegt der spezifische Energieverbrauch von Wasserwerken im Bereich von etwa 0,12 bis 0,62 kWh/m<sup>3</sup> und für die Wasserverteilung bei 0,03 bis 0,58 kWh/m<sup>3</sup>. Der Energieverbrauch der Trinkwasseraufbereitung wird mit 0,04 - 0,19 kWh/m<sup>3</sup> angegeben, was verdeutlicht, dass der weitaus überwiegende Anteil des Energiebedarfs der Wasserversorgung als Pumpenergie verwendet wird [DVGW 2007].

Effizienzsteigerungen wurden in diesem Bereich bisher vor allem durch den Einsatz neuer Pumpen- und Antriebstechnik (u. a. Leistungsregelung über Frequenzumrichter, Kennlinienanpassungen) sowie durch Minimierung von Leitungsverlusten (Armaturen, Werkstoffe, Formstücke) erreicht. Zahlreiche Hinweise zur energetischen Optimierung der Wasserversorgung wurden in der DVGW-Information Wasser Nr. 77 zusammengetragen [Plath et al. 2010]. Der Energieeinsatz der Wasseraufbereitung unterliegt großen Schwankungsbreiten, da er stark von der jeweils vorliegenden Rohwasserqualität und den Aufbereitungszielen abhängig ist. Steigende Anforderungen an die Trinkwasserqualität erfordern auch immer häufiger den Einsatz energieintensiverer Aufbereitungsverfahren wie z. B. Ozonung, Aktivkohleadsorption oder Membranverfahren.

Eine weitergehende Untersuchung der Energiepotenziale von Trinkwassersystemen erfolgte in mehreren Forschungsvorhaben im Rahmen der ERWAS - Fördermaßnahme. In ihnen wurden neue Ansätze zur energetischen Optimierung von Teilkomponenten der Wasserversorgung sowie in deren Zusammenwirken in Verbundsystemen verfolgt. Ein Schwerpunkt lag dabei insbesondere in der Untersuchung von Möglichkeiten zur Flexibilisierung des Anlagenbetriebs, um damit der zunehmenden schwankenden Verfügbarkeit von Erneuerbarer Energie zu begegnen sowie darüber hinaus ggf. auch Speicher- bzw. Regelenergiekapazitäten für den Energiesektor bereitzustellen.

Im Ergebnis dieser Untersuchungen wurde gezeigt, dass beispielsweise durch Druckzonenoptimierungen im Verteilnetz, den Ersatz von Druckbegrenzungsarmaturen durch Turbinen, der zeitlichen Optimierung von Pumpenlaufzeiten und Behälterfüllständen sowie den Einsatz modellgestützter Betriebsführungssoftware noch erhebliche Potenziale sowohl für energetische Effizienzsteigerungen als auch zur flexibleren Anpassung an das zukünftige Energiesystem bestehen. Allerdings stehen einer wirtschaftlichen Nutzung dieser Potenziale oftmals die derzeitigen ökonomischen und rechtlichen Rahmenbedingungen noch entgegen.

Trink- und Brauchwassertalsperren dienen vorrangig der Wasserversorgung sowie oftmals auch gleichzeitig dem Hochwasserschutz. Hinter diesen beiden an sich schon häufig konkurrierenden Anforderungen kommt der Energieerzeugung oder auch -speicherung in der Regel bisher nur eine nachrangige Nutzungsfunktion zu. Eine zusätzliche Dynamisierung der durch die Erfordernisse der Wasserversorgung und des Hochwasserschutzes weitgehend vorgegebenen Stauspiegel der Talsperren zur Bereitstellung von Regelenergie oder Speicherkapazität für den Energiesektor ist daher nur bedingt möglich. Dennoch sind verschiedenen Studien zufolge bei genauer Einzelfallbetrachtung und Berücksichtigung standortgebener Rahmenbedingungen oftmals auch hier

nennenswerte Potenziale zur energiewirtschaftlichen Nutzung der Staukörper vorhanden [Merkel et al. 2017].

### 3.2.2 Abwasserbewirtschaftung

Abwasserbehandlungsanlagen sind nach dem geltenden Wasserhaushaltsgesetz nach dem Stand der Technik zu errichten und zu betreiben. Ein Kriterium zur Bestimmung des Standes der Technik ist die Energieeffizienz (Anlage 1 zu § 3 Nummer 11 WHG). Gemäß der Änderung der Abwasserverordnung Anhang 1 im Jahr 2014 ist damit auch eine energieeffiziente Betriebsweise gefordert [AbwV 2018]. Die bei der Abwasserbeseitigung entstehenden Energiepotenziale sind, soweit technisch möglich und wirtschaftlich vertretbar, zu nutzen. Einerseits besteht auf Kläranlagen nach wie vor noch ein hohes Energieeinsparungspotenzial, andererseits dürfen die Bestrebungen zur Energieeffizienzsteigerung nicht dem Ziel des Gewässerschutzes zuwiderlaufen.

Die öffentliche Abwasserbehandlung stellt mit einem Energieverbrauch von 4,4 TWh/a [UBA 2009] den größten Verbraucher an elektrischer Energie im kommunalen Bereich dar. Im Vergleich zum gesamten Bruttostromverbrauch Deutschlands ist dies jedoch weniger als 1 %. Im Jahr 2017 wurden in Deutschland ca. 1,5 TWh Strom aus Klärgas erzeugt [Destatis 2018e]. Aufgrund der unterschiedlichen regionalen Standortverhältnisse, die z. B. Abwasserhebwerke erfordern, der Bandbreite eingesetzter Reinigungsverfahren (z.B. Belebungs- oder Tropfkörperanlagen) sowie dem Umfang der verfahrenstechnischen Ausstattung (z.B. Faulbehälter, Klärschlamm-trocknung, nachgeschaltete Reinigungsstufen) variieren die Stromverbräuche von Anlage zu Anlage sehr stark. Abbildung 3.6 zeigt eine Übersicht der einzelnen elektrischen Verbraucher von Kläranlagen der Größenklasse 4 und 5 mit Angabe des mittleren elektrischen einwohnerspezifischen Verbrauchs. Der mit Abstand größte Stromverbrauch von Kläranlagen resultiert aus der Belüftung der Belebungsbecken.

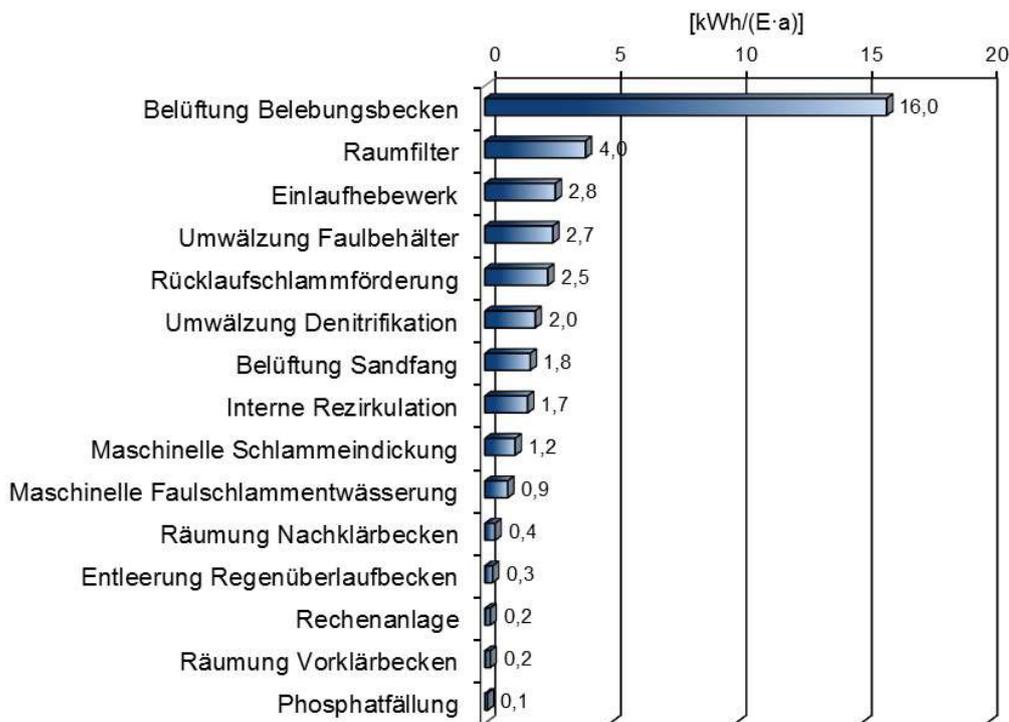


Abbildung 3.6: Mittlere Strom-Verbrauchswerte von Kläranlagen der Größenklassen 4 und 5 nach [Baumann 2008]

Die Variation der Stromverbräuche der verschiedenen Kläranlagen-Größenklassen zeigt Abbildung 3.7, in der die Einzelergebnisse als Häufigkeitsverteilung dargestellt sind. In dieser Darstellung wird nicht zwischen den unterschiedlichen Abwasserreinigungs- und Schlammbehandlungsverfahren unterschieden sowie wurden auch die jeweils vorhandenen Pumpwerke und verfahrenstechnischen Zusatzausstattungen (Filtration, Schlamm-trocknung, Verbrennung) mitberücksichtigt [DWA 2015].

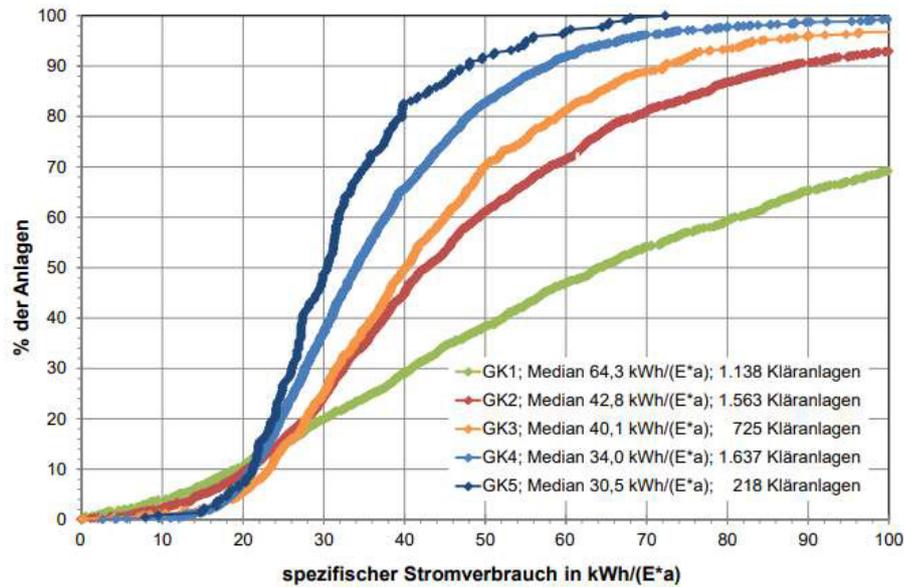


Abbildung 3.7: Spezifischer Stromverbrauch nach Größenklassen [DWA 2015]

Die Eigenstromerzeugung auf Kläranlagen in Abhängigkeit der Größenklassen stellt die folgende Abbildung 3.8 dar. Diese Übersichten zeigen, dass der spezifische Stromverbrauch umso niedriger und die spezifische Stromerzeugung umso höher ist, je größer die Kläranlagen sind [DWA 2015].

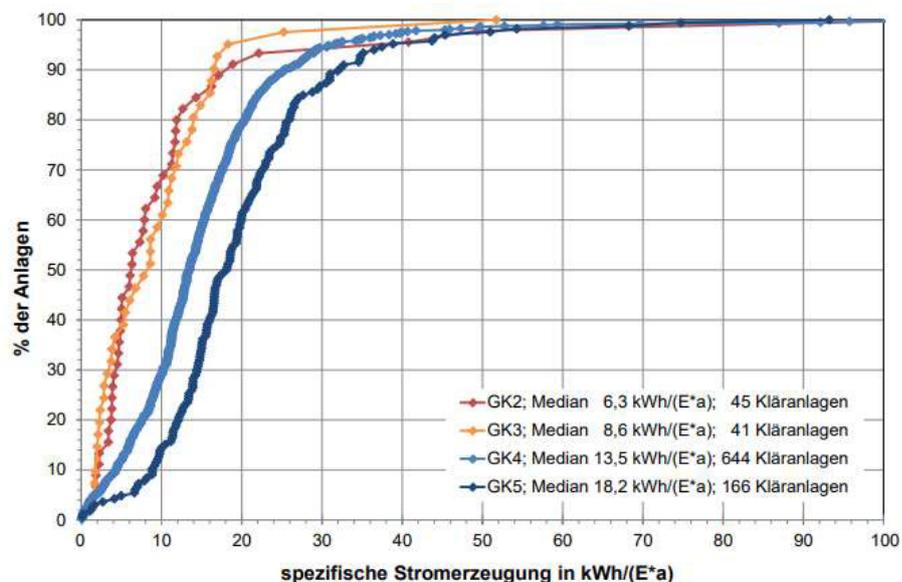


Abbildung 3.8: Spezifische Stromerzeugung nach Größenklassen [DWA 2015]

Der Bedarf an thermischer Energie - im Wesentlichen für die Faulraumbeheizung und der Beheizung der Betriebsgebäude - liegen in etwa in der gleichen Größenordnung wie der

Strombedarf. Um die im Faulgas enthaltene Energie in Elektrizität und Wärme umzuwandeln, werden auf Kläranlagen Heizkessel oder Kraftwärmekopplungs-Anlagen (Blockheizkraftwerke, BHKW) eingesetzt. In einigen Fällen wird das Faulgas auch zu Biomethan aufbereitet und als Kraftstoff für Fahrzeuge verwendet oder ins Erdgasnetz eingespeist. Der Wärmebedarf kann auf vielen Kläranlagen bereits zu großen Anteilen durch die Verwertung des Faulgases in Heizkesseln bzw. durch die Auskopplung der BHKW-Abwärme gedeckt werden. Evtl. auftretende Engpässe werden durch Einsatz von Zusatzbrennstoffen wie Heizöl oder Erdgas ausgeglichen. Für die dezentrale Stromerzeugung aus dem bei der anaeroben Schlammstabilisierung anfallenden Faulgas werden in der Regel BHKW-Anlagen im Leistungsbereich kleiner 2 MW eingesetzt. In gewissem Umfang werden auf Kläranlagen bereits auch andere Erneuerbare Energien wie Photovoltaik, Wind und Wasserkraft sowie die Co-Vergärung von biogenen Abfällen in den vorhandenen Faulbehältern zur Strom- und Wärmeerzeugung genutzt.

Die Steigerung der Energieeffizienz von Kläranlagen hat in den letzten Jahren erheblich an Aufmerksamkeit gewonnen, so dass einige Anlagen bereits durch energetische Optimierungen eine - zumindest bilanzielle -Energieautarkie erreicht haben. Ein umfangreicher Wissensstand zu einer Vielzahl von energetischen Effizienzmaßnahmen wurde in standardisierter Form z. B. im DWA-Arbeitsblatt A 216 [DWA 2015a] sowie dem Energiehandbuch NRW [Pinnekamp, Schröder et al. 2017] zusammengetragen.

Den Anstrengungen zur Steigerung von Energieeffizienz und Eigenstromerzeugung stehen andererseits zukünftig steigende Anforderungen an die Reinigungsleistung gegenüber, die den Energiebedarf von Kläranlagen wieder erhöhen. Entsprechende gesetzliche Vorgaben z. B. zur Entkeimung, der erhöhten Phosphorelimination und der Abtrennung von Mikroschadstoffen aus Abwässern befinden sich derzeit in der Diskussion.

Die in den organischen Schmutzstoffen des Abwassers biochemisch gebundene Energiemenge (ca. 13 kJ / g CSB, entspr. ca. 160 kWh/E·a) bietet theoretisch ein mehr als ausreichendes Potenzial zur Deckung sämtlicher Energieverbräuche auf Kläranlagen. Leider ist nach dem derzeitigen Stand der Technik jedoch nur ein Bruchteil dieser potenziellen Energiemenge nutzbar, da diese zu einem Großteil während der Abwasserbehandlung verloren geht. Ein Grund dafür liegt in der für die Stickstoffelimination durch die Denitrifikation benötigten Kohlenstoffquelle, so dass diese größtenteils in der Belebung unter Einsatz von Belüftungsenergie biologisch „veratmet“ wird. Zukünftige Bestrebungen gehen daher u. a. in die Richtung durch eine andere Art der Stickstoffelimination (z.B. der Deammonifikation) höhere Kohlenstoffanteile für energetische Verwertung nutzbar zu machen.

Aktuelle Forschungsergebnisse aus der o. g. ERWAS-Fördermaßnahme weisen daher auch für Abwasseranlagen ein nach wie vor hohes Potenzial für weitere energetische Effizienzsteigerungen sowie Möglichkeiten zur Interaktion mit einem auf überwiegend regenerativen Quellen basierendem Energiesystem auf.

Neben der Anwendung von Verfahren zur verbesserten Nutzung eigener regenerativer Energiequellen durch die erhöhte Kohlenstoffausschleusung im Bereich der Vorklärung, einer effizienteren Faulung durch thermischen Klärschlammaufschluss [Palmowski et al. 2018] bestehen auch Ausichten auf den zukünftigen Einsatz von bioelektrochemischen Brennstoffzellen, die in der Lage sind, organische Schadstoffe direkt in Strom umzuwandeln [Sievers et al. 2017].

Flexibilitätspotenziale zur Unterstützung der Energiewirtschaft bestehen einerseits in den dezentralen Faulgas-BHKW's, deren Betrieb in Interaktion mit den verschiedenen auf Kläranlagen verfügbaren Energiespeichern (Rohschlamm, Co-Substrat, Gasspeicher) in gewissem Umfang für einen netzdienlichen Einsatz genutzt werden können. Andererseits wurden auf Kläranlagen auch abschaltbare bzw. verschiebbare Lasten (Stromverbraucher) identifiziert, die unter Einbeziehung entsprechender Zwischenspeicherkapazitäten in ein flexibles Lastmanagement integriert werden können. Die Anpassungsfähigkeit der Anlagen der Klärschlammbehandlung wurde dabei deutlich größer als die der Abwasserbehandlung eingeschätzt, da hier nur indirekt in den Klärprozess eingegriffen wird [Engelhart Schaum et al. 2017].

Durch die Einbindung innovativer neuer Anlagenkomponenten am Standort von Kläranlagen kann die Bereitstellung von Flexibilität und speicherbaren Erneuerbaren Energieträgern weiter erhöht werden. Dies betrifft Anlagen zur Erzeugung von Wasserstoff und Methan, für deren Integration sich auf Kläranlagen günstige Voraussetzungen finden (z. B. die Nutzung des bei der Wasserelektrolyse entstehenden Sauerstoffs zur Abwasserbelüftung oder der Einsatz biologischer Methanisierungsverfahren zur Klärgasaufbereitung) [Schmitt et al. 2017].

Einer intensiveren Nutzung von energetischen Optimierungs- oder Erweiterungsmaßnahmen stehen neben Restriktionen, die sich aus der Einhaltung der Reinigungsziele ergeben, oftmals wirtschaftliche Gründe entgegen. Dies betrifft insbesondere auch gesetzliche Rahmenbedingungen aus dem Bereich der Energiewirtschaft (z.B. KWKG-Gesetz, EEG-Umlage, Stromsteuergesetz etc.), die durch ihre Änderungen und Anpassungen zur Gestaltung der Energiewende negative Auswirkungen auf langfristige Investitionsentscheidungen haben können.

#### 4 Bewertung von Szenarien zur Energiewende

Um Einflüsse und Auswirkungen der zukünftigen Energiewirtschaft auf den Wassersektor zu beurteilen, sind neben der Kenntnis der wesentlichen Schnittstellen beider Wirtschaftsbereiche sinnvolle Annahmen hinsichtlich der in den nächsten Jahrzehnten zu erwartenden Veränderungen des deutschen Energiesystems zu treffen. Problematisch bei der Auswahl möglichst „realistischer“ oder „wahrscheinlicher“ Energieprognosen oder -szenarien ist, dass sie auf einer Vielzahl von politischen, demographischen, ökonomischen und technischen Einflussfaktoren basieren, die insbesondere für längere Betrachtungszeiträume je nach Auswahl und Wichtung dieser Faktoren eine sehr große Variation möglicher Entwicklungen zulassen. Darüber hinaus haben Umfang und Komplexität der vielen in den letzten Jahren veröffentlichten Studien zur Energiewende derart zugenommen, dass es immer schwieriger wird, die Plausibilität getroffener Annahmen und deren Wirkungen im Gesamtkontext der einzelnen Szenarien nachzuvollziehen oder zu bewerten.

Die Zielstellung dieser Studie liegt jedoch nicht in der Diskussion von Ausprägungen zukünftiger Energieszenarien in Abhängigkeit unterschiedlichster Rahmenbedingungen, sondern vielmehr in der Bewertung von sich abzeichnenden Trends bezüglich zukünftig eingesetzter Energietechnologien und deren Inanspruchnahme von Wasserressourcen. Für einen besseren Überblick über wesentliche zu erwartende technologische Veränderungen im Energiesektor Deutschlands wurden daher sogenannte Meta-Studien oder Studien herangezogen, die unter Beteiligung und im Konsens eines möglichst großen Expertenkreises aus Wirtschaft und Wissenschaft angefertigt wurden. Weitere Auswahlkriterien lagen in der Aktualität der Studien (möglichst nicht älter als 3 Jahre) sowie in den Anforderungen, dass sie das gesamte Energiesystem Deutschlands abbilden, eine Intensivierung der Sektorenkopplung (Strom, Wärme, Verkehr) und Szenarien mit ambitionierten THG-Reduktionszielen (80-95% in 2050) entsprechend den Vorgaben des Klimaschutzplans der Bundesregierung beinhalten [BMU 2016].

Zu nennen sind hier beispielhaft die „Metastudie nationale Energieszenarien und deutsche Energiepolitik“ des Umweltbundesamtes [UBA 2017c], die Metaanalyse zur Kopplung von Strom, Wärme und Verkehr der Agentur für Erneuerbare Energien [AEE 2016], die Studien „Klimapfade für Deutschland“ des Bundesverbandes der deutschen Industrie e.V. (BDI-Studie) [Gerbert et al. 2018] und „Sektorkopplung: Optionen für die nächste Phase der Energiewende“ der Initiative ESYS der Wissenschaftsakademien [ESYS 2017] sowie die dena-Leitstudie „Integrierte Energiewende“ der Deutschen Energie-Agentur [dena 2018].

Als Synopse dieser Studien lassen sich zunächst folgende grundsätzliche und von einem breiten gesellschaftlichen Umfeld akzeptierte Aussagen ableiten. Sinngemäß finden sich diese auch in einer Anfang 2019 veröffentlichten Erklärung von ESYS, BDI und dena als gemeinsame Quintessenz ihrer jeweiligen Grundsatzstudien wieder [ESYS/BDI/dena 2019].

Der Umbau unseres Energiesystems mit dem Ziel, bis 2050 die THG-Emissionen um ca. 80 - 95% zu reduzieren, erscheint zum gegenwärtigen Zeitpunkt zwar ambitioniert aber dennoch realisierbar. Dies allerdings nur, wenn jetzt auch kurzfristig die entsprechenden politischen Rahmenbedingungen, Anreize und Investitionen bereitgestellt werden und diese auch weiterhin den Transformationsprozess flexibel und progressiv begleiten. Insbesondere für die Erreichung höherer Ziele (>90% THG-Reduktion) wird aufgrund der großen Anzahl von Unwägbarkeiten die Verfolgung einer Strategie der Technologie- und Innovationsoffenheit empfohlen, da diese erfahrungsgemäß

flexibler an sich ändernde Rahmenbedingungen anpassbar und damit i. d. R. langfristig gesehen auch kostengünstiger ist.

Als die zentralen für die Energiewende notwendigen Maßnahmen werden angesehen:

- Fortsetzung und Beschleunigung des Ausbaus Erneuerbarer Energien - insbesondere der Windkraft und Photovoltaik - sowie eine damit einhergehende sukzessive Reduktion der Nutzung fossiler Energieträger
- Zum Ausgleich der Fluktuation der regenerativen Energieerzeugung sind ausreichende Regelkraftwerke, Verteilnetzstrukturen und Speicherkapazitäten bereitzustellen sowie zusätzlich auch die Verbrauchsstrukturen zu flexibilisieren
- Deutlich verstärkte Einbeziehung der Sektoren Wärme und Verkehr in die Energiewende (energetische Gebäudesanierung, Umstellung auf differenzierten Technologiemix im Verkehrssektor)
- Effizientere Energienutzung und Vermeidung von Prozessemissionen besonders im Industriesektor durch Einsatz neuer Technologien und Umstellung auf Erneuerbare Energieträger
- Stärkere Nutzung von Synergien durch Sektorenkopplung
- Aufbau von Technologien und (globalen) Märkten für Erneuerbare synthetische Energieträger (PtX-Technologien)
- Schaffung geeigneter und allumfassender, d.h. das gesamte Energiesystem berücksichtigender politischer Steuerungselemente, die langfristige Planungssicherheit und damit verstärkte Investitionsbereitschaft bewirken.

Für die Umsetzung dieser Maßnahmen werden in den Studien häufig verschiedene Szenarien mit jeweils unterschiedlichen Randbedingungen verglichen, um ein breites Spektrum möglicher Entwicklungen der Energiewende abzudecken. Neben einem Referenzszenario, welches auf der Fortschreibung bereits begonnener Entwicklungen unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen basiert, sind dies oftmals Szenarien mit 80%iger und sehr ambitionierte Szenarien mit mehr als 90%iger bzw. sogar vollständiger THG-Reduktion bis zum Jahr 2050.

Unterschiede in den Rahmenbedingungen der einzelnen Szenarien bestehen weiterhin u. a. in Annahmen von

- Demographischer, wirtschaftlicher sowie der (Welt-)Marktpreisentwicklung von Energierohstoffen
- Technologieoffener Entwicklung oder möglichst weitgehender Elektrifizierung aller Sektoren
- Ökonomische Rahmenbedingungen basieren zukünftig auf international verbindlichen Klimaschutzregularien oder nur auf nationalen bzw. maximal europäischen Vorgaben
- Art und Weise der zukünftigen Ausgestaltung des EU-Emissionshandels mit ETS-Zertifikaten (Unterstellung eines wirksamen „Carbon-Leakage-Schutzes“)
- Produktion von synthetischen Kraftstoffen (PtX) vorwiegend im Inland oder überwiegend Import aus dem Ausland

- Bewertung der zukünftigen Verfügbarkeit von Technologien, die zum heutigen Zeitpunkt noch keine ausreichende technische Reife besitzen
- Berücksichtigung gesellschaftlicher Akzeptanzbeschränkungen (Konkurrenzsituation der Energiepflanzen- zur Nahrungsmittelproduktion, Naturschutzbelange beim Zubau regenerativer Energietechnologien, Verzögerungen beim Kernenergie- und Kohleausstieg, Suffizienzmaßnahmen wie z.B. Verzicht auf bestimmte Konsumgüter, u.a.)
- Berücksichtigung von Übergangstechnologien wie z. B. der CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung (CCS)

In der Zusammenschau der betrachteten Studien nimmt der Primärenergieverbrauch bis zum Jahr 2050 von gegenwärtig knapp 3.800 TWh auf etwa 2.000 bis 2.400 TWh um ca. 37 - 47 % ab. Diese Abnahme ist größtenteils auf energetische Effizienzsteigerungen, den Wechsel von fossilen zu den mit geringeren Konversionsverlusten behafteten Erneuerbaren Energien sowie auf die zunehmende Elektrifizierung in den Endenergiesektoren zurückzuführen. Es wird damit in den meisten Studien von einer deutlichen Steigerung der Endenergieproduktivität von derzeit etwa 1,6 % pro Jahr auf jährliche Steigerungsraten von 2,2 - 2,7 % ausgegangen. Insgesamt wird aus allen Studien deutlich, dass der Stromsektor die größten Potenziale zur Integration von Erneuerbaren Energien bietet, weshalb die Bereiche Verkehr und Wärme verstärkt auf den Basisenergieträger Strom umgestellt werden müssen. Die Anteile von Strom am gesamten Endenergieverbrauch werden daher von 20 % (2017) auf Werte von 30 - 50 % in 2050 ansteigen [BMW 2018a, Samadi et al. 2018].

Die Bandbreite des für die Jahre 2030 und 2050 prognostizierten Stromverbrauchs zeigt beispielsweise die Abbildung 4.1 anhand der in der AEE-Metaanalyse verglichenen Einzelstudien.

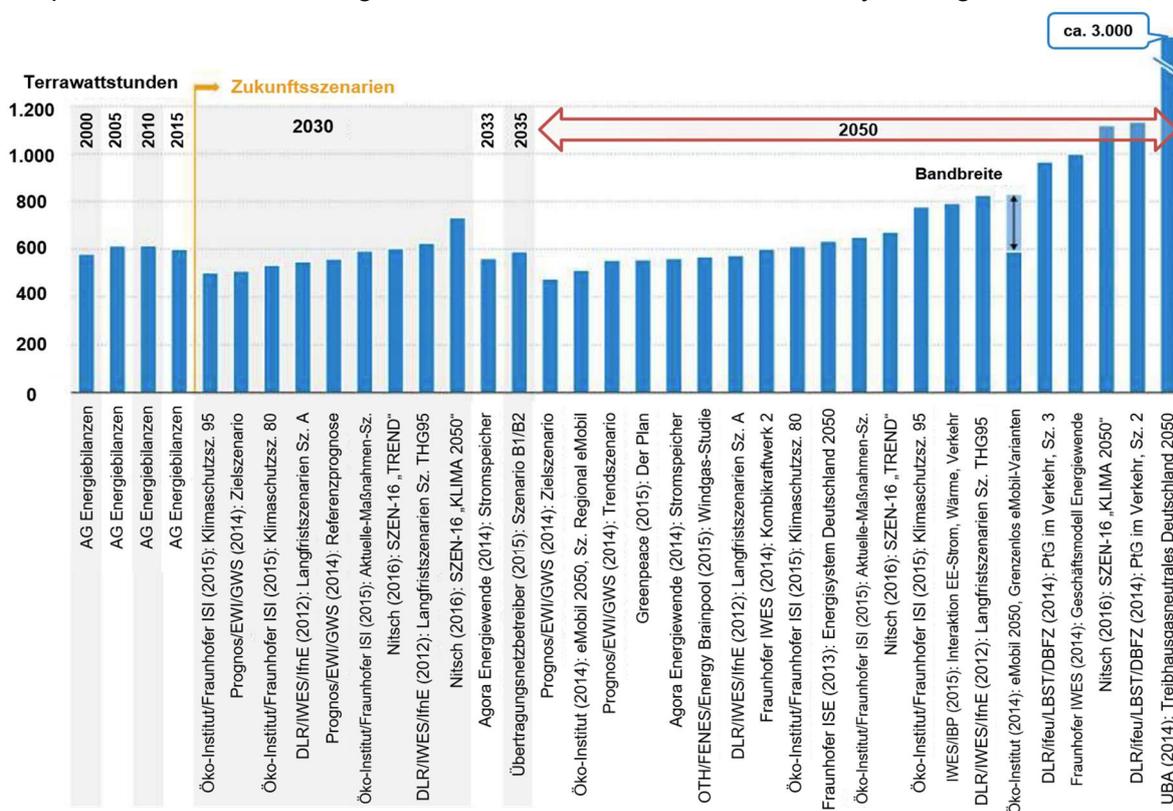


Abbildung 4.1: Stromverbrauchsprognosen verschiedener Studien [AEE 2016]

In einem Großteil der Studien wird für das Jahr 2050 von einer ähnlich hohen bzw. moderat angestiegenen Stromnachfrage gegenüber der derzeitigen ausgegangen. Der Strombedarf liegt den ausgewerteten Studien zufolge häufig zwischen 600 und 800 TWh/a. Nur Szenarien einzelner Studien, die explizit von einer besonders weitgehenden Elektrifizierung aller Sektoren ausgehen, kommen auf deutlich höhere Stromverbrauchswerte von 2.000 bis sogar 3.000 TWh/a. In diesen stromintensiven Szenarien ersetzen Power-to-X-Verfahren zur Herstellung von strombasiertem Wasserstoff, Methan und anderer Kraftstoffe nahezu vollständig den Einsatz fossiler Energieträger. Die hohen Konversionsverluste bei der über die PtX-Pfade erzeugten Endenergie führen allerdings zu einem starken Anstieg des erforderlichen Strombedarfs, insbesondere dann, wenn diese Kraftstoffe größtenteils inländisch erzeugt und nicht im Ausland hergestellt und importiert werden. Die Auswertungen der Übersichtsstudien zeigen damit, dass die Annahmen zum zukünftigen Grad der Elektrifizierung sowie der inländischen Produktion von PtX-Kraftstoffen den zukünftigen Stromverbrauch innerhalb Deutschlands stark beeinflussen [UBA 2017c, AEE 2016].

Auch die Bundesnetzagentur lässt durch die Übertragungsnetzbetreiber Szenarien zur Ausgestaltung der Energiewende erstellen. Insbesondere dienen diese Untersuchungen als Grundlage für Planungen zum Ausbau des Stromnetzes. Diese Netzausbaupläne werden kontinuierlich aktualisiert und im Zweijahresrhythmus veröffentlicht. Dabei fließen An- und Rückmeldungen von Anlagenbetreibern und Energieversorgungsunternehmen ein und können damit als sehr belastbar angesehen werden. Derzeitige Prognosen reichen jedoch nur bis ins Jahr 2030 bzw. 2035. Für die 2019er Fassung wurde ein entsprechender Szenariorahmen entworfen. Darin werden drei Versionen mit jeweils unterschiedlich stark ausgeprägtem Ausbau der Erneuerbaren Energien betrachtet. Schlussendlich kommen die Übertragungsnetzbetreiber in allen drei betrachteten Varianten für das Jahr 2030 bzw. 2035 auf mit dem gegenwärtigen Nettostrombedarf vergleichbare Werte von etwa 540 bis 580 TWh/a [NEP 2018].

Für die nachfolgende detailliertere Betrachtung und Auswertung der technologischen Veränderungen des Energiesystems im Rahmen der Energiewende wurden schwerpunktmäßig die Szenarien der BDI-Studie „Klimapfade für Deutschland“ ausgewählt [Gerbert et al. 2018]. Diese Studie gilt durch die Beteiligung von fast 200 Experten aus Wissenschaft und ca. 70 Wirtschaftsunternehmen und -verbänden als repräsentativ für den gegenwärtigen Wissensstand auf Grundlage einer objektiven und breit abgesicherten Faktenbasis. Zudem liefert sie auch differenzierte - für die folgenden Betrachtungen dieser Studie benötigte - Zahlenwerte bzgl. der zu erwartenden einzelnen technologischen Veränderungen innerhalb des deutschen Energiesystems und Kraftwerksparks.

Basis für die Szenarien dieser Studie bilden die Ziele der Bundesregierung, wonach bis 2050 die Treibhausgasemissionen um mindestens 80 % und günstigenfalls sogar um 95 % im Vergleich zu 1990 gesenkt werden sollen [BMU 2016]. Diese Zielkorridore werden durch die beiden Szenarien „80%- bzw. 95%-Klimapfad“ beschrieben. Außerdem wird in einem dritten Szenario als sogenannter Referenz-Pfad die Fortsetzung bisheriger Klimaschutzanstrengungen bis ins Jahr 2050 projiziert. Insgesamt wurde bei allen drei Pfaden ein eher konservatives Vorgehen gewählt, bei dem lediglich solche Technologien berücksichtigt wurden, die aus heutiger Sicht bis 2050 mit hinreichender Sicherheit einsatzreif und in ihrer Wirkung quantifizierbar sind.

Diese Pfade lassen sich folgendermaßen kurz zusammenfassen:

- Im **Referenz-Pfad** als Ausgangsbasis werden historische Trends und aktuelle energiepolitische Rahmenbedingungen und Technologieentwicklungen bis ins Jahr 2050 extrapoliert. Demnach würden die Treibhausgasemissionen um 61 % im Vergleich zum Jahr 1990 abnehmen, die anvisierten Klimaziele aber nicht erreicht werden.
- Der **80%-Pfad** betrachtet ein im Vergleich zur Referenz ambitionierteres Ziel. Hier werden die notwendigen Maßnahmen für eine Abnahme der Treibhausgasemissionen um 80 % beschrieben. Erforderlich sind zusätzliche Investitionen und ein Nachjustieren politischer Rahmenbedingungen. Das 80%-Ziel wäre nach heutigem Ermessen durch die Beschleunigung bestehender Maßnahmen technisch realisierbar und volkswirtschaftlich verkraftbar. Die wesentlichen Entwicklungsschritte bestehen hier in einer stärkeren Sektorenkopplung, verstärkter Nutzung von Effizienzpotenzialen in Industrie, Haushalten und GHD, Steigerung der energetischen Gebäudesanierungsrate, Konzentration der Nutzung von Biomasse in der Industrie zur Erzeugung von Prozesswärme, Steigerung der Flexibilität durch verstärkten Ausbau von Netz- und Speicherkapazitäten, Umstellung der Regelleistungskraftwerke von Kohle auf Gas sowie einem insgesamt beschleunigten Ausbau der Erneuerbaren Energien.
- Das **95%-Szenario** beschreibt die erforderlichen Anstrengungen, um die Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 um 95 % zu senken. Dieses Szenario ist deutlich ambitionierter als der 80%-Pfad und wird an der Grenze technischer Machbarkeiten und gesellschaftlicher Akzeptanz gesehen. Zum Erreichen des 95%-Ziels sind ein nahezu vollständiger Verzicht auf sämtliche fossile Brennstoffe, umfangreiche Importe von Erneuerbaren Power-to-Gas/-Liquid-Kraftstoffen sowie erhebliche Treibhausgasminderungen in der Landwirtschaft erforderlich. Die Umsetzung wäre praktisch nur bei vergleichbaren Anstrengungen in den meisten anderen Ländern erfolgreich. Da Restemissionen an Treibhausgasen gerade in Landwirtschaft, insbesondere in der Tierhaltung, wenigen Industrieprozessen und auch der Abfallwirtschaft nicht zu vermeiden sind, setzt das 95%-Szenario voraus, dass die Sektoren Verkehr, Energie, Gebäude und industrielle Wärmeerzeugung vollständig frei von Treibhausgasemissionen sind. Auch die Nutzung der gesellschaftlich umstrittenen CCS-Technologie wird erforderlich, um einen Teil der nicht vermeidbaren Restemissionen (z.B. aus der Abfallverbrennung oder Zementproduktion) zu eliminieren.

Die Deutsche Energie-Agentur kommt im Referenzpfad ihrer Leitstudie mit vergleichbarer Herangehensweise, in dem technologische, wirtschaftliche und politische Entwicklungen der letzten Jahre fortgeschrieben werden, bis 2050 auf eine THG-Emissionsminderung von 62 % und liegt damit in guter Übereinstimmung mit dem Wert der BDI-Studie [dena 2018]. Für die 80%- und 95%-Pfade der dena-Leitstudie ergeben sich, bis auf einige Abweichungen hinsichtlich der Nutzungsintensitäten zwischen den einzelnen Technologiebereichen von den Größenordnungen der eingesetzten Primärenergieträger her, jedoch ähnliche Ergebnisse mit etwas höheren Anteilen der Erneuerbaren Energien wie in der BDI-Studie.

Der im Abschlussbericht der sogenannten Kohlekommission empfohlene Ausstieg aus der Kohleverstromung bis Ende 2038 spiegelt sich ebenfalls in guter Übereinstimmung in den Annahmen der 80- bzw. 95%-Pfade der BDI-Studie wieder [KWSB 2019].

Den zukünftigen Einsatz von Primärenergieträgern nach den Szenarien der BDI-Studie zeigt die folgende Abbildung 4.2.

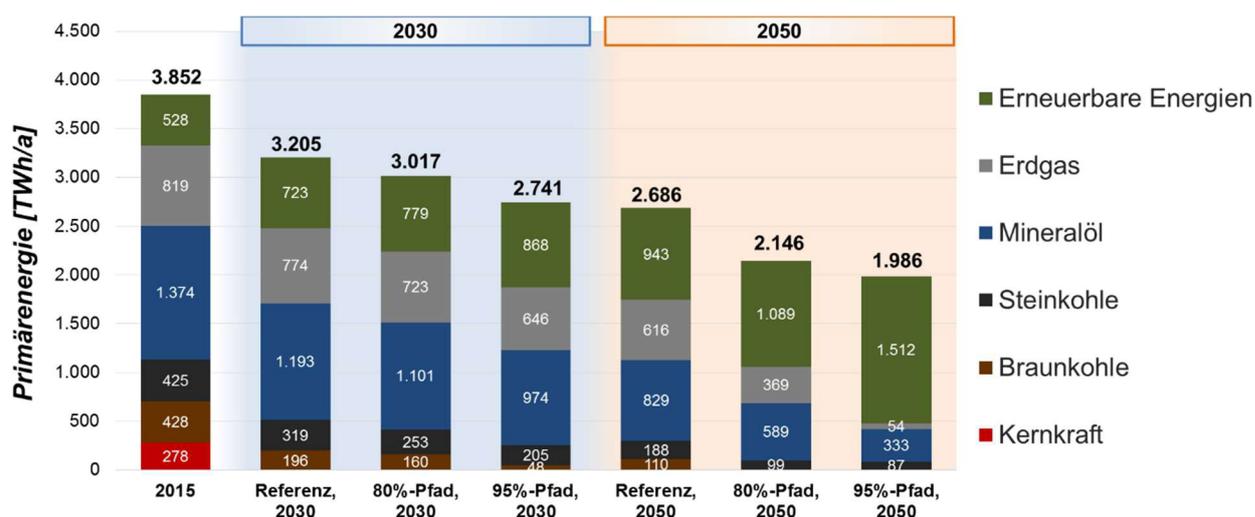


Abbildung 4.2: Energieträgermix in den betrachteten Szenarien der BDI-Studie [Gerbert et al. 2018]

Der Primärenergieträgereinsatz sinkt abhängig von den verschiedenen Pfaden unterschiedlich stark. Im 95%-Pfad halbiert sich der Energiebedarf bis 2050 auf unter 2.000 TWh/a. Die regenerative Energiemenge würde sich im Vergleich zum Jahr 2015 bis 2050 im Referenz- und 80%-Pfad etwa verdoppeln und im 95%-Pfad nahezu verdreifachen. Die Kernenergie tritt aufgrund des von der Bundesregierung beschlossenen Ausstiegs bis 2022 bereits im Jahr 2030 in keinem der Szenarien mehr in Erscheinung.

Mineralöl spielt auch 2050 in allen Varianten eine nicht unerhebliche Rolle, vor allem als Grundstoff für die chemische Industrie. Obwohl die Kohle bei der Stromerzeugung in den ambitionierteren 80%- und 95%-Pfad vollständig wegfällt, wird zumindest Steinkohle als Rohstoff beim Energieträgermix noch mit 99 bzw. 87 TWh/a vor allem zur energetisch-stofflichen Nutzung in der Stahlproduktion benötigt.

Erdgas behält während des Transformationsprozesses der Energiewende zumindest mittelfristig eine besondere Bedeutung, da es vor allem im Bereich der Regelenergieerzeugung zur Kompensation der wegfallenden Kohle und Kernenergie benötigt wird. Langfristig wird die technische Infrastruktur der Erdgasnutzung (Kraftwerke und Netze) insbesondere für den 95%-Pfad dann zunehmend für die Substitution von Erdgas durch regenerativ erzeugte Gase genutzt werden können.

Der Importanteil der in Deutschland insgesamt eingesetzten Primärenergie verringert sich bis 2050 von gegenwärtig ca. 70% auf 60% im Referenz-Pfad, auf 50 % im 80%-Pfad und auf 32 % im 95%-Pfad.

Im Bereich der Stromerzeugung wird erwartet, dass sich Einsparungen durch Effizienzsteigerungen und steigende Nachfrage durch neu hinzukommende Verbraucher zunächst in etwa kompensieren (Referenz- und 80%-Pfade). Erst im 95%-Pfad wird nach weitgehender Ausschöpfung aller Effizienzpotenziale bei weiter voranschreitender Elektrifizierung des Energiemarktes sowie dem zunehmenden Bedarf an synthetischen Kraftstoffen der Strombedarf weiter ansteigen. Die Entwicklung der Nettostromerzeugung nach den verschiedenen Szenarien zeigt die Abbildung 4.3.

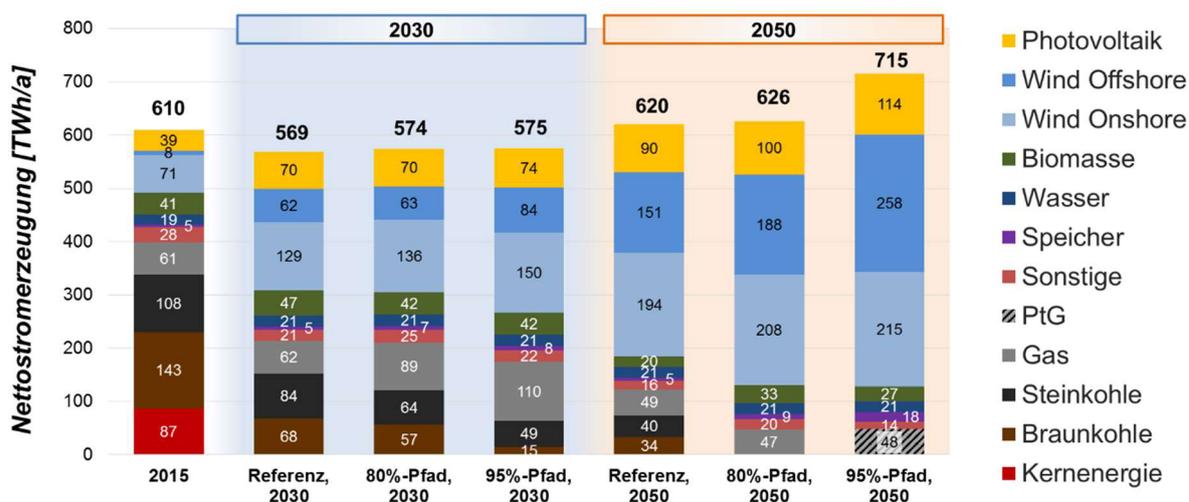


Abbildung 4.3: Strommix-Prognosen der BDI-Studie [Gerbert et al. 2018]

Im 80%- und 95%-Pfad erfolgt die Stromerzeugung im Jahr 2050 kohlefrei, im Referenz-Pfad hingegen wird für das Jahr 2050 noch ein Anteil von 12 % (34 TWh/a Braun- und 40 TWh/a Steinkohlestrom) prognostiziert. Gegenüber dem Jahr 2015 mit einem Windstrom-Anteil von etwa 13 % erfolgt dann in 2050 die Stromversorgung größtenteils windstrombasiert (56% im Referenz- und 63 bzw. 66% im 80% u. 95%-Pfad). Der Beitrag der Photovoltaik steigt von 6 % auf Werte von 14 bis 16% an. Gase werden in der Referenz und im 80%-Pfad zu etwa 8 % für die Bereitstellung von Spitzenlaststrom und in den sogenannten Dunkelflauten (dunkle Jahreszeit / Windstille) eingesetzt. Im 95%-Pfad wird dabei im Jahr 2050 das Erdgas vollständig durch erneuerbare synthetische Gase (PtG) ersetzt. An dieser Stelle sei jedoch darauf hingewiesen, dass in den 48 TWh (PtG-Anteil) nur die Stromerzeugung aus PtG dargestellt ist. Die Stromerzeugung zur Herstellung dieser PtG-Menge ist in den 715 TWh nur zu knapp 20 % enthalten, da davon ausgegangen wird, dass der restliche Anteil sowie zusätzlich auch die für den Verkehrssektor benötigten synthetischen Kraftstoffe aus dem Ausland importiert werden müssen.

Der Wasserkraft wird nur wenig Ausbaupotenzial zugesprochen. Deren Stromproduktion steigt von gegenwärtig etwa 19 TWh/a in allen Pfaden bis 2030 auf knapp über 20 TWh/a (ca. 3%) an und ein weiterer Zubau bis 2050 wird nicht erwartet. Die energetische Nutzung von Biomasse zur Stromproduktion nimmt hingegen sogar von derzeit 41 TWh/a (7%) auf 20-33 TWh/a (3-5%) ab, da diese zukünftig vorrangig zur Wärmeerzeugung eingesetzt wird.

Zur Erzeugung dieser Strommengen ist in den kommenden Jahren ein erheblicher Zubau neuer Kraftwerkskapazitäten erforderlich, da die regenerativen Stromerzeugungsanlagen aufgrund ihres naturgemäß fluktuierenden Energiedargebots deutlich geringere Jahresbetriebsstunden erreichen als konventionelle Kraftwerke. Zum Ausgleich der Fluktuation werden weiterhin konventionelle Kraftwerke benötigt, die dann jedoch nicht mehr im Grund- oder Mittellastbereich, sondern überwiegend zur Bereitstellung flexibler Regelleistung betrieben und damit die Gewährleistung der Systemsicherheit übernehmen werden. Bereits in den nächsten 10 - 15 Jahren muss hierfür ein deutlicher Zubau an Gaskraftwerken erfolgen, um die auslaufende Kohleverstromung zu ersetzen. Die insgesamt in Deutschland installierte Kraftwerksleistung wird demnach je nach Szenario bis 2030 um 25 bis 40 % und bis 2050 um 60 bis über 100 % zunehmen müssen, wobei der Leistungsanteil konventioneller Kraftwerke in einer mit den derzeitigen Kapazitäten vergleichbaren Größenordnung auch weiterhin benötigt wird (Abbildung 4.4).

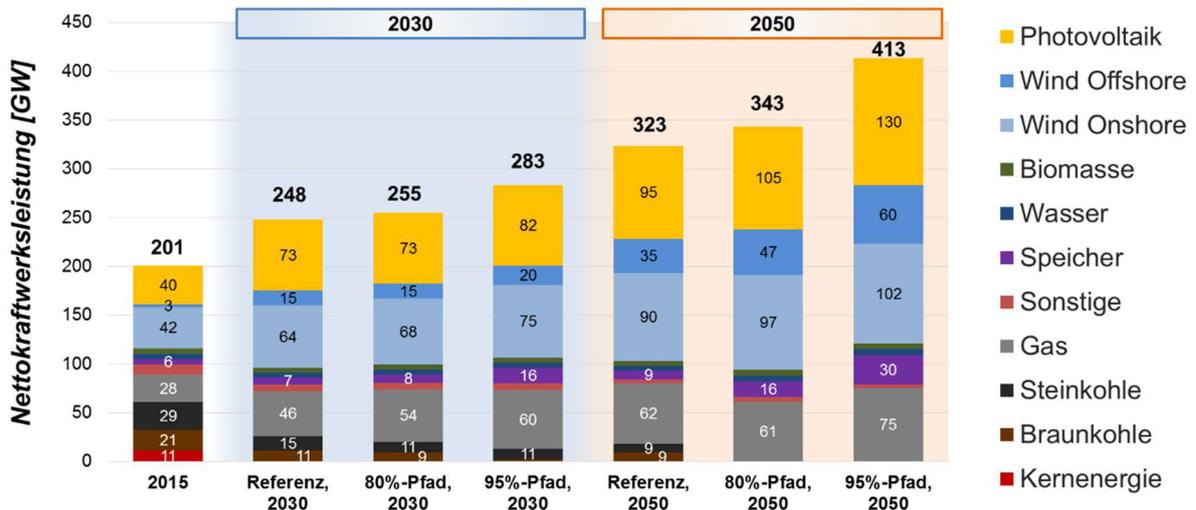


Abbildung 4.4: Entwicklung der installierten Kraftwerksleistungen nach der BDI-Studie [Gerbert et al. 2018]

Eine Bewertung zumindest der Zwischenziele der BDI-Studie bis 2030 kann anhand eines Vergleiches mit den Netzentwicklungsplänen der Übertragungsnetzbetreiber erfolgen, die durch den engen Abgleich mit Daten von Kraftwerksbetreibern und Verbrauchsstrukturen als relativ realistisch angesehen werden können. Die Gegenüberstellung zeigt eine gute Übereinstimmung der jeweiligen mit unterschiedlicher Intensität verfolgten Transformationspfade des Energiesystems sowohl in der angenommenen Gesamterzeugung als auch in der Zusammensetzung der einzelnen Energieträger (Abbildung 4.5). Dabei sind teilweise beim Rückgang der Kohleverstromung sowie beim Zubau der Erneuerbaren Energien (Wind und PV) in den Szenarien des Netzentwicklungsplans sogar optimistischere Annahmen getroffen worden als in der BDI-Studie (NEP-B / 80%-Pfad).

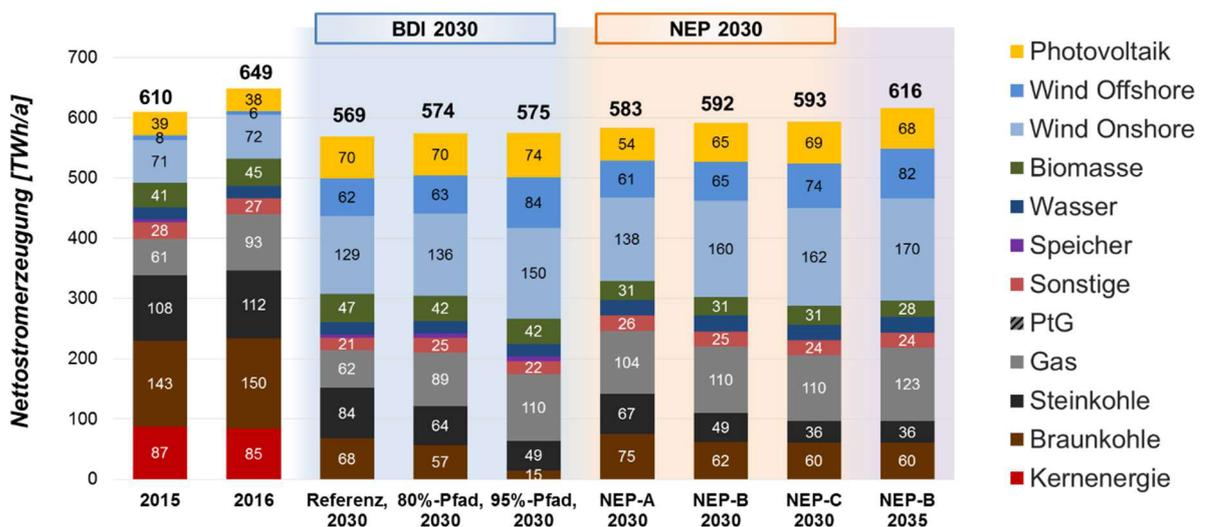


Abbildung 4.5: Vergleich der Strommix-Prognosen der BDI-Studie und der Netzentwicklungspläne (NEP) der Übertragungsnetzbetreiber für das Jahr 2030 [Gerbert et al. 2018, NEP 2018]

Trotz der insgesamt sehr ambitioniert erscheinenden Ausbauziele der Erneuerbaren Energien fanden in der BDI-Studie die aller Voraussicht nach zu erwartenden Restriktionen aus ökologischen, ökonomischen und akzeptanzbedingten Gründen gegenüber den theoretisch

vorhandenen Nutzungspotenzialen ausreichend Berücksichtigung. Die folgende Tabelle 4.1 zeigt das technische sowie das davon als maximal realisierbar angesehene Potenzial für Windkraft und Photovoltaik.

Tabelle 4.1: Ausbaupotenziale Erneuerbarer Energien in Deutschland im Vergleich zu den Annahmen der Szenarien der BDI-Studie [nach Gerbert et al. 2018]

	Referenz 2050	80%-Pfad 2050	95%-Pfad 2050	Realisierbares Potential	Technisches Potential	Grenzen
	[TWh]					
<b>PV-Dach</b>	59	75	86	78 - 130	200	Nutzungskonkurrenz mit Solarthermie Harmonisierung mit Lastprofil schlechter als bei Wind
<b>PV-Freifläche</b>	20	25	28	140	4.500	Nutzungskonkurrenz mit Ackerfläche, Naherholung, Großsolarthermie
<b>Wind Onshore</b>	176	204	215	240	2.900	Akzeptanz Bevölkerung, Flächennutzungspläne Abstandsregelungen
<b>Wind Offshore</b>	96	172	258	300	500	Akzeptanz Bevölkerung Konkurrenz mit Schifffahrt und Fischerei
<b>Summe</b>	<b>352</b>	<b>476</b>	<b>587</b>	<b>ca. 800</b>	<b>7.800</b>	

Der Vergleich der Annahmen in den Szenarien mit den realisierbaren Potenzialen zeigt, dass diese selbst im 95%-Pfad nicht voll ausgeschöpft werden können. Bei der Photovoltaik liegen die Gründe hierfür neben den Flächenkonkurrenzen zur Solarthermie, Landwirtschaft und Naherholung auch in der - bedingt durch das Lastprofil des Stromsystems - begrenzt möglichen Einspeisung von höheren Erzeugungsspitzen zur Mittagszeit, so dass diese Anlagen aufgrund zu häufiger Abschaltungen immer unrentabler werden. Das Ausbaupotenzial der Windkraft ist begrenzt durch Regelungen zum Naturschutz, Abständen zu Wohnbebauungen und anderen Flächennutzungen sowie im Offshore-Bereich zusätzlich noch durch die Schifffahrt und Fischerei.

Im Hinblick auf die folgenden Betrachtungen verdeutlichen die zahlenmäßigen Größenordnungen dieser Szenarien, dass aus technologischer Sicht - insbesondere bei den hochambitionierten 95%-THG-Emissionsminderungszielen - gravierende Veränderungen des deutschen Energiesystems erfolgen müssen, von denen erwartet werden kann, dass sie nicht ohne Auswirkungen auf die Wasserwirtschaft stattfinden werden. Atom- und Kohlekraftwerke werden demnach in den nächsten 10 - 20 Jahren vollständig aus unserem Kraftwerkspark verschwunden sein. Dafür müssen neue Gas- und Speicherkraftwerke zur Erbringung von Regelleistung und Sicherung der Netzstabilität errichtet werden. Die Erneuerbaren Energien insgesamt werden einen Zubau um mindestens das Zwei- bis Dreifache, im Bereich der Windkraft und Photovoltaik sogar um das Fünffache des heutigen Umfangs erfahren.

Auch die geographische Lage und Verteilung der neuen Kraftwerke gegenüber den alten Standorten werden sich laut den Studien verändern, um eine bessere Anpassung an neue Verteilnetzstrukturen sowie Erzeugungs- und Verbrauchsschwerpunkten zu erreichen. Damit ergeben sich zwangsläufig neue Situationen in Bezug auf Umfang und Verfügbarkeit energiewirtschaftlich benötigter Wasserressourcen und -infrastrukturen. Die mit der Energiewirtschaft in Zusammenhang stehenden Eingriffe in Grundwassersysteme werden auch in Art und Umfang durch die Energiewende Veränderungen erfahren. Während bergbauliche Tätigkeiten zur Gewinnung fossiler Primärenergieträger (Braunkohletagebau, Erdgasförderung) stark zurückgehen, werden dafür aber Maßnahmen wie die Nutzung von Geothermie, untertägigen Speicherkavernen (Erdgas, synthetische Gase, CCS) sowie auch der Rückbau und die Rekultivierung altbergbaulicher Standorte aquatische Systeme mehr oder weniger beeinflussen.

## 5 Direkte und indirekte Auswirkungen der Energiewende auf die Wasserwirtschaft

### 5.1 Veränderung der quantitativen Wassernutzung

In einem ersten Schritt wurde zunächst die Veränderung der quantitativen Wassernutzungen, also des rein mengenmäßigen Umfangs des Wasserbedarfs der Energiewirtschaft betrachtet. Dazu wurden die in Kap. 3 ermittelten bzw. abgeschätzten spezifischen Wassernutzungen und -verbräuche der einzelnen Technologien entsprechend ihrer jeweiligen für die Zukunft prognostizierten Entwicklung nach den im vorangegangenen Kapitel dargestellten drei Szenarien der BDI-Studie (Referenz-, 80%- und 95%-Pfad) hochgerechnet. An dieser Stelle sei nochmals darauf hingewiesen, dass es sich hierbei um größenordnungsmäßig abgeschätzte Zahlenwerte handelt, da in der Literatur nur eine geringe Anzahl von belastbaren detaillierteren Angaben zu den einzelnen spezifischen Wassernutzungen verfügbar waren. Die großen Wassermengen, die im Bereich der Wasserkraft (Laufwasserkraftwerke, Pumpspeicher) als Arbeitsmedium genutzt werden, sind aus Gründen der Vergleichbarkeit mit den Erhebungen des Statistischen Bundesamtes in den folgenden Darstellungen nicht enthalten. Im Übrigen wird nach den BDI-Szenarien in dem Bereich der Wasserkraftnutzung und Pumpspeicher kein hohes Ausbaupotenzial gesehen, so dass hier nur geringe Veränderungen hinsichtlich deren Wassernutzungen erwartet werden.

Die folgende Abbildung 5.1 zeigt die Entwicklung des sich nach den verschiedenen Szenarien ergebenden Wasserbedarfs der zukünftigen Stromerzeugung Deutschlands.

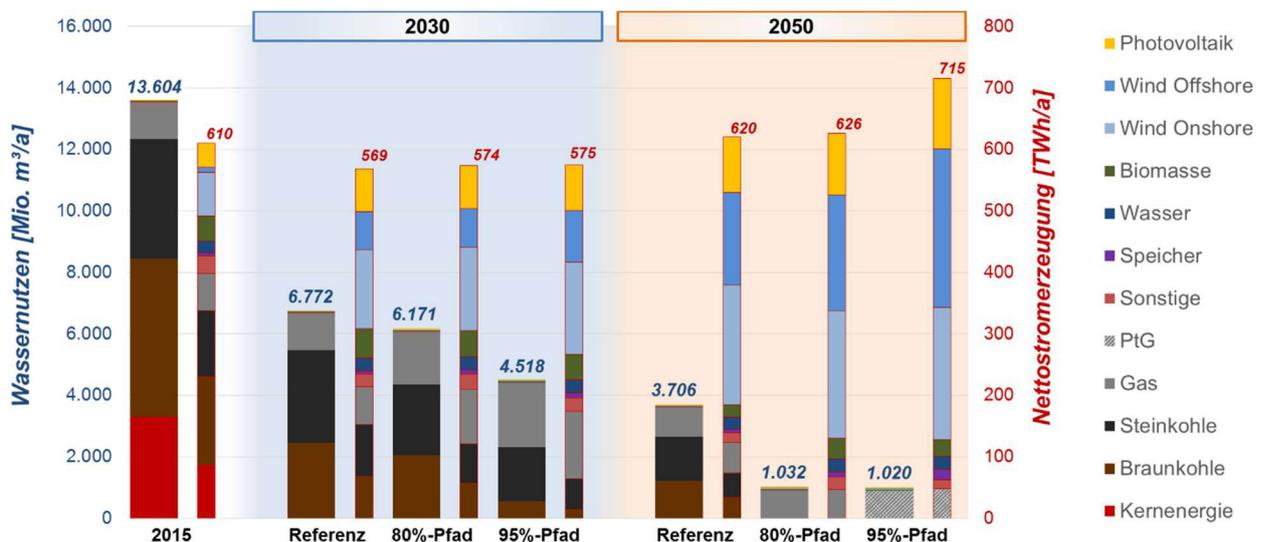


Abbildung 5.1: Entwicklung von Wassereinsatz (breite Säulen, links abgebildet) und Nettostromerzeugung (schmale Säulen, rechts abgebildet) bis 2050 nach den BDI-Szenarien

Die Entwicklung des Wasserbedarfs ist natürlich stark durch die hohen Kühlwassermengen der konventionellen Stromerzeugung mit Kohle und Kernenergie geprägt, wohingegen die regenerativen Energien einen vergleichsweise geringen Wasserbedarf haben. Allein der Kernenergieausstieg und die Reduzierung der Kohleverstromung bewirkt bis 2030 auch im weniger ambitionierten Referenz-Szenario eine Verringerung der benötigten Wassermenge um etwa 50 %. Im 95%-Szenario würde der Wasserbedarf bis 2050 noch drastischer um über 90 % sinken, wobei parallel die Stromerzeugung bis dahin sogar noch um ca. 17 % zunehmen wird. Der Rückgang des Wasserbedarfs ist also vor allem dem weitgehenden Wegfall der kühlwasserintensiven konventionellen Stromproduktion geschuldet. Die verbleibenden Gaskraftwerke erfordern gegenüber

Kohle- und Kernkraftwerken aufgrund ihres höheren Wirkungsgrades und der zunehmenden Kraft-Wärme-Kopplung bereits deutlich geringere Kühlwassermengen. Die stark zunehmende regenerative Stromerzeugung, inklusive des Ausbaus an Speicherkapazitäten und der inländischen Produktion von PtX-Kraftstoffen, hat indes nur unwesentlichen Einfluss auf die Entwicklung des quantitativen Wasserbedarfs im Energiesektor.

Betrachtet man hingegen den Wasserbedarf ohne die jeweils zur Kraftwerkskühlung eingesetzten Wassermengen, also im Wesentlichen nur die Anteile, die im Sinne der getroffenen Definition als wirklicher „Wasserverbrauch“ angesehen werden, so ergibt sich die in der Abbildung 5.2 gezeigte Entwicklung. Der eigentliche Wasserverbrauch liegt derzeit bei nur 5 - 6 % der insgesamt genutzten Wassermenge des Energiesektors. Allerdings werden diese Mengen im Gegensatz zum Kühlwasser nach ihrer Nutzung größtenteils nicht direkt wieder in Oberflächengewässer zurückgeführt, sondern fallen als zu behandelndes Prozessabwasser an bzw. gehen durch Verdunstung oder Übergang in Produkte (synthetische Gase) für eine weitere Verwendung verloren.

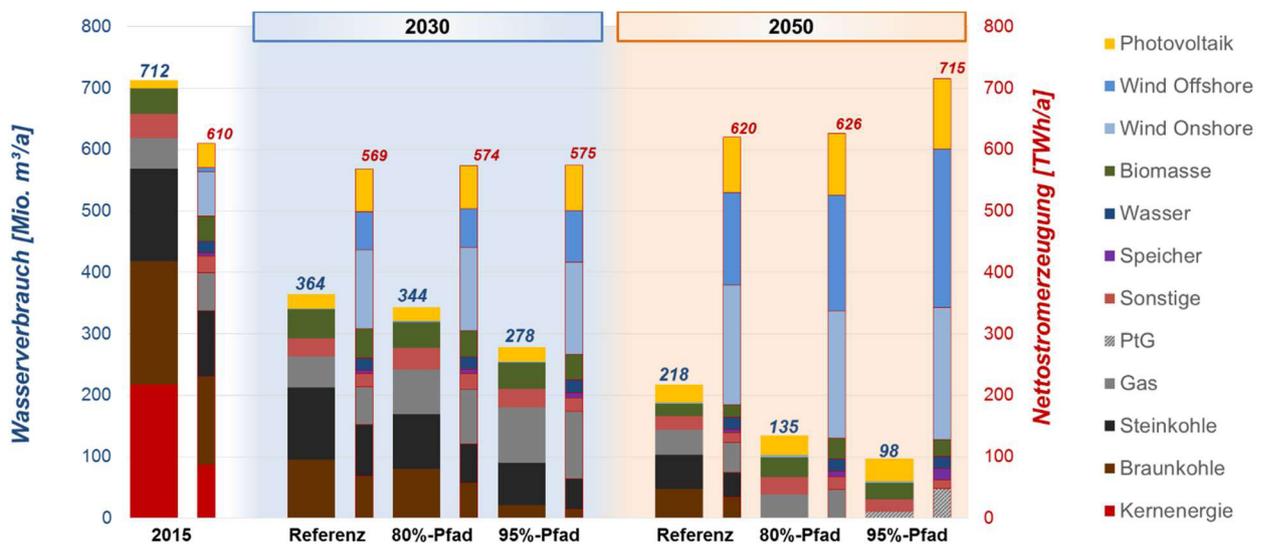


Abbildung 5.2: Entwicklung von Wasserverbrauch (breite Säulen, links abgebildet) und Nettostromerzeugung (schmale Säulen, rechts abgebildet) bis 2050 nach den BDI-Szenarien

Beim Wasserverbrauch zeichnet sich jedoch auch eine ähnliche Entwicklung ab, da die Verdunstungsverluste bei der konventionellen Energieerzeugung - auch hier wiederum im Wesentlichen durch die Kraftwerkskühlung bedingt - den größten Einfluss auf den Gesamtwasserverbrauch des Energiesektors haben. Der Wasserverbrauch würde sich bis 2030 um 50 - 60 % und bis 2050 um 70 - 85 % verringern.

Die Notwendigkeit weiterhin Wasser als Kühlmedium bei der Energieerzeugung einzusetzen, wird zwar weiterhin gegeben sein, jedoch wird die erforderliche Kühlwassermenge durch vermehrte Anwendungen von Kraft-Wärmekopplungen deutlich abnehmen. Der Betrieb von zukünftig weitgehend geschlossenen Kühlwasserkreisläufen ermöglicht neben erheblichen Wassereinsparungen zudem auch eine effizientere Ausnutzung der eingesetzten Primärenergie.

Für die Herstellung synthetischer Gase wurden in diesen Darstellungen nur die Wassermengen berücksichtigt, die nach der BDI-Studie im 95%-Pfad für die inländische PtX-Produktion benötigt werden. Die Inlandsproduktion beträgt danach jedoch nur etwa 10 % der insgesamt sektorüber-

greifend erforderlichen PtX-Menge Deutschlands. Der weitaus größte Anteil wird durch Importe gedeckt, was bedeutet, dass die erzeugungsbedingten Wassernutzungen im Ausland stattfinden. Würde die Gesamtmenge der benötigten synthetischen Kraftstoffe innerhalb Deutschlands hergestellt werden, wäre hierfür ein zusätzlicher Wasserbedarf von etwa 100 bis 200 Mio. m<sup>3</sup>/a erforderlich und damit von der Größenordnung her noch kein limitierender Faktor für eine vollständig inländische PtX-Produktion. Weitaus unrealistischer ist hingegen die dafür erforderliche annähernde Verdopplung der Stromerzeugung aus regenerativen Quellen bis in den vierstelligen TWh-Bereich, bei der die aus heutiger Sicht bestehenden Potenzialgrenzen in Deutschland weit überschritten werden [Gerbert et al. 2018]. Synthetische Kraftstoffe können in vielen Regionen der Welt (z.B. Norwegen, Nordafrika, Saudi-Arabien) aufgrund besserer Standortbedingungen für die Nutzung von Wind und Photovoltaik deutlich günstiger als in Deutschland produziert werden. In Regionen mit mangelnder Verfügbarkeit von Wasser müssen dafür zusätzliche Anstrengungen (z.B. der Betrieb von Meerwasserentsalzungsanlagen) berücksichtigt bzw. in die Kraftstoffgestehungskosten mit einkalkuliert werden, um in diesen Ländern keinen zusätzlichen Wasserstress zu erzeugen. Der Transport stellt hingegen durch die hohe Energiedichte dieser Kraftstoffe kein größeres Problem dar [Frontier 2018].

Vorausgesetzt der Wasserverbrauch der anderen Wirtschaftsbereiche (Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe, Landwirtschaft, etc.) und Haushalte würde sich gegenüber dem heutigen Niveau nicht wesentlich verändern, würde der Umfang und die Verteilung der Wassernutzungen auf die Wirtschaftsbereiche zukünftig wie in der Abbildung 5.3 dargestellt aussehen.

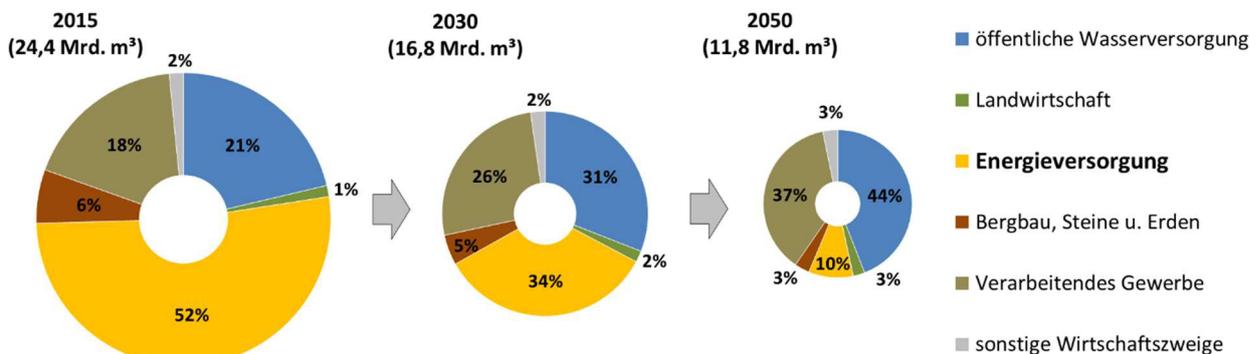


Abbildung 5.3: Prognose der Wasserentnahmen in Deutschland bis 2050 nach dem 80%-Pfad der BDI-Studie

Der Wasserbedarf des Energiesektors wird aufgrund des technologischen Umbaus des Kraftwerk-parks sowie dem Umstieg auf regenerative Energieträger also massiv rückläufig sein. Die Wasserentnahmen werden in Deutschland dadurch insgesamt nach den Annahmen des 80%-Pfades bis 2030 um etwa 30 % und bis 2050 um über 50 % abnehmen. Die Energieversorgung als derzeit wasserintensivster Wirtschaftszweig mit mehr als der Hälfte der gesamten Wasserentnahmen benötigt in 2050 nur noch etwa 10 % des Wasseraufkommens Deutschlands und rückt damit deutlich hinter die Bedarfe des verarbeitenden Gewerbes sowie der öffentlichen Wasserversorgung zurück.

Berücksichtigt man die Bandbreite möglicher Entwicklungen der Energiewende, von konservativen Referenzszenarien bis zu sehr ambitionierten 95%-Pfaden bzw. vollständiger THG-Neutralität, so ändert dies grundsätzlich nichts an dem langfristigen Trend zukünftig sinkender Wasserent-

nahmen. Die Variationsbreite für die Abnahmen des Wasserbedarfs bis 2050 wird mit 40 - 55 % abgeschätzt, wobei die Anteile des Wirtschaftszweigs der Energieversorgung am Gesamtverbrauch im Bereich von 10 - 25 % liegen werden.

Unsicherheiten bezüglich dieser Prognosen bestehen hingegen bei der - hier zunächst als konstant angenommenen - Entwicklung der Wassernutzungen anderer Wirtschaftsbereiche aufgrund von Langzeiteinflüssen wie den Auswirkungen des Klimawandels oder sich verändernden Verbraucherverhaltens. So ist beispielsweise davon auszugehen, dass sich der gegenwärtige Trend sinkenden Wassergebrauchs in Haushalten und Industrie durch Einsatz wassersparender Geräte, veränderten Produktionsprozessen und bewussteren Nutzungsverhaltens weiter fortsetzen wird.

Die Bewässerung landwirtschaftlich genutzter Flächen ist mit etwa 1% der gesamten Wasserentnahmen gegenwärtig noch von geringer Bedeutung. Dennoch zeichnet sich bereits heute ab, dass es bedingt durch den Klimawandel auch in Deutschland regional zu längeren Trockenperioden kommen wird, die zusammen mit der weiterhin zunehmenden Bewirtschaftungsintensität der landwirtschaftlichen Fläche zukünftig einen Anstieg der Wasserentnahmen zu Bewässerungszwecken zur Folge haben werden. In welchem Umfang der Wasserverbrauch dabei zunehmen wird ist allerdings schwer vorherzusagen. Diese Entwicklung ist im Übrigen weitgehend unabhängig von der Tatsache, ob auf der genutzten landwirtschaftlichen Fläche Pflanzen zur Energie- oder Nahrungsmittelproduktion angebaut werden. Aus diesem Grund wurde in dieser Studie der zukünftig zu erwartende erhöhte Wasserbedarf in der Landwirtschaft zur Bewässerung von Energiepflanzen nicht als Folgeerscheinung der Maßnahmen zur Energiewende, sondern als Folge des Klimawandels angesehen.

Die als Begleiteffekt des Energiesystemumbaus prognostizierte Abnahme der Wassernutzungen indiziert eine deutliche Entlastung der Wasserressourcen Deutschlands. Diese wirkt sich jedoch nicht flächendeckend, sondern größtenteils eher regional begrenzt aus. Betroffen sind vor allem die Standorte konventioneller Großkraftwerke in den Kohlerevieren sowie an den großen Flussläufen Deutschlands. In diesen Regionen wird das Verhältnis der Wassernutzungen zu den verfügbaren Grund- oder Oberflächenwasserressourcen signifikant verbessert und bereits in der Vergangenheit vermehrt aufgetretenen Nutzungskonflikten zukünftig entgegengewirkt. Der durch die Entwässerung von Kohlegruben entstandene teils schlechte mengenmäßige Zustand der Grundwasservorkommen wird sich zwar langsam aber allmählich wieder erholen. Die weiterhin benötigten konventionellen Kraftwerkskapazitäten werden überwiegend durch Gaskraftwerke gedeckt, die einerseits einen geringeren Wasserbedarf und andererseits durch die Versorgung über ein flächendeckend vorhandenes Gasnetz hinsichtlich ihrer geographischen Lage flexibler an standortbedingte Gegebenheiten und die Verfügbarkeit von Wasser angepasst werden können.

### **5.2 Qualitative Veränderung der Wasserressourcen**

Der allgemeine Rückgang der Kühlwassereinleitungen von Großkraftwerken in Fließgewässer vermindert die Wahrscheinlichkeit des Erreichens einer kritischen Temperaturerhöhung, bei der mit einer Gefährdung der Gewässerlebewesen zu rechnen ist. Damit wird eine Verbesserung der ökologischen Gewässerqualität erreicht, die zukünftig ohnehin im Zuge des Klimawandels durch die Veränderung der Lufttemperaturen und zunehmender Niedrigwassersituationen stärker als bisher belastet wird und immer häufigere Kraftwerksabschaltungen zur Folge hätte.

Während die Verbesserung der Wasserqualität der Flüsse durch den Rückgang der Kühlwasser-einleitungen relativ zeitnah erreicht wird, ist für die Regenerierung der durch die Kohleförderung beeinträchtigten Grundwassersysteme mit deutlich längeren Zeiträumen zu rechnen. Die im Rahmen der Braunkohleförderung durch Sumpfungen auf bis zu 500 m Tiefe entstandenen weiträumigen Grundwasser-Absenkungstrichter benötigen mehrere Jahrzehnte bis die ehemaligen Tagebaugruben, Abraumfelder und entleerten Grundwasserleiter wieder aufgefüllt sind und sich ein hydrologisches Gleichgewicht mit den umgebenen Regionen sowie oberirdischen Fließgewässern eingestellt hat. Zur Verkürzung der Rückbauzeiten ist teils über Jahre zusätzlich die Zuleitung von Flusswasser in die entstehenden Restseen erforderlich.

Die während des Tagebaubetriebs freigelegten Gesteinsschichten sowie der verkippte Abraum enthält unterschiedliche hohe Gehalte an Eisensulfid, welches durch den Kontakt mit Luftsauerstoff zu leicht wasserlöslichem Eisensulfat oxidiert wurde. Während der Flutung der Tagebaue werden daher aus diesen Gesteinsschichten und Abraumverkipnungen erhebliche Mengen an Eisen und Schwefelsäure freigesetzt, die eine Versauerung und Verockerung (Eisenhydroxid) sowie unter bestimmten Bedingungen auch eine Mobilisierung von Schwermetallen in Grund- und Oberflächengewässern zur Folge haben können. Beispiele für derartige in Deutschland aufgetretene Beeinträchtigungen von Gewässern durch bereits länger zurückliegende Tagebaustilllegungen sind im Lausitzer Revier zu finden („Spreeverockerung“, Trinkwassergefährdung durch hohe Sulfateinträge und langfristig anhaltende Restseeversauerungen bis auf pH-Werte von 2-3). Die Stilllegung der Braunkohletagebaue muss daher weiterhin über viele Jahre durch teils aufwändige technische Maßnahmen begleitet werden, um die Regeneration des natürlichen Gewässerhaushalts und das Erreichen einer ökologisch unbedenklichen Wasserqualität zu gewährleisten.

Während in den ambitionierteren Energiewendeszenarien bergbauliche Aktivitäten zur Gewinnung fossiler Energieträger in Deutschland weitgehend eingestellt werden, ist jedoch mit einer verstärkten Zunahme anderer im Rahmen der Energiewende erforderlicher Eingriffe in den Untergrund zu rechnen. Zu nennen sind hier im Wesentlichen die Geothermienutzung und der Betrieb von untertägigen Kavernen zur Zwischenspeicherung von Energieträgern ( $\text{CH}_4/\text{H}_2$ , Druckluft, untertägige Pumpspeicherwerke) oder abgeschiedenem Kohlendioxid (CCS-Speicher).

Bei der Bohrlocherstellung und dem Betrieb von Geothermieanlagen können hydraulische Kurzschlüsse zwischen verschiedenen Grundwasserleitern auftreten, die zu Schadstoffverschleppungen sowie zum Aufstieg von höher mineralisiertem und mit trinkwasserhygienisch relevanten Spurenstoffen belastetem Tiefenwasser führen können. Auch die mit der Geothermienutzung verbundene Temperaturveränderung in Boden und Grundwasser kann bestehende chemisch-physikalische Gleichgewichte beeinflussen und sich negativ auf die Grundwasserqualität auswirken.

Für die Gasspeicherung kommen grundsätzlich ausgebeutete Gas- und Ölfelder, saline Aquifere oder künstlich hergestellte Hohlräume in Salzstöcken in Frage. Risiken für Grundwasser und Boden bestehen vor allem durch Leckagen in den natürlichen oder künstlich geschaffenen Barrieren der Speicherräume. Austretende Gase können selbst oder durch chemisch-physikalische Wechselwirkungen im Untergrund freigesetzte Schadstoffe die Qualität der Grundwasservorkommen beeinflussen. Auch bei der Herstellung neuer Kavernenspeicher ist in der Regel mit Beeinträchtigungen des Wasserhaushalts zu rechnen. Das zum Aussolen der Kavernen benötigte Wasser wird meist aus naheliegenden Oberflächengewässern entnommen, wobei es zu Wasser-

spiegelabsenkungen oder Änderungen des natürlichen Fließverhaltens kommen kann. Die ausgespülten Solen führen zu einer unerwünschten Aufsatzung der Einleitungsgewässer.

Die zumindest in der Übergangsphase der Energiewende weiterhin noch benötigte Erdgasförderung erfolgt in Deutschland aus sogenannten konventionellen Lagerstätten (Sandstein-Speichergesteine), zum Teil auch unter Einsatz von Fracking-Verfahren. Seit 2016 gelten hierfür jedoch neue verschärfte Regelungen, die dem Trinkwasserschutz absoluten Vorrang einräumen und die Erdgasförderung daher in sensiblen Gebieten wie z. B. Wasserschutzgebieten nicht gestatten. Unkonventionelles Fracking in Schiefer-, Ton-, Mergel- und Kohleflötzgestein, ist aufgrund der unkalkulierbaren Risiken bis auf einige wissenschaftlich begleitete Erprobungsbohrungen in Deutschland bislang verboten.

Für alle Aktivitäten in wasserführenden Schichten des Untergrundes gelten die Grundsätze des Wasserhaushaltsgesetzes, nach denen Gewässer im Rahmen der Vorsorge vor möglicherweise nachteiligen Auswirkungen zu schützen sind. Eventuell auftretende Nutzungskonflikte oder potenzielle Gefährdungen erfordern im Planungsvorfeld eine sorgfältige fachliche Beurteilung von Fragen zur Langzeitsicherheit sowie dem technischen und haftungsrechtlichen Umgang bei möglichen Schadensfällen. Von daher wird in dieser Studie davon ausgegangen, dass es durch die zunehmende Nutzung von Geothermie und untertägigen Speicherkavernen nicht zwangsläufig zu größenordnungsmäßig nennenswerten Verschlechterungen des Grundwasserzustandes kommt. Dennoch sei darauf hingewiesen, dass hierbei ein nicht unerhebliches Risikopotenzial für - in ungünstigen Fällen sogar massive - Beeinträchtigungen des Grundwasserkörpers besteht.

Der starke Zubau von Windkraft- und Photovoltaikanlagen kann hingegen als weitestgehend wasserneutral und ohne größere Auswirkungen auf die Gewässerqualität angesehen werden. Auch bei der Herstellung von Wasserstoff aus regenerativ erzeugtem Strom fallen beim Betrieb der Elektrolyseanlagen zwar Prozessabwässer an, die jedoch bei dem nach den BDI-Szenarien vorgesehenen Umfang der inländischen Produktion von synthetischen Kraftstoffen keine nennenswerte Beeinträchtigung der Oberflächen- und Grundwässer erwarten lassen.

Der schlechte chemische Grundwasserzustand in vielen Regionen Deutschlands wird zu einem großen Teil auf Einträge durch die Landwirtschaft zurückgeführt. Zu einer Verschärfung dieser Situation hat in den vergangenen Jahren unter anderem auch der verstärkte Anbau von Energiepflanzen insbesondere in viehreichen Regionen beigetragen. Ursächlich für diese Entwicklung sind jedoch die agrarpolitischen Rahmenbedingungen insgesamt, die zu einer immer weiter ansteigenden Bewirtschaftungsintensität der vorhandenen landwirtschaftlichen Nutzfläche geführt hat. Es kann davon ausgegangen werden, dass zukünftig ein stärkerer Fokus auf die nachhaltige Bewirtschaftung landwirtschaftlicher Flächen insbesondere unter Berücksichtigung der Belange des Gewässerschutzes gelegt wird, der andererseits aber auch die in den letzten Jahrzehnten erfolgten starken flächenspezifischen Ertragssteigerungen deutlich begrenzen wird. Dies gilt gleichermaßen für die Produktion von Energierohstoffen als auch für die Herstellung pflanzlicher Nahrungsmittel und die Viehwirtschaft.

In den letzten Jahren - nicht zuletzt auf Druck der EU-Kommission - neu erlassene gesetzliche Regelungen zur Düngepraxis sollen dieser Entwicklung entgegenwirken und den Eintrag insbesondere von Stickstoff und Phosphor in das Grundwasser vermindern. Von daher gesehen wurde diesem Umstand bereits Rechnung getragen, so dass sowohl bei den letzten Änderungen des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes Einschränkungen zum Einsatz bestimmter Energiepflanzen

berücksichtigt sowie insgesamt in der Fachwelt von einem durch diese Entwicklungen begrenztem Ausbaupotenzial von Biomasse ausgegangen wird. Danach soll die Nutzung von Biomasse sich zukünftig stärker auf die Vergärung von Gülle und die energetische Verwertung landwirtschaftlicher Reststoffe konzentrieren. Werden diese Restriktionen in der Zukunft in ausreichendem Umfang berücksichtigt, ist auch im Bereich der Biomassenutzung zur Erzeugung von regenerativem Strom, Wärme und Kraftstoffen nicht mit einer zwangsläufig eintretenden Verschlechterung des Grundwasserzustandes zu rechnen.

### **5.3 Wasserwirtschaftliche Anpassungen an die Energiewende**

Wie alle anderen Wirtschaftsbereiche Deutschlands wird auch die Wasserwirtschaft ihren Beitrag zum Gelingen der Energiewende leisten müssen und durch veränderte Rahmenbedingungen vom Umbau des deutschen Energiesystems betroffen sein. Wasserwirtschaftliche Anlagen werden daher zukünftig weiterhin hinsichtlich ihrer Energiebilanz und des damit verbundenen Ressourceneinsatzes zu optimieren sein und ggf. sogar neue Aufgaben im Rahmen von Dienstleistungen für den Energiesektor übernehmen müssen.

Die Nutzung der Wasserkraft zur Stromerzeugung ist in Deutschland mit etwa 20 TWh/a bereits gut ausgebaut und aufgrund ökologischer Restriktionen nicht stark erweiterbar. Noch realisierbare Steigerungen um etwa 3 - 5 TWh/a können vornehmlich nur noch durch Repowering, technische Verbesserungen und Wirkungsgraderhöhungen an bestehenden Anlagenstandorten erfolgen.

Die Energieeffizienz von Trinkwasser- und Abwasserbehandlungsanlagen wurde in den vergangenen Jahren bereits deutlich gesteigert, jedoch bestehen nach wie vor noch weitere Potenziale zur Senkung des Energieverbrauchs sowie zur Steigerung der Eigenenergieerzeugung. Darüber hinaus bieten wasserwirtschaftliche Anlagen eine Reihe von aussichtsreichen Optionen zur Unterstützung der neuen auf Erneuerbaren Energien basierenden Energie-Infrastruktur wie die Übernahme von Energiespeicherfunktionen oder ein das Stromnetz entlastendes Lastmanagement hinsichtlich des Betriebs eigener Anlagen (Erbringung von Flexibilitäts- bzw. Regelleistung).

In der BMBF-Fördermaßnahme „Zukunftsfähige Technologien und Konzepte für eine energieeffiziente und ressourcenschonende Wasserwirtschaft - ERWAS“ wurden dazu zukunftsweisende Konzepte und Technologien des Zusammenwirkens zwischen der Trinkwasser-, Abwasser- und Energiewirtschaft erarbeitet und bewertet. Nach diesen Konzepten wird eine Steigerung der Eigenstromproduktion im Kläranlagenbestand Deutschlands durch eine verstärkte Kohlenstoffausschleusung und optimierte Faulgasverwertung von derzeit etwa 1,5 TWh/a auf 2,1 - 2,6 TWh/a für möglich gehalten. Gleichzeitig wird den gegenwärtig auf Kläranlagen betriebenen KWK-Anlagen und weiteren Aggregaten ein nennenswertes Flexibilitätspotenzial von 0,65 GW<sub>el.</sub> (positiv) und - 0,34 GW<sub>el.</sub> (negativ) zum Ausgleich fluktuierender Erneuerbarer Energie auf Verteil- und Übertragungsebene zugesprochen [Schmitt 2017]. Dieses Potenzial könnte durch die Einbindung neuer innovativer Anlagenkomponenten zukünftig noch deutlich weiter gesteigert werden. Darüber hinaus bestehen im Bereich der Abwasserentsorgung vielfältige Möglichkeiten zum integrierten Wärmemanagement z. B. durch Abwasserwärmerückgewinnung, Nutzung von BHKW-, Klärschlamm-trocknungs- und -verbrennungsabwärme zur Beheizung von Faulbehältern, Klärschlamm-desintegrationsverfahren sowie auch zur Interaktion mit Fernwärmenetzen.

Um die verfügbaren Flexibilitäten auf wasserwirtschaftlichen Anlagen auch vermarkten und am Regelenenergiemarkt teilnehmen zu können, bedarf es jedoch der Implementierung von

sogenannten virtuellen Kraftwerken. In diesen werden die einzelnen flexiblen Leistungen unterschiedlicher Anlagenstandorte zusammengefasst und in einer am Regelenergiemarkt handelbaren Größenordnung von mindestens 5 MW angeboten [Gretzschel et al. 2016]. Entsprechende Kommunikations- und Managementsysteme müssen dabei sicherstellen, dass netzdienliche Zu- und Abschaltungen einzelner Anlagen und Aggregate des Verbundes nicht zu Beeinträchtigungen der Abwasserreinigungsprozesse führen.

Auch im Bereich der Trinkwasserversorgung und der Talsperrenbewirtschaftung kann durch Einsatz neuer digitaler Betriebsführungs- und Assistenzsysteme, Verteilnetzanpassungen und Druckzonenoptimierungen ein noch energieeffizienterer Anlagenbetrieb erreicht und Stromeinsparungen von 10 bis 15 %, in Einzelfällen bis zu 60 % erreicht werden [DWA 2018]. Weiterhin finden sich bei den Anlagen der Trinkwasserversorgung durch eine flexiblere Fahrweise ebenfalls bisher ungenutzte Potenziale zur Lastverschiebung und Stromspeicherung in Interaktion mit öffentlichen Stromnetzen, die jedoch aufgrund der Vorrangigkeit der Trinkwasserbereitstellung und des Hochwasserschutzes und ohne hohe zusätzliche Investitionen aus wirtschaftlichen Gründen derzeit als begrenzt angesehen werden [Merkel et al. 2017].

Die Aussicht auf innovative technologische Neuentwicklungen könnte zukünftig zu weiteren Effizienzsteigerungen führen. Zu nennen wäre hier beispielsweise der Einsatz von mikrobiologischen Brennstoffzellen auf Kläranlagen. Dies sind bioelektrochemische Zellsysteme, die in der Lage sind, die chemische Energie des Abwassers (d.h. den Energiegehalt der organischen Abwasserinhaltsstoffe) direkt in Strom oder Wasserstoff umzuwandeln und dabei gleichzeitig das Abwasser reinigen. Gegenüber der heutigen Praxis, die im Rohabwasser enthaltene Energie über die energetische Verwertung des bei der Abwasserreinigung anfallenden Klärschlammes zu nutzen, bieten diese Zellen das Potenzial eines insgesamt deutlich energieeffizienteren Anlagenbetriebs. Die Entwicklung dieser Technologie wurde bereits im Rahmen der ERWAS-Förderinitiative bis in den halbtechnischen Maßstab untersucht und soll durch weitere Forschungsaktivitäten bis zur Anwendungsreife fortgeführt werden [Sievers et al. 2018].

Die Gegenüberstellung der in Aussicht gestellten Entwicklungspotenziale in den Bereichen der Trinkwasserversorgung und Abwasserentsorgung mit den für die Erreichung der Klimaschutzziele notwendigen Kapazitäten in Deutschland insgesamt, vermittelt einen größenordnungsmäßigen Eindruck, welchen Beitrag die Wasserwirtschaft zur Energiewende leisten kann.

- Sieht man vereinfachend die chemische Energie des gesamten Abwassers mit etwa 19 TWh/a als das auf Kläranlagen theoretisch maximal verfügbare regenerative Biomassepotenzial an, so beträgt dieses gegenüber der nach den Ausbauzielen der 80%- bzw. 95%-Pfad im Jahr 2050 benötigten Primärenergie aus Erneuerbaren Energien von 1.089 bis 1.512 TWh/a nur etwa 1,2 bis 1,7 %.
- Das o. g. Flexibilitätspotenzial der Anlagentechnik im Trink- und Abwasserbereich von etwa 0,5 bis 1 GW liegt im Vergleich zu der in 2050 benötigten flexiblen Kraftwerksleistung (Gaskraftwerke) und vorzuhaltender Speicherkapazitäten von 77 - 105 GW ebenfalls im Bereich von 0,5 bis 1,3 %. Gemessen an den in Deutschland zukünftig verfügbaren Lastmanagementpotenzialen (DSM) z. B. der Industrie wird dieser Anteil vermutlich jedoch deutlich höher ausfallen.
- Wenn der derzeitige Stromverbrauch der Trinkwasserversorgung und Abwasserbehandlung von zusammen etwa 7,4 TWh/a durch Effizienzsteigerungen um die Hälfte verringert werden

könnte, würde dies auch nur weniger als 1 % des Gesamtstromverbrauchs Deutschlands im Jahr 2050 ausmachen.

Obwohl diese Beiträge der Wasserwirtschaft zur Energiewende zunächst ernüchternd bzw. relativ gering erscheinen mögen, so ist die Bedeutung wasserwirtschaftlicher Anlagen für die Ausgestaltung des zukünftigen Energiesystems nicht zu unterschätzen. Durch ihre flächendeckend etablierte Infrastruktur bieten sich vielfältige Möglichkeiten zur Integration oder Interaktion von technischen Komponenten des Energiesystems in bzw. mit dem wasserwirtschaftlichen Anlagenbestand. Die für den Energiesektor relevanten Standortvorteile bestehen in

- den infrastrukturell bereits erschlossenen (Ortsrand-)Lagen in der Nähe der Energieverbrauchscentren und geringem Einfluss auf Wohnbebauung
- Verfügbarkeit von Strom-, Gas- und Wasseranschlüssen sowie Verkehrswegen
- Ggf. Nutzungsmöglichkeit vorhandener Betriebsgebäude sowie maschineller und anlagentechnischer Einrichtungen
- häufig ausreichend vorhandene Erweiterungsflächen für den Zubau technischer Komponenten
- Vorhandene Betriebsführungsstrukturen, -genehmigungen und Fachpersonal
- Entsorgungsmöglichkeit evtl. anfallenden Prozessabwassers
- häufig auch naheliegende Industriebetriebe als potenzielle Wärme-/Stromabnehmer

Ein Beispiel für die Integration zusätzlicher regenerativer Energieerzeugung und Speicherkapazität in Abwasserbehandlungsanlagen zeigt die Abbildung 5.4. Neben einem oftmals auf den Anlagenstandorten vorhandenen Flächenpotenzial zur Aufstellung von Photovoltaik- und ggf. auch Windkraftanlagen kann durch die Annahme von Co-Substraten (z.B. Abfälle aus lebensmittelverarbeitenden Betrieben) die Faulgas- bzw. Eigenstromerzeugung deutlich gesteigert werden. Für die Integration der zukünftig in erheblichem Umfang benötigten PtG-Technologien finden sich auf Kläranlagen ebenfalls günstige Voraussetzungen, durch die sich auch positive Synergieeffekte für den Klärbetrieb ergeben.

Der mittels Elektrolyseur und erneuerbarem Überschussstrom neben Wasserstoff erzeugte Sauerstoff kann für die Belüftung der Belebungsbecken eingesetzt werden und dadurch den Energieverbrauch der Kläranlage verringern sowie auch zur Erzeugung von Ozon für die Spurenstoffelimination verwendet werden. Der Wasserstoff wird entweder direkt genutzt oder über biologische oder chemisch-katalytische Methanisierungsverfahren (Sabatier-Prozess) in Methan umgewandelt. Das dafür erforderliche Kohlendioxid ist auf Kläranlagen als Nebenprodukt einer ggf. vorhandenen Faulgasaufbereitung sowie in den Abgasen der Blockheizkraftwerke verfügbar. Durch die Vorhaltung entsprechender Lagerkapazitäten für die Energieträger Klärschlamm, Co-Substrate und die erzeugten Gase können Kläranlagen in gewissem Umfang dezentrale Speicherfunktionen übernehmen oder überschüssiges Biomethan und Wasserstoff zur Speicherung in das öffentliche Gasnetz einspeisen.

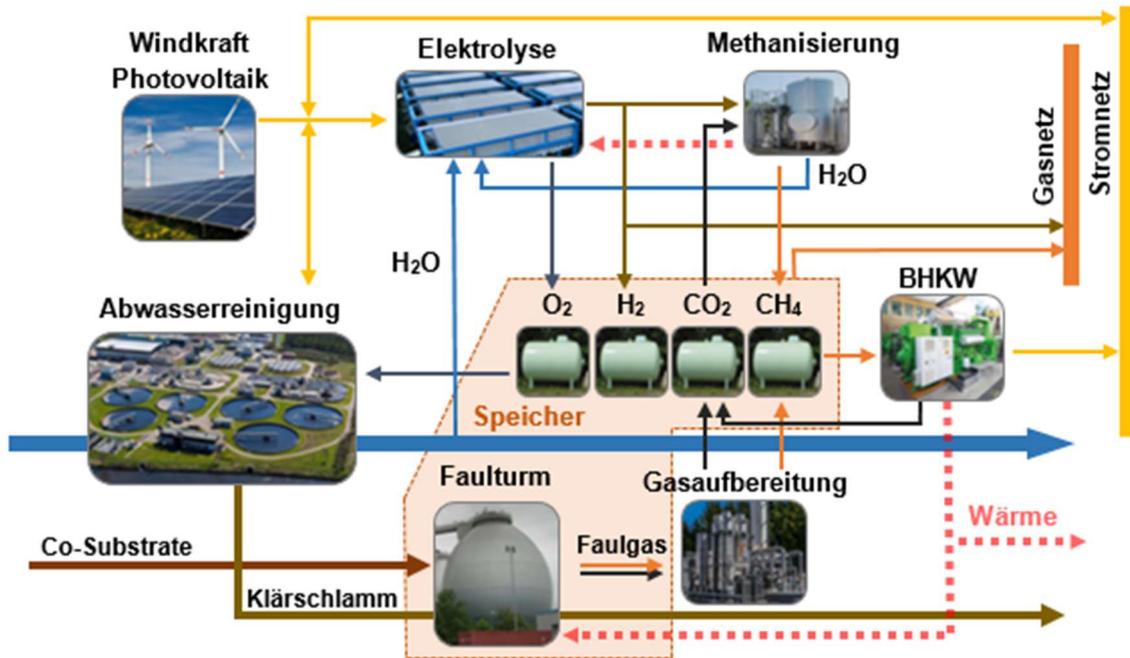


Abbildung 5.4: Integration zusätzlicher regenerativer Energieerzeugung, PtG-Technologien und Energiespeicher in Abwasserbehandlungsanlagen

Durch die Intensivierung der Interaktionen mit öffentlichen Energieverteilnetzen werden wasserwirtschaftliche Anlagen nicht nur dem Ziel einer bilanziellen Energieneutralität näherkommen, sondern vielmehr auch dazu beitragen, dass insgesamt gesehen regenerative Energiepotenziale in Deutschland effizienter genutzt werden können.

#### 5.4 Auswirkungen anderer Einflüsse und Entwicklungen

Die Entwicklung der deutschen Wasserwirtschaft wird selbstverständlich nicht nur von dem in dieser Studie betrachteten Umbau des Energiesystems geprägt, sondern vielmehr auch von anderen Einflüssen, denen von der Bedeutung her häufig auch eine höhere Priorisierung zukommt. Diese Einflüsse müssen bei den Betrachtungen zur Anpassung des Wassersektors an die Energiewende entsprechend berücksichtigt werden, da sich hieraus mitunter auch Restriktionen für energetische Optimierungs- oder Ausbaumaßnahmen ergeben können. Zu diesen Einflüssen gehören

- der Klimawandel mit Zunahme von Extremwetterereignissen
- der demografische Wandel und sinkender Trinkwassergebrauch
- steigende Anforderungen an Gewässerschutz und Abwasserbehandlung

Neben den Bestrebungen den Ausstoß von Treibhausgasen zu minimieren und damit dem Fortschreiten des Klimawandels entgegenzuwirken, stellen ungeachtet dieser Anstrengungen die bereits eingetretenen und aller Voraussicht nach zukünftig noch zunehmenden Klimaveränderungen eine zumindest ebenbürtige Herausforderung für die Wasserwirtschaft dar, als die notwendigen energetischen Effizienzsteigerungen und die Anpassung an die Transformation des Energiesystems selbst.

Der Klimawandel bewirkt durch den Anstieg der Jahresmitteltemperatur eine Veränderung der regionalen und jahreszeitlichen Wasserbilanzen sowie eine Zunahme von Extremereignissen wie längeren Hitze- und Trockenperioden, vermehrten Starkregen- und Hochwasserereignissen. In der Folge kann es zu einer veränderten Grundwasserneubildung und Abnahme der Wasserstände in Talsperren und Seen kommen, die ihrerseits auch Auswirkungen auf die Nähr- und Schadstoffkonzentrationen der Gewässer haben können. Längere Hitzewellen und Trockenperioden führen zu höheren Spitzenverbräuchen an Trinkwasser und mit Starkregen verbundene Hochwasser können wasserwirtschaftliche Infrastruktureinrichtungen stark beeinträchtigen.

Selbst wenn in Deutschland aufgrund des Klimawandels nicht mit grundsätzlichen Problemen bei der Trinkwasserversorgung zu rechnen ist, wird die Wahrscheinlichkeit von Engpässen und Beeinträchtigungen der Gewässerqualität während länger andauernden Trockenperioden zunehmen. Dem kann einerseits durch Aufstellung von Maßnahmeplänen für ein nachhaltigeres Niedrigwassermanagement begegnet werden. Zudem muss zukünftig die natürliche Retention und Versickerung von Wasser zur Grundwasserneubildung verbessert werden, indem z. B. der Anteil versiegelter Flächen reduziert, Regenwasser dezentral versickert oder natürliche Rückhalteräume und Feuchtgebiete revitalisiert werden. Die Schaffung zusätzlicher Retentionsräume bietet auch gleichzeitig einen besseren Schutz vor den Auswirkungen von Starkregen und Binnenhochwässern. Hochwasserrückhaltebecken und -talsperren bieten hier zwar grundsätzlich auch ein Potenzial zur Energiespeicherung, welches jedoch durch die Nutzungskonkurrenzen nur eingeschränkt verfügbar ist, bzw. damit gerechnet werden kann, dass bestehende Kapazitäten zukünftig zugunsten des Hochwasserschutzes und der Trinkwasserspeicherung sogar noch zurückgefahren werden.

Die vermehrt auftretenden Trockenperioden und dadurch bedingten Niedrigwasserstände der großen Flussläufe haben zukünftig einerseits durch den starken Rückgang des Kühlwasserbedarfs für Großkraftwerke einen abnehmenden Einfluss auf die Energiewirtschaft. Andererseits werden hierdurch aber die Möglichkeiten zur Stromerzeugung durch Wasserkraft zumindest während der Sommermonate erheblich eingeschränkt.

Sinkender Trinkwasserverbrauch und demografischer Wandel werden in den nächsten Jahrzehnten einen verstärkten Investitionsbedarf in wasserwirtschaftliche Anlagen notwendig machen. Vorhandene Leitungen müssen aufgrund zu geringer Durchflussmengen immer häufiger intensiv gespült werden, um Ablagerungen, Korrosion und hygienische Probleme zu vermeiden. Eine Abhilfe durch Verringerung von Leitungsquerschnitten der Rohrsysteme ist oftmals nicht möglich, da diese auch für Zeiten des Spitzenbedarfs - insbesondere während der zunehmenden Trockenperioden - ausreichend dimensioniert sein müssen. Durch die erforderlichen regionalspezifischen Anpassungen wasserwirtschaftlicher Infrastruktur an sinkende Durchflussmengen und Bevölkerungsverlagerungen in Ballungsgebiete sind jedoch i. d. R. keine negativen Auswirkungen auf die Bedürfnisse der Energiewirtschaft zu erwarten.

Steigende Anforderungen an den Gewässerschutz, z. B. die Begrenzung von Nährstoffeinträgen in das Grundwasser oder strengere Vorschriften für bauliche Aktivitäten in grundwasserführenden Schichten wurden bereits in Kap. 5.2 angesprochen. Mit energiewirtschaftlich relevanten Veränderungen ist zukünftig allerdings auch durch erhöhte Anforderungen an die Abwasserreinigung im Hinblick auf die Elimination von Spurenstoffen oder auch Mikroplastikpartikel zu rechnen. Diese erfordern im Rahmen einer sogenannten 4. Reinigungsstufe den Zubau von verfahrenstechnisch aufwendigen Anlagen, die ihrerseits den Energiebedarf von Kläranlagen

wieder erheblich erhöhen. Der spezifische Energiebedarf zur Spurenstoffelimination beispielsweise durch Einsatz von Ozonisierungsverfahren wird in einem Bereich von 1,8 und 37,5 kWh/(E·a) angegeben. Die Anwendung von Aktivkohle-Verfahren liegt ebenfalls in Abhängigkeit von geforderter Eliminationsleistung und Prozessbedingungen zwischen 2 bis 15,2 kWh/(E·a) [UBA 2015]. Diese Zahlen verdeutlichen, dass sich durch die erhöhten Reinigungsanforderungen der spezifische Energiebedarf von Abwasserbehandlungsanlagen deutlich erhöhen wird, in ungünstigen Fällen sogar nahezu verdoppeln kann. Weiterhin werden Vorgaben zur erhöhten Phosphorelimination sowie die Erfüllung der Verordnung zur Rückgewinnung von Phosphor aus Abwasser und Klärschlamm den Einsatz zusätzlicher Verfahren erfordern, die den Energiebedarf weiter steigern und damit die bisher erreichten Energieeinsparungen zu einem großen Teil wieder kompensieren.

## 6 Handlungsempfehlungen und Fazit

In dieser Studie wurden, ausgehend von der gegenwärtigen Situation in den Wirtschaftsbereichen der Energie- und Wasserversorgung Deutschlands deren wechselseitige Wirkungszusammenhänge aufgezeigt und für die in ihnen eingesetzten Technologien die Schnittstellencharakteristika zu dem jeweils anderen Bereich dargestellt. Diese Darstellung verdeutlicht auf welche vielfältige Weise die Energiewirtschaft mit der Wasserwirtschaft verknüpft und in vielen Fällen dieses systemische Zusammenwirken sogar essentiell für die Funktion der eingesetzten Verfahren und Technologien beider Bereiche ist. Die Kenntnis dieser Wechselwirkungen ermöglicht den Vergleich und die Bewertung verschiedener Energietechnologien hinsichtlich deren Inanspruchnahme von Wasserressourcen und - insbesondere während des im Rahmen der Energiewende stattfindenden Umbaus des Energiesystems - die Identifikation von neuen Potenzialen zur Nutzung von Synergieeffekten für beide Wirtschaftsbereiche.

Andererseits zeigt die Studie aber auch, dass trotz der Möglichkeiten durch Maßnahmen in einem Bereich die Situation in dem jeweils anderen Bereich zu verbessern, diese insgesamt gesehen jedoch begrenzt sind. Begründet liegt dies naturgemäß in den unterschiedlichen Zielstellungen und gesellschaftlichen Anforderungen beider Bereiche. Oberstes Ziel der Wasserwirtschaft bleibt nach wie vor die Sicherstellung einer qualitativ guten Wasserver- und -entsorgung sowie der nachhaltige Gewässerschutz. Energetische Effizienzsteigerungen und Systemdienstleistungen für die Energiewirtschaft in wasserwirtschaftlichen Anlagen sind zukünftig zwar weiterhin sinnvoll, notwendig und ausbaufähig, bleiben aber im Falle von konkurrierenden Aspekten gegenüber dem vorgenannten Ziel nachrangig. Auch im Bereich des Gewässerschutzes besteht weiterhin die Gefahr von Konkurrenzsituationen. Aktivitäten zur Energiegewinnung- und -speicherung im Untergrund bergen grundsätzlich immer auch eine potenzielle Beeinträchtigung von Grundwasservorkommen. Auch die bei einigen sehr ambitionierten Ausbauplänen der Energiewende geforderte Intensivierung des Anbaus von Energiepflanzen kann durch erhöhte Nährstoffeinträge negative Auswirkungen auf die Grundwasserqualität haben. Die Priorisierung einzelner Maßnahmen und Entwicklungen müssen daher im Wechselspiel unter Berücksichtigung der jeweiligen Vor- und Nachteile zwischen den Belangen der Energie- und Wasserwirtschaft erfolgen.

Zusammenfassend haben die Veränderungen des Energiesektors im Rahmen der betrachteten Energiewende-Szenarien einen positiven Einfluss auf den Wassersektor. Der Umfang der mengenmäßigen Wassernutzungen wird sich dadurch bis zum Jahr 2050 in Deutschland insgesamt schätzungsweise um etwa die Hälfte reduzieren. Dies ist im Wesentlichen auf den starken Rückgang der Kühlwasserentnahmen konventioneller Großkraftwerke auf Basis fossiler Energieträger sowie auch auf das Auslaufen der Braunkohleförderung zurückzuführen. Zudem wird diese Nutzungsregression durch den massiven Ausbau von Windkraft und Photovoltaik, als den für den Wassersektor wohl nachhaltigsten Formen der Stromerzeugung, kaum beeinträchtigt. Auch durch die Wasserkraftnutzung und den Betrieb von Pumpspeichern werden nach den Prognosen der Energiewendeszenarien keine Veränderungen in größerem Umfang erwartet. Neben Effizienzsteigerungen von Wasserkraftwerken sowie einem begrenzt möglichen Zubau von neuen Pumpspeichern können allerdings durch die Anwendung neuer Bewirtschaftungskonzepte beim Betrieb vorhandener Wasserspeicher und -versorgungsnetze weitere die Energiewende unterstützende Dienstleistungen für den Energiesektor erschlossen werden.

Aufgrund der schwer zu prognostizierenden Auswirkungen des Klimawandels bestehen andererseits aber auch Unsicherheiten bezüglich der Höhe des zukünftig notwendigen Wasserbedarfs z. B. zur Bewässerung landwirtschaftlicher Flächen und damit auch für den Energiepflanzenanbau. Die Wahrscheinlichkeit der Zunahme von Nutzungskonflikten und temporären Engpässen in der Wasserverfügbarkeit ist in einigen Regionen Deutschlands bereits als sehr hoch einzuschätzen.

Ein neuer Wasserbedarf wird in den nächsten Jahren durch den Ausbau von Technologien zur Erzeugung synthetischer Gase und flüssiger Kraftstoffe aus regenerativ erzeugtem Strom hinzukommen, der vermutlich aber nur zu etwa 10 - 20 % des insgesamt erforderlichen Bedarfs innerhalb Deutschlands anfallen wird. Die Notwendigkeit des Imports eines großen Anteils der benötigten synthetischen Kraftstoffe ist sinnvoll und nachvollziehbar. Obwohl die Verfügbarkeit von Wasser für eine vollständig inländische Produktion dieser Kraftstoffe nicht den limitierenden Faktor darstellt, ist diese aus Gründen des Energiedargebots und der Flächenverfügbarkeit sowohl energetisch als auch ökonomisch nur schwer realisierbar. Umso wichtiger ist es deshalb darauf zu achten, dass bei der Herstellung dieser Kraftstoffe in heißeren und trockeneren Regionen der Erde mit z. T. erheblich geringerer Verfügbarkeit von Wasser ein nachhaltiger Umgang mit dieser Ressource gewährleistet ist. Hierzu sind entsprechende Zusatzkosten z.B. für den Betrieb von Meerwasserentsalzungsanlagen in die Kraftstoffpreise einzukalkulieren, die jedoch verschiedenen Studien zufolge die Wirtschaftlichkeit des Imports gegenüber einer inländischen Produktion nicht in Frage stellen werden.

Denkbar mögliche Konkurrenzsituationen, Nutzungskonflikte oder potenzielle Gefährdungen der Gewässerqualität durch energiewirtschaftliche Aktivitäten sind in der letzten Zeit vermehrt in das öffentliche Bewusstsein gerückt und finden in der Gesetzgebung bereits entsprechende Berücksichtigung (z. B. WRRL, Trinkwasser-, Bodenschutz- und Düngeverordnung, Frackingverbot). Zur Unterstützung der Energiewende wünschenswert wäre auf der anderen Seite eine bessere Anpassung rechtlicher Rahmenbedingungen für Betreiber wasserwirtschaftlicher Anlagen, die mehr ökonomische Anreize für längerfristig gesicherte Investitionen in Technologien zur verbesserten Nutzung ihrer energetischen Potenziale bieten.

Die Forschungsergebnisse z.B. des ERWAS-Programms haben gezeigt, dass in dem wasserwirtschaftlichen Anlagenbestand und der flächendeckend vorhandenen Infrastruktur eine Vielzahl günstiger Voraussetzungen bestehen, energiewirtschaftlich relevante Systemdienstleistungen im Rahmen der Energiewende zur erbringen. Auf der anderen Seite müssen jedoch auch Hemmnisse seitens der Anlagenbetreiber aufgrund zunehmender Komplexität des Anlagenbetriebs oder kommunalwirtschaftlicher Restriktionen berücksichtigt werden. Auch die Frage nach der Priorisierung bestimmter Maßnahmen vor dem Hintergrund weiterer Herausforderungen wie den Einflüssen des Klimawandels, demographischer Veränderungen und steigenden Anforderungen zum Gewässerschutz, kann zukünftig die Bereitschaft zur Nutzung energiewirtschaftlicher Potenziale des Wassersektors einschränken.

Der in dieser Studie behandelte Themenkomplex verdeutlicht daher die Wichtigkeit der intersektoralen Zusammenarbeit zwischen Energie- und Wasserwirtschaft bei der technologischen Umsetzung einzelner Maßnahmen zur Umgestaltung des deutschen Energiesystems, um vorhandene energetische Ressourcen und sich anbietende Synergieeffekte optimal zu nutzen und nachteilige Auswirkungen auf andere Schutzgüter zu vermeiden.

## 7 Literatur

- [AEE 2015] Agentur für Erneuerbare Energien e. V.: Metaanalyse Stromspeicher in Deutschland, Forschungsradar Energiewende, Berlin, Januar 2015
- [AEE 2016] Agentur für Erneuerbare Energien e. V.: Metaanalyse Flexibilität durch Kopplung von Strom, Wärme & Verkehr, Forschungsradar Energiewende, Berlin, April 2016
- [AGEB 2017] AG Energiebilanzen e.V.: Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland in den Jahren 2013 bis 2016, Berlin, November 2017
- [AGEB 2018] AG Energiebilanzen e.V.: Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2017, Berlin, Februar 2018
- [Anderer et al. 2010] Anderer, P. et al.: Das Wasserkraftpotenzial in Deutschland, WasserWirtschaft, Ausgabe 9 / 2010
- [Ausfelder et al. 2017] Ausfelder, F. et al.: Sektorkopplung - Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems, Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft, München, November 2017
- [Baumann 2008] Baumann, M.: Senkung des Stromverbrauchs auf Kläranlagen, Praxisleitfaden, DWA Landesverband Baden-Württemberg, Juli 2008
- [BDEW 2015] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW): Branchenbild der deutschen Wasserwirtschaft 2015, ISBN: 978-3-89554-208-4
- [Beck et al. 2011] Beck, H.-P., Schmidt, M., Windenergiespeicherung durch Nachnutzung stillgelegter Bergwerke, Energieforschungszentrum Niedersachsen (EFZN), Goslar, August 2011
- [BGR 2018] Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR): Die Grundwasservorkommen in Deutschland, [https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Wasser/grundwasser\\_deutschland.html](https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Wasser/grundwasser_deutschland.html), abgerufen am 10.05.2019
- [BMBF 2014] Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF): Alles im Fluss - Eine deutsche Wasserbilanz, <http://www.bmbf.wasserfluesse.de/>
- [BMBF ERWAS] BMBF-Fördermaßnahme „Zukunftsfähige Technologien und Konzepte für eine energieeffiziente und ressourcenschonende Wasserwirtschaft (ERWAS)“
- [BMBF INES] BMBF-Fördermaßnahme „Intelligente und multifunktionelle Infrastruktursysteme für eine zukunftsfähige Wasserversorgung und Abwasserentsorgung (INIS)“
- [BMBF KLIMZUG] BMBF-Fördermaßnahme „Klimawandel in Regionen zukunftsfähig gestalten (Klimzug)“
- [BMU 2008] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz Bau und Reaktorsicherheit (BMU): Grundwasser in Deutschland, Berlin, August 2008
- [BMU 2016] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz Bau und Reaktorsicherheit (BMU): Klimaschutzplan 2050 - Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung, Berlin, November 2016
- [BMWI 2015] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWI): Marktanalyse Wasserkraft, Stand 04.02.2015, <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/marktanalyse-freiflaeche-photovoltaik-wasserkraft.html>

- [BMWi 2018a] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Energieeffizienz in Zahlen - Entwicklungen und Trends in Deutschland 2018, August 2018
- [BMWi 2018b] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Energiedaten: Gesamtausgabe, August 2018
- [dena 2016] Deutsche Energie-Agentur dena: Potenzialatlas Power to Gas. Klimaschutz umsetzen, erneuerbare Energien integrieren, regionale Wertschöpfung ermöglichen, Berlin, Juni 2016
- [dena 2017] Deutsche Energie-Agentur dena: Roadmap Power to Gas – Baustein einer integrierten Energiewende, Strategieplattform Power to Gas, Berlin, November 2017
- [dena 2018] Deutsche Energie-Agentur dena: Leitstudie Integrierte Energiewende, Berlin; Juli 2018
- [Destatis 2018a] Statistisches Bundesamt (Destatis), Fachserie 19 Reihe 2.1.1, Wiesbaden, Dezember 2018
- [Destatis 2018b] Statistisches Bundesamt (Destatis), Fachserie 19 Reihe 2.1.2, Wiesbaden, Dezember 2018
- [Destatis 2018c] Statistisches Bundesamt (Destatis), Fachserie 19 Reihe 2.1.3, Wiesbaden, Dezember 2018
- [Destatis 2018d] Statistisches Bundesamt (Destatis), Fachserie 19 Reihe 2.2, Wiesbaden, August 2018
- [Destatis 2018e] Statistisches Bundesamt (Destatis), Tabellen zu den umweltökonomischen Gesamtrechnungen, Teil 2: Energie, Berichtszeitraum 2000-2016, Wiesbaden, 2018
- [DIN 1992] DIN 4049: Teil 1 Hydrologie Grundbegriffe,“ e.V., Normenausschuss Wasserwesen (NAW) im DIN Deutsches Institut für Normung, 1992
- [DVGW 2007] DVGW-Information Wasser Nr. 77 zur Energieeffizienz, 2008
- [DWA 2010] Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e. V. (DWA): Energiepotenziale in der deutschen Wasserwirtschaft Schwerpunkt Abwasser, DWA Themenband, April 2010
- [DWA 2015] Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e. V. (DWA): 28. Leistungsvergleich kommunaler Kläranlagen, Hennef, September 2015
- [DWA 2015a] Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e. V. (DWA): Arbeitsblatt DWA-A 2016, Energiecheck und Energieanalyse - Instrumente zur Energieoptimierung von Abwasseranlagen, Hennef, Dezember 2015
- [DWA 2017] Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e. V. (DWA): 30. Leistungsvergleich kommunaler Kläranlagen, Hennef, 2017
- [Engelhart Schaum et al. 2017] Engelhart, M.; Schaum, C.; et al.: Abwasserbehandlungsanlage der Zukunft, Energiespeicher in der Interaktion mit technischer Infrastruktur im Spannungsfeld von Energieerzeugung und -verbrauch - ESiTI, Abschlussbericht zum BMBF-ERWAS-Verbundvorhaben, FKZ 02WER1322A-I, 2017
- [ESYS 2017] Deutsche Akademie der Technikwissenschaften (acatech), Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina, Union der deutschen Akademien der Wissenschaften: Sektorkopplung - Optionen für die nächste Phase der Energiewende, Berlin, November 2017

- [ESYS/BDI/dena 2019] Deutsche Akademie der Technikwissenschaften (acatech), Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina, Union der deutschen Akademien der Wissenschaften: Essenz der drei Grundsatzstudien zur Machbarkeit der Energiewende bis 2050 in Deutschland, Berlin Februar 2019
- [FNB 2019] Fernleitungsnetzbetreiber: Fernleitungsnetz Deutschland, <https://www.fnb-gas.de/de/fernleitungsnetze/-fernleitungsnetze.html>, abgerufen 6.04.2019
- [Frontier 2018] Frontier Economics Ltd: Internationale Aspekte einer Power-to-X Roadmap, Oktober 2018
- [Gerbert et al. 2018] Gerbert, P.; Herhold, P.; Burchardt, J.; Schönberger, St.; Rechenmacher, F.; Kirchner, A.; Kemmler, A.; Wünsch, M.: Klimapfade für Deutschland; Hrsg.: Bundesverband der deutschen Industrie e. V. (BDI); Januar 2018
- [Gleick 1994] Gleick, P. H. (Pacific Institute for Studies in Development, Environment, and Security, Oakland, California), Water and Energy, in: Annu. Rev. Energy Environ. 1994. 19:267-99
- [Gretzschel et al. 2016] Gretzschel, O., Schäfer, M.; Honeck, V.; Dornburg, A.: Wasserwirtschaftliche Anlagen als Flexibilitätsdienstleister im Stromnetz - Zwischenergebnisse aus Projekten der BMBF-Fördermaßnahme ERWAS; Korrespondenz Abwasser, Abfall · 2016 (63) · Nr. 8
- [Hirschfeld 2015] Hirschfeld, J.: Wo ist Wasser in Deutschland knapp und könnte es in Zukunft knapper werden? Eine Untersuchung der natürlichen, künstlichen und virtuellen Wasserflüsse in Deutschland, Korrespondenz Wasserwirtschaft · 2015 (8) · Nr. 11
- [IEA 2016] International Energy Agency (IEA): Water Energy Nexus, Excerpt from the world energy outlook 2016, Paris, 2016
- [IFE 2017] IFE der TU München: Anwendungsbilanzen 2013 bis 2016 für den Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD), München, Oktober 2017
- [ISEA 2013] ISEA RWTH Aachen: Marktanreizprogramm für dezentrale Speicher insbesondere für PV-Strom, Kurzgutachten, Aachen, März 2013
- [KWSB 2019] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Abschlussbericht der Kommission "Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung" (KWSB, "Kohlekommission"), Berlin, Januar 2019
- [LAWA 2016] Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft Wasser (2016b): Daten der Bund / Länderarbeitsgemeinschaft Wasser zum Bericht nach Art. 13 der EG-Richtlinie 2000/60/EG. Datenquelle: Berichtportal WasserBLICK/BfG, Stand 23.03.2016
- [LfU 2019] Bayerisches Landesamt für Umwelt: [https://www.lfu.bayern.de/wasser/abwasser\\_thermische\\_nutzungen/kuehlwassernutzung/index.htm](https://www.lfu.bayern.de/wasser/abwasser_thermische_nutzungen/kuehlwassernutzung/index.htm), abgerufen am 08.03.2019
- [LUBW 2018] Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg (LUBW), u.a.: Mikroplastik in Binnengewässern Süd- und Westdeutschlands, 2018
- [Meldrum et al. 2013] Meldrum, J., Nettles-Anderson, S., Heath, G., Macknick, J.: Life cycle water use for electricity generation: a review and harmonization of literatures estimates, in: Environmental Research Letters (8), März 2013
- [Merkel et al. 2017] Merkel, W. et al.: Energetische Optimierung des wasserwirtschaftlichen Gesamtsystems (ENERWA); Abschlussbericht zum BMBF-ERWAS Verbundvorhaben FKZ 02WER1318A-L, Mülheim a. d. Ruhr., September 2017

- [Mielke et al. 2010] Mielke, E., Diaz Anadon, L., Narayanamurti, V., Water consumption of energy resource extraction, processing, and conversion, Belfer Center for Science and International Affairs/Harvard Kennedy School, Cambridge, Oktober 2010
- [NEP 2018] 50Hertz, Amprion, TenneT, Transnet: Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019) - Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber; Januar 2018
- [Palmowski et al. 2018] Palmowski, L.; Pinnekamp, J.; et al.: Entwicklung und Integration innovativer Kläranlagentechnologien für den Transformationsprozess in Richtung Technikwende - EKLär; Abschlussbericht zum BMBF-ERWAS-Verbundvorhaben, FKZ 02WER1319A-J, 2018
- [Pinnekamp Schröder et al. 2017] Pinnekamp, J.; Schröder, M.; et al.: Energie in Abwasseranlagen, Handbuch NRW; Ministerium für Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein Westfalen (Hrsg.), Düsseldorf, 2017
- [Plath et al. 2010] Plath, M.; Wichmann, K.; Ludwig, G.: Handbuch Energieeffizienz / Energieeinsparung in der Wasserversorgung, DVGW-Information Wasser Nr. 77, Bonn, Juli 2010
- [RENEWS 2014] Agentur für Erneuerbare Energien e. V. Strom Soeichern, in: RENEWS SPEZIAL, Nr. 75, Berlin, Dezember 2014
- [RWE 2010] RWE Power AG: ADELE – Der Adiabatische Druckluftspeicher für die Elektrizitätsversorgung, Firmeninformation, Essen, Jan. 2010
- [RWE 2019] RWE Power AG: Kraftwerk Ibbenbüren - Ein Kurzportrait, Firmenschrift, <https://www.group.rwe/-/media/RWE/documents/03-unser-portfolio-und-loesungen/betriebsstandorte/standortportraet-kraftwerk-ibbenbueren.pdf>, abgerufen am 04.03.2019
- [Samadi et al. 2018] Samadi, S.; Fishedick, M.; Lechtenböhmer, St.: Vergleich der BDI-Klimapfade mit anderen Energieszenarien für Deutschland; in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 68. Jahrgang, Heft 6, 2018
- [Schiffer 2019] Schiffer, H.-W.: Energiemarkt Deutschland, Daten und Fakten zu konventionellen und erneuerbaren Energien, Springer Vieweg, ISBN 978-3-658-23023-4, Wiesbaden 2019
- [Schmitt et al. 2017] Schmitt, T.G.; et al.: Abwasserreinigungsanlagen als Regelbaustein in intelligenten Verteilnetzen mit Erneuerbarer Energieerzeugung - arrivee; Abschlussbericht zum BMBF-ERWAS-Verbundvorhaben, FKZ 02WER1320A, 2017
- [Schmidt-Böcking 2013] Schmidt-Böcking, H. et al.: Das Meer-Ei, Speicherung elektrischer Energie am Meeresboden, DOI: 10.1002/ piuz.201301330, Juli 2013
- [Sievers et al. 2018] Sievers, M. et al.: „Die bio-elektrochemische Brennstoffzelle als Baustein einer energieerzeugenden Abwasserbehandlungsanlage (BioBZ)“ Abschlussbericht zum BMBF-ERWAS Verbundvorhaben FKZ 02WER1317A bis F, Clausthal-Zellerfeld, 2018
- [SWW 2016] Kronsbein, P.: Fraunhofer IWES erprobt Meeres-Pump-Speicher, in: Sonne Wind & Wärme, 14.11.2016
- [SZ 2016] Süddeutsche Zeitung: Forscher testen Unterwasser-Betonkugeln als Stromspeicher, 12.12.2016
- [SRU 2011] Sachverständigenrat für Umweltfragen: Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung, SRU Sondergutachten, Berlin, Januar 2011

- [UBA 2009] Umweltbundesamt: Energieeffizienz kommunaler Kläranlagen, Dessau, Oktober 2009
- [UBA 2010] Umweltbundesamt: Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen, Dessau-Roßlau, Juli 2010
- [UBA 2015] Umweltbundesamt: Organische Mikroverunreinigungen in Gewässern, Vierte Reinigungsstufe für weniger Einträge, Dessau, März 2015
- [UBA 2017a] Umweltbundesamt: Wasserwirtschaft in Deutschland: Grundlagen, Belastungen, Maßnahmen, Zustand und Bewertung, Dessau-Roßlau, Dezember 2017
- [UBA 2017b] Umweltbundesamt: Wasserwirtschaft in Deutschland - Grundlegende Daten und Fakten, Dessau-Roßlau, Oktober 2017
- [UBA 2017c] Umweltbundesamt: Metastudie nationale Energieszenarien und deutsche Energiepolitik, Dessau, November 2017
- [UBA 2017d] Umweltbundesamt: Gewässer in Deutschland: Zustand und Bewertung, ISSN 2363-832X, Dessau, August 2017
- [Vattenfall 2019] Vattenfall GmbH: Wasserkraft in Deutschland, Online-Informationen zur den Vattenfall-Pumpspeicher und Wasserkraftkraftwerken, <https://corporate.vattenfall.de/uber-uns/geschäftsfelder/erzeugung/wasserkraft/wasserkraft-in-deutschland-psw/>; abgerufen Februar 2019
- [VDE 2019] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE: <https://www.vde.com/de/fnn/dokumente/karte-deutsches-hochstspannungsnetz>, abgerufen 6.04.2019
- [Veolia-Wasser] Veolia Water Technologies GmbH: Wasseraufbereitung für Kraftwerke, Firmenschrift, Bayreuth/Celle/Leipzig, ohne Jahresangabe
- [WEC 2010] World Energy Council (WEC): Water for Energy, ISBN: 978-0-946121-10-6, London 2010
- [ZSW 2018] Brinner, A.; Schmidt, M.; Schwarz, S.; Wagener, L.; Zuberbühler, U.: Technologiebericht 4.1 Power-to-gas (Wasserstoff). In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken, April 2018