

Technische Universität München

Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik

REGIONALISIERTES ENERGIEMODELL ZUR ANALYSE DER FLEXIBLEN BETRIEBSWEISE VON KRAFT-WÄRME-KOPPLUNGSANLAGEN

Michael Gottfried Beer

Vollständiger Abdruck der von der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der
Technischen Universität München zur Erlangung des akademischen Grades eines

Doktor-Ingenieurs

genehmigten Dissertation.

Vorsitzender: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Hans-Georg Herzog

Prüfer der Dissertation: 1. Univ.-Prof. Dr.-Ing. Ulrich Wagner

2. Univ.-Prof. Dr.-Ing. habil Hartmut Spliethoff

Die Dissertation wurde am 29.03.2012 bei der Technischen Universität München
eingereicht und durch die Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik
am 28.09.2012 angenommen.

Zusammenfassung

Aufgrund der Kopplung von Strom- und Wärmeerzeugung existieren besondere Rahmenbedingungen für den Betrieb von KWK-Anlagen. Zusätzlich resultieren die Herausforderungen der zukünftigen Stromerzeugung stärker als heute aus den Residuallastgängen, die vornehmlich durch die regenerative Einspeisung geprägt sind. Zur Analyse eines flexiblen Betriebs von KWK-Anlagen wurde daher in dieser Arbeit ein örtlich und zeitlich hoch aufgelöstes Regionenmodell der leitungsgebundenen Wärme- und Stromversorgung erstellt. In diesem wurde ein Ausbauszenario der regenerativen Erzeuger auf regionaler Ebene umgesetzt und dazu ein konsistenter Datensatz an Last- und Leistungsgängen synthetisiert. Mit dem Regionenmodell wurden die Auswirkungen eines flexibleren Betriebs von KWK-Anlagen untersucht. Die Kombination von Wärmespeichern mit KWK-Anlagen zu einem flexiblen KWK-System harmonisiert den KWK-Erzeugungsgang mit der Residuallast. Neben den Effekten dieser flexiblen Betriebsweise wurden die Chancen und Herausforderungen des weiteren KWK-Ausbaus analysiert.

Abstract

With heat and power being produced at the same time cogeneration plants need to run under special conditions. On the other hand it is the residual load which will challenge power generation most in particular if one takes the increasing electricity production from renewable energies into account. In this thesis an energy system model with high spatial and temporal resolution was first developed and then applied to cogeneration plants when run on a flexible basis. To this aim the model considers a possible regional implementation of renewable energies. Moreover a consistent dataset of load profiles and power curves was modeled in a bottom-up approach. Thus the model allowed to assess the effects of a flexible operation of CHP plants: Thermal storages combined with cogeneration plants helps to balance the discrepancy between the CHP power curve and the residual load. Against the background of this finding challenges and opportunities of a further expansion of CHP were discussed.

1	Einleitung	1
1.1	Motivation	1
1.2	Aufbau der Arbeit	2
2	Grundlagen des Regionenmodells	5
2.1	Verfügbarkeit örtlich aufgelöster Daten	5
2.2	Bezugsgrößen im Regionenmodell	6
2.3	Energiebedarf und Erzeugerstruktur in örtlicher Auflösung	7
2.4	Energiebedarf und Erzeugungsgang in zeitlicher Auflösung	8
2.5	Nutzung von Geo-Informationssystemen	10
2.6	Aufbau des Regionenmodells	11
3	Energiebedarf im Regionenmodell	13
3.1	Regionalisierung des Energiebedarfs der Industrie	13
3.1.1	Methodik zur Ermittlung des Energiebedarfs in der Industrie	13
3.1.2	Quellen zur Bestimmung des Strom- und Wärmebedarfs der Industrie	14
3.1.3	Erwerbstätige nach Wirtschaftszweigen	16
3.1.4	Strom- und Wärmebedarf in der Industrie auf Gemeindeebene	19
3.2	Örtliche Auflösung des Energiebedarfs der privaten Haushalte	20
3.2.1	Heizwärmebedarf im Sektor Haushalte	20
3.2.2	Warmwasserbedarf der privaten Haushalte	25
3.2.3	Strombedarf im Haushaltssektor	26
3.3	Regionaler Energiebedarf in Gewerbe-Handel-Dienstleistung	27
3.3.1	Verbrauchergruppen im Sektor GHD	27
3.3.2	Strom- und Wärmebedarf im Sektor GHD	27
3.4	Fernwärmenetze	28
3.4.1	Definition und Abgrenzung Fern-/Nahwärme	28
3.4.2	Bestand an Fernwärmenetzen	29
3.5	Verbraucherlastgänge	30
3.5.1	Elektrischer Lastgang	31
3.5.2	Wärmelastgang	32
4	Stromerzeugung im Regionenmodell	37
4.1	Regenerative Erzeuger	37
4.1.1	Datenbasis zu erneuerbaren Energien	37
4.1.2	Ausbauszenario „Erneuerbare Energien“	38
4.1.3	Photovoltaikanlagen	39
4.1.4	Windkraftanlagen	47
4.1.5	Biomassekraftwerke	57
4.1.6	Geothermische Stromerzeugung	60

4.1.7	Laufwasserkraftwerke	64
4.2	Kraftwerke und KWK-Anlagen	67
4.2.1	Kraftwerksbestand	67
4.2.2	Abgleich mit der Statistik	71
4.2.3	KWK-Erzeugungsgang	72
4.2.4	Merit Order der Stromerzeugung	74
4.2.5	Szenario Kraftwerke und KWK	78
5	Das flexible KWK-System	81
5.1	Komponenten des flexiblen KWK-Systems	81
5.2	Betriebsportfolio des flexiblen KWK-Systems	83
5.3	Flexible Betriebsweise der KWK	84
5.3.1	Flexibilisierungsalgorithmus	84
5.3.2	Auswertung der Effekte eines flexiblen KWK-Betriebs	86
5.3.3	Funktionale elektrische Speicherung	88
5.4	Bewertung des weiteren Ausbaus von Kraft-Wärme-Kopplung	92
5.4.1	Kennzahlen zur KWK-Bewertung	92
5.4.2	Das KWK-Bewertungsdiagramm	94
5.4.3	SWOT-Analyse	98
6	Conclusio	101
6.1	Zusammenfassung	101
6.2	Ausblick	103
7	Literaturverzeichnis	105

1 Einleitung

1.1 Motivation

Die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung sehen in Zukunft einen weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien aber auch der Kraft-Wärme-Kopplung vor. Gerade bei Ausbauszenarien mit hohen Anteilen dieser dargebotsabhängigen und wärmegeführten Anlagen rücken zunehmend Aspekte in den Fokus, die neben einer hohen zeitlichen Auflösung des Energieeinsatzes eine Bewertung regionaler Gegebenheiten erfordern. Und auch für die mit dem Kernenergieausstieg einhergehende Energiewende ist ein Ausbau dezentral platzierter Anlagen zur Nutzung regenerativer Energieträger und KWK notwendig.

In der Vergangenheit wurden Potenziale für KWK-Anlagen überwiegend ausgehend von Wärmesenken ermittelt. Denn die gleichzeitige Nutzung der Wärme ist Voraussetzung für die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme. Wärme wird in der Regel dezentral dort erzeugt, wo sie auch verbraucht wird. Durch den Zusammenschluss mehrerer Wärmeverbraucher zu Fern- und Nahwärmenetzen sind eine Glättung der Nachfrage und die Erschließung zusammenhängender Gebiete mit wenigen großen Anlagen möglich.

Bei zukünftig hohen Anteilen regenerativer Stromerzeugung und Szenarien mit starkem Ausbau von KWK-Anlagen mit hohen Stromkennzahlen stellt jedoch nicht mehr die Wärmeseite eine ausschließliche Limitierung des Potenzials für KWK dar. Vor allem in Kombination mit steigenden Ausbaugraden der Erneuerbaren gewinnt die Stromseite an Bedeutung. Auch wenn die Ausgestaltung des Strommarktes derzeit keine regionale Differenzierung vorsieht, lohnt sich in Szenarien auch hier eine Untersuchung von Teilregionen. Denn lokal werden stromseitig früher Herausforderungen auftreten als im Gesamtsystem. Dies ist auch darauf zurückzuführen, dass Ausbaupotenziale in einigen Bereichen schon vollständig erschlossen sind und zunehmend Bereiche ausgebaut werden, die niedrigere Ausnutzungsdauern erwarten lassen /FFE-15 08/.

Die zukünftigen Herausforderungen für das Energiesystem resultieren stärker als heute aus den Erzeugungsgängen der Regenerativen und der KWK-Anlagen. Die Situation, dass zeitweise in einigen Regionen mehr Strom ins Netz eingespeist als lokal verbraucht wird, führt dazu, dass Stromtransportkapazitäten und/oder Speichermöglichkeiten ausgebaut werden müssen, wenn nicht auf einen Teil der must-run-Erzeugung verzichtet werden soll. Als must-run-Kraftwerke werden diejenigen Anlagen bezeichnet, die nicht frei vermarktet werden können, weil sie beispielsweise nach Erneuerbarem Energien Gesetz (EEG) vergütet werden oder im Falle von KWK die Wärmelast decken müssen.

Bei steigenden Anteilen regenerativer Stromerzeugung sinken die Ausnutzungsdauern der restlichen Kraftwerke. Wie in /FFE-28 10/ beschrieben, ist dieser Effekt umso stärker je häufiger die Erzeugung aus den Erneuerbaren die Verbraucherlast übersteigt. Und diese Situationen werden zweifelsohne zahlreicher auftreten, wenn der Ausbau der Regenerativen zunimmt. Für KWK-Anlagen bestehen durch die Kopplung der Strom- an die Wärmeerzeugung besondere Herausforderungen, um die hohen Ausnutzungsdauern, die zum Erreichen der Wirtschaftlichkeit nötig sind, zu erlangen. Die Erweiterung von KWK-Anlagen mit verschiedenen Komponenten - insbesondere die Kombination mit Wärmespeichern - erlaubt eine flexiblere Betriebsweise und damit eine aktive Beteiligung an einer hohen Systemeffizienz.

1.2 Aufbau der Arbeit

In der vorliegenden Arbeit sind Schritte zur Erstellung eines örtlich und zeitlich hoch aufgelösten Energiesystemmodells beschrieben. Dieses wurde genutzt, um die Effekte einer flexibleren Betriebsweise von KWK-Anlagen im Gesamtsystem zu analysieren, wenn die Ziele der Bundesregierung zum Ausbau der Regenerativen bis zum Jahr 2030 umgesetzt sind. Die wesentlichen Arbeitsschritte sind in **Abbildung 1-1** dargelegt.

Zunächst wird in den Kapiteln 2.1 bis 2.6 detailliert auf den Aufbau eines regional aufgelösten Energiesystemmodells und der zeitlichen sowie örtlichen Auflösung eingegangen. Es wird beschrieben, welche Quellen für Daten mit Raumbezug zur Verfügung stehen und welche Bezugsgrößen genutzt wurden, um die Daten mittels Geo-Informationssystemen aufzubereiten, weiterzuverarbeiten und graphisch darzustellen. Die Analyse zum Energieverbrauch der Anwendungssektoren – der Industrie, den privaten Haushalten sowie dem Sektor Gewerbe-Handel-Dienstleistung – und dem Bestand der Fernwärmenetze in ihrer räumlichen Verteilung folgt in den Kapiteln 3.1 bis 3.4. Darauf aufbauend zeigt Kapitel 3.5 die Synthese von Verbraucherlastgängen zum Wärme- und Strombedarf, die als ein Baustein zur Ermittlung der Residuallast und der KWK-Leistungsgänge herangezogen wurden. Die Residual- oder Restlast ist der elektrische Verbraucherlastgang abzüglich der gesetzten Erzeugung aus Erneuerbaren und ggf. (flexibler) KWK. Sie muss durch andere Optionen – meist sind dies konventionelle Kraftwerke – gedeckt werden.

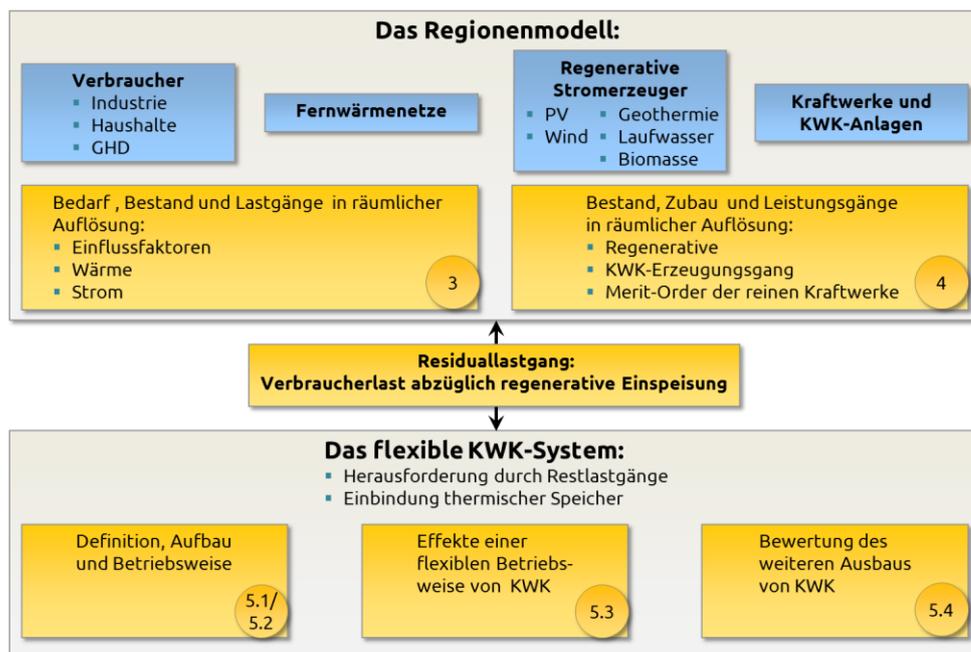


Abbildung 1-1: Methodische Vorgehensweise und Arbeitsschritte

Eine große Dynamik wird den erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung vorhergesagt. Aus ihrer Einspeisung resultieren die wichtigsten Herausforderungen für die übrigen Stromerzeuger, insbesondere für KWK. Daher wird in Kapitel 4 erst der Bestand der regenerativen Erzeuger zum heutigen Stand dargestellt. Deren Leistungsgänge wurden mit verschiedenen Modellen synthetisiert. Die jeweilige Methodik sowie die Ergebnisse der Simulationen sind in den Unterkapiteln zu Kapitel 4 detailliert für die verschiedenen Technologien erläutert. Anschließend wird gezeigt, wie die Ergebnisse eines globalen Ausbauszenarios – hier ist dies das Leitszenario 2010 des BMU /DLR-01 10/ - für die Nutzung im Regionenmodell regionalisiert wurden.

Der Bestand an Kraftwerken und KWK-Anlagen in der räumlichen Verteilung wird in Kapitel 4.2 beschrieben. Für die Kraft-Wärme-Kopplung wird in diesem Kapitel die Synthese eines Leistungsganges dargestellt. Für die reinen Kraftwerke wurde die Merit-Order – das ist die Grenzkostenkurve der Erzeugungsanlagen – als bestimmendes Maß für den Kraftwerkseinsatz im Regionenmodell hinterlegt. Das in der Arbeit betrachtete Szenario geht aufgrund des starken Ausbaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nicht von einer Steigerung des fossilen Anteils von Groß-KWK-Anlagen aus.

In Kapitel 5 wird schließlich ein flexibles KWK-System definiert, das geeignet ist, um auf die wachsenden Herausforderungen des Energiesystems zu reagieren. Mit Hilfe eines Algorithmus zum flexiblen Betrieb der KWK-Anlagen wurden die Effekte auf das Gesamtsystem untersucht. Die Kombination von KWK-Anlage und Wärmespeicher repräsentiert in gewisser Weise einen Stromspeicher, da die elektrische und thermische Leistungsbereitstellung in einem breiteren Bereich variiert werden kann. Mit dem KWK-Bewertungsdiagramm wird eine Methode gezeigt, mit deren Hilfe neben der primärenergetischen Bewertung von Einzelanlagen auch unkompliziert Aussagen zum Gesamtsystem getroffen werden können. Abschließend werden die Risiken und Chancen des weiteren KWK-Ausbaus in einem SWOT-Diagramm systematisch dargestellt.

2 Grundlagen des Regionenmodells

In dieser Arbeit wurde ein örtlich und zeitlich hoch aufgelöstes Modell des Energiesystems der leitungsgebundenen Wärme- und Stromerzeugung erstellt – das Regionenmodell. Dieses bildet Zusammenhänge energiewirtschaftlich relevanter Daten in regionaler Auflösung ab. Für die Verwaltung und Auswertung des regional aufgelösten Energiesystemmodells wurde, wie in /FFE-21 10/ und /FFE-22 10/ beschrieben, ein Geo-Informationssystem (GIS) genutzt. Ein GIS ist ein Informationssystem mit Raumbezug (auch: RIS), das geographische Sachverhalte abbildet. Nach /BILL-01 09/ besteht ein GIS aus einem Computer, Software und Daten. Hiermit können raumbezogene Daten (Geodaten) digital erfasst und redigiert, gespeichert und reorganisiert, modelliert und analysiert sowie alphanumerisch und graphisch präsentiert werden.

Ein GIS verknüpft somit geographische Informationen mit deskriptiven Informationen /ESRI-01 08/ in einer Datenbank bzw. datenbankähnlichen Struktur. Dies erlaubt die graphische Darstellung der Informationen in Form von (Land-)Karten sowie eine automatisierte Auswertung, z. B. als Routenplanung oder Standortanalyse.

2.1 Verfügbarkeit örtlich aufgelöster Daten

Für die Nutzung in Energiesystemmodellen werden überwiegend Fachdaten mit geographischem Bezug genutzt. In der Regel existieren weder für Energieverbrauch noch –erzeugung flächendeckende statistische Informationen auf Gemeindeebene. Daher werden zur Ermittlung des Energiebedarfs Bezugseinheiten wie Einwohner- oder Beschäftigtenzahlen verwendet, um darauf rückschließen zu können. Die notwendige Datenbasis stellt beispielsweise die Veröffentlichung „Statistik lokal“ /DESTATIS-01 08/ zur Verfügung.

Georeferenzierte und in Geo-Informationssystemen digital bearbeitbare Daten, die über den reinen statistischen Bestand hinausgehen, sind von offiziellen staatlichen Stellen, wie Landesvermessungsämtern oder dem Bundesamt für Geodäsie und Kartografie (BKG) nicht kostenlos erhältlich. Das Geodatenzugangsgesetz /GEOZG-01 09/, das die europäische Richtlinie zur Schaffung einer Geodateninfrastruktur /INSPIRE-01 07/ in nationales Recht umsetzt, sieht vor, dass über Webdienste Karten abgefragt werden können. Kostenfrei ist dabei die Darstellung der Daten über Online-Dienste, wie den BayernViewer /STMF-01 11/ oder den Deutschland-Viewer /BKG-01 11/, sowie die Einbindung in ein GIS über Web Map Services (WMS). Allerdings werden nur Rasterdaten zur Verfügung gestellt – die für eine Gesamtsystemanalyse notwendigen Geofachdaten können nicht kostenfrei bezogen werden.

Eine Alternative bietet die Nutzung der Daten des Openstreetmap-Projektes (OSM) /OSM-01 10/. Bei diesem Projekt können Nutzer eigene gemessene Geodaten und von Luftbildern digitalisierte Karten unter der Creative-Commons-Attribution-ShareAlike-2.0-Lizenz veröffentlichen. Diese sind somit für jedermann frei zugänglich und nutzbar. Ein Nachteil ist die fehlende Kenntnis über die Vollständigkeit der Daten. Aus Karten des OSM-Projektes können zum einen Fachdaten extrahiert werden, und zum anderen auch Geobasisdaten, z. B. Kartenhintergründe, genutzt werden. Seit 2010 besteht eine Kooperation der deutschsprachigen Wikipedia mit OSM /HEISE-01 10/. Ortsbezogene Wikipedia-Artikel sollen damit neben den reinen Koordinaten auch eine Verlinkung zu Onlinekarten von Openstreetmap beinhalten.

Um die Fachdaten in Karten visualisieren zu können, müssen sie in der Regel erst georeferenziert werden, d. h. ihnen wird ein Raumbezug zugewiesen. In dieser Arbeit wird einerseits der Bezug zu den Verwaltungsgrenzen über den Amtlichen Gemeindegrenzen (AGS) hergestellt (vgl. Kapitel 2.2).

Ist nicht bekannt, welcher Gemeinde eine Information zuzuordnen ist oder Daten genauer lokalisiert werden sollen, kommen so genannte Geocoder zum Einsatz. Koordinaten von Postleitzahl-Ort-Kombinationen können beispielsweise der freien Geokoordinaten-Datenbank Opengeodb entnommen werden /ADFC-01 11/. Eine umfangreichere Datenbasis ist in der Datenbank GeoNames /GEONM-01 11/ enthalten, die sowohl online als auch offline genutzt werden kann. Auch Landesvermessungsämter stellen für die Georeferenzierung geeignete, wenn auch kostenpflichtige Adressdaten zur Verfügung.

2.2 Bezugsgrößen im Regionenmodell

In dieser Arbeit werden vorwiegend Geodaten verwendet, die auf das WGS84 (World Geodetic System 1984) – das meistgenutzte Referenzellipsoid – bezogen und im UTM 32N (Universal Transverse Mercator) Koordinatensystem projiziert sind. Die Koordinaten werden dabei durch einen Rechtswert und einen Hochwert in Metern angegeben.

Liegen für genutzte Daten keine Koordinaten vor, wird der Raumbezug in dieser Arbeit unter anderem durch den Amtlichen Gemeindegchlüssel (AGS) hergestellt. Diese achtstellige Ziffernfolge dient der Identifizierung politisch selbstständiger Gemeinden und wird von den statistischen Landesämtern vergeben. **Abbildung 2-1** zeigt die verschiedenen hierarchischen Ebenen in Deutschland und ihre Zuordnung auf die einzelnen Stellen des Amtlichen Gemeindegchlüssels.

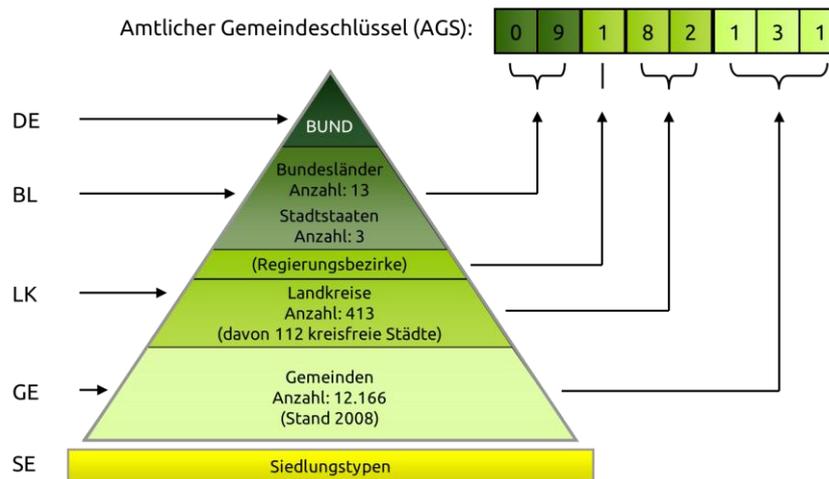


Abbildung 2-1: Hierarchische Gliederung der Verwaltungseinheiten und AGS /BKG-03 09/, /DESTATIS-01 08/, /FFE-22 10/, /eigene Darstellung/

Die 13 Bundesländer und die drei Stadtstaaten werden über die ersten beiden Ziffern des AGS angesprochen /BKG-03 09/. Die dritte Stelle des AGS geben, so vorhanden, den Regierungsbezirk und die folgenden Ziffern den Landkreis an. Die 112 kreisfreien Städte haben ebenfalls den Status von Landkreisen. Die letzten drei Stellen codieren die Gemeinden innerhalb eines Landkreises. Bei kreisfreien Städten werden dementsprechend drei Nullen vergeben.

Nach Gebietsreformen können sich die AGS ändern, je nachdem ob Gemeinden bzw. Landkreise geteilt oder zusammengelegt wurden. Daher mussten in dieser Arbeit je nach Datenverfügbarkeit die AGS zum Stand August 2006 oder August 2008 verwendet werden. Die Daten wurden schließlich für die Darstellung einheitlich auf den Gemeindegchlüssel von 2008 umgesetzt.

Ebenso wie für die Gemeinden und kreisfreien Städte existieren für die 207 gemeindefreien Gebiete, die unter der Verwaltung der Landkreise oder Länder stehen, achtstellige AGS. Da für diese oft keine

statistischen Daten erhoben oder bereitgestellt werden, werden nach Bedarf die Werte interpoliert, insbesondere um bei einer kartographischen Darstellung keine Löcher zu erhalten.

Zusätzlich werden für die Betrachtung der leitungsgelassenen Wärmeversorgung Informationen über die Bebauungsstruktur benötigt. Die einzelnen Siedlungstypen bilden somit eine weitere Gliederungsebene im Regionenmodell, die jedoch nicht explizit verortet wird. Die Zuordnung von Siedlungstypen zu Gemeinden unterschiedlicher Größe erfolgte durch Matrizen ähnlich der Vorgehensweise in /AGFW-01 04/.

2.3 Energiebedarf und Erzeugerstruktur in örtlicher Auflösung

Das Regionenmodell erlaubt die Analyse des Energiebedarfs und dessen Deckungsmöglichkeiten in hoher örtlicher Auflösung. Da keine flächendeckenden statistischen Informationen zum Wärmebedarf und Stromverbrauch auf Gemeindeebene existieren, wurden, wie in Kapitel 2.1 erwähnt, Bezugseinheiten verwendet, um darauf rückschließen zu können. Für die Ermittlung der Wärmebedarfsdichte ist beispielsweise neben der Besiedlungsdichte und den Gebäudestrukturen auch die Kenntnis von Erwerbstätigenzahlen in unterschiedlicher regionaler Tiefe bis auf Gemeinde- oder Siedlungsebene notwendig. Insbesondere für die Betrachtung von Fern- und Nahwärmenetzen muss eine Analyse in dieser hohen örtlichen Detaillierung erfolgen auch wenn bei fehlender Datenverfügbarkeit durch die Modellbildung eine gewisse Abweichung von der Realität gegeben ist.

Andererseits ist die Aussagekraft bei der Analyse des Stromerzeugungssystems in dieser räumlichen Auflösung gering. Stromseitig übernimmt das in Deutschland engmaschig ausgebaute Stromnetz eine ausgleichende Funktion. Durch die Vielzahl von Stromverbrauchern wird die Nachfrage örtlich und zeitlich geglättet. Für ein ausreichend dimensioniertes Stromnetz, das flächendeckend verfügbar ist, reicht eine Betrachtung des gesamten Stromverbrauchs und des Summenlastganges in Deutschland aus.

Auch die derzeitige Marktausgestaltung des Stromhandelssystems stützt zunächst die Modellierung eines deutschlandweit einheitlichen Stromerzeugungs- und Verbraucherlastganges. So wird an der EEX gehandelter Strom bis zur Ebene der Übertragungsnetze geliefert. Den Transport zum Verbraucher organisiert und zahlt der Händler gemäß den unteren Netzebenen, die zwischen Übertragungsnetz und Verbraucher liegen. Mögliche (temporäre) Netzengpässe sind somit nicht im Handelssystem vorgesehen und auch preislich nicht implementiert.

Die Herausforderung für das Regionenmodell ist nun die Verknüpfung der Analysen des Wärme-marktes in hoher örtlicher Auflösung mit denen des Strommarktes, der – zumindest aus heutiger Sicht – keiner regionalen Betrachtung bedarf. Für die Interpretierbarkeit und Aussagekraft der Ergebnisse ist es zweckmäßig, die Ergebnisse der Datenerhebung bzw. der Analysen zu aggregieren. Die Auswertungen werden dazu auf der Ebene synthetisch generierter Netzregionen in Anlehnung an die dena-Netzstudien durchgeführt. Damit ist das Regionenmodell auch für die (spätere) Nutzung zu Fragen des Netzausbaus geeignet.

In den dena-Netzstudien werden die Analysen des windbedingten Netzausbaus auf Basis von definierten Netzregionen durchgeführt. Die Anzahl der betrachteten Regionen erhöhte sich dabei von sechs in /DENA-01 05/ über 18 in /REGMOD-01 08/ auf 21 in der aktuellen dena-Netzstudie II /DENA-07 10/. Die Netzregionen orientieren sich dabei am Verlauf der Höchstspannungsnetze – eine Zuordnung der Verbraucher und Erzeuger erfolgte durch die an den Studien beteiligten Übertragungsnetzbetreiber.

Für die Verwendung im Regionenmodell wurden die 19 Onshore-Regionen gebildet, wie sie in **Abbildung 2-2** dargestellt sind. Grundlage hierfür ist die graphische Darstellung der Netzregionen

in der dena-Studie. Diesen Regionen wurden alle deutschen Gemeinden zugeordnet. Die Grenzen der Netzregionen wurden dafür in Anlehnung an die Übertragungs- und Verteilnetzgebiete sowie die Landkreisgrenzen gezogen.

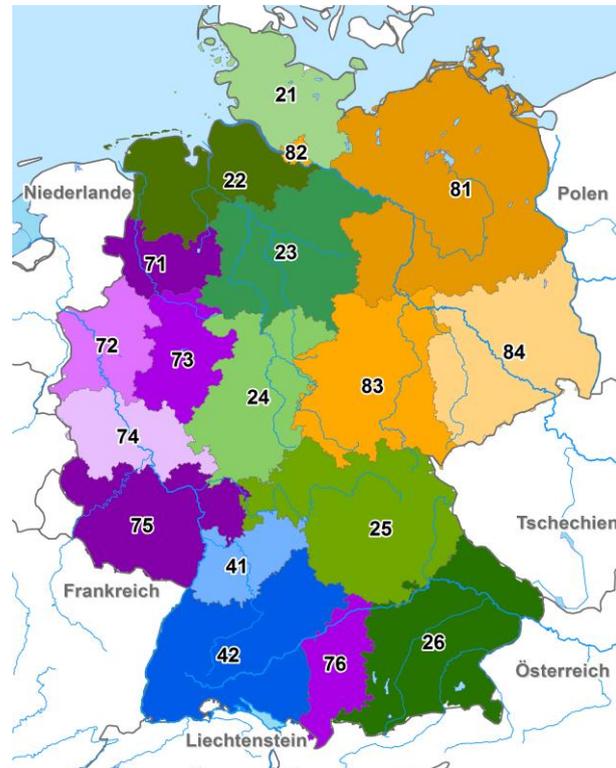


Abbildung 2-2: Karte der Netzregionen nach dena-Netzstudie II /DENA-07 10/, /eigene Darstellung/

2.4 Energiebedarf und Erzeugungsgang in zeitlicher Auflösung

Zusätzlich zu Energiebilanzen in regionaler Auflösung müssen die Zeitgänge von Erzeugung und Nachfrage betrachtet werden. Bei Energiebetrachtungen wird zwischen Erzeugung und Verbrauch bzw. Bedarf unterschieden. Analog erfolgt bei den Zeitgängen eine Unterscheidung zwischen Leistungsgängen der Erzeugungsanlagen und Lastgängen der Verbraucher.

Für die Abbildung der Last- und Leistungsgänge bestehen im Regionenmodell besondere Anforderungen. Erstens soll eine regionale Auflösung möglich sein, d. h. die Last- und Leistungsgänge müssen auf Gemeindeebene bzw. in sinnvoller räumlicher Tiefe ermittelt werden. Und zweitens ist es wichtig, den gesamten Bestand abzubilden. Einzelne Fehlzuordnungen bei Gemeinden können daher toleriert werden. Wichtig ist vor allem eine konsistente Datenbasis. Insbesondere bei den Leistungsgängen der regenerativen Erzeuger muss sichergestellt sein, dass nur reale Zustände auftreten. Beispielsweise darf die Einspeisung von Photovoltaikanlagen nicht gering ausfallen wenn parallel dazu hohe solare Gewinne bei der Raumwärmebereitstellung anfallen. Aus diesem Grund ist es nicht möglich allein statistische Daten zu verwenden. Vereinzelt veröffentlichte Last- und Leistungsgänge liegen in der Regel nicht für ein einheitliches Jahr und alle Regionen vor. Daher wurden die Lastcharakteristika synthetisiert. Die Simulationen selbst wurden wiederum anhand gemessener und statistischer Daten plausibilisiert und verifiziert.

Als Grundlage für die Simulationen wurden statistische Daten verschiedener Jahre herangezogen, die flächendeckend generiert werden können. Als „Typjahr“ für die Arbeitstage, Wochenenden und Feiertage wurde das Jahr 2005 verwendet. Alle Last- und Leistungsgänge wurden für dieses Jahr in Stundenauflösung synthetisiert. Wetterereignisse für unterschiedliche Regionen und Zeiten wurden

den Testreferenzjahren (TRY) des Deutschen Wetterdienstes (DWD) entnommen /DWD-01 04/. Gegenüber gemessenen Werten bieten Testreferenzjahre eine kostengünstige Möglichkeit, konsistente und repräsentative Daten zu erhalten.

Vom DWD wurden aus diesem Grund Datensätze ausgewählter meteorologischer Elemente und klimatologischen Randbedingungen für jede Stunde eines Normaljahres erstellt, die für Simulationsrechnungen herangezogen werden können. Deutschland wurde dabei auf Grundlage einer Faktoren- und Clusteranalyse der Großwetterlagen in 15 Regionen gegliedert, für die jeweils ein solcher Datensatz, das sogenannte Testreferenzjahr (TRY) existiert. Der Bezugszeitraum entspricht der international vereinbarten Referenzperiode (1961 bis 1990) der World Meteorological Organisation (WMO) /DWD-01 04/.

In **Abbildung 2-3** sind die 15 Testreferenzjahrregionen dargestellt. Über eine räumliche Verschneidung mit der Lage der Gemeinden wurde jede Gemeinde im Regionenmodell eindeutig einer TRY-Region zugeordnet.

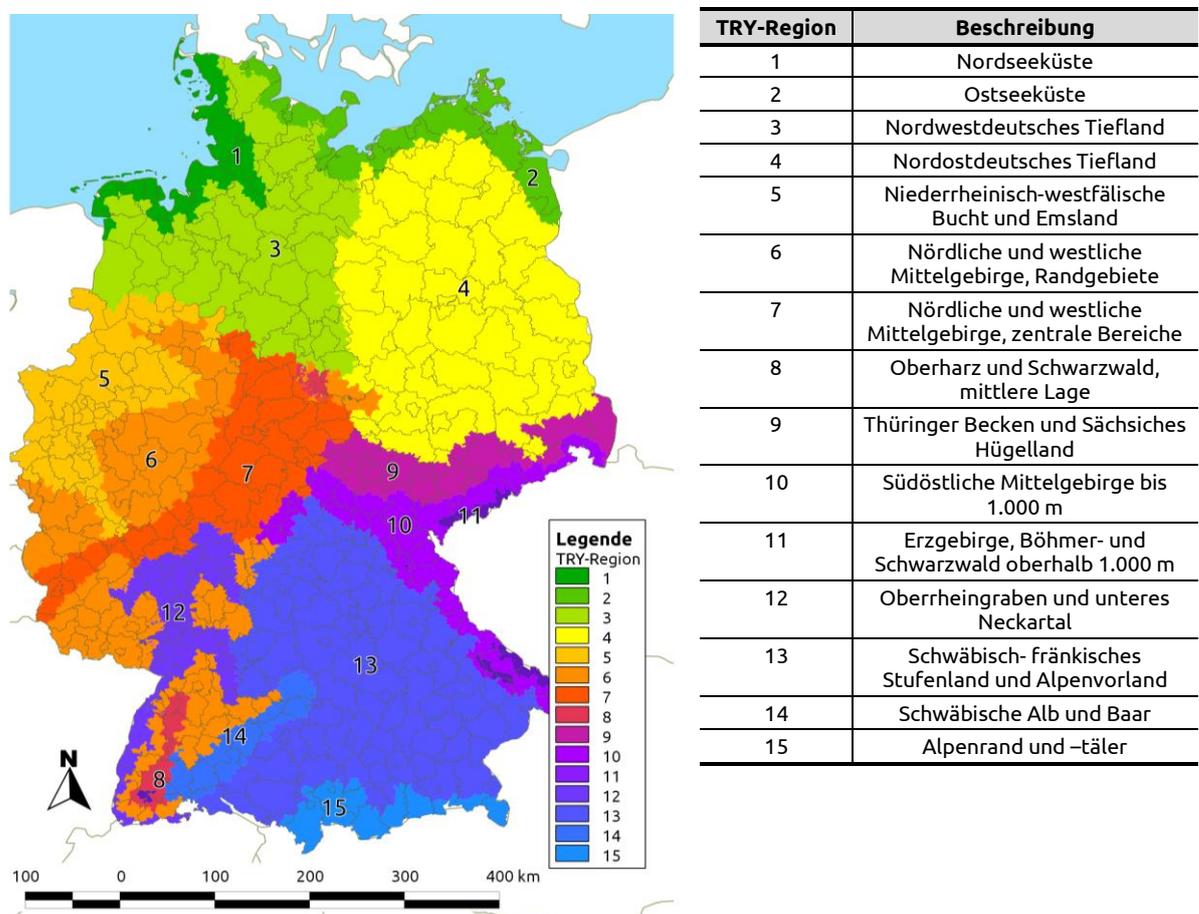


Abbildung 2-3: Zuordnung der Gemeinden zu den Testreferenzjahrregionen des DWD /DWD-01 04/, /eigene Darstellung/

Im Auftrag des Bundesamtes für Bauwesen und Raumordnung (BBR) wurden die seit 2004 bestehenden TRY-Datensätze vom DWD in Zusammenarbeit mit der Climate & Environment Consulting Potsdam GmbH überarbeitet und im Juli 2011 veröffentlicht /DWD-01 11/. Dazu wurde der Quellzeitraum auf 1988 bis 2007 geändert und eine Projektion auf den Zeitraum 2021 bis 2050 entwickelt. Neue Aspekte bietet zudem die Analyse des Wärmeinseleffektes in Städten. Die für das TRY 2004 ermittelten Regionen wurden nicht verändert. Da der Großteil der in dieser Arbeit erstellten Simulationen bei Erscheinen der neuen Daten bereits abgeschlossen war, fand die Quelle /DWD-01 11/ in diese Arbeit keinen Eingang.

Die Witterungsdaten bildeten die Grundlage für die Modellierung sowohl von Last- als auch Leistungsgängen, insbesondere der regenerativen Erzeuger. Zur Kombination mit Ausbauszenarien, wurden die Last-/Leistungsgänge normiert auf die auftretende Maximalleistung bzw. die abgebildete Energiemenge im Regionenmodell abgelegt. Die Normierung auf die Leistung ist vor allem für die regenerativen Erzeuger interessant, wenn die installierte Leistung bzw. der angestrebte Ausbau bekannt ist. Durch Multiplikation der installierten Leistung einer Region mit dem zugehörigen normierten Leistungsgang kann der absolute Erzeugungsgang dieser Region einfach ermittelt werden. Für die Bedarfsseite bietet sich wiederum die Verwendung von energiebezogenen Lastkurven an, da dort meistens energiespezifische Kennwerte (z. B. kWh/m²a) oder der absolute Energieverbrauch als Grundlage für Fortschreibungen dienen. Auch dabei wird durch das Produkt der normierten Lastgänge mit den absoluten Verbrauchs- bzw. Bedarfswerten einer Region der absolute Lastgang der Region berechnet.

2.5 Nutzung von Geo-Informationssystemen

Aufgrund der Verbreitung leistungsfähiger Computer und einfachem Zugang zu georeferenziertem Datenmaterial finden Geo-Informationssysteme heute in vielen Bereichen Anwendung. Während Energieversorgungsunternehmen und Ingenieurbüros seit längerem Geo-Informationssysteme einsetzen, um beispielsweise Informationen über leitungsgebundene Energieträger zu verwalten, Trassenverläufe oder Standorte von Erzeugungsanlagen zu planen, steckt die Anwendung von GIS in der energiewirtschaftlichen Forschung noch in den Anfängen.

In der Vergangenheit wurden energiewirtschaftliche Szenarien häufig auf Basis des Energieverbrauchs in Deutschland modelliert. Die zur Bedarfsdeckung eingesetzten Energieträger wurden dementsprechend entweder als Anteile (25 % KWK) oder Absolutwerte (30 TWh Strom aus Wind) vorgegeben. Diese Vorgehensweise ist zulässig, solange keine Sättigungseffekte für Ausbaupotenziale auf regionaler Ebene oder Restriktionen bezüglich des Leistungstransports auftreten. Die Energiebetrachtung auf nationaler Ebene ist in **Abbildung 2-4** im Nullpunkt des Diagramms repräsentiert.

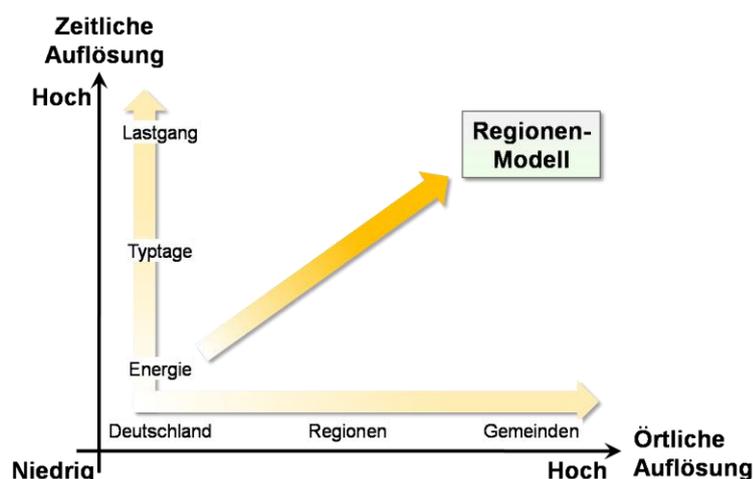


Abbildung 2-4: Entwicklungspfade bei Energiesystemmodellen /FFE-21 10/

Mit steigendem Anteil von leistungsfähigen Computern einerseits und der Notwendigkeit von detaillierteren Modellen andererseits bildeten sich zwei Entwicklungslinien aus. Die zeitliche Auflösung wurde zunächst durch die Verwendung von Typtagen erhöht. Die steigende Stromerzeugung aus fluktuierenden Anlagen machte schließlich die Analyse von Lastgängen notwendig.

Bisher wurden allerdings vor allem Studien mit dem Fokus auf den Wärmemarkt mit regionaler Auflösung erstellt /AGFW-01 04/, /BBR-01 88/, /BEI-01 05/, /IER-02 08/, /UBA-01 06/. Örtlich aufgelöste Studien der Strombereitstellung wie die dena-Netzstudien /DENA-01 05/ und /DENA-07 10/ oder /FRO-01 08/ nutzen GIS nur bei der Bearbeitung einzelner Aspekte, beispielsweise zur Ermittlung von PV-Potenzialen.

2.6 Aufbau des Regionenmodells

Das in dieser Arbeit aufgebaute Regionenmodell bildet Zusammenhänge energiewirtschaftlich relevanter Daten in regionaler Auflösung ab und kann mit Hilfe von verschiedenen Geo-Informationssystemen (GIS) gepflegt und hinsichtlich verschiedener Kriterien ausgewertet werden. Wie **Abbildung 2-5** zeigt, wurden Parameter der Erzeugungsstruktur und Verbrauchsseite aus unterschiedlichen Quellen in einer Datenbank zusammengefasst, die mit dem relationalen Datenbankmanagementsystem (RDBMS) PostgreSQL verwaltet wird. Neben energiewirtschaftlichen Angaben wurden auch allgemeine Rahmendaten, beispielsweise Wetterdaten oder Siedlungsstrukturen, abgebildet. Gemeinsame Bezugsgröße bildet der AGS (vgl. Kapitel 2.2), durch den allgemeine Daten mit Geobasisdaten kombiniert werden können. Durch die Einbindung von PostGIS, einer Erweiterung von PostgreSQL, können geographische Abfragen direkt in der Datenbanksprache SQL formuliert und gleichzeitig mit anderen Datensätzen, z. B. den Last- und Leistungsgängen, verknüpft werden.

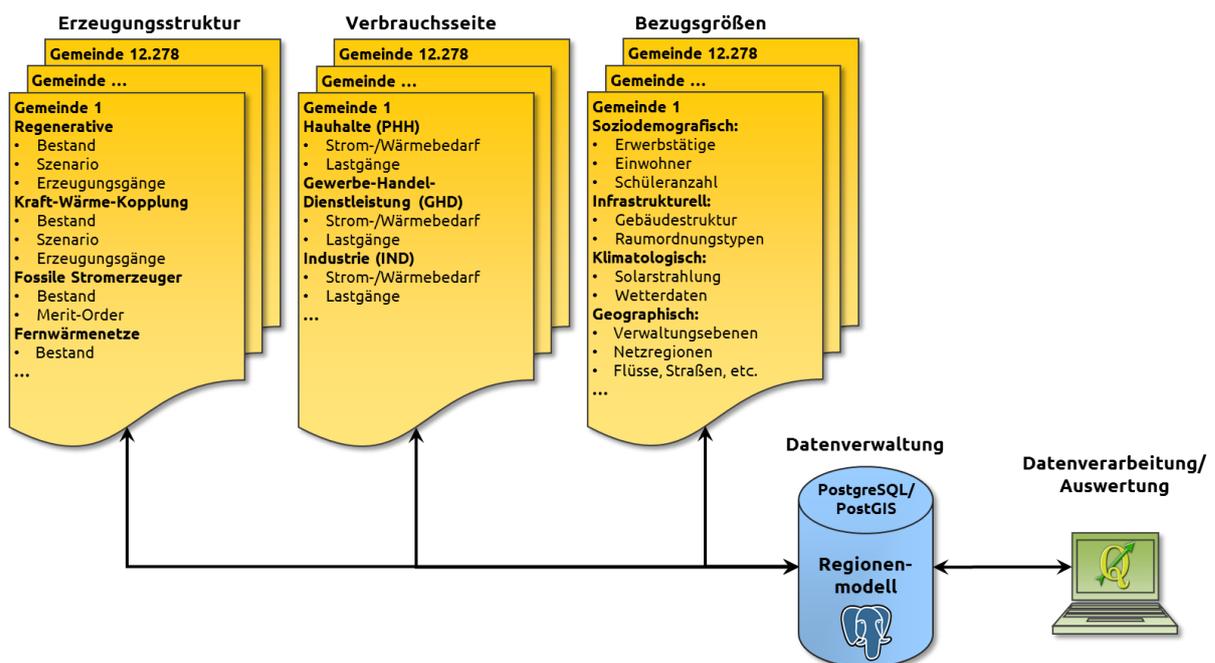


Abbildung 2-5: Schematischer Aufbau und Inhalt des Regionenmodells

Die Datenverarbeitung und Auswertung kann mit verschiedenen Programmen erfolgen. Neben ArcGIS, einem kommerziellen Geo-Informationssystem, und Quantum GIS /QGIS-01 11/, einer freien Softwarelösung, wurden Matlab und Excel eingesetzt, um die Daten in der Datenbank aufzubereiten und zu modifizieren. Über die Datenbank als gemeinsame Schnittstelle sind die Interoperabilität der Programme und die Kompatibilität der verwendeten Datenstrukturen gegeben.

3 Energiebedarf im Regionenmodell

Der Bedarf an Energiedienstleistungen führt dazu, dass Menschen Technologien nutzen. Aus deren Einsatz resultiert letztlich der Energieverbrauch /FFE-25 09/. Im Regionenmodell wurde der Strom- und Wärmebedarf der Anwendungssektoren Industrie, Haushalte und Gewerbe-Handel-Dienstleistung in örtlicher Auflösung ermittelt. Zusätzlich wurden die Fernwärmenetze in die Untersuchung aufgenommen. Diese bilden ein Bindeglied zwischen dem Wärmebedarf der Verbraucher und dessen Deckung, die durch KWK erfolgen kann.

3.1 Regionalisierung des Energiebedarfs der Industrie

3.1.1 Methodik zur Ermittlung des Energiebedarfs in der Industrie

Der Wärme- und Strombedarf in den Sektoren Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden (C) sowie Verarbeitendes Gewerbe (D) wird nach der Methodik bestimmt, wie sie in **Abbildung 3-1** dargestellt ist. Die Einteilung der Sektoren und Wirtschaftszweige (WZ) folgt dabei der Klassifikation WZ2003 nach /DESTATIS-02 06/.

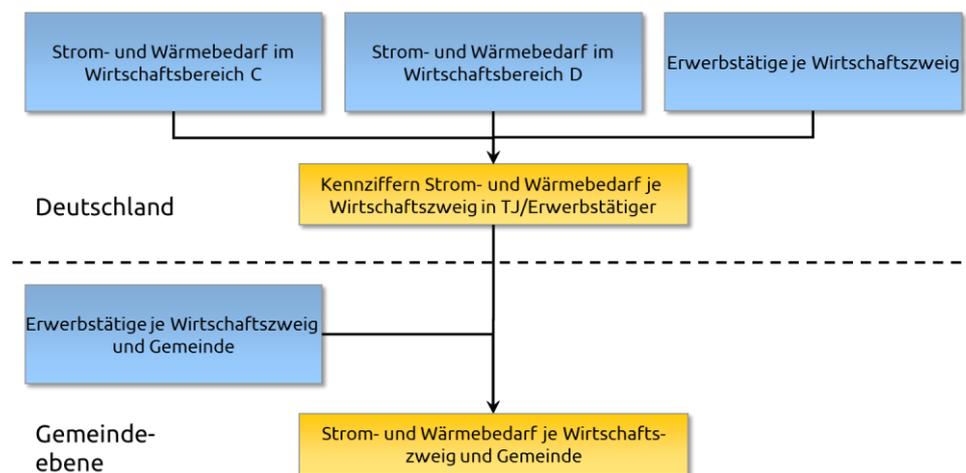


Abbildung 3-1: Methodik zur Bestimmung des Strom- und Wärmebedarfs in der Industrie auf Gemeindeebene

Aus den beiden Kennziffern „Energiebedarf je WZ“ sowie „Erwerbstätige je WZ“ wird der Strom- und Wärmebedarf je Wirtschaftszweig auf deutschlandweiter Ebene berechnet. Als Beispiel wird in Gleichung (1) die Kennziffer für den spezifischen Strombedarf im Papiersektor gebildet.

$$w_{Strom,DE,WZ} = \frac{W_{Strom,WZ}}{\text{Erwerbstätige}_{DE,WZ}} = \frac{69.180 \text{ TJ}}{149.511 \text{ ET}} = 462 \text{ GJ/ET} \quad (1)$$

Dieser spezifische Wert wird mit den Erwerbstätigenzahlen aus dem Wirtschaftszweig 21 je Gemeinde multipliziert, so dass für jede Gemeinde der Strombedarf für den Papiersektor bekannt ist. Gleichmaßen wird für den Wärmebedarf und für alle Wirtschaftszweige im Bereich C und D verfahren, so dass eine örtliche Auflösung des Strom- und Wärmebedarfs des Industriesektors auf Gemeindeebene vorhanden ist. Im nächsten Kapitel werden zunächst die möglichen Datenquellen vorgestellt und auf die Bestimmung des Strom- und Wärmebedarfs in den beiden Industriesektoren C und D eingegangen.

3.1.2 Quellen zur Bestimmung des Strom- und Wärmebedarfs der Industrie

Für die Ermittlung des Strom- und Wärmebedarfs im Industriesektor stehen verschiedene Quellen zur Verfügung. Dies sind beispielsweise Daten des statistischen Bundesamtes, der AG Energiebilanzen und aus dem Projekt „Energiezukunft 2050“ der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. /FFE-24 09/. Im Folgenden wird auf die Bestimmung des spezifischen Strom- und Wärmebedarfs im Industriesektor eingegangen.

3.1.2.1 Spezifischer Strom- und Wärmebedarf bei Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden

Der Wirtschaftsbereich C umfasst den Bergbau sowie die Gewinnung von Steinen und Erden. Die Ausgangsdaten für die Bestimmung des Energiebedarfs in diesem Bereich wurden den Daten des statistischen Bundesamtes entnommen. Zum einen wurde die Statistik zu den Energieverwendungen in den einzelnen Wirtschaftszweigen /DESTATIS-02 07/ und zum anderen die Fachserie 4, Reihe 6.4 /DESTATIS-01 05/ genutzt. Wie aus **Abbildung 3-2** ersichtlich kann aus der erstgenannten Quelle der energetische Verbrauch von Strom, Wärme und Brennstoffen entnommen werden. Wie in /FFE-13 07/ detailliert beschrieben, enthalten die statistischen Daten, insbesondere die Energiebilanzen /AGEB-01 09/ auch den Brennstoffeinsatz in industrieeigenen Kraftwerken und KWK-Anlagen. Die entsprechende Brennstoffmenge muss daher bei der Ermittlung des Bedarfs an Wärme und Strom abgezogen und die erzeugten Mengen an Strom und Wärme addiert werden.

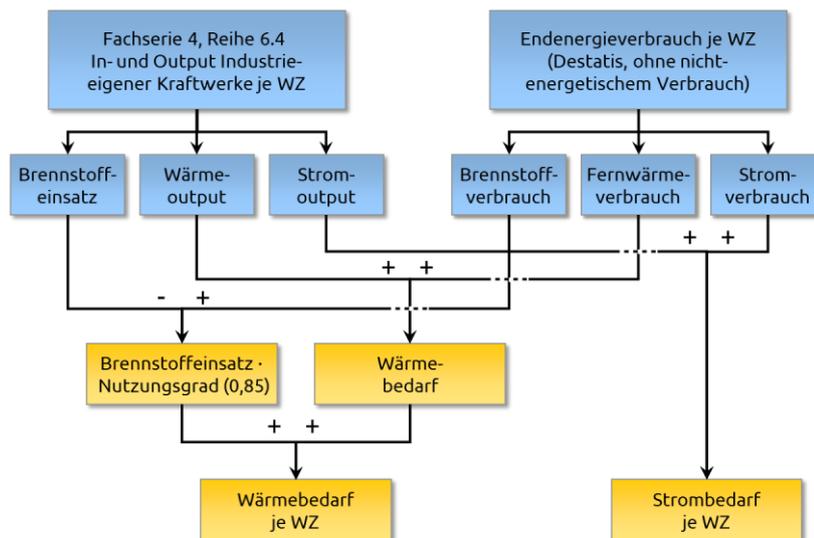


Abbildung 3-2: Bestimmung des Strom- und Wärmebedarfs für den Sektor Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden

Die eingesetzten und erzeugten Energiemengen sind in /DESTATIS-01 05/ angegeben. Der Strombedarf lässt sich durch den verbrauchten sowie den erzeugten Strom ermitteln. Der Wärmebedarf ergibt sich wiederum aus der Fernwärme, der erzeugten Wärme sowie aus den Angaben zum Brennstoffeinsatz. Dieser Brennstoff wird mit einem Nutzungsgrad von 85 % zur Wärmebereitstellung bewertet. Die so ermittelten absoluten Bedarfswerte auf Deutschlandebene werden mit den Erwerbstätigen in Beziehung gesetzt. Es ergeben sich die spezifischen Bedarfswerte für Strom und Wärme in jedem Wirtschaftszweig, wie sie in **Tabelle 3-1** aufgelistet sind.

Tabelle 3-1: *Energieverbrauchswerte /DESTATIS-02 07/, /DESTATIS-01 05/ und spezifische Kennwerte je Erwerbstätigem im Wirtschaftsbereich C*

	Einheit	Jahr	Kohlenbergbau, Torfgewinnung (10)	Gewinnung von Erdöl und Erdgas (11)	Gewinnung von Steinen u. Erden, sonst. Bergbau (14)	Rest C (12 und 13)
Energieverbrauchswerte						
Stromverbrauch	TJ	2006	79.913	2.089	7.228	600
Brennstoffverbrauch	TJ	2006	12.578	9.089	9.117	2.705
Ermittelter Wärmebedarf	TJ	2006	32.734	7.762	8.578	2.343
Erwerbstätige		2006	47.970	4.965	44.900	895
Kennwerte						
Spezifischer Strombedarf	GJ/ET	2006	1.666	421	161	671
Spezifischer Wärmebedarf	GJ/ET	2006	682	1.563	191	2.617

3.1.2.2 Spezifischer Strom- und Wärmebedarf im Verarbeitenden Gewerbe

Der Wirtschaftsbereich D umfasst das Verarbeitende Gewerbe. Für sieben Wirtschaftszweige aus diesem Bereich sowie zusammenfassend für die restliche Industrie wurden aus /FFE-24 09/ die Verbräuche von Strom, Brennstoffen und Fernwärme für das Jahr 2006 entnommen. In den Zahlen aus /FFE-24 09/ ist der Einsatz von Brennstoffen in industrieeigenen Kraftwerken bereits bereinigt. Um den Wärmebedarf zu bestimmen, kann daher davon ausgegangen werden, dass der genutzte Brennstoff ausschließlich zur Wärmebereitstellung verwendet wird.

Der Brennstoff wurde mit einem Nutzungsgrad von 85 % bewertet und zur Fernwärme addiert, die getrennt aufgeführt ist. So ergibt sich der Wärmebedarf für die einzelnen Wirtschaftszweige. Der Strombedarf entspricht dem angegebenen Stromverbrauch. Über die beschriebene Vorgehensweise wurden die in **Tabelle 3-2** aufgezeigten Kennwerte für den Bereich D ermittelt.

Tabelle 3-2: *Energieverbrauchswerte /FFE-24 09/ und spezifische Kennwerte je Erwerbstätigem im Wirtschaftsbereich D*

	Einheit	Jahr	Ernährung (15)	Papier (21)	Chemie (24)	Glas (26)	Eisen (27)	Maschinenbau (29)	Kraftfahrzeuge (34)	Rest Industrie
Energieverbrauchswerte										
Stromverbrauch	TJ	2006	62.314	69.108	192.453	44.877	199.045	36.914	62.623	176.762
Brennstoffverbrauch	TJ	2006	86.981	94.973	385.707	197.081	700.254	31.495	23.503	488.631
KWK Wärme	TJ	2006	32.202	67.686	94.705	1.258	19.864	4.956	7.104	23.162
Ermittelter Wärmebedarf	TJ	2006	106.136	148.413	422.556	168.777	615.080	31.727	27.082	438.499
Erwerbstätige		2006	874.022	149.511	475.138	251.992	326.429	1.184.123	685.257	3.503.528
Kennwerte										
Spezifischer Strombedarf	GJ/ET	2006	71	462	405	178	610	31	91	50
Spezifischer Wärmebedarf	GJ/ET	2006	121	993	889	670	1.884	27	40	125

3.1.3 Erwerbstätige nach Wirtschaftszweigen

Während die Erwerbstätigenzahl für Deutschland insgesamt bekannt ist, muss diese Zahl für die Gemeindeebene aus verschiedenen Quellen hergeleitet werden. Erwerbstätige sind alle Personen, die als Arbeitnehmer (Arbeiter, Angestellte, Beamte, geringfügig Beschäftigte, Soldaten) oder als Selbstständige eine Tätigkeit ausüben. In Deutschland gibt es zum Stand 2006 ca. 39 Millionen Erwerbstätige /BMWI-03 11/. In der Statistik wird nur die Hauptbeschäftigung der Erwerbstätigen erhoben, somit werden Erwerbstätige mit mehreren Beschäftigungsverhältnissen nur einmal gezählt.

Die Einteilung der Erwerbstätigen kann in sozialversicherungspflichtig Beschäftigte (ca. 26 Millionen Stand: 2006 /BFA-02 09/) und nicht sozialversicherungspflichtig Beschäftigte erfolgen. Erwerbstätige beider Teilmengen können zudem in den Sektoren GHD oder Industrie tätig sein. In **Abbildung 3-3** ist eine vereinfachte Aufteilung der Erwerbstätigen in die verschiedenen Sektoren dargestellt.

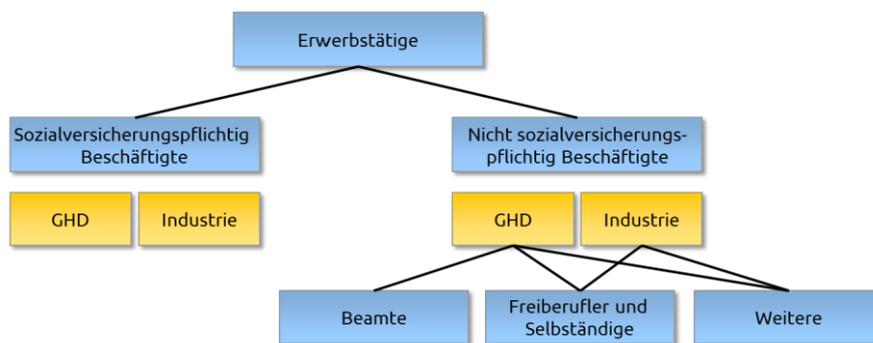


Abbildung 3-3: Zuordnung der Erwerbstätigen zu den verschiedenen Sektoren

Die Bereiche GHD und Industrie können zusätzlich nach Wirtschaftszweigen (WZ) aufgeteilt werden. Die Aufteilung kann nach dem im Jahr 2003 definierten Schlüssel „WZ 2003“ oder nach dem Schlüssel von 2008, „WZ 2008“, erfolgen. Die Gliederung der Wirtschaftszweige erfolgt in 17 - mit den Buchstaben A bis Q gekennzeichnete - Bereiche. In **Abbildung 3-4** sind die zum Produzierenden Gewerbe zugehörigen Wirtschaftsbereiche dargestellt.

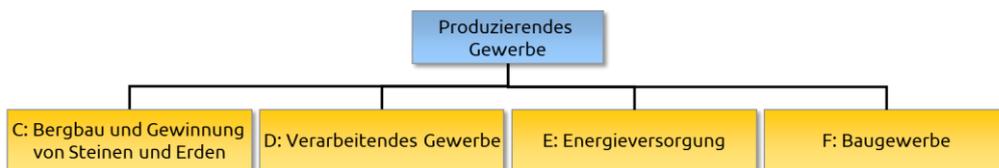


Abbildung 3-4: Aufteilung des Produzierenden Gewerbes nach Wirtschaftsbereichen

Daten zu den Beschäftigten je Wirtschaftszweig auf Landkreisebene wurden von der Bundesagentur für Arbeit (BfA) bezogen /BFA-02 09/. Grundlage dieser Statistik bilden die Meldeverfahren der Sozialversicherungen. Zum Stichtag 30.06.2006 sind 26.354.336 Beschäftigte in 60 Wirtschaftszweige gemeldet.

Da die Daten der Geheimhaltung nach § 16 BStatG unterliegen, sind Einzelangaben und Zahlenwerte kleiner 3 ausgeblendet /BSTATG-01 87/. Beispielsweise könnte auf Basis der Angaben für die Automobilindustrie in Wolfsburg auf die Beschäftigtenzahl des Volkswagenwerkes rückgeschlossen werden. Daher wird dieser Wert nicht von der BfA veröffentlicht. Für eine weitere Bearbeitung ist es sinnvoll die ausgeblendeten Daten mit synthetisch generierten Werten zu füllen. Dafür wurde in /FFE-01 12/ ein Algorithmus entwickelt, der die nicht gemeldeten Beschäftigten gemäß den Summenangaben für Landkreise und Wirtschaftszweige verteilt.

Neben den Einwohnerzahlen wurden fünf statistische Quellen zur Ermittlung der Erwerbstätigenzahlen auf Gemeindeebene genutzt. Keine der Datenquellen liefert für sich genommen die vollständige Information über die Erwerbstätigen nach Wirtschaftszweigen je Gemeinde. **Tabelle 3-3** gibt einen Überblick über die Vor- und Nachteile der einzelnen Quellen.

Tabelle 3-3: Vor- und Nachteile der verschiedenen Datenquellen

Quelle	Bezeichnung	Quelle	Auflösung	Umfang	Detailstufe
1	Sozialversicherungspflichtig Beschäftigte nach Wirtschaftszweigen	/BFA-02 09/	LK	Beschäftigte	sehr hoch
2	Erwerbstätige je Wirtschaftsbereich auf Landkreisebene	/DESTATIS-01 07/	LK	Erwerbstätige	hoch
3	Sozialversicherungspflichtig Beschäftigte auf Gemeindeebene	/DESTATIS-01 07/	GE	Beschäftigte	sehr gering
4	Beschäftigte im Produzierenden Gewerbe	/DESTATIS-01 07/	GE	Nur Produzierendes Gewerbe	gering
5	Öffentlicher Dienst	/DESTATIS-02 09/	LK	Nur Öffentlicher Dienst	mittel

Die Detaillierung der ersten Quelle ist zwar bezüglich der hinterlegten Wirtschaftszweige sehr hoch, dafür umfasst sie nur die 26 Millionen sozialversicherungspflichtig Beschäftigten in geringer regionaler Auflösung und nicht alle 39 Millionen Erwerbstätige. Die zweite Quelle ist die einzige Quelle mit Daten zu den Erwerbstätigen, dafür ist die Detailstufe geringer und die regionale Auflösung nicht ausreichend. Die dritte und vierte Quelle sind im Umfang und Detailstufe die schlechtesten, aber die einzigen Quellen, die Informationen auf Gemeindeebene beinhalten. Die fünfte Quelle ermöglicht lediglich eine Unterscheidung zwischen öffentlichen und privaten Dienstleistern und dient dazu, die Detailstufe der Quelle 2 zu erhöhen.

Im Folgenden wird beschrieben, wie durch Harmonisierung der verschiedenen Datenquellen ein einheitliches Bild der Erwerbstätigen nach Wirtschaftszweigen auf Gemeindeebene synthetisiert werden konnte.

Schritt 1: Quelle 2 und Quelle 5

Der Wirtschaftsbereich „Öffentliche und private Dienstleister“ aus Quelle 2 wurde durch Berücksichtigung von Quelle 5 in die Wirtschaftsbereiche „Öffentliche Dienstleister“ und „Private Dienstleister“ differenziert.

Schritt 2: Quelle 2

Erwerbstätige des Sektors „Öffentliche Dienstleister“ sind häufig keine sozialversicherungspflichtig Beschäftigten. Daher wurden diese Erwerbstätigen proportional zur Einwohnerzahl und nicht zu den Beschäftigten auf die Gemeinden des Landkreises verteilt. Dies ist plausibel, da der Arbeitsaufwand im öffentlichen Dienst, und damit der Einsatz von Mitarbeitern, stark mit der Einwohnerzahl korreliert ist.

Schritt 3: Quelle 2 und Quelle 3

Die Erwerbstätigen je Wirtschaftsbereich ohne die Sektoren „Öffentliche Dienstleister“ und „Produzierendes Gewerbe ohne Baugewerbe“ (Quelle 2) wurden dagegen in Abhängigkeit der Beschäftigten (Quelle 3) auf die Gemeinden eines Landkreises aufgeteilt.

Schritt 4: Quelle 2 und Quelle 4

Die Erwerbstätigen des Wirtschaftsbereichs „Produzierendes Gewerbe ohne Baugewerbe“ (Quelle 2) wurden proportional zu den Beschäftigten „Produzierendes Gewerbe ohne Baugewerbe und Energieversorgung“ (Quelle 4) auf die Gemeinden eines Landkreises umgelegt.

Zwischenergebnis

Für jede Gemeinde liegen die Erwerbstätigenzahlen differenziert nach acht Wirtschaftsbereichen vor. Wirtschaftsbereiche wie „Finanzierung, Vermietung, Unternehmensdienstleistungen“ sowie „Handel, Gastgewerbe und Verkehr“ wurden nicht weiter aufgesplittet. Der Sektor „Produzierendes Gewerbe“ wurde dagegen, wie in Abbildung 3-4 gezeigt, weiter aufgeteilt, da hier der Energieeinsatz je Beschäftigtem stark von dem konkreten Wirtschaftszweig abhängt.

Schritt 5: Quelle 3 und Zwischenergebnis

Quelle 3 enthält Informationen zu 60 Wirtschaftszweigen, von denen die Hälfte auf den Sektor „Produzierendes Gewerbe mit Energieversorgung ohne Baugewerbe“ entfällt. Diese Daten liegen nur auf Landkreisebene vor. Es besteht keine Möglichkeit die Aufteilung auf die 30 Wirtschaftszweige in Gemeindeauflösung in Quelle 4 zu erhalten. Daher wurde eine Gleichverteilung der Erwerbstätigen auf die 30 Wirtschaftszweige für alle Gemeinden eines Landkreises angenommen. Aus Quelle 3 wurde dafür ein Verteilungsschlüssel entnommen und für alle Gemeinden im jeweiligen Landkreis angewandt.

Die acht Wirtschaftsbereiche des Zwischenergebnisses sind nach Schritt 5 in insgesamt 36 Wirtschaftsbereiche und Sektoren aufgeteilt. Für jede Gemeinde ist damit die Anzahl der Erwerbstätigen je Wirtschaftsbereich bzw. Sektor bekannt. Als Folge der angesetzten prozentualen Verteilungsschlüssel sind die Erwerbstätigenzahlen oft nicht ganzzahlig, ergeben jedoch ein konsistentes Bild der Erwerbstätigen für ganz Deutschland, das für die Abschätzung des Energiebedarfs in den aggregierten Regionen verwendet werden kann.

Die Mehrzahl der Erwerbstätigen ist in den Bereichen (L-P), (G-I), (D) und (J, K) tätig. Von geringer Bedeutung sind die Bereiche (C) und (E). Die Betrachtung der größten 400 Gemeinden deckt bereits 24 Millionen der 39 Millionen Erwerbstätigen ab, wie in **Abbildung 3-5** zu erkennen ist. Auf der logarithmischen x-Achse sind dabei die 12.278 Gemeinden aufgetragen. Die Sortierung erfolgt absteigend nach Anzahl der Erwerbstätigen der Gemeinden. Somit sind die großen kreisfreien Städte links, kleine Gemeinden rechts angeordnet. Auf der y-Achse sind die Erwerbstätigen je Wirtschaftsbereiche kumuliert und bezogen auf ihren Maximalwert dargestellt.

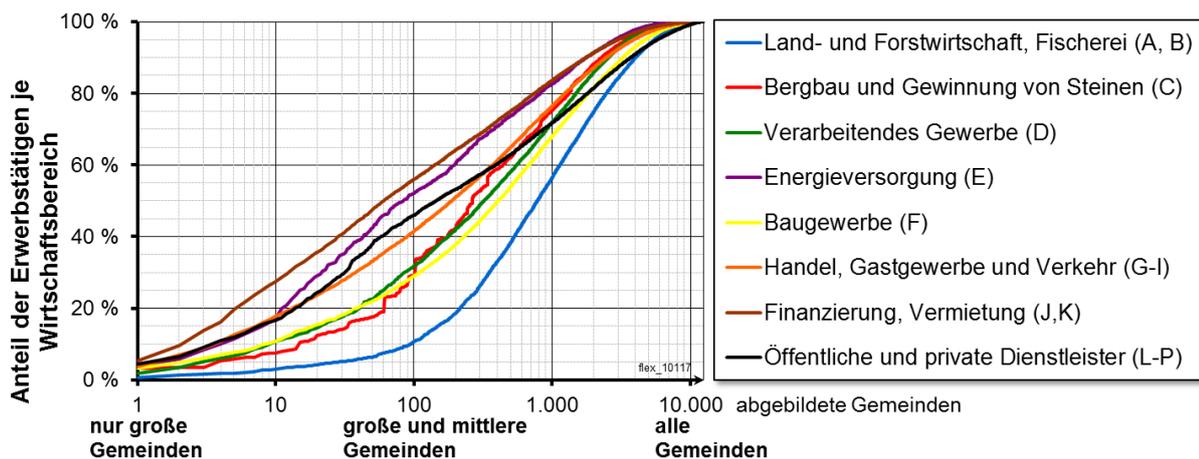


Abbildung 3-5: Anteil der Erwerbstätigen je Wirtschaftsbereich und Gemeinde

Ein starker Anstieg einer Kurve ab einer bestimmten Größe bedeutet, dass der zugehörige Wirtschaftsbereich in größeren Gemeinden eher selten und in kleineren Gemeinden eher häufig vorkommt. Zum Beispiel ist die Land- und Forstwirtschaft in den 200 größten Gemeinden nur von untergeordneter Bedeutung, für die 10.000 kleinsten Gemeinden ist die Landwirtschaft hingegen sehr wichtig. Finanzierung und Vermietung sowie Energieversorgung sind in den großen Städten

von höherer Relevanz. Um 50 % der Erwerbstätigen im Bereich Finanzierung korrekt abzubilden genügt es, die größten 100 Gemeinden zu betrachten. In der Land- und Forstwirtschaft sowie Fischerei hingegen erfasst man so gerade 10 % der Erwerbstätigen.

Die generierten Daten zeigen ein konsistentes Bild mit den typischen, zu erwartenden Eigenschaften. Da für viele kreisfreie Städte Primärdaten vorliegen ist die Genauigkeit hier sehr hoch. Aber auch die Erwerbstätigenzahlen der kleinen, synthetisch generierten Gemeinden zeigen ein stimmiges Verhalten, wie zum Beispiel einen hohen Anteil der Land- und Forstwirtschaft sowie Fischerei. Durch den hohen Detaillierungsgrad im Produzierenden Gewerbe kann auch der stark unterschiedliche, spezifische Energieeinsatz der Wirtschaftszweige berücksichtigt werden.

3.1.4 Strom- und Wärmebedarf in der Industrie auf Gemeindeebene

Der Strom- und Wärmebedarf auf Gemeindeebene wurde wie eingangs beschrieben mittels spezifischer Kennwerte zum Energieverbrauch je Erwerbstätigem bestimmt. Diese wurden für die Wirtschaftszweige in den Bereichen C und D berechnet und auf die Matrix der Erwerbstätigen je Gemeinde und Wirtschaftszweig angewandt. So wurde für jede Gemeinde eine Summe des Strom- und Wärmebedarfs über alle Wirtschaftszweige bestimmt. In Gleichung (2) ist die Formel zur Bestimmung des Energiebedarfs auf Gemeindeebene dargestellt.

$$W_{i,GE} = \sum_{WZ} w_{i,DE,WZ} \cdot ET_{GE,WZ} \quad (2)$$

Mit:

W	absoluter Energiebedarf in PJ
w	spezifischer Energiebedarf in PJ/ET
i	Strom oder Wärme
DE	Deutschlandebene
GE	Gemeindeebene

Das Ergebnis, der Strom- und Wärmebedarf auf Gemeindeebene zeigt in **Abbildung 3-6** in einer Deutschlandkarte. Im Hintergrund ist dazu farblich abgestuft der Wärmebedarf der Industrie in Gemeindeauflösung abgebildet. Die Größe der Tortendiagramme gibt den Energiebedarf der Industrie sowie die Aufteilung auf Strom und Wärme in den Netzregionen an. Da die Branchenstruktur sich in der Aggregierungsebene der Netzregionen nicht stark unterscheidet, ist auch das Verhältnis von Strom- zu Wärmebedarf nahezu konstant.

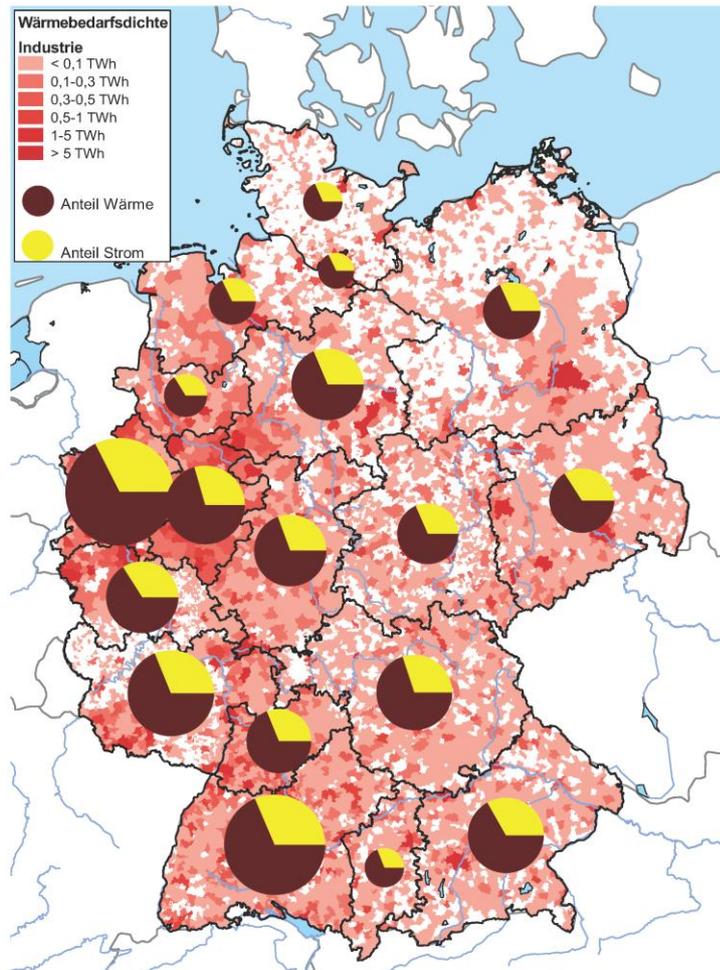


Abbildung 3-6: Strom- und Wärmebedarf in PJ auf Gemeindeebene

Wird über alle Gemeinden die Summe des Strombedarfs gebildet, ergibt sich für die Sektoren C und D ein Gesamtbedarf von etwa 1.000 PJ. Der deutschlandweite Bedarf an Nutzwärme für die beiden Wirtschaftsbereiche beträgt ca. 2.200 PJ. Dieser Wert weicht vom statistisch ausgewiesenen Endenergieeinsatz zur Wärmeerzeugung mit ca. 1.800 PJ ab /BMWI-03 11/. Dies lässt sich durch die Verwendung von Strom zur Wärmebereitstellung erklären. Zusätzlich wird, wie in /FFE-13 07/ ausführlich beschrieben, die KWK-Wärme und nicht der durch Stromgutschrift bewertete eingesetzte Brennstoff betrachtet.

3.2 Örtliche Auflösung des Energiebedarfs der privaten Haushalte

Der Wärmebedarf der privaten Haushalte teilt sich in Heizwärme und Warmwasserbedarf auf. Der Warmwasserbedarf hängt nur gering vom Gebäudetyp und Baualter ab und kann über die Einwohnerzahl ermittelt werden. Der Heizwärmebedarf ist von der Art des Gebäudes (Einfamilien-, Zweifamilien- oder Mehrfamilienhaus), vom Baualter des Gebäudes und der Wohnfläche abhängig.

3.2.1 Heizwärmebedarf im Sektor Haushalte

Basis für die Ermittlung des Heizwärmebedarfs der privaten Haushalte in Deutschland bildet der Gebäudebestand mit seinen ca. 17,7 Mio. Wohngebäuden, 39,8 Mio. Wohneinheiten (WE) und rund 3.350 Mio. m² Wohnfläche nach /DESTATIS-01 08/. Die sechs Arbeitsschritte zur Ermittlung des Raumwärmebedarfs auf Gemeindeebene im Regionenmodell, wie sie auch in /FFE-04 12/ beschrieben sind, zeigt **Abbildung 3-7**.

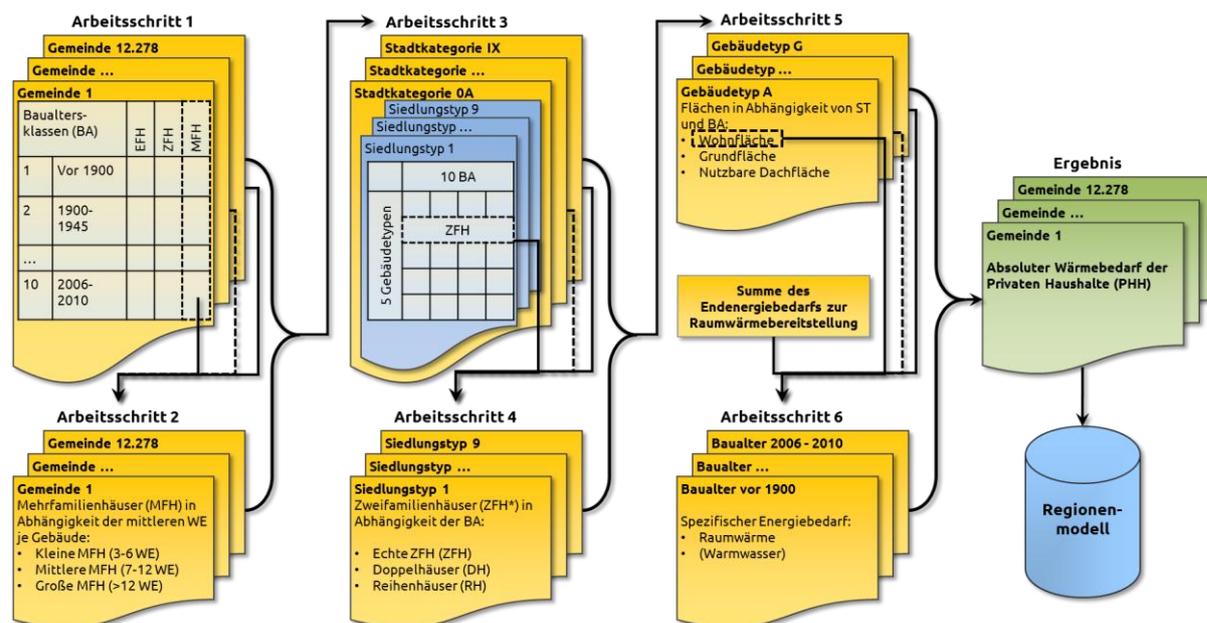


Abbildung 3-7: Arbeitsschritte zur Ermittlung des Raumwärmebedarfs im Sektor Haushalte

Aus unterschiedlichen Quellen werden die Gebäude und zugehörige Wohnflächen zunächst auf verschiedene Gebäudetypen, Baualtersklassen (BA) und Siedlungstypen verteilt. Mit flächenspezifischen Wärmebedarfswerten wird der deutschlandweite Raumwärmebedarf in Deutschland zunächst in einem Bottom-Up-Ansatz ermittelt. Abschließend erfolgt ein Abgleich des Summenwertes mit der Statistik zum Endenergieverbrauch nach Anwendungsarten /BMWI-03 11/.

Arbeitsschritt 1: Baualtersklassen

In diesem Arbeitsschritt werden zwei Statistiken zusammengeführt. In /DESTATIS-01 08/ wird der Gebäudebestand nach den drei Gebäudetypen Einfamilienhaus (EFH), Zweifamilienhaus (ZFH) und Mehrfamilienhaus (MFH), aber ohne Baualtersklasse auf Gemeindeebene erfasst. Die Baualtersklassen können auf Basis der Volkszählungsdaten von 1987 /DESTATIS-01 87/ und der Fortschreibung des Wohngebäudebestands durch das Statistische Bundesamt /DESTATIS-02 09/ oder über private Dienstleister erworben werden.

Die Zusammenführung des Gebäudebestands nach Lokal-Statistik und der Baualtersklassen erfolgt wie in Gleichung (3) dargestellt. Dabei wird eine vom Gebäudetypp unabhängige Verteilung der Baualtersklassen in einer Gemeinde angenommen, d. h. die Altersstruktur in einer Gemeinde wird für jeden Gebäudetypp gleich angesetzt.

$$\text{Gebäude}(GT, BA, GE) = \text{Gebäude}(GT, GE) \cdot \frac{\text{Gebäude}(BA, GE)}{\text{Gebäude}(GE)} \quad (3)$$

Mit:
 Gebäude = Anzahl der Gebäude in Abhängigkeit von:
 GT = Gebäudetypp
 BA = Baualtersklasse
 GE = Gemeinde

Arbeitsschritt 2: Aufteilung der Mehrfamilienhäuser

Die Gruppe der MFH in /DESTATIS-01 08/ umfasst drei Größen von Mehrfamilienhäusern. Eine Auswertung verschiedener FfE-interner Studien /FFEGMBH-01 10/, /FFE-11 09/, /FFEGMBH-01 09/, /FFE-17 11/, /FFE-08 07/ liefert eine Häufigkeitsverteilung von Wohneinheiten in Mehrfamilienhäusern, wie in **Tabelle 3-4** gezeigt. Diese dient als Startwert für einen iterativen Anpassungsprozess an die realen Bedingungen in einer Gemeinde.

Tabelle 3-4: Einteilung in fünf Gebäudetypen und Schlüssel zur Verteilung der Wohneinheiten in den Mehrfamilienhäusern

Nr.	Gebäudetyp	Beschreibung	Statistische Verteilung der WE auf Gebäudetypen (Startwert)	Möglicher 1. Schritt bei < 12 WE in Nr. 5	Möglicher 2. Schritt bei < 12 WE in Nr. 5 < 7 WE in Nr. 4
1	EFH	Einfamilienhaus	100 % EFH _{ges}	100 % EFH _{ges}	100 % EFH _{ges}
2	ZFH	Zweifamilienhaus	100 % ZFH _{ges}	100 % ZFH _{ges}	100 % ZFH _{ges}
3	MFH (3-6 WE)	Kleines Mehrfamilienhaus	20 % MFH _{ges}	25 % MFH _{ges}	100 % MFH _{ges}
4	MFH (7-12 WE)	Mittleres Mehrfamilienhaus	60 % MFH _{ges}	75 % MFH _{ges}	-
5	MFH (>12 WE)	Großes Mehrfamilienhaus	20 % MFH _{ges}	-	-

Ergibt diese Verteilung für eine Gemeinde eine unmögliche Aufteilung der statistisch ausgewiesenen WE auf die neuen Klassen, z. B. im Mittel lediglich 10 WE je großes Mehrfamilienhaus, so ist eine andere Verteilung in der Gemeinde vorhanden. Beginnend mit den großen Mehrfamilienhäusern werden die übrigen nicht aufteilbaren Wohneinheiten daher in diesem Fall nach den, in Tabelle 3-4 aufgeführten, Schlüssel auf die nächstkleineren MFH verteilt, bis sich ein konsistentes Bild der verschiedenen Klassen ergibt.

Arbeitsschritt 3: Siedlungstypen

Als nächster Arbeitsschritt wird der generierte Datenbestand auf Siedlungstypen aufgeteilt. Darauf aufbauend kann zum einen die Aufteilung der ZFH erfolgen. Zum anderen ist die Kenntnis über die Siedlungstypologie hilfreich bei der Ermittlung von Ausbaupotenzialen von Fernwärmenetzen.

Die Verteilung der Wohngebäude basiert auf der in /AGFW-01 04/ vorgestellten Methodik. Dabei werden die Gemeinden zunächst gemäß ihrer Einwohnerzahl in 11 unterschiedliche Stadtkategorien eingeteilt. Für diese stehen aus /AGFW-01 04/ umfangreiche Tabellen zur Verfügung über die jede Stadtkategorie im Regionenmodell wiederum in 9 Siedlungstypen aufgegliedert werden kann.

Arbeitsschritt 4: Aufteilung der Zweifamilienhäuser

In den amtlichen Statistiken werden derzeit Gebäude mit einer WE (EFH) und zwei WE (ZFH) unterschieden. Die übrigen Gebäude werden zu Mehrfamilienhäusern gezählt. Im Fragebogen zur Gebäude- und Wohnungszählung des Zensus 2011 wird zusätzlich eine Differenzierung in freistehende Gebäude, den Typ „Doppelhaus (Ein- oder Mehrfamilienhaus)“ und „Gereihtes Ein- oder Mehrfamilienhaus“ getroffen /DESTATIS-02 11/. Erste Ergebnisse des Zensus werden im November 2012, detaillierte Auswertungen ab Mai 2013 vorliegen.

Daher müssen die Gebäudetypen Doppelhaus (DH), Reihenhäuser (RH) sowie „echtes“ Zweifamilienhaus (ZFH) bei derzeitiger Datenlage für das Regionenmodell synthetisch generiert werden. „Echte“ ZFH sind Gebäude mit zwei Wohneinheiten und einer gemeinsamen Adresse. Sie wurden – begünstigt durch das Erste Wohnungsbaugesetz §16 /DBT-01 50/ – vor allem in der Nachkriegszeit gebaut. Dies führt im Gebäudemodell zu einem hohen Anteil (60 %) dieses Gebäudetyps bis zum Baujahr 1980. Für die späteren Baujahre wird davon ausgegangen, dass „echte ZFH“ nicht mehr gebaut und von Doppelhäusern abgelöst wurden.

Für Reihenhaussiedlungen weisen die Aufteilungsschlüssel der Siedlungstypen nach /AGFW-01 04/ überwiegend ZFH aus. Dabei kann im Typ „Reihenhaussiedlung“ davon ausgegangen werden, dass es sich bei diesen um Reihenhäuser handelt. **Abbildung 3-8** zeigt die angesetzte Aufteilung der Wohngebäude mit zwei WE in RH-Siedlungen für unterschiedliche Baualtersklassen.

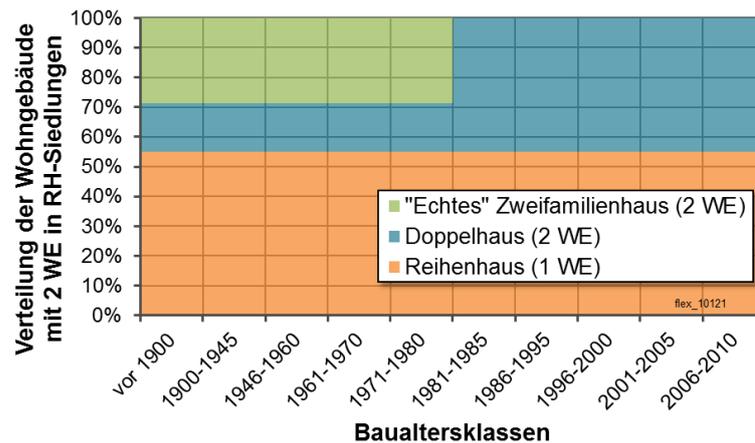


Abbildung 3-8: Aufteilung der Wohngebäude mit 2 WE in RH-Siedlungen

Als Ergebnis errechnen sich 2,4 Mio. WE im Gebäudetyp RH. Diese Anzahl lässt sich gemäß der IWU-Gebäudetypologie /IWU-01 07/ plausibilisieren. Nach der Aufteilung der ZFH ergibt sich ein regional aufgelöster Wohngebäudebestand, der sich in sieben Gebäudetypen, neun Siedlungstypen und zehn Baualtersklassen unterscheidet.

Arbeitsschritt 5: Aufteilung der Flächen

Wichtigster Anhaltspunkt für die Berechnung des Raumwärmebedarfs sind neben den flächenspezifischen Bedarfswerten die zugehörigen Flächen. Die gesamte Wohnfläche in einer Gemeinde wird wie die Gebäudeanzahl in /DESTATIS-01 08/ veröffentlicht. Eine Verteilung auf Gebäudetypen erfolgt in dieser Quelle nicht. Die Wohnflächenangabe berücksichtigt alle zum Wohnen bestimmten Räume, einschließlich der Küchen und Nebenräume, nicht jedoch Dachboden, Keller- und Wirtschaftsräume /DESTATIS-05 10/.

Neben dieser Wohnflächendefinition existieren in verschiedenen Normen und Verordnungen weitere Flächenangaben in der Wohnungsbauwirtschaft:

- Brutto- und Nettogrundfläche (Nutzfläche, Verkehrsfläche und technische Funktionsfläche) nach DIN 277 - Grundflächen und Rauminhalte von Bauwerken im Hochbau /DIN-01 05/,
- Bebauungspläne und Geschossflächen nach Verordnung über die bauliche Nutzung der Grundstücke /BAUNVO-01 93/,
- Grund- und Wohnflächen nach Verordnung zur Berechnung der Wohnfläche /WOFLV-01 04/.

Abweichend von den statistischen Daten berechnet sich zudem die Gebäudenutzfläche A_N , die in der Energieeinsparverordnung als Energiebezugsfläche verwendet wird, in der Regel wie folgt /ENEV-01 09/:

$$A_N = V_E \cdot 0,32 \quad (4)$$

Mit:

A_N Gebäudenutzfläche in m^2
 V_E Energiebezugsfläche in m^3

Im weiteren Verlauf wurde die Wohnfläche auf Gemeindeebene nach /DESTATIS-01 08/ verwendet, die mit den Gebäudebestandszahlen konsistent ist. Die spezifischen Energiekennwerte müssen dementsprechend geprüft und angepasst werden.

Auf Basis verschiedener regionaler Untersuchungen zum Gebäudebestand (vgl. Arbeitsschritt 2) und unter Berücksichtigung von /IWU-01 07/, /LEE-01 11/, /BTU-01 11/, etc. wurde die statistisch mittlere Wohnfläche sowie Brutto- und Nettogrundfläche für die verschiedenen Gebäudetypen und

Baualtersklassen ermittelt. Mit Hilfe eines gemeindespezifischen Korrekturfaktors, basierend auf den statistischen Wohnflächen in den Gemeinden, wurde auf die in **Tabelle 3-5** dargestellten Wohnflächen in den verschiedenen Gebäudetypen hochgerechnet.

Tabelle 3-5: Auswertung der Wohnflächen im Regionenmodell

7 Gebäudetypen		Anzahl Gebäude in Mio.	Anzahl Wohneinheiten in Mio.	Wohnfläche in Mio. m ²
A	EFH	11,1	11,1	1.281
B	DH	1,4	2,7	231
C	RH	2,4	2,4	206
D	ZFH	1,0	2,0	160
E	MFH (3-6 WE)	1,5	6,8	509
F	MFH (7-12 WE)	1,4	10,1	686
G	MFH (>12 WE)	0,2	4,6	279
Summe		18,9	39,8	3.353

Abweichungen ergeben sich durch Rundungen

Arbeitsschritt 6: Spezifischer Wärmebedarf

Die bereits erwähnten FfE-internen Untersuchungen bilden eine sehr gute Grundlage zum mittleren Raumwärmebedarf der einzelnen Gebäudetypen. Bei der Berechnung des Raumwärmebedarfs werden zusätzlich die über mehrere Jahre gemittelten Gradtagszahlen /DWD-01 08/ berücksichtigt, die über Postleitzahlen den Gemeinden zugeordnet werden können /BVBS-01 07/.

In **Abbildung 3-9** ist der aktuelle spezifische Wärmebedarf der Gebäude dargestellt, der für die Berechnung des absoluten Wärmebedarfs herangezogen wird. Dabei sind eventuelle Sanierungen am Gebäude durch die Mittelwertbildung über den Gebäudebestand bereits berücksichtigt. Dies ist auch an den niedrigeren Verbrauchswerten für die Gebäude bis 1970 zu erkennen, deren thermische Hülle bereits häufig saniert wurde.

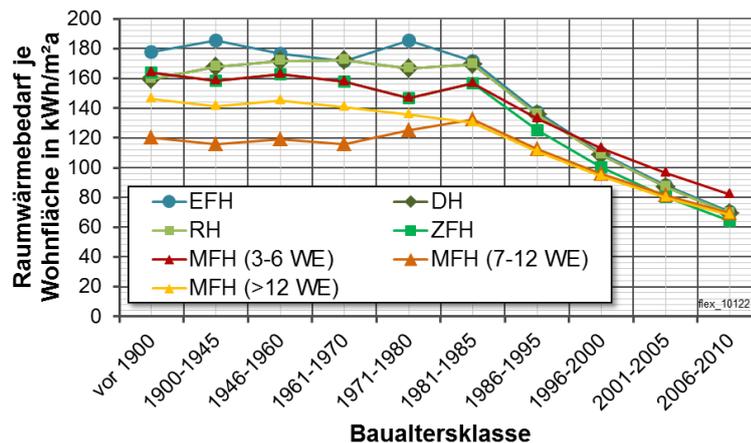


Abbildung 3-9: Spezifischer Raumwärmebedarf der privaten Haushalte

Alle Daten sind auf die Wohnfläche nach /DESTATIS-02 09/ normiert. Durch eine Änderung der Bezugsgröße – zum Beispiel Bruttogrundfläche, Nutzfläche oder anderen Definitionen von Wohnfläche – können diese Zahlen deutlich abweichen. Im Vergleich zum Endenergieverbrauch für die Wärmebereitstellung von 509 TWh /BMWI-02 11/, liegt der errechnete Wärmebedarf mit etwa 447 TWh ca. 13 % niedriger. Unter Berücksichtigung des Jahresnutzungsgrades der Wärmeerzeugung (vgl. z. B. /FFE-05 02/) ist dieser Wert zur Statistik konsistent.

Ergebnis: Wärmebedarf im Sektor Haushalte

In Abbildung 3-10 ist die resultierende Wärmebedarfsdichte für Deutschland dargestellt. Bezugsgröße zur Berechnung der Dichte ist hierbei die Gesamtfläche der Gemeinde im linken Bild sowie die Siedlungsfläche einer Gemeinde im rechten Bild.

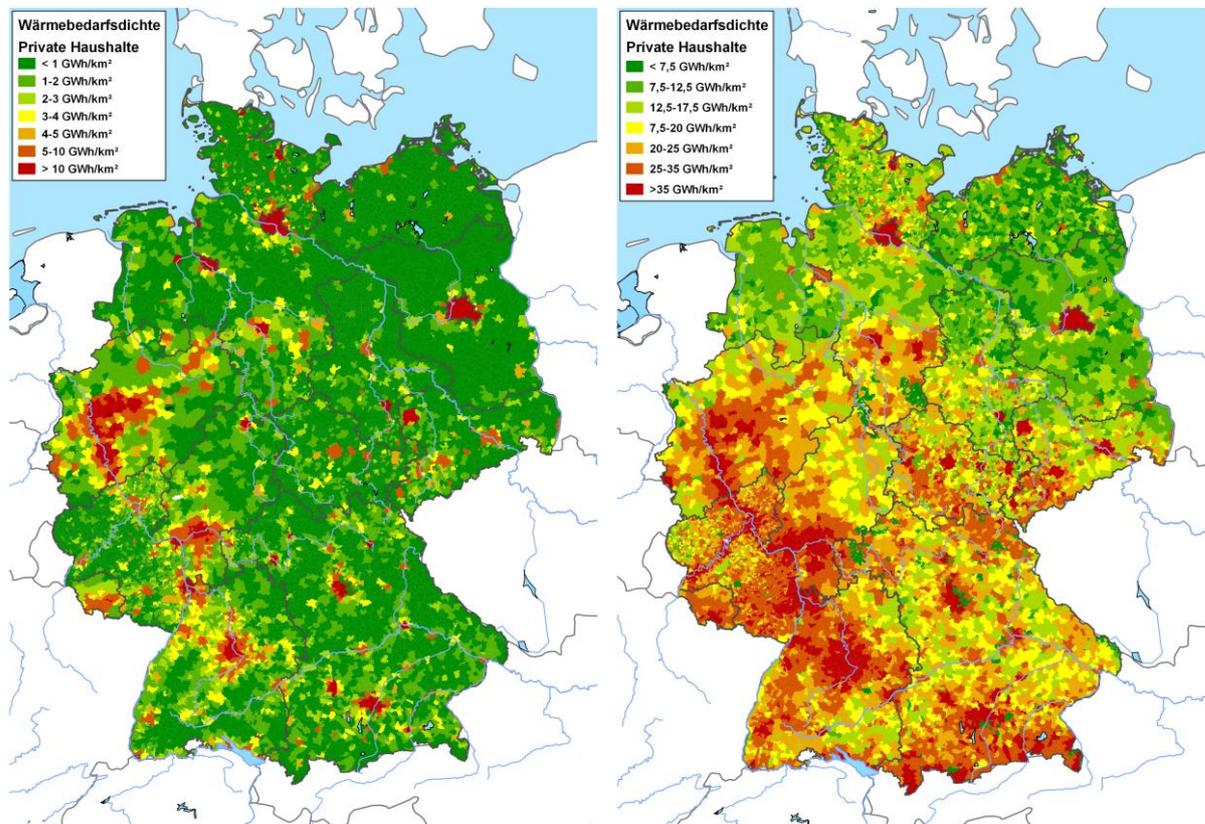


Abbildung 3-10: Heizwärmebedarf der privaten Haushalte je Gemeindefläche (links) und bezogen auf die Siedlungsfläche (rechts)

Die linke Darstellung zeigt indirekt die Bereiche, die einen hohen Anteil von Siedlungsflächen an der gesamten Gemeindefläche haben. Diese haben auch einen hohen Wärmebedarf je Gesamtfläche der Gemeinde. Unterschätzt werden Gebiete mit großen Flächen aber nur kleinen Siedlungsschwerpunkten. Zur Bewertung von Fernwärmeausbaupotenzialen ist daher die rechte Abbildung besser geeignet. Zwar suggeriert die Darstellung einen hohen absoluten Wärmebedarf, wie er so nicht gegeben ist – beispielsweise im Alpenraum. Allerdings konzentriert sich der Bedarf dort in einer hohen Siedlungsdichte, so dass eine leitungsgebundene Wärmeversorgung attraktiv sein könnte.

3.2.2 Warmwasserbedarf der privaten Haushalte

Der Warmwasserbedarf in privaten Haushalten hängt nicht von der Wohnfläche ab, sondern ist durch das Nutzerverhalten und demzufolge von der Einwohnerzahl bestimmt. Dennoch finden sich in den offiziellen Richtlinien und Normen oft Angaben, die auf die beheizte Wohnfläche bezogen sind.

Tabelle 3-6 zeigt eine Übersicht gebräuchlicher Kennwerte zur Ermittlung des Warmwasserbedarfs in Wohngebäuden. Die flächenspezifischen Kennwerte sind für überschlägige Bedarfsrechnungen geeignet, bei denen lediglich die bauphysikalischen Eigenschaften der Gebäude bekannt sind. Verglichen mit den personenspezifischen Kennwerten, liegen sie allerdings teilweise deutlich niedriger.

Tabelle 3-6: Kennwerte zur Ermittlung des Warmwasserbedarfs in Haushalten

Kennwerte für Warmwasserbedarf				
	von	bis		Quelle
flächenspezifische Angaben				
-	15	20	kWh/m ² ·a	/GFEM-01 04/
EFH	12		kWh/m ² ·a	/DIN-01 07/ (DIN V 18599)
MFH	16		kWh/m ² ·a	/DIN-01 07/ (DIN V 18599)
-	12,5		kWh/m ² ·a	/DIN-01 03/ (DIN 4701-10)
personenspezifische Angaben				
-	23		l/Person·d	/DIN-01 03/ (DIN 4701-10)
einfache Ansprüche	10	20	l/Person·d	/REC-01 01/
höhere Ansprüche	20	40	l/Person·d	/REC-01 01/
höchste Ansprüche	40	60	l/Person·d	/REC-01 01/
-	774		kWh/Person·a	/FFE-05 02/

Für die Berechnung des Warmwasserbedarfs privater Haushalte im Regionenmodell werden 774 kWh je Person und Jahr aus Messungen des Verbundprojektes ISOTEG /FFE-05 02/ angesetzt. Dieser Wert ergibt sich als gewichtetes Mittel der im Bestand eingesetzten Systeme mit Zirkulation (1.635 kWh/Person·a) und der Varianten mit Stichleitung (707 kWh/Person·a). Er liegt zudem in ähnlicher Größenordnung, wie ein aus /REC-01 01/ abgeleiteter Energieverbrauchswert für Nutzer mit höheren Ansprüchen.

Verglichen mit der Energieanwendungsbilanz der AG Energiebilanzen für das Jahr 2006 /BMWI-04 08/, die insgesamt 315,6 PJ für die Warmwasserbereitstellung in Haushalten ausweist, ergibt sich im Regionenmodell ein aggregierter Bedarf von 230 PJ. Rechnerisch entspricht dies einem Bereitstellungsnutzungsgrad für die Warmwasserbereitung von ca. 72 %, der mit Angaben aus /IFE-02 03/ plausibilisiert werden kann.

3.2.3 Strombedarf im Haushaltssektor

Wie der Warmwasserbedarf ist auch der Strombedarf eine personenspezifische Kenngröße. Allerdings sind dabei klare Gleichzeitigkeitseffekte erkennbar. Benötigt ein Einpersonenhaushalt nach VDI-Richtlinie 3807 1.733 kWh/a, so liegt der Strombedarf in einem 4-Personenhaushalt nur um das 2,6-fache höher /VDI-02 94/. Diese Abhängigkeit von der Haushaltsgröße kann aufgrund der Datenlage im Regionenmodell nicht einfließen.

So wurden zur Regionalisierung des Strombedarfs die in **Tabelle 3-7** aufgeführten, flächenspezifischen Stromverbräuche mit den Wohnflächen im Gebäudebestand in Beziehung gesetzt. In Summe ergibt sich mit dieser Rechnung eine Übereinstimmung von 99,9 % mit dem statistischen Wert von 121,3 TWh /BMWI-04 08/.

Tabelle 3-7: *Haushaltstypische Stromverbräuche /VDI-02 94/*

Wohnfläche in m ²	je Haushalt in kWh / a	je m ² Wohnfläche in kWh / (m ² a)
≤ 40	1.382	42
41 ... 60	1.921	36
61 ... 80	2.614	37
81 ... 100	3.299	36
101 ... 120	3.822	34
121 ... 140	4.198	32
> 140	4.955	28

3.3 Regionaler Energiebedarf in Gewerbe-Handel-Dienstleistung

Der Energiebedarf im Sektor GHD wurde in /FFE-01 12/ und /FFE-02 12/ in regionaler Auflösung ermittelt. Anders als die Sektoren Industrie oder Haushalte, bei denen mit Erwerbstätigen, Einwohnern oder Wohnflächen eine einheitliche Bezugsgröße für spezifische Energieverbräuche genutzt werden kann, werden in GHD unterschiedliche Energiebezugsgrößen verwendet. Die starke Inhomogenität dieses Sektors wird bereits beim Namen „Gewerbe-Handel-Dienstleistung“ deutlich. Daher sollen zunächst die hier untersuchten Bereiche abgegrenzt werden.

3.3.1 Verbrauchergruppen im Sektor GHD

Um eine regionale Gliederung des Energieverbrauchs zu ermitteln, wurde keine rein auf Wirtschaftszweigen basierende Zuordnung gewählt. Diese hätte zwar einerseits den Vorteil, aus den Erhebungen des Bundesamtes für Arbeit in verschiedenen Gliederungsebenen verfügbar zu sein (vgl. auch Kapitel 3.1.3), spezifische Energieverbrauchswerte sind jedoch besser dokumentiert für andere Bezugsgrößen verfügbar.

Der Energiebedarf im Sektor GHD wird differenziert nach Raumwärme, Prozesswärme (überwiegend Warmwasser) und Strom inklusive Kälteerzeugung. Als Bezugseinheiten werden neben Bruttogrundfläche, Nutzfläche und Erwerbstätigenzahlen zusätzliche geeignete Größen verwendet. Diese zeichnen sich im Hinblick auf das Regionenmodell insbesondere dadurch aus, dass sie durch Statistiken oder andere Quellen in regionaler Auflösung verfügbar sind bzw. abgeleitet werden können.

3.3.2 Strom- und Wärmebedarf im Sektor GHD

Spezifische Bedarfswerte für die Analyse wurden überwiegend aus den Quellen /ISI-02 09/, /AGES-01 07/, /IER-02 08/ sowie FfE-internen Studien entnommen. Abschließend wird die Summe des ermittelten Energiebedarfs mit dem Endenergieverbrauch nach Anwendungsbereichen /BMWI-02 11/ kalibriert. Somit sind indirekt auch die nicht explizit untersuchten Bereiche erfasst.

Die Summen der im Regionenmodell auf Gemeindeebene hinterlegten Energieverbräuche für den Sektor GHD zeigt **Tabelle 3-8**. Verglichen mit dem in /BMWI-02 11/ ausgewiesenen Verbrauch an Endenergie zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser liegen diese Werte etwa 17 % niedriger. Diese Abweichung ist wie bereits in Kapitel 3.2.1 für die privaten Haushalte beschrieben, unter anderem durch die Bereitstellungsnutzungsgrade der Heizkessel zu erklären.

Tabelle 3-8: *Im Regionenmodell abgebildeter Strom- und Wärmebedarf für GHD*

Gruppe	Bezugseinheit (BZE)	Anzahl BZE	BGF	Raumwärme	Warmwasser	Strom inkl. Kältebereitstellung
Büro	Erwerbstätige	21,5 Mio.	568 Mio.m ²	69,0 TWh	4,5 TWh	51,8 TWh
Handel	Erwerbstätige	4,2 Mio.	407 Mio.m ²	42,0 TWh	3,3 TWh	35,4 TWh
Hotel	Betten	2,7 Mio.	64 Mio.m ²	5,8 TWh	1,2 TWh	3,8 TWh
Gaststätten	Erwerbstätige	0,9 Mio.	92 Mio.m ²	11,5 TWh	6,3 TWh	8,2 TWh
Flughafen	100 kg Fracht bzw. Passagiere	215 Mio.	30 Mio.m ²	1,3 TWh	0,2 TWh	1,4 TWh
Schwimmbäder	Beckenfläche	1 Mio. m ²	11 Mio.m ²	3,0 TWh	1,7 TWh	1,1 TWh
Krankenhaus	Betten	534 Tsd.	64 Mio.m ²	15,2 TWh	2,1 TWh	3,7 TWh
Pflegeheime	Plätze	799 Tsd.	20 Mio.m ²	1,6 TWh	0,3 TWh	0,3 TWh
Schulen	Schüler	12,3 Mio.	209 Mio.m ²	19,0 TWh	0,7 TWh	2,8 TWh
Summe			1.465 Mio.m²	168 TWh	20 TWh	109 TWh

3.4 Fernwärmenetze

3.4.1 Definition und Abgrenzung Fern-/Nahwärme

Fern- und Nahwärme ist Nutzwärme, die in einer zentralen Anlage, z. B. einem Heizkraftwerk oder BHKW, erzeugt und über ein Rohrleitungsnetz verschiedenen Wärmekunden aus den Sektoren Industrie, Haushalte, Gewerbe Handel und Dienstleistung zur Raumwärme- und Warmwasserbereitung zur Verfügung gestellt wird. Der Begriff „Fernwärme“ impliziert dabei keine Entfernungsangabe und lässt sich daher nicht einfach von „Nahwärme“ abgrenzen. Der Begriff weist lediglich darauf hin, dass die Wärmeerzeugung nicht unmittelbar am Ort des Verbrauchs geschieht, sondern zentral für mehr als einen Verbraucher erfolgt. Die Energiebereitstellung direkt bei dem Verbraucher stellt sich somit als dezentrale Energieversorgung dar. Als Nahwärmenetz wird meist ein Wärmenetz beschrieben, das ausschließlich von einer Wärmezentrale gespeist wird und nur eine Siedlung bzw. ein Stadtquartier versorgt. Demgegenüber können in ein Fernwärmenetz mehrere Erzeugungsanlagen Wärme auskoppeln und das versorgte Gebiet umfasst mehrere Verbraucher.

Als Wärmequellen für leitungsgebundene Wärmeversorgung kommen grundsätzlich alle konventionellen und erneuerbaren Primärenergiequellen in Frage, d. h. Abwärme aus thermischen Kraftwerken und industriellen Prozessen, Geothermie und Umweltwärme sowie Erdgas, Holz, Kohle und Öl. Fernheizzentralen können mit verschiedenen Energiequellen eine Vielzahl an Verbrauchern erreichen. Die leitungsgebundene Wärmeversorgung ist dabei oft die einzige Möglichkeit in urbanen Räumen eine Wärmeversorgung mit Erneuerbaren zu realisieren. Alternative dezentrale Technologien, wie Wärmepumpen, Solarthermie oder Pellets-/Hackschnitzelkessel können meist aus Platzgründen nicht eingesetzt werden /FFE-08 07/.

Die Vorteile der leitungsgebundenen Wärmebereitstellung stellen sich wie folgt dar:

- flexibel bei Wechsel der Energieträger und Art der Technologie,
- hohes Potenzial für die regenerative Wärmeversorgung in dicht besiedelten Gebieten,
- bessere Auslastung der Erzeuger durch höhere Grundlast bzw. Gleichzeitigkeit,
- geringere Umweltbelastung gegenüber konventionellen Einzelfeuerungsanlagen.

3.4.2 Bestand an Fernwärmenetzen

Der Verband der Fernwärmeversorgungsunternehmen (AGFW) veröffentlicht in jährlichen Hauptberichten die Daten der Erzeugungs- und Verteilstruktur seiner Mitglieder. Die Meldung der Daten ist für die Mitgliedsunternehmen freiwillig, daher kann die Stichprobe der Erhebung von Jahr zu Jahr variieren. Für 2007 beteiligten sich 261 Fernwärmeversorgungsunternehmen an der Umfrage /AGFW-03 09/. Um die Datengrundlage zu erweitern und einen Großteil des gesamten Fernwärmebestandes abzubilden, wurden die Zu- und Abgänge der AGFW-Mitglieder aus den Hauptberichten 2002 bis 2009 zusammengeführt /AGFW-01 03/, /AGFW-04 04/, /AGFW-01 05/, /AGFW-01 06/, /AGFW-02 07/, /AGFW-03 09/, /AGFW-05 09/, /AGFW-03 10/.

Die enthaltenen Daten umfassen die Erzeugungs- und Transportkennzahlen einzelner Unternehmen. Bei den Erzeugungsdaten handelt es sich um Informationen zur Wärmenetzeinspeisung (Bundesland, Arbeit, Wärmehöchstlast, Temperatur, gesicherte Engpassleistung), den Anteil der Erzeugung mit eigenen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und den Fremdbezug. Des Weiteren ist ein Überblick aller relevanten Informationen zu den jeweiligen verlegten Netzen (Art, Anzahl, Leistung, Wärmeabgabe, Trassenlänge, Hausübergabestationen), Gradtagszahlen und die Wärmeabgabe an andere Netze enthalten.

Die Daten der AGFW Hauptberichte sind nicht kreis- oder gemeindescharf aufgelöst. Vielmehr werden Versorgungs- und Netzangaben für ein EVU in einem Bundesland aggregiert aufgeführt. Dabei wird nicht das Bundesland genannt in dem das versorgte Gebiet liegt, sondern der Ort des Unternehmenssitzes.

Häufig ist davon auszugehen, dass der Firmensitz auch im jeweils versorgten Gebiet liegt. Das ist der Fall, wenn es sich um kleinere Gemeinden oder bei dem Energieversorger um ein Stadtwerk handelt. Zum gleichen Schluss kommt auch die Studie /UBA-01 06/. Bei überregionalen Energieversorgern (z. B. E.ON Fernwärme GmbH, Urbana Energiedienste GmbH, Favorit GmbH, STEAG Fernwärme GmbH, FWV-Niederrhein GmbH usw.) wird davon ausgegangen, dass sich die Versorgung in verschiedenen Gemeindegebieten befindet.

In der AGFW Statistik werden die EVU für diesen Fall in verschiedenen Bundesländern geführt. Die genaue Lage der Wärmenetze innerhalb der Bundesländer wurde für verschiedene überregionale EVU durch eine Recherche identifiziert. Darauf aufbauend wurde die statistisch ausgewiesene Wärmemenge innerhalb des versorgten Gebietes verteilt. Sind aus den Unternehmens- oder Umweltberichten keine Informationen verfügbar, wurden die verschiedene Parameter (Trassenlänge, Leistung, Wärmeabgabe) gemäß den Einwohnerzahlen aufgesplittet.

In **Abbildung 3-11** ist links eine Karte zur räumlichen Verteilung der Fernwärmenetze in Deutschland dargestellt. Die grünen Kreise geben die Länge und damit die Größe der Netze an. Verglichen mit der hinterlegten Wärmebedarfsdichte ist eine hohe Übereinstimmung erkennbar. Orte mit hohem Wärmebedarf sind auch mit großer Wahrscheinlichkeit bereits mit einem Wärmenetz erschlossen. Potenziale für Fernwärme können aus dieser Darstellung allein allerdings nicht abgelesen werden.

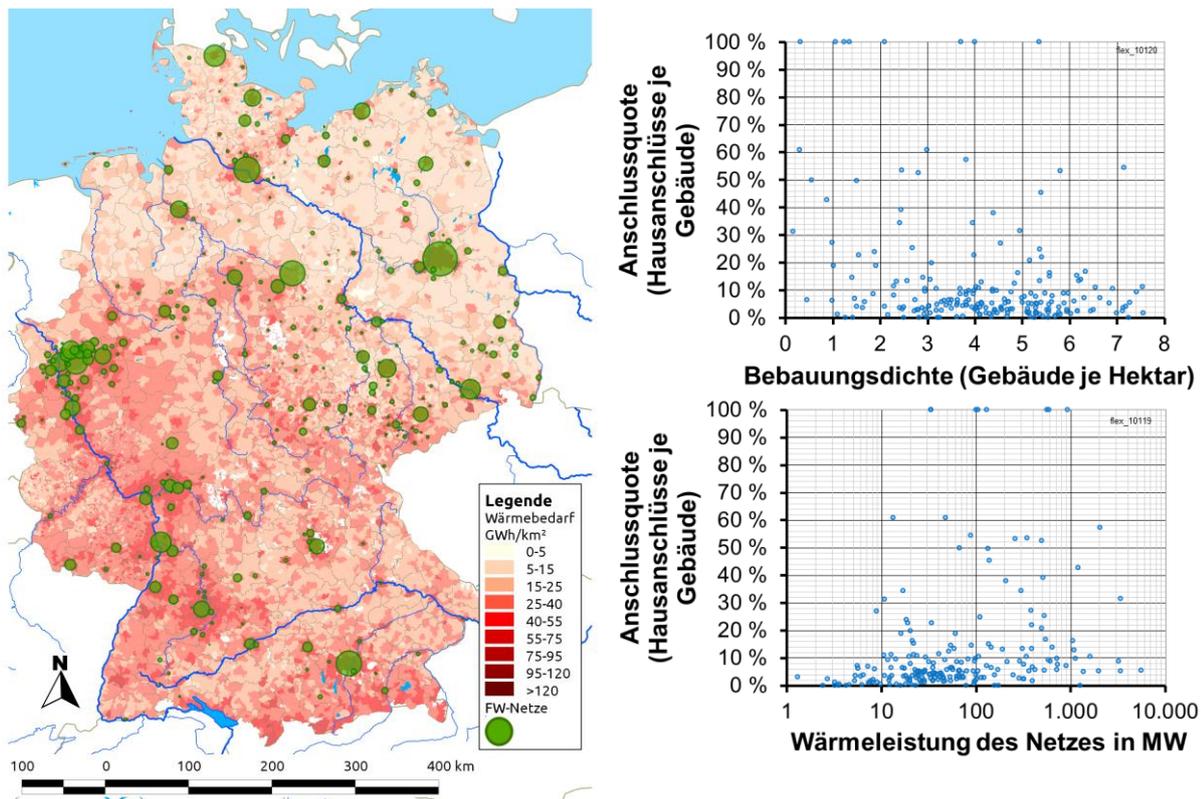


Abbildung 3-11: Fernwärmenetze in Deutschland und Auswertung der Anschlussquote

Für Aussagen zu Nachverdichtungspotenzialen ist auf der rechten Seite von Abbildung 3-11 die jeweilige Anschlussquote dargestellt. Die Anschlussquote errechnet sich aus der Anzahl der Hausanschlüsse in einem Netzgebiet bezogen auf die Gesamtanzahl der Gebäude einer Gemeinde. An dieser Darstellung werden große Unterschiede zwischen verschiedenen Gebieten offensichtlich. Während in einigen Gebieten, z. B. in Flensburg, nahezu 100 % aller Gebäude an ein Wärmenetz angeschlossen sind, ist die Anschlussquote in den meisten übrigen Netzgebieten deutlich niedriger. In den meisten Netzgebieten liegt sie unter 10 %. Sowohl bezogen auf die Bebauungsdichte in den einzelnen Versorgungsgebieten als auch die Wärmeleistung, die, wie die Netzlänge, ein Indiz für die Größe des Netzes ist, zeigt sich, dass noch technisches Potenzial für eine erweiterte Nutzung von Fernwärme in diesen Regionen gegeben ist.

Dies kann neben (unternehmens-)politischen Gründen, beispielsweise der Konkurrenz zum Gasnetz, auch historisch und in besonderem Maße wirtschaftlich bedingt sein. Prinzipiell besteht für detaillierte Aussagen zu wirtschaftlichen Ausbaupotenzialen von Wärmenetzen immer die Notwendigkeit, die Siedlungsstrukturen in den jeweiligen Versorgungsgebieten zu analysieren.

3.5 Verbraucherlastgänge

Die Verbraucherlastgänge geben dem Energiebedarf eine zeitliche Dimension. In erster Linie hängen sie vom Nutzerverhalten ab, das wiederum eine starke Abhängigkeit von der Tageszeit und dem Wochentag zeigt. Für die konsistente Abbildung des Zeitbezugs wurde das Jahr 2005 in der Datenbank hinterlegt, wie in Kapitel 2.4 beschrieben. Zeitangaben gelten für alle Regionen gleichermaßen. Anders ist dies für den zweiten großen Einflussfaktor, das Wetter. Um diesen adäquat abzubilden und eine konsistente Datenbasis für alle Komponenten des Regionenmodells zu verwenden, wurden die Testreferenzjahrdatensätze des Deutschen Wetterdienstes als Grundlage der Modelle verwendet.

3.5.1 Elektrischer Lastgang

Im Regionenmodell soll die Charakteristik und Jahreshöchstlast des Gesamtlastganges abgebildet und gleichzeitig eine gewisse Unterscheidbarkeit der Einzelverbraucher in verschiedenen Regionen behalten werden. Daher wurde eine Mischung aus Bottom-Up und Top-Down-Ansatz gewählt, um Lastgänge für die Sektoren Haushalte, Gewerbe-Handel-Dienstleistung und Industrie zu generieren.

Musste der Verbraucherlastgang vor einigen Jahren noch aufwändig aus der vertikalen Netzlast und der Belastung der Kraftwerke der allgemeinen Versorgung synthetisiert werden /FFE-34 09/, so stehen heute von der ENTSO-E veröffentlichte Verbraucherlastgänge für die verschiedenen europäischen Länder zur Verfügung /ENTSOE-01 09/.

In /FFE-03 12/ wurde ein Modell entwickelt, welches mittels multivarianter Regressionsanalyse für jede Stunde des Tages eine Last berechnet. Die Analyse verschiedener Eingangsparameter wie Wochentag, Außentemperatur, Sonnenschein, Regen und Wind zeigt, dass die Last hauptsächlich von der Art des Tages (Werktag, Samstag, Sonntag, Feiertag und Brückentag), der Sonneneinstrahlung sowie der Außentemperatur abhängt. Die Parameter der Regressionsgeraden wurden für verschiedene Jahre (2006 bis 2009) des ENTSO-E Verbraucherlastgangs ermittelt.

Mit Hilfe des Modells wurde zunächst auf Basis der TRY-Daten und der Feiertagscharakteristik von 2005 ein Gesamtlastgang errechnet. Dieser wurde für die weitere Verwendung in /FFE-01 12/ und /FFE-02 12/ in drei Verbraucherlastgänge aufgeteilt. Dazu wurden die veröffentlichten Lastgänge der in **Tabelle 3-9** aufgeführten Verteilnetzbetreiber (VNB) ausgewertet. Zusätzlich konnte auf verschiedene FfE-interne Daten zurückgegriffen werden /FFE-08 07/, /FFE-13 07/.

Tabelle 3-9: In die Auswertung eingeflossenen Daten verschiedener Verteilnetzbetreiber

Verteilnetzbetreiber	Jährliche Strommenge
50 Hz Vattenfall	78.157 GWh
EON Bayern	35.256 GWh
Stadtwerke Frankfurt a.M.	4.478 GWh
Stadtwerke Bochum	1.590 GWh
Stadtwerke Bonn	1.022 GWh
Stadtwerke Duisburg	2.105 GWh
Stadtwerke Düsseldorf	3.850 GWh
Stadtwerke Garbsen	204 GWh
Stadtwerke Hannover	14.480 GWh
N-Ergie	8.600 GWh
Stadtwerke Wuppertal	2.978 GWh
Stadtwerke München	7.197 GWh
Summe	159.916 GWh

Abbildung 3-12 zeigt links einen Dreitagesausschnitt der Lastgänge, wie sie in der Datenbank des Regionenmodells hinterlegt sind, wobei dort die Charakteristik von Handel und Büro zu einem GHD-Lastgang zusammengefasst wurde. Die Lastgänge sind auf die insgesamt abgebildete jährliche Energiemenge normiert. So können mit dem in den Kapiteln 3.1.4, 3.2.3 und 3.3.2 berechneten Jahresenergiebedarf der einzelnen Sektoren regionale Lastgänge berechnet werden. Rechts ist der modellierte absolute Lastgang einer Woche dem Verbraucherlastgang nach /ENTSOE-01 09/ gegenübergestellt.

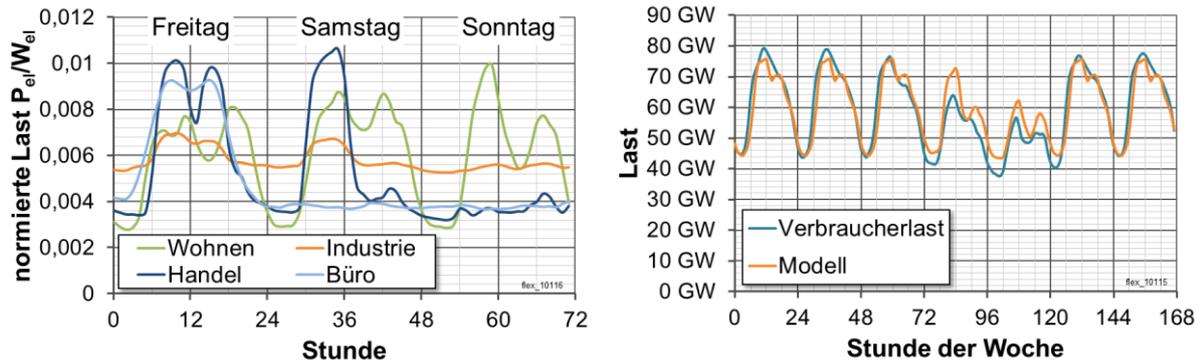


Abbildung 3-12: Auf die Energie normierte Einzellastgänge von drei Tagen (links) und Summenlastgang einer exemplarischen Woche (rechts)

3.5.2 Wärmelastgang

Für die Simulation von Wärmelastgängen von Einzelverbrauchern kann auf Simulationsmodelle zurückgegriffen werden. /FFE-24 08/ verwendet beispielsweise für die Modellierung des thermischen Lastgangs eine Kombination der beiden Rechenverfahren zur Bestimmung der Heizlast (DIN EN 12831) /DIN-02 03/ und der Kühllast (VDI 2078) /VDI-01 94/. Die Berechnungsgrundlage basiert dabei auf dem EDV Verfahren der VDI 2078, welches entsprechend der Korrekturvorschläge von Nadler in /HLH-01 03/, /HLH-02 03/ erweitert wurde.

Für eine räumliche Aggregation und dadurch Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit können Verbraucherlastgänge der Gasversorgung dienen. Vom Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik der TU München wurden 2002 im Auftrag der Gasversorgungsunternehmen Standardlastprofile für verschiedene Verbrauchergruppen entwickelt /IFE-01 02/, /IFE-01 03/ und 2005 zur besseren Anwendbarkeit neu zusammengefasst /IFE-02 05/, /BGW-01 06/. Laut /KEMA-01 09/ zeigen sich jedoch bei der Anwendung der Standardlastprofile in einzelnen Stunden größere Abweichungen von bis zu 50 %.

Als Basis für die regional aufgelösten Wärmelastgänge und KWK-Erzeugungsgänge wurde die u.a. in /FFE-13 07/ entwickelte und in /BVR-01 08/ sowie /FFE-34 09/ veröffentlichte Methode zur Synthese eines Fernwärmeleistungsganges weiterentwickelt. Als Grundlage fließen die Fernwärmelastgänge von vier deutschen Stadtwerken (SW) in ein Simulationsmodell ein. Aus diesen Zeitreihen wurde eine Funktion entwickelt, die aus folgenden Eingangsdaten einen Fernwärmelastgang generiert:

- Tagestyp (Wochentag, Sonn- oder Feiertag),
- Uhrzeit und
- Außentemperatur.

Abbildung 3-13 zeigt im linken Diagramm die geordneten Jahresdauerlinien der Eingangsdaten und zum Vergleich das Mittel der synthetisierten Fernwärmelastgänge nach den TRY-Daten. Im Vergleich zeigt sich, dass die synthetisierten Daten höhere Benutzungsdauern aufweisen, als die der ursprünglichen Lastgänge. Diese liegen mit ca. 3.500 h/a wiederum höher als der Großteil der Benutzungsdauern der AGFW-Mitgliedsunternehmen (vgl. Kapitel 3.4.2), die auf der rechten Seite in **Abbildung 3-13** aufgetragen sind. In blau sind die Daten aller Netzbetreiber dargestellt. Die weitere Betrachtung wird nun einerseits auf die Energieversorger beschränkt, die KWK-Anlagen betreiben und deren Standort gleichzeitig eindeutig bestimmt werden kann. Synthetisch aufgeteilte Kennwerte (vgl. Kapitel 3.4.2) werden somit ausgeblendet. Zum anderen werden die Randwerte der Häufigkeitsverteilung abgeschnitten. Bei Fernwärmenetzen mit Benutzungsdauern von unter

2.000 h/a oder über 3.600 h/a handelt es sich in der Regel um eine Einzelobjektversorgung oder sehr kleine Netze.

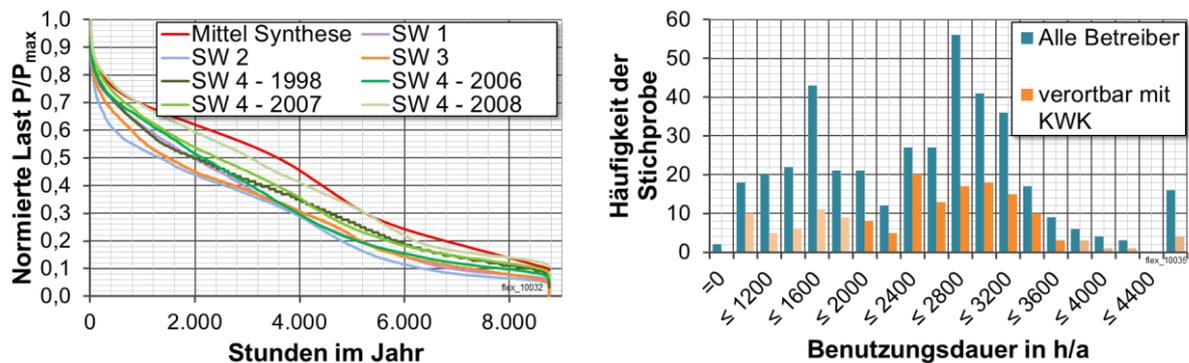


Abbildung 3-13: Geordnete Jahresdauerlinien der Fernwärmelastgänge von vier Stadtwerken (links) und Häufigkeitsverteilung der Benutzungsdauern der AGFW-Mitglieder (rechts)

Um die Umsetzbarkeit in einer Datenbankabfrage zu gewährleisten und eine allgemeingültige Lösung für eine Vielzahl an Eingangsdaten zu finden, wurde eine analytische Lösung für eine Korrekturfunktion entwickelt. Diese muss die Eingangslastgänge mit Benutzungsdauern von im Mittel 3.600 h/a so korrigieren, dass die Benutzungsdauern der Fernwärmenetzbetreiber von 2.000 bis 3.600 h/a erreicht werden. In **Abbildung 3-14** ist die Methodik zur Korrektur der FW-Lastgänge als Ablaufdiagramm dargestellt.

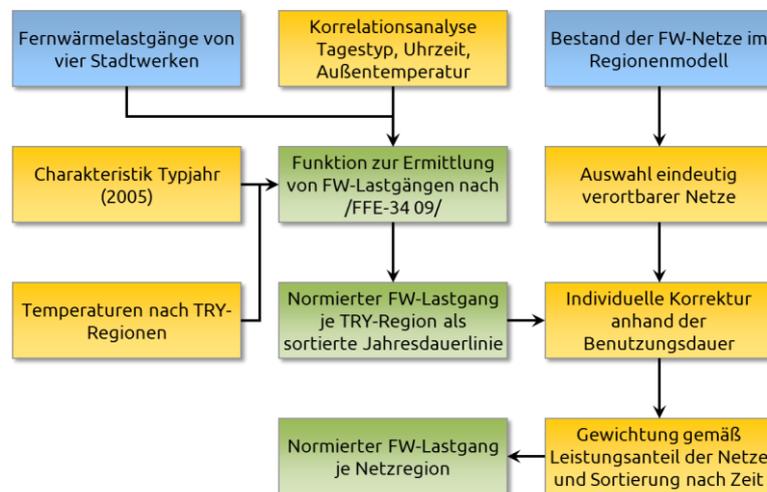


Abbildung 3-14: Methodische Vorgehensweise zur Korrektur des FW-Lastganges

Zunächst wurden nach dem Ansatz aus /FFE-13 07/ für die 15 TRY-Regionen FW-Lastgänge ermittelt. Diese dienten als Basis für die Ermittlung normierter Lastgänge für eindeutig verortbare Netze der AGFW-Mitgliedsunternehmen. Die Korrektur wurde an der geordneten Jahresdauerlinie vorgenommen und der Lastgang nach der Korrektur wieder in der zeitlichen Abfolge sortiert. Abschließend wurden die Lastgänge für die 19 Netzregionen nach Kapitel 2.1 aggregiert.

Abbildung 3-15 zeigt beispielhaft die Korrektur eines Einzellastganges. Die Korrekturfunktion $g(x)$ wird mit dem Originallastgang multipliziert, um einen neuen Lastgang zu erhalten, der die Benutzungsdauer des Fernwärmenetzbetreibers besitzt.

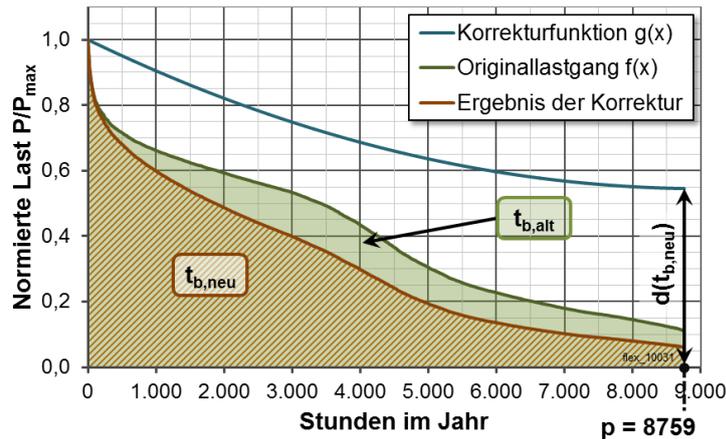


Abbildung 3-15: Exemplarische Korrekturfunktion des Fernwärmelastganges

Vorteilhaft bei der Verwendung normierter Lastprofile ist die Tatsache, dass die Fläche unter der Kurve direkt die Benutzungsdauer widerspiegelt (5). Durch Multiplikation mit der Korrekturfunktion $g(x)$ ergibt das Integral der Last die gewünschte Benutzungsdauer des jeweiligen Netzbetreibers (6).

$$\int_{x=0}^{p=8759} f(x) dx = t_{b,alt} \quad (5)$$

$$\int_{x=0}^p f(x) \cdot g(x) dx = t_{b,neu} \quad (6)$$

Abbildung 3-16 zeigt exemplarisch die Korrekturfaktoren, wie sie sich ergeben, wenn die mittleren Lastgänge aller Stadtwerkedaten aus **Abbildung 3-13** auf die Mittelwerte der synthetischen Fernwärmekurven korrigiert werden. Die in der braunen Kurve dargestellte Korrekturfunktion $g(x)$ ergibt multipliziert mit den grün dargestellten Werten des FW-Lastganges, die in der gelben Kurve abgebildete geordnete Jahresdauerlinie der Stadtwerkelastgänge. Die Korrekturfunktion lässt sich sehr gut mit einer Parabel $g(x) = ax^2 + bx + c$ annähern, woraus sich für eine Lösung des Problems drei Randbedingungen (7), (10) und (11) ergeben.

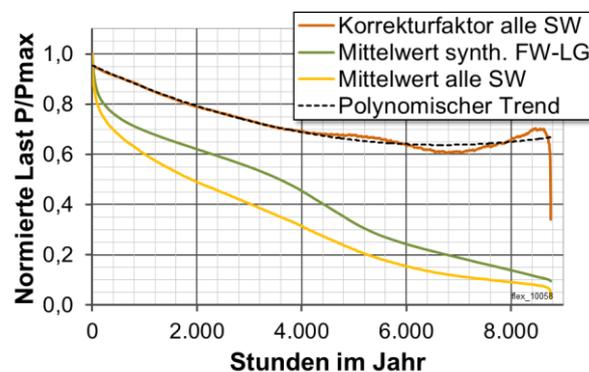


Abbildung 3-16: Korrekturfunktion zur Anpassung der synthetischen Fernwärmelastgänge

Zum einen soll die maximale Last des normierten Lastganges auch nach der Korrektur bei 1 liegen (7).

$$g(0) = 1 \rightarrow c = 1 \quad (7)$$

Zum anderen ist der Minimallastanteil der FW-Lastgänge - $d(t_{b,neu})$ in Abbildung 3-15 - abhängig von der Benutzungsdauer der jeweiligen Fernwärmenetze. **Abbildung 3-17** zeigt dazu die Niedriglast bezogen auf die Maximallast der verfügbaren Stadtwerklastgänge. Da die gemessenen Stadtwerklastgänge im Niedriglastbereich sehr stark abfallen, wurde der zwanzigkleinste Wert verwendet, der niedrige Lasten angemessener repräsentiert. Die Minimallast ist kleiner, je geringer die Benutzungsdauer t_b ist. Grund hierfür sind höhere Gleichzeitigkeiten bei großen Netzen. Als untere Grenze wurde unterstellt, dass die Mindestlast nicht unter 4 % der Maximallast sinkt. Die Trendlinie, die sich aus den Niedriglasten der Stadtwerkdaten ergibt, wurde zur weiteren Berechnung der Korrekturfunktion mit linearen Gleichungen approximiert und auf die Niedriglasten der Eingangsdaten bezogen (8), (9).

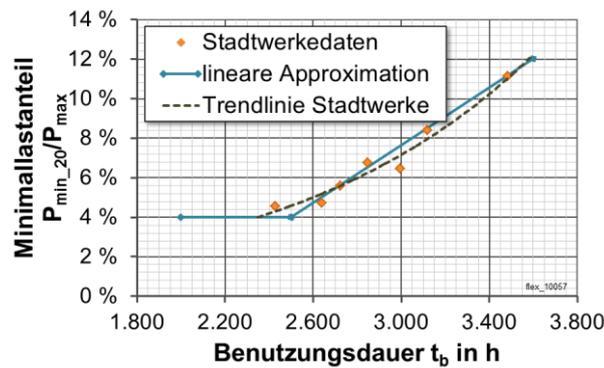


Abbildung 3-17: Minimallastanteil der Fernwärmelastgänge

$$t_{b,neu} < 2500 \rightarrow d = 0,4 \quad (8)$$

$$t_{b,neu} \geq 2500 \rightarrow d(t_{b,neu}) = 0,00072 \cdot t_{b,neu} - 1,418 \quad (9)$$

Für Benutzungsdauern unter 2.500 h bedeutet dies, dass die Minimallast des korrigierten Lastganges 40 % des Originallastganges beträgt. Für größere Benutzungsdauern steigt sie an und liegt für Benutzungsdauern über 3.325 h über denen des ursprünglichen Lastganges. Die Korrekturfunktion muss so angepasst werden, dass sie für den Punkt $p=8.759$ veränderlich ist und $d(t_{b,neu})$ annimmt. Es ergibt sich der in Formel (10) dargestellte Zusammenhang.

$$g(p = 8759) = d \rightarrow ap^2 + bp + 1 = d (= d(t_b)) \quad (10)$$

Die dritte Randbedingung kann aus der Forderung in Formel (6) abgeleitet werden, so dass sich a gemäß Formel (11) berechnen lässt. Die einzelnen Formelbestandteile, die Integrale von $f(x)$ beinhalten, müssen individuell für jeden der 15 TRY-Originallastgänge berechnet werden. Die Korrekturfunktion $g(x)$ ergibt sich dann wie in Formel (12) dargestellt.

$$a = \frac{t_{b,neu} - t_{b,alt}}{\int_{x=0}^p f(x) \cdot (x^2 - px) dx} + \frac{1 - d}{p} \cdot \frac{\int_{x=0}^p f(x) \cdot x dx}{\int_{x=0}^p f(x) \cdot (x^2 - px) dx} \quad (11)$$

$$g(x) = a(x^2 - px) - \frac{1 - d}{p} x + 1 \quad (12)$$

Mit diesen Formeln wurde für jedes der 101 eindeutig georeferenzierbaren Fernwärmenetze mit KWK ein individueller Lastgang erstellt. Die einzelnen Lastgänge wurden abschließend nach dem Anteil der Leistung des Fernwärmenetzes in der jeweiligen Netzregion gewichtet und mit der Gesamtleistung der Netze in der Netzregion normiert. Dieses Vorgehen unterstellt implizit, dass sich alle mit KWK-versorgte Wärmeverbraucher einer Netzregion gleich verhalten.

bezogen auf die Siedlungsfläche nach /DESTATIS-01 08/ eingefärbt. Insgesamt sind mehr als 850 Tsd. regenerative Anlagen im Regionenmodell für den Stand Anfang 2010 hinterlegt.

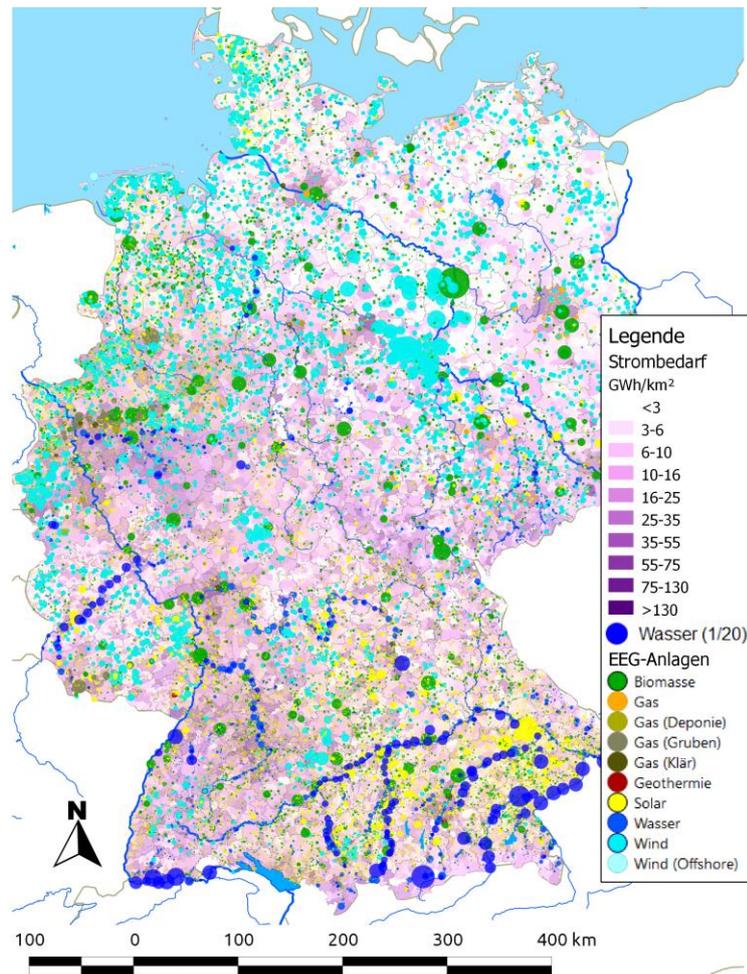


Abbildung 4-1: EEG-Anlagen und Nicht-EEG-vergütete Wasserkraftwerke im Regionenmodell

4.1.2 Ausbauszenario „Erneuerbare Energien“

Für die Analyse zukünftiger Herausforderungen und Chancen für die Kraft-Wärme-Kopplung wird basierend auf dem Leitszenario der Bundesregierung ein Ausbauszenario für erneuerbare Energien entwickelt. Dieses gibt einen möglichen Ausbaupfad für die im Integrierten Energie- und Klimaprogramm /IEKP-01 07/ formulierten sowie im Energiekonzept /BREG-01 10/ beschlossenen Ausbauziele für erneuerbare Energien vor. Die Leitszenarien werden als Bestandteil der seit 2007 jährlich vom BMU veröffentlichten Leitstudien regelmäßig an die aktuellen Entwicklungen angepasst. So wurde beispielsweise die für 2030 mit etwa 30 GW angenommene PV-Leistung im Leitszenario 2007 /DLR-01 07/ für das Leitszenario 2010 mehr als verdoppelt /DLR-01 10/.

Abbildung 4-2 zeigt die, für die weiteren Analysen zugrundeliegenden Annahmen aus dem Leitszenario 2010. Aus diesen deutschlandweiten Vorgaben wurde für jeden Energieträger auf Basis von Potenzialanalysen ein regionaler Ausbau abgeleitet. Dafür wurde neben den Untersuchungen in /FFE-01 12/ und /FFE-02 12/ auf Ergebnisse einer Potenzialanalyse für den Ausbau erneuerbarer Energien in Bayern /FFE-03 11/ zurückgegriffen. Als Betrachtungszeitpunkt wurde das Jahr 2030 gewählt.

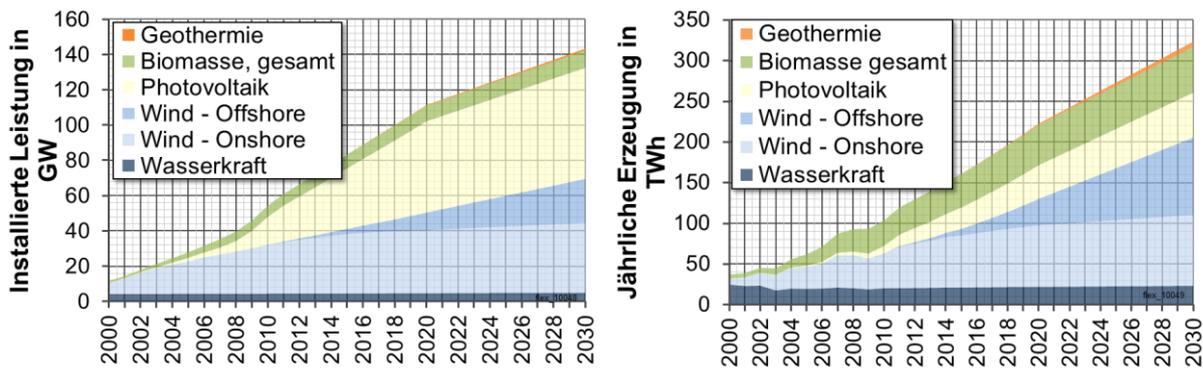


Abbildung 4-2: Leistung und jährliche Erzeugung nach Leitszenario 2010 /DLR-01 10/

Das Leitszenario geht durchwegs von steigenden Ausnutzungsdauern aus. Dies kann auf eine Weiterentwicklung der eingesetzten Technologien zurückzuführen sein. Beispielsweise führt eine Verdoppelung der Bauhöhe von Windkraftanlagen zu einer vierfachen Nennleistung und einem sechsfachen Ertrag /FFE-15 08/. Allerdings werden mit steigender Erschließung günstiger Standorte von Erneuerbaren zunehmend ertragsschwächere Gebiete erschlossen. Insbesondere bei Wasserkraftanlagen können auch die rechtlichen Rahmenbedingungen sowie die klimatischen Veränderungen zu einem Rückgang des Ertrags führen /FFE-10 11/.

Die Fortschreibung auf Gemeindeebene geschieht in dieser Arbeit auf Basis der Leistungen. Dies ist insofern sinnvoll, da sich die Potenzialanalyse auf mögliche Standorte bezieht und die Energiemenge dann durch die am jeweiligen Standort anzutreffende Erzeugungscharakteristik vorgegeben ist. Die jährliche Erzeugung und somit auch die Ausnutzungsdauern können in diesem Fall von den Angaben im Leitszenario abweichen.

Im Folgenden wird für jede regenerative Stromerzeugungstechnologie zunächst ein kurzer Überblick über den Bestand gegeben und danach die Modellierung und Simulation des Erzeugungsganges dieser Technologie vorgestellt. Der Erzeugungsgang wird regional aufgelöst synthetisiert und im Regionenmodell normiert auf die installierte Leistung abgelegt. Abschließend wird jeweils gezeigt, wie sich der im Leitszenario vorgesehene Ausbau örtlich verteilen kann. Die sich aus dem Szenario ergebende Leistung kann mit dem normierten Erzeugungsgang multipliziert werden, um regional differenzierte Aussagen über die absoluten Erzeugungsgänge zu erhalten.

4.1.3 Photovoltaikanlagen

Unter allen regenerativen Erzeugungsmöglichkeiten ist Photovoltaik in den letzten Jahren am stärksten gewachsen. **Abbildung 4-3** zeigt die im Regionenmodell hinterlegte PV-Leistung. Das Modell bildet etwa den Bestand zu Anfang des Jahres 2010 ab, da die Installation der Anlagen meist verspätet gemeldet wird. Zu diesem Zeitpunkt lag die Peakleistung bei etwa 10 GW. Die monatlichen Zubauzahlen zeigen deutlich, dass jeweils gegen Ende eines Jahres die installierte Leistung stark zunimmt. Etwa zwei Drittel des jährlichen Zubaus entfallen auf das letzte Drittel des Jahres. Ende des Jahres 2010 waren daher bereits 17,3 GW an PV-Leistung installiert /BMWI-03 11/.

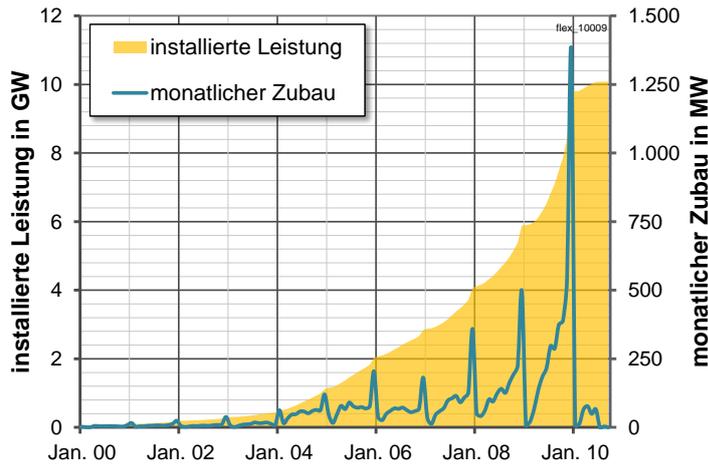


Abbildung 4-3: Zeitlich aufgelöster Bestand der im Regionenmodell hinterlegten PV-Leistung

4.1.3.1 Leistungsgang der solaren Stromerzeugung

Das Vorgehen zur Synthese des Photovoltaik-Lastganges baut auf der in /FFE-15 08/ entwickelten Methodik auf und ist an die Anforderungen im Regionenmodell angepasst. Dabei werden dem – aus der geographischen Lage resultierenden – Verlauf der solaren Einstrahlung die Störungen und die Witterungscharakteristik der TRY-Regionen aufgeprägt.

In **Abbildung 4-4** sind die verschiedenen Schritte zur Erstellung des auf die Peakleistung normierten PV-Erzeugungsganges dargestellt. Zunächst wird auf Basis verschiedener Eingangsdaten ein Erzeugungsgang für jede Gemeinde synthetisiert. Stichprobenhaft wird dann der Jahresertrag realer Anlagen mit dem Simulationsergebnis für diese Anlagen verglichen und plausibilisiert.

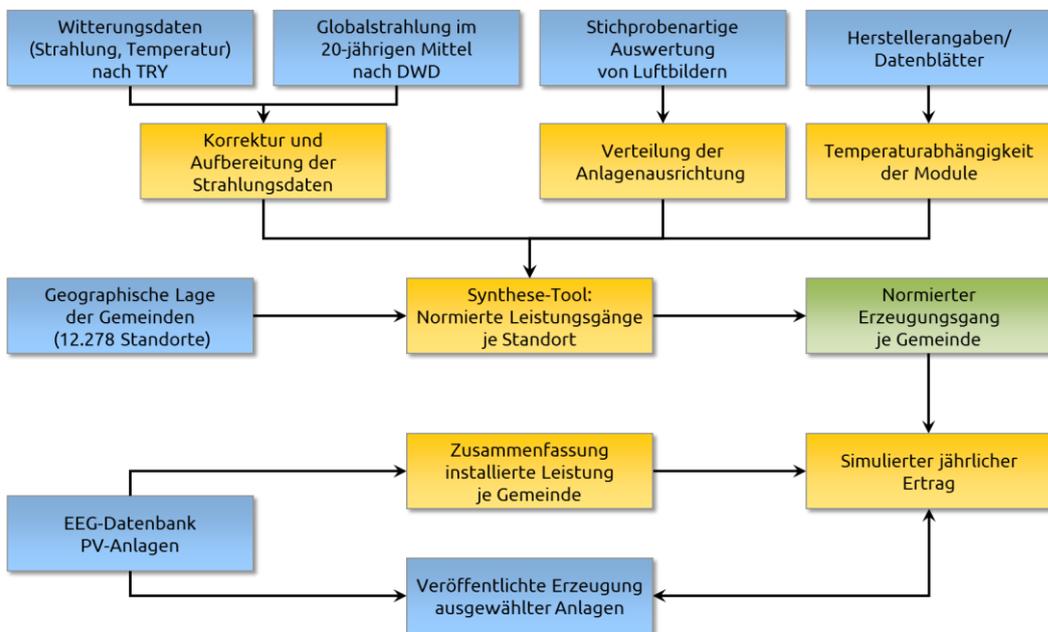


Abbildung 4-4: Vorgehen zur Synthese des PV-Leistungsganges

Im Folgenden werden die einzelnen Bestandteile der Leistungsgangsynthese kurz beschrieben.

Aufbereitung der Strahlungsdaten

Der direkte sowie diffuse Strahlungsanteil und damit indirekt die Bewölkung werden den TRY-Datensätzen entnommen. Die dadurch abgebildete Jahressumme der Globalstrahlung ist geringer, als

die vom DWD in regelmäßigen Abständen veröffentlichten Werte im Solarstrahlungsatlas. Die Angaben des TRY wurden daher für jede Gemeinde auf die jährliche Globalstrahlung des Zeitraums 1981 bis 2000 nach /DWD-02 04/ korrigiert. Somit werden auch die Einflüsse einzelner Jahre gefiltert. Wie in **Abbildung 4-5** erkennbar, wird dadurch auch die Aussagekraft für einzelne Regionen erhöht, da die räumliche Auflösung der Globalstrahlungswerte höher ist, als die des TRY-Datensatzes.

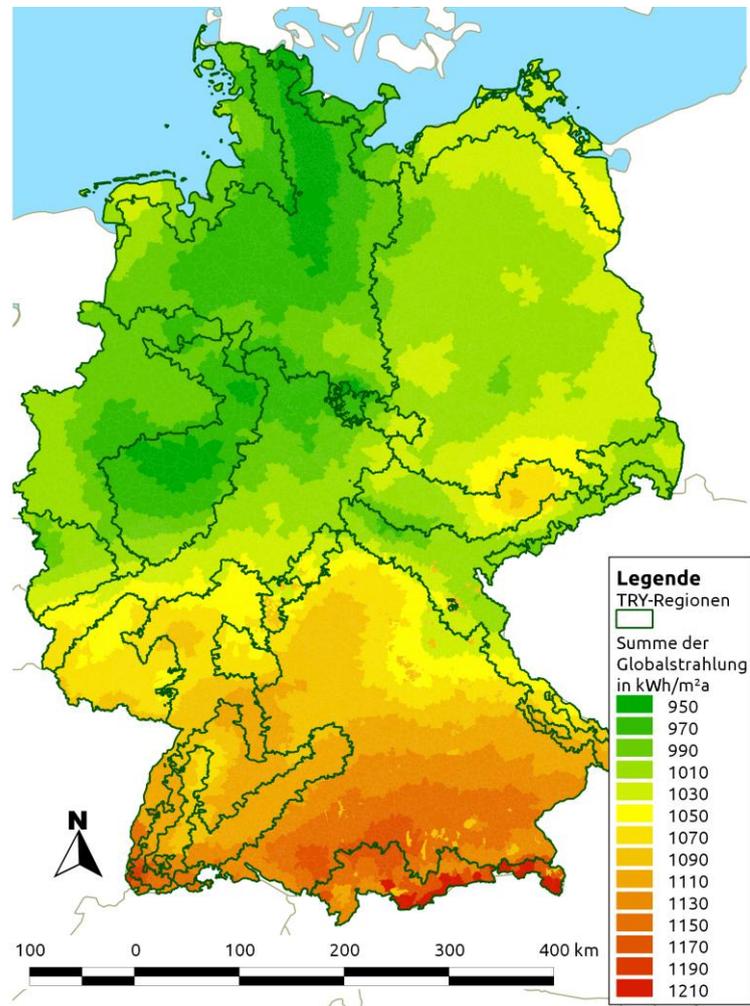


Abbildung 4-5: *Jahressumme der Globalstrahlung im 20-jährigen Mittel /DWD-01 04/, /DWD-02 04/, /eigene Berechnung/*

Ausrichtung der Anlagen

Nach einer Auswertung von Luftbildern ausgewählter Gemeinden wurde für die Ausrichtung der PV-Anlagen die in **Tabelle 4-1** aufgeführte Verteilung angenommen. Diese berücksichtigt, dass die Gebäude und damit die PV-Anlagen häufig in Richtung Süden ausgerichtet sind, aber in einigen Fällen auch auf West- oder Ostdächern montiert werden. Als mittlere Dachneigung wird - wie auch in /FFE-15 08/ - ein Winkel von 40° angesetzt.

Tabelle 4-1: *Annahmen zur Ausrichtung der PV-Anlagen in Deutschland*

Dachneigung:	40°				
Ausrichtung:	Osten	Südosten	Süden	Südwesten	Westen
Häufigkeit:	5 %	30 %	30 %	30 %	5 %

Temperaturabhängigkeit der Module

Der Stromoutput von PV-Modulen hängt, da es sich um Halbleiter handelt, von der Modultemperatur ab. In **Abbildung 4-6** sind die Zusammenhänge zwischen der Modultemperatur, der Einstrahlung und der Umgebungstemperatur sowie der Leistungsabgabe nach /IST-01 09/ exemplarisch dargestellt. Die Modultemperatur ist weniger von der Umgebungstemperatur als vom Wärmeeintrag durch die solare Einstrahlung abhängig. Je höher die Sonneneinstrahlung auf ein Photovoltaik-Modul ist, umso größer ist die von ihm erzeugte Strommenge. Gleichzeitig hat diese jedoch auch ein Ansteigen der Modultemperatur und somit eine Verminderung des Modul-Wirkungsgrades zur Folge.

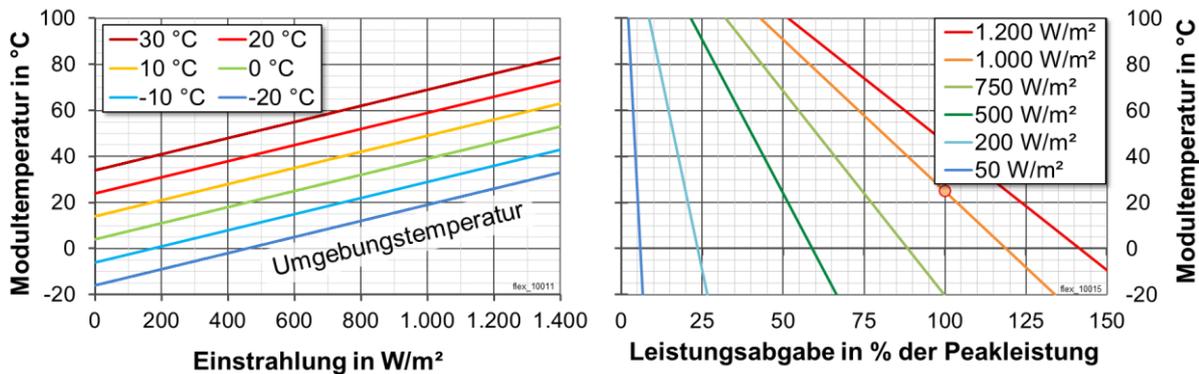


Abbildung 4-6: Temperaturabhängigkeit der Solarmodule /IST-01 09/, /eigene Berechnung/

Im linken Diagramm kann die Modultemperatur ermittelt werden, die sich bei verschiedenen Einstrahlungen und Umgebungstemperaturen ergibt. Rechts kann dann direkt die prozentuale Leistungsabgabe abgelesen werden. Der Punkt auf der 1.000 W/m²-Linie markiert die Bedingungen bei denen die Peakleistung im Labor gemessen wird. Im Simulationsprogramm wird die Leistungsabgabe der Module für jede Stunde individuell interpoliert.

Simulation der Einstrahlung

Um nun für jede Gemeinde einen Leistungsgang zu simulieren, werden die verschiedenen Eingangsgrößen mit der geographischen Lage der Gemeinden zusammengeführt. Je nach Standort, dem Tag im Jahr und der Uhrzeit können der Sonnenwinkel gegenüber Norden (Azimut α_s) sowie gegenüber dem Horizont (Deklination γ_s) errechnet werden. Die zeitliche Variation dieser beiden Werte bestimmt den Tageslauf der Sonne, wie exemplarisch in **Abbildung 4-7** dargestellt.

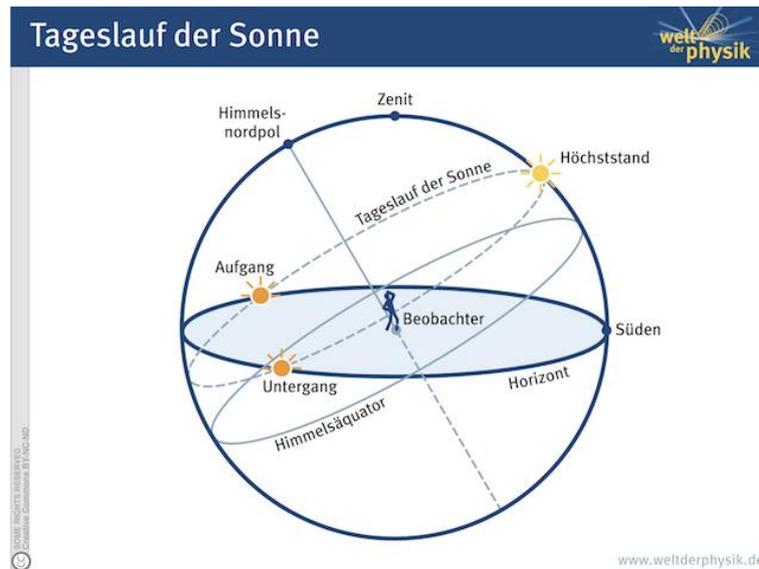


Abbildung 4-7: Tageslauf der Sonne /WDP-01 09/

Aus dem Sonnenstand und den korrigierten Einstrahlungswerten kann die Einstrahlung auf die geneigte Fläche nach DIN 5034 errechnet werden /DIN-01 85/. Auf eine detaillierte Darstellung des Algorithmus wird an dieser Stelle verzichtet und auf einschlägige Fachliteratur, wie /REE-01 09/, verwiesen.

Überprüfung der Ergebnisse

Um eine Aussage über die Qualität des erstellten PV-Simulationsprogramms zu erhalten, wurde die jeweils eingespeiste Energie von vier PV-Anlagen in Deutschland erfasst. Die verfügbaren Energieangaben beziehen sich auf die Einspeisung im Jahr 2008. Es wurde darauf geachtet, dass sich die Referenzanlagen an unterschiedlichen Standorten in ganz Deutschland befinden (siehe **Abbildung 4-8**).

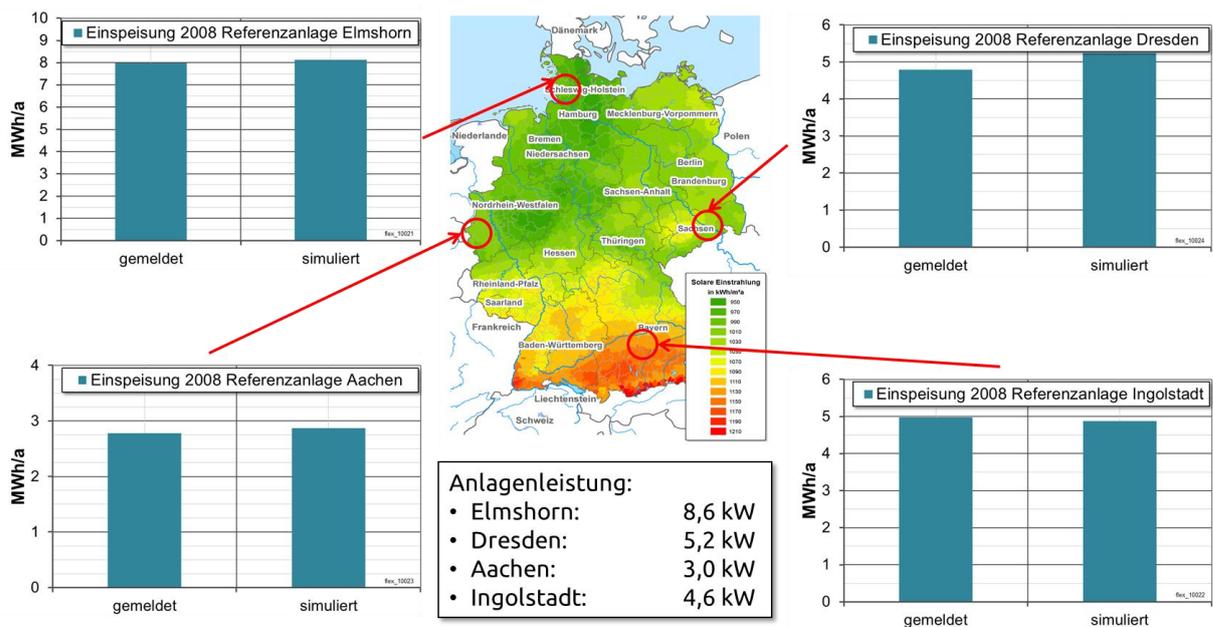


Abbildung 4-8: Vergleich der simulierten Erzeugung von Referenzanlagen mit veröffentlichten Daten

Es ist ersichtlich, dass zwischen den realen und den simulierten Einspeisewerten keine großen Unterschiede bestehen, obwohl die Simulation mit Wetterdaten der TRY-Regionen erstellt wurde.

Abweichungen können sich beispielsweise dadurch ergeben, dass die genaue Ausrichtung der Referenzanlagen nicht bekannt ist und durch die oben dargestellte Verteilung charakterisiert wurde.

Um eine Einschätzung der Simulation aller sich in Deutschland befindlichen PV-Anlagen zu erhalten, wurde die gesamte simulierte Einspeisung aller Gemeinden in Deutschland mit veröffentlichten realen PV-Einspeisewerten im Jahr 2008 verglichen. Dazu wurde die in 2008 installierte PV-Leistung sowie die erzeugte Energiemenge gemäß Photon /PHO-01 09/ und BSW-Solar /BSW-01 09/ recherchiert. In **Abbildung 4-9** werden diese Daten mit dem Anlagenbestand nach der EEG-Datenbank /FFE-40 10/ sowie der simulierten PV-Einspeisung verglichen.

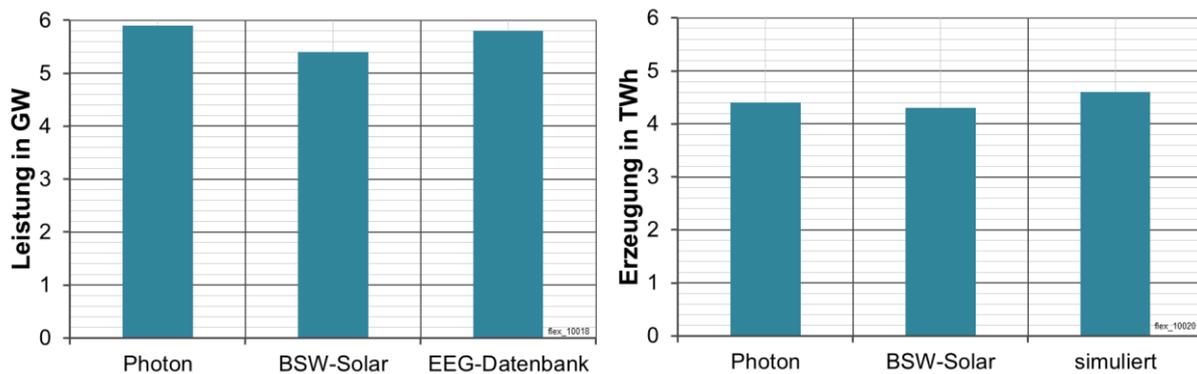


Abbildung 4-9: Vergleich verschiedener Quellen zur PV-Erzeugung 2008 /PHO-01 09/, /BSW-01 09/, /eigene Berechnung/

Auch bei dem Vergleich zwischen der veröffentlichten und der simulierten Einspeisung aller deutschen PV-Anlagen ist keine große Differenz festzustellen. Der höhere Ertrag, den die Simulation liefert, ist voraussichtlich darauf zurückzuführen, dass für die Simulation die im Jahr 2008 installierte Leistung von ca. 5,9 GW als konstant angesetzt ist. Real wird allerdings, wie bereits in Abbildung 4-3 gezeigt, ein Großteil der Leistung erst in der zweiten Jahreshälfte installiert, so dass ein Teil des potenziellen Jahresertrags entfällt.

4.1.3.2 Photovoltaikausbau bis 2030

Eine Methodik zur Ermittlung des möglichen PV-Ausbaus unter Berücksichtigung des bereits erfolgten Zubaus wird detailliert in /FFE-03 11/ beschrieben. Auf eine ausführliche Darstellung wird daher an dieser Stelle verzichtet und die Vorgehensweise sowie die Ergebnisse lediglich kurz vorgestellt.

Potenzial für Photovoltaik

Für den Neubau von EEG-vergüteten Photovoltaikanlagen stehen die in **Abbildung 4-10** gezeigten Flächen zur Verfügung /EEG-03 11/. Für den weiteren Ausbau wurden nur Dachanlagen für die Analyse regionaler Potenziale herangezogen. Die in der Abbildung ausgegraut eingezeichneten Freiflächenanlagen werden somit nicht weiter betrachtet.



Abbildung 4-10: Flächenpotenziale für den Photovoltaikausbau

Als Eingangsgröße für die Dachflächenpotenziale auf Wohngebäuden wurden die Daten aus dem Regionenmodell (vgl. Kapitel 4.1.1) verwendet. Die Gewerbeflächen wurden auf Basis statistischer Daten nach /DESTATIS-02 09/ erhoben und der Anteil industrieller und gewerblicher Bauten durch eine Auswertung der Openstreetmap-Einträge /OSM-01 10/ identifiziert. Bei der Analyse der PV-Ausbaupotenziale auf landwirtschaftlichen Gebäuden wurde mit Hilfe spezifischer Kennwerte für die Dachflächenanteile verschiedener landwirtschaftlicher Produkte auf die Dachflächen geschlossen. Die Bearbeitung dieses Punktes erfolgte in enger Zusammenarbeit mit dem Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL).

Tabelle 4-2 zeigt die nach /FFE-03 11/ ausgewiesenen Potenziale für den weiteren PV-Ausbau auf Dachflächen. Mit 145 GW stehen mehr als doppelt so viele Dachflächen zur Verfügung, wie für das Erreichen des im Leitszenario formulierten Zieles nötig sind (vgl. Kapitel 4.1.2). Im Folgenden werden auf dieser Basis für jeden Landkreis Ausbaukurven modelliert.

Tabelle 4-2: Zusammenfassung des PV-Potenzials auf deutschen Dachflächen /FFE-03 11/

Einzelbereiche		Potenzial
Wohnen		57 GW
	Wohngebäude	51 GW
	Garagen	6 GW
GHD und Industrie		57 GW
	Büro- und Verwaltungsgebäude	15 GW
	Gewerbegebiete	38 GW
	Sonstige Gebäude	5 GW
Landwirtschaft		31 GW
	Tierhaltung	17 GW
	Lagerhallen	4 GW
	Maschinenhallen	10 GW
Summe		145 GW

Ausbaukurven zur Potenzialerschließung

Um den weiteren Ausbau in einzelnen Regionen abzuleiten, wurde der bereits erfolgte Ausbau in diesen Regionen berücksichtigt. Es wird eine Mischung aus einem Bottom-Up Ansatz über eine asymmetrische Sigmoidkurve und einem Top-Down-Ansatz gewählt, der die Summe aller Ausbaukurven auf den Wert im Leitszenario korrigiert.

Der Ausbau im gesamten Zeitraum geschieht in der Regel nicht einem linearen Trend folgend. Wie beispielsweise in /FFE-13 07/ beschrieben, zeigen Wachstumsvorgänge und technische Ausfälle eine Sigmoidkurve. Der Zubau beginnt zunächst langsam, nach einer im Weiteren nahezu linearen Entwicklung folgt eine Sättigungsphase. Die im Leitszenario /DLR-01 10/ erwartete Entwicklung der auf Dächern und Fassaden installierten PV-Leistung zeigt **Abbildung 4-11**.

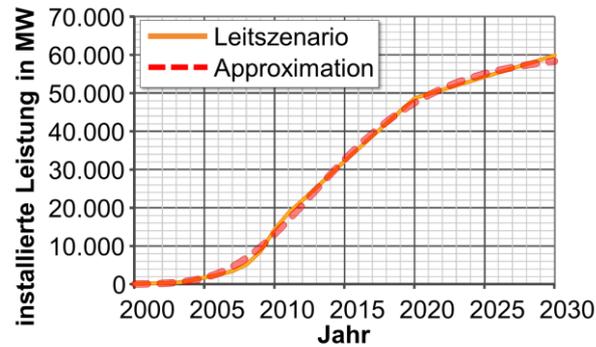


Abbildung 4-11: PV-Ausbaukurve nach Leitszenario und approximierte Sigmoidkurve /DLR-01 10/,
/eigene Darstellung/

Im besonderen Fall des Photovoltaikausbaus muss der starke – durch die EEG-Vergütung hervorgerufene – Anstieg des Ausbaus in der Anfangsphase berücksichtigt werden. Zukünftig soll eine auch unterjährig mögliche Anpassung der Vergütungen im EEG den PV-Ausbau auf 3,5 GW pro Jahr begrenzen. Dementsprechend steigt der Ausbau im Leitszenario zukünftig langsamer. Aus diesem Grund wird eine, wie in Formel (13) gezeigte, asymmetrische Sigmoid- oder S-Kurve zur Modellierung verwendet.

$$y = \text{Min} + \frac{\text{Max} - \text{Min}}{\left(1 + e^{\frac{x - \text{Mitte}}{\text{Breite}}}\right)^{\text{Asymmetrie}}} \quad (13)$$

Mit:		Asymmetrie	Symmetrie der Kurve
Min	Minimum der S-Kurve	Breite	Steilheit der Steigung
Max	Maximum der S-Kurve	Mitte	Beginn des Anstiegs

Die Sigmoidkurven werden für jeden Landkreis modelliert und mit Hilfe eines Optimierungsalgorithmus an die historische Entwicklung im Landkreis angepasst. Um die fünf Parameter in Formel (13) einzuschränken wurden verschiedene Annahmen getroffen:

- Das Minimum der S-Kurve liegt bei null.
- Das Maximum entspricht dem ermittelten Potenzial im jeweiligen Landkreis.
- Der Asymmetriexponent für alle Einzelkurven wird aus der globalen Ausbaukurve ermittelt.

Abbildung 4-12 zeigt beispielhaft für zwei Landkreise, wie die Sigmoidkurve den Trend aus der Bestandsentwicklung aufgreift und extrapoliert. Links ist eine Region dargestellt, in der das Zubaupotenzial von ca. 300 MW bereits zur Hälfte erschlossen ist. Der weitere Zubau wird daher langsamer stattfinden, bis auch die letzte verfügbare Dachfläche genutzt ist. Anders die Situation im rechten Bild, hier beginnt der Ausbau erst langsam. Das Potenzial liegt weit über 300 MW und wird im Betrachtungszeitraum nicht vollständig erschlossen.

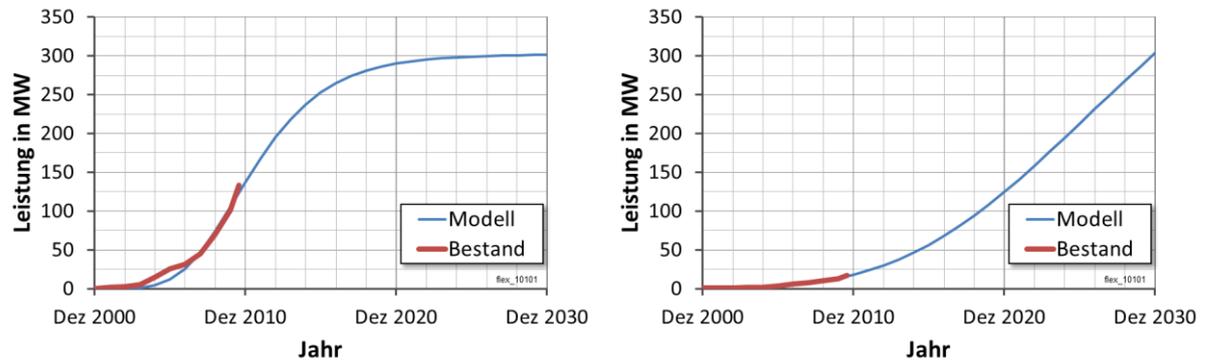


Abbildung 4-12: Beispiel für einen Landkreis mit schneller Potenzialerschließung (links) und langsamer Potenzialerschließung (rechts) /FFE-03 11/

In /FFE-03 11/ wurden die Kurven für die Analyse des PV-Ausbaus in bayerischen Gemeinden genutzt. Für diese Arbeit wurde der methodische Ansatz für die deutschlandweite Betrachtung zunächst auf Landkreisebene umgesetzt, da die Berechnung auf Gemeindeebene aufgrund der geringeren Anzahl an Bestandsanlagen in den übrigen Bundesländern nur eingeschränkt möglich ist. Durch Unregelmäßigkeiten im jährlichen Leistungszubau in sehr feiner örtlicher Auflösung sind die Ergebnisse der Optimierungsrechnung als Trend nicht brauchbar. Um dennoch Ausbauszenarien auf Gemeindeebene zu erhalten, wurden die Werte der Landkreise prozentual gemäß den Restpotenzialen in den einzelnen Landkreisgemeinden verteilt.

Da die Summe der extrapolierten S-Kurven eine höhere Leistung für 2030 ergibt, als durch das Leitszenario gefordert, wurde die Zeitachse gestreckt, d. h. Geschwindigkeit des Ausbaus verringert, so dass der nach Leitszenario vorgegebene Wert von 65 GW erreicht wird. Diese Korrektur wurde gleichmäßig auf alle Gemeinden angewendet. Die für 2020 und 2030 ermittelten PV-Leistungen für jede Gemeinde wurden in der Datenbank des Regionenmodells abgelegt und können so für weitere Auswertungen mit den Leistungsgängen verknüpft werden.

4.1.4 Windkraftanlagen

Die Elektrizitätsgewinnung aus Windkraft hat in Deutschland lange Tradition. Bis zum Jahr 2009 hat die installierte Leistung kontinuierlich auf etwa 25,8 GW zugenommen /BMWI-03 10/. Das Maximum des Zubaus lag dabei mit etwa 3,3 GW im Jahr 2002. Seit dieser Zeit sind die Installationszahlen leicht rückläufig, was auf eine Sättigung des Marktes zurückzuführen ist.

Wie in **Abbildung 4-13** auf der linken Seite zu sehen, sind vor allem in Nord- und Ostdeutschland große Leistungen von Windenergieanlagen (WEA) installiert. Neben der verfügbaren Fläche ist dort das Windangebot für die Stromerzeugung ideal geeignet.

Im rechten Diagramm sind die bis 2007 in Deutschland installierten WEA nach Marktanteil der Hersteller aufgeführt. Demnach hat der deutsche Hersteller Enercon einen Marktanteil von etwa 35 %, gefolgt vom dänischen Weltmarktführer Vestas mit 29 %.

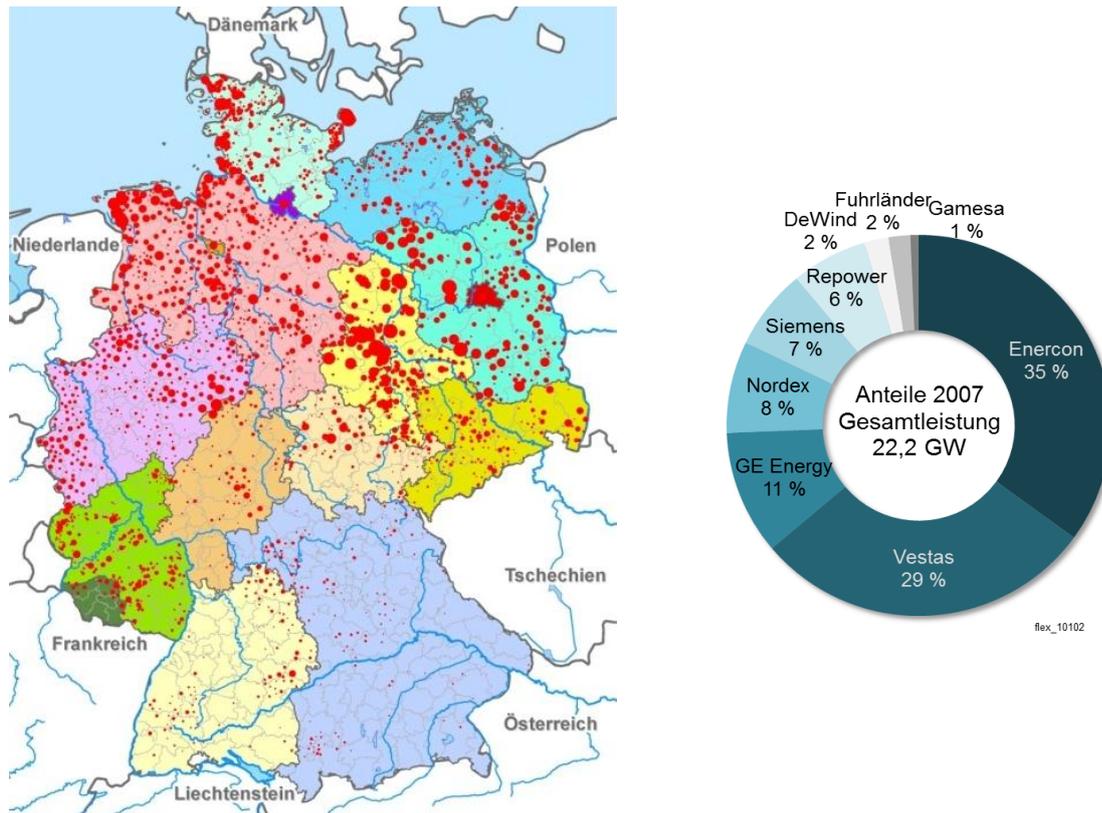


Abbildung 4-13: Verteilung der in Deutschland installierten WEA-Leistung und Übersicht über die Herstelleranteile /ISET-03 08/, /eigene Berechnung/

Im Regionenmodell wurde neben der heute installierten Leistung der WEA-Leistung auch das Ausbaupotenzial und für weitere Fragestellungen der Leistungsgang der Stromerzeugung aus Windkraft hinterlegt. Die Windstandorte weisen je nach Lage unterschiedliche Erzeugungscharakteristika auf. Nachdem die Küstenstandorte und die geeigneten Binnenstandorte bereits in weiten Teilen erschlossen sind, besteht an diesen Standorten lediglich ein Potenzial für das Ertüchtigen - das sogenannte Repowering - der Bestandsanlagen. Der weitere Zubau wird sich auf Gebiete konzentrieren, in denen bisher nur wenige Anlagen errichtet wurden. Der Leistungsgang einer Szenarioanalyse muss dies berücksichtigen. Ein einfaches Skalieren des veröffentlichten Windleistungsganges führt zu Abweichungen von der realen Erzeugung. Wie im einleitenden Kapitel zum Regionenmodell (Kapitel 2.4) beschrieben, wurden die Leistungsgänge der verschiedenen regenerativen Erzeugungsmöglichkeiten daher auf einer konsistenten Basis und örtlich aufgelöst synthetisiert.

4.1.4.1 Methodische Vorgehensweise zur Windleistungsgangsynthese

Im Regionenmodell ist für jede Gemeinde ein normierter Windleistungsgang, eingeteilt nach 5 Leistungsklassen von WEA, hinterlegt. Das methodische Vorgehen zur Synthese des Winderzeugungsganges im Regionenmodell zeigt **Abbildung 4-14**.

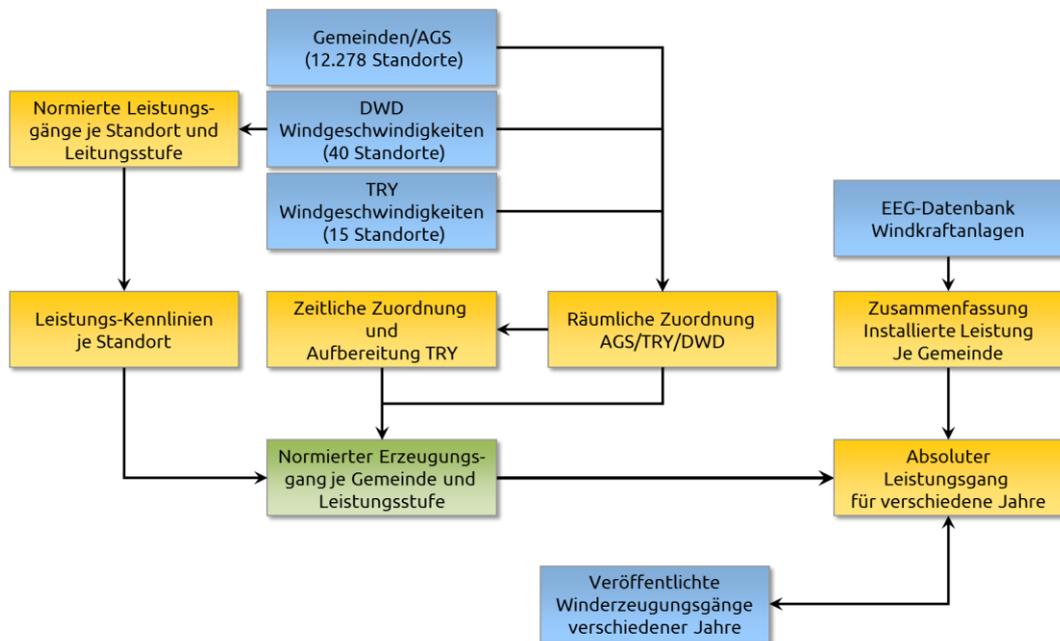


Abbildung 4-14: Vorgehen bei der Leistungsgangsynthese

Zunächst wurden mit einem in /FFE-04 08/ entwickelten Synthese-Tool für 40 Standorte von Windmessstationen zeitlich hoch aufgelöste Leistungsgänge generiert. Daraus wurden für jeden Standort Leistungskennlinien in 5 Leistungsstufen zur Weiterbearbeitung abgeleitet. In Kombination mit der zeitlichen Zuordnung durch die TRY-Windgeschwindigkeiten, wurde über die räumliche Zuordnung der Gemeindeschlüssel ein normierter Leistungsgang je Gemeinde und Leistungsstufe abgebildet.

Im letzten Arbeitsschritt wurde über die Werte der installierten Leistung je Gemeinde ein absoluter Leistungsgang erzeugt. Die so synthetisierten Leistungsgänge wurden durch die veröffentlichten Winderzeugungsgänge überprüft.

Modell zur Winderzeugungsgangsynthese

Der örtlich aufgelöste Winderzeugungsgang im Regionenmodell basiert unter anderem auf den Ergebnissen eines vorhandenen Simulationsmodells, das an die Anforderungen des Regionenmodells angepasst wurde. Dieses wurde ursprünglich im Rahmen des Verbundforschungsvorhabens „KW 21 –Kraftwerke des 21ten Jahrhunderts“ erstellt, damit die Einspeisung elektrischer Energie durch Windenergieanlagen in das deutsche Versorgungsnetz berechnet werden kann /FFE-04 08/. Im Projekt „Kosten der Windenergie - Die Entwicklung des Marktes für windbedingte Kraftwerksreserve“ /FFE-17 08/ wurden diese Ergebnisse nochmals aufgegriffen und das Modell mit neuen Erkenntnissen überarbeitet.

In das Simulationsmodell fließen neben den Windgeschwindigkeiten weitere physikalische Klimagrößen wie Temperatur, Luftdruck und Oberflächenrauigkeit von 40 deutschlandweit verteilten DWD Messstandorten, sowie die Nennleistung der WEA ein. Die Messdaten ermöglichen eine hohe zeitliche Auflösung der Modellergebnisse, da sie in 10-Minuten-Sätzen vorliegen. Gleichzeitig beträgt die Abstufung der Windgeschwindigkeiten 0,1 m/s. Aus den Bestandsdaten wurden aus technischen Parametern von insgesamt 20 verschiedenen Anlagen 5 Leistungsklassen für die weitere Modellierung definiert.

Die wichtigste technische Einflussgröße bildet der Leistungsbeiwert c_p . Dieser beschreibt das Verhältnis zwischen der Primärenergie (Wind auf die Rotorfläche) und der produzierten Endenergie (Elektrizität). Er ist somit ein Indikator für den Wirkungsgrad einer WEA. Der maximale theoretische

sche Leistungsbeiwert für WEA beträgt nach dem Betz'schen Gesetz 0,59. In der Realität ist der Leistungsbeiwert von WEA für jede Bauart sowie für jede Betriebsbedingung unterschiedlich.

Anhand der installierten WEA-Leistungen, der durchschnittlich gemessenen Windgeschwindigkeiten sowie weiterer Einflussparameter (z. B. Luftdichte, Rauigkeit), die in das Berechnungstool eingelesen werden, wurden für die jeweiligen Regionen der Wetterstationen jährliche Windleistungsgänge simuliert.

Winderzeugungsgänge im Regionenmodell

Die simulierten Leistungsgänge greifen auf real gemessene Windgeschwindigkeiten von 40 deutschlandweit verteilten DWD Messstandorten zurück. Damit weisen sie eine andere Charakteristik auf, als die Windgeschwindigkeiten der TRY-Datensätze. Um die Konsistenz mit den übrigen Last- und Leistungsgängen zu gewährleisten, soll aber - ähnlich der Vorgehensweise beim PV-Leistungsgang - auch für den Winderzeugungsgang die Charakteristik der TRY für die einzelnen Gemeinden abgebildet sein.

Die für die TRY hinterlegten Windgeschwindigkeiten sind nicht repräsentativ für eine direkte Leistungsberechnung in den Gemeinden. Sie entsprechen zwar dem mittleren Zustand der jeweiligen Region, geben aber nicht die differenzierten Zustände in den einzelnen Gemeinden wieder. Daher wurde für die Leistungsgangermittlung eine Kombination der gemessenen DWD-Daten der Windstandorte im Simulationsmodell mit den TRY-Datensätzen herangezogen.

Um die Merkmale der TRY-Daten zu berücksichtigen, wurden die im Modell hinterlegten Messdaten verschiedener Standorte zunächst den Windgeschwindigkeiten der örtlich entsprechenden TRY zugeordnet. Diese Zuordnung erfolgt über die Gemeinden, die im jeweiligen TRY liegen sowie anhand der geographischen Lage zum nächsten DWD-Standort. Dadurch entstehen 109 mögliche Kombinationen von DWD-Messstationen innerhalb der TRY mit jeweils unterschiedlich vielen der deutschlandweit 12.278 Gemeinden.

Abbildung 4-15 zeigt die gewählten DWD-Messstationen sowie die Zuordnung aller Gemeinden zu den einzelnen Standorten mit den TRY-Regionen. In der Karte gibt die jeweilige Grundfarbe ein zusammenhängendes Gebiet an, das exakt einer Windmessstation zugeordnet ist. Eine Helligkeitsabstufung markiert zusätzlich die jeweilige TRY-Region die für die Gemeinde gilt. Aus der Tabelle ist damit beispielsweise ersichtlich, dass der TRY-Region 1 insgesamt 443 Gemeinden zugeordnet sind, die wiederum örtlich auf 8 verschiedene DWD Messstandorte verteilt sind.

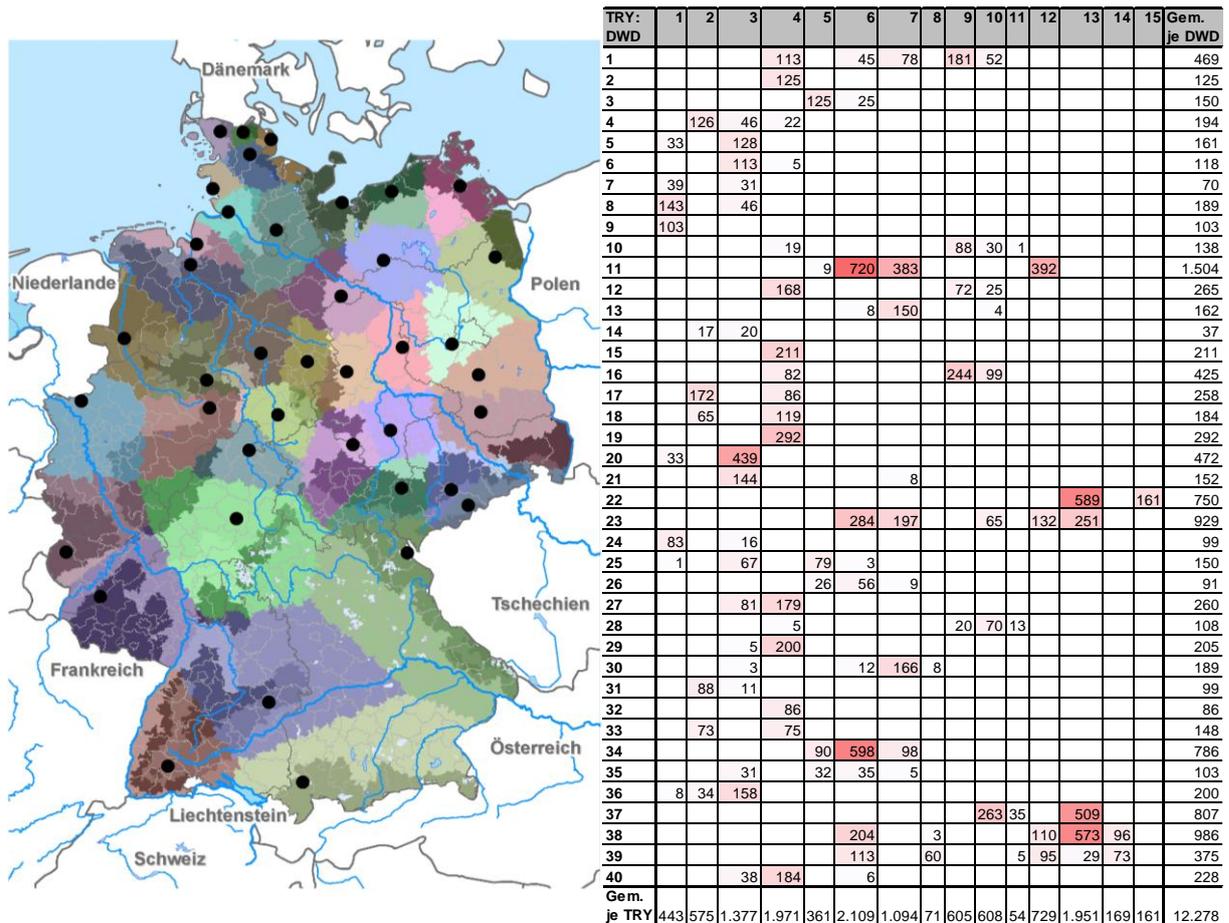


Abbildung 4-15: Räumliche Verteilung der gewählten DWD-Messstationen /FFE-04 08/, /DWD-01 04/, /eigene Berechnung/

Glättung der TRY-Werte

Zunächst wurde die stufenartige Charakteristik der TRY-Daten mittels einer Optimierungsrechnung geglättet. Dazu wurden die Gradienten der gemessenen Windgeschwindigkeiten mit denen der TRY-Regionen verglichen. Um den räumlichen Zusammenhang zu berücksichtigen, wurden die Windgeschwindigkeiten der DWD-Standorte gemäß ihren Anteilen in den Windregionen aus Abbildung 4-15 gemittelt. Die Gradienten dieser Cluster wurden als Zielgröße für einen evolutionären Minimierungsalgorithmus verwendet. Dieser minimiert die quadratische Abweichung der positiven und negativen Gradienten der DWD-Cluster von denen der TRY-Regionen.

Die Glättung wurde über ein gleitendes gewichtetes Mittel erreicht. Dessen Wichtungsfaktoren berücksichtigen, dass ein Zusammenhang zwischen der Windgeschwindigkeit der vorangegangenen sowie der nachfolgenden Stunde besteht:

$$v_{t,neu} = g_1 \cdot v_{t-3} + g_2 \cdot v_{t-2} + g_3 \cdot v_{t-1} + g_4 \cdot v_t + g_5 \cdot v_{t+1} \quad (14)$$

Mit:

$$\sum_{i=1}^5 g_i = 1$$

- g_i Gewichtungsfaktoren
- v Windgeschwindigkeit
- t Zeitpunkt

Als Startwert der Optimierungsrechnung wurde für g_1 und g_2 jeweils 5 % und für g_3 sowie g_5 20 % gesetzt. Die eigentliche Stunde fließt mit $g_4=60$ % in den Beginn der Optimierungsrechnung ein. So

ergibt sich für jede der 15 TRY-Regionen eine individuelle Glättung, je nachdem wie weit die Gradienten der Windgeschwindigkeit von den realen Gegebenheiten abweichen. **Abbildung 4-16** zeigt das Ergebnis der Rechnung beispielhaft für die TRY-Region 4.

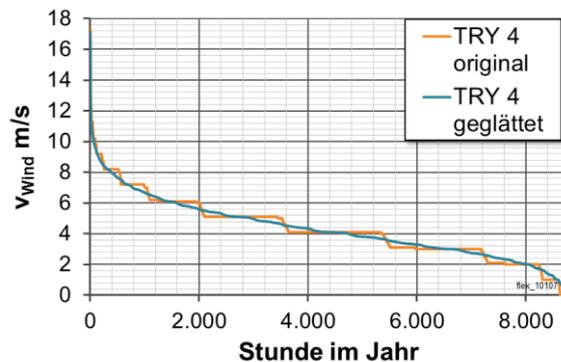


Abbildung 4-16: Jahresdauerlinie nach der Glättung

Generierung von regionalen Leistungskennlinien

Nun wurden mit dem Windsynthesetool Leistungsgänge für die 40 vorhandenen Windstandorte und 5 Leistungsstufen der WEA generiert. Aus diesen wurden für diese Standorte typische Kennlinien abgeleitet und diese mit den geglätteten Windgeschwindigkeiten der 15 TRY verknüpft. **Abbildung 4-17** zeigt beispielhaft eine derartige Leistungskennlinie für den DWD-Standort 38. Dabei ist die auf die Nennleistung normierte Leistung über die Windgeschwindigkeit aufgetragen. Diese wurde ebenfalls mit dem maximalen an diesem Standort auftretenden Wert normiert, um übertragbare Aussagen zu erhalten.

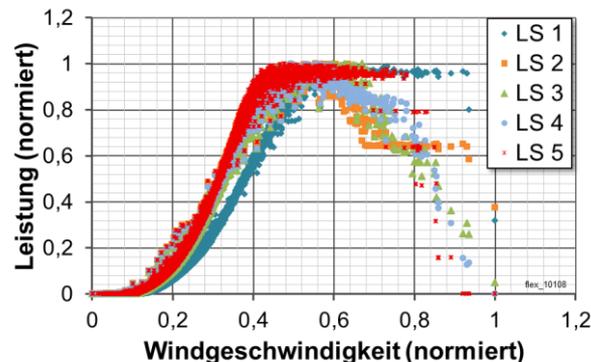


Abbildung 4-17: Leistungskennlinien jeder Leistungsstufe am Standort 38

Aus diesen Leistungskennlinien und den geglätteten Windgeschwindigkeiten des TRY wurden wiederum normierte Leistungsgänge in Stundenaufösung für jede der 109 TRY-DWD-Kombinationen errechnet.

Überprüfung der Ergebnisse

Um die normierten Leistungsgänge auf Plausibilität zu überprüfen, wurden zunächst die absoluten Werte berechnet und der Summenerzeugungsgang aller Gemeinden mit veröffentlichten Werten verglichen. Wenn der simulierte Gesamtleistungsgang weder in der Maximalleistung noch in den Gradienten deutlich von den realen Werten abweicht, kann davon ausgegangen werden, dass auch die örtlichen Leistungsgänge repräsentativ sind.

Im ersten Schritt wurde anhand des im Regionenmodell hinterlegten Bestandes an WEA die installierte Windleistung je Gemeinde bestimmt. Eine Auswertung zeigt, dass in 2.519 der insgesamt

12.287 Gemeinden Windkraftanlagen installiert sind. Mit den installierten Leistungen und den zuvor synthetisierten normierten Leistungsgängen wurden für diese Gemeinden absolute Leistungsgänge erstellt.

Der Summenleistungsgang ganz Deutschlands wurde dann mit den BDEW-Daten, bzw. mit den Einspeisedaten der Netzversorger für verschiedene Jahre verglichen und geprüft /BDEW-01 10/, /ÜNB-01 06/, /ÜNB-01 07/, /ÜNB-01 08/, /ÜNB-01 09/. Gütekriterien sind dabei die Gradienten sowie der Verlauf der Jahresdauerlinie.

In **Abbildung 4-18** ist das Ergebnis dieser Berechnungen beispielhaft für die Tage 10 bis 12 des Standardjahres aus dem Regionenmodell in vier Gemeinden dargestellt. Dabei ist deutlich erkennbar, dass neben der Leistung auch die Charakteristik unterschiedlich ist. Dies ist neben den WEA-Kapazitäten der einzelnen Gemeinden auf die örtlichen Unterschiede der Windgeschwindigkeiten zurückzuführen. Bereits anhand dieser exemplarischen Leistungsgänge ist erkennbar, dass zwar lokal hohe Gradienten auftreten, diese aber durch die räumliche Verteilung der Erzeugungskapazitäten deutlich homogenisiert werden. So bewegen sich die Lastwechsel des gesamten Summenleistungsganges im Bereich von +3,2 GW bis -4,0 GW und entsprechen damit in etwa den realen Werten von 2009.

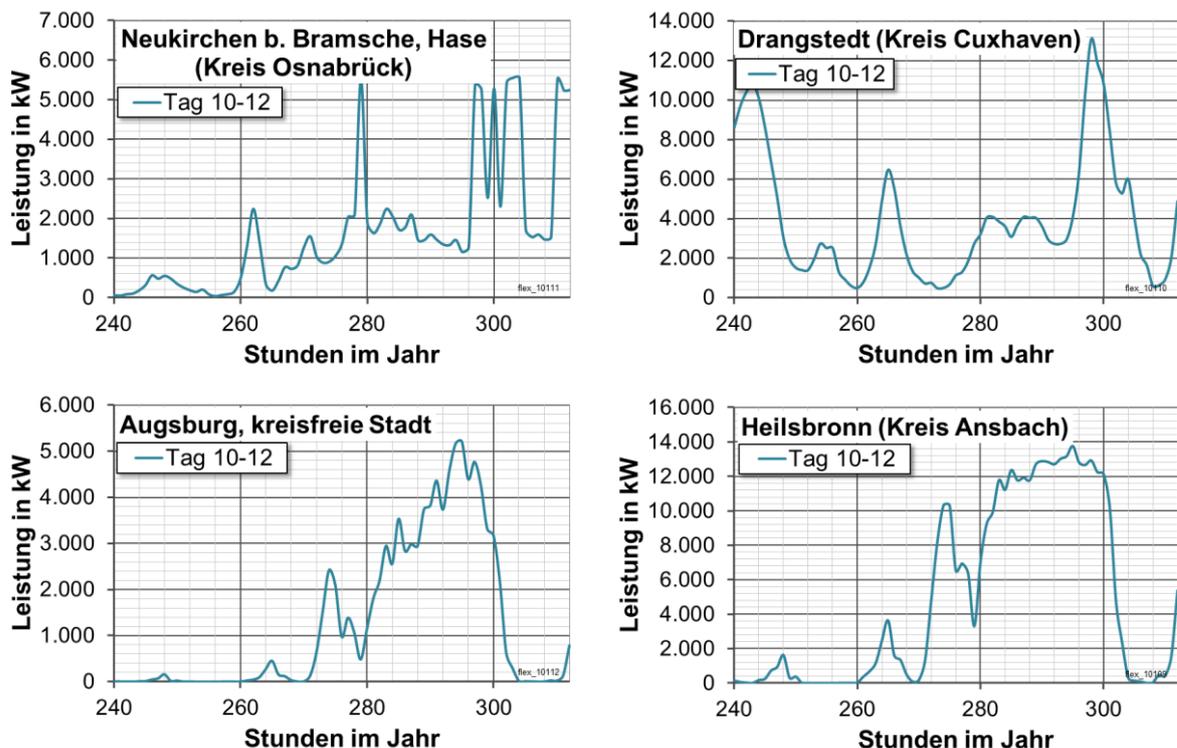


Abbildung 4-18: Vergleich verschiedener Synthese-Leistungsgänge

In **Abbildung 4-19** sind die geordneten Jahresdauerlinien der veröffentlichten Windleistungsgänge für Deutschland dem Summenleistungsgang aus der Simulation gegenübergestellt. Damit die Verläufe der verschiedenen Jahre, in denen ein stetiger Zubau erfolgte, vergleichbar sind, wurden sie jeweils auf ihren Maximalwert normiert.

In den niedrigen und hohen Windgeschwindigkeiten decken sich die Jahresdauerlinien vollkommen, bei den mittleren Windgeschwindigkeiten gibt es leichte Abweichungen, wobei der simulierte Leistungsgang höhere Leistungswerte aufweist. Dies ist auf das schwache Windjahr 2009 zurückzuführen, in dem der reale Leistungsgang im Verhältnis schwächer als im Durchschnitt ausfiel. Dies verdeutlichen die realen Summenleistungsgänge der Jahre 2006-2009.

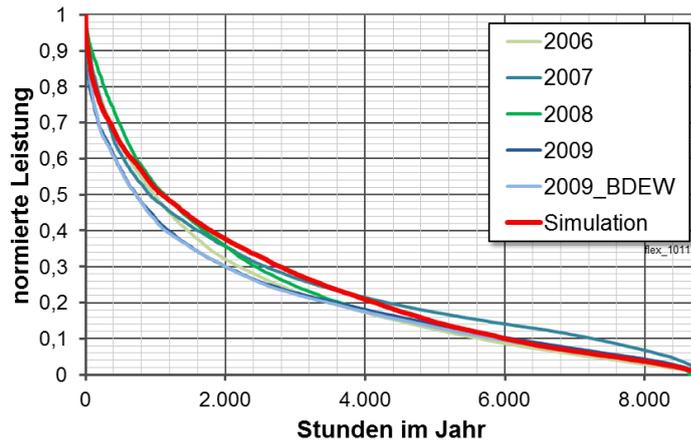


Abbildung 4-19: Normierte Darstellung der realen und simulierten Jahresdauerlinien im Vergleich /BDEW-01 10/, /ÜNB-01 06/, /ÜNB-01 07/, /ÜNB-01 08/, /ÜNB-01 09/

Bereits die Auswertung der Volllaststunden aus Kapitel 4.1.1 weist auf das verhältnismäßig schlechte Windjahr 2009 hin. In den hier zur Überprüfung herangezogenen Summenlastgängen liegen sie zwischen 1.862 h (2009) und 2.210 h (2007). Die Volllaststunden des simulierten Jahres mit den installierten Leistungen von 2009 betragen 2.125 h, liegen also höher als real, aber innerhalb der Spannbreite.

Abbildung 4-20 zeigt zum Vergleich eine Auswertung des Datenbestandes nach Kapitel 4.1.1. Dargestellt sind die über die Jahre 2006-2009 gemittelten Volllaststunden. Die Werte streuen teilweise sehr breit von ca. 700 bis fast 2.600 Stunden mit einer Häufung um die 1.600 h.

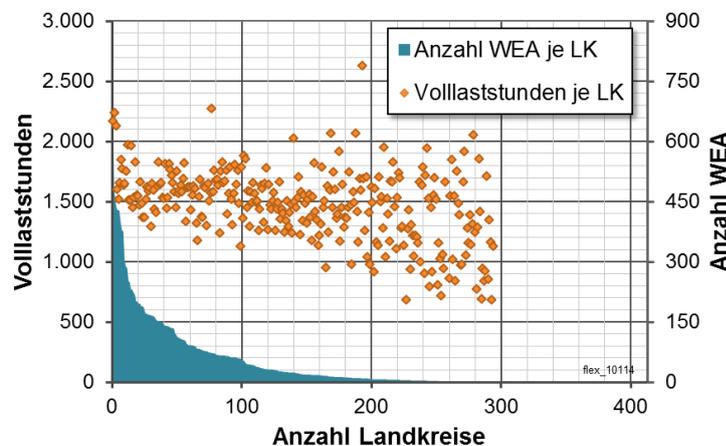


Abbildung 4-20: Darstellung der Häufigkeit von Volllaststunden und Verteilung der Windkraftanlagen in den Landkreisen

Die Analyse der veröffentlichten Daten und der Vergleich mit den Simulationsergebnissen zeigt die Plausibilität des gewählten Vorgehens. Die Ergebnisse wurden für die weiteren Auswertungen auf die Peakleistung normiert und in die Datenbank des Regionenmodells integriert.

4.1.4.2 Windkraftausbau bis 2030

Onshore-Ausbau

Der nach Leitszenario 2010 /DLR-01 10/ vorgegebene Ausbau der Onshore Windkraftanlagen wurde nach der in **Abbildung 4-21** dargestellten Methodik für die einzelnen Gemeinden im Regionenmodell umgesetzt.

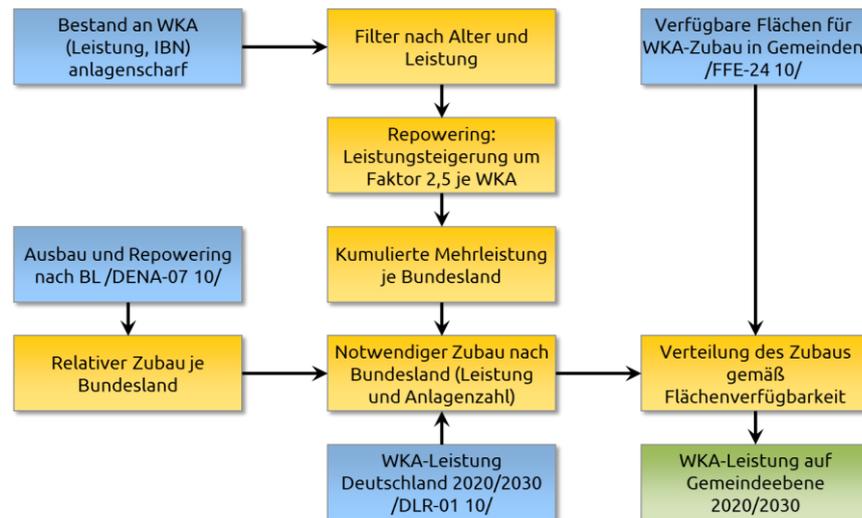


Abbildung 4-21: Methodik zur Ermittlung des gemeinschaftlichen Windkraftausbaus

Zunächst werden die Anlagen ertüchtigt, die in 2020 bzw. 2030 ein Alter von 20 Jahren erreichen oder bereits überschritten haben. Wie in /FFE-24 10/ gezeigt, ist unter Berücksichtigung von Sicherheitsabständen zwischen den Anlagen in einem Windpark sowie verschiedenen Flächenformen eine Leistungssteigerung von bis zu 250 % für eine Bestandsanlage möglich. Neue Onshore-Anlagen erreichen eine Leistung von 4,5 MW und zukünftig ist, beispielsweise aus logistischen Gründen, keine wesentliche Leistungssteigerung zu erwarten. Für das Repowering werden daher ausschließlich Bestandsanlagen betrachtet, deren Leistung unter 2 MW liegt.

Nach Umsetzen der Repowering-Maßnahmen ergibt sich eine verbleibende Leistungsdifferenz, um die Ziele des Leitszenarios zu erreichen. In der dena-Netzstudie II /DENA-07 10/ ist für jedes Bundesland ein Ausbaupfad bis 2020 vorgegeben. Wie in **Tabelle 4-3** zu sehen, liegt dessen Leistung in einigen Bundesländern unter denen des bereits bis Ende 2009 erreichten Ausbaus. Für den Entwicklungspfad bis 2020 wurde daher in dieser Arbeit die relative Entwicklung der dena-Netzstudie von deren Startjahr 2007 bis 2020 zugrunde gelegt. Beispielsweise entfällt 10 % des Zubaus in 2020 auf Sachsen-Anhalt, obwohl der Bestand in 2009 bereits ca. 530 MW über dem Ziel der dena-Studie liegt. Die Zubaustuktur für das Jahr 2030 berücksichtigt dann, dass in einzelnen Bundesländern das Ausbauziel bereits früher erreicht ist. Dazu wurde die relative Verteilung des Zubaus lediglich für die Bundesländer angesetzt, in denen im Jahr 2020 noch ein Zubau nach dena nötig ist.

Tabelle 4-3: *Windkraftanlagenbestand und -ausbau nach Bundesländern*

BL	Bestand 2009	DENA 2020	Zubaustruktur	Zubaustruktur	Szenario 2020		Szenario 2030	
	MW	MW	2020	2030	Repowering MW	Zubau MW	Repowering MW	Zubau MW
Baden-Württemberg	486	612	1,4 %	1,0 %	32	62	126	6
Bayern	425	569	1,2 %	1,3 %	22	55	80	7
Brandenburg	4.169	8.278	33,3 %	47,2 %	458	1.478	312	266
Hessen	502	958	3,3 %	4,2 %	159	145	72	24
Mecklenburg-Vorpommern	1.464	2.571	8,4 %	11,0 %	413	374	151	62
Niedersachsen	6.190	8.192	17,2 %	14,4 %	1.117	765	544	81
Nordrhein-Westfalen	2.829	4.436	12,7 %	14,5 %	575	564	646	82
Rheinland-Pfalz	1.405	1.261	0,9 %	0,0 %	191	42	157	0
Saarland	136	121	0,4 %	0,0 %	11	16	10	0
Sachsen	938	1.077	1,8 %	0,0 %	257	81	108	0
Sachsen-Anhalt	4.757	4.228	10,0 %	0,0 %	147	445	687	0
Schleswig-Holstein	2.659	3.778	8,5 %	6,4 %	867	377	247	36
Thüringen	754	757	0,5 %	0,0 %	126	24	90	0
Bremen	90	80	0,1 %	0,0 %	7	2	9	0
Hamburg	62	59	0,2 %	0,0 %	31	8	10	0
Berlin	33	k.A.	0,0 %	0,0 %	0	0	0	0
Summe	26.900	36.977	100 %	100 %	4.414	4.436	3.249	564

Die Spalten für Repowering in Tabelle 4-3 geben jeweils an, wie viel Leistung in den einzelnen Bundesländern zusätzlich gegenüber dem Bestand in 2009 erreicht wird. Die regionale Verteilung des Repowering ist durch die Lage der bestehenden Anlagen bekannt. Der errechnete Zubau muss hingegen noch auf einzelne Gemeinden verteilt werden.

Die Leistung neu zu bauender Anlagen wird dafür mit 2.500 kW angesetzt. Die damit aus den Zubauleistungen resultierende Anlagenzahl je Bundesland kann mit 7 ha/Anlage nach /DENA-07 10/ auf die benötigte Fläche zurückgerechnet werden. In /FFE-24 10/ wurde mit Hilfe einer geographischen Verschneidung von Openstreetmap- und Landnutzungsdaten /OSM-01 10/, /CLC-01 09/ die für einen weiteren Ausbau verfügbare Fläche ermittelt. Diese Ergebnisse wurden genutzt, um den Anlagenzubau - beginnend bei den Gemeinden mit den größten Flächenpotenzialen - zu verteilen.

Offshore-Ausbau

Bezüglich des Offshore-Ausbaus existieren zahlreiche Projekte, die mögliche sowie bereits für einen Ausbau genehmigte Standorte ausweisen /DENA-08 10/, /BSH-01 11/, /BSH-02 11/, /FOURC-01 11/. Von amtlicher Seite ist für diese Windparks eine Genehmigung des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) nötig. Der Bau deutscher Offshore Windparks ist sowohl in der Nord- als auch der Ostsee geplant.

Die im Leitszenario angegebene Ausbauleistung wurde zunächst gemäß den geplanten Ausbaustufen auf diese beiden Gebiete verteilt. Zusätzlich erfolgt eine Zuordnung zu den Netzregionen nach Kapitel 2.1. Für die Ostseestandorte liegen alle Netzanbindungen in der Netzregion 81. An der Nordseeküste sind im Wesentlichen zwei Anlandungspunkte geplant, wie in **Abbildung 4-22** zu sehen. Auf die Region 21 entfällt dabei ein kleinerer Leistungsanteil als auf Region 22.

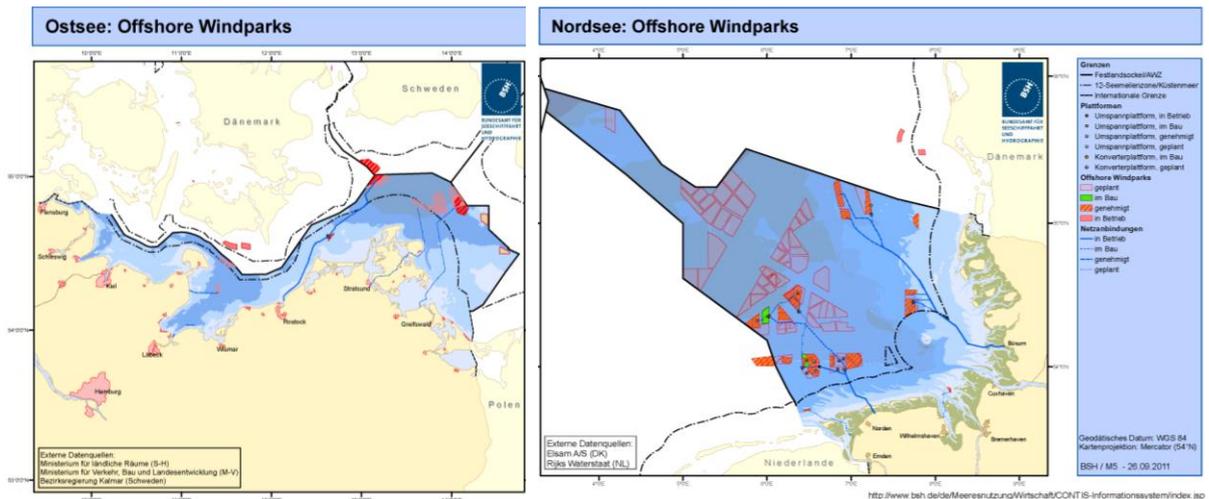


Abbildung 4-22: Geplante und gebaute Offshore-Windparks in Nord- und Ostsee /BSH-01 11/, /BSH-02 11/

4.1.5 Biomassekraftwerke

Die Stromerzeugung aus Biomasse erlebte insbesondere mit der Entwicklung von Biogasanlagen einen starken Boom. So verzehnfachte sich die installierte Leistung von ca. 250 MW im Jahr 2004 auf etwa 2,7 GW im Jahr 2011 /FNR-01 11/. **Abbildung 4-23** zeigt eine Auswertung der nach EEG vergüteten Biomasseanlagen. Insgesamt sind im Regionenmodell etwa 9.000 Anlagen mit einer Gesamtleistung von ca. 4,25 GW abgebildet. Davon entfallen etwa ein Drittel auf reine Stromerzeuger und 42,4 % auf KWK. Bei etwa 1 GW ist keine Angabe zur Betriebsweise enthalten.

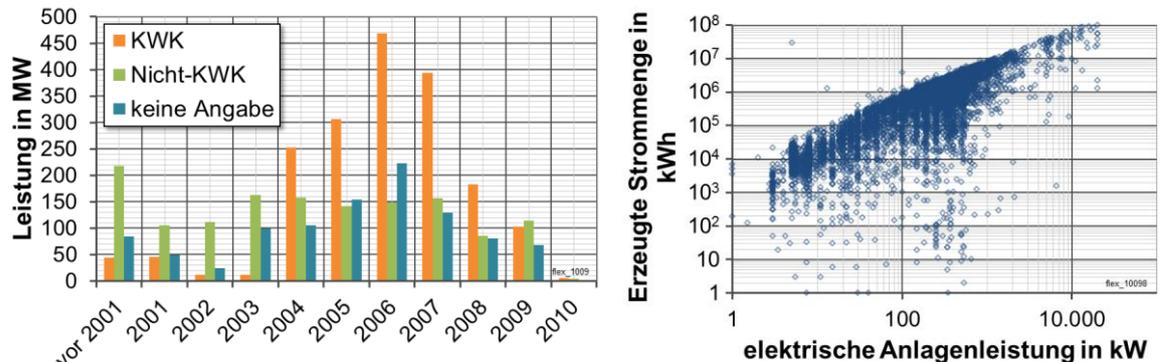
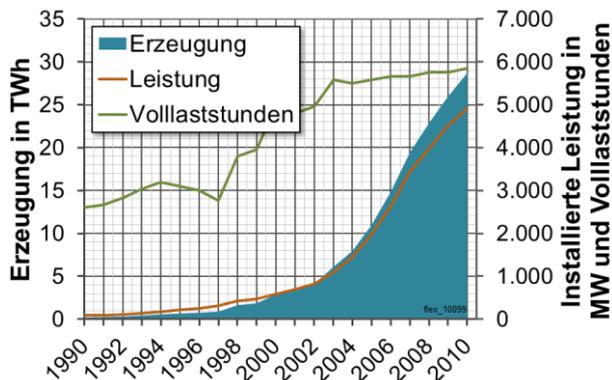


Abbildung 4-23: Zubau von Biomasseanlagen (links) und Verteilung der erzeugten Strommengen nach Anlagenleistung (rechts)

Im rechten Bildteil ist erkennbar, dass die Ausnutzungsdauer quer über alle Leistungsklassen sehr hoch ist. Einzelne Ausreißer wurden für die weiteren Berechnungen korrigiert. Fehlerhafte bzw. unbrauchbare Meldungen treten vor allem bei den Angaben zu den Energiemengen auf. Dort ist teilweise die eingespeiste Strommenge mehrerer Jahre aufaddiert und auch die Meldung der Stromerzeugung im Inbetriebnahmejahr gibt nur einen Teil der üblicherweise auftretenden jährlichen Stromerzeugung einer Anlage wieder.

Wie aus der statistischen Auswertung in **Abbildung 4-24** zu sehen, führte der Zubau von Biomasse-KWK-Anlagen auch zu einer Erhöhung der mittleren Volllaststunden. Im Mittel wurden so 2010 Ausnutzungsdauern von über 5.800 h erreicht /BMW-03 11/. Eine Unterscheidung der eingesetzten Biomasse nach festem, flüssigem oder gasförmigem Aggregatzustand ist nach den Meldungen der Übertragungsnetzbetreiber nicht direkt möglich. In der Tabelle sind die Anteile von Biogas in den

einzelnen Bundesländern nach /FBIOG-01 10/ dem Bestand an Biomasseanlagen nach Regionenmodell gegenübergestellt. Insgesamt beträgt der Biogasanteil etwa 45 %, wobei deutlich zu erkennen ist, dass er in Bundesländern mit großen landwirtschaftlichen Flächen und wenig Waldanteil über dem Durchschnitt liegt.



Bundesland	Biogas installierte Leistung (MW) 2009	Biomasse gesamt Leistung (MW) 2009	Anteil Biogas
Schleswig-Holstein	125	156	80 %
Hamburg	1	32	3 %
Niedersachsen	439	704	62 %
Bremen	0	0	0 %
Nordrhein-Westfalen	126	476	26 %
Hessen	35	140	25 %
Rheinland-Pfalz	39	143	27 %
Baden-Württemberg	162	506	32 %
Bayern	424	848	50 %
Saarland	6	18	34 %
Berlin	0	42	0 %
Brandenburg	111	294	38 %
Mecklenburg-Vorpommern	162	213	76 %
Sachsen	74	177	42 %
Sachsen-Anhalt	116	281	41 %
Thüringen	72	212	34 %

Abbildung 4-24: Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse und Biogasanteil in den Bundesländern /BMWI-03 11/, /FBIOG-01 10/

4.1.5.1 Erzeugungsgänge

Die Erzeugungsgänge für Biomasseanlagen wurden auf Basis verschiedener Quellen für die TRY-Regionen synthetisiert. Dabei wurde zunächst für jede Einzelanlage im Bestand ein Leistungsgang generiert, der die spezifischen Anlagendaten, d. h. Nennleistung und jährliche Erzeugung berücksichtigt. Die Einzelleistungsgänge wurden nach TRY-Region aggregiert und mit der auftretenden Maximalleistung normiert. So entstand für jede TRY-Region ein charakteristischer Erzeugungsgang, der auch für neu zu bauende Anlagen angesetzt wird.

Grundlage für die Synthese bildet die in Kapitel 3.5.2 vorgestellte Methode zur Modellierung von Fernwärmelastgängen. So fließt, wie in **Abbildung 4-25** dargestellt, der auf die Wärmemenge normierte FW-Lastgang jeder TRY-Region in die Berechnung ein. Beispielhaft ist ein Ergebnis für die drei möglichen Fälle gezeigt, für die im Folgenden die Vorgehensweise beschrieben wird.

Für Nicht-KWK-Anlagen wird ein konstantes Erzeugungsband $P_{Anlage}(t) = \frac{W_{el}}{8760}$ angesetzt. Da EEG-vergütete Anlagen bei der derzeitigen Regelung keinen Vorteil aus einer angepassten Einspeisung ziehen, hängt die Variation der Einspeisung alleine von unbekanntem exogenen Einflussfaktoren ab, wie beispielsweise Revisionen oder Schwankungen bei der Energieträgerverfügbarkeit. Die Nennleistung der betrachteten Anlagen liegt oberhalb der Leistung dieses Erzeugungsbandes, wobei zu erwarten ist, dass bei kurzen Nichtverfügbarkeiten der Anlagen der Fehler klein bleibt.

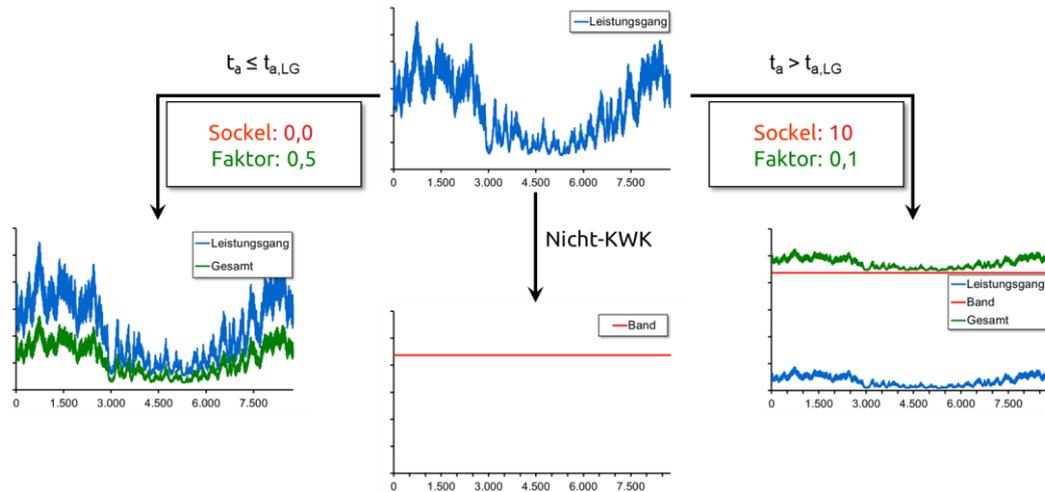


Abbildung 4-25: Beispielhaftes Vorgehen zur Synthese des Erzeugungsganges von Biomasseanlagen

Bei der Modellierung des Erzeugungsganges von biomasseversorgten KWK-Anlagen, können zwei Fälle auftreten. Wie links in Abbildung 4-25 gezeigt, ist in einigen Ausnahmefällen die Ausnutzungsdauer t_a der Anlage kleiner, als die Ausnutzungsdauer des einfließenden Fernwärmelastganges. Dieser wurde dann so skaliert, dass die geforderte Erzeugungsmenge abgebildet wird. Ein festes Grundlastband wurde nicht abgezogen, da sonst negative Werte auftreten könnten.

Weitaus häufiger liegen die Volllaststunden der Anlagen über der Ausnutzungsdauer des einfließenden Fernwärmelastganges. Das Vorgehen für diese Anlagen ist im rechten Ast von Abbildung 4-25 dargestellt. Zur Modellierung des Erzeugungsganges wurde eine Kombination aus Grundlastsockel und Skalierungsfaktor verwendet, wie in Formel (15) gezeigt.

Als Bedingung soll das Integral über ein Jahr der veröffentlichten Stromerzeugung der Anlage entsprechen (16) und das Maximum im Erzeugungsgang muss mindestens in einer Stunde die Nennleistung der Anlage erreichen (17). Der Faktor f_{LG} für die Skalierung des Fernwärmelastganges der TRY-Region, in dem die Anlage liegt, errechnet sich dann aus diesen Bedingungen (18).

$$P_{Anlage}(t) = P_{Sockel} + f_{LG} \cdot LG_{FW}(t) \tag{15}$$

$$W_{el} = P_{Sockel} \cdot 8760 + f_{LG} \cdot \int_{t=0}^{8759} LG_{FW}(t)dt \tag{16}$$

$$P_{Nenn} = P_{Sockel} + f_{LG} \cdot LG_{FW,max} \tag{17}$$

$$f_{LG} = \frac{P_{Nenn} \cdot 8760 - W_{el}}{LG_{FW,max} \cdot 8760 - 1} \tag{18}$$

- $P_{Anlage}(t)$ Leistungsgang der jeweils betrachteten Anlage
- P_{Sockel} Grundlastsockels
- f_{LG} Faktor zur Anpassung des FW-Lastganges
- $LG_{FW}(t)$ Auf Energiemenge normierter Fernwärmelastgang, d. h. $\int_{t=0}^{8759} LG_{FW}(t)dt = 1$
- P_{Nenn} Nennleistung der Anlage aus der EEG-Datenbank /FFE-40 10/
- W_{el} Stromerzeugung der Anlage aus der EEG-Datenbank

Aufgrund des analytischen Ansatzes für die Leistungsgangsynthese von Biomasseanlagen können die Formeln als Abfrage formuliert und in der Datenbank des Regionenmodells hinterlegt werden. Für jede der 9.000 Bestandsanlagen konnte so ein individueller Leistungsgang berechnet werden.

Auch die Zusammenfassung und Normierung der Erzeugungsgänge für die Szenarioanalyse wurde als Datenbankabfrage formuliert abgelegt und umgesetzt.

4.1.5.2 Biomasseausbau bis 2030

Für die Modellierung des Zubaus von biomassebasierten Stromerzeugungsanlagen wurden die Ergebnisse aus /FFE-03 11/ genutzt. Ausgehend vom Bestand in den einzelnen Landkreisen wurde mit dem in Kapitel 4.1.3.2 für das PV-Szenario beschriebenen Ansatz die weitere Potenzialerschließung festgelegt.

Der weitere Ausbau wurde auf Basis der Biogaspotenziale ermittelt, da andere Biomassen - insbesondere holzartige - über weite Entfernungen gehandelt werden. Die regionalen Aufkommen dieser Biomassearten eignen sich daher nicht für die Fortschreibung, da sie nicht notwendigerweise in räumlicher Nähe ihrer Entstehung energetisch genutzt werden. Die Einspeisung von Biogas ins Erdgasnetz, die auch die Biogasnutzung weiträumig verfügbar machen würde, ist technisch möglich, wird allerdings durch die gesetzlichen Rahmenbedingungen in der wirtschaftlichen Umsetzung begrenzt /DENA-03 10/, /FFE-15 08/. Daher wurde hier eine dezentrale Biomasseverstromung unterstellt, deren geographische Verteilung sich aus den vorhandenen Ackerflächen und dem Rindviehbestand berechnet.

Die entsprechenden Bezugseinheiten wurden in regionaler Auflösung den amtlichen Statistiken /DESTATIS-02 09/ entnommen. Mit den in **Tabelle 4-4** dargestellten Kenndaten wurde daraus das regional mögliche Biogasaufkommen abgeschätzt.

Tabelle 4-4: Faustformeln für die Berechnung des Biogaspotenzials /LFL-01 08/, /eigene Berechnung/

Bezugseinheit	Spezifikationen
1 Großvieheinheit (GV) Rinder	450 m ³ Biogas/Jahr
1 m ³ Biogas	50 - 70 % Methan (CH ₄) 30 - 50 % Kohlendioxid (CO ₂) + Restgase
1 m ³ Biogas	5,0 – 7,0 kWh _{gesamt}
1 m ³ Biogas	1,8 – 2,5 kWh _{elektrisch} (η _{el} = 35 %)
1 kW installierte elektrische Leistung	8 Rinder
1 kW installierte elektrische Leistung	4.500 m ³ Biogas / Jahr
1 ha Silomais	8.000 – 12.000 m ³ Biogas
1 ha Corn-Cob-Mix (CCM)	6.000 – 7.000 m ³ Biogas
1 kW installierte elektrische Leistung	0,5 ha Ackerfläche

Die Potenziale wurden auf Landkreisebene ermittelt und wie beim Vorgehen für den PV-Ausbau als Obergrenze für asymmetrische Sigmoidfunktionen verwendet, die den Ausbaupfad vorgeben (vgl. Kapitel 4.1.3.2). Über einen in /FFE-03 11/ „Ausschöpfungsfaktor“ genannten Wert, wurde das Ergebnis des Bottom-Up-Ansatzes auf die Vorgabe des Leitszenario 2010 korrigiert. Abschließend wurden die Ausbaukurven der Landkreisebene auf die jeweiligen Landkreisgemeinden angewendet und so die elektrische Leistung von Biomasseanlagen auf Gemeindeebene für 2020 und 2030 abgeschätzt.

4.1.6 Geothermische Stromerzeugung

Derzeit wird in Deutschland ein nur sehr geringer Anteil der benötigten Elektrizität über den Betrieb von Geothermieanlagen erzeugt. Mit einer installierten Leistung von lediglich 7.540 kW, die in der EEG-DB registriert sind, beträgt der Anteil der Geothermie an allen erneuerbaren Stromerzeugern

weniger als 0,02 %. In anderen Ländern, die entweder über größere geothermal nutzbare Gebiete (Island) oder über entsprechende gesetzliche Regelungen innerhalb der erneuerbaren Energien (Italien) verfügen, wird ein größerer Anteil der Elektrizität mit Geothermie gewonnen. In Deutschland wird in den letzten Jahren dieser Technologie ein steigendes Potenzial eingeräumt /GGA-01 08/.

Erfahrungswerte bestehen in Deutschland nur für einige wenige Geothermieranlagen, die neben Heizwärme auch Strom bereitstellen. In Neustadt-Glewe ist z. B. seit 2004 eine kleine Turbine von max. 280 kW_{el} des italienischen Herstellers Turboden in Betrieb. Damit werden in den Sommermonaten um 210 kW_{el} ins 20 kV-Ortsnetz eingespeist /GTV-01 03/. An diesem Standort ist der Wärmebedarf im Sommer so gering, dass das geothermische Kraftwerk in dieser Jahreszeit mit voller elektrischer Leistung gefahren werden kann, ohne die Wärme ungenutzt in die Tiefe zurückleiten zu müssen. In Landau hingegen wird mit einer installierten Leistung von 3 MW durchgehend Strom erzeugt und die Restwärme zur Wärmeversorgung genutzt. Diese Anlage wird somit nicht wärmegeführt betrieben.

Abbildung 4-26 zeigt die Standorte, an denen bereits heute Geothermie neben Fernwärmeauskopp- lung auch zur Stromerzeugung genutzt wird. Die hell gekennzeichneten Geothermiegebiete erlauben die Nutzung der Erdwärme zu Beheizungszwecken. Demgegenüber kann im dunkler markierten Bereich des 100 °C-Aquifers im ORC- oder Kalina-Prozess zusätzlich elektrischer Strom bereitgestellt werden. Das 100 °C-Aquifer kennzeichnet Gebiete, in denen die Temperatur in 5.000 m Tiefe bei mindestens 100 °C liegt.

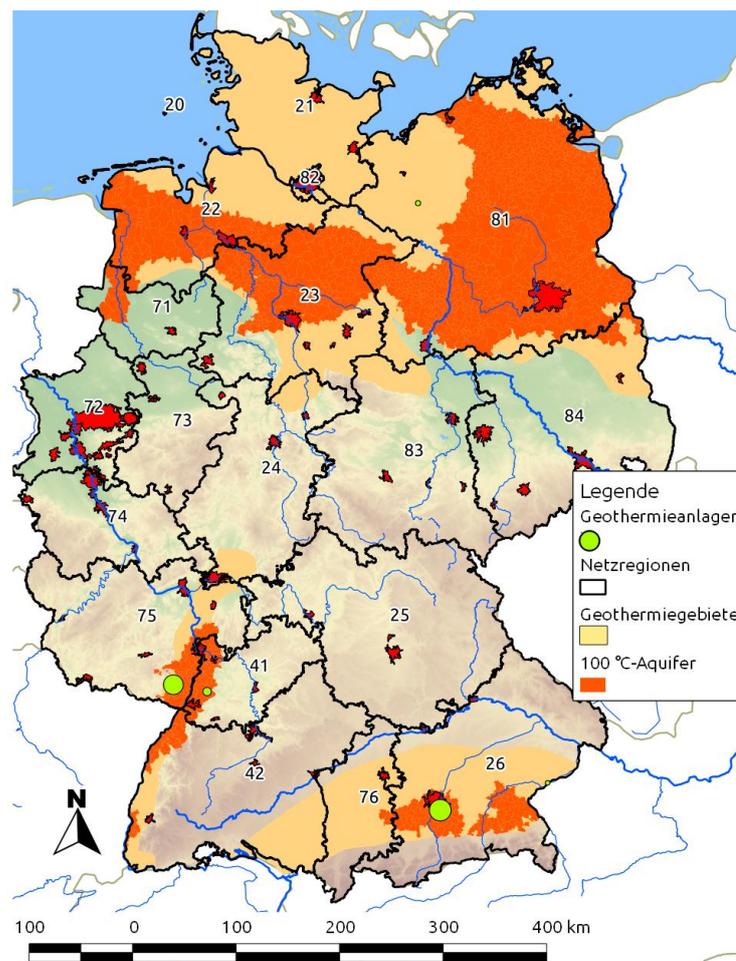


Abbildung 4-26: Geothermiestandorte nach EEG-DB mit Leistung sowie 100 °C-Aquifer als Grundlage für Gebiete mit Geothermiepotenzial /LIAG-01 10/, /LIAG-01 11/, /eigene Darstellung/

Für geothermische Nutzung geeignete Gebiete sind in Deutschland in zahlreichen Bohrungen untersucht worden. Diese sind u.a. in /LIAG-01 10/ veröffentlicht. Drei Gebiete lassen sich daraus erkennen: das Norddeutsche Becken, das süddeutsche Molassebecken und der Oberrheingraben im Westen.

Im Regionenmodell sind den 1.569 im 100 °C Aquifer liegenden Gemeinden Thermalwassertemperaturen zugeordnet. Da die Bohrkosten einen hohen Anteil an den Gesamtinvestitionen in eine geothermische Anlage einnehmen /FFE-26 09/, wurde hier eine maximale Bohrtiefe von 3.000 m angenommen. Die bei dieser Tiefe anzutreffende Temperatur für die jeweilige Gemeinde wird für die weitere Rechnung herangezogen. Im süddeutschen Aquifer wurde dabei meist auf konkrete Bohrungen Bezug genommen, im norddeutschen Aquifer wurden strichprobenhaft Temperaturisolinien für die Landkreise ermittelt /LIAG-01 10/. Sollte dennoch für eine Region im 100 °C-Aquifer kein Referenzwert vorhanden sein, wurde eine Thermalwassertemperatur von 100 °C unterstellt.

4.1.6.1 *Synthese normierter Geothermieleistungsgänge für das Regionenmodell*

Für die Modellierung und Simulation von gemeindespezifischen Leistungsgängen der Geothermieanlagen wird auf Ergebnisse aus /FFE-16 11/ zurückgegriffen. Im Regionenmodell ist für jede Gemeinde im 100 °C-Aquifer ein normierter Geothermieleistungsgang, eingeteilt nach zwei Leistungsklassen von ORC-Turbinen, hinterlegt. Verwendet wurden Leistungskennlinien, die sich aus Herstelleranlagen einer 280 kW-Anlage /TURBODEN-01 09/ und einer 3 MW-Anlage /ORM-01 10/ ableiten lassen.

Die zur Stromproduktion maximal nutzbare Temperaturdifferenz ΔT_{el} ist durch die Thermalwassertemperatur begrenzt. Diese ist standortabhängig und sollte bei anschließender Wärmenutzung eine Vorlauftemperatur von über 70 °C aufweisen. Dies ist notwendig, da die Wassertemperaturen beim Verbraucher bei über 65 °C liegen müssen, um Legionellenausbreitung zu unterbinden /REC-01 09/.

Am Beispiel des Fließbildes aus **Abbildung 4-27** ergibt sich:

- Die Temperaturdifferenz ΔT_{th} : Differenz der Thermalwassertemperatur beim Austritt (98 °C) und Wiedereintritt (50 °C) der Bohrung.
- Die Temperaturdifferenz ΔT_{el} : Differenz der Thermalwassertemperatur beim Austritt aus der Bohrung (98 °C) und der Thermalwassertemperatur nach Durchlaufen des Vorwärmers und Verdampfers (70 °C).

Als technische Einflussgrößen werden der Wirkungsgrad der Geothermieanlagen, sowie die maximal erreichbare Temperaturdifferenz angenommen. Der elektrische Wirkungsgrad liegt bei Geothermieanlagen zwischen 5 % und 10 % /GTV-01 03/. Bei den bereits bestehenden Referenzanlagen in Neustadt-Glewe, Landau oder in Unterhaching, beträgt er:

- 7,4 % bei der wärmegeführten Anlage,
- 11,0 % bei dem stromgeführt betriebenen ORC-Prozess und
- 8,7 % beim effizienteren Kalina-Prozess.

Für die Synthese wurde das arithmetische Mittel dieser elektrischen Wirkungsgrade gewählt und dementsprechend 9,2 % angesetzt.

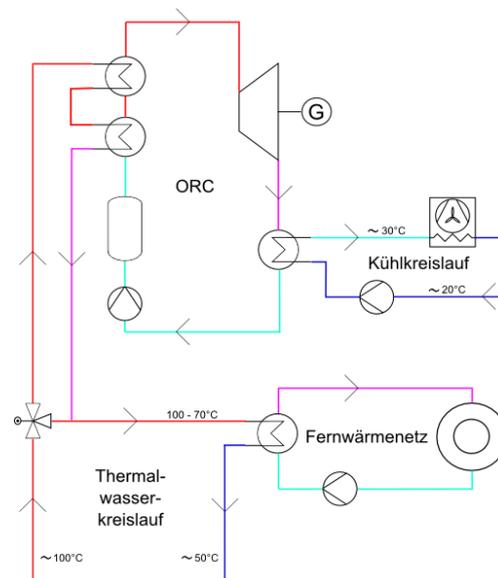


Abbildung 4-27: Funktionsweise einer wärmegeführten Geothermieranlage mit Stromproduktion über ORC mit beispielhaften Temperaturen

Der Mengenstrom – auch „Schüttung“ – besagt, wie viel Thermalwasser pro Zeiteinheit gefördert wird. Die Schüttung einer zukünftigen Bohrung ist zunächst nicht bekannt und wird daher auf Basis der Leistungskennlinien (vgl. **Abbildung 4-28**) für die jeweilige Anlagengröße vorgegeben. Dies entspricht somit einer oberen Abschätzung für die am jeweiligen Standort zur Verfügung stehende Wärmemenge.

Für die Synthese eines elektrischen Leistungsganges wird analog zu /ISET-02 10/ von wärmegeführten Anlagen ausgegangen, d. h. nur wenn überschüssige Wärme vorhanden ist, wird Strom produziert. Aus der Mengenstromverteilung für die Anlage in Neustadt-Glewe in **Abbildung 4-28** zeigt sich, dass die Stromproduktion damit zu einem Wärmelastgang invers ist.

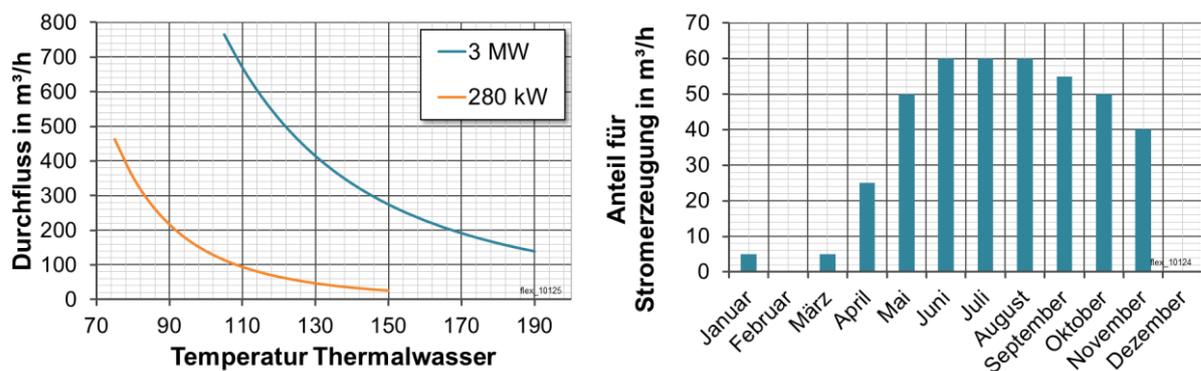


Abbildung 4-28: Leistungskennlinien von Geothermieranlagen (links) /FFE-16 11/ und Mengenstromanteil zur Stromproduktion in Neustadt-Glewe (rechts) /GTV-01 03/, /eigene Darstellung/

Ausgehend von den Fernwärmelastgängen in einer TRY-Region (vgl. Kapitel 3.5.2) wurde der wärmegeführte Betrieb simuliert. Dazu wurde unterstellt, dass die Anlagen in den 2.500 h der höchsten Wärmelast mit Maximalleistung laufen. Eine Stromproduktion findet zu diesen Zeitpunkten nur statt, falls der zur Wärmebereitstellung benötigte Volumenstrom vollständig abgedeckt werden kann und zusätzliche Reserven vorhanden sind. Nach diesen Hochlaststunden kann zu jeder Stunde so viel Strom produziert werden, wie mit dem maximal möglichen bzw. nötigen Volumenstrom abzüglich des Anteils zur Wärmebereitstellung noch zur Verfügung steht.

4.1.6.2 Geothermieausbau bis 2030

Die Stromerzeugung aus geothermischen Anlagen steigt nach Leitszenario auf lediglich ca. 1.008 MW im Jahr 2030. Dies entspricht weniger als 0,7 % der gesamten Leistung der regenerativen Energien in diesem Jahr. Wie in Abbildung 4-26 zu erkennen, erstreckt sich das 100 °C-Aquifer über 9 Netzregionen, so dass der individuelle Einfluss eines falsch angenommenen Geothermieausbaus gering bleibt.

Zur Fortschreibung wurde daher die Einwohnerzahl der Gemeinden im 100 °C-Aquifer verwendet. Somit wird zunächst in den einwohnerstarken Gemeinden eine geothermische Anlage gebaut. Falls die thermische Leistung der Bohrung ausreicht, wurde unterstellt, dass 3 MW-Anlagen errichtet werden, ist sie zu gering, kommen Anlagen mit 280 kW Nennleistung zum Einsatz. Die Leistungsangaben stellen die Obergrenze der erreichbaren elektrischen Leistung dar. Durch die wärmegeführte Betriebsweise werden tendenziell niedrigere elektrische Leistungen erreicht, da auf einen Teil der nutzbaren Temperaturdifferenz verzichtet wird. Im Mittel haben die Anlagen der großen Leistungsklasse daher 2 MW. Die kleineren Anlagen erreichen mit ca. 278 kW knapp ihre Nennleistung. Als Obergrenze für den Ausbau der Geothermieanlagen wurden wie bei den anderen regenerativen Energieträgern die Ziele des Leitszenarios vorgegeben.

4.1.7 Laufwasserkraftwerke

Wie die Windkraft wird auch die Wasserkraft schon lange zur Energiegewinnung genutzt. Viele (ehemalige) Mühlen zeugen von der Bereitstellung mechanischer Energie durch Ausnutzen der Energiedifferenz aufgestauten Wassers. Je nach Einsatzfall - ob Flußkraftwerk, Ausleitungskraftwerk oder Kraftwerk mit Triebwasserstollen - kommen heute unterschiedliche angepasste Turbinentypen zum Einsatz.

Aufgrund der langjährigen Nutzung von Wasserkraft wird der Großteil der Leistung von Wasserkraftanlagen nicht nach EEG vergütet. Bis zur Änderung des EEG im Juli 2004 war die Vergütung zudem auf Anlagen kleiner 5 MW eingeschränkt /EEG-01 00/. Mit der Änderung erhalten auch leistungsstärkere Anlagen eine Vergütung, wenn „(...) ein guter ökologischer Zustand erreicht oder der ökologische Zustand gegenüber dem vorherigen Zustand wesentlich verbessert worden ist“ /EEG-01 04/, /EEG-01 08/. Sowohl die einzelnen Anlagenleistungen als auch die Summenleistung von insgesamt etwa 1,38 GW der EEG vergüteten Anlagen ist daher geringer als die 3,10 GW der Anlagen ohne Vergütung. **Abbildung 4-29** zeigt dazu links die nach EEG geförderten Wasserkraftwerke und rechts die Kraftwerke, die anderweitig vermarktet werden müssen.

Die nicht-EEG-Anlagen wurden /WAWI-01 04/ entnommen und nach der Georeferenzierung einzelnen Flüssen zugeordnet. Doppelzählungen mit der EEG-Datenbank (vgl. Kapitel 4.1.1) wurden mit Hilfe einer Umkreissuche zu den verschiedenen Leistungsklassen eliminiert, da die Georeferenzierung aufgrund unterschiedlicher Ortsbezeichnungen lediglich Näherungswerte des tatsächlichen Punktes liefert.

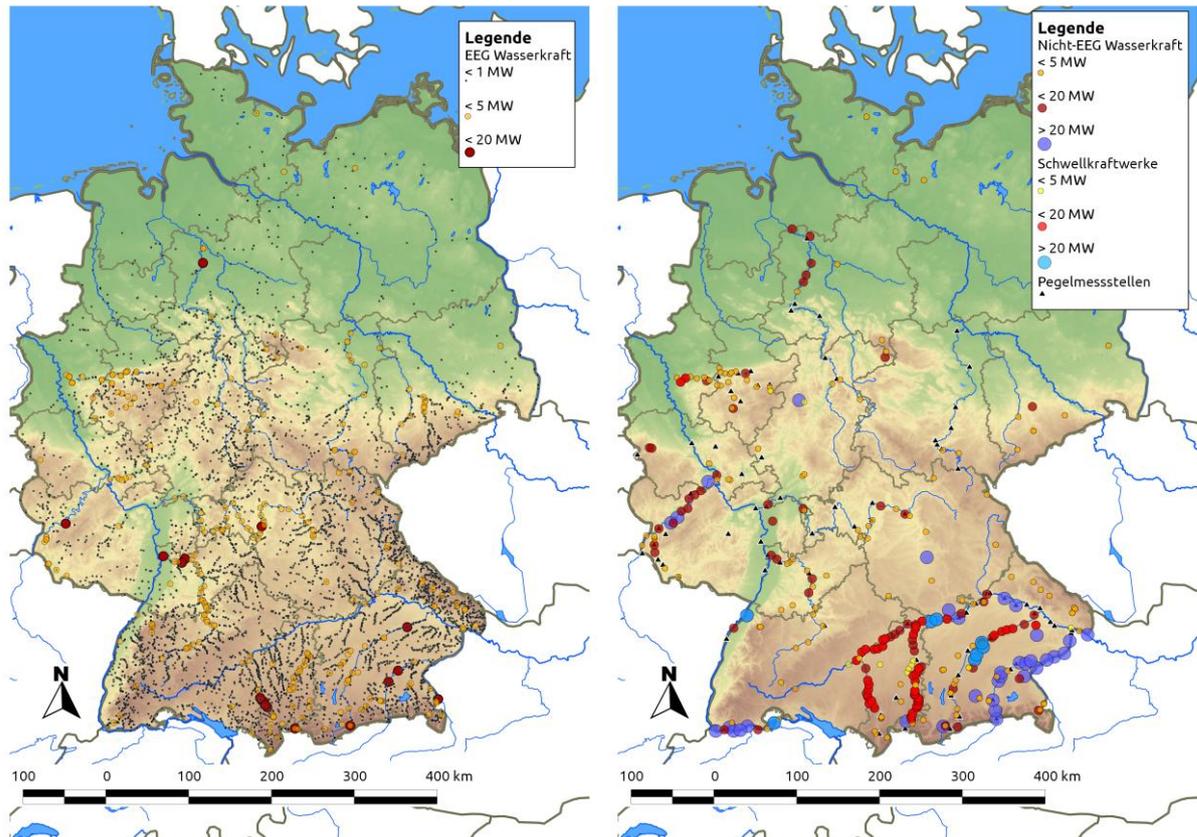


Abbildung 4-29: EEG-geförderte Wasserkraftanlagen (links) und nicht-geförderte Wasserkraftwerke (rechts) /FFE-10 11/, /EEA-01 10/, /eigene Berechnung/

Sowohl der Betrieb als auch der weitere Ausbau der Wasserkraft zur Stromerzeugung unterliegt dem Gesetz zur Ordnung des Wasserhaushalts /WHG-01 10/, das die europäische Wasserrahmenrichtlinie /EURL-01 00/ in nationales Recht überführt. Wasserrechtliche Genehmigungen für den Betrieb von Kraftwerken werden von den zuständigen Behörden in die sogenannten Wasserbücher eingetragen. Sie können in Ausnahmefällen für mehr als 30 Jahre erteilt werden.

4.1.7.1 Erzeugungsgänge

Zur Stromerzeugung in Laufwasserkraftwerken wird die, in der Höhendifferenz von Ober- zu Unterwasser eines Kraftwerks gespeicherte, potenzielle Energie eines Fließgewässers genutzt. In den Formeln (19) und (20) sind die grundlegenden physikalischen Zusammenhänge dargelegt.

$$P_{el} = \eta_{el} \cdot g \cdot \rho_{Wasser} \cdot h_{Fall} \cdot Q_{Wasser} \quad (19)$$

$$Q_{Wasser} = v_{Wasser} \cdot A_{Querschnitt} = v_{Wasser} \cdot b_{Fluss} \cdot y \quad (20)$$

Mit:

η_{el}	Wirkungsgrad der Anlage	y	die Wassertiefe in m
g	Erdbeschleunigung in m/s^2	v	die Geschwindigkeit des Wassers in m/s
h_{Fall}	die Fallhöhe in m	b	die Breite des Flusses in m
Q_{Wasser}	der Volumenstrom des Fließgewässers in m^3/s		

Sowohl die Höhendifferenz als auch der Volumenstrom schwanken im Verlauf des Jahres, etwa aufgrund wechselnder Niederschlagsmengen, der Schneeschmelze, Versickerung oder Verdunstung. Da die Kraftwerke aufgrund der wasserrechtlichen Bescheide stauzielgeführt gefahren werden, d. h. der Pegel des Zuflusses muss durch den Kraftwerksbetreiber konstant gehalten werden, ändern sich

beide Größen abhängig von der Menge des abfließenden Wassers. Niedrigwasser erhöht demnach die Fallhöhe. Solange der Zufluss nicht wesentlich reduziert wird, steigt die Leistung des Kraftwerks. Umgekehrt steigt bei Hochwasserereignissen der Pegel am Unterlauf des Kraftwerks an – die Fallhöhe und damit die Leistung sinkt.

In /FFE-10 11/ wird gezeigt, welche Leistung durch Laufwasserkraftwerke zum Ausgleich von Lastschwankungen eingesetzt werden könnte. Dies ist technisch möglich und kann auch ökologisch sinnvoll sein, um natürliche Pegelschwankungen zu reduzieren. Allerdings fehlt, außer bei Kraftwerken mit Genehmigung zum Schwellbetrieb, der rechtliche Rahmen für eine derart angepasste Fahrweise.

Vereinfachend wurde für die Nutzung im Regionenmodell lediglich ein Erzeugungsprofil für alle Anlagen in Deutschland zugrunde gelegt. Zwar ist die Erzeugung der Laufwasserkraftwerke wie eingangs erwähnt abhängig von äußeren Einflüssen und Witterungsbedingungen, allerdings sind die regionalen Unterschiede und die Gradienten der Leistungsbereitstellung sehr gering. Der Fehler, der durch die Verwendung eines universellen Erzeugungsganges in den Restlastgängen entsteht, ist durch dessen Grundlastcharakteristik als gering einzuschätzen.

Der Erzeugungsgang wurde der Studie /FFE-17 08/ entnommen. Zur Synthese wurde ein Ansatz verwendet, der in /FFE-34 09/ vorgestellt und ursprünglich für die Generierung des Verbraucherlastganges auf Basis der Mittwochsbilanzen entwickelt wurde. Dabei werden die Höchstleistungen der Laufwasserkraftwerke von jedem dritten Mittwoch im Monat /DESTATIS-03 09/ mit Hilfe von Splines – in diesem Fall Polynomstücke dritter Ordnung - verbunden, so dass eine stetig differenzierbare Funktion entsteht. Die Eingangsdaten sind in **Abbildung 4-30** auf der linken Seite gezeigt.

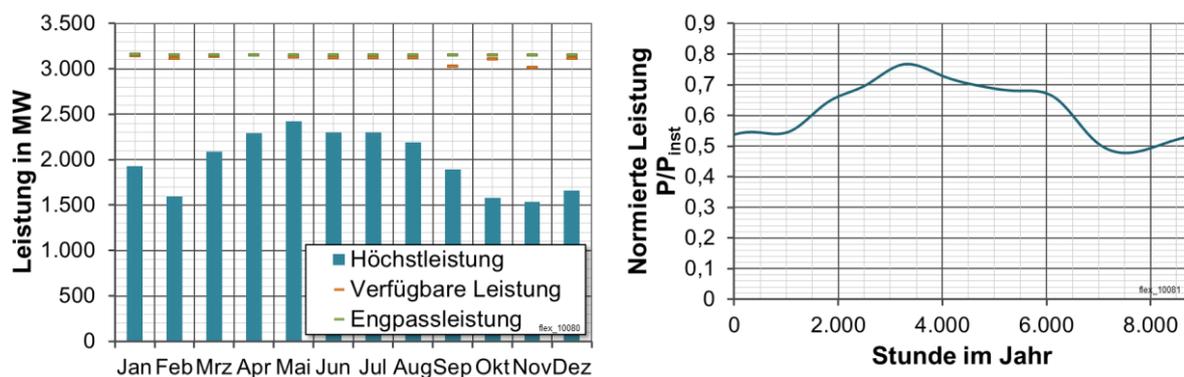


Abbildung 4-30: Monatsbilanzen der Stromerzeugung in Laufwasserkraftwerken 2008 (links) /DESTATIS-03 09/ und synthetischer Leistungsgang (rechts) /FFE-17 08/

Der in Abbildung 4-30 rechts dargestellte normierte Leistungsgang ist auf die Engpassleistung der Laufwasserkraftwerke P_{inst} der allgemeinen Versorgung bezogen. Diese entspricht mit insgesamt etwa 3,15 GW der im Regionenmodell hinterlegten Leistung für Nicht-EEG-vergütete Anlagen. Durch die Normierung kann die Erzeugungscharakteristik auf die gesamten 4,7 GW an Wasserkraftleistung angewendet werden.

4.1.7.2 Wasserkraftausbau bis 2030

Auch wenn die gesetzlichen Rahmenbedingungen keinen weiteren Ausbau erwarten lassen, wird dennoch nach dem Leitszenario eine leichte Steigerung der Leistung in Wasserkraftanlagen unterstellt. Nach /HEI-01 05/ laufen bis 2030 etwa ein Drittel der wasserrechtlichen Genehmigungen der bestehenden Laufwasserkraftwerke aus. Um diese zu erhalten, müssen nach /EURL-01 00/ Maßnahmen getroffen werden, um die ökologischen Eingriffe in den Flusslauf zu reduzieren. Gleiches ist

auch Voraussetzung für eine Vergütung nach /EEG-01 08/, wie bereits eingangs in Kapitel 4.1.7 beschrieben.

Im Rahmen von Modernisierungsmaßnahmen an bestehenden Anlagen kann sich die Leistung der bestehenden Wasserkraftwerke - wie im Leitszenario vorgesehen - um etwa 8 % bis 2020 und 14 % bis 2030 erhöhen /DLR-01 10/. Diese Leistungserhöhung wurde im Weiteren für jede Einzelanlage angenommen.

4.2 Kraftwerke und KWK-Anlagen

4.2.1 Kraftwerksbestand

Im Regionenmodell wird der Kraftwerksbestand mit seinen technischen Kennwerten und Standorten der einzelnen Erzeuger abgebildet. Die zugehörigen Leistungsgänge werden anders als bei den erneuerbaren Energien nicht ermittelt. Die Betriebsweise der Kraftwerke der allgemeinen Versorgung ist nicht durch äußere, unbeeinflussbare Faktoren, wie Windgeschwindigkeit, Einstrahlung oder Wärmebedarf vorherbestimmt. Daher kann und wird der Kraftwerkspark - über den Strompreis an der EEX geführt - auf den Restlastgang des Strombedarfs reagieren.

In Deutschland existiert keine Veröffentlichungspflicht für die nicht-regenerativen Stromerzeuger und dementsprechend auch keine durchgängige statistische Datenbasis. Um die regionalen Erzeugungsleistungen zu erfassen, mussten daher verschiedene Datenquellen harmonisiert werden.

An der Forschungsstelle für Energiewirtschaft wurde in verschiedenen Projekten, wie „KW21 – Kraftwerke des 21ten Jahrhunderts“ /FFE-04 08/ oder „Energiezukunft 2050“ /FFE-25 09/ eine Datenbank mit technischen Kraftwerksparametern aufgebaut und zu Berechnungen sowie Analysen genutzt /FFE-39 09/. Um die Datenbasis deutlich zu erweitern und die Kraftwerke zu georeferenzieren, wurden verschiedene Quellen genutzt, wie in **Abbildung 4-31** zu sehen.

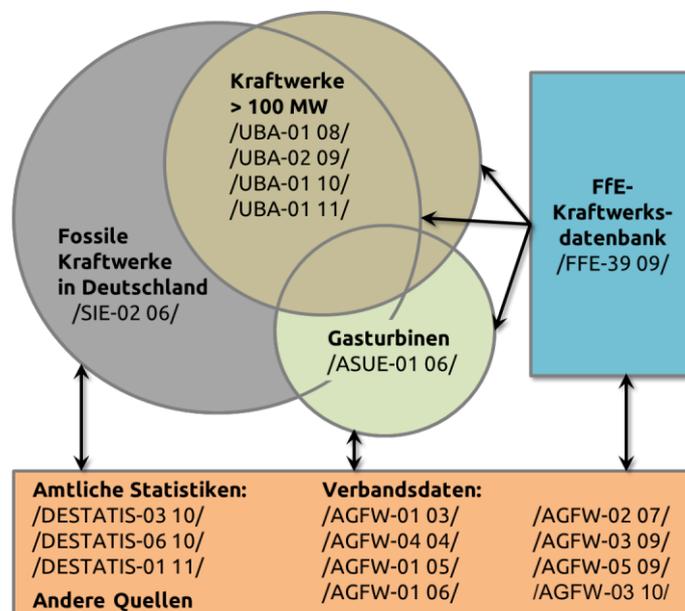


Abbildung 4-31: Datenbasis der Kraftwerksdatenbank im Regionenmodell

Die Datenbank der großen Kraftwerke des Umweltbundesamtes /UBA-01 08/ bis /UBA-01 11/ wurde zunächst um die bereits in der EEG-Datenbank (vgl. Kapitel 4.1.1) enthaltenen Anlagen bereinigt und anschließend mit den Daten zu Gasturbinenkraftwerken /ASUE-01 06/ erweitert. Die fehlenden fossilen Kraftwerke mit einer Leistung unter 100 MW wurden der umfangreichen Datenbank

/SIE-02 06/ entnommen. Nicht erfasst wurden BHKW mit einer Leistung von unter 100 MW. Zwar enthalten einzelne Länderstatistiken teilweise anlagenscharfe Daten (z. B. /EUB-01 07/), allerdings steht die deutschlandweit installierte Leistung dieser Anlagen nicht in der geforderten Tiefe zur Verfügung. Auch Absatzzahlen der BHKW-Hersteller, wie sie beispielsweise in /BKWK-02 09/ und /BKWK-01 10/ veröffentlicht werden, können als Quelle im Regionenmodell nur bedingt genutzt werden, da nicht bekannt ist, wo die Anlagen installiert sind.

Abschließend wurde die Summenleistung der im Regionenmodell hinterlegten Kraftwerke mit den amtlichen Statistiken zu Stromerzeugungsanlagen der allgemeinen Versorgung /DESTATIS-01 11/ und der Industrie /DESTATIS-06 10/ sowie den Hauptberichten der AGFW verschiedener Jahre verglichen, um Abweichungen der verschiedenen Quellen erkennen und korrigieren zu können. Die so entstandene Datenbasis wurde anhand der Kraftwerksnamen und Standortangaben – meist PLZ oder Stadt - für die Verwendung im Regionenmodell georeferenziert. Im Folgenden wird die Herangehensweise zur Synchronisierung der verschiedenen Datenquellen detaillierter erläutert und verschiedene Auswertungen gezeigt.

4.2.1.1 Kraftwerke großer Leistung

Technische Daten und Standorte von Kraftwerken mit einer Bruttoleistung von über 100 MW_{el} werden in regelmäßigen Abständen vom Umweltbundesamt veröffentlicht /UBA-01 08/, /UBA-02 09/, /UBA-01 10/, /UBA-01 11/. Neben der elektrischen Leistung und dem Inbetriebnahmejahr sind - so vorhanden - Fernwärmeleistung und sowie Zeit der Ertüchtigung aufgeführt.

Bei fernwärmeauskoppelnden Anlagen kann nicht die komplette aufgeführte Bruttoleistung als KWK-Leistung gesehen werden. Die Richtlinie zur Zertifizierung von KWK-Anlagen FW 308 /AGFW-04 09/ gibt genaue Verfahrensanweisungen, wie der KWK-Stromanteil zu ermitteln ist. Da dieses Verfahren allerdings individuell für jedes Kraftwerk durchgeführt werden muss und statistische Daten zur KWK-Leistung nicht verfügbar sind, wird im Rahmen dieser Arbeit auf einen statistischen Ansatz zurückgegriffen. **Abbildung 4-32** zeigt eine Auswertung der - aus elektrischer und thermischer Leistung errechneten - Stromanteile aller Kraftwerke im Bestand. Die eingezeichneten Linien geben die Stromanteile gemäß den Monatsberichten über die Elektrizitätsversorgung /DESTATIS-03 09/ wieder.

Es ist erkennbar, dass der Stromanteil stark streut, wobei er für Leistungen größer als etwa 500 MW_{el} durchwegs über 0,5 liegt. Hohe Stromanteile sind für Entnahmekondensationsturbinen zu erwarten, die lediglich einen Teil des insgesamt erzeugten Stroms als KWK-Strom bereitstellen. Anlagen mit niedrigen Stromanteilen sind sehr wahrscheinlich mit Gegendruckturbinen ausgerüstet.

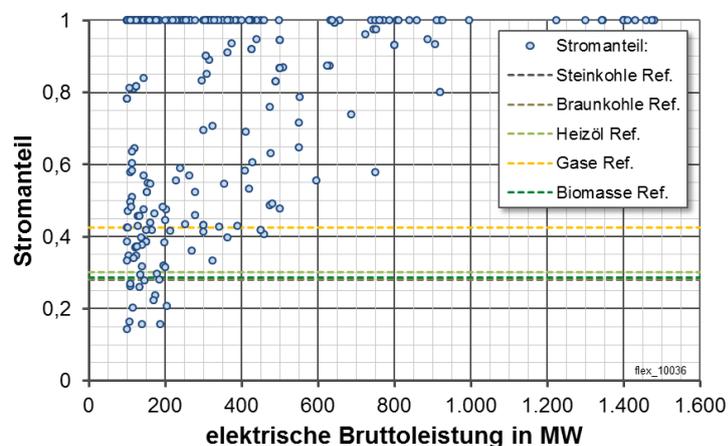


Abbildung 4-32: Anlagen- und KWK-Stromanteile im Bestand

Um die Methodik zur Ermittlung der KWK-Stromanteile im Kraftwerksbestand zu beschreiben, zeigt **Abbildung 4-33** einen Ausschnitt aus obigem Diagramm. Für die Anlagen, deren errechneter Stromanteil über derzeit üblichen Literaturwerten, z. B. nach /IER-01 09/ oder /AGFW-03 04/, liegt, wurde eine Korrektur des KWK-Anteils durchgeführt. Diese Anlagen erhalten die Referenzkennwerte wie in **Abbildung 4-33** durch die Pfeile angedeutet. Bei Anlagen, deren Stromanteil unter den technisch üblichen Werten liegt, wurde angenommen, dass die angegebene Bruttoleistung auch der elektrischen KWK-Leistung entspricht.

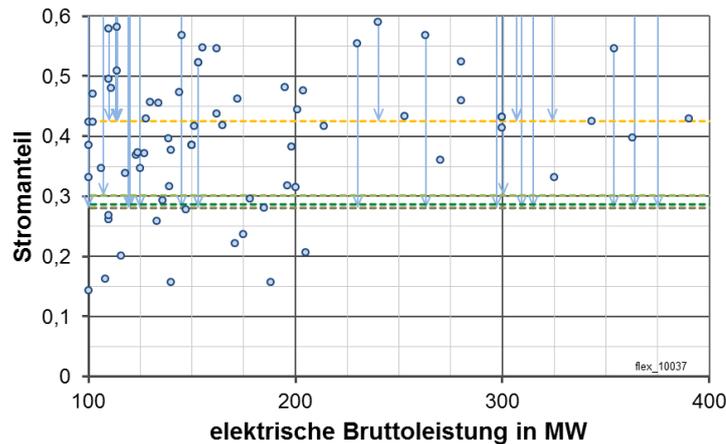


Abbildung 4-33: Detailansicht der hinterlegten Stromanteile

Die Summe der Bruttoleistung aller Kraftwerke größer 100 MW_{el} ergibt aggregiert eine Leistung von ca. $102,5 \text{ GW}_{el}$, die im Regionenmodell örtlich aufgelöst hinterlegt ist. Von dieser Leistung sind etwa $41,7 \text{ GW}$ in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen installiert, wobei der KWK-Anteil davon mit $17,4 \text{ GW}$ lediglich ca. 42 % ausmacht. **Abbildung 4-34** zeigt die Aufteilung der Leistung auf Kraftwerke und KWK-Anlagen.

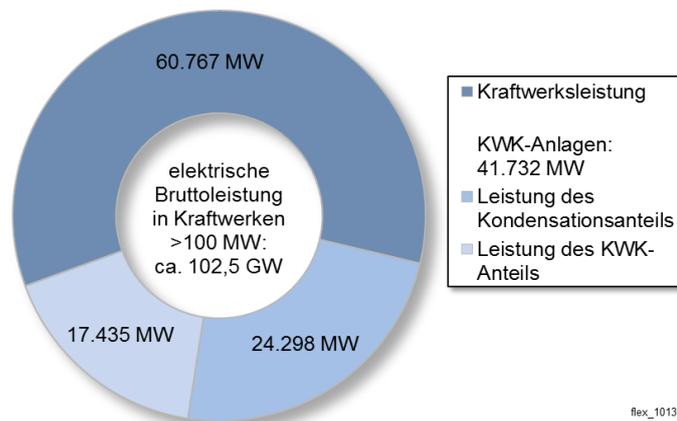


Abbildung 4-34: Im Regionenmodell abgebildete Leistung in Kraftwerken und KWK-Anlagen größer 100 MW_{el}

4.2.1.2 Gasturbinenkraftwerke

Standorte und Parameter von Gasturbinen (GT) und GuD-Anlagen mit Leistungen von unter 100 MW_{el} sind aus den Gasturbinenkennwerten der /ASUE-01 06/ entnommen. Dort sind für verschiedene Hersteller und Anlagentypen technische Kennwerte hinterlegt. Aus den Daten können Kennwerte für den KWK-Betrieb errechnet werden. In **Abbildung 4-35** sind Stromkennzahl, elektrischer Wirkungsgrad und Gesamtwirkungsgrad über der logarithmisch dargestellten Nenn-

leistung aufgetragen. Sowohl Stromkennzahl als auch elektrischer Wirkungsgrad steigen mit der Leistung deutlich an, wohingegen der Gesamtwirkungsgrad nahezu konstant bei etwa 80 % liegt.

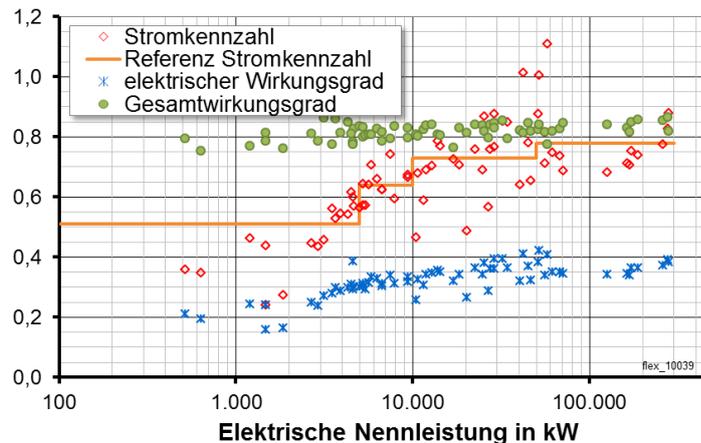


Abbildung 4-35: Technische Daten der Gasturbinen nach /ASUE-01 06/, /eigene Berechnungen/

Neben den technischen Parametern sind Referenzen für etwa 250 Gasturbinenanlagen mit Standort, Branche und elektrischer Leistung sowie eingesetztem Turbinentyp aufgeführt. Für diejenigen Typen, für die keine Kenndaten vorhanden sind, wurden die in Abbildung 4-35 eingetragenen Referenzwerte für die Stromkennzahl angesetzt. So erhalten beispielsweise Gasturbinen mit einer Leistung unter 5 MW, die nicht genauer spezifiziert sind, eine Stromkennzahl von etwa 0,5.

4.2.1.3 Kraftwerke und KWK-Anlagen unter 100 MW

Daten zu Kraftwerken und KWK-Anlagen, die mit den vorherigen Quellen (Kapitel 4.2.1.1 und Kapitel 4.2.1.2) noch nicht berücksichtigt wurden, wurden einer Datenbank fossiler Kraftwerke in Deutschland /SIE-02 06/ entnommen. Dabei handelt es sich um Anlagen unter 100 MW Leistung, die überwiegend mit Dampfturbinen ausgerüstet sind und mit unterschiedlichen Brennstoffen betrieben werden. Die Datenbank beinhaltet neben Standort, elektrischer Bruttoleistung, Kraftwerkstyp und Energieträger auch Informationen zum Betreiber der Anlage.

Für die KWK-Anlagen unter einer Leistung von 100 MW wurde davon ausgegangen, dass es sich um Gegendruckturbinen handelt und somit die elektrische Bruttoleistung auch gleichzeitig der KWK-Leistung entspricht. Dadurch kann mit Stromkennzahlen, die aus den statistischen Angaben zur KWK-Stromerzeugung /DESTATIS-03 09/ abgeleitet wurden, auf die mögliche Wärmeauskopplung zurückgerechnet werden.

Abbildung 4-36 zeigt die Anzahl der Anlagen sowie die kumulierten Leistungen in einzelnen Industriebranchen. Kraftwerke, die nicht eindeutig einer einzelnen Branche zugeordnet werden können, fallen in die Rubrik „Industrie allgemein“. Insgesamt konnten so zusätzlich 966 Anlagen mit einer elektrischen Gesamtleistung von etwa 16 GW berücksichtigt werden.

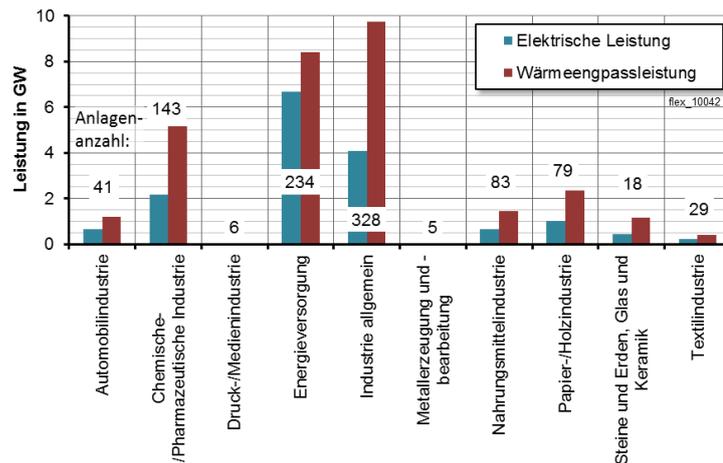


Abbildung 4-36: Leistung und Anzahl der Dampfturbinenkraftwerke unter 100 MW_{el}

4.2.2 Abgleich mit der Statistik

Eine Übersicht über die in Deutschland installierte Leistung von Kraftwerken nach eingesetzten Energieträgern gibt /BMWI-03 11/. Eine Unterscheidung nach Anlagenarten und industriellen Kraftwerken sowie Anlagen der allgemeinen Versorgung erlaubt diese Quelle nicht. Die Aufteilung der Kraftwerksleistung in Unternehmen der allgemeinen Versorgung für die Jahre 2009 und 2010 zeigen die Veröffentlichungen des statistischen Bundesamtes /DESTATIS-03 10/ und /DESTATIS-01 11/. In /DESTATIS-06 10/ ist wiederum der Bestand an Stromerzeugungsanlagen in der Industrie sehr detailliert dargestellt.

Für den Abgleich mit dem Datenbestand im Regionenmodell wurden die nach Energieträgern zusammengefassten Leistungen der beschriebenen Quellen genutzt, wie sie in **Abbildung 4-37** aufgetragen sind.

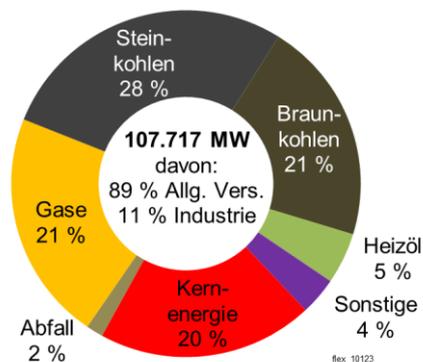


Abbildung 4-37: Aufteilung der Leistung in deutschen Kraftwerken /DESTATIS-03 10/, /DESTATIS-06 10/

Insgesamt ist im Regionenmodell eine 12,4 GW größere Leistung hinterlegt als in den Statistiken ausgewiesen. Dabei ist zu beachten, dass industrielle Eigenerzeugungsanlagen, die nicht ins Netz der allgemeinen Versorgung einspeisen, nicht in den amtlichen Statistiken geführt sind. Ausgehend von den Anlagen kleiner Leistung wurde der Datenbestand im Regionenmodell daher um industrielle Anlagen bereinigt, die entweder nicht mehr betrieben werden, obgleich sie in einer der vorne beschriebenen Quellen aus Kapitel 4.2.1.1 bis 4.2.1.3 geführt sind, oder die als reine Eigenerzeugungsanlagen nicht ins Stromnetz einspeisen.

Zusätzlich wurden die Abschaltzeitpunkte der Kernkraftwerke an die Festlegungen in der aktuellen Fassung des Atomgesetzes von 1959 /ATG-01 59/ angepasst. Nicht im Regionenmodell erfasst sind kleine BHKW, für die keine Quellen zur gesamten installierten Leistung vorhanden sind und die somit auch keiner Netzregion zugeordnet werden konnten. Die dadurch fehlende Leistung kann über /ÖKO-02 10/ mit 2,5 bis 3 GW abgeschätzt werden.

4.2.3 KWK-Erzeugungsgang

Dieses Kapitel zeigt die Arbeitsschritte zur Synthese normierter KWK-Erzeugungsgänge für die einzelnen Netzregionen. Diese können mit der jeweils installierten Anlagenleistung aus dem Regionenmodell (vgl. Kapitel 4.2.1) multipliziert werden, um so den absoluten Leistungsgang in der jeweiligen Region zu erhalten. Da die KWK-Stromerzeugung über die Stromkennzahl an die Wärmeerzeugung gekoppelt ist, kann der KWK-Leistungsgang aus dem Fernwärmelastgang abgeleitet werden. Dabei können zwei verschiedene Auslegungsfälle für die KWK-Anlagen auftreten, wie im Folgenden gezeigt.

Abbildung 4-38 zeigt eine Auswertung des AGFW-Hauptberichtes von 2007. In blau sind die Werte aller Netze aufgetragen, die durch KWK-Anlagen versorgt werden. Die orange ausgefüllten Punkte zeigen die KWK-Anteile der Fernwärmenetze, die eindeutig lokalisiert werden konnten (vgl. Kapitel 3.4.2) und daher als Grundlage für die weitere Rechnung dienen. Links ist der Anteil der KWK-Wärmeerzeugung an der gesamten Wärmeerzeugung im Fernwärmenetz über den zugehörigen leistungsbezogenen Anteilen aufgetragen. Tendenziell steigt mit dem Anteil der KWK-Leistung in einem Versorgungsgebiet auch die Erzeugung der KWK an.

Ein Teil der Anlagen ist größer dimensioniert als die maximale Wärmelast im Jahr 2007 (KWK 1). Diese Anlagen sind theoretisch in der Lage, den gesamten Wärmebedarf decken zu können. In der Regel haben Heizkraftwerke jedoch eine geringere Leistung als die Verbraucherlast (KWK 2). Durch die Charakteristik des Wärmelastganges mit einem hohen Grundlastanteil ist der arbeitsbezogene KWK-Anteil überproportional höher als der leistungsbezogene Anteil.

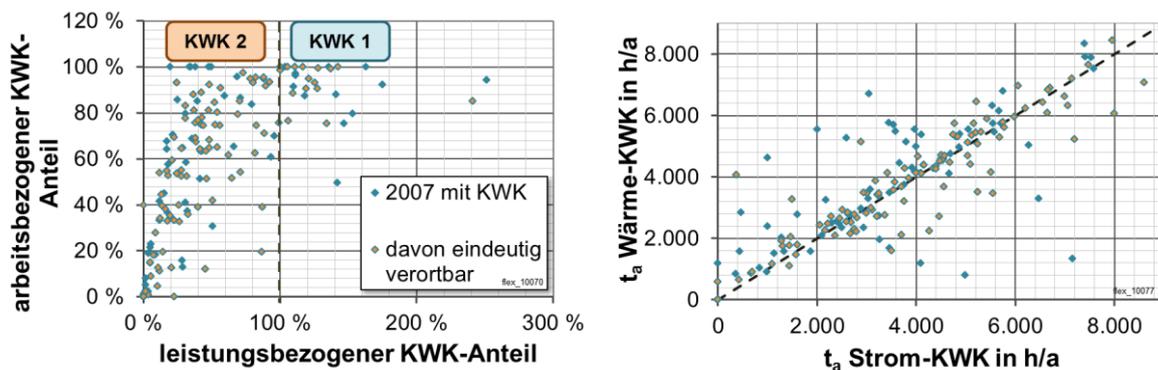


Abbildung 4-38: KWK-Anteile und Ausnutzungsdauern der AGFW-Mitglieder /AGFW-03 09/,
/eigene Berechnung/

Gleichzeitig ist für niedrige Leistungsanteile damit auch die Ausnutzungsdauer höher. Im rechten Teil von Abbildung 4-38 ist die Ausnutzungsdauer $t_{a,KWK,Wärme}$ der KWK-Wärme über der Ausnutzungsdauer der KWK-Stromerzeugung aufgetragen. Aufgrund der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung müssen beide Werte theoretisch übereinstimmen und folglich auf der eingezeichneten Diagonale liegen. Die statistischen Werte streuen jedoch leicht um diese Gerade.

Abweichungen können sich beispielsweise ergeben durch:

- verschiedene Verschaltungsarten einzelner Anlagen oder Anlagenkomponenten (z. B. Zu- oder Abfuhrung oder Sammelschienenanlagen vgl. auch /AGFW-04 09/),
- den Einfluss der Teillastwirkungsgrade insbesondere bei der Stromerzeugung,
- variable Temperaturen von Fernwärmever- und -rücklauf,
- thermische Trägheit und Speichereffekte oder
- statistische Fehler.

Zur Berechnung des KWK-Erzeugungsganges wird im Folgenden $t_{a,KWK,Wärme}$ genutzt, da die Wärmenachfrage regional begrenzt ist. Daher muss der Fokus auf dem Wärmelastgang und der KWK-Wärmebereitstellung liegen. Der elektrische KWK-Leistungsgang kann dann direkt über die Stromkennzahl bzw. die installierte elektrische KWK-Leistung errechnet werden.

Für die Synthese der KWK-Erzeugungsgänge je Netzregion wurden zwei Ansätze verfolgt, je nachdem ob die Anlagen größer oder kleiner dimensioniert sind als die Verbraucherlast. **Abbildung 4-39** zeigt im linken Diagramm die zwei verschiedenen Auslegungsfälle an der geordneten Jahresdauerlinie des Wärmebedarfs. Grundlage bilden, wie bei der Synthese der Fernwärmelastgänge (Kapitel 3.5.2) auch hier die Ausnutzungsdauern der KWK-Anlagen, die sich im Integral der normierten Erzeugungsgänge widerspiegeln (Abbildung 4-39 rechts).

Ist die Wärmeerzeugung von Anlagen mit hoher Leistung (Typ KWK 1) geringer als der Wärmebedarf der zugehörigen Fernwärmenetze, so wird ein konstanter Sockelbetrag vom FW-Lastgang abgezogen. Da mit der installierten Leistung der Bedarf vollständig gedeckt werden könnte, ist ein anderer Ansatz nur mit genauer Kenntnis des jeweiligen Netzes möglich.

Anlagen mit niedrigen Leistungen (Typ KWK 2) haben in der Regel höhere Volllaststunden als der Fernwärmelastgang. Sie decken die Last, die unter der Nennleistung der Anlagen liegt. Zur Verwendung im Regionenmodell wurden die generierten Leistungsgänge auf die Nennleistung der Anlagen normiert, wie rechts in Abbildung 4-39 dargestellt.

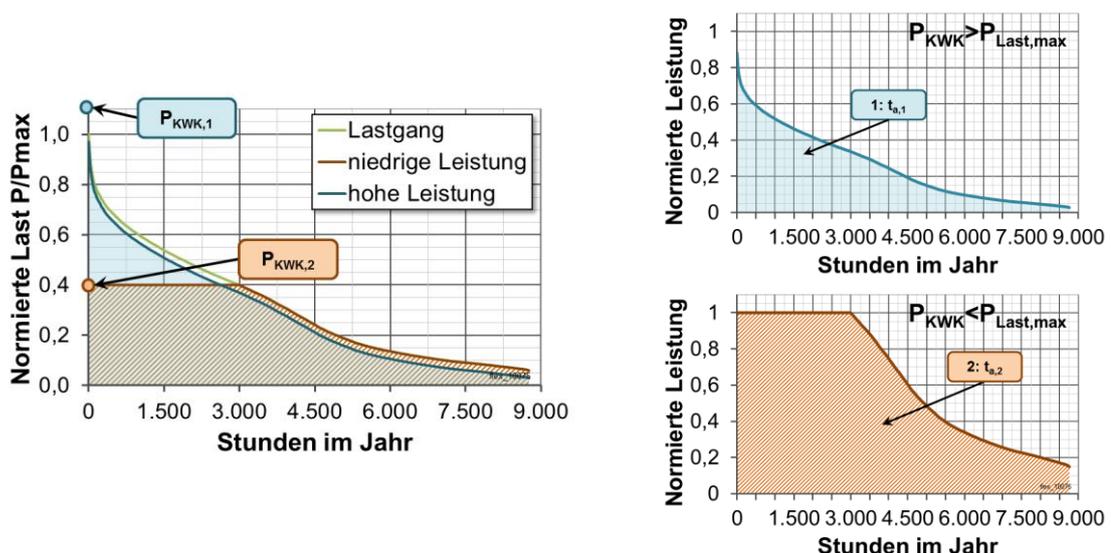


Abbildung 4-39: KWK-Erzeugungsgang in Abhängigkeit des Leistungsanteils

Die normierten Leistungsgänge der Netzregionen wurden gemäß den Leistungsanteilen von KWK 1 und KWK 2 in der Region gewichtet. Allerdings liegt für einige Regionen aus den AGFW-Hauptberichten keine ausreichend große Stichprobe für repräsentative Aussagen vor. So weist beispielsweise Region 71 keine eindeutig verortbare Anlage auf (vgl. Kapitel 3.5.2). Für diese

Regionen wurden die Erzeugungsgänge auf Basis ähnlicher Nachbargebiete in der gleichen TRY-Region verwendet und gegebenenfalls wurde zwischen Nachbarregionen interpoliert.

Der Erzeugungsgang wurde abschließend mit statistischen Daten kalibriert, da die Anlagen, die für die Synthese verwendet wurden, nicht den gesamten Bestand abbilden. Dazu wurde zunächst aus den normierten Leistungsgängen und der im Regionenmodell hinterlegten KWK-Leistung von etwa 32,7 GW ein Gesamtleistungsgang erzeugt. Dessen Integral bildet mit ca. 92 TWh mehr KWK-Erzeugung ab, als statistisch ausgewiesen ist. So betrug die Stromerzeugung in KWK-Anlagen für das Jahr 2008 etwa 71,9 TWh, wobei 21,4 TWh auf die Industrie und 50,5 TWh auf Kraftwerke der allgemeinen Versorgung entfielen /DESTATIS-04 10/, /DESTATIS-03 09/.

Ein Grund hierfür kann in den niedrigeren Gleichzeitigkeiten bei der Zusammenfassung der Einzelleistungsgänge liegen. Die einzelnen Leistungsgänge wurden daher mit dem Faktor 0,78 skaliert, um in Summe die statistische Erzeugung abzubilden. Durch die Kalibrierung gibt der in **Abbildung 4-40** dargestellte Erzeugungsgang die richtige Ausnutzungsdauer wieder.

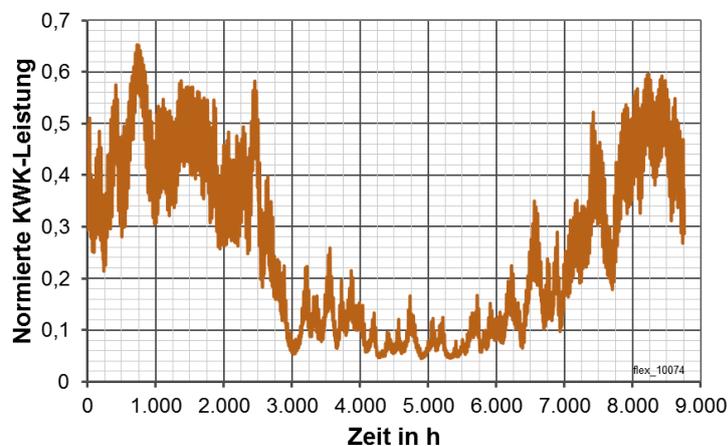


Abbildung 4-40: Normierter KWK-Erzeugungsgang in Deutschland

4.2.4 Merit Order der Stromerzeugung

Für die reinen Stromerzeuger existiert kein endogen vorgegebener Leistungsgang – deren Einsatz ist vielmehr durch wirtschaftliche Gesichtspunkte geprägt. In Deutschland kann freie Kraftwerksleistung seit der Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes an der Strombörse in Leipzig gehandelt werden. Nach allgemeiner Theorie orientieren sich die Börsenpreise der EEX an den Grenzkosten der Kraftwerke /FFE-39 10/. Aufsteigend sortiert über der aggregierten Erzeugungsleistung aufgetragen ergeben die Grenzkosten der Kraftwerke die sogenannte Merit-Order oder Einsatzreihenfolge.

Abbildung 4-41 zeigt beispielhaft die Angebots- und Nachfragekurven an der EEX für eine bestimmte Stunde im Jahr. Die Angebotskurve gibt vor, zu welchem Preis eine bestimmte Strommenge bezogen werden kann. Seit 01. September 2008 liegt das Mindestgebot bei -3.000 €/MWh, preisunabhängige Gebote werden zu diesem Wert eingestellt. Das bedeutet, dass der Verkäufer diese Strommenge für jedweden Preis veräußern will. Demgegenüber sind die Höchstgebote bei +3.000 €/MWh gedeckelt. Die Nachfragekurve gibt vor, welchen Preis ein Einkäufer zu zahlen bereit ist. Wie zu erkennen, ist diese Kurve keineswegs unelastisch, d. h. preisunabhängig. Über einen weiten Bereich haben die Händler offensichtlich andere Optionen, z. B. bei niedrigeren Grenzkosten eigener Erzeuger oder Verkäufe langfristiger Stromhandelsprodukte, ihre Nachfrage zu decken.

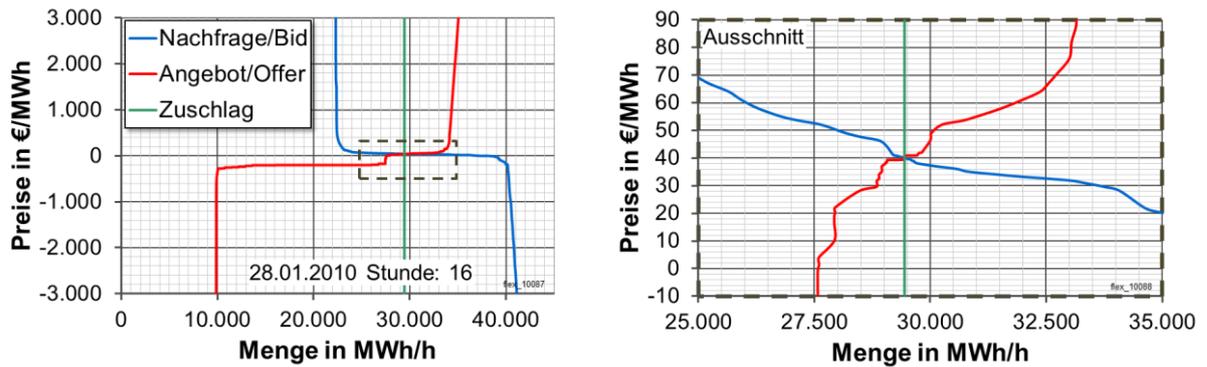


Abbildung 4-41: Beispielhafte Angebots- und Nachfragekurve an der EEX /EEX-02 11/,
/eigene Berechnung/

Am Schnittpunkt der Angebots- und der Nachfragekurve stellt sich der sogenannte Clearing-Preis ein. Die gesamte Leistung von hier etwa 27.900 MWh wird zu diesem Preis (40 €/MWh) verkauft. Alle Kraftwerke, die links von diesem Punkt eingeordnet sind, werden in der betrachteten Stunde laufen. In der Regel werden die extremen Preissituationen von ± 3.000 €/MWh nicht erreicht, da die der Nachfrage entsprechende Verbraucherrestlast sich im flachen Teil der Angebotskurve bewegt. Wenn negative Preise auftreten, signalisiert dies Knappheit von Flexibilität im Kraftwerkspark /EWI-01 10/, da trotz niedriger Nachfrage die Kraftwerksleistung nicht weiter gedrosselt werden kann.

In **Abbildung 4-42** sind links die geordneten Preisdauerlinien der EEX-Clearing-Preise von 2002 bis 2009 aufgetragen. Rechts ist die Häufigkeitsverteilung der Clearing-Preise von 2009 dargestellt. Es zeigt sich, dass es eine starke Häufung bei Strompreisen um etwa 40 €/MWh gibt. Zwar treten stark negative und sehr hohe Preise selten auf, dafür streuen die Preise in verschiedenen Jahren zwischen 22 €/MWh (2002) und 65 €/MWh (2008).

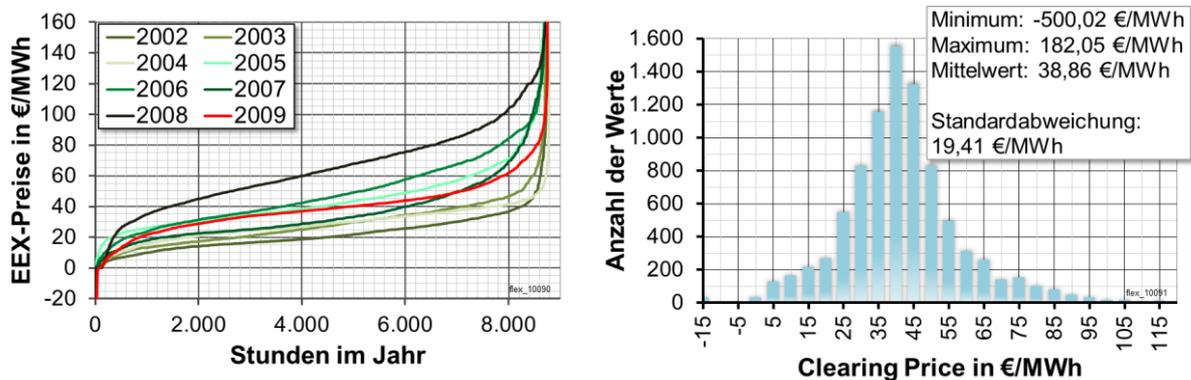


Abbildung 4-42: Auswertung der EEX Clearing-Preise /EEX-01 11/, /eigene Berechnung/

Die Streuung lässt sich auf Einkaufspreise bei den zur Stromerzeugung eingesetzten Energieträgern zurückführen, wie **Abbildung 4-43** zeigt. Vor allem im Jahr 2008 wurden sehr hohe Preise für Rohöl, Erdgas und Steinkohle gezahlt. Bezogen auf den Steinkohlepreis zeigt sich zwar auch eine Spreizung im jährlichen Verlauf, allerdings sind die relativen Abstände nahezu konstant mit einem Sprung im Jahr 2000. Ändern sich die relativen Abstände der Energieträgerpreise nicht oder nur wenig, wird sich auch an der Position der Kraftwerke in der Merit-Order-Kurve nichts ändern.

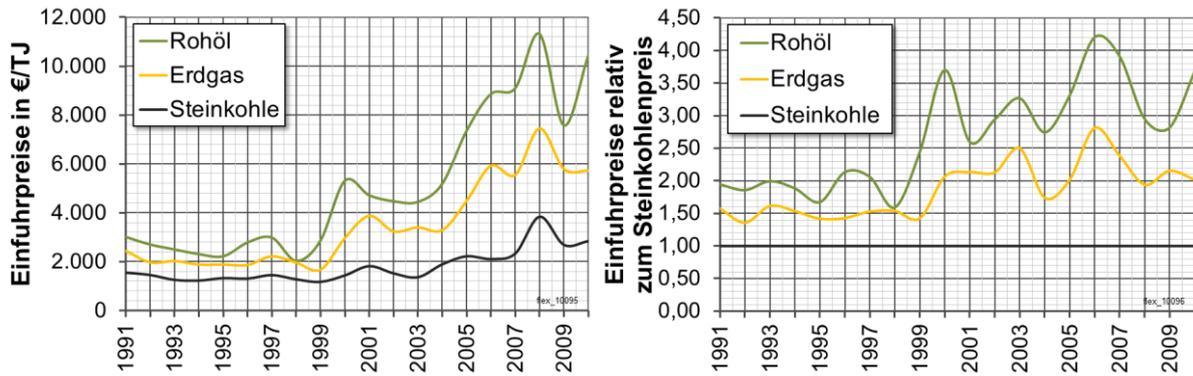


Abbildung 4-43: Entwicklung der Einfuhrpreise von Energieträgern /BMW-02 11/,
/eigene Berechnung/

Die Merit-Order bestimmt schließlich die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke und damit welche Erzeugungsanlagen bei einer bestimmten Nachfragesituation laufen. Für die Ermittlung der Grenzkosten der Kraftwerke wurden neben den Energiekosten am jeweiligen Standort auch die übrigen variablen Kosten angesetzt, wie sie in **Tabelle 4-5** gezeigt sind. Für die Steinkohlepreise sind neben den reinen Grenzübergangspreisen auch Transportkosten enthalten, wie sie detailliert in /FRO-01 08/ untersucht wurden. Wie Kohle und Erdgas werden auch CO₂-Zertifikate kurzfristig an der EEX gehandelt. Entscheidend sind jedoch nicht die kurzfristigen Preise, sondern langfristige Preisunterschiede, weshalb mittlere Preise angesetzt wurden.

Tabelle 4-5: Zur Berechnung der Merit-Order angesetzte variable Kosten /BMW-02 11/,
/FFE-25 09/, /EEX-01 11/ /eigene Berechnung/

Energieträger	k_{BS} in €/MWh _{BS}
Braunkohle	4,2
Heizöl	40
Erdgas	30
Steinkohle	12
Kraftwerkstyp	k_{var} in €/MWh _{el}
Braunkohle-Kraftwerk	3
Steinkohle-Kraftwerk	2,5
Gasturbinen-Kraftwerk	0,5
GuD-Kraftwerk	1,2
Kernkraftwerk	7
CO ₂ -Zertifikate	k_{CO_2} in €/t
energieträgerabhängig	20

Im Regionenmodell sind zunächst nur die Bruttokraftwerksleistungen hinterlegt. Für die Ermittlung der eingesetzten Brennstoffmenge wurden daher Wirkungs- bzw. Nutzungsgradkennlinien zugrunde gelegt. In **Abbildung 4-44** ist die Entwicklung der Nettowirkungsgrade von Dampf-, Gas- sowie GuD-Kraftwerken gezeigt. Diese beziehen sich jeweils auf die Nennleistung am Transformator und berücksichtigen somit kein Teillastverhalten oder An- und Abfahrverluste dafür den Eigenverbrauch der Anlagen bzw. Anlagenkomponenten.

Wirkungs- und Nutzungsgrad sind von der relativen Einordnung ähnlich, daher wurden die weiteren Betrachtungen auf Basis des Nettowirkungsgrades der Kraftwerke durchgeführt. Die Umrechnung von Brutto- auf Nettoleistung erfolgte auf Basis der Nettoanteile, die in der Tabelle von **Abbildung 4-44** dargestellt sind. Die Nettoanteile wurden aus statistischen Angaben zur Stromerzeugung der allgemeinen Versorgung /DESTATIS-01 11/ berechnet.

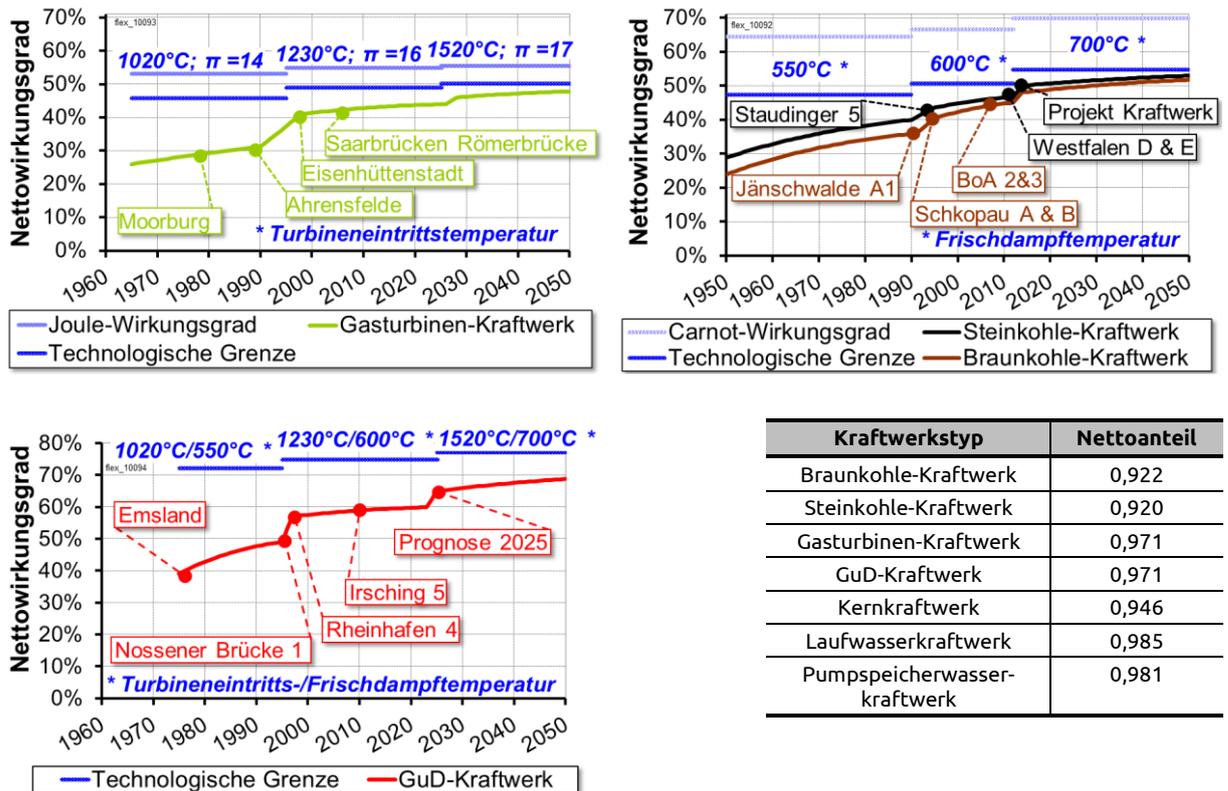


Abbildung 4-44: Nettowirkungsgrade und Nettoanteile verschiedener Kraftwerkstypen /FHK-01 09/, /FFE-25 09/, /DESTATIS-01 11/, /eigene Berechnung/

Die Grenzkosten eines Kraftwerks errechnen sich dann nach den in Formel (21) dargestellten Zusammenhängen.

$$k_{Grenz} = \frac{K_{BS} + K_{var} + K_{CO_2}}{P_{el,netto}} \tag{21}$$

$$K_{BS} = \dot{Q}_{BS} \cdot k_{BS} \tag{22}$$

$$K_{var} = P_{el,netto} \cdot k_{var} \tag{23}$$

$$K_{CO_2} = \dot{Q}_{BS} \cdot e_{BS} \cdot k_{BS} \tag{24}$$

$$\dot{Q}_{BS} = \frac{P_{el,netto}}{\eta_{netto}} \tag{25}$$

$$P_{el,netto} = P_{el,brutto} \cdot p_{netto} \tag{26}$$

- Mit:
- K_i absolute Kosten in €
 - k_i spezifische Kosten in € je Bezugseinheit
 - e_{BS} spezifische Emissionen in t/MWh_{BS}
 - P_{el} stündliche mittlere elektrische Leistung in MW
- Indices:
- BS Brennstoff
 - var variabel
 - CO_2 Kohlenstoffdioxid
- p_{netto} Nettoanteil der elektrischen Leistung
- \dot{Q}_{BS} stündliche mittlere Brennstoffleistung in MW

Werden die Grenzkosten für jedes der im Regionenmodell hinterlegten Kraftwerke berechnet und aufsteigend über deren kumulierten Nettoleistung aufgetragen, ergibt sich die in **Abbildung 4-45** gezeigte Merit-Order-Kurve. In die Darstellung fließt nur die rein elektrische Leistung der Kraftwerke nach Kapitel 4.2.1 ein. Die KWK-Anteile wurden nicht betrachtet, da deren Erzeugungsgang durch die Wärmelast determiniert ist.

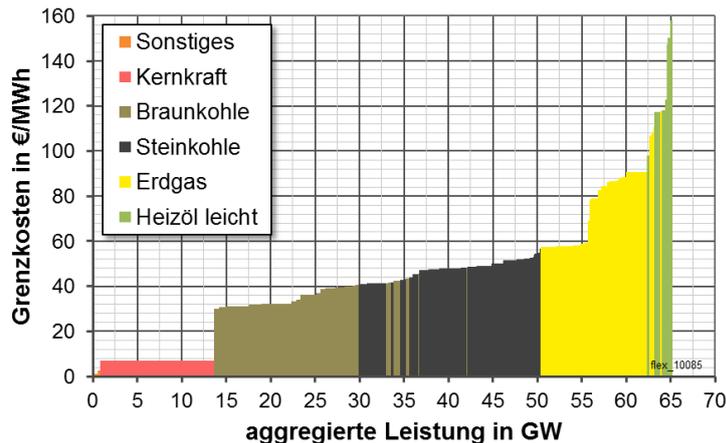


Abbildung 4-45: Merit-Order der reinen Stromerzeugungsanlagen für 2011 im Regionenmodell

Mit Hilfe der Merit-Order-Kurve kann bestimmt werden, welche Kraftwerke bei einer bestimmten Lastsituation in Betrieb sind. Dafür wird die Nachfrage unelastisch, d. h. preisunabhängig modelliert. Sie entspricht der stündlichen Residuallast, das ist die Verbraucherlast abzüglich der Erzeugung der erneuerbaren Energien und der KWK, die noch durch den restlichen Kraftwerkspark gedeckt werden muss. Der Strommarkt in Deutschland berücksichtigt keine regionalen Grenzen, weshalb der deutschlandweite Restlastgang in der Datenbank mit der modellierten Merit-Order-Kurve verknüpft wurde. Die bezuschlagten Anlagen können dadurch automatisiert den einzelnen Netzregionen zugeordnet werden.

4.2.5 Szenario Kraftwerke und KWK

Als Randbedingung für die Fortschreibung des Kraftwerksparks ist der Leistungsbedarf zu sehen, der aus der Rest- oder Residuallast resultiert. Dazu ist links in **Abbildung 4-46** die Lastsituation dargestellt, die sich ergibt, wenn der in den vorangegangenen Kapiteln regional verteilte Ausbau der Erneuerbaren umgesetzt wird. Der hinterlegte KWK-Leistungsgang bezieht sich auf die bestehenden fossilen KWK-Anlagen nach Kapitel 4.2.1 sowie den im Bau befindlichen Anlagen nach /BDEW-02 11/, deren Inbetriebnahme bis 2019 geplant ist. Die für die weiteren Analysen angesetzte KWK-Leistung beläuft sich somit auf ca. 38 GW, die im Regionenmodell örtlich verteilt hinterlegt ist. Inklusiv des Kondensationsanteils dieser Anlagen, der bei den reinen Stromerzeugern bilanziert wird, stehen damit in KWK-Anlagen 66,4 GW an elektrischer Leistung zur Lastdeckung zur Verfügung. Die in **Abbildung 4-46** dargestellte KWK-Strommenge bildet damit nicht die im Energiekonzept der Bundesregierung verankerte Verdoppelung des KWK-Anteils bis zum Jahr 2020 ab. Dieser Beitrag wird vielmehr von dezentralen KWK-Anlagen mit überwiegendem Einsatz von erneuerbaren Energien geleistet werden.

Insbesondere durch die fluktuierende regenerative Erzeugung treten zeitweise hohe Leistungsspitzen auf, so dass mehr Leistung durch die must-run-Anlagen erzeugt wird als die Verbraucher benötigen. Dies ist an den geordneten Jahresdauerlinien rechts in **Abbildung 4-46** veranschaulicht. Die obere Linie zeigt die Verbraucherlast abzüglich der erneuerbaren Stromerzeugung absteigend nach der Größe sortiert. Für die untere Linie wurden zusätzlich 85,5 TWh an KWK-Strom subtrahiert und die Restlast ebenfalls absteigend sortiert. Die im linken Bild rot dargestellte Lastüberdeckung zeigt sich in der rechten Darstellung durch eine negative Restlast von bis zu 31,9 GW. Aus dieser Lastüberdeckung resultiert eine Strommenge von etwa 12,9 TWh, die nicht gleichzeitig zu ihrer Erzeugung verbraucht werden kann. Durch elektrische Speichersysteme, verbraucherseitige Lastverschiebung oder eine flexiblere Betriebsweise der KWK-Anlagen könnte ein Teil dieser „Überschuss“-Strommenge nutzbar gemacht werden.

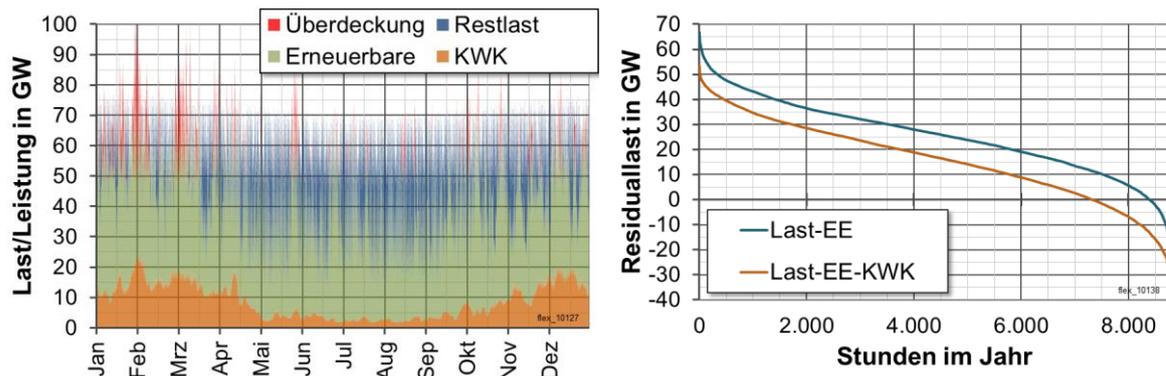


Abbildung 4-46: Elektrische Last- und Leistungsgänge (links) und sortierte Jahresdauerlinien der Restlasten (rechts) für das angesetzte Szenario

Durch die Einspeisung aus Erneuerbaren und KWK sinkt die maximale Restlast auf ca. 53,5 GW ab. Diese Leistung muss durch den Kraftwerkspark gedeckt werden. **Abbildung 4-47** stellt dazu die Leistung des Kraftwerksparks in der dena-Netzstudie II /DENA-07 10/, der Leitstudie 2010 /DLR-02 10/ und den Bestand reiner Stromerzeuger des Regionenmodells gegenüber.

Die dena-Netzstudie II rechnet für das Jahr 2020 mit einer Leistung in reinen Kraftwerken von etwa 32,5 GW /DENA-07 10/. Darunter sind ca. 6,7 GW an Leistung in Kernkraftwerken installiert. In der Leitstudie ist für 2020 eine installierte Leistung von 52,2 GW, davon 4 GW Kernenergie und für 2030 eine Leistung des Kraftwerksparks von 28,7 GW hinterlegt /DLR-02 10/.

Von den heute bestehenden Kraftwerken, die im Regionenmodell abgebildet sind, ist im Jahr 2030 noch eine Leistung von etwa 46,8 GW in Betrieb. Dieser Wert beinhaltet den bereits heute bekannten Kraftwerkszubau nach /BDEW-02 11/, wobei für die bestehenden Kraftwerke ausgehend von deren Inbetriebnahmejahr oder – falls vorhanden – dem Jahr ihrer Ertüchtigung eine Lebensdauer von 40 Jahren unterstellt wurde. Somit verbleibt eine Deckungslücke von mindestens 6,7 GW, die durch Kraftwerksneubau oder Ertüchtigung von bestehenden Anlagen ausgeglichen werden muss.

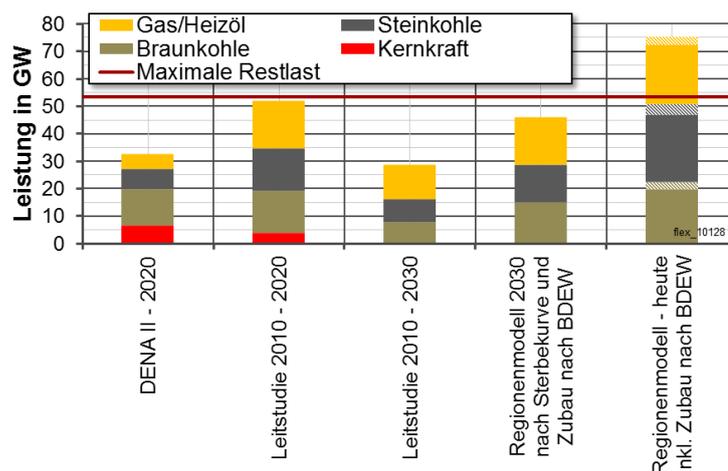


Abbildung 4-47: Anlagenpark reiner Stromerzeuger verschiedener Studien /DENA-07 10/, /DLR-02 10/, /eigene Berechnung/

Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, muss die Leistung im Kraftwerkspark größer sein als die zu deckende Last. Sowohl ungeplante Ausfälle als auch geplante Revisionen von Kraftwerken müssen durch Vorhaltung einer höheren Kapazität kompensiert werden können. In /ET-02 10/ wird mit einem probabilistischen Ansatz für die Leitstudie 2008 /DLR-01 08/ berechnet, dass für die

Einhaltung des Zuverlässigkeitsniveaus von 2010 im Jahr 2040 eine Leistung von insgesamt etwa 220 GW benötigt wird. Dies entspricht etwa 39 % Mehrleistung gegenüber den in der Leitstudie 2008 angesetzten 158 GW in Kraftwerken, KWK-Anlagen und regenerativen Stromerzeugern.

In dieser Arbeit wird für das Jahr 2030 aufgrund dieser Überlegungen der bestehende Kraftwerkspark unter Berücksichtigung des Kernenergieausstiegs /ATG-01 59/ und des bekannten Zubaus an Anlagen bis 2019 /BDEW-02 11/ verwendet. Dieser Ansatz entspricht im Wesentlichen einem Neubau bzw. einer Ertüchtigung von Anlagen an bereits existierenden Standorten. Die dabei resultierende Leistung von 75,4 GW in reinen Kraftwerken ist in Abbildung 4-47 in der rechten Säule dargestellt. Werden, dem methodischen Ansatz in /IFE-07 08/ folgend, Arbeitsverfügbarkeiten für die Kraftwerke zugrunde gelegt, ergibt sich eine Leistung von 65,6 GW, die mit hoher Wahrscheinlichkeit zur Lastdeckung verfügbar ist. Die angesetzten Werte für die Arbeitsverfügbarkeit sind in **Tabelle 4-6** dargestellt. In Abbildung 4-47 zeigt sich der Sicherheitsabschlag in den gestrichelten Bereichen der rechten Säule.

Tabelle 4-6: *Arbeitsverfügbarkeiten und daraus abgeleitete Leistung im Regionenmodell /VGB-01 05/, /eigene Berechnung/*

Energieträger	Arbeitsverfügbarkeit	Sichere Leistung in GW
Braunkohle	87,3 %	19,6
Steinkohle	85,7 %	24,4
Gas/Heizöl	88,2 %	21,5

5 Das flexible KWK-System

Um auf die sich verändernden Rahmenbedingungen im Energiesystem reagieren zu können, werden flexible Kraftwerke benötigt. Da insbesondere Windkraftanlagen und solare Stromerzeuger ausschließlich dargebotsabhängig Strom erzeugen, könnten sie lediglich durch Abschalten oder teilweise Leistungsreduzierung Ausgleichsleistung und negative Ausgleichsenergie bereitstellen. Dies ist im Sinne einer nachhaltigen und umweltfreundlichen Strombereitstellung nicht wünschenswert. Bevor regenerative Stromerzeuger abgeregelt werden, sollten zunächst gemäß einer – nicht zwingend wirtschaftlich getriebenen – Merit-Order alle fossilen Erzeugungsoptionen abgeschaltet sein.

Dies betrifft damit auch KWK-Anlagen, deren Betriebsweise sich damit nicht mehr rein am Wärmebedarf orientiert. Um die KWK-Erzeugung besser mit der Stromnachfrage und Strompreisschwankungen zu harmonisieren, wird das klassische Heizkraftwerk zum flexiblen KWK-System. Es stehen verschiedene Möglichkeiten offen, um Strom- und Wärmeproduktion zu entkoppeln. In /FFE-08 10/, /FFE-28 10/, /FFE-01 11/ und /FFE-09 11/ wurde ein derartiges flexibles KWK-System vorgestellt und am Beispiel einer Einzelanlage die Wirtschaftlichkeit gezeigt.

5.1 Komponenten des flexiblen KWK-Systems

Im Zentrum des flexiblen KWK-Systems, wie es in **Abbildung 5-1** dargestellt ist, steht der Stromerzeuger. Bei den untersuchten Großanlagen können dies Dampfturbinen sowie Gasturbinen sein. Bei einer GuD-Anlage ergeben sich durch den Ersatz oder die Ergänzung konventioneller Brenner durch Gasturbinen zusätzliche Freiheitsgrade bei der Stromerzeugung. Verschiedene optionale Komponenten erhöhen die Einsatzmöglichkeiten der Anlage. Dies sind Spitzenlastkessel, Wärmespeicher und elektrische Heizsysteme oder Wärmepumpen.

Analog zu den Begriffen im Regelleistungsmarkt wird beim Betrieb des flexiblen KWK-Systems unterschieden in:

- negative Ausgleichsenergie,
d. h. Ausschalten der Anlage oder Strombezug, und
- positive Ausgleichsenergie,
d. h. Erhöhung der Stromerzeugung.

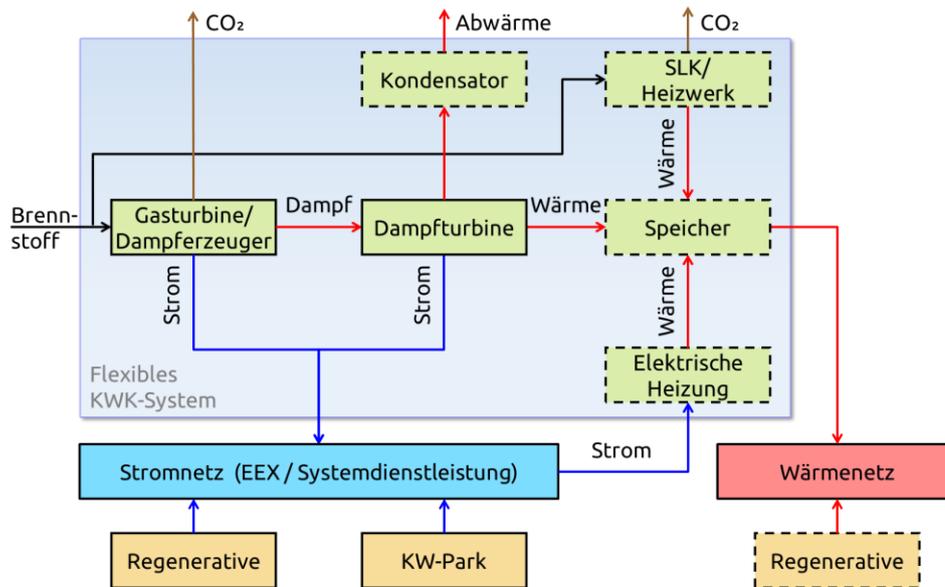


Abbildung 5-1: Schema eines flexiblen KWK-Systems /FFE-28 10/

Der erzeugte Strom wird in das Stromnetz eingespeist. Im Energiesystem bringt das Netz in gewisser Weise die Strom- und Wärmenachfrage der Verbraucher in Deckung. Solange genügend flexible Erzeugungsanlagen positive und negative Ausgleichsenergie bereitstellen, kann ein dezentrales Erzeuger-Verbraucher-System beliebig Strom einspeisen oder beziehen, ohne selbst Regelaufgaben zu übernehmen.

Wichtigste Führungsgröße ist auch für das flexible KWK-System die Wärmenachfrage. Wärmeseitig dienen bereits heute Spitzenlastkessel bzw. Heizwerke zur Bereitstellung von thermischer Reserveleistung. Wie im Stromnetz ist durch den Zusammenschluss mehrerer Verbraucher zu Fern- und Nahwärmenetzen eine Vergleichmäßigung der Nachfrage möglich. Aufgrund der regionalen Begrenztheit der Netze und nur weniger (meist nur ein) Anbieter kann die Ausregelung von Wärmelastspitzen durch andere KWK-Anlagen im Wärmenetz jedoch nicht erfolgen. Denn im Gegensatz zum Strom kann Wärme nur mit großen Verlusten über weite Strecken transportiert werden.

Der Spitzenlastkessel muss nicht allein zur Abdeckung thermischer Lastspitzen oder Sicherstellung von Versorgungssicherheit dienen. Er kann auch dann genutzt werden, wenn der Strompreis niedrig ist. Dann wird die KWK-Anlage selbst nicht betrieben und so das Stromnetz entlastet. Zusätzliche negative Ausgleichsenergie wird durch ein elektrisch betriebenes Heizsystem bereitgestellt. Das können zentrale Anlagen, beispielsweise große Elektrodenkessel, aber auch dezentrale Wärmeerzeuger, wie Wärmepumpen, sein. Diese können den überschüssigen Strom aus erneuerbaren Energien verwenden um Wärme bereitzustellen.

Auch der verstärkte Einsatz von Entnahmekondensationsturbinen anstelle von Gegendruckanlagen erhöht die Flexibilität der KWK-Anlagen. Zwar verringert der Einsatz des Kondensators den KWK-Anteil zugunsten reiner Stromerzeugung, die sich durch niedrigere Dampfparameter am kalten Ende erhöht. Er erlaubt aber dadurch den Betrieb der Anlage zu Zeiten, in denen keine Wärmenachfrage besteht, aber Strom benötigt wird.

Eine Möglichkeit zur Bereitstellung von sowohl positiver als auch negativer Ausgleichsenergie bietet die Integration von Wärmespeichern in das flexible KWK-System. Diese vergrößern die Wärmenachfrage in Zeiten mit wenig Heizlast und die gespeicherte KWK-Wärme kann bei hohem Bedarf genutzt werden. Gegenüber dem reinen Spitzenlastkessel- oder Kondensationsbetrieb wird durch den Speichereinsatz die erzeugte KWK-Strommenge nicht reduziert.

Je nach Situation bei Strompreis und Wärmebedarf generieren die Zusatzkomponenten mehr oder weniger Freiheitsgrade für die Stromerzeugung im KWK-System. Eine Besonderheit gegenüber elektrischen Speichern ist – bedingt durch die Koppelung an den Wärmebedarf – die Abhängigkeit der maximal möglichen Leistung von der Außentemperatur. Im Winter wird die KWK-Anlage tendenziell bereits laufen, um den Wärmebedarf zu decken. Im Sommer dagegen muss lediglich das Grundlastband des Warmwasserbedarfs gedeckt werden.

In **Tabelle 5-1** sind die verschiedenen Zusatzkomponenten des flexiblen KWK-Systems nochmals vergleichend dargestellt. Wird durch die Kondensation mehr Strom erzeugt, als dies im gekoppelten Betrieb der Fall wäre, so muss ein Heizwerk die benötigte Wärme bereitstellen. Sowohl der Heizwerkeinsatz als auch die elektrische Nachheizung im FW-Netz reduzieren die Laufzeit der KWK-Anlage und damit die Ausnutzungsdauer sowie den KWK-Anteil. Durch die Nutzung eines Wärmespeichers bleiben dagegen die Ausnutzungsdauer und damit der KWK-Anteil konstant oder beide Größen können in einigen Fällen sogar gesteigert werden.

Tabelle 5-1: *Komponenten zur Entkopplung der Strom- und Wärmebereitstellung*

Positive elektrische Ausgleichsenergie	Negative elektrische Ausgleichsenergie	KWK-Anteil
Kondensator	Heizwerkbetrieb	↘
Wärmespeicher laden	Elektrisches Heizsystem	↘
	Wärmespeicher entladen	→ / ↗

5.2 Betriebsportfolio des flexiblen KWK-Systems

Wie die verschiedenen Komponenten im Zusammenspiel helfen, auf verschiedene Anforderungen im Energiesystem zu reagieren zeigt **Abbildung 5-2** in einem Portfolio der vier extremen Betriebszustände eines flexiblen KWK-Systems. Regenerative Erzeugung ist durch die Windkraftanlage symbolisiert. Das Stromnetz steht stellvertretend für den Strombedarf bzw. die konventionelle Stromerzeugung und das Wärmenetz für den Wärmebedarf eines Versorgungsobjektes. Das flexible KWK-System steht als verbindendes Element an der Schnittstelle dieser beiden Größen.

Eine hohe Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien und gleichzeitig niedriger Strombedarf führen zu einem Bedarf an negativer Ausgleichsenergie oder Regelleistung. In diesem Fall kann der Strom zur Wärmebereitstellung genutzt und entweder der Wärmespeicher gefüllt (links oben) oder der Wärmebedarf direkt gedeckt werden (links unten). Die KWK-Anlage selbst wird in diesem Fall nicht betrieben. Wie links oben zu sehen, muss daher bei hohem Wärmebedarf das Heizwerk die benötigte Wärme bereitstellen.

Bei Bedarf an positiver Regelleistung oder Ausgleichsenergie soll die KWK-Anlage möglichst viel Strom produzieren. Ist gleichzeitig keine Wärmenachfrage vorhanden, kann der Speicher gefüllt werden (rechts unten). Mit steigendem Wärmebedarf ergibt sich die oben rechts dargestellte Betriebsart. Alle Wärmeerzeuger außer dem elektrischen Heizsystem werden genutzt, um den hohen Wärmebedarf decken zu können. Dies stellt sicher, dass die benötigte Strommenge durch die KWK-Anlage bereitgestellt wird.

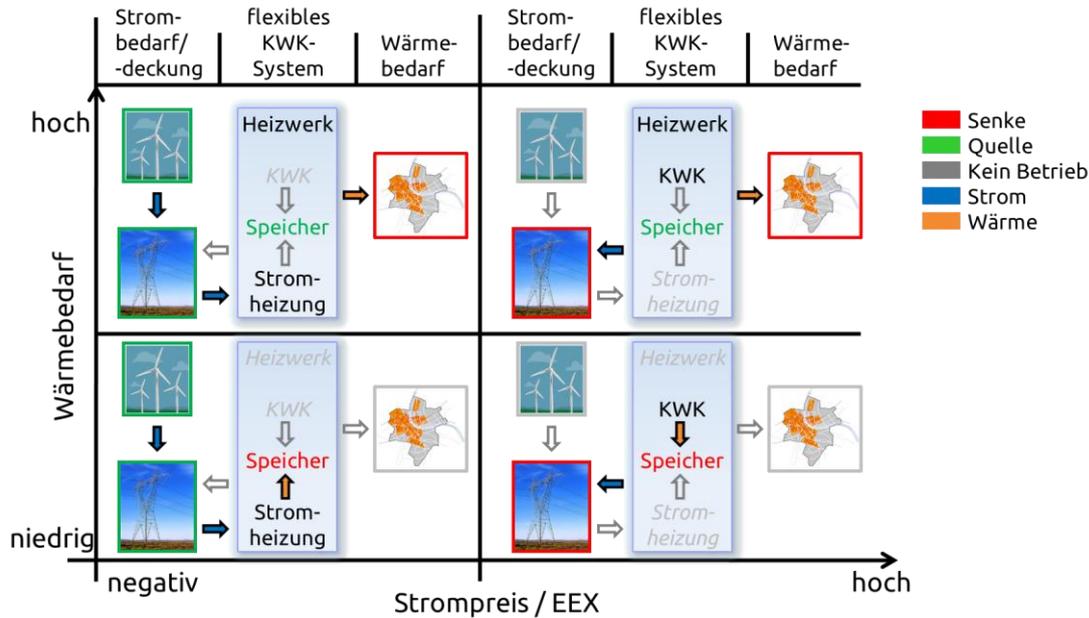


Abbildung 5-2: Einsatzportfolio des flexiblen KWK-Systems /FFE-28 10/

Wie gezeigt, kann das flexible KWK-System bei niedrigen oder negativen Strompreisen Strom aus dem Netz beziehen und so negative elektrische Ausgleichsenergie bereitstellen. Umgekehrt wird bei hohen Strompreisen Strom ins Netz eingespeist. Aufgrund dieser Eigenschaften kann das flexible KWK-System auch als funktionaler oder virtueller elektrischer Speicher bezeichnet werden.

5.3 Flexible Betriebsweise der KWK

Zur Analyse der Lastverschiebemöglichkeiten durch ein flexibles KWK-System wurde ein Flexibilisierungsalgorithmus weiterentwickelt, der auch in /FFE-29 11/ beschrieben wurde. Bei diesem wird die durch KWK zu deckende Tagesenergiemenge frei über den Tag eingeplant, so dass der Restlastgang geglättet wird. Dies entspricht der Ausnutzung des Strompreis-Spreads an der EEX, der sich durch eine hohe bzw. niedrige regenerative Einspeisung ergibt. Möglich wird diese Entkopplung von Strom- und Wärmeerzeugung der KWK-Anlagen durch die Nutzung von Wärmespeichern und Heizwerken wie in Kapitel 1 beschrieben. Das flexible KWK-System agiert dabei als sogenannter „funktionaler Speicher“, d. h. es übernimmt die Funktion eines klassischen Stromspeichers.

Im Folgenden soll zunächst der genutzte Flexibilisierungsalgorithmus erläutert werden. Mit dessen Hilfe wurde untersucht, wie sich die Leistungsverschiebung der deutschen KWK-Anlagen im Gesamtsystem auswirkt. Abschließend werden die Ergebnisse der Systemanalyse dargestellt.

5.3.1 Flexibilisierungsalgorithmus

Für den flexibilisierten Betrieb der KWK-Anlagen dient der elektrische Restlastgang in Deutschland als Führungsgröße. Wie in Kapitel 2.1 beschrieben, berücksichtigt die derzeitige Ausgestaltung des Stromhandels keine regionalen Unterscheidungen (vgl. auch Kapitel 4.2.4). Für die KWK-Anlagen existieren jedoch aufgrund der Kopplung an die Wärmenachfrage unterschiedliche regionale Gegebenheiten. Der durch die Wärmelast bestimmte elektrische KWK-Erzeugungsgang jeder Netzregion, wie er in Kapitel 4.2.3 synthetisiert wurde, kann durch eine optimierte Fahrweise mit dem Restlastgang harmonisiert werden. Die durch den Leistungsgang vorgegebene, tägliche elektrische KWK-Erzeugungsmenge wird durch den in **Abbildung 5-3** dargestellten Flexibilisierungsalgorithmus über einen Tag verschoben.

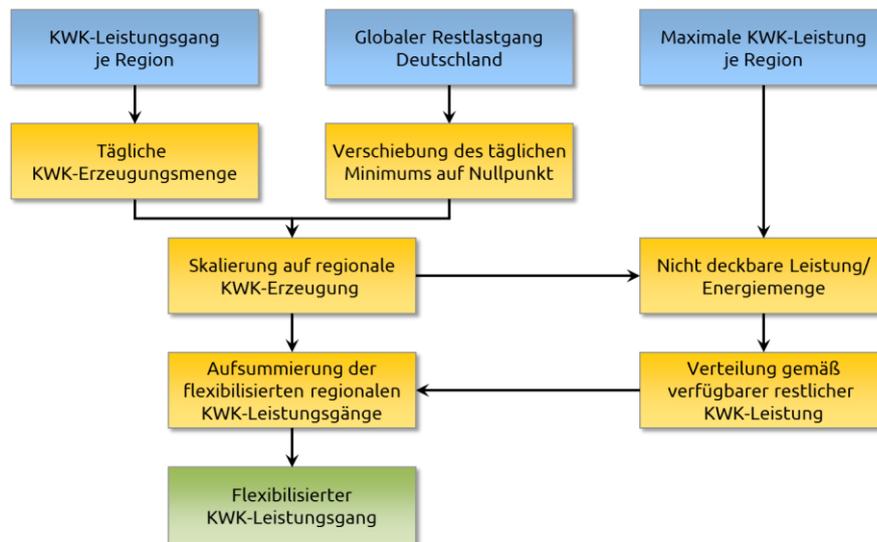


Abbildung 5-3: Schematische Vorgehensweise zum Flexibilisierungsalgorithmus

Vom globalen Restlastgang wird dazu ein Grundlastband abgezogen, so dass das tägliche Lastminimum zu Null wird. Die KWK soll zu diesen Zeiten, die durch eine niedrige Verbraucherlast oder hohe regenerative Erzeugung gekennzeichnet sind, die Restlast nicht zusätzlich absenken. Bei hohen Restlasten kann die KWK dagegen bis zu ihrer maximalen elektrischen Leistung genutzt werden. Dies wird durch eine Skalierung des verschobenen Restlastganges erreicht. Der täglichen KWK-Stromerzeugungsmenge wird sozusagen die Charakteristik des Restlastganges aufgeprägt. Wenn das Ergebnis der Skalierungsrechnung über der verfügbaren KWK-Leistung liegt, kann ein Teil der Energiemenge nicht bereitgestellt werden. Diese Energiemenge wird anteilig nach der restlichen noch verfügbaren KWK-Leistung verteilt. Die so für die 19 Netzregionen ermittelten flexibilisierten KWK-Leistungsgänge werden abschließend zu einem Gesamtleistungsgang addiert.

Die Anwendung des Flexibilisierungsalgorithmus wird im Folgenden beispielhaft an zwei Wochen dargestellt. **Abbildung 5-4** zeigt die 13te und die 50ste Woche für das Jahr 2030 nach dem im Regionenmodell hinterlegten Szenario für die erneuerbaren Stromerzeuger und KWK-Anlagen. Die orange Fläche beschreibt die Erzeugung der KWK-Anlagen vor der Flexibilisierung, die grüne Fläche gibt die gesetzte Erzeugung der Regenerativen wieder. Aus diesen Leistungsgängen sowie dem Verbraucherlastgang ergibt sich die türkise Fläche des Restlastganges bzw. die roten Flächen, die anzeigen, dass die Must-Run-Erzeugung über der Nachfrage liegt.

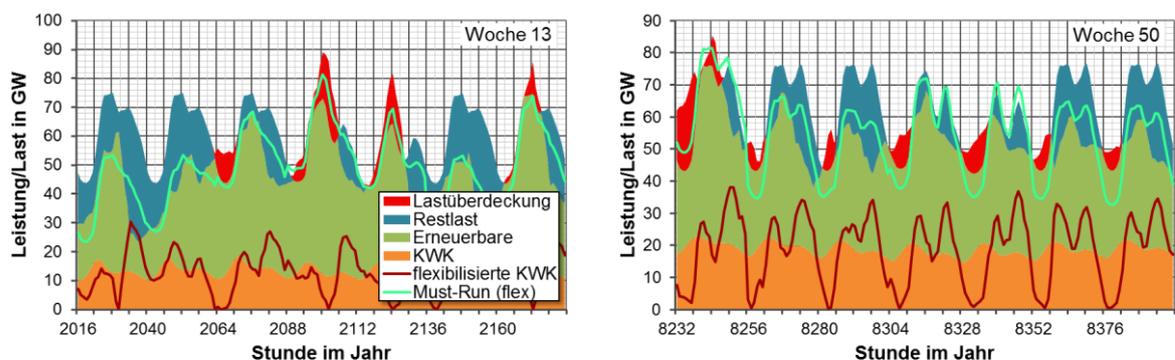


Abbildung 5-4: Restlast und Erzeugungsgänge zweier ausgewählter Wochen für 2030

Wird die Strom- und Wärmeerzeugung der KWK-Anlagen gemäß dem Flexibilisierungsalgorithmus entkoppelt, ergibt sich für die KWK ein Erzeugungsgang wie er in der roten Linie dargestellt ist. Die grüne Linie zeigt die Summe der Leistungsgänge von Erneuerbaren und KWK.

Es wird deutlich, dass ein Teil der Erzeugung von den Morgen- in die Abendstunden verschoben wird. Gleichzeitig ist erkennbar, dass durch eine flexiblere Betriebsweise der KWK-Anlagen die Lastüberdeckung stark reduziert werden kann. Die grüne Linie liegt nahezu immer unter der Verbraucherlast oder ist deckungsgleich.

5.3.2 Auswertung der Effekte eines flexiblen KWK-Betriebs

Wie im vorigen Kapitel erkennbar, korrespondiert der zeitliche Verlauf des Wärmebedarfs sehr gut mit dem elektrischen Verbraucherlastgang. Gleichzeitig mit dem morgendlichen Wärmebedarf steigt auch die Nachfrage nach Strom an. Durch die thermische Trägheit der Gebäude gibt es lediglich einen geringen zeitlichen Versatz. Daher lässt sich die KWK-Stromerzeugung heute sehr gut in das System integrieren. Auch die PV-Stromerzeugung passt sich prinzipiell sehr gut in den Verbraucherlastgang ein. Bei hohen PV-Anteilen verschieben sich jedoch die (Rest-)Lastspitzen stark in Richtung Morgen und Abend – die ursprünglich gut angepasste KWK muss flexibler und dynamischer gefahren werden. Windstromerzeugung ist gegenüber der Photovoltaik weitaus stochastischer – langen Zeiten mit hohen Windstromanteilen können Zeiten folgen, in denen nur wenig Strom durch Windkraftanlagen erzeugt wird.

Abbildung 5-5 zeigt den Leistungsgang der KWK im Rasterdiagramm. Diese Art der Darstellung eignet sich sehr gut, um tageszeitliche Strukturen und Veränderungen der Leistungsgänge im Jahresverlauf visuell zu erfassen. Die einzelnen Tage sind dafür auf der Abszisse und Stunden der Tage auf der Ordinate aufgetragen. Die jeweiligen Werte – in diesem Fall die Leistung der KWK – ist farblich codiert dargestellt. Hohe Leistungen von ca. 30 bis 40 GW sind rot, mittlere Leistungen von türkis über grün nach gelb und niedrige Leistungen kleiner 12 GW in blau abgebildet.

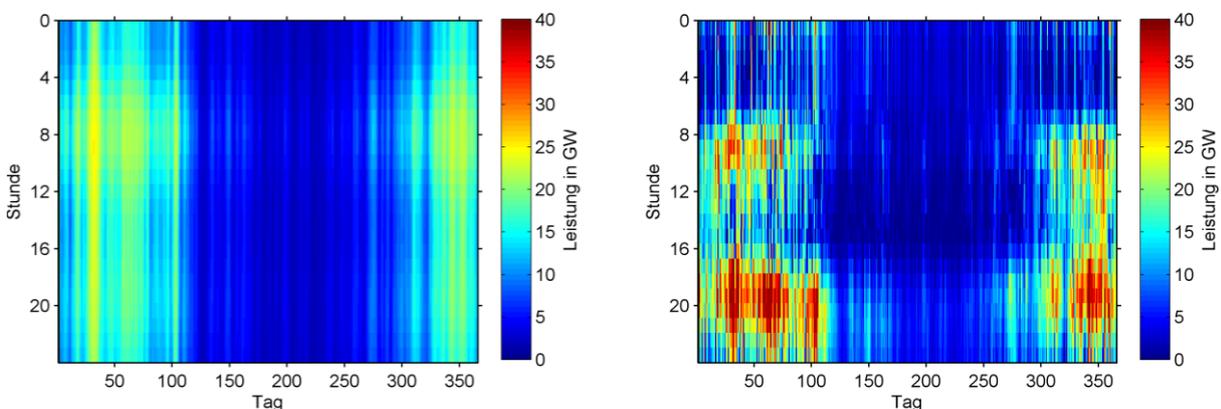


Abbildung 5-5: Leistungsgang der KWK für 2030 nicht flexibilisiert (links) und bei flexiblem Betrieb (rechts)

Zur Harmonisierung des Restlastganges wird die KWK dynamischer gefahren – erkennbar an den tiefroten Bereichen in der rechten Abbildung. Die KWK-Erzeugung wird durch den Flexibilisierungsalgorithmus vorrangig in die Abendstunden verschoben, um den Restlastgang zu glätten. Zur Unterscheidung des rein wärmegeführten und des flexibilisierten KWK-Betriebs stellt **Abbildung 5-6** die nicht-flexibilisierte KWK-Erzeugung als geordnete Jahresdauerlinie dar und stundengleich mitsortiert den Erzeugungsgang des flexiblen KWK-Systems in den grünen bzw. orangen Punkten. Die grüne Linie bildet als Hüllkurve die obere Abgrenzung der Punktwolke. Es zeigt sich, dass vor allem bei hohen Lasten die volle Bandbreite an KWK-Leistung von 0 bis etwa

38,4 GW flexibel zur Verfügung steht. Bei niedrigem Wärmebedarf können stundenweise immerhin 5 GW an Leistung dynamisch gefahren werden.

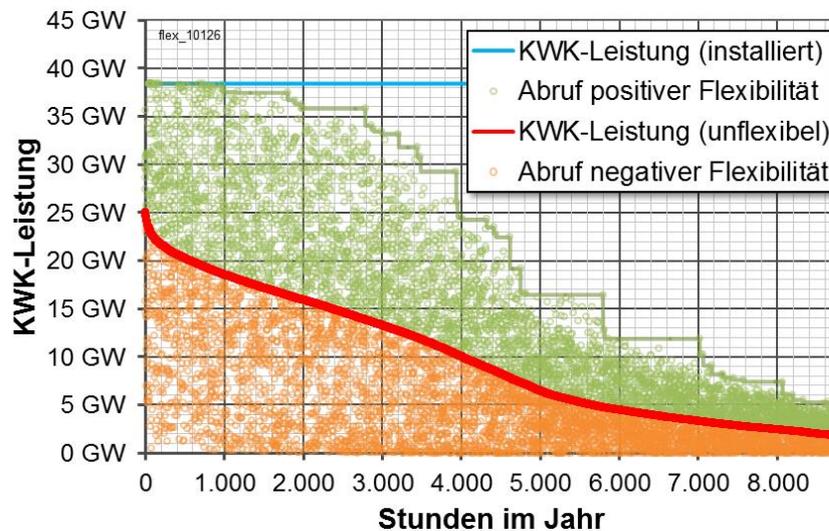


Abbildung 5-6: Geordnete Jahresdauerlinie des nicht-flexibilisierten KWK-Betriebs und abgerufene flexible Leistung

Abbildung 5-7 zeigt einen Vergleich der Restlastgänge – Verbraucherlast abzüglich KWK- und erneuerbare Einspeisung – für vier verschiedene Kombinationen von KWK, Wärmespeichern und Heizwerken. Die gelbe Linie des nicht-flexibilisierten Restlastganges ist bereits aus Abbildung 4-46 bekannt. Der flexible Betrieb der KWK-Anlagen durch die Nutzung von Wärmespeichern, dargestellt in der grünen Linie, äußert sich durch eine Absenkung der positiven Restlastspitze sowie eine Anhebung der negativen Restlasten. So lässt sich die Restlastspitze von 53,5 GW auf ca. 49,8 GW senken. Trotz der flexibleren Fahrweise und Ausnutzung der geschaffenen Freiheitsgrade werden auch zukünftig Situationen auftreten, in denen die Erzeugung die Verbraucherlast übersteigt. Dennoch kann die maximale Lastüberdeckung von -31,9 GW auf -22,7 GW reduziert werden. Dies führt dazu, dass 6,2 TWh mehr an Strom aus KWK und Regenerativen integriert werden können – bei nicht flexibilisierter Betriebsweise beträgt der Überschuss 12,9 TWh.

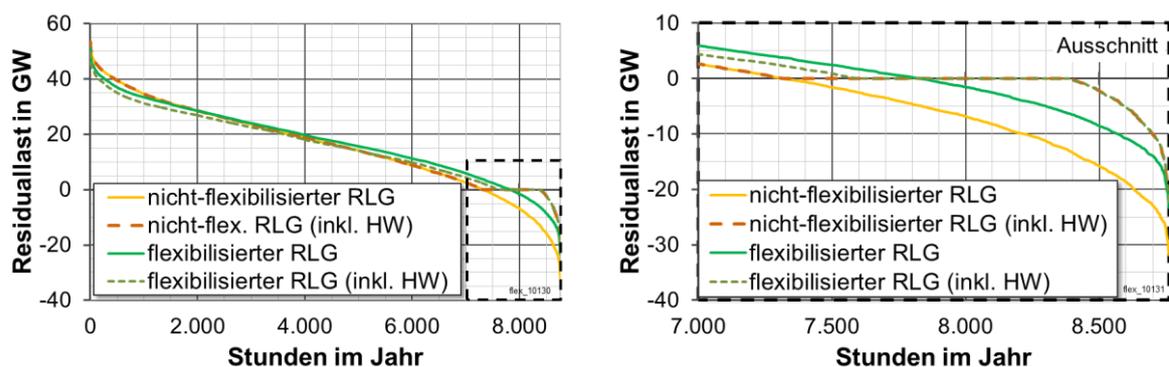


Abbildung 5-7: Vergleich der Restlastgänge anhand der geordneten Jahresdauerlinie

Bei negativen Restlasten können Heizwerke (HW) eingesetzt werden, um den KWK-Betrieb zu substituieren, wie im Ausschnitt der negativen Restlasten an den gestrichelten Linien zu erkennen ist. Dadurch wird die Lastüberdeckung auf den Überschuss von 2 TWh durch die regenerative Einspeisung limitiert. Die Heizwerke müssen dazu im Falle einer Kombination von KWK und Wärmespeicher $8,7 \text{ TWh}_{\text{th}}$ erzeugen, damit der Wärmebedarf auch bei Abschaltung der KWK gedeckt werden kann. Beim nicht-flexibilisierten Restlastgang ersetzt der Betrieb von Heizwerken

20,6 TWh_{th} der KWK-Erzeugung. Die Strom- und Wärmemengen der vier betrachteten Konfigurationen zeigt **Tabelle 5-2**.

Tabelle 5-2: *Kenndaten des KWK-Betriebs mit und ohne flexibler Betriebsweise*

	nicht-flexibilisierte KWK		flexibilisierte KWK	
	ohne Heizwerke	mit Heizwerken	ohne Heizwerke	mit Heizwerken
Stromerzeugung	85,8 TWh	74,9 TWh	85,8 TWh	81,2 TWh
Wärmeerzeugung	162,1 TWh	141,6 TWh	162,1 TWh	153,4 TWh
Ausnutzungsdauer	2.233 h	1.950 h	2.233 h	2.113 h

Für die nicht-flexibilisierten Restlastgänge und auch den flexibilisierten Fall wurden mit der Merit-Order des Kraftwerksparks für 2030 (vgl. Kapitel 4.2.4 und 4.2.5) die jeweiligen Betriebskosten berechnet. Die Betriebskosten ergeben sich aus den Grenzkosten der laufenden Anlagen multipliziert mit deren aktueller Leistung. Sie repräsentieren einen Teil des ökonomischen Nutzens einer flexibleren Betriebsweise der KWK-Anlagen. Da die Benutzungsdauer des Restlastgangs im Falle einer Flexibilisierung steigt, kommen Grundlastkraftwerke häufiger zum Einsatz. Die Betriebskosten des Kraftwerksparks sinken demzufolge von jährlich 4,88 Mrd. € auf 4,55 Mrd. €.

5.3.3 Funktionale elektrische Speicherung

Bestimmung der funktionalen elektrischen Speichergröße

Aus der Analyse der Simulationsergebnisse des vorherigen Kapitels werden die Energiemengen ermittelt, die gegenüber dem nicht-flexibilisierten Betrieb verschoben werden. Daraus kann die Speichergröße eines funktionalen elektrischen Speichers abgeleitet und aus diesem wiederum die thermische Speicherkapazität errechnet werden.

Wird die KWK gegenüber dem nicht-flexibilisierten Fall zugeschaltet und ein Wärmespeicher geladen, so entspricht dies dem Leeren eines funktionalen elektrischen Speichers. Umgekehrt wird beim Entladen des Wärmespeichers die KWK nicht betrieben und der funktionale Speicher somit geladen. In **Abbildung 5-8** ist links diese elektrische „Speicher“-ladung und -entladung dargestellt. Insgesamt werden in allen Netzregionen über ein Jahr etwa 21,8 TWh an Stromproduktion zeitlich verschoben. Durch den Flexibilisierungsalgorithmus wird der Speicher in jeder Stunde genutzt. Die maximal abgerufene Speichergröße beträgt ca. 195 GWh, wobei eine Kapazität von mehr als 100 GWh in weniger als 155 Stunden ausgenutzt wird.

Im rechten Diagramm der **Abbildung 5-8** ist die Häufigkeit der Nutzung verschiedener Speicherklassen aufgetragen. Es zeigt sich analog zur linken Grafik, dass hohe Speicherkapazitäten selten voll ausgeschöpft werden, d. h. dass weniger als 8-mal mehr als 125 GWh an Stromerzeugung in andere Stunden verschoben werden kann. Dagegen werden in etwa 580 Zeitabschnitten bis zu 25 GWh an virtueller elektrischer Speicherkapazität eingesetzt.

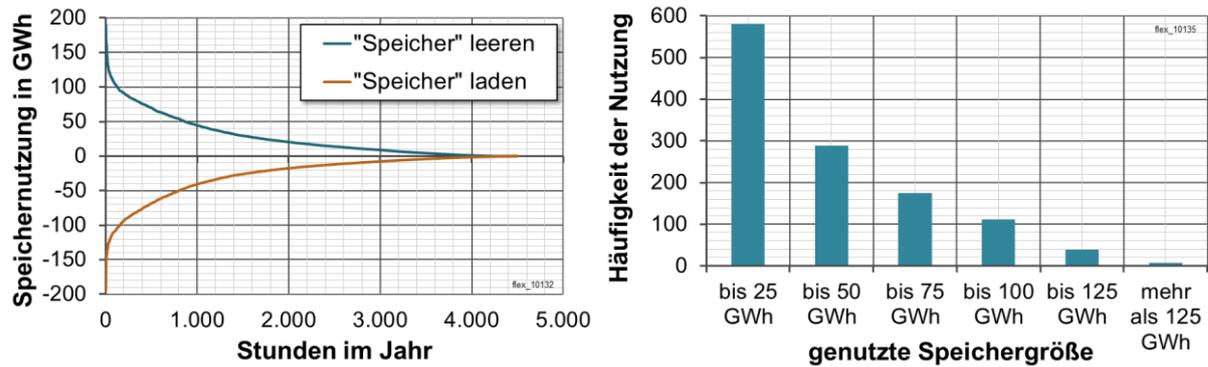


Abbildung 5-8: Nutzung des funktionalen elektrischen Speichers

Aus den Ergebnissen der Simulation für die Netzregionen im Regionenmodell und den jeweils installierten KWK-Leistungen können Speicherzeiten berechnet werden. Diese geben an, wie lange eine KWK-Anlage mit ihrer Nennleistung laufen muss bzw. kann, damit der funktionale Speicher ge- oder entladen wird. Auch wenn durch den Flexibilisierungsalgorithmus der Saldo aus positiver und negativer Lastverschiebung an jedem Tag ausgeglichen ist, unterscheiden sich die Speichergrößen und damit die Speicherzeiten für das Laden und Entladen des funktionalen Speichers. Dies ist beispielsweise dadurch begründet, dass ein Speicher zu Beginn des Tages bereits geladen sein muss, um Ausgleichsenergie bereitzustellen. Dieser Ladezustand addiert sich zur Situation des Speichers am Ende des Vortags. Durch die stochastische Verteilung der verschiedenen Ladezustände ist die Jahresbilanz des Speichers wieder ausgeglichen. Durch Aufsummieren des maximalen Betrags der positiven oder negativen Speichergrößen in den einzelnen Regionen ergibt sich daher die insgesamt notwendige funktionale Speicherkapazität zu ca. 203 GWh_{el}.

Ableitung der notwendigen Wärmespeicherkapazität

Um das dargestellte Potenzial nutzen zu können, ist der Zubau von Fernwärmespeichern an den Standorten bestehender KWK-Anlagen notwendig. Dabei handelt es sich üblicherweise um atmosphärische oder druckbeaufschlagte großtechnische Warmwasserspeicher mit einer Größe von über 3.000 m³. Von diesen ist in Deutschland an verschiedenen Standorten bereits ein Fernwärmespeichervolumen von ca. 65 bis 75 Tsd. m³ installiert.

Aus der Stromkennzahl - dem formalen Zusammenhang zwischen elektrischer Energie- und Wärmebereitstellung in KWK-Anlagen - lässt sich zunächst die Wärmemenge berechnen, die notwendig ist, um eine funktionale elektrische Speichergröße von etwa 203 GWh_{el} zu erreichen. Im Mittel beträgt die Stromkennzahl über alle 1.151 KWK-Anlagen im Regionenmodell ca. 0,53. Dieser Wert lässt sich auch mit den Angaben zur KWK-Stromerzeugung der allgemeinen Versorgung nach /DESTATIS-01 11/ bestätigen.

Abbildung 5-9 zeigt die Aufteilung der resultierenden Wärmespeichergröße von etwa 384 GWh_{th} auf die verschiedenen Netzregionen. Im Hintergrund der Karte ist farblich abgestuft die Speicherzeit bezogen auf die Nennleistung der KWK-Anlagen in der Region dargestellt. Unterschiede ergeben sich hierbei durch die jeweils angesetzten Leistungsgänge der Netzregionen (vgl. Kapitel 4.2.3). In den blauen Quadraten ist eine Auswahl von bestehenden großtechnischen Wärmespeichern eingezeichnet /AGFW-02 10/, /BSENERGY-01 11/, /EINS-01 11/, /SWMÜ-01 09/, /STWROS-01 07/, /STWAUG-01 07/, /STWAUG-01 11/, /EVS-01 10/, /EVH-02 05/, /EVONIK-01 11/. Diese sind in der Regel als Substitut für Heizwerke in die Fernwärmenetze integriert und weisen eine Speicherkapazität von insgesamt etwa 4 GWh_{th} auf.

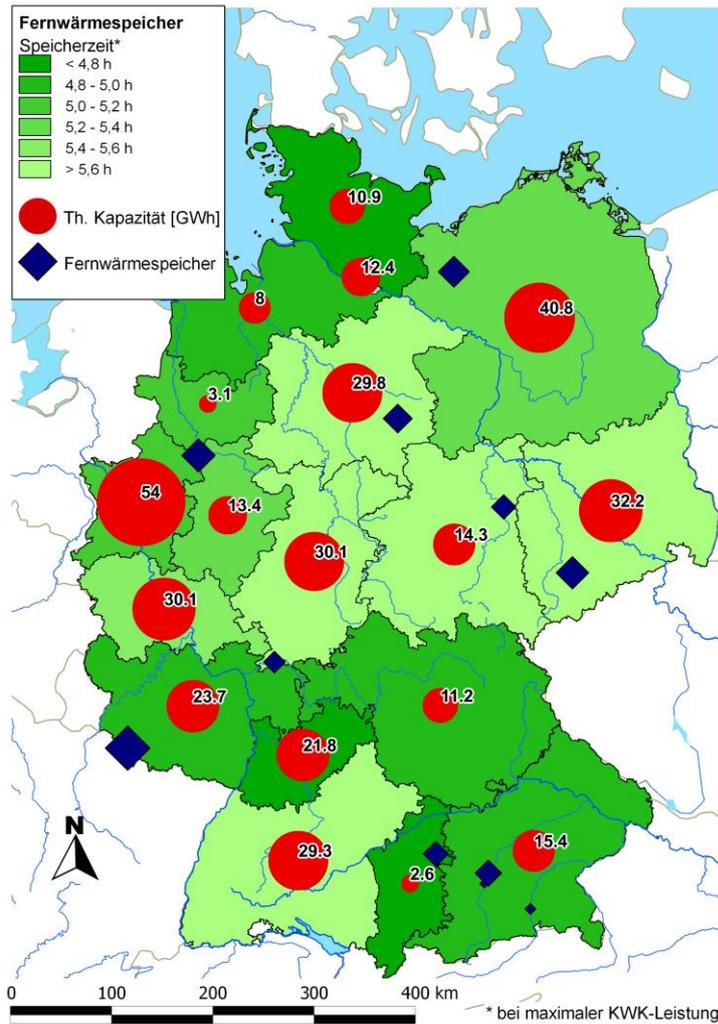


Abbildung 5-9: Speicherzeiten der flexiblen KWK, Potenzial der Großwärmespeicher in den Netzregionen und Auswahl großtechnischer Fernwärmespeicher im Bestand

Kosten des Ausbaus von Fernwärmespeichern

Zur Abschätzung des Investitionsvolumens wurden aus unterschiedlichen Quellen die, in **Abbildung 5-10** über dem Speichervolumen aufgetragenen, spezifischen Kosten für großtechnische Wärmespeicher recherchiert. Zusätzlich wurden mit Hilfe statistischer Kostenangaben für Bauarbeiten /BKI-01 06/ die Baukosten für die Errichtung von Großwärmespeichern berechnet. Die Minimal- und Maximalwerte dieser Entwurfsplanung für unterschiedliche große Betonspeicher sind in der türkisen bzw. roten Linie dargestellt.

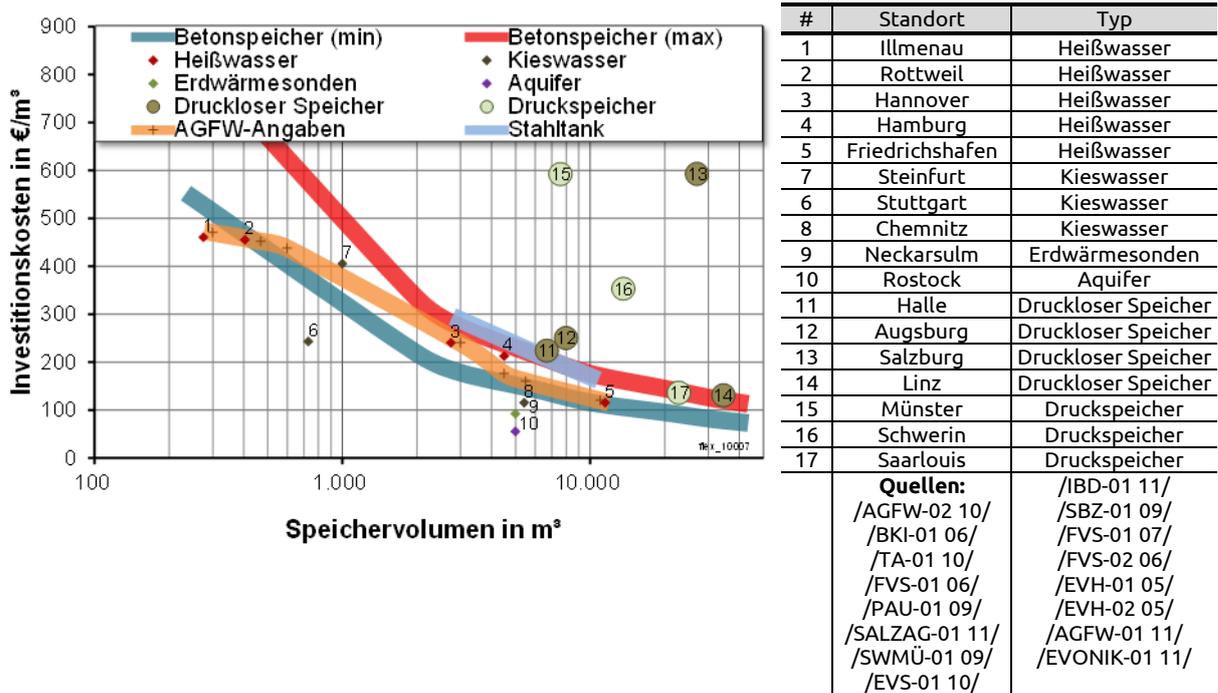


Abbildung 5-10: Kosten verschiedener großtechnischer Wärmespeicher

Die volumenspezifischen Kosten sinken mit steigender Speichergröße von etwa 800 €/m³ bei Speichern mit 250 m³ auf unter 150 €/m³ für Speicher mit einem Volumen von mehr als 20.000 m³. Allerdings zeigt sich gegenüber der ingenieurstechnischen Abschätzung über /BKI-01 06/, dass die Kosten realisierter Speicherprojekte (Punkte 11 bis 17) eine große Bandbreite aufweisen. Dies kann auf unterschiedliche Bilanzgrenzen, z. B. die Einbeziehung eines Teils der Fernwärmenetze, oder zusätzliche bauliche Aufwendungen, wie ein erdbebensicheres Fundament /SALZAG-01 11/ oder eine komplexe Einbindung in Bestandsbauten /SWMÜ-01 09/, zurückzuführen sein.

Zur Abschätzung der Investitionssumme für die Errichtung der thermischen Speicher, wird die aus Abbildung 5-10 abgeleitete Kostenfunktion in Formel (27) verwendet. In diese fließen die baulichen Ausmaße des jeweils betrachteten Speichers ein. Das Volumen $V_{Speicher}$ kann mit Formel (28) abgeschätzt werden. Als spezifische Speichergröße wird dabei mit 19 m³/MWh_{th} (52,5 kWh_{th}/m³) gerechnet. Dieser Wert wird bei einer Temperaturspreizung von ca. 45 K zwischen Vor- und Rücklauf der Fernwärmenetze erreicht.

$$k_{inv,Speicher} = -8,15 \cdot \ln(V_{Speicher}) + 967,34 \tag{27}$$

$$V_{Speicher} = \rho_{Wasser} \cdot \frac{Q_{th,Speicher}}{c_{p,Wasser} \cdot \Delta T} \quad (\approx Q_{th,Speicher} \cdot 0,02^*) \tag{28}$$

- Mit:
- $k_{inv,Speicher}$ spezifische Investition in €/m³
 - $V_{Speicher}$ Speichervolumen in m³
 - $Q_{th,Speicher}$ Kapazität des Wärmespeichers in kWh
 - ρ_{Wasser} Dichte des Wassers ~ 1.000 kg/m³
 - $c_{p,Wasser}$ spezifische Wärmekapazität von Wasser ~ 4,2 kJ/kgK
 - ΔT Temperaturspreizung zwischen Vor- und Rücklauf
 - * bei einem ΔT von 45 K

Mit dieser Kostenfunktion wurden Kosten für die Errichtung von thermischen Speichern an jeder der 1.151 KWK-Anlagen im Regionenmodell berechnet. Dazu wurde für jede KWK-Anlage über deren thermische Erzeugungsleistung und die in Abbildung 5-9 dargestellten Speicherzeiten eine angepasste Speichergröße ermittelt. In **Abbildung 5-11** sind die volumenspezifischen Kosten sowie

die absoluten Investkosten für jeden dieser Wärmespeicher aufsteigend über der kumulierten thermischen Speicherkapazität von etwa 384 GWh_{th} aufgetragen. KWK-Anlagen mit großer Wärmeauskopplung und somit auch große Wärmespeicher sind dabei links und kleine Speicher weiter rechts im Diagramm angeordnet. Bis zu einer Gesamtkapazität von 300 GWh liegen die spezifischen Errichtungskosten dabei unter 250 €/MWh. Für die restlichen 84 GWh steigen die spezifischen Kosten sehr stark an und erreichen Werte von mehr als 600 €/m³. Auch die Steigung der absoluten Investitionssumme nimmt nach rechts zu. Für die Ausschöpfung des gesamten Flexibilisierungspotenzials sind nach dieser Rechnung ca. 1,48 Mrd. € nötig.

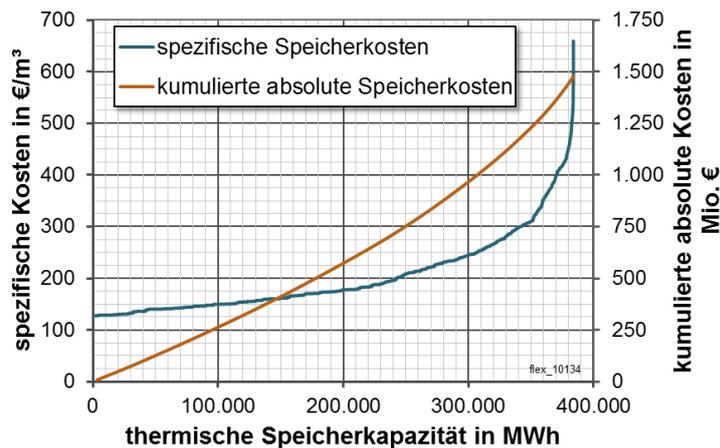


Abbildung 5-11: Kosten der Wärmespeicher für KWK-Anlagen im Regionenmodell

5.4 Bewertung des weiteren Ausbaus von Kraft-Wärme-Kopplung

Um die Rückwirkungen eines flexiblen KWK-Systems auf die gesamte Energiebereitstellung bewerten zu können, muss wie bei allen Koppelprozessen eine Aufteilung des Energieeinsatzes auf die resultierenden Produkte erfolgen. Ziel der Allokation ist es, Aussagen zu treffen, ob die Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplung für einen individuellen Anwendungsfall aus Gesichtspunkten der Energie- oder CO₂-Einsparung sinnvoll ist. In /FFE-13 07/ und /FEGMBH-05 10/ wurden verschiedene Möglichkeiten der Aufteilung für die Wärme- und Stromerzeugung aus KWK-Anlagen dargestellt. Die klassischen Allokationsmethoden können für den Benchmark von Einzelanlagen verwendet werden /VDI-01 03/, wobei die Wahl der geeigneten Methode von den jeweiligen Fragestellungen abhängt.

Wie in /FFE-26 07/, /FFE-27 07/ und /FFE-15 08/ gezeigt, sind Methoden, die eine feste Referenz in die Bewertung einschließen jedoch nicht geeignet, um Aussagen über das Gesamtenergiesystem zu treffen. Dafür muss neben der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen auch die reine Stromerzeugung sowie die ungekoppelte Wärmeerzeugung im Gesamtsystem berücksichtigt werden. Hier wird daher eine Methode gezeigt, die es erlaubt, Abschätzungen über die Gesamtsystemeffizienz zu treffen.

5.4.1 Kennzahlen zur KWK-Bewertung

Das in /FFE-13 07/ verwendete KWK-Bewertungsdiagramm wird erweitert, damit die Nutzung flexibler KWK-Systeme im Gesamtsystem beurteilt werden kann. In diesem werden KWK-Anlagen einer virtuellen Referenzanlage - bestehend aus ungekoppelten Wärmeerzeugern und Stromerzeugungsanlagen - gegenübergestellt. Der gleiche Ansatz wird auch in /BWK-04 11/ zur Analyse von einzelnen BHKW-Modulen und Wärmepumpen beschrieben.

Dem Vorschlag in /IFE-06 08/ folgend, „(...) lediglich eine alleinige Ziel- und Steuerungsgröße vorzugeben“, wird in der weiteren Betrachtung der Kumulierte Nichtregenerative Energieaufwand der Nutzungsphase ($KEA_{N,NR}$) /VDI-01 03/ bzw. der nicht-regenerative Energieeinsatz als Bewertungskriterium gewählt. Dieser lässt sich in der Regel leichter bestimmen, als der gesamte Kumulierte Energieaufwand, der auch den Energieaufwand zur Herstellung (KEA_H) und Entsorgung (KEA_E) enthält. Durch die Einschränkung der Untersuchung auf den nicht-regenerativen Energieeinsatz ist indirekt auch eine Bewertung der CO_2 -Emissionen enthalten.

Der Nutzungsgrad $\bar{\eta}$ (auch g) errechnet sich aus der jeweiligen Zielenergie, die in einer Anlage produziert wird, bezogen auf die zugeführte Energiemenge. Der Gesamtnutzungsgrad einer KWK-Anlage setzt, wie in Formel (29) gezeigt, dementsprechend Strom- und Wärmeerzeugung des Kraftwerks ins Verhältnis zur eingesetzten Energie. Für die weitere Betrachtung wird in Formel (30) ein nicht-regenerativer Nutzungsgrad definiert, der sich nur auf den fossilen Brennstoffeinsatz bezieht.

$$\bar{\eta}_{ges} = \bar{\eta}_{el} + \bar{\eta}_{th} = \frac{W_{el,netto} + Q_{th}}{Q_{zu,ges}} \quad (29)$$

$$\bar{\eta}_{ges,NR} = \frac{W_{el,netto} + Q_{th}}{Q_{zu,NR}} \quad (30)$$

Mit:

$\bar{\eta}$	Nutzungsgrad in kWh_{out}/kWh_{in}
$W_{el,netto}$	jährliche, elektrische Nettoerzeugung
Q_{th}	jährliche Wärmeerzeugung
$Q_{zu,ges}$	Energieeinsatz
NR	nicht-regenerativ

Nutzungsgrade können sowohl für Einzelanlagen als auch Kombinationen von Anlagen sowie für das Gesamtsystem ermittelt werden. Für rein regenerative Anlagen läuft der Nutzungsgrad gegen unendlich. Daher wird in Formel (34) der spezifische nicht-regenerative Energieeinsatz $w_{i,NR}$ eingeführt, der dem $KEA_{N,NR}$ äquivalent ist. Als Kehrwert des $\bar{\eta}_{NR}$ wird dieser Kennwert für Erneuerbare zu null.

$$w_{i,NR} = \frac{1}{\bar{\eta}_{i,NR}} = \frac{Q_{zu,NR}}{W_{el,netto} + Q_{th}} \quad (31)$$

Mit:

w	spezifischer Energieeinsatz in kWh_{in}/kWh_{out}
i	thermisch, elektrisch oder KWK

Wichtiges Charakterisierungsmerkmal für KWK-Anlagen ist die Stromkennzahl σ , die sich wie in Formel (34) berechnet. Sie bezieht sich nach /AGFW-04 09/ „ausschließlich auf den KWK-Anteil der Nettostromerzeugung einer KWK-Anlage“ und bei Entnahmekondensationskraftwerken somit nicht auf den Kondensationsstrom. Anlagen mit der Möglichkeit, ungekoppelt Strom zu erzeugen, werden virtuell in ein reines Kraftwerk und eine KWK-Anlage geteilt.

$$\sigma = \sigma_{ne,KWK,A} = \frac{W_{el,KWK}}{Q_{th,KWK}} \quad (32)$$

$$Q_{th} \rightarrow 0 \Rightarrow \sigma \rightarrow \infty \quad (33)$$

Mit

σ	Stromkennzahl
$\sigma_{ne,KWK,A}$	Stromkennzahl der Anzapfung nach /AGFW-04 09/
$W_{el,KWK}$	jährliche KWK-Stromerzeugung
$Q_{th,KWK}$	jährliche KWK-Wärmeerzeugung

Für reine Kraftwerke kann keine Stromkennzahl angegeben werden, da diese dann gegen unendlich läuft (Formel (33)). Der Stromanteil S ist hingegen für alle Anlagen definiert. Wie in Formel (34) dargestellt, gibt er an, welchen Anteil die Stromerzeugung an der Gesamterzeugung einnimmt.

$$S = \frac{W_{el,KWK}}{W_{el,KWK} + Q_{th,KWK}} = \frac{\sigma}{\sigma + 1} \quad (34)$$

mit:
 $S=0$ reines Heizwerk
 $S=1$ reine Stromerzeugungsanlage

5.4.2 Das KWK-Bewertungsdiagramm

Die vier Kenngrößen lassen sich im KWK-Bewertungsdiagramm für verschiedene Anlagen bzw. Anlagenkonfigurationen darstellen. Wie in **Abbildung 5-12** gezeigt, wird dazu der spezifische nicht-regenerative Energieeinsatz über dem Stromanteil aufgetragen. Zur Einordnung sind die gebräuchlicheren Größen Nutzungsgrad und Stromkennzahl auf den jeweils gegenüberliegenden Achsen aufgetragen. Mit den Nummern (1) bis (5) sind ungekoppelte Referenzanlagen sowie verschiedene typische KWK-Technologien im Diagramm eingetragen.

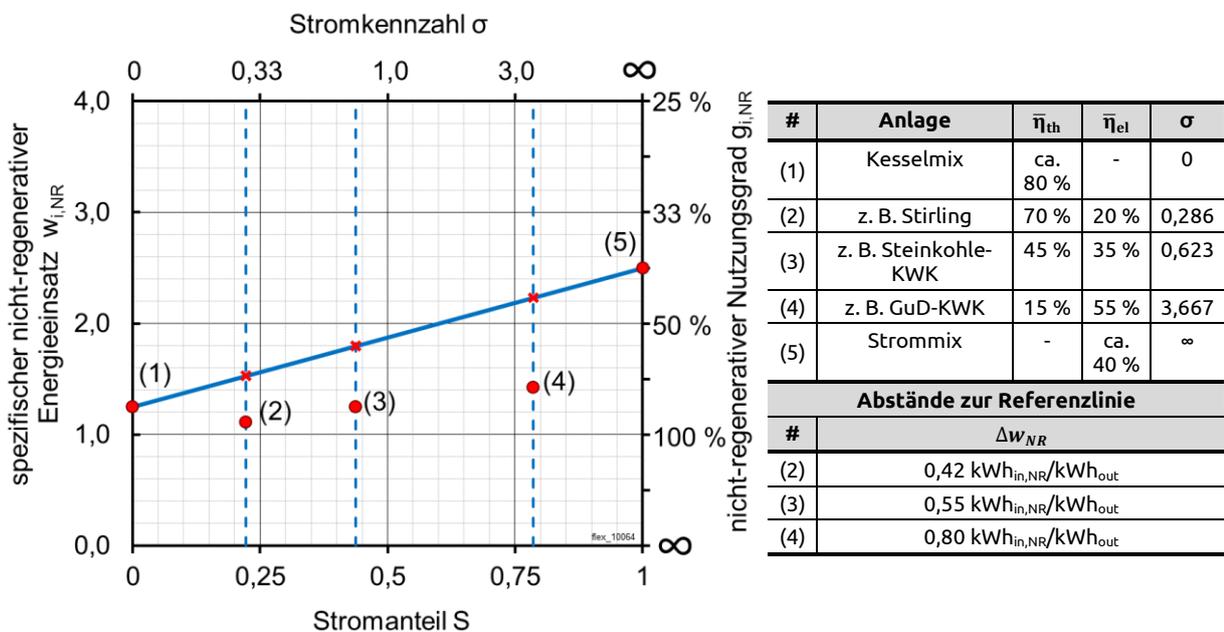


Abbildung 5-12: Das KWK-Bewertungsdiagramm

Für eine Kombination aus ungekoppelten Erzeugungsanlagen stellt sich der spezifische Energieverbrauch gemäß der eingezeichneten Verbindungslinie der Referenz ein. Für einen vorgegebenen Stromanteil errechnet sich w_{NR} der Kombination wie in Formel (35) dargestellt.

$$w_{NR,Kombi} = (w_{NR,el} - w_{NR,th}) \cdot S + w_{NR,th} \quad (35)$$

mit:
 $S=0$ reines Heizwerk
 $S=1$ reine Stromerzeugungsanlage

Über Differenzbildung mit dem spezifischen Energieeinsatz der betrachteten KWK-Anlagen zeigt sich der primärenergetische Vorteil der gekoppelten Erzeugung gegenüber den konventionellen Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen. Bei Anlagen mit hohen Stromkennzahlen ist durch die KWK-Nutzung der Abstand zur Referenzlinie tendenziell höher, als bei Anlagen, die mehr Wärme als Strom erzeugen. So ist der Abstand von KWK (4) zur Referenzlinie bei den betrachteten Beispielen am größten.

Systemanalyse mit dem KWK-Bewertungsdiagramm

Nun entspricht allerdings der Stromanteil einer KWK-Anlage in der Regel nicht dem Stromanteil des Bedarfs. Für den IST-Zustand im Regionenmodell errechnet sich beispielsweise ein Verhältnis von 0,34 für den nicht-regenerativen Strombedarf bezogen auf die Summe aus Strom- und Wärmebedarf. Der nicht-regenerative Strombedarf entspricht dem Gesamtstrombedarf abzüglich des regenerativen Deckungsanteils und ist ein Indiz für die notwendige Stromerzeugung von Kraftwerken und/oder KWK-Anlagen. Als Wärmebedarf wurde der Raumwärme- und Warmwasserbedarf des Haushaltssektors und des Sektors Gewerbe-Handel-Dienstleistungen angesetzt, da dieser prinzipiell durch KWK-versorgte Fernwärmenetze bereitgestellt werden kann.

Damit der Stromanteil des Bedarfs S_{Bedarf} mit KWK-Anlagen erreicht wird, müssen verschiedene Erzeugungsoptionen kombiniert werden. Ist der Stromanteil der KWK höher als der des Bedarfs, muss zusätzliche Wärme bereitgestellt werden. Ist er niedriger, kommen reine Kraftwerke zum Einsatz (vgl. **Abbildung 5-13**). Der spezifische nicht-regenerative Energieeinsatz eines solchen kombinierten KWK-Systems berechnet sich wie in Formel (36) beschrieben.

$$w_{NR,Kombi,KWK} = \frac{w_i - w_{KWK}}{S_i - S_{KWK}} \cdot (S_{Bedarf} - S_{KWK}) + w_{KWK} \quad (36)$$

Für:

$$S_{Bedarf} < S_{KWK}: i = th$$

$$S_{Bedarf} \geq S_{KWK}: i = el$$

$$\text{Mit: } S_{th} = 0; S_{el} = 1$$

Wie der Energieeinsatz des ungekoppelten Referenzsystems, lässt sich auch $w_{NR,Kombi}$ als Verbindungslinie im KWK-Bewertungsdiagramm darstellen. Der Punkt der jeweils betrachteten KWK-Anlage wird dafür, wie in **Abbildung 5-13** gezeigt, mit der jeweils benötigten ungekoppelten Referenz verbunden. An Schnittpunkten mit der Linie des bedarfsseitigen Stromanteils kann der spezifische nicht-regenerative Energieeinsatz der Kombinationen miteinander verglichen werden.

Trotz des geringeren vertikalen Abstandes von Punkt (3) gegenüber Punkt (4) zur Referenzlinie der ungekoppelten Erzeugung (vgl. **Abbildung 5-12**) hat eine Kombination dieser KWK-Anlage mit dem Kesselmix einen niedrigeren Energieeinsatz zur Folge um den Bedarf befriedigen zu können. KWK (2) und KWK (4) mit zugehörigen ungekoppelten Erzeugungsanlagen liegen ungefähr beim gleichen Energieeinsatz. Ein hoher Stromanteil wie bei KWK (4) bedeutet also nicht automatisch eine höhere Systemeffizienz, wobei die Verknüpfung von KWK und Heizsystem tendenziell besser geeignet ist, hohe Systemnutzungsgrade zu erreichen. Dies ist in den höheren Nutzungsgraden der Wärmebereitstellung gegenüber der ungekoppelten Stromerzeugung begründet.

Neben der Bewertung von Einzelanlagen und Anlagenarten kann das KWK-Bewertungsdiagramm auch genutzt werden, um einen Mix von verschiedenen Erzeugern schnell grafisch einzuordnen. Dazu werden die Erzeugungsverhältnisse, z. B. 70 % KWK (3) und 30 % KWK (4), auf den Verbindungslinien der jeweiligen Punkte abgetragen und so virtuell zu einer einzelnen KWK-Anlage (34) kombiniert. Diese kann wiederum wie eine reale Anlage bewertet werden. Durch diese Möglichkeit kann auch eine systemische Abschätzung der KWK-Nutzung und des weiteren Ausbaus erfolgen.

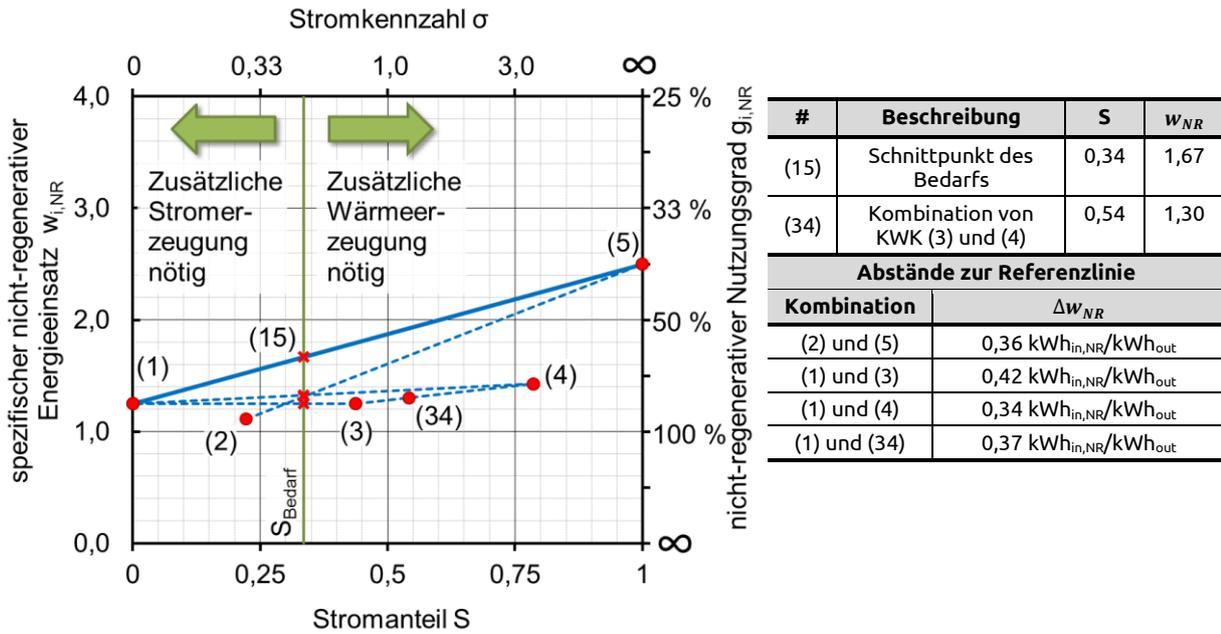


Abbildung 5-13: Bewertung eines Erzeugungsmixes im KWK-Bewertungsdiagramm

Durch die flachen Verläufe der Verbindungslinien von reiner Wärmeerzeugung und KWK zeigt sich beispielsweise eine derartige Kombination sehr gut geeignet, einen breiten Bereich des Stromanteils mit gleichmäßig hoher Effizienz zu erreichen. Die Möglichkeit, verschiedene Stromanteile bereitzustellen zu können ist notwendig, da der Stromanteil der Bedarfsseite im Jahresverlauf sehr stark von 10 % bis 75 % variiert. **Abbildung 5-14** zeigt dazu die Häufigkeitsverteilung der stündlichen Stromanteile aus den im Regionenmodell synthetisierten Lastgängen. In den Winterstunden liegen die Stromanteile aufgrund des hohen Wärmebedarfs gegenüber dem elektrischen Restlastgang unter dem Mittelwert von ca. 0,34 im Jahr 2010. Im Sommer, bei niedrigem Wärmebedarf, ist dementsprechend der Einfluss des Strombedarfs größer.

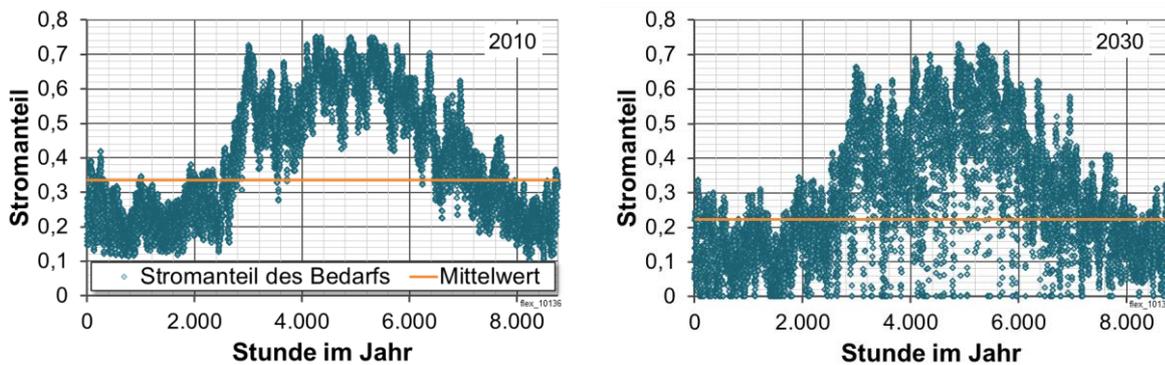


Abbildung 5-14: Jahresverlauf des bedarfsseitigen Stromanteils für 2010 (links) und 2030 (rechts)

Auf der rechten Seite in **Abbildung 5-14** ist die Situation im Jahr 2030 abgebildet. Rein formal könnte der Stromanteil dabei nach Formel (34) für negative elektrische Restlastgänge ebenfalls negativ werden. Für die Nutzung im KWK-Bewertungsdiagramm erscheint es allerdings zweckmäßig, den Stromanteil in diesen Fällen zu null zu setzen. Denn eine positive elektrische Restlast repräsentiert einen Bedarf an zusätzlicher Stromerzeugung, wohingegen eine negative Restlast lediglich anzeigt, dass in dieser Stunde kein zusätzlicher Bedarf für die Lastdeckung vorhanden ist.

Für das Jahr 2030 weist der Stromanteil des Bedarfs, wie in **Abbildung 5-14** dargestellt, gegenüber heute eine größere Streuung auf. Bedingt durch den hohen Einfluss der regenerativen Stromerzeu-

gung auf den elektrischen Restlastgang, sinkt der Mittelwert auf etwa 0,22 und auch im Sommer werden Werte unterhalb dieses mittleren Stromanteils erreicht. Gleichzeitig bleiben die maximal bereitzustellenden Stromanteile etwa konstant.

Das flexible KWK-System im KWK-Bewertungsdiagramm

Das flexible KWK-System kann auf diese bedarfsseitigen Anforderungen durch Verwendung der unterschiedlichen in Kapitel 5.1 beschriebenen Komponenten reagieren. **Abbildung 5-15** zeigt dazu in den roten Linien exemplarisch, welche Betriebsmodi in einem flexiblen KWK-System möglich sind und welchen nicht-regenerativen Energieeinsatz die Nutzung der verschiedenen Komponenten bedingt. Die senkrechten grünen Linien zeigen die mittleren Stromanteile des Bedarfs für 2010 und 2030, gestrichelt ist der Minimal- und Maximalwert für 2030 eingetragen.

Mit einem Stromanteil von ca. 0,35 und einem Gesamtnutzungsgrad von etwa 76 % ist der KWK-Bestand nach /DESTATIS-01 11/ in Punkt (3) eingezeichnet. Wie bereits in Abbildung 5-13 beschrieben, stellt sich durch die Nutzung von Heizwerken (Punkt (1)) ein Energieeinsatz ein, der für die jeweiligen Erzeugungsanteile an der Verbindungslinie (3 HW) der beiden Punkte abgelesen werden kann. Analog ergibt sich der Energieeinsatz im Kondensatorbetrieb entlang der Verbindungslinie (3 Kond). Da der elektrische Nutzungsgrad bei KWK-Anlagen in der Regel auch im Kondensationsbetrieb leicht unter dem der reinen Kraftwerke liegt, ist der spezifische Energieeinsatz für diesen Betriebsfall höher als für die ungekoppelte Stromerzeugung. Nach /AGFW-04 09/ kann von einer Stromverlustkennziffer von 0,1 bis 0,2 ausgegangen werden. Das bedeutet, dass je ausgekoppelter Einheit an Wärme bis zu 20 % weniger an Strom produziert wird. Als Anhaltswert wurde diese Zahl verwendet, um auf den spezifischen Energieeinsatz von ca. 2,8 im reinen Kondensationsbetrieb des KWK-Bestandes zurückzurechnen.

Wird ein im System eingebundener Wärmespeicher mit der KWK-Anlage genutzt, kann temporär der Stromanteil des flexiblen KWK-Systems verändert werden. Der Wert steigt, wenn der Speicher geladen wird, da keine Wärme an die Verbraucher geliefert wird. Analog sinkt der Stromanteil des flexiblen KWK-Systems in den Stunden, in denen der Wärmespeicher entladen wird. In der Jahresbilanz ist, wie in Kapitel 5.3 dargestellt, die Ein- und Auspeicherung jedoch ausgeglichen. Der Wärmespeicher sorgt lediglich dafür, dass der KWK-Erzeugungsanteil konstant gehalten werden kann.

Für die Integration eines elektrischen Heizsystems, das mit regenerativ erzeugtem „Überschuss“-Strom versorgt wird, ist der nicht-regenerative Energieeinsatz null. Wird diese Möglichkeit zukünftig genutzt und der Wärmeerzeugungsanteil der elektrischen Nachheizung erhöht, verschiebt sich der spezifische nicht-regenerative Energieeinsatz des flexiblen KWK-Systems entlang der Linie (3 EH).

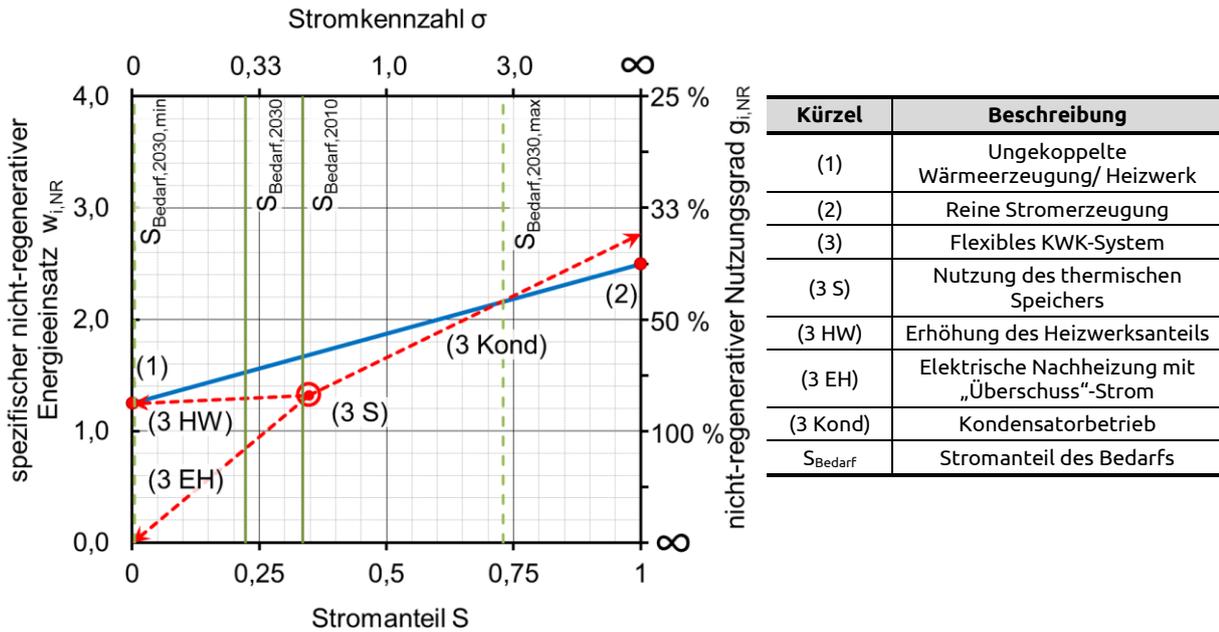


Abbildung 5-15: Das flexible KWK-System im Bewertungsdiagramm

Fazit zum KWK-Bewertungsdiagramm

Das KWK-Bewertungsdiagramm eignet sich sehr gut, grundsätzliche Aussagen zur KWK-Nutzung schnell visuell darzustellen und zu überprüfen. In der Regel sind KWK-Anlagen energieeffizienter als ein fossiles Referenzsystem aus ungekoppelten Erzeugungsanlagen. Für die in Abbildung 5-12 und Abbildung 5-13 betrachteten KWK-Anlagen gilt dies selbst gegenüber einem Referenzsystem bestehend aus Brennwärkesseln mit einem hypothetischen Nutzungsgrad von 104 % und GuD-Anlagen mit 60 % Nutzungsgrad. Eine Verbesserung der Referenzsysteme bewirkt dabei eine Verschiebung der Referenzlinie nach unten zu einem niedrigeren spezifischen nicht-regenerativen Energieeinsatz.

Hohe Stromkennzahlen/-anteile bei KWK-Anlagen sind prinzipiell günstig für Systemnutzungsgrade, da die ungekoppelte Wärmeerzeugung höhere Nutzungsgrade aufweist als die reine Stromerzeugung. Auch der Kondensationsbetrieb bei Entnahmekondensationsturbinen entspricht dabei einer reinen Stromerzeugung, in der Regel mit etwas geringeren Nutzungsgraden. Im flexiblen KWK-System nach Definition in Kapitel 4.2.5 führt insbesondere die Nutzung eines Wärmespeichers und die elektrische Nachheizung mit regenerativem „Überschuss“-Strom zu hoher Gesamtsystemeffizienz.

Abschließend sei erwähnt, dass im KWK-Bewertungsdiagramm neben dem spezifischen Energieeinsatz auch andere energiespezifische Kenngrößen zur Bewertung des Energiesystems der Strom- und Wärmeerzeugung verwendet werden können. Beispielsweise ist die wirtschaftliche Einordnung mittels spezifischer Wärme- und Stromgestehungskosten bei den ungekoppelten sowie den Energiegestehungskosten in Verbindung mit dem Stromanteil bei KWK-Anlagen denkbar.

5.4.3 SWOT-Analyse

Die SWOT-Analyse (engl. Akronym für Strengths (Stärken), Weaknesses (Schwächen), Opportunities (Chancen) und Threats (Gefahren)) ist nach /BMI-01 07/ „ursprünglich ein Instrument des strategischen Managements“. Sie kann jedoch auch in Produktentwicklungsprozessen und zur Evaluierung von Technologien zum Einsatz kommen. Die Ergebnisse der Situationsanalyse können genutzt werden, um weiteren Handlungsbedarf zu identifizieren.

In **Tabelle 5-3**, dem SWOT-Diagramm, sind Stärken und Schwächen sowie Chancen und Risiken eines flexiblen KWK-Systems eingetragen. Stärken und Schwächen sind dabei relativ zu anderen Wettbewerbern zu sehen /EDDITREX-01 03/. Sie zielen auf die technischen, produktinternen bzw. produktbezogenen Eigenschaften des flexiblen KWK-Systems und beantworten die Frage „Was bietet das flexible KWK-System für Möglichkeiten oder wo stößt es an Grenzen?“. Demgegenüber stehen bei der Chancen-Risiken-Analyse die produktexternen Einflüsse im Vordergrund. Letztere werden im Allgemeinen durch politische und gesellschaftliche Einflüsse geprägt.

Tabelle 5-3: SWOT-Diagramm zum flexiblen KWK-System

Markt		Technik	
Externer Blickwinkel	Chancen	Interner Blickwinkel	Stärken
	Risiken		Schwächen
	<ul style="list-style-type: none"> • Bedarf an Flexibilität steigt • Kurzfristig hohe Leistungen notwendig • Zusätzlich Möglichkeit zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen • Nach wie vor gutes Image der KWK 		<ul style="list-style-type: none"> • Flexibilität kostengünstig bereitstellbar • Regenerative Wärmeversorgung durch Fern-/Nahwärme möglich • Hohe Systemeffizienz
	<ul style="list-style-type: none"> • Benutzungsdauer des Restlastganges sinkt • Konkurrenz durch andere/neue Marktteilnehmer • Sinkender Wärmeabsatz • Transformation vom Wärmeversorger zum Strommarktteilnehmer 		<ul style="list-style-type: none"> • Zusätzliche Investitionen nötig • Freiheitsgrade durch Kraft-Wärme-Kopplung beschränkt • Flexibilität abhängig von äußeren Faktoren

Die wesentlichen exogenen Herausforderungen ergeben sich aus dem Restlastgang, der zukünftig deutlich stärker als heute durch die regenerative Stromeinspeisung beeinflusst wird. Aus diesen Herausforderungen erwachsen sowohl Chancen als auch Risiken für den Bau und Betrieb eines flexiblen KWK-Systems nach Kapitel 5.1. Dabei greifen zunächst alle Argumente, die auch für Kraft-Wärme-Kopplung allgemein gelten. Nach /FFE-13 07/ sind dies geeignete Temperaturniveaus, Gleichzeitigkeit von Strom- und Wärmebedarf sowie hohe Ausnutzungsdauern.

Zukünftig spielen jedoch auch neue Aspekte eine Rolle. So stellt abnehmender Wärmeabsatz eine Gefahr für die Wirtschaftlichkeit leitungsgebundener Wärme dar. Der Wärmebedarf sinkt zum einen durch bessere Gebäudedämmung. Zum anderen erfordern vor allem der demographische Wandel und schrumpfende Städte – die sogenannten „shrinking cities“ – neue Ansätze bei der Stadt- und Energieplanung /UFZ-01 06/, /ROP-01 11/. Positiv ist das nach wie vor gute Image der Kraft-Wärme-Kopplung und der Fernwärme zu bewerten /AGFW-06 10/, das auch für eine Akzeptanz von Flexibilisierungsmaßnahmen sorgen kann.

Die sinkende Benutzungsdauer des Restlastganges bedeutet gleichermaßen Risiko wie auch Chance für ein flexibles KWK-System. Ohne Maßnahmen zum flexibleren Betrieb nehmen auch die Ausnutzungsdauern der KWK-Anlagen ab. Dieser Rückgang an Betriebsstunden verstärkt sich, je öfter es zu Situationen kommt, in denen die regenerative Erzeugung den Bedarf vollständig deckt. Dies führt zu einem steigenden Bedarf an Flexibilität im Kraftwerkspark und damit zu großem Potenzial für Wärmespeicher und elektrische Nachheizung in Verbindung mit Kraft-Wärme-Kopplung. Insbesondere die Möglichkeit, bedingt durch die kurze Bauzeit von Wärmespeichern, kurzfristig große Speicherkapazität bereitstellen zu können, bietet eine Chance für die funktionale Speicherung im flexiblen KWK-System. Konkurrenztechnologien, wie Pumpspeicherkraftwerke oder adiabate Druckluftspeicherkraftwerke, haben entweder lange Planungs- und Genehmigungsphasen, fehlende Akzeptanz in der Bevölkerung oder sind noch in einem frühen Entwicklungsstadium /DENA-09 10/.

Zusätzliche Flexibilität bei der Strombereitstellung aus KWK ermöglicht auch die Teilnahme an zusätzlichen Märkten, beispielsweise zur Bereitstellung von Regelleistung. Bei der Analyse von

KWK muss allerdings dazu verstärkt auch die Stromerzeugung in den Fokus rücken. Derzeit werden Wärmespeicher üblicherweise als Substitut für Heizwerke gesehen. In Zukunft werden sich jedoch die Fernwärmeversorgungsunternehmen stärker an Preissignalen oder technischen Restriktionen der Stromnetze orientieren müssen.

Für die virtuelle elektrische Speicherung sind dazu zwei Fälle zu unterscheiden (vgl. auch Kapitel 4.2.3):

- Die Thermische KWK-Leistung ist größer als die Wärmehöchstlast ($t_{a,KWK} = t_{a,FW}$):
 - Der thermische Deckungsanteil beträgt etwa 100 %.
 - Die Wirtschaftlichkeit des Speichers muss sich allein aus dem Preisspread an der EEX ergeben.
- Die Thermische Leistung ist niedriger als die Wärmehöchstlast ($t_{a,KWK} > t_{a,FW}$):
 - Der thermische Deckungsanteil liegt unter 100 %.
 - Der Preisspread an der EEX kann genutzt werden, um die Wirtschaftlichkeit zu erreichen.
 - Zusätzlich wird Brennstoffeinsatz in Heizwerken verdrängt.

Die funktionale elektrische Speicherkapazität im flexiblen KWK-System kann, wie in den Kapiteln 5.3.3 und 5.4.2 gezeigt, kostengünstig und mit hoher Effizienz bereitgestellt werden. Es sind dabei jedoch die für die KWK allgemein geltenden Einschränkungen zu beachten. Eine Besonderheit gegenüber elektrischen Speichern ist – bedingt durch die Koppelung an den Wärmebedarf – die Abhängigkeit der maximal möglichen flexiblen Leistung von der Außentemperatur. Im Winter wird die KWK-Anlage tendenziell bereits laufen, um den Wärmebedarf zu decken. Im Sommer dagegen muss lediglich das Grundlastband des Warmwasserbedarfs gedeckt werden.

In der langfristigen Perspektive bietet die Kombination von Fernwärmenetzen mit KWK-Anlagen eine gute Grundlage für ein auf regenerativen Energien basiertes Energiesystem. Denn nach /FFE-08 07/ ist die leitungsgebundene Wärmeversorgung meist die einzige Möglichkeit, den Wärmebedarf in dicht besiedelten Ballungsräumen durch erneuerbare Energien zu decken. Die KWK schafft dazu heute die benötigte Infrastruktur.

6 Conclusio

6.1 Zusammenfassung

Für die Analyse des Energiesystems werden örtlich aufgelöste Betrachtungen zukünftig immer wichtiger, wenn die Ziele der Bundesregierung zur regenerativen Stromerzeugung sowie zum Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung umgesetzt werden. Beispielsweise sind bereits heute in einigen Regionen die Ausbaupotenziale der Erneuerbaren erschöpft, so dass zukünftig andere Gegenden die Zielerreichung sicherstellen müssen. Diese Gebiete weisen üblicherweise eine andere Erzeugungscharakteristik auf, als der derzeitige Anlagenbestand, so dass eine einfache Skalierung heutiger Leistungsgänge für Systemanalysen nicht mehr zulässig ist.

Für den, in Zukunft deutlich flexibleren, Betrieb aber auch den Ausbau der KWK ist die örtliche Verfügbarkeit von Wärmesenken ein wesentlicher Einflussfaktor, denn Wärme wird überwiegend dezentral dort erzeugt, wo sie auch verbraucht wird. In dieser Arbeit wurde daher ein Regionenmodell erstellt und genutzt, welches eine hohe räumliche Auflösung des Wärme- und Strombedarfs sowie des Bestandes an Stromerzeugern mit einer hohen zeitlichen Auflösung der Last- und Leistungsgänge verbindet. Eine Herausforderung bei der Modellierung besteht darin, dass die Daten zum Energiebedarf erst über Bezugsgrößen verfügbar gemacht werden müssen, da statistische Daten über den Strom- und Wärmebedarf in örtlicher Auflösung nicht flächendeckend vorliegen. Auch Angaben zum Anlagenbestand müssen in der Regel aufwändig aufbereitet werden, da für den Gesamtbestand der Kraftwerke keine anlagenscharfen technischen Kennwerte zur Verfügung stehen.

Durch eine Kombination von Bottom-Up-Ansätzen und Modellen mit statistischen Werten zum Gesamtsystem wurde der Bedarf an Strom und Wärme der drei Verbrauchssektoren – Haushalte, Industrie sowie Gewerbe-Handel-Dienstleistungen – auf Gemeindeebene ermittelt. Der Bestand an Fernwärmenetzen, Kraftwerken, KWK-Anlagen und regenerativen Anlagen zur Stromerzeugung wurde zunächst anlagenscharf bestimmt. Der weitere Ausbau der Regenerativen wurde anschließend, basierend auf dem Leitszenario 2010 des BMU, aggregiert auf Gemeindeebene modelliert. Zudem wurde ein konsistenter Datensatz an Last- und Leistungsgängen in regionaler Auflösung synthetisiert. Die generierten Daten wurden in einer Datenbank zusammengeführt, die gleichzeitig eine Schnittstelle für die Auswertung und Weiterverarbeitung mittels Geo-Informationssystemen bietet. Weitergehende Analysen erfolgten auf Basis von definierten Netzregionen, die aus der dena-Netzstudie abgeleitet wurden. Im globalen elektrischen Restlastgang treten durch dieses Vorgehen zwei Gleichzeitigkeitseffekte zu Tage. Zum einen wird der Verbraucherlastgang durch die Vielzahl an Abnehmern vergleichmäßig und zum anderen ergibt sich ein regionaler Ausgleich durch die örtliche Verteilung von (regenerativen) Anlagen.

Basierend auf der generierten Datenbasis in regionaler Auflösung wurde ein Szenario der Stromerzeugung im Jahr 2030 erstellt, anhand dessen die Möglichkeiten und Effekte eines flexibleren Betriebs von KWK-Anlagen untersucht wurden. Vor allem die Einbindung von Wärmespeichern in ein flexibles KWK-System erlaubt es, den Betrieb dieser Anlagen mit den steigenden Herausforderungen des Restlastganges zu harmonisieren. Die Flexibilisierungsmöglichkeiten wurden hinsichtlich ihrer Anforderungen und technischen Potenziale untersucht. Dazu wurde unter anderem ermittelt welche Energiemengen verschoben werden können und wie viel Leistung dadurch freigesetzt wird. Diese „freie“, flexible Leistung erhöht die Systemstabilität und -sicherheit. Durch die Erhöhung des KWK-Deckungsgrades und den Ausbau regenerativer Stromerzeugungskapazität ergibt sich eine Einsparung an fossiler Primärenergie gegenüber dem ungekoppelten Referenzsystem. Nach außen stellt sich das flexible KWK-System als funktionaler elektrischer Speicher dar, da es je nach Bedarf die Strombereitstellung erhöhen oder reduzieren kann. Für elektrische Speicher existieren im Energie-

system unterschiedliche Zeitskalen. Das flexible KWK-System ordnet sich mit einer Speicherzeit von mehreren Stunden und einer Leistung von mehreren GW bei den Pumpspeicherkraftwerken und CAES ein /ECDGR-01 01/. Nach /UNIKA-01 05/ konkurrieren auch Blei-Säure-Akkumulatoren in beschränktem Umfang ebenso wie Demand-Side-Management mit diesen Technologien.

Insgesamt stehen nach dem betrachteten Szenario 38,5 GW an elektrischer KWK-Leistung zur Lastdeckung zur Verfügung. Bei Nutzung des gesamten Potenzials können ca. 200 GWh an funktionaler elektrischer Speicherkapazität realisiert werden. Eine Besonderheit des flexiblen KWK-Systems gegenüber elektrischen Speichern ist - bedingt durch die Koppelung an den Wärmebedarf - die Abhängigkeit der dynamisch fahrbaren Leistung von der Außentemperatur. Im Winter wird eine KWK-Anlage tendenziell bereits in Betrieb sein, um den Wärmebedarf zu decken. Im Sommer dagegen muss lediglich das Grundlastband des Warmwasserbedarfs gedeckt werden. Die Auswertungen zur Simulation des flexiblen KWK-Systems in Kapitel 5.3.2 zeigen, dass durch die flächendeckende Nutzung von Wärmespeichern in KWK-Anlagen mindestens 5 GW an elektrischer Leistung mit hoher Wahrscheinlichkeit flexibel zur Verfügung stehen. Maximal kann die volle Bandbreite von 38,5 GW genutzt werden. Zur Einordnung sei erwähnt, dass die deutschen Pumpspeicherkraftwerke derzeit eine Leistung von etwa 7 GW /DENA-09 10/ bei einer Speicherkapazität von ca. 40 GWh_{el} besitzen.

Zusätzlich hat die Wärmespeicherung auch einen weiteren positiven Effekt für die KWK. Die Studie zur Zwischenüberprüfung des KWKG von 2008 /KWKG-01 08/ kommt zu dem Schluss, dass der Neubau von Steinkohle-KWK nicht wirtschaftlich darstellbar ist /BMWI-06 11/. GuD-Anlagen benötigen der Studie zufolge bei Fortführung der KWK-Förderung je nach Größe Ausnutzungsdauern von 3.000 h bis 4.500 h um die Schwelle zur Wirtschaftlichkeit zu erreichen. Dabei ist zu erwarten, dass diese Ausnutzungsdauern bei wärmegeführtem Betrieb nicht mehr erreicht werden können, wenn auch KWK-Anlagen zukünftig aufgrund der hohen Einspeisung regenerativer abgeregelt werden müssen. Durch die Einbindung thermischer Speicher in KWK-versorgte Fernwärmenetze kann dieser Effekt etwas relativiert werden, wie in Kapitel 5.3.2 gezeigt wurde.

Damit die gesamte funktionale elektrische Speicherkapazität erreicht wird, ist der Bau von 380 GWh an Wärmespeichern an den Standorten der KWK-Anlagen notwendig. Kapitel 5.3.3 zeigt die Kosten und die regionale Verteilung dieses Zubaus. Insgesamt werden in der Simulation jährlich ca. 21,8 TWh an KWK-Erzeugung zeitlich verschoben, um den KWK-Erzeugungsgang an den Restlastgang anzupassen. Zum Aufbau der dafür notwendigen Speicherinfrastruktur müssten geschätzte 1,48 Mrd. € aufgewendet werden. Dem stehen bei den hier angenommenen Preisen Betriebskosteneinsparungen von ca. 330 Mio. € im Kraftwerkspark sowie zusätzlicher Mehrwert durch die Bereitstellung gesicherter Leistung gegenüber.

Die Bewertung des weiteren KWK-Ausbaus ist Inhalt von Kapitel 5.4. Dazu wurde ein bereits in /FFE-13 07/ verwendetes Bewertungsdiagramm erweitert, so dass neben der Bewertung von Einzelanlagen auch das Gesamtsystem analysiert werden kann. Im KWK-Bewertungsdiagramm wird deutlich, dass die KWK auch zukünftig eine tragende Rolle in der Energiewirtschaft spielen kann, wenn geeignete Maßnahmen ergriffen werden, die den Stromanteil der KWK-Anlagen an den des Bedarfs anpassen. Prinzipiell haben Anlagen mit hohen Stromkennzahlen einen primärenergetischen Vorteil gegenüber Anlagen mit niedrigeren Stromkennzahlen. In der Regel weisen die Verbraucher ein anderes Verhältnis von Strom- zu Wärmebedarf auf als die KWK-Anlagen liefern. Daher ist nahezu immer die Nutzung einer ungekoppelten Erzeugungsanlage notwendig. Da der Nutzungsgrad von Wärmeerzeugern höher ist als der von Kraftwerken, erlaubt die Kombination von Wärmeerzeugern mit KWK-Anlagen höhere Systemnutzungsgrade als die Einbindung von Spitzenlastkraftwerken. Eine hohe Stromkennzahl ist auch für die Nutzung von Wärmespeichern sinnvoll, weil bei festgelegter Speicherzeit die Speichergröße kleiner und damit die Wirtschaftlichkeit größer wird.

6.2 Ausblick

Prinzipiell sind mit der geschaffenen Daten- und Methodenbasis vielfältige räumlich aufgelöste Systemanalysen möglich. Zusätzlich gibt es die Möglichkeit, das Regionenmodell zu ergänzen und so den Fokus auf weitere Aspekte zu richten. In dieser Arbeit wurde beispielsweise zunächst eine ausreichende Dimensionierung der Stromtransportnetze unterstellt. Tatsächlich zeichnet sich derzeit ab, dass Netzrestriktionen die Integration von Erneuerbaren behindern und ein Netzausbau notwendig wird. Dazu könnten die Stromnetze und vereinfachte Annahmen zu den Elektrizitätsmärkten der deutschen Nachbarstaaten in der Datenbank aufgenommen werden. Darauf basierend können mit Hilfe eines zu entwickelnden Stromtransportmodells verschiedene Fragestellungen beantwortet werden. Insbesondere für die Analyse derzeit diskutierter neuer Marktmechanismen, wie Strompreiszonen oder Kapazitätsmärkte, könnte das Regionenmodell eingesetzt werden.

Aufgrund des Erscheinungsdatums konnten verschiedene kürzlich erschienene Quellen nicht mehr in die Untersuchung einfließen und sollten für die zukünftigen Analysen im Regionenmodell ergänzt werden. Neben einer jährlichen Aktualisierung der EEG-Datenbank (vgl. Kapitel 4.1.1) werden unterschiedliche andere Statistiken regelmäßig neu aufgelegt. Durch Zusammenführung der verschiedenen Quellen in Kapitel 4.2 mit den Angaben zu Kraftwerken mit mehr als 20 MW Leistung in /BNETZA-03 11/ und /BNETZA-04 11/ kann eine bessere Qualität und eine höhere Aktualität zum Kraftwerksbestand in regionaler Auflösung generiert werden. Wie in Kapitel 2.4 beschrieben, stehen mit /DWD-01 11/ neue Daten für die Berücksichtigung von Witterungsbedingungen in Last- und Leistungsgängen zur Verfügung. Insbesondere die Wärmeinseleffekte in Ballungsräumen und die Fortschreibung der Daten bis 2050 erlauben eine Verfeinerung räumlich aufgelöster Analysen des Heizenergie- und Klimatisierungsbedarfs.

Für die Verbraucherseite wurde in dieser Arbeit angenommen, dass der Status-Quo beibehalten wird, sowohl was die Höhe des Verbrauchs als auch die Charakteristik der Verbraucherlastgänge anbelangt. In den Raumordnungsprognosen des Bundesamtes für Bauwesen und Raumordnung, z.B. /BBR-01 09/, zeigt sich jedoch eine starke Wanderungsbewegung zwischen den Regionen. Eine Berücksichtigung dieser Tendenzen im Regionenmodell könnte insbesondere für Potenzialstudien bedarfsseitiger Lastbeeinflussungen interessant sein.

Auch bezüglich der funktionalen Speicher sind verschiedene weitere Untersuchungen möglich. Das starke Ansteigen der spezifischen Investitionskosten beim Bau von Wärmespeichern an jeder einzelnen KWK-Anlage sowie die seltene Nutzung der gesamten funktionalen Speicherkapazität (vgl. Kapitel 5.3.3) lässt vermuten, dass das Optimum eines Wärmespeicherausbaus bei niedrigeren Gesamtkapazitäten liegt. Gleichzeitig gibt es wie bereits in Kapitel 6.1 beschrieben eine Konkurrenzsituation mit verschiedenen anderen Speicheroptionen. Wie in der Ausschreibung zur „Förderinitiative Energiespeicher“ /BMJ-01 11/ festgestellt, bedarf das Zusammenspiel aller verschiedenen Flexibilisierungsmöglichkeiten im elektrischen Energiesystem, beispielsweise auch Demand-Response, Demand-Side-Management, elektrische Speichersysteme etc., noch weiterer Analysen und Bewertungen.

In der vorliegenden Arbeit wurden die Kosten zur Schaffung einer Infrastruktur für großtechnische Speicher an bestehenden KWK-Anlagen abgeschätzt. Die Aufnahme einer Förderung von Wärmespeichern in Höhe von 250 €/m³ bzw. maximal 30 % der Investitionssumme im Entwurf zur Novelle des KWK-Gesetzes /BMWI-07 11/ zeigt die Bedeutung, die einer Flexibilisierung der Betriebsweise von KWK-Anlagen beigemessen wird. Insbesondere die betriebswirtschaftliche Bewertung verschiedener Anlagenkonfigurationen und die Analyse weiterer Vermarktungsmöglichkeiten stehen allerdings noch aus und sollten im Fokus zukünftiger Studien stehen.

7 Literaturverzeichnis

- ADFC-01 11 OpenGeoDB in: <http://fa-technik.adfc.de/code/opengeodb/>. Bremen: Allgemeiner Deutscher Fahrrad-Club e.V. (ADFC), 2011
- AEE-01 08 Strom speichern Hintergrundinformation - Die Notwendigkeit von Speichern in: deutschland hat unendlich viel energie. Berlin: Agentur für Erneuerbare Energien, 2008
- AGEB-01 09 Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2007 - Stand 11.08.2009. Berlin: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB), 2009
- AGES-01 07 Zeine, C.; Gebhardt, M.; Bockting, B.; Mantai, Al.; Wei, J. P.: Verbrauchskennwerte 2005 - Energie- und Wasserverbrauchskennwerte in der Bundesrepublik Deutschland. Münster: ages GmbH, 2007
- AGFW-01 03 Hauptbericht der Fernwärmeversorgung 2002 - Technische Bestands- und Veränderungsdaten zur Fernwärmeversorgung in Deutschland 2002. Frankfurt am Main: Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft - AGFW - e.V., 2003
- AGFW-01 04 Pfaffenberger, W.; et al.: Pluralistische Wärmeversorgung: Strategien und Technologien einer pluralistischen Fern- und Nahwärmeversorgung in einem liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung und regenerativer Energien - Band 1 - Wirtschaftliche Rahmendaten; Räumlich verteilter Energiebedarf; Digitale Wärmekarte. Frankfurt a. M.: Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft e.V. (AGFW), 2004
- AGFW-03 04 Pfaffenberger, W.; et al.: Pluralistische Wärmeversorgung: Strategien und Technologien einer pluralistischen Fern- und Nahwärmeversorgung in einem liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung und regenerativer Energien - Band 2 - Technikentwicklung und -bewertung. Frankfurt a. M.: Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft e.V. (AGFW), 2004
- AGFW-04 04 Hauptbericht der Fernwärmeversorgung 2003 - Technische Bestands- und Veränderungsdaten zur Fernwärmeversorgung in Deutschland 2003. Frankfurt am Main: Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft - AGFW - e.V., 2004
- AGFW-01 05 AGFW-Hauptbericht 2004. Frankfurt a. M.: Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V.(AGFW), 2005
- AGFW-01 06 Hauptbericht der Fernwärmeversorgung 2005. Frankfurt a. M.: Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V.(AGFW), 2006
- AGFW-02 07 Hauptbericht der Fernwärmeversorgung 2006 - Technische Bestands- und Veränderungsdaten zur Fernwärmeversorgung in Deutschland 2006. Frankfurt am Main: AGFW, 2007
- AGFW-03 09 AGFW-Hauptbericht 2007. Frankfurt a. M.: Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V.(AGFW), 2009
- AGFW-04 09 AGFW-Arbeitsblatt FW 308 - Zertifizierung von KWK-Anlagen - Ermittlung des KWK-Stromes. Frankfurt am Main: AGFW - Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. (AGFW), 2009
- AGFW-05 09 AGFW-Hauptbericht 2008. Frankfurt am Main: AGFW - Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. (AGFW), 2009
- AGFW-02 10 Protokoll zum Arbeitstreffen des AK System am 16.11.2010. Frankfurt am Main: AGFW - Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V., 2010

- AGFW-03 10 AGFW-Hauptbericht 2009. Frankfurt am Main: Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V.(AGFW), 2010
- AGFW-06 10 Leistungs-Bilanz 2010 - unabhängig, kraftvoll, zukunftsweisend. Frankfurt am Main: AGFW - Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. (AGFW), 2010
- AGFW-01 11 Pröll, M.: Erfahrungen mit dem Betrieb eines Wärmespeichers in: 6. KWK-Infotag - Zukunftskonzept Fernwärme und KWK - Integration von Erneuerbaren Energien in den Wärmemarkt. Berlin: Stadtwerke Augsburg Energie GmbH, 2011
- ASUE-01 06 Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V.: Gasturbinen-Kenndaten/ -Referenzen. Kaiserslautern: Verlag Rationeller Erdgaseinsatz, 2006
- ATG-01 59 Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren (Atomgesetz) - in der Fassung vom 15.07.1985, zuletzt geändert am 31.07.2011. Bonn: Bundesrepublik Deutschland, 1959
- BAUNVO-01 93 Verordnung über die bauliche Nutzung der Grundstücke (Baunutzungsverordnung - BauNVO) - in der Fassung vom 23.01.1990, zuletzt geändert am 22.04.1993 in: BGBl. I S. 466. Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 1993
- BBR-01 09 Bucher, Hansjörg; Schlömer, Claus: Raumordnungsprognose 2025/2050 - Bevölkerung, private Haushalte, Erwerbspersonen. Bonn: Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (BBR), 2009
- BBR-01 88 Rationelle Erstellung von Wärmealanten für Mittelstädte und ländliche Regionen in: Örtliche und Regionale Energieversorgungskonzepte Band 16. Bonn: Bundesforschungsanstalt für Landeskunde und Raumordnung, PBE (Projektleitung Biologie, Ökologie, Energie der Kernforschungsanlage Jülich GmbH), 1988
- BDEW-02 10 Hermann, M.: Netzintegration erneuerbarer Energien - Wie viel Erneuerbare können wir realisieren? in: Gemeinsame Vortragsreihe des VDI Arbeitskreises Energietechnik und des Lehrstuhles Energiesysteme der TU München. München: 18. Oktober 2010
- BDEW-02 11 51 Kraftwerke bis 2019 geplant, Stand: März 2011 - Anlage zur Presseinformation "Strom- und Gasverbrauch um vier Prozent gestiegen". Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2011
- BEI-01 05 Eikmeier, B.; Gabriel, J.; Krewitt, W.; Nast, M.; Schulz, W.: Analyse des nationalen Potenzials für den Einsatz hocheffizienter KWK, einschließlich hocheffizienter Kleinst-KWK, unter Berücksichtigung der sich aus der EU-KWK-RL ergebenden Aspekte. Bremen: Bremer Energieinstitut (BEI), 2005
- BFA-02 09 Sozialversicherungspflichtig Beschäftigte nach Wirtschaftsabteilungen WZ 2003 - Auflösung Landkreise und kreisfreie Städte - Juni 2006. Nürnberg: Bundesagentur für Arbeit Statistik (BfA), 2009
- BGW-01 06 Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft: Anwendung von Standardlastprofilen zur Belieferung nicht-leistungsgemessener Kunden - Praxisinformation P 2006/8 Gastransport/Betriebswirtschaft. Bonn: wvgw Wirtschafts- und Verlagsgesellschaft Gas und Wasser mbH, 2006
- BILL-01 09 Bill, Ralf: Grundlagen der Geo-Informationssysteme 1 - Hardware, Software und Daten. Heidelberg: Herbert Wichmann Verlag; Auflage: 5., aktualis. A., 2009
- BKG-03 09 Bundesamt für Kartographie und Geodäsie (BKG): Vektordaten Bundesrepublik Deutschland - Verwaltungsgrenzen 1:250 000 (VG250). Frankfurt am Main: Bundesamt für Kartographie und Geodäsie, 2009

- BKG-01 11 Deutschland-Viewer in: <http://www.geodatenzentrum.de/>, Leipzig: Bundesamt für Kartographie und Geodäsie - GeoDatenZentrum, 2011
- BKI-01 06 BKI Baukosten 2006 - Teil 3: Statistische Kostenwerte für Positionen. Stuttgart: Baukosteninformationszentrum (BKI), 2006
- BKWK-02 09 BHKW-Ranking 2008 in: Energie & Management. Herrsching: Energie & Management, 2009
- BKWK-01 10 BHKW-Ranking 2009 - Absatzdelle fast ausgebügelt in: Energie & Management. Herrsching: Energie & Management, 2010
- BKWK-01 11 Attig, D.: Kraft-Wärme-Kopplung als Brücke für die Erneuerbaren Energien in: KWK Symposium Duisburg 2011. Duisburg: Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.V., Stadtwerke Saarbrücken AG, 2011
- BMI-01 07 Handbuch für Organisationsuntersuchungen und Personalbedarfsermittlung in: www.orghandbuch.de. Berlin: Bundesministerium des Inneren (BMI), 2007
- BMJ-01 11 Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF): Förderinitiative Energiespeicher in: Bundesanzeiger Nummer 75 - Seite 1840. Berlin: Bundesministerium der Justiz (BMJ), 2011
- BMWI-04 08 Energiedaten - Nationale und Internationale Entwicklung. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 10.10.2008
- BMWI-03 10 Energiedaten - Nationale und Internationale Entwicklung. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 07.09.2010
- BMWI-02 11 Energiedaten - Nationale und Internationale Entwicklung. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 27.04.2011
- BMWI-03 11 Energiedaten - Nationale und Internationale Entwicklung. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 22.06.2011
- BMWI-06 11 Wunsch, M.; Seefeldt, F.; Mellahn, S.; Rits, V.; Piégsa, A.; Wetzel, A.; Dittmann, L.: Zwischenüberprüfung zum Gesetz zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung - Projektnr. I C 4 - 02 08 15 - 47/10 Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Berlin: Berliner Energieagentur GmbH, Basel: Prognos AG 2011
- BMWI-07 11 Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes - Stand: 14.12.2011 in: www.bmwi.de. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft (BMWi), 2011
- BNETZA-03 11 Kraftwerkliste Bundesnetzagentur (alle Netz- und Umspannebenen; Netto-Leistung ≥ 20 MW) Stand 14.11.2011. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2011
- BNETZA-04 11 Kraftwerkliste Bundesnetzagentur zum erwarteten Zu- und Rückbau 4.Quartal 2011 bis 31.12.2014. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2011
- BREG-01 10 Energiekonzept - Neun Punkte für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Berlin: Bundesregierung Deutschland, 2010
- BSENERGY-01 11 Schütz, A.: Strom und Wärme aus dem Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk - Und so funktioniert's... in: GuD-News. Braunschweig: BS Energy Braunschweiger Versorgungs AG&Co.KG, 2011
- BSH-01 11 Nordsee: Offshore Windparks in: CONTIS (Continental Shelf Information System). Hamburg: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH), 2011

- BSH-02 11 Ostsee: Offshore Windparks in: CONTIS (Continental Shelf Information System). Hamburg: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH), 2011
- BSTATG-01 87 Gesetz über die Statistik für Bundeszwecke (Bundesstatistikgesetz - BStatG) - in der Änderung vom 7.9.2007. Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 1987
- BSW-01 09 Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik). Berlin: Bundesverband Solarwirtschaft e. V., 2009
- BTU-01 11 Kalusche, W.; Herke, S.: Ermittlung der Grundfläche von Gebäuden - ganz so einfach ist es nicht. Cottbus: Brandenburgische Technische Universität Cottbus, 2011
- BVBS-01 07 Bekanntmachung der Regeln für Energieverbrauchskennwerte im Wohngebäudebestand - Vom 26. Juli 2007. Berlin: Bundesministerium für Verkehr, Bau- und Stadtentwicklung, 2007
- BVR-01 08 Beer, M.; von Roon, S.; Schmid, T.: Rückwirkungen der KWK-Erzeugung auf den Kraftwerkspark - Lastgangsynthese in: EuroHeat&Power, Heft 4. Frankfurt a. M.: VWEW Energieverlag GmbH, 2008
- BWK-13 05 Bohn, D.; Dilthey, U.; Schubert, F.: Kombikraftwerk der Zukunft - Innovative Technologien für ein GuD-Kraftwerk mit 65 % Wirkungsgrad in: BWK Bd. 57 (2005) Nr. 5. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 2005
- BWK-04 11 Thomas, B.: GuD-Kraftwerk, Wärmepumpe und/oder KWK? in: BWK Bd. 63 (2011) Nr. 7/8. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 2011
- CLC-01 09 CORINE Land Cover (CLC2006). Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt (UBA), 2009
- DBT-01 50 Erstes Wohnungsbaugesetz, Bonn: Deutscher Bundestag, 1950
- DENA-01 05 Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020 - dena-Netzstudie. Berlin: Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena), 2005
- DENA-03 10 Biomethan im KWK- und Wärmemarkt - Status Quo, Potenziale und Handlungsempfehlungen für eine beschleunigte Marktdurchdringung. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2010
- DENA-07 10 Agricola, A.-Cl.; Kohler, S; Seidl, H.: dena-Netzstudie II - Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2010
- DENA-08 10 Windparks in der Nordsee in: www.offshore-wind.de. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2010
- DENA-09 10 Kreuzkamp, P.; et al.: Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien - Abschlussbericht. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2010
- DESTATIS-01 05 Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Bergbau und im Verarbeitenden Gewerbe - Fachserie 4 / Reihe 6.4. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt, 2005
- DESTATIS-02 06 Statistisches Bundesamt: Übersicht über die Gliederung der Klassifikation der Wirtschaftszweige - Ausgabe 2003. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt, 2002
- DESTATIS-02 07 Statistisches Bundesamt: Erhebung über die Energieverwendung - Tabelle 2: Energieverbrauch nach Energieträgern, Berichtszeitraum: 2006. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt, 2007
- DESTATIS-01 08 Statistik lokal 2008 - Daten für die Gemeinden, kreisfreien Städte und Kreise Deutschlands. Düsseldorf: Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2008

- DESTATIS-02 09 Regionaldatenbank - www.regionalstatistik.de. Düsseldorf: Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2009
- DESTATIS-03 09 Monatsbericht über die Elektrizitätsversorgung - Berichtszeitraum Januar bis Dezember 2008. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (destatis), 2009
- DESTATIS-03 10 Monatsbericht über die Elektrizitätsversorgung - Berichtszeitraum Januar bis Dezember 2009. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (destatis), 2010
- DESTATIS-04 10 Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Bergbau und im Verarbeitenden Gewerbe 2008 - Fachserie 4 / Reihe 6.4. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (destatis), 2010
- DESTATIS-05 10 Statistisches Jahrbuch 2010 - Für die Bundesrepublik Deutschland mit »Internationalen Übersichten«. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (destatis), 2010
- DESTATIS-06 10 Fachserie 4 Reihe 6.4 Produzierendes Gewerbe - Stromerzeugungsanlagen der Betriebe des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden 2009. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt, 2010
- DESTATIS-01 11 Monatsbericht über die Elektrizitätsversorgung - Berichtszeitraum Januar bis Dezember 2010. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (destatis), 2011
- DESTATIS-02 11 Musterfragebogen zur Gebäude- und Wohnungszählung zum 9. Mai 2011 - ZENSUS 2011. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (destatis), 2011
- DESTATIS-01 87 Volkszählung 1987. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt, 1987
- DFG-01 98 Sicherung guter wissenschaftlicher Praxis - Denkschrift. Weinheim: WILEY-VCH Verlag GmbH, 1998
- DIN-01 03 DIN V 4701 - Energetische Bewertung heiz- und raumluftechnischer Anlagen - Teil 10: Heizung, Trinkwassererwärmung, Lüftung. Berlin: Beuth-Verlag GmbH, 2003
- DIN-02 03 Heizungsanlagen in Gebäuden - Verfahren zur Berechnung der Norm-Heizlast Deutsche Fassung EN 12831:2003. Berlin: DIN Deutsches Institut für Normung e.V., 2003
- DIN-01 05 DIN 277 - Grundflächen und Rauminhalte von Bauwerken im Hochbau. Berlin: DIN Deutsches Institut für Normung e.V., 2005
- DIN-01 07 DIN V 18599-10 - Energetische Bewertung von Gebäuden - Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung. Berlin: DIN Deutsches Institut für Normung e.V., 2007
- DIN-01 85 DIN 5034-2 Tageslicht in Innenräumen - Grundlagen. Berlin: Beuth-Verlag GmbH, 1985
- DLR-01 07 Nitsch, J.: Leitstudie 2007 "Ausbaustrategie Erneuerbare Energien" - Aktualisierung und Neubewertung bis zu den Jahren 2020 und 2030 mit Ausblick bis 2050. Stuttgart: DLR-Institut für Technische Thermodynamik, 2007
- DLR-01 08 Nitsch, J.: Leitstudie 2008 - Weiterentwicklung der „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“ vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2008
- DLR-01 10 Nitsch, J.; Wenzel, B.: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global - Entwicklung der EEG-Vergütungen, EEG-Differenzkosten und der EEG-Umlage bis zum Jahr 2030 auf Basis des Leitszenario 2010. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2010
- DLR-02 10 Nitsch, J.; Wenzel, B.; Sterner, M.: Leitstudie 2010 - Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung

- der Entwicklung in Europa und global. Berlin: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), 2010
- DWD-01 04 Christoffer, J.; Deutschländer, T.; Webs, M.: Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere und extreme Witterungsverhältnisse. Offenbach: Deutscher Wetterdienst, 2004
- DWD-02 04 Globalstrahlung in der Bundesrepublik Deutschland, Mittlere Jahressummen, Zeitraum 1981-2000. Hamburg: Deutscher Wetterdienst (DWD), 2004
- DWD-01 08 Gradtagszahlen Deutschland. Offenbach: Deutscher Wetterdienst, 2008
- DWD-01 11 Aktualisierte und erweiterte Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere, extreme und zukünftige Witterungsverhältnisse. Bonn: Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (BBR), 2011
- ECDGR-01 01 European Commission: Energy Storage - A key technology for decentralised power, power quality and clean transport. Brüssel: European Commission DG Research, 2001
- EDDITREX-01 03 Steiniger, H.: Die SWOT-Analyse. Dresden: edditrex coop., 2003
- EEA-01 10 Elevation map of Europe in: http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/ds_resolveuid/105942C0-5D88-4899-A1B2-10F27F22AA75. Kopenhagen: Europäische Umweltagentur (EEA), 2010
- EEG-01 00 Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien. Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2000
- EEG-01 04 Gesetz zur Neuregelung des Rechts der erneuerbaren Energien im Strombereich (EEG 2004). Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2004
- EEG-01 08 Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2009). Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2008
- EEG-03 11 Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG) - in der Fassung vom 25.10.2008, zuletzt geändert am 28.07.2011. Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2011
- EEX-02 11 Marktdaten verschiedener Jahre in: www.eex.com. Leipzig: European Energy Exchange AG (EEX), 2011
- EINS-01 11 Angaben zu Fernwärmespeichern - Elektronische Mitteilung vom 14.07.2011. Chemnitz: eins energie in sachsen GmbH & Co. KG, 2011
- ENEV-01 09 Verordnung zur Änderung der Energieeinsparverordnung. Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2009
- ENTSOE-01 09 ENTSO-E Consumption Data. Brüssel: www.entsoe.eu, 2009
- ESRI-01 08 Geography Matters - An ESRI White Paper. New York: Environment System Research Institute (ESRI), 2008
- ET-02 10 Müller, C.: Erneuerbare Energien und Versorgungssicherheit im deutschen Kraftwerkspark der Zukunft in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 60. Jg. (2010) Heft 3. Essen: Martin Czakainski, 2010
- EUB-01 07 Energie- und CO₂-Bericht 2007 - mit Energiebilanz 2005 und den energiebedingten CO₂-Emissionen in: www.wm.regierung-mv.de. Schwerin: Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus Mecklenburg-Vorpommern, 2007
- EURL-01 00 Richtlinie 2000/60/EG des Europäischen Parlaments und des Rates zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Maßnahmen der Gemeinschaft im Bereich der Wasserpolitik. Brüssel: Das Europäische Parlament und der Rat der Europäischen Union, 2000
- EVH-01 05 Heizkraftwerk Dieselstraße - Strom und Wärme für den Alltag. Halle (Saale): EVH GmbH, 2005

- EVH-02 05 Der neue Wärmespeicher im HKW Dieselstraße. Halle (Saale): EVH GmbH, 2005
- EVONIK-01 11 Daten zum Fernwärmespeicher Saarlouis - Elektronische Mitteilung vom 24.05.2011. Saarbrücken: Evonik Steag GmbH, 2011
- EVS-01 10 Leben in Schwerin - Geschäftsbericht 2009 in: www.stadtwerke-schwerin.de. Schwerin: Energieversorgung Schwerin GmbH & Co. KG (EVS), 2010
- EWI-01 10 Lindenberger, D.; Fürsch, M.; Nicolosi, M.: Bewertung energiepolitischer Optionen für eine sichere, wirtschaftliche und umweltgerechte Energieentwicklung in Deutschland - Analyse der Ursachen für negative Strompreise am 3./4. Oktober 2009 und möglicher Abhilfemaßnahmen. Köln: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (ewi), 2010
- FBIOG-01 10 Biogas Branchenzahlen 2009. Freising: Fachverband Biogas e.V., 2010
- FFE-05 02 Geiger, B.; Carter, M.; Mühlbacher, H.: Warmwasserbereitung - Vergleich zentraler und dezentraler Warmwasserversorgung. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2002
- FFE-08 07 Gobmaier, T.; Corradini, R.: Strukturoptimierung in Ballungsgebieten - Energiebedarfsprognose für die Stadt München. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2007
- FFE-13 07 Beer, M.; et al.: Ganzheitliche dynamische Bewertung der KWK mit Brennstoffzellentechnologie - Forschungsvorhaben im Forschungsverbund EduaR&D. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2007
- FFE-26 07 Beer, M.; Wagner, U.: Ganzheitliche Bilanzierung von KWK in: 5. Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT) vom 14.02 bis 16.02.2007. Wien: TU Wien, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (FfE), 2007
- FFE-27 07 Beer, M.: Ganzheitliche dynamische Bewertung von Energiesystemen in: FfE-Fachtagung „Energiezukunft Deutschland“ in der Bayerischen Akademie für Wissenschaften, Residenz München: 03. und 04. Mai 2007
- FFE-04 08 Steck, M.: Technische Anforderungen an neue Kraftwerke im Umfeld dezentraler Stromerzeugung mit KWK-Systemen und regenerativen Energien - Endbericht. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2008
- FFE-15 08 Beer, M.; Corradini, R.; Gobmaier, T.; Köll, L.; Podhajsky, R.; Vogler, G.; Zotz, M.: CO₂-Verminderung in Deutschland. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2008
- FFE-17 08 von Roon, S.; et al.: Kosten der Windenergie - Die Entwicklung des Marktes für windbedingte Kraftwerksreserve - laufendes Projekt. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2008
- FFE-24 08 Rasilier, T.: Entwicklung eines Simulationsmodells zur Generierung von Gebäudelastgängen - Diplomarbeit an der Forschungsstelle für Energiewirtschaft. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2008
- FFE-11 09 Fieger, C.; Gruber, A.: Entwicklung des Erdgasabsatzes der ESB am Beispiel Penzberg. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2009
- FFE-24 09 Beer, M.; Corradini, R.; Fieger, C.; Gobmaier, T.; Köll, L.; Podhajsky, R.; Steck, M.; Zotz, M.; Karl, H.-D.: Energiezukunft 2050, Teil I - Methodik und IST-Zustand. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2009
- FFE-25 09 Beer, M.; Corradini, R.; Fieger, C.; Gobmaier, T.; Köll, L.; Podhajsky, R.; Steck, M.; Zotz, M.; Karl, H.-D.: Energiezukunft 2050, Teil II - Szenarien. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2009

- FFE-26 09 Vogler, G.; Pfeifroth, P.: Ökonomische Untersuchung der Fernwärme-abnehmerstruktur. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2009
- FFE-34 09 Beer, M.; von Roon, S.: Rückwirkung von vermehrter Kraft-Wärme-Kopplung auf die ungekoppelte Stromerzeugung in: Handbuch Energiemanagement (HbE), 28. Erg.-Lfg., Mai 2009. Frankfurt am Main: VWEW Energieverlag GmbH, 2009
- FFE-39 09 Laufende Aktualisierung der FfE-internen Kraftwerksdatenbank. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2009
- FFE-08 10 Huber, M.: Optimierte Betriebsweise von KWK - Modellgestützte Analyse vor dem Hintergrund des Ausbaus erneuerbarer Energien - Diplomarbeit. München: Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik (IfE), TU München, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2010
- FFE-21 10 Beer, M.; Schmid, T.: Das Regionenmodell - Neue Ansätze zur Modellierung von Energiesystemen in: BWK Bd. 62 (2010) Nr. 10. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 2010
- FFE-22 10 Schmid, T.; Beer, M.: Das Regionenmodell - Basis detaillierter Analysen von Energieversorgungskonzepten in: Kraftwerkstechnik - Sichere und nachhaltige Energieversorgung - Band 2 (ISBN 978-3-935317-57-3). Neuruppin: TK Verlag Karl Thomé-Kozmiensky, 2010
- FFE-24 10 Schmid, T.; Staudacher, T.: Repowering von Windkraftanlagen, München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), 2010
- FFE-28 10 Beer, M.; Huber, M.; Mauch, W.: Flexible Operation of Cogeneration Plants - Chances for the Integration of Renewables? in: 11th IAEE European Conference on Energy Economy, Policies and Supply Security, 25-28 August 2010. Vilnius, Lithuania: International Association for Energy Economics (IAEE), 2010
- FFE-39 10 Huck, M.; von Roon, S.: Merit Order des Kraftwerksparks - http://www.ffe.de/download/wissen/20100607_Merit_Order.pdf. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2010
- FFE-40 10 Schmid, T.: EEG-Datenbank in: <http://www.ffe.de/wissenffe/artikel/>. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2010
- FFE-01 11 Steck, M.; Beer, M.; Henle, M.; Arndt, U.: KWK als Baustein zur Integration erneuerbarer Energien - Erschließung des Regelleistungsmarkts in: EuroHeat&Power Heft 1-2/2011. Brüssel: EuroHeat&Power, 2011
- FFE-03 11 Pfeifroth, P.; Schmid, T.: EEG-Potentialstudie Bayern - Ausbauplanung im 110-kV-Netz. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2011
- FFE-09 11 Beer, M.: Flexibilität nutzen: Strom speichern mit Kraft-Wärme-Kopplung in: e.21 - energie für morgen, Ausgabe 2. Essen: ener|gate gmbh & co. kg, 2011
- FFE-10 11 Völkl, G.: Nutzung von Laufwasserkraftwerken zum Ausgleich von Lastschwankungen - Diplomarbeit an der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart, 2011
- FFE-16 11 Lindner, A.: Bericht zum Praxissemester an der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE). Triesdorf: Hochschule Weihenstephan-Triesdorf, 2011
- FFE-17 11 Fieger, C.; Steinert, C.; Schmid, C.; Burhenne, R.: Energienutzungsplan der Stadt Nürnberg. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2011

- FFE-29 11 Beer, M.: Potenzial funktionaler Speicher mit flexibler Kraft-Wärme-Kopplung in: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen 61. Jg. (2011) Heft 12. Essen: etv Energieverlag GmbH, 2011
- FFE-01 12 Beer, M.; et al.: flex: Flexibilisierung der Betriebsweise von KWK - Projekt im Verbund "Eneff:Stadt - Chancen und Risiken von KWK im politischen Umfeld". München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2012
- FFE-02 12 Schmid, T.; et al.: Masterplan: Optimierte Energieversorgung - Projekt im Verbund "Eneff:Stadt - Chancen und Risiken von KWK im politischen Umfeld". München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2012
- FFE-03 12 Gobmaier, T.: Simulationsgestützte Prognose des elektrischen Lastverhaltens bis 2030 - Forschungsinitiative Kraftwerke des 21. Jahrhunderts (KW21 BY E3). München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., laufendes Projekt voraussichtliches Ende: 2012
- FFE-04 12 Schmid, T.; Beer, M.; Corradini, R.: Das FfE-Gebäudemodell in: BWK Bd. 64 (2012) Nr. 1/2. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 2012
- FFEGMBH-01 09 Gruber, A.; Fieger, C.: Zukünftige Wärmeversorgungsstruktur der Stadt Passau. München: 2009
- FFEGMBH-01 10 Schwentzek, M.; Fieger, C.: Integriertes Energie- und Klimaschutzkonzept der Gemeinde Oberschleißheim. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2010
- FFEGMBH-05 10 Wiesemeyer, K.; Schwentzek, M.; Corradini, R.; Mauch, W.: Allokationsmethoden für spezifische CO₂-Emissionen von Strom und Wärme aus KWK-Anlagen in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 60. Jg. (2010) Heft 9. Essen: etv Energieverlag GmbH, 2010
- FHK-01 09 Herz, M.: Technologische Entwicklungen in der Kraftwerkstechnik und deren Auswirkungen auf den Nutzungsgrad - Praxissemesterbericht an der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE). Köln: Fachhochschule Köln, 2009
- FNR-01 11 Basisdaten Bioenergie Deutschland - Festbrennstoffe, Biokraftstoffe, Biogas. Gülzow: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), 2011
- FOURC-01 11 Global Offshore Wind Farms Database in: www.4coffshore.com/offshorewind. Lowestoft: 4C Offshore Limited, 2011
- FRO-01 08 Frontier Economics Ltd; Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH (consentec): Notwendigkeit und Ausgestaltung geeigneter Anreize für eine verbrauchsnahe und bedarfsgerechte Errichtung neuer Kraftwerke. Köln: 2008
- FVS-01 06 Wärme und Kälte – Energie aus Sonne und Erde. Berlin: Forschungsverbund Sonnenenergie, 2006
- FVS-02 06 Datenblatt Saarlouis. Saarbrücken: Fernwärme-Verbund Saar GmbH (FVS), 2006
- FVS-01 07 Wärme verbindet eine Region - Die Fernwärmeschiene Saar. Saarbrücken: Fernwärme-Verbund Saar GmbH (FVS), 2007
- GEONM-01 11 GeoNames geographical database - Creative Commons Attribution 3.0 License in: www.geonames.org. Zürich: GeoNames, 2011
- GEOZG-01 09 Gesetz über den Zugang zu digitalen Geodaten (Geodatenzugangsgesetz - GeoZG) in: Bundesgesetzblatt I. Berlin: Bundesministerium der Justiz, 2009
- GFEM-01 04 Kennziffernkatalog - Investitionsvorbereitung in der Energiewirtschaft 2004. Neuenhagen/Berlin: Gesellschaft für EnergieManagement mbH/EnergyConsulting, 2004
- GGA-01 08 Übersicht aller geothermischen Anlagen in Deutschland. Hannover: Institut für Geowissenschaftliche Gemeinschaftsaufgaben, 2008.

- GTV-01 03 Geothermische Energie - Neustadt-Glewe in: Geothermische Energie - Mitteilungsblatt der GtV, Ausgabe 43, 10. Jahrgang/Heft 4. Geeste: Geothermische Vereinigung/GtV, 2003
- HEI-01 05 Heimerl, S.: Wasserkraft in Deutschland - wie geht's weiter? in: 2. Konferenz der Energiewirtschaft "Regenerative Energien - Mut zum Wandel". Stuttgart: VDEW, 2005
- HEISE-01 10 Wikipedia integriert OpenStreetMap in:
- HLH-01 03 Nadler, N.: Korrekturvorschläge zum EDV-Verfahren der VDI 2078 - Teil 1a: Algorithmen in: HLH Bd. 54 8-2003. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 2003
- HLH-02 03 Nadler, N.: Korrekturvorschläge zum EDV-Verfahren der VDI 2078 - Teil 1 b: Algorithmen in: HLH Bd. 54 9-2003. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 2003
- IBD-01 11 Planung Referenzen - Neubau Wärmespeicher im Heizwerk in Schwerin-Süd Teilobjekt Speicherfundament in: www.ibd-schwerin.de. Schwerin: IBD Ingenieurgesellschaft mbH Verkehrs- und Brückenplanung, 2011
- IEKP-01 07 Das Integrierte Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung - IEKP. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 2007
- IER-02 08 Blesl, M.; Kempe, S.; Ohl, M.; Fahl, U.; König, A.; Jenssen, T.; Eltrop, L.: Wärmetlas Baden-Württemberg - Erstellung eines Leitfadens und Umsetzung für Modellregionen. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart, 2008
- IER-01 09 Hundt, M.; Barth, R.; Ninghong, S.; Wissel, S.; Voß, A.: Verträglichkeit von erneuerbaren Energien und Kernenergie im Erzeugungsportfolio. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart, 2009
- IFE-01 02 Geiger, B.; Hellwig, M.: Entwicklung von Lastprofilen für die Gaswirtschaft im Auftrag des Bundesverbandes der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e.V. und des Verbandes kommunaler Unternehmen e.V. München: Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik (IfE), TU München, 2002
- IFE-01 03 Hellwig, M.: Entwicklung und Anwendung parametrisierter Standard-Lastprofile - Dissertation. München: Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik (IfE), TU München, 2003
- IFE-02 03 Mühlbacher, H.: Dynamisches Verhalten von Wärmeerzeugern - Feldmessungen und Prüfstandsversuche in: „Leistungsorientierte Energiewirtschaft Impulse aus der Energieforschung“. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2003
- IFE-02 05 Wagner, U.; Geiger, B.: Gutachten zur Festlegung von Standardlastprofilen Haushalte und Gewerbe für BGW und VKU. München: Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik (IfE), TU München, 2005
- IFE-06 08 Pfaffenberger, W.; Menges, R.; Scheele, U.; Erhorn, H.; Hauser, G.; Wagner, U.; Heilek, C.; Held, A.; Kuhn, P.; Tzscheutschler, P.; Wehmhörner, U.: Rahmenbedingungen für effizienten Klimaschutz im Gebäudebereich. München: Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik (IfE), TU München, 2008
- IFE-07 08 Roth, H.: Modellentwicklung zur Kraftwerksparkoptimierung mit Hilfe von Evolutionsstrategien - Dissertation. München: Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik (IfE), TU München, 2008
- INSPIRE-01 07 Richtlinie 2007/2/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 14. März 2007 zur Schaffung einer Geodateninfrastruktur in der Europäischen Gemeinschaft (INSPIRE) in: Amtsblatt der Europäischen Union, L 108/1. Brüssel: Europäisches Parlament, 2007

- ISET-03 08 Rohrig, K.; Knorr, K.; Hahn, B.; Durstewitz, M.; Faulstich, S.: Windenergie Report Deutschland 2008. Kassel: Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V. (ISET), 2008
- ISET-02 10 von Oehsen, A.; Sterner, M.; Saint-Drenan, Y.; Gerhardt, N.: Anforderungen an den Fluktuationsausgleich für die Stromversorgung Deutschlands in: 11. Symposium Energieinnovation. Graz: Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V. (ISET), 2010
- ISI-02 09 Schlomann, B.; Gruber, E.; Geiger, B.; Kleeberger, H.; Wehmhörner, U.; Herzog, T.; Konopka, D.-M.: Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) für die Jahre 2004 bis 2006. Karlsruhe: , 2009
- IST-01 09 Unter realen Umweltbedingungen sind mikromorphe Dünnschichtmodule ertragsstärker als kristalline Module. Berlin: Inventux Solar Technologies, 2009
- IWU-01 07 Diefenbach, N.; Born, R.: Basisdaten für Hochrechnungen mit der Deutschen Gebäudetypologie des IWU. Darmstadt: Institut Wohnen und Umwelt GmbH (IWU), 2007
- KEMA-01 09 Analyse von Auswirkungen der Anwendung gängiger Standardlastprofile im Rahmen des Gas-Bilanzausgleichs - Gutachten im Auftrag von VCI, VIK und ipw. Bonn: KEMA Consulting GmbH (KEMA), 2009
- KWKG-01 08 Gesetz zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG). Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2008
- LEE-01 11 Wischermann, S.; Wagner, H.-J.: Roadmap zur Energie- und CO₂-Einsparung. Bochum: Selbstverlag des Lehrstuhls Energiesysteme und Energiewirtschaft an der Ruhr-Universität Bochum, 2011, ISBN 978-3-934951-28-0
- LFL-01 08 Faustzahlen für die Biogaserzeugung. München: Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL), 2008
- LIAG-01 10 Geothermisches Informationssystem für Deutschland - Geotis in: geotis.de. Hannover: LIAG, Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik Stilleweg 2, 2010
- LIAG-01 11 Geothermische Standorte - WebMapService aus der Internetanwendung Geothermische Standorte (www.geotis.de) in: http://www.geotis.de/vgs_wms.php?. Hannover: Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik (LIAG), 2011
- ÖKO-02 10 Harthan, R. O.; Gores, S.: Bestand und Entwicklung von BHKW und deren Einbettung in die KWK-Landschaft in Deutschland in: Berliner Energietage 2010. Freiburg: Öko-Institut e.V., 2010
- ORM-01 10 Modular geothermal power plants in: ormat.com. Reno, NV: ORMAT, 2010
- OSM-01 10 OpenStreetMap - Die freie Wiki-Weltkarte. Veröffentlicht unter der freien CC-BY-SA-Lizenz durch OpenStreetMap und Mitwirkende. <http://www.openstreetmap.org/>, 2010
- PAU-01 09 Pauli, H.: Der Fernwärmespeicher in Linz, Mehr als Heizung und Warmwasser: Innovative Fernwärme aus Kraft-Wärme-Kopplung in: Berliner Energietage, 2009
- PHO-01 09 Knoll, B.; Podewils, C.: Der deutsche Solarmarkt ist im Krisenjahr 2008 um fast 70 Prozent gewachsen in: Photon November 2009. Aachen: Photon, 2009
- QGIS-01 11 Quantum GIS Geographic Information System - QGIS 1.7.0-Wroclaw in: <http://qgis.osgeo.org>. Vancouver: Open Source Geospatial Foundation Project, 2011
- REC-01 01 Recknagel, H.; Sprenger, E.; Schramek, E.-R.: Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik. München: Oldenbourg Verlag, 2001
- REC-01 09 Schramek, E.-R.f; Sprenger, E.; Recknagel, H.: Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik 09/10. München: Oldenbourg Industrieverlag GmbH, 2009
- REE-01 09 Quaschnig, V.: Regenerative Energiesysteme Technologie - Berechnung - Simulation - Understanding Renewable Energy Systems. München: Carl Hanser Verlag, 2009

- REGMOD-01 08 Übersicht über die voraussichtliche Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung und der Leistungsflüsse in den Netzgebieten der deutschen Übertragungsnetzbetreiber - Regionenmodell „Stromtransport 2012“, 2008
- ROP-01 11 COST Action TU 803 - Cities Regrowing Smaller (CIRES) in: www.shrinkingcities.eu. Dortmund: TU Dortmund Fachgebiet Raumordnung und Planungstheorie, 2011
- SALZAG-01 11 Wärmespeicher Heizkraftwerk Nord - Sichere Wärmeversorgung für eine saubere Umwelt in: www.salzburg-ag.at. Salzburg: Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation, 2011
- SBZ-01 09 So funktioniert das Saarland - Energieversorgung. Saarbrücken: Saarbrücker Zeitung, Verlag und Druck GmbH, 2009
- SIE-02 06 Germany Fossil Fired Power Plants, Operating 2005. Erlangen: Siemens PG, 2006
- STMF-01 11 BayernViewer der Bayerischen Vermessungsverwaltung in: <http://www.geodaten.bayern.de/BayernViewer2.0/index.cgi>. München: Bayerisches Staatsministerium der Finanzen (StMF), 2011
- STWAUG-01 07 Von hier. Für uns. Stadtwerke Augsburg - Energie, Wasser, Verkehr. Augsburg: Stadtwerke Augsburg Holding GmbH, 2007
- STWAUG-01 11 Daten zur Fernwärmespeicheranlage Augsburg - Elektronische Mitteilung vom 23.05.2011. Augsburg: Stadtwerke Augsburg Energie GmbH, 2011
- STWROS-01 07 Wärmespeicher im Müllheizkraftwerk wurden erweitert - Kapazität zur effizienteren Nutzung der Wärme verdoppelt in: Power Bladl, Kundenzeitschrift Nr. 18, S.5. Rosenheim: Stadtwerke Rosenheim, 2007
- SWMÜ-01 09 Daten zur Fernwärmespeicheranlage Münster, Elektronische Mitteilung vom 30.09.2009
- TA-01 10 Angebot über Flachbodentanks. Schondra-Schildeck: Tank+Stahlbau Abersfelder GmbH&CoKG, 2010
- TURBODEN-01 09 Geothermische Anwendungen - A Pratt & Whitney Power Systems Partner. www.turboden.it: Turboden, Brescia, Italien, 2009
- UBA-01 06 Fishedick, M.; Schüwer, D.; Venjakob, J.; Merten, F.; Mitze, D.; Krewitt, W.; Nast, M.; Schillings, C.; Bohnenschäfer, W.; Lindner, K.: Anforderungen an Nah- und Fernwärmenetze sowie Strategien für Marktakteure in Hinblick auf die Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung bis zum Jahr 2020 - Forschungsvorhaben im Auftrag des Umweltbundesamtes (UBA) UFOPLAN Vorhaben 205 41 104. Wuppertal, Stuttgart, Leipzig: Arbeitsgemeinschaft: Wuppertal Institut, DLR Stuttgart, ie Leipzig, 2006
- UBA-01 08 Kraftwerke in Deutschland \geq 100 MW - Stand: 31.03.2008. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt (UBA), 2008
- UBA-02 09 Datenbank „Kraftwerke in Deutschland“ - Liste der sich in Betrieb befindlichen Kraftwerke bzw. Kraftwerksblöcke ab einer elektrischen Bruttoleistung von 100 Megawatt - Stand: 10.07.2009. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt (UBA), 2009
- UBA-01 10 Datenbank „Kraftwerke in Deutschland“ - Liste der sich in Betrieb befindlichen Kraftwerke bzw. Kraftwerksblöcke ab einer elektrischen Bruttoleistung von 100 Megawatt - Stand: 28.07.2010. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt (UBA), 2010
- UBA-01 11 Datenbank "Kraftwerke in Deutschland" - Liste der sich in Betrieb befindlichen Kraftwerke bzw. Kraftwerksblöcke ab einer elektrischen Bruttoleistung von 100 Megawatt. Stand: 08.04.2011. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt (UBA), 2011

- UFZ-01 06 Kabisch, S.; Haase, A.; Haase, D.: Beyond Growth - Urban Development in Shrinking Cities as a Challenge for Modeling Approaches in: International Environmental Modelling and Software Society (iEMSs) 2006. Leipzig: Helmholtz Zentrum für Umweltforschung (UFZ), 2006
- ÜNB-01 06 Tatsächliche und prognostizierte Windenergieeinspeisung 2006 - Kennzahlen der Übertragungsnetzbetreiber in: www.enbw-transportnetze.de, www.50hertz-transmission.net, www.amprion.net, www.tennetso.de. Stuttgart, Berlin, Dortmund, Bayreuth, 2006
- ÜNB-01 07 Tatsächliche und prognostizierte Windenergieeinspeisung 2007 - Kennzahlen der Übertragungsnetzbetreiber in: www.enbw-transportnetze.de, www.50hertz-transmission.net, www.amprion.net, www.transpower.de. Stuttgart, Berlin, Dortmund, Bayreuth, 2007
- ÜNB-01 08 Tatsächliche und prognostizierte Windenergieeinspeisung 2008 - Kennzahlen der Übertragungsnetzbetreiber in: www.enbw-transportnetze.de, www.50hertz-transmission.net, www.amprion.net, www.transpower.de. Stuttgart, Berlin, Dortmund, Bayreuth, 2008
- ÜNB-01 09 Tatsächliche und prognostizierte Windenergieeinspeisung 2009 - Kennzahlen der Übertragungsnetzbetreiber in: www.enbw-transportnetze.de, www.50hertz-transmission.net, www.amprion.net, www.tennetso.de. Stuttgart, Berlin, Dortmund, Bayreuth, 2009
- UNIKA-01 05 Stadler, I.: Demand Response - Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Kassel: Universität Kassel, Fachbereich Elektrotechnik, 2005
- VDI-01 03 VDI 4661 - Energiekenngrößen - Definitionen - Begriffe - Methodik. Düsseldorf: VDI-Gesellschaft Energietechnik, 2003
- VDI-01 94 VDI-Gesellschaft Technische Gebäudeausrüstung: Berechnung der Kühllast klimatisierter Räume (VDI-Kühllastregeln) - VDI 2078. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 1994
- VDI-02 94 Energieverbrauchskennwerte für Gebäude - VDI 3807. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 1994
- VGB-01 05 Prost, S.; Meier, H.-J.: Technisch-wissenschaftliche Berichte "Wärmeleistungswerke" - Verfügbarkeit von Wärmeleistungswerken 1995 - 2004. Essen: VGB PowerTech e. V., 2005.
- WAWI-01 04 Heimerl, S.; Giesecke, J.: Wasserkraftanteil an der elektrischen Stromerzeugung in Deutschland 2003 in: Wasserwirtschaft (WaWi). Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag, 2004
- WDP-01 09 Günther, D.: Tageslauf der Sonne. CC 2.0 by-nc-nd. Bad Honnef: Deutsche Physikalische Gesellschaft, 2009
- WHG-01 10 Gesetz zur Ordnung des Wasserhaushalts - Wasserhaushaltsgesetz vom 31. Juli 2009 (BGBl. I S. 2585), das durch Artikel 12 des Gesetzes vom 11. August 2010 (BGBl. I S. 1163) geändert worden ist. Berlin: Bundesministerium der Justiz (BMJ), 2010
- WOFLV-01 04 Verordnung zur Berechnung der Wohnfläche - Wohnflächenverordnung vom 25. November 2003 - WoFlV in: BGBl. I S. 2346. Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2004