

Energiewende im Landkreis Freising – Eine Potentialanalyse

Ergebnisse der Projektarbeit „Autarke Gemeinde – Nachhaltige Energiekonzepte“

| | | |
|-----------------------|-------------------|--------------------|
| Dominik Ebi | Thomas Grauvogl | Andreas Steer |
| Matthias Mitterhofer | Sascha Posanski | Christina Schöberl |
| Markus Ebert | Miriam Däubler | Philipp Geyer |
| Christoph Niedermeier | Sebastian Neusser | |

19. April 2012

Technische Universität München
TUM: Junge Akademie

Vorwort der Leitung der *TUM: Junge Akademie*

Das erste Jahr der *TUM: Junge Akademie* - eine Einrichtung der Technischen Universität München zur Förderung der exzellenten und engagierten Studierenden - liegt erfolgreich hinter uns. Kernelemente der *TUM: Junge Akademie* sind die disziplinäre Vertiefung, der interdisziplinäre Austausch, der Diskurs über wichtige Fragen des gesellschaftlichen, wirtschaftlichen, wissenschaftlichen, kulturellen und politischen Lebens sowie die eigenständige Entwicklung innovativer Ideen. Die Mitglieder der *TUM: Junge Akademie* bearbeiten während ihrer Mitgliedschaft ein Projektthema in kleinen Gruppen, die interdisziplinär mit 4 - 8 Teilnehmer/-innen besetzt sind. Die fächerübergreifenden Themen werden von den Mitgliedern selbst vorgeschlagen und werden innerhalb eines akademischen Jahres bearbeitet. Sie werden von Projektmentoren, erfahrenen Hochschullehrern und Hochschullehrerinnen, Projekt Tutoren und Projekt Tutorinnen, young alumni der *TUM: Junge Akademie*, bei der Projektdurchführung fachlich und persönlich betreut. Im Zusammenwirken verschiedener Fachdisziplinen werden neue fächerübergreifende Kompetenzen erworben und vertieft. Die Themen des ersten Jahrgangs der *TUM: Junge Akademie* spannen einen weiten Bogen von der „Autarken Gemeinde“ über „One Minute Science“ bis zum „Deutschen Gesundheitswesen - Realität und Vision“. An dieser Stelle möchte ich mich für das Engagement und den ehrenamtlichen Einsatz der Projektmentoren/Projektmentorinnen und Projekt Tutoren/Projekt Tutorinnen herzlich bedanken, die einen wesentlichen Anteil am Erfolg der Projektgruppen hatten. Workshops zu Posterdesign, Rhetorik, „Schreiben Sie sich erfolgreich“, „Ein Projekt - ein Text“ sowie ein Filmseminar haben die Mitglieder bei der Durchführung ihrer Arbeit unterstützt. Weitere Angebote des Wahlprogramms wie Firmenbesuche, Kamingespräche und kulturelle Angebote haben das letzte akademische Jahr abgerundet. Wir wünschen Ihnen viel Freude bei der Lektüre der vorliegenden Projektarbeiten, die von den Projektmitgliedern selbstständig verfasst wurden und hier unredigiert wiedergegeben sind. Ihnen obliegt die Urheberschaft sowie die volle inhaltliche Verantwortung der Projektarbeit. Entsprechend ist diese Broschüre als Dokumentation der Projektarbeiten zu verstehen. Die vertretenden Thesen stehen zur Diskussion.

TUM: Junge Akademie

Peter Gritzmann

Danksagung

Wir danken dem Landkreis Freising für die Unterstützung unseres Projektes. Durch diese Kooperation war es erst möglich, unsere Arbeit an konkreten Daten, lokalen Gegebenheiten, realen Herausforderungen und erfolgreichen Beispielen festzumachen. Besonders danken möchten wir Herrn Hofmann vom Landratsamt Freising, der unser wichtigster Ansprechpartner war und unsere Kooperation organisierte, uns in unserer Recherchearbeit mit Daten unterstützte, den Kontakt zu weiteren Personen im Landkreis herstellte und uns bereits erfolgreiche Projekte und Anlagen im Bereich der erneuerbaren Energieversorgung vor Ort zeigte. Ebenfalls danken möchten wir den Kommunen im Landkreis, speziell den Gemeinden Attenkirchen, Hohenkammer und der Stadt Moosburg, sowie den Menschen vor Ort, die sich Zeit genommen und uns bei unserer Arbeit unterstützt haben. Dank gebührt auch den Vereinen Solarfreunde Moosburg e.V. und Sonnenkraft Freising e.V., die uns Daten zu Stromverbrauch und -erzeugung sowie bereits installierten Photovoltaik- und Solarthermieranlagen zur Verfügung gestellt haben.

Danken wollen wir darüber hinaus allen Professoren und wissenschaftlichen Mitarbeitern an den Lehrstühlen der TU München und den Forschungsinstituten, die ihr wertvolles Wissen in den jeweiligen Themenbereichen und ihre Einschätzung über die zukünftige Entwicklung verschiedenster Technologien mit uns geteilt haben und uns Denkanstöße mit auf den Weg gaben. Abschließend ganz besonders danken möchten wir unserem Mentor Herrn Prof. Sackmann für seine Ratschläge und sein besonderes Engagement im Rahmen dieses Projektseminars, Herrn Prof. Gritzmann für die Initiative zur Gründung und die hervorragende Leitung der *TUM: Junge Akademie* sowie Frau Rietz-Leiber und Frau Hofbauer für die unermüdliche Unterstützung bei allen organisatorischen Angelegenheiten. Sie alle haben den Grundstein für ein tolles Jahr Projektseminar im Rahmen der *TUM: Junge Akademie* gelegt, das jeden von uns in seiner persönlichen und fachlichen Entwicklung gefordert und gefördert hat. So blicken wir nun mit vielen wertvollen Erfahrungen in die Zukunft und freuen uns, die Idee der *TUM: Junge Akademie* an junge Studenten weiterzutragen.

Inhaltsverzeichnis

| | | |
|----------|---|-----------|
| 1 | Einleitung | 1 |
| 2 | Zielsetzung und Vorgehen | 3 |
| 2.1 | Abgrenzung zu vorhandenen Energiekonzepten | 3 |
| 2.2 | Betrachtete Technologien | 4 |
| 2.3 | Vorgehen | 4 |
| 3 | Energieverbrauch | 5 |
| 3.1 | Stromverbrauch | 5 |
| 3.1.1 | Aktueller Verbrauch | 5 |
| 3.1.2 | Prognose des Stromverbrauchs | 8 |
| 3.2 | Wärmeverbrauch | 10 |
| 3.2.1 | Aktueller Verbrauch | 11 |
| 3.2.2 | Prognose des Wärmeverbrauchs | 12 |
| 4 | Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie | 14 |
| 4.1 | Photovoltaik | 14 |
| 4.1.1 | Technologiebeschreibung | 14 |
| 4.1.2 | Charakteristik und Kosten der Energieerzeugung | 17 |
| 4.1.3 | Beispiele | 23 |
| 4.1.4 | Ausbaupotential Photovoltaik im Landkreis Freising | 26 |
| 4.2 | Windkraft | 29 |
| 4.2.1 | Technologiebeschreibung | 30 |
| 4.2.2 | Energieerzeugung | 36 |
| 4.3 | Wasserkraft | 44 |
| 4.3.1 | Grundlagen der Wasserkraft | 44 |
| 4.3.2 | Ausbaupotential Wasserkraft im Landkreis Freising | 48 |
| 4.4 | Biomasse | 54 |
| 4.4.1 | Grundlagen | 54 |
| 4.4.2 | Abschätzung der Biomasse-Gesamtpotentiale im Landkreis Freising | 58 |
| 4.4.3 | Zusammenfassung Potential aus Biomasse | 61 |
| 4.5 | Solarthermie | 64 |
| 4.5.1 | Technologie | 64 |
| 4.5.2 | Energieerzeugung | 67 |
| 4.5.3 | Prognose | 69 |
| 4.5.4 | Beispiele | 70 |
| 4.5.5 | Ausbaupotential Solarthermie im Landkreis Freising | 72 |

Inhaltsverzeichnis

| | | |
|----------|--|------------|
| 4.6 | Speichertechnologien | 74 |
| 4.6.1 | Energiespeicher im Stromnetz | 74 |
| 4.6.2 | Wärmespeicher | 90 |
| 4.7 | Wärmeverbrauchs senkende Maßnahmen im Gebäudebereich | 95 |
| 4.7.1 | Gebäudebestand in Deutschland | 95 |
| 4.7.2 | Modernisierungsmaßnahmen | 99 |
| 4.7.3 | Neuplanung und Städtebau | 106 |
| 4.7.4 | Ausblick und Potential | 111 |
| 5 | Finanzierungsmodelle | 112 |
| 5.1 | Finanzierung | 112 |
| 5.1.1 | Finanzierungsarten | 112 |
| 5.1.2 | Unternehmens- versus Projektfinanzierung | 113 |
| 5.1.3 | Charakteristika einer Projektfinanzierung | 115 |
| 5.1.4 | Evaluierung der Finanzierungssituation | 119 |
| 5.2 | Kooperationsformen & Betreibermodelle | 121 |
| 5.2.1 | Gesellschaftsformen | 121 |
| 5.2.2 | Beteiligungsmodelle | 124 |
| 5.3 | Förderung | 125 |
| 5.4 | Wirtschaftlichkeit & Bewertung | 126 |
| 5.4.1 | Betriebswirtschaftliche Berechnung | 126 |
| 5.4.2 | Volkswirtschaftliche Berechnung | 127 |
| 6 | Gegenüberstellung von Verbrauch und aktueller Erzeugung | 133 |
| 6.1 | Energiebilanz für Strom und Wärme | 133 |
| 6.1.1 | Jährlicher Energieverbrauch 2010 und 2035 | 133 |
| 6.1.2 | Jährliche regenerative Energieerzeugung 2010 | 134 |
| 6.1.3 | Energiedifferenz | 136 |
| 6.2 | Leistungsbilanz Strom | 138 |
| 6.2.1 | Leistungsbedarf | 138 |
| 6.2.2 | Installierte Leistung | 138 |
| 6.2.3 | Leistungsdifferenz | 140 |
| 7 | Potentialstudie: Maßnahmen zur Erreichung der Energiewende | 141 |
| 7.1 | Strom | 144 |
| 7.1.1 | Energiebetrachtung | 144 |
| 7.1.2 | Leistungsbetrachtung | 146 |
| 7.2 | Wärme | 151 |
| 7.2.1 | Einsparung im Bereich der Privathaushalte | 152 |
| 7.2.2 | Erhöhung der Produktion von Wärmeenergie | 152 |
| 7.3 | Zusammenfassung: Maßnahmen zur vollständigen regenerativen Energieversorgung | 155 |
| 8 | Fazit | 158 |

Inhaltsverzeichnis

| | |
|------------------------------|------------|
| Glossar | 160 |
| Abkürzungsverzeichnis | 162 |
| Symbolverzeichnis | 164 |
| Abbildungsverzeichnis | 166 |
| Tabellenverzeichnis | 169 |
| Literaturverzeichnis | 171 |

1 Einleitung

Eine der aktuell größten Herausforderungen für die Menschheit ist der Wandel hin zu einer nachhaltigen und umweltschonenden Energieversorgung. Fossile Ressourcen zur Strom- und Wärmeversorgung werden bei weltweit weiter steigendem Bedarf innerhalb weniger Generationen aufgebraucht sein. Die Kernenergie ist aufgrund der ungelösten Entsorgung des radioaktiven Abfalls sowie des mit dieser Technologie verbundenen Risikos für Mensch und Umwelt keine nachhaltige Alternative. Daher rückt seit einigen Jahren, speziell auch in Deutschland, die Energiepolitik in den Fokus der gesellschaftlichen Diskussion. Grundsätzlich herrscht breiter Konsens über die Notwendigkeit einer Energieversorgung durch erneuerbare Energiequellen auf der einen und verstärkter Energieeinsparung auf der anderen Seite.

Es ergeben sich jedoch eine ganze Reihe von Problemen, die auf dem Weg zu einer erneuerbaren Energieversorgung gelöst werden müssen. Hierunter fallen insbesondere die hohen Kosten für den Ausbau entsprechender Anlagen, deren Integration in das bestehende Energieversorgungssystem, die Zuverlässigkeit der neuen Energieformen und die begrenzten Kapazitäten, die beispielsweise im Falle der Wasserkraft nach aktuellem Stand der Technik weitgehend ausgenutzt sind. Einen entscheidenden Beitrag zur Überwindung dieser Probleme wird das intelligente Zusammenspiel sämtlicher Technologien und Maßnahmen leisten müssen. Darüber hinaus muss ein Umdenken in der Bevölkerung hin zu einem bewussten Umgang mit Energie mit dem Ziel zur Energieeinsparung stattfinden. Am Ende wird die erfolgreiche Umsetzung der Maßnahmen mit der Akzeptanz in der Bevölkerung stehen oder fallen. Um diese Akzeptanz zu erreichen, ist zweierlei notwendig: Zum einen müssen Entscheidungsträger aus Politik, Wirtschaft und Gesellschaft eine möglichst transparente und gerechte Verteilung nötiger Einschnitte garantieren, zum anderen muss jeder Einzelne lernen, notwendige Veränderungen im eigenen Umfeld und mitunter unerwünschte Auswirkungen auf bisherige Lebensgewohnheiten zu akzeptieren.

Die vorliegende Arbeit hat das Ziel, die Möglichkeit einer weitgehend autarken Energieversorgung, das heißt möglichst den gesamten Bedarf an Strom und Wärme innerhalb eines bestimmten Gebiets durch regenerative Energien zu decken, unter Berücksichtigung der oben genannten Herausforderungen zu untersuchen. Um den Projektumfang auf ein sinnvolles Maß einzugrenzen, findet der Energiebedarf des Verkehrs im Rahmen dieser Arbeit keine Berücksichtigung, obwohl dieser im Hinblick auf eine nachhaltige Mobilität sicher in Zukunft in steigendem Maße mit der Strom- und Wärmeversorgung vernetzt sein wird. Dies ist insofern gerechtfertigt, da der Bereich Verkehr nicht nur in Konkurrenz zur Strom- und Wärmeenergieerzeugung aus begrenzt vorhandenen Ressourcen stehen wird, sondern vielmehr auch Chancen bietet. Ein Beispiel einer solchen Chance ist die Vernetzung von Elektrofahrzeugen zu großen Energiespeichern, die eine wichtige Rolle zur erfolgreichen Nutzung fluktuierender Ressourcen wie Wind und Sonne einnehmen werden.

Die Möglichkeit einer weitgehend autarken Energieversorgung wird am Beispiel des Landkreises Freising untersucht, der sich bereits stark auf diesem Gebiet engagiert und den Beschluss

1 Einleitung

gefasst hat, bis zum Jahr 2035 eine vollständig regenerative Energieversorgung aufzubauen. Mit dieser Arbeit soll dem Landkreis ein Konzept mit auf den Weg gegeben werden, wie das definierte Ziel erreicht werden kann. Der zuvor verwendete Begriff der Autarkie darf dabei nicht in dem Sinne verstanden werden, dass der Landkreis sich von den vorhandenen Netzen abkapseln und isolieren will. Vielmehr beinhaltet dieser Begriff im Rahmen dieser Arbeit den Anspruch, eine regenerative Energieversorgung nicht auf Kosten der vorhandenen Infrastruktur und Netze zu erreichen. Darüber hinaus besteht der Anspruch, Ressourcen wie beispielsweise Holz nur in dem Maße einzusetzen, wie sie im Landkreis selbst nachhaltig gewonnen werden können.

2 Zielsetzung und Vorgehen

2.1 Abgrenzung zu vorhandenen Energiekonzepten

Die Bewertung erneuerbarer Energien in Politik, Wirtschaft und Wissenschaft ist oft von den Interessen der jeweiligen Herausgeber beeinflusst. Die vorliegende Arbeit wurde im Rahmen der *TUM: Junge Akademie*¹, einem Förderprogramm der Technischen Universität München, erstellt. Als Resultat der Zusammenarbeit von Studenten verschiedener (ingenieurs-, naturwissenschaftlicher und betriebswirtschaftlicher) Fachrichtungen, versucht sie einen objektiven, nicht von persönlichen Interessen getriebenen Überblick zu geben.

Um die starke Abhängigkeit von lokalen geographischen Gegebenheiten zu verringern, wird in der vorliegenden Arbeit der Landkreis Freising als Ganzes betrachtet. Bei derzeitigen Potentialanalysen erneuerbarer Energien für einzelne Standorte ist häufig festzustellen, dass diese nicht oder nur schwer übertragbar sind, da aufgrund der Einzelbetrachtung von Gemeinden eine zu starke geographische Abhängigkeit besteht. Durch die landkreisweite Betrachtung ergibt sich der Vorteil, dass keine Fokussierung auf einige wenige Technologien nötig ist, sondern ein ausgewogener Mix der verschiedenen Formen regenerativer Erzeugung sowie ein nennenswerter Beitrag durch Energieeinsparungen betrachtet werden kann. Trotzdem können auch die hier gewonnenen Ergebnisse nicht direkt auf andere Landkreise übertragen werden, da einerseits der aktuelle Stand der regenerativen Energieversorgung in einem betrachteten Gebiet von Bedeutung ist und andererseits selbst auf derart großen Flächen wie der eines Landkreises die geographischen und klimatischen Gegebenheiten einen wesentlichen Einfluss auf die Erträge einzelner Technologien haben. Beispiele hierfür sind die Abhängigkeit der Wasserkraft von vorhandenen Flüssen oder der Photovoltaik von der durchschnittlichen Sonneneinstrahlung. Dennoch ist es ein Ziel dieser Arbeit, die Machbarkeit des Auf- bzw. Ausbaus einer autarken Energieversorgung möglichst losgelöst von lokalen Gegebenheiten zu betrachten.

Ein Grund für die Kooperation mit dem Landkreis Freising ist dessen starkes Engagement für den Ausbau erneuerbarer Energien. Hierdurch sind notwendige Daten zum Energieverbrauch und zur Energieerzeugung sowie Referenzen von einzelnen Gemeinden vorhanden, die bereits erfolgreich innovative Konzepte der Energieerzeugung umsetzen und somit als Vorbild dienen können. Diese beiden Tatsachen ermöglichen eine praxisnahe Arbeit mit konkreten Empfehlungen für den Landkreis und Beispielen von einzelnen Gemeinden, anstatt nur auf die verschiedenen Technologien ohne einen Bezug zu realen Anforderungen und Voraussetzungen einzugehen.

¹http://portal.mytum.de/jungeakademie/index_html

2.2 Betrachtete Technologien

In dieser Arbeit werden die wichtigsten etablierten Technologien regenerativer Energien betrachtet, die üblicherweise praktische Anwendung finden. Konkret sind dies:

- Photovoltaik
- Windkraft
- Wasserkraft
- Biomasse
- Solarthermie

Tiefengeothermie wird nicht berücksichtigt, da nur wenige geeigneten Gesteinsschichten im Landkreis Freising bekannt sind. Darüber hinaus werden Energiespeicher und Technologien sowie Maßnahmen zur Reduzierung des Wärmebedarfs im Gebäudebereich behandelt. Neben der rein technologischen Betrachtung erfolgt auch eine ökonomische Analyse von Anlagen und Projekten regenerativer Energieerzeuger.

2.3 Vorgehen

In einem ersten Schritt wird der Strom- und Wärmeverbrauch im Landkreis Freising ermittelt. Anschließend werden allgemeine Vor- und Nachteile der oben genannten Technologien untersucht. Dies betrifft insbesondere die technologischen Grundlagen, die Kosten der Technologien sowie die jahres- und tageszeitabhängige Charakteristik der Energieerzeugung. Ferner wird versucht, eine Abschätzung zu zukünftigen Entwicklungen im Bereich der jeweiligen Technologie zu erstellen, da jedes energiepolitische Konzept mittel- bis langfristig geplant werden muss und deshalb nicht ausschließlich vom aktuellen Stand der Technik abhängt.

Ausgehend von diesen Informationen werden die im Landkreis Freising installierten Technologien zur regenerativen Energieerzeugung betrachtet und Potentiale ermittelt, die in absehbarer Zeit ausgenutzt werden können. Hierbei wird insbesondere nicht nur das theoretisch mögliche Potential betrachtet, sondern auch das realistische, mit vertretbarem Aufwand erreichbare Potential. Zudem werden Beispiele genannt, die zeigen, wie jede Technologie generell sinnvoll eingesetzt werden kann und wo sie jeweils beispielhaft bereits in einigen Teilen des Landkreises und andernorts in Deutschland eingesetzt wird.

Basierend auf dem ermittelten Energieverbrauch, der aktuellen Aufteilung der Energieerzeugung auf die verschiedenen Technologien und den errechneten Potentialen wird anschließend dargestellt, welcher Ausbau von Anlagen zur erneuerbaren Energieerzeugung nötig beziehungsweise möglich ist. Insbesondere wird darauf eingegangen, welche Mischung der unterschiedlichen Technologien sinnvoll ist. Dabei werden Maßnahmen und Empfehlungen formuliert, wie der Landkreis Freising bis zum Jahr 2035 eine möglichst vollständig regenerative Energieversorgung erreichen kann.

3 Energieverbrauch

Im Folgenden wird sowohl der aktuelle als auch der zu erwartende zukünftige Energieverbrauch im Landkreis Freising näherungsweise ermittelt. Hierbei geht es nicht um eine exakte Berechnung beider Größen, sondern vielmehr um eine bestmögliche Näherung anhand verfügbarer Prognosen und Entwicklungen des Landkreises Freising. Den Strom- und Wärmeverbrauch zu kennen ist die Grundlage für alle weiteren Schritte eines Energiekonzepts.

3.1 Stromverbrauch

3.1.1 Aktueller Verbrauch

Zunächst wird auf den aktuellen Stromverbrauch im Landkreis Freising eingegangen. Dieser ist im Vergleich zur Wärme relativ genau ermittelbar. Diese Arbeit greift auf Daten zurück, die von Sonnenkraft Freising e.V. zusammengetragen wurden [1]. Nach eigenen Angaben des Vereins wurden dazu die Daten der fünf im Landkreis Freising tätigen Energieversorgungsunternehmen (EVU) gesammelt. Tätig heißt in diesem Zusammenhang, dass die EVU im Landkreis Freising Übertragungsnetze betreiben. Die Verbrauchsabschätzungen ergeben sich als Summe der im betroffenen Jahr ausgestellten Rechnungen. Da die Rechnungszeiträume, vor allem für Großabnehmer, nicht zwangsläufig mit dem Kalenderjahr zusammenfallen, sind die so ermittelten Größen nicht als unbedingt jahresgenau anzusehen. Im Jahr 2010 ergab sich auf diese Weise ein Stromverbrauch von 864,4 GWh. Zum Vergleich: Im Jahr 2008 betrug der Verbrauch 870,3 GWh, im Jahr 2009 866,6 GWh. Der Stromverbrauch im Jahr 2010 entspricht einer gemittelten jährlichen Last von 98,7 MW. In Abbildung 3.1 sind die Stromverbräuche und Bevölkerungszahlen im Jahr 2010 aufgeschlüsselt nach Kommunen dargestellt [2].

Neben dem Gesamtverbrauch in einem Jahr ist für die Entwicklung eines Energiekonzeptes ebenso wichtig, wie dieser Verbrauch über das Jahr verteilt ist. Abbildung 3.2 zeigt den Verlauf des Stromverbrauches für die Bundesrepublik Deutschland im Jahr 2008 und 2009 [3]. Anhand dieser Abbildung 3.2 wird deutlich, dass der Stromverbrauch in Deutschland in den Wintermonaten sichtbar höher als in den Sommermonaten ist. Durch Mittelung über die Winter- und Sommermonate wird ersichtlich, dass der Stromverbrauch deutschlandweit im Sommer um etwa 7 % im Vergleich zum Winter absinkt. Es wird angenommen, dass auch der Stromverbrauch im Landkreis Freising diesem generellen Muster folgt, also keine lokalen Faktoren vorliegen, welche zu einer Abweichung führen.

Neben einer Abhängigkeit bezüglich der Jahreszeit zeigt der Stromverbrauch eine deutliche Schwankung innerhalb der Tageszeiten auf. Um eine Abschätzung für die Tageszeitabhängigkeit des Stromverbrauchs zu erhalten, werden die Lastverläufe des Höchstspannungsnetzes der TenneT TSO GmbH betrachtet [4]. Das Netz der TenneT wurde gewählt, weil es sich von Nord nach Süd über ganz Deutschland erstreckt. Wegen seiner großen Ausdehnung wird davon ausgegangen, dass die Lastverläufe möglichst frei von regionalen Effekten sind. Dies ist

3 Energieverbrauch

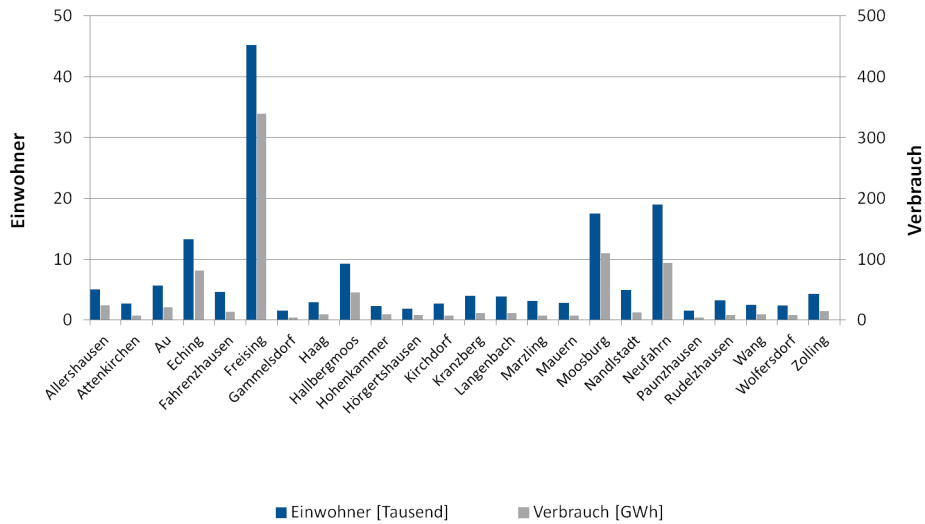


Abbildung 3.1: Stromverbräuche und Einwohnerzahlen nach Kommunen im Landkreis Freising 2010.

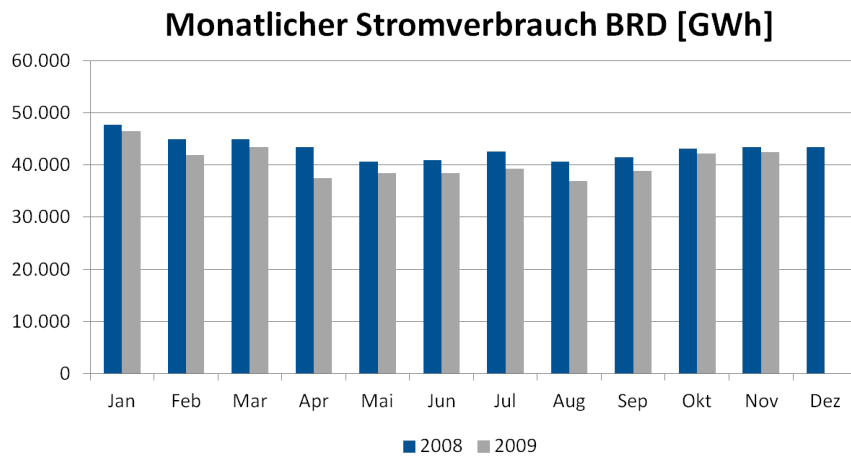


Abbildung 3.2: Stromverbrauch Bundesrepublik 2008 und 2009.

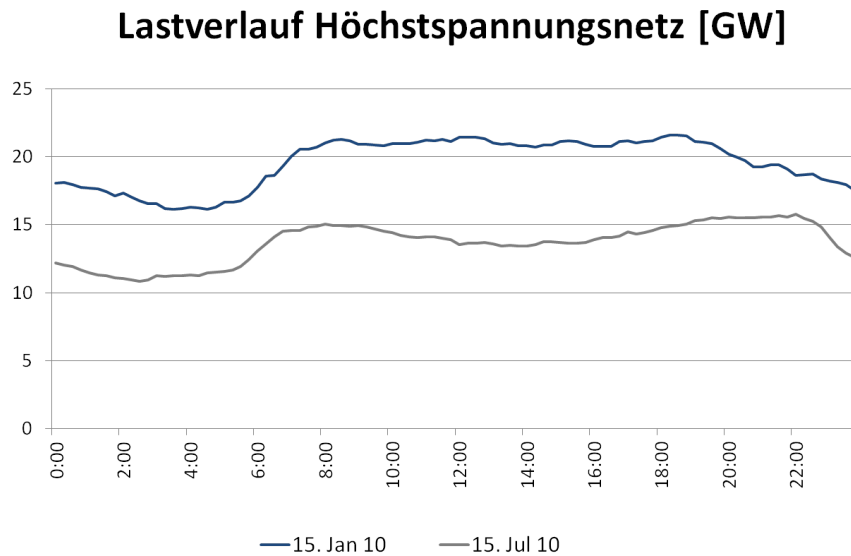


Abbildung 3.3: Lastverlauf am 15.01.2010 und 15.07.2010.

wünschenswert, da nur allgemeine Trends von Interesse sind. Aus demselben Grund wurde die Höchstspannungsebene für eine Betrachtung der Lastverläufe ausgesucht. Des Weiteren liegt der Landkreis Freising im Bereich des TenneT Höchstspannungsnetzes. Abbildung 3.3 zeigt die Lastverläufe für einen Winter- und einen Sommertag.

Der gezeigte Lastverlauf ist für Sommer- und Wintertage typisch. Verglichen mit dem Tagesmaximum lag das nächtliche Minimum am 15. Januar um 25 % und am 15. Juli um 31 % niedriger. Im Rahmen einer systematischen Analyse der Netzauslastungen wurde die mittlere Abweichung der Spitzenlast und der Grundlast von der mittleren Last eines Tages sowohl für das Winter- als auch das Sommerhalbjahr untersucht. Auf Grundlage dieser Daten lassen sich mittlere Spitzen- und Grundlasten für beide Halbjahre angeben. Diese sind in Tabelle 3.1 aufgeführt. Auch im Falle der Abhängigkeit des Stromverbrauchs von den Tageszeiten wird davon ausgegangen, dass sich der Landkreis Freising nicht fundamental anders verhält.

| | Grundlast | Spitzenlast |
|---------------|------------------|--------------------|
| | [MW] | [MW] |
| Winter | 87,7 | 116,9 |
| Sommer | 77,7 | 112,6 |

Tabelle 3.1: Mittlere Grund- und Spitzenlasten 2010 im Landkreis Freising.

3.1.2 Prognose des Stromverbrauchs

In einem zweiten Schritt soll in den sich anschließenden Abschnitten eine Prognose für den Stromverbrauch des Landkreises Freising bis 2035 entwickelt werden. Diese Prognose besteht aus zwei Teilen: der Abschätzung des Gesamtstromverbrauchs pro Jahr sowie dessen Abhängigkeiten von Jahres- und Tageszeit. Der Verlauf des Stromverbrauchs über das Jahr hinweg wird bestimmt durch die klimatischen Bedingungen in Deutschland. Die tägliche Routine der Menschen in Deutschland ist hauptsächlich verantwortlich für die Schwankungen des Stromverbrauchs im Laufe eines Tages. Sowohl eine mögliche Veränderung der Nutzung der elektrischen Energie zur Anpassung an die klimatischen Bedingungen, die Einfluss auf den Stromverbrauch im Laufe eines Tages sowie auf den Jahresverlauf haben, als auch Veränderungen aufgrund der Einführung von *Smart Grids* können an dieser Stelle nicht berücksichtigt werden. Aus diesem Grund wird im Folgenden davon ausgegangen, dass Tages- und Jahresverlauf des Stromverbrauchs 2035 dem heutigen entsprechen.

Daher gilt es im Folgenden eine Abschätzung für den Gesamtstromverbrauch des Landkreises Freising im Jahr 2035 zu finden. Hierbei drängt sich zunächst die Frage auf, wie sich der Landkreis bis ins Jahr 2035 entwickeln wird. Die Bevölkerung der Bundesrepublik wird in Zukunft zurückgehen. Im Gegensatz dazu sagt das Bayerische Landesamt für Statistik und Datenverarbeitung für den Landkreis Freising in einer Betrachtung bis 2029 einen Bevölkerungsanstieg auf 181.700 voraus [5]. Durch Extrapolation des Trends der Bevölkerungsentwicklung auf 2035 ergibt sich eine vermutlich zu erwartende Bevölkerung von 183.300. Dies entspricht einem Bevölkerungswachstum von rund 10 %. Neben einem Anstieg der Gesamtbevölkerungszahl ist auch von einem Anstieg der Anzahl an Haushalten auszugehen. Dies beruht vor allem auf einem Anstieg der Ein- und Zweipersonenhaushalte. Zudem steigt der Wohnraum pro Kopf wegen sinkender Haushaltsgröße und folglich steigt der Gesamtwohnraum.

Von 1990 bis 2009 war der Primärenergieverbrauch in Deutschland nahezu konstant [6], wie in Abbildung 3.4 gezeigt. Laut Einschätzung in der „Energieprognose 2009“ [7] ist bis 2030 davon auszugehen, dass der Primärenergieverbrauch um 21 % gegenüber 2007 sinkt. Andererseits ist laut der Studie von einer steigenden Stromnachfrage auszugehen, obwohl mit einer Effizienzsteigerung einzelner Verbraucher zu rechnen ist. Ursachen hierfür sind vielfältig, beispielsweise eine steigende Verwendung von Strom für Kommunikations- und Informationstechnologien, eine zunehmende Anzahl von Haushalten und damit mehr Haushaltsgeräte pro Person, zunehmender Einsatz von Wärmepumpen sowie Elektromobilität. Speziell für die Haushalte kommt die Studie auf eine Steigerung des Stromverbrauchs um 8,4 % von 2006 bis 2030. Im Rahmen der vorliegenden Studie wird der zusätzliche Strombedarf durch den verstärkten Einsatz von Wärmepumpen zunächst nicht berücksichtigt. Dieser zusätzliche Stromverbrauch wird hingegen ein Ergebnis der Berechnung basierend auf der Deckung des Wärmebedarfs sein und somit in Kapitel 7 miteinbezogen. Daher wird im Rahmen dieser Arbeit angenommen, dass sich Stromeinsparungen und zusätzlicher Strombedarf (ausgenommen Wärmepumpen) bis 2035 in etwa ausgleichen und somit der Stromverbrauch pro Kopf bis 2035 konstant bleibt. Der prognostizierte Anstieg des Strombedarfs bis 2035 resultiert somit ausschließlich aus dem für den Landkreis Freising prognostizierten Bevölkerungswachstum.

Mittels der in den vorangegangenen Absätzen beschriebenen Annahmen, dass die Bevölkerung im Landkreis Freising bis 2035 um rund 10 % wächst und der Verbrauch pro Kopf in

3 Energieverbrauch

etwa konstant bleibt, lässt sich ein Gesamtstromverbrauch für das Jahr 2035 abschätzen. Es ist mit einem Verbrauch in der Höhe von 951,0 GWh im Jahr zu rechnen. Dies entspricht einer über das Jahr gemittelten Last von 108,6 MW. Die Ergebnisse für die mittleren Grund- und Spitzenlasten im Sommer- sowie Winterhalbjahr sind in der Tabelle 3.2 zusammengestellt.

| | Grundlast [MW] | Spitzenlast [MW] |
|---------------|-------------------|---------------------|
| Winter | 96,4 | 128,6 |
| Sommer | 85,4 | 123,8 |

Tabelle 3.2: Mittlere Grund- und Spitzenlasten 2035 im Landkreis Freising.

Primärenergieverbrauch BRD

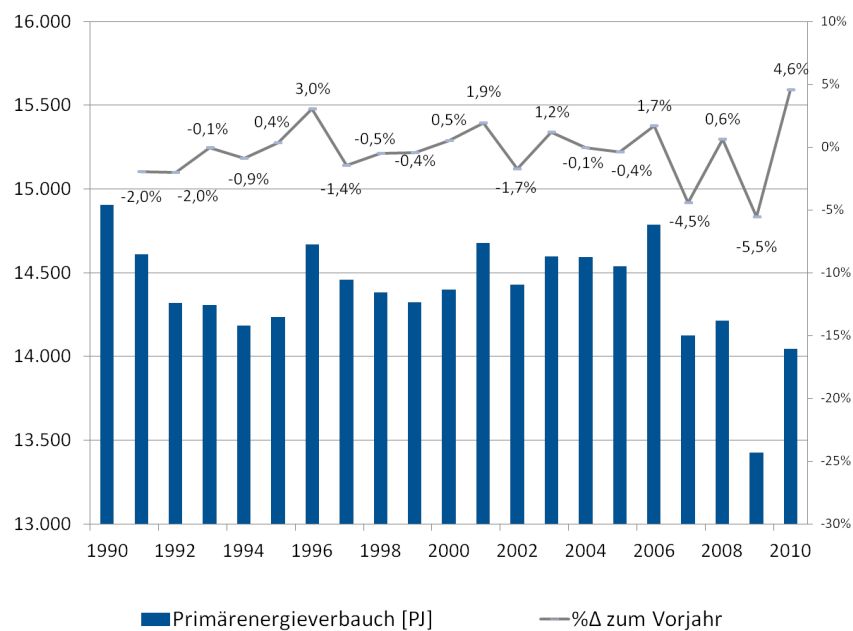


Abbildung 3.4: Primärenergieverbrauch in Deutschland.

3 Energieverbrauch

| Siedlungstyp | Beschreibung | Gebäudegrundfläche | Geschosse | Anzahl Gebäude pro ha | Wärmebedarf [MWh/(ha·a)] |
|--------------|--|---------------------------|------------------|-----------------------|--------------------------|
| ST 0 | freistehende Einzelgebäude | bis 250 m ² | 1 ½ bis 2 ½ | 0,05 | k.A. |
| ST 1 | lockere offene Bebauung (Streusiedlung) | bis 255 m ² | 2 | 7,7 | 255 |
| ST 2 | Einfamilienhaus- und Doppelhaussiedlung | bis 230 m ² | 1 ½ bis 2 ½ | 12,6 | 456 |
| ST 3a | städtischer Dorfkern | bis 480 m ² | bis zu 8 | 15,6 | 525 |
| ST 3b | ländlicher Dorfkern | bis 480 m ² | 1 ½ bis 2 | 15,6 | 506 |
| ST 4 | Reihenhäuser | bis 110 m ² | 1 ½ bis 2 ½ | 19,14 | 425 |
| ST 5a | Siedlung kleiner Mehrfamilienhäuser | bis 350 m ² | 2 bis 3 | 15,24 | 645 |
| ST 5b | Zeilenbebauung mit kleinen und großen MFH | bis 210 m ² | 3 bis 5 | 11,7 | 785 |
| ST 6 | Zeilenbebauung mit großen MFH oder Hochhäusern | bis 1.108 m ² | bis ca. 16 | 7,2 | 1.013 |
| ST 7a | Blockbebauung niedriger Dichte | bis 1.100 m ² | 3 bis 5 | 15,41 | 1.043 |
| ST 7b | dichte Blockbebauung | bis 2.000 m ² | 3 bis 5 | 14,84 | 1.065 |
| ST 8 | Citybebauung | bis 8.585 m ² | bis ca. 6 | 9,01 | 1.178 |
| ST 9 | historische Altstadt | bis 2.340 m ² | bis 3 ½ | 22,93 | 1.012 |
| ST 10a | öffentliche Sonderbauten, groß | bis 8.430 m ² | bis Hochhaushöhe | 2,26 | 1.017 |
| ST 10b | öffentliche Sonderbauten, klein | k.A. | k.A. | k.A. | k.A.* |
| ST 11a | Industriebauten mit Produktion | k.A. | k.A. | k.A. | k.A.* |
| ST 11b | gewerbliche Sonderbauten / Dienstleistungsbauten | bis 18.000 m ² | k.A. | 3,4 | 1.253 |
| ST 12 | sonstige Versorgungsgebiete | bis 750 m ² | k.A. | 0,32 | k.A.* |

Abbildung 3.5: Städtebauliche Merkmale und spezifische Wärmebedarfswerte (Heizwärme und Brauchwasser) von Siedlungstypen [8].

3.2 Wärmeverbrauch

Der Wärmeverbrauch ist schwierig zu ermitteln, da Heizenergie aus verschiedensten Quellen gewonnen wird, beispielsweise aus Erdöl, Erdgas, Solarthermie und Holz und es somit kein zentrales Netz oder Versorgungsunternehmen gibt, welches die Verbräuche aufzeichnet. Um im Rahmen dieser Arbeit dennoch den Wärmebedarf abschätzen zu können, wird eine vom Lehrstuhl für Bauklimatik und Haustechnik der TU München entwickelte Methode, die *siedlungsbezogene Wärmebedarfsermittlung*, angewendet [8]. Diese Herangehensweise ermöglicht die Abschätzung des Wärmebedarfs einer ganzen Siedlung ohne Betrachtung jedes einzelnen Gebäudes. Nur so ist eine Wärmeabschätzung auf Gemeindeebene möglich, die wiederum auf den Landkreis hochgerechnet werden kann. Ein Siedlungstyp wird definiert nach Gebäudetyp bzw. Nutzung, Gebäudeanordnung, Gebäudeanzahl pro Siedlungsflächeneinheit, Geschossanzahl und durchschnittlicher Gebäudegrundfläche. Jedem Siedlungstyp können spezifische Wärmebedarfswerte pro Einheit Siedlungsfläche zugewiesen werden. Die Siedlungstypen und zugehörigen Wärmebedarfswerte sind in Abbildung 3.5 aufgeführt. Aus welchen Siedlungstypen eine Ortschaft besteht und welche Fläche ein jeweiliger Siedlungstyp einnimmt, wird anhand von Luftaufnahmen aus dem Geoportal des Landkreises und aus Satellitenbildern von Google Maps ermittelt.

3 Energieverbrauch

| Siedlungstyp | Fläche [ha] | Wärmebedarf pro Fläche [MWh/(ha a)] | Gesamtwärmebedarf pro Siedlungstyp [MWh/a] |
|--------------|----------------|--|---|
| ST 1 | 53 | 255 | 13515 |
| ST 2 | 6 | 456 | 2736 |
| ST 3b | 1 | 506 | 506 |
| ST 4 | 1 | 425 | 425 |
| Summe | | | 17.182 |

Tabelle 3.3: Wärmebedarfsabschätzung von Hohenkammer.

| Siedlungstyp | Fläche [ha] | Wärmebedarf pro Fläche [MWh/(ha a)] | Gesamtwärmebedarf pro Siedlungstyp [MWh/a] |
|--------------|----------------|--|---|
| ST 1 | 81 | 255 | 20.655 |
| ST 2 | 122 | 456 | 55.632 |
| ST 3a | 15,5 | 525 | 8.137,5 |
| ST 4 | 23,5 | 425 | 9.987,5 |
| ST 5a | 11,5 | 645 | 7.417,5 |
| ST 5b | 7,5 | 785 | 5.887,5 |
| Summe | | | 107.717 |

Tabelle 3.4: Wärmebedarfsabschätzung von Moosburg.

3.2.1 Aktueller Verbrauch

Die einleitend beschriebene Methode der siedlungsbezogenen Wärmebedarfsermittlung wurde auf die Gemeinde Hohenkammer und die Stadt Moosburg angewendet. Die Ergebnisse sind in Tabelle 3.3 und 3.4 aufgelistet. Gewerbe und Industrie wurde dabei nicht berücksichtigt. Die Gemeinde Hohenkammer hat in einer eigenen Untersuchung, durchgeführt von Prof. Dr.-Ing. Zörner, den Wärmebedarf für die Privathaushalte und die kommunalen Gebäude inklusive aller Ortsteile mit rund 16,5 MWh/a ermittelt. Dieser Wert liegt leicht unter dem mithilfe der siedlungsbezogenen Methode bestimmten Wert von rund 17,2 MWh/a und bestätigt somit das im Rahmen dieser Arbeit gewählte Vorgehen. Darüber hinaus wurde in Hohenkammer mittels Befragung ein Wärmebedarf von rund 3,8 MWh/a durch Gewerbe und Industrie ermittelt.

In den folgenden Abschätzungen werden Industrie und Gewerbe nicht berücksichtigt. Die Gemeinde Hohenkammer ist in Bezug auf Baubestand und vorhandene Siedlungstypen repräsentativ für alle anderen Gemeinden im Landkreis Freising mit Ausnahme der Städte Moosburg und Freising und der Gemeinde Neufahrn. In Moosburg, Freising und Neufahrn gibt es deutlich mehr kleine und große Mehrfamilienhäuser in Zeilenbebauung im Vergleich zu den kleineren Gemeinden. In kleineren Gemeinden dominiert eine lockere, offene Bebauung mit Einfamilienhaus- und Doppelhaussiedlungen. Hohenkammer hat rund 2300 Einwohner. Somit beträgt der Wärmebedarf rund 6,5 MWh/a pro Einwohner. In allen anderen Gemeinden im

3 Energieverbrauch

Landkreis mit Ausnahme von Freising, Moosburg und Neufahrn wohnen rund 83.000 Einwohner. Damit lässt sich ein grober Schätzwert für den Wärmebedarf in allen Gemeinden ohne die Städte Moosburg und Freising und ohne die Gemeinde Neufahrn in Höhe von 529.500 MWh/a ableiten. Die Stadt Moosburg hat rund 18.000 Einwohner. Der Wärmeverbrauch beträgt somit rund 6,0 MWh/a pro Einwohner. Dass der Wärmeverbrauch unter dem Wert für Hohenkammer liegt war zu erwarten, da die Wohnfläche pro Kopf in Dörfern und kleineren Ortschaften im Schnitt höher ist im Vergleich zur Stadt, wo es einen höheren Anteil an Mehrfamilienhäusern und Wohnblöcken mit vielen kleineren Wohnungen gibt. Die Stadt Moosburg ist in Bezug auf Baubestand und Siedlungstypen vergleichbar mit Freising und Neufahrn. Somit beträgt der Wärmebedarf von Freising mit 45.000 Einwohnern rund 270.000 MWh/a und von Neufahrn mit 19.000 Einwohnern rund 114.000 MWh/a. Summiert man alle Werte dieser Abschätzungen auf, so ergibt sich ein Gesamtwärmebedarf privater Haushalte im Landkreis Freising von rund 1.038.000 MWh/a (dies entspricht 1.038 GWh/a).

Der Wärmebedarf von Industrie und Gewerbe sowie der Kommunen wird über das Verhältnis zum zuvor ermittelten Wärmebedarf privater Haushalte abgeschätzt. In Hohenkammer betragen die Anteile von privaten Haushalten, Industrie/Gewerbe und Kommunen 79 %, 19 % bzw. 2 %. In einer Veröffentlichung des Landkreises Freising [9] werden die Anteile, ermittelt aus Daten anderer Landkreise, mit 68 %, 29 % bzw. 3 % angegeben. Deutschlandweit betragen die Anteile für Industrie/Gewerbe und privaten Haushalte jeweils 50 %. Der Landkreis Freising hat im Vergleich zum Bundesdurchschnitt wenig Industrie, die einen großen Bedarf an Heizenergie oder Prozesswärme benötigt. Daher wird im Landkreis mehr als 50 % des Wärmebedarfs in privaten Haushalten verbraucht. Um dennoch eine konservative Abschätzung zu treffen, wird in dieser Arbeit von einem Wärmebedarfsanteil der privaten Haushalte von 60 % und von Industrie und Gewerbe inklusive Kommunen von 40 % ausgegangen. Mit den zuvor ermittelten 1.038 GWh/a privater Haushalte ergibt sich somit ein Wärmebedarf von Industrie und Gewerbe inklusive Kommunen von 692 GWh/a. Der aktuelle Gesamtwärmebedarf im Landkreis Freising beträgt damit 1.730 GWh/a.

Schätzungen des Landkreises beziffern den Gesamtwärmeverbrauch mit 2.500 GWh/a [9]. In dieser Arbeit liegt der ermittelte Gesamtwärmebedarf trotz einer konservativen Abschätzung des Verhältnisses von Wärmebedarf privater Haushalte zu Industrie und Gewerbe inklusive Kommunen 770 GWh/a unter dem in [9] angegebenen Wert. Wie zuvor beschrieben basiert der in dieser Arbeit ermittelte Gesamtwärmebedarf auf dem mithilfe der siedlungsbezogenen Wärmebedarfsermittlung bestimmten Wärmebedarf privater Haushalte. Diese Methode wurde anhand der Werte von Hohenkammer validiert, daher wird im weiteren Verlauf der Arbeit von einem Wärmeverbrauch von 1.730 GWh/a ausgegangen.

3.2.2 Prognose des Wärmeverbrauchs

Für den Landkreis Freising wird, wie in Abschnitt 3.1.2 beschrieben, ein Bevölkerungswachstum von 10 % prognostiziert. Gleichzeitig wird die zu beheizende Wohnfläche pro Kopf weiter steigen. Damit ist zunächst von einem Anstieg des Wärmebedarfs im Landkreis Freising von über 10 % zu rechnen. Da jedoch rein aufgrund des zyklischen Wegfalls alter Gebäudebestände und dem Neubau deutlich energieeffizienterer Gebäude der zusätzliche Wärmebedarf durch pro Kopf Zunahme der Wohnfläche kompensiert wird, wird im Rahmen dieser Arbeit ein Anstieg des Wärmebedarfs bis 2035 von 10 % angenommen, der alleine aus dem Bevölkerungswachstum

3 Energieverbrauch

resultiert. Somit ergibt sich ein Gesamtwärmebedarf im Landkreis Freising im Jahr 2035 von 1.903 GWh/a. Diese Steigerung beinhaltet keine weiteren Maßnahmen und Anstrengungen zur Senkung des Wärmebedarfs, die im Rahmen dieser Arbeit erst noch erarbeitet und genauer quantifiziert werden.

4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

4.1 Photovoltaik

4.1.1 Technologiebeschreibung

Verfügbare Technologien

Die momentan verfügbare Stromerzeugung mittels Photovoltaik basiert größtenteils auf der Silizium-Technologie. Andere Ausgangsstoffe wie beispielsweise Galliumarsenid (GaAs), mit dem Labor-Wirkungsgrade von bis zu 40 % möglich sind [10], werden nur in Nischenbereichen wie der Raumfahrt verwendet und können deshalb im Rahmen dieses Konzepts ausgeklammert werden. Auch in den absehbaren Zukunftstechnologien wird Silizium die Hauptrolle spielen (siehe 4.1.1). Im Wesentlichen unterscheidet man folgende Typen [11]:

- Monokristalline Dickschicht-Zellen:

Diese Zellen weisen den höchsten Wirkungsgrad von bis zu 17 %¹ auf, sind jedoch sehr teuer und energieintensiv in der Herstellung, da hochreines Silizium gezüchtet werden muss.

- Polykristalline Dickschicht-Zellen:

Im Gegensatz zu monokristallinen Zellen sind diese in der Herstellung preislich und energetisch günstiger, da kein hochreines Silizium nötig ist. Bei einem Wirkungsgrad von bis 15 %² bieten sie das zur Zeit beste Preis-Leistungs-Verhältnis.

- Amorphe Dünnschicht-Zellen:

Da die Lichtabsorption nur in einer sehr dünnen Schicht erfolgt, ist es möglich, sehr dünne Solarzellen zu erzeugen, die auf einer Trägersubstanz wie z.B. Glas aufgebracht werden. Momentan eignen sich als Material am besten amorphes Silizium oder alternative Materialien wie Cadmium-Tellurid (CdTe). Der Vorteil der amorphen Zellen besteht in den deutlich günstigeren Herstellungskosten gegenüber gewöhnlichen Si-Zellen, jedoch ist der Wirkungsgrad weitaus geringer und liegt nur bei etwa 5-7 %. Zudem ist Cadmium hochgiftig und sollte nur in Nischenanwendungen benutzt werden. Andere Materialien erreichen bis zu 13 %³. Zudem fällt der Wirkungsgrad zu Beginn der Lebensdauer stark ab, so dass für fertige Module nur der langfristige Wirkungsgrad angegeben wird.

¹Bsp.: Q-Cells Q.PEAK: Wirkungsgrad $\eta \geq 15,9 \%$ [12]

²Bsp.: Q-Cells Q.Pro: Wirkungsgrad $\eta \geq 15,0 \%$ [12]

³Bsp.: Q-Cells Q.Smart (CIGS-Zellen): Wirkungsgrad $\eta = 12,5 \%$ [12]

4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

Dünnschicht-Zellen sind wirtschaftlich sehr interessant, da die Herstellungskosten und der Energieaufwand deutlich niedriger als bei Dickschicht-Zellen sind. Zudem können sie auf beliebige Trägermaterialien aufgebracht werden und eignen sich deshalb beispielsweise für Anwendungen wie die Integration in Kleidung oder Solarzellen für Kleingeräte.

Zur Steigerung der Effizienz der Zellen sind verschiedene weitere Bauweisen möglich:

- Nachgeführte PV-Anlagen:

Insbesondere für Freiflächenanlagen ist eine Nachführung der Module sinnvoll, um eine optimale Ausrichtung zur Sonne zu erreichen. Dies ist zudem wichtig, um (gegenseitige) Verschattung der Module zu verhindern, die zu starken Leistungseinbußen führt.

- Konzentratorzellen:

Konzentratorzellen werden mit Linsen versehen, um einfallendes Licht zu bündeln und somit die benötigte Fläche der eigentlichen Solarzellen zu verkleinern. Dies bewirkt zudem eine höhere Leerlaufspannung und die Zellen können bei Verwendung von Fresnel-Linsen recht kompakt gebaut werden. Da diese Zellen jedoch zwangsweise nachgeführt werden müssen, sind sie für gewöhnliche Anlagen meist uninteressant. Genutzt werden sie vor allem bei exotischen Materialien, die im Vergleich zu Silizium deutlich teurer sind.

- Stapelzellen:

Durch Übereinanderschichtung von Zellen, die auf verschiedene Wellenlängenbereiche optimiert sind, wird die einfallende Strahlung effizienter genutzt. Dies ist jedoch ebenfalls nur eine Nischentechnologie unter Verwendung verschiedener Materialien. In Kombination mit Konzentratorzellen sind Wirkungsgrade von über 40 % möglich [10].

Ferner ist insbesondere die Verschaltungstechnik von Solarzellen von großer Bedeutung.

- Wechselrichter:

Wechselrichter wandeln die Gleichspannung der Solarzellen in Wechselspannung zur Einspeisung ins Stromnetz um. Die Wirkungsgrade liegen heute bei bis zu 98 % [13], variieren jedoch auch stark mit der geschalteten Leistung. Realistische Wirkungsgrade liegen bei etwa 95 % [14].

- Verschaltung der Module:

Bei einfachen Verschaltungen hängt die gesamte eingespeiste Leistung vom schwächsten Modul in der Kette ab. Dieses Problem ist besonders bei Großanlagen wichtig, da häufig nur einzelne Module verschattet sind. Dieser Nachteil kann durch ausgeklügelte Verschaltungstechniken behoben werden; neuartige Methoden versprechen Steigerungen der Stromerzeugung um bis zu 50 % [15].

Typische Anwendungsgebiete

Die Kosten pro kWh unterscheiden sich bei den verschiedenen Technologien nur geringfügig, so dass die Wahl der benutzten Zellen überwiegend von den Parametern verfügbare Fläche und gewünschter Ertrag abhängt:

4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

- **Dachanlagen:**

Um auf der meist geringen Dachfläche nennenswerte Leistungen zu erzielen, werden meist Dickschicht-Zellen benutzt. Wegen des besseren Preis-Leistungs-Verhältnisses werden bevorzugt polykristalline Zellen verwendet.

- **Freiflächenanlagen:**

Hier werden Dünnschicht-Zellen wegen der besseren Preise bevorzugt, es werden jedoch auch Dickschicht-Zellen benutzt, um den Ertrag zu maximieren. Zudem werden die Anlagen teilweise nachgeführt.

- **Gebäudeintegrierte PV:**

Neben der bereits üblichen Gebäudeintegration von Solarzellen, beispielsweise deren Einsatz als Dachstruktur anstatt Aufständigung, werden zunehmend auch Spezialanwendungen wie lichtdurchlässige Module interessant, die beispielsweise in Gewächshäusern eingesetzt werden können.

Zukünftige Entwicklungen

Zukünftige Technologien werden von der Verbesserung der Silizium-Technologie und der Erforschung neuartiger Techniken abhängen. Im Folgenden wird eine kurze Übersicht der aktuell in öffentlichen Institutionen erforschten Technologie gezeigt.

Verbesserungen der Si-Technologie Da für den weiteren Ausbau der Photovoltaik eine gute Rohstoffverfügbarkeit nötig ist, bietet sich die Si-Technologie wegen der großen Vorkommen von Silizium (in Form von Quarzsand) auch weiterhin als Basis-Technologie an. Hierfür muss jedoch v.a. die Verarbeitung des Ausgangsstoffes verbessert werden. Erfolgversprechendster Ansatz ist hierbei die Verwendung von “Solar grade“ Silizium, d.h. durch rein metallurgische Prozesse auf genügend hohe Reinheitsgrade aufbereitetes Rohsilizium. Dies würde den Umweg über den aufwändigen Prozess der Reinigung vermeiden [16, S.39].

Alternativ wird an der Waferäquivalent-Technologie geforscht. Hierbei wird ausgenutzt, dass nur ein geringer Teil der gesamten Solarzelle an der Umwandlung von Licht in Strom beteiligt ist, während der Rest nur der Einbettung und mechanischen Stabilisierung der aktiven Schicht dient. Dieser Rest könnte durch weniger reines Silizium ersetzt werden. Vorteilhaft wäre, dass bei dieser Methode die Weiterverarbeitung wie gewohnt stattfinden könnte und keine neuartige Prozessführung nötig wäre [16, S.39].

Die Verbesserung der Wirkungsgrade stößt hingegen bereits an ihre Grenzen. Aus physikalischen Überlegungen ergibt sich eine Obergrenze von etwa 29 %⁴ [17, S. 43], so dass weitere Wirkungsgradsteigerungen nur mit enormen Aufwand möglich sind. Die genannte Grenze könnte theoretisch durch Stapel- und Konzentratorsolarzellen umgangen werden. Diese sind jedoch in der Herstellung deutlich aufwändiger und deshalb nur langfristig interessant.

⁴sog. Shockley-Queisser-Limit für Si-Solarzellen bei normalem, nicht-konzentriertem Einfall von Sonnenlicht

Organische Solarzellen Alternativen zur Silizium-Technologie werden bereits seit langem gesucht. Ein wichtiger Ansatz sind hierbei organische Solarzellen. Sie basieren auf organischen Materialien oder Polymeren, deren Herstellung deutlich günstiger ist. Zudem sind sie in der Verarbeitung flexibler und können beispielsweise gedruckt oder aufgesprüht sowie auf biegsamen Materialien verwendet werden. Dies bietet auch in möglichen Anwendungsgebieten deutlich mehr Optionen. Aktuelle organische Solarzellen erreichen jedoch lediglich einen Wirkungsgrad von etwa 7 % [16, S.16]. Nachteilhaft sind außerdem gesundheitliche Bedenken organischer Farbstoffe sowie die geringen Lebensdauern unter Sonneneinstrahlung. Eine Erhöhung des Wirkungsgrades und der Beständigkeit ist demnach das wichtigste Ziel. Die sich daraus ergebenden Potentiale können jedoch zur Zeit nur schwer abgeschätzt werden. Momentan eignen sich diese Zellen nur für Nischenanwendungen. Potentiell werden organische Zellen die klassische Si-Technologie ablösen können. Wegen der aufwändigen, langwierigen Forschung ist dies jedoch höchstens mittelfristig abzusehen. Vermutlich wird es jedoch nur zu einem langsamen Umstieg von Silizium auf organische Materialien kommen, und dies insbesondere bei großen Anlagen.

4.1.2 Charakteristik und Kosten der Energieerzeugung

Variation der Stromerzeugung nach Tageszeiten

Die typische Kennlinie der Stromerzeugung einer Photovoltaik-Anlage im Tagesverlauf ist in Abbildung 4.1 dargestellt. Der Verlauf wird jedoch noch geringfügig durch Witterung, Ausrichtung und Typ der Anlage moduliert. Beispielsweise können monokristalline Zellen etwas früher Strom produzieren als polykristalline Zellen. Der Verlauf zeigt, dass PV hauptsächlich zur Mittagszeit bedarfsgerecht Strom erzeugen kann, während die Spitzenlasten morgens und abends durch Speicher oder andere Energieformen abgedeckt werden müssen.

Variation der Stromerzeugung nach Jahreszeiten

Saisonale Schwankungen sind schwerwiegender als Tagesschwankungen, da zu deren Abfederung große Speicher oder alternative Kapazitäten nötig sind. Die saisonale Abhängigkeit kann am Beispiel der Messe München abgelesen werden, deren Daten über mehrere Jahre vorliegen und hier für das Jahr 2006 dargestellt sind (Abb. 4.2). Zum Vergleich ist zudem die Auswertung der PV-Anlage des LRZ München gezeigt (Abb. 4.3), die auf dem Dach der Fakultät für Maschinenwesen der TU München installiert ist. Beide Grafiken zeigen in Übereinstimmung mit der Sonnenscheindauer des Bayerischen Solaratlas[19], dass der Juli der ertragreichste Monat des Jahres ist. Die großen über das Jahr verteilten Schwankungen sind jedoch kaum quantitativ abschätzbar. Von April bis Oktober sind die Erträge um einen Durchschnitt verteilt, der etwa 4-5 mal (LRZ) bzw. 2-3 mal (Messe) so hoch ist wie in den Monaten November bis März. Dies verdeutlicht die schlechte Prognostizierbarkeit der zeitlichen Entwicklung, die zudem stark standort- und geringfügig wetterabhängig ist.

Als weitere Referenz ist in Abbildung 4.4 eine Auswertung des Vereins *Sonnenkraft Freising e.V.*⁵ dargestellt, in dem die Erträge von Solaranlagen in Freising der Jahre 2003 und 2006 verglichen werden. Hierbei ist zu bemerken, dass im Jahr 2006 wegen lang anhaltender

⁵<http://www.sonnenkraft-freising.de/>

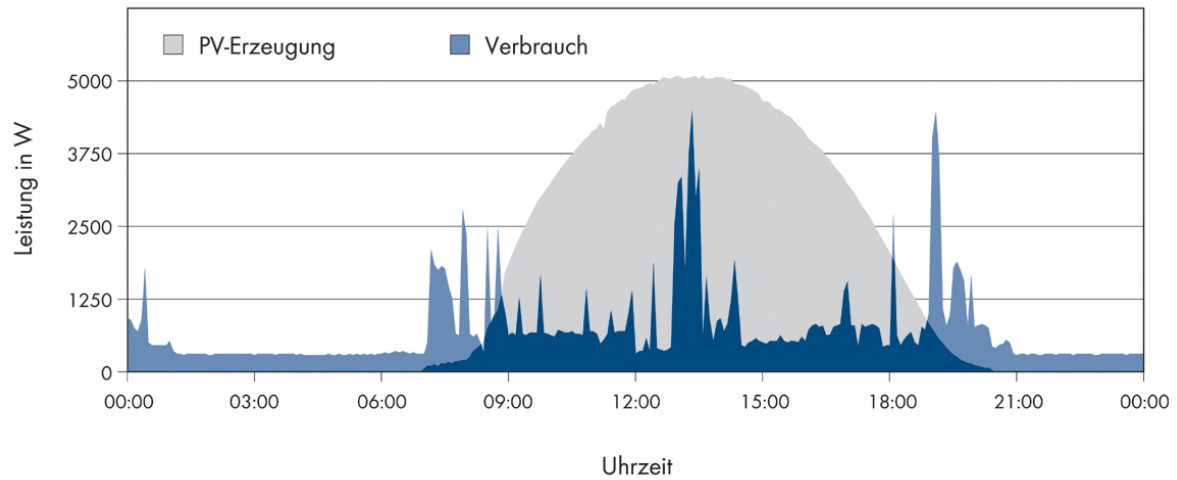


Abbildung 4.1: Typische Kennlinie der Stromerzeugung einer 5 kW_p-Anlage nach Tageszeit. Eingezeichnet ist zudem der typische Verbrauch eines 4-Personen-Haushalts [18].

Schneefälle in den Wintermonaten außerordentlich schwache PV-Erträge erzielt wurden. Die Grafik bestätigt den obigen Trend, dass selbst approximative Aussagen über den generellen jahreszeitlichen Verlauf nicht möglich sind.

Kosten

Zur Beurteilung der Stromgestehungskosten ist zunächst die Kenntnis der Herstellungskosten von Solarzellen nötig. Abbildung 4.5 zeigt die Entwicklung der Kosten seit 2007. Eine detaillierte Kostenentwicklung von 2010 ist in Abbildung 4.6 dargestellt.

Die Investitionskosten können in einem einfachen Modell mit folgenden Kostenfaktoren abgeschätzt werden:

- Modulpreise im Mai 2011, siehe Abbildung 4.5
- Korrekturfaktor für schlüsselfertige Anlagen: 1,5 - 1,9 (kristallin) bzw. 1,9 - 2,4 (Dünnschicht), vgl. [25]
- Jährliche Stromerzeugung: 900 kWh/kW_p, vgl. [26, S. 11], [19, S.54]
- Laufzeit: 20 Jahre
- Jährliche Betriebskosten: 1,5 % der Investitionskosten, vgl. [19]

Ein Vergleich dieses Modells mit verschiedenen Literaturangaben ist in Tabelle 4.1 dargestellt. Die Tabelle zeigt, dass das einfache Modell die realen Investitionskosten recht gut beschreiben kann. Hieraus ließe sich bei bekannter Preisentwicklung der Herstellungskosten die

4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

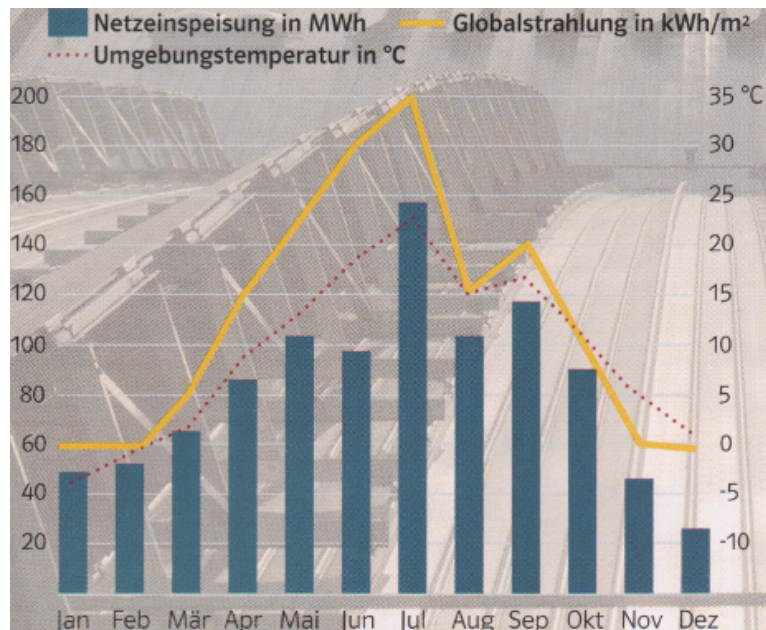


Abbildung 4.2: Monatliche Netzeinspeisung des Solardaches München-Riem in MWh (Balken), Globalstrahlung in kWh/m² (Linie) und Umgebungstemperatur am Standort im Jahr 2006 [20, S.13].

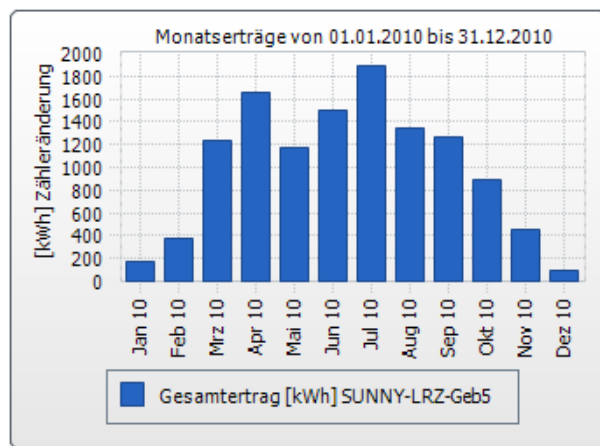


Abbildung 4.3: Zeitliche Variation der Stromerzeugung der PV-Anlage des LRZ München auf dem Gebäude der Fakultät für Maschinenbau, TU München (2010) [21].

4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

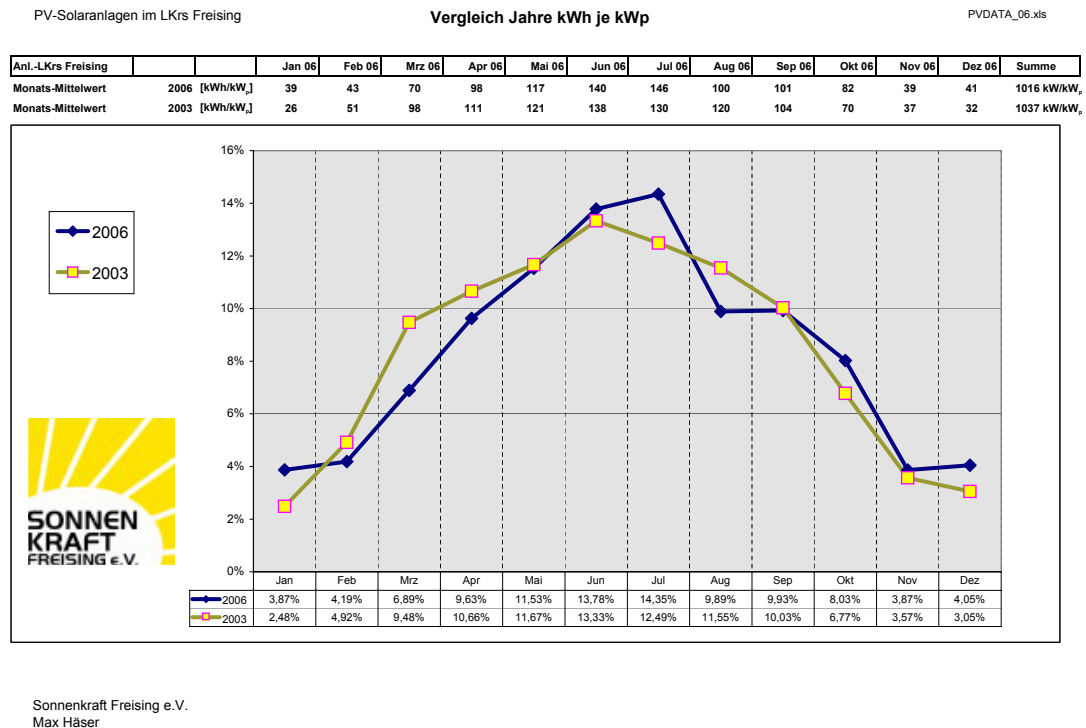


Abbildung 4.4: Vergleichsauswertung von PV-Anlagen in Freising von 2003 und 2006 [22]. Dar- gestellt sind die absoluten Zahlen (Tabelle oben) sowie der relative Anteil am Gesamtertrag des Jahres (Grafik beziehungsweise Tabelle unten).

4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

| Modultyp | Kristallin | | | Dünnschicht | | |
|------------------------------------|-------------|--------|--------|-------------|--------|-----------|
| Herkunft/Typ | Deutschland | China | Japan | CdS/CdTE | a-Si | μ -Si |
| Juli 2007 | ~ 3,25 | ~ 3,00 | ~ 3,22 | ~ 2,35 | ~ 2,35 | - |
| Januar 2009 | 3,19 | 2,95 | 3,16 | 2,10 | – | 2,21 |
| Juli 2009 | 2,39 | 1,92 | 2,21 | 1,55 | – | 1,73 |
| Januar 2010 | 2,03 | 1,55 | 1,91 | 1,61 | – | 1,38 |
| Juli 2010 | 1,86 | 1,62 | 1,85 | 1,61 | – | 1,31 |
| Januar 2011 | 1,71 | 1,47 | 1,63 | 1,25 | 1,08 | 1,26 |
| Mai 2011 | 1,57 | 1,25 | 1,49 | 1,04 | 0,94 | 1,14 |
| Jahrespreisverfall 01.2011–05.2011 | 8,2 % | 15,0 % | 8,6 % | 16,8 % | 13,0 % | 9,5 % |
| Preisverfall 01.2009–05.2011 | 50,8 % | 57,6 % | 52,9 % | 50,5 % | – | 48,4 % |

Abbildung 4.5: Entwicklung der Herstellungskosten für PV-Module in EUR/ W_p seit 2007. Entnommen aus [23], basierend auf [24].

| Modell | Investitionskosten [EUR/ kW_p] | Investitionskosten [EUR/kWh] |
|------------------------|--------------------------------------|---------------------------------|
| Kristalline Zellen (D) | 2.400 - 3.000 | 0,17 - 0,22 |
| Dünnschicht-Silizium | 1.800 - 2.300 | 0,13 - 0,16 |
| Solaratlas [19] | 3.600 | 0,26 |
| PV-Rechner [27] | 2.500 - 3.000 | 0,18 - 0,21 |

Tabelle 4.1: Modellabhängiger Vergleich der Stromgestehungskosten für Photovoltaik. Die Werte der Investitionskosten pro kWh wurden auch im Falle der Literaturquellen nach obigem Modell berechnet.

prozentuale Entwicklung der Stromgestehungskosten approximieren. Das Modell berücksichtigt jedoch keine Montagekosten, Zinsen für Kapitalkaufwendungen, Abschreibungen, sinkende Wirkungsgrade, etc.

Eine detaillierte Studie wurde vom Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE) durchgeführt, das in [28] diese Faktoren ebenso wie eine Kostenentwicklungsprognose anhand von Lernkurven berücksichtigt. Nach dieser Studie liegen die Stromgestehungskosten aktuell zwischen 0,30 und 0,35 EUR/kWh und somit etwa 50 % höher als in obiger Abschätzung. Diese Studie berücksichtigt jedoch keine Förderprogramme wie beispielsweise KfW-Kredite, so dass ein realistischer Wert etwas niedriger angesetzt werden sollte.

Im Vergleich zur Einspeisevergütung, die 2010 bei 33,03 Cent/kWh lag [29], ergibt sich somit ein geringfügiger Gewinn von PV-Anlagen, der die Rentabilität auch für Privaterzeuger garantiert. Obiges Modell prognostiziert hingegen bereits deutliche Gewinne. Genauere Betrachtungen finden sich in Kapitel 5.4. 2011 sank die Vergütung auf 28,74 Cent/kWh, zeitgleich sanken

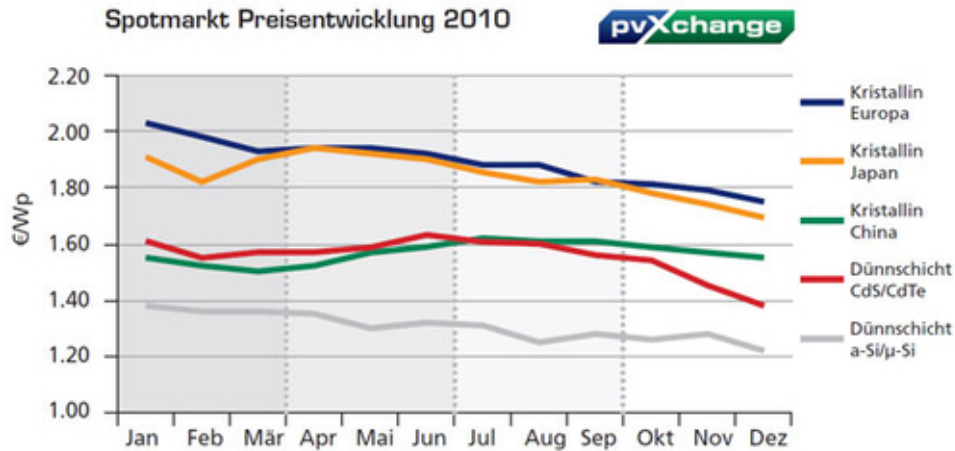


Abbildung 4.6: Entwicklung der Herstellungskosten für PV-Module 2010 in EUR/W_p [24].

jedoch auch die Investitionskosten auf etwa 1.600-2.200 EUR/kW_p⁶. Im Vergleich hierzu lagen der Studie des ISE Kosten von 2.750-3.050 EUR/kW_p zu Grunde, so dass Rentabilität weiterhin gegeben ist.

Prognose der Kostenentwicklung Der Preisabfall von Photovoltaikzellen ist vor allem durch den enormen Konkurrenzkampf, Überkapazitäten wegen sinkender Nachfragen, Rohstoffpreise und technische Innovationen bestimmt. Das Separieren dieser Faktoren ist schwierig und wird hier nicht weiterverfolgt. Insbesondere bei technischen Innovationen sind keine Aussagen möglich, da diese meist als Betriebsgeheimnis behandelt und somit nicht bekannt gemacht werden. So kann das Unternehmen Oerlikon⁷ nach eigenen Angaben Dünnschicht-Module zu 0,50 EUR/W_p herstellen [31], was den aktuellen Richtwert von etwa 1,00 EUR/W_p deutlich unterbietet. Eine Prognose der Preisentwicklung ist daher nur schwer möglich und mit großen Unsicherheiten behaftet. Wie Abbildung 4.6 zeigt, können durchaus auch kurzfristige Preissteigerungen auftreten.

Ein einfaches Modell besteht in einer exponentiellen Abnahme der Preise. Die Grundannahme dabei ist, dass Effizienzsteigerungen der Zellen preislich zunehmend durch die zu überwindenden technischen Hürden kompensiert werden. Eine weitere Annahme geht von einem konstant bleibenden Preisverfall aus, der sich nach Abbildung 4.5 in der Größenordnung von 10 % pro Halbjahr bewegt. Dies kann jedoch nur kurzfristig zutreffen, da sich langfristig ein nicht zu unterschreitender Preis einpendeln dürfte. Nimmt man beispielsweise die Angabe von Oerlikon als Grundlage, könnten sich die Modulpreise nochmals etwa halbieren. Der Zeitrahmen hierfür ist jedoch schwer abschätzbar.

Zusammenfassend kann von weiter sinkenden Modulpreisen ausgegangen werden, deren Ent-

⁶Zum Zeitpunkt der Erstellung lagen noch keine verlässlichen Daten vor. Die Zahlen wurden aus [30] entnommen.

⁷<http://www.oerlikon.com/solar/>

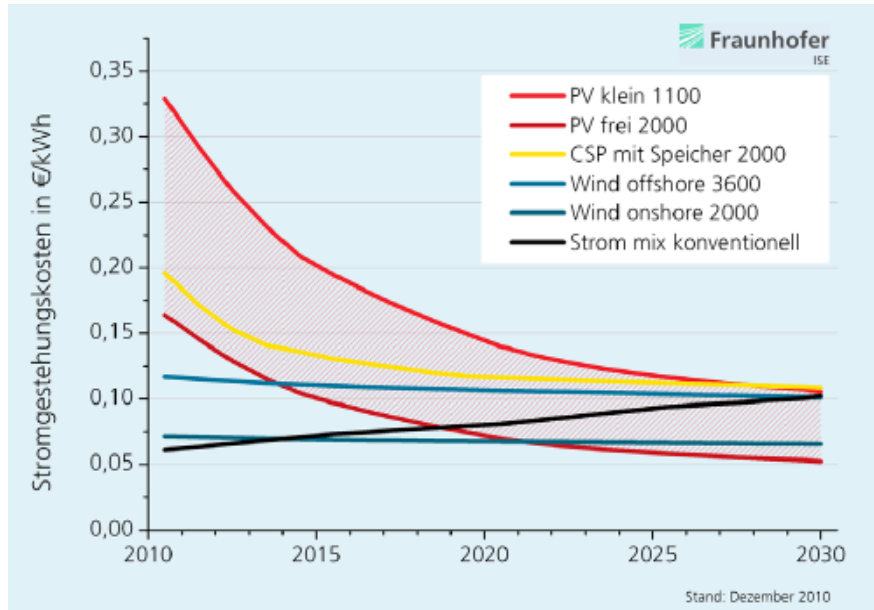


Abbildung 4.7: Entwicklung der Stromgestehungskosten erneuerbarer Energie nach [28]. Zahlenwerten hinter PV und CSP (Solarthermie) geben die Globalstrahlung (horizontal) in $\text{kWh/m}^2/\text{Jahr}$ an, die Zahlen hinter Windkraft die Volllaststunden pro Jahr.

wicklung jedoch nicht absehbar ist. Eine realistische Einschätzung dürfte eine Mischung der obigen Modelle sein. Als Ziel der Preisentwicklung wird oft eine Halbierung bis 2020 angegeben[32], d.h. die Investitionskosten würden auf etwa 1.500 EUR/ kW_p sinken. Für den Endverbraucher dürfte zudem in guter Näherung gelten, dass sich die Abnahme der Preise und Degression der Einspeisevergütung in etwa kompensieren, so dass sich rein wirtschaftlich keine großen Änderungen ergeben dürften.

Abbildung 4.7 zeigt die vom ISE prognostizierte Entwicklung der Stromgestehungskosten. Relevant ist der Graph “PV klein 1100”, der Anlagen unter 10 kW_p in Deutschland beschreibt. Aufgrund der Überlegungen im Abschnitt 4.1.2 sollten die Stromgestehungskosten auch den Verlauf der Herstellungskosten gut widerspiegeln. Nach der ISE-Studie ist eine Abnahme der Stromgestehungskosten um den Faktor 2-3 zu erwarten.

4.1.3 Beispiele

Im Folgenden werden Beispiele für die Anwendung von Photovoltaik gegeben. Die gute Lage des Landkreises Freising, die sich z.B. aus dem bayerischen Solaratlas[19] ergibt, wird durch den Vergleich der erzielten Erträge mit der üblicherweise angegebenen Effizienz von 900 kWh/kW_p verdeutlicht [26, S. 11], [19, S.54].

Stadt Moosburg

Die Stadt Moosburg fördert den Ausbau der Photovoltaik im besonderen Maße. Hierbei wird sie insbesondere von den Solarfreunden Moosburg⁸ unterstützt. Nach Angabe der Solarfreunde waren am 31.12.2010 in der Stadt Moosburg 243 PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 4,34 MW_p installiert. Es handelt sich hierbei überwiegend um Dickschicht-Zellen. Dickschicht-Zellen haben im Vergleich zu für Freiflächen-Anlagen verwendeten Dünnschichtzellen einen besseren Wirkungsgrad und leisten somit bei kleinerer Fläche die gleiche Spitzenleistung. Ein guter Durchschnittswert liegt bei 8 m²/kW_p [33]. Der durchschnittliche Ertrag (über mehrere Jahre gemittelt) lag bei etwa 945 kWh/kW_p [34]. In Moosburg werden nach obigen Angaben somit insgesamt etwa 4 GWh Strom pro Jahr erzeugt, was einer mittleren Leistung von 450 kW entspricht.

Messe München

Die Messe München dient aufgrund der langen Betriebsdauer und der guten Dokumentation der bisherigen Stromerzeugung als gutes Beispiel für eine PV-Großanlage. Diese Anlage besteht aus 7.812 Modulen mit je 130 W Nennleistung, die installierte Leistung beträgt somit 1,0 MW auf einer Fläche von 38.100 m² [20]. Die Module sind direkt nach Süden orientiert und um 28° geneigt, werden jedoch nicht nachgeführt. Der Wirkungsgrad beträgt bis zu 15 %. Bei einer mittleren Sonneneinstrahlung von 1.279 kWh pro Quadratmeter und Jahr und etwa 1.000 Volllaststunden pro Jahr ergibt sich ein Energieertrag von etwa 1 GWh pro Jahr, was 4 % des Messebedarfs entspricht. Der spezifische Ertrag lag über die Jahre bei über 950 kWh/kW_p, der nur zweimal unterschritten wurde. Der Spitzenwert betrug 1.113 kWh/kW_p (2003). Das Beispiel der Messe München zeigt, dass der Aufbau einer Solaranlage auf vorhandenen großen Dachflächen wie beispielsweise Industrieanlagen durchaus sinnvoll und rentabel ist.

PV-Großanlagen im Landkreis Freising

Nach Angaben von [35] existierten zum 16.02.2011 die in Tabelle 4.2 aufgeführten Freiflächenanlagen im Landkreis Freising. Aus diesen Daten geht eine mittlere jährliche Stromerzeugung von 1.035 kWh/kW_p hervor. Mit einer Jahresproduktion von fast 15 GWh erzeugen diese Anlagen etwa 1,5 % des aktuellen Gesamtstromverbrauchs in Freising. Die Gesamtfläche von 34 ha entspricht dabei etwa 0,04 % der Landkreisfläche.

⁸<http://www.solarfreunde-moosburg.de/>

| Ort | Fläche [ha] | Leistung [MW _p] | Stromerzeugung [GWh] | Ertrag [kWh / kW _p] |
|-------------------|----------------|--------------------------------|-------------------------|------------------------------------|
| Schlag | 0,39 | 0,19 | 0,20 | 1.052,63 |
| Osterwaal | 1,18 | 0,56 | 0,60 | 1.071,43 |
| Osterwaal | 0,84 | 0,41 | 0,40 | 975,61 |
| Osterwaal | 0,50 | 0,47 | 0,50 | 1.063,83 |
| Pfettrach | 4,80 | 2,50 | 2,60 | 1.040,00 |
| Pfettrach | 2,77 | 1,50 | 1,40 | 933,33 |
| Staudhausen | 4,50 | 1,96 | 2,00 | 1.020,41 |
| Wolfersdorf | 0,93 | 0,45 | 0,47 | 1.044,44 |
| Airischwand | 0,82 | 0,32 | 0,37 | 1.156,25 |
| Freising Autobahn | | 0,72 | 0,72 | 1.000,00 |
| Kammerberg | 4,55 | 1,50 | 1,50 | 1.000,00 |
| Bärnau | 3,37 | 1,39 | 1,50 | 1.079,14 |
| Viehbach | 4,23 | 1,56 | 1,50 | 961,54 |
| Goldach | 5,05 | 1,10 | 1,20 | 1.090,91 |
| Summe | 33,93 | 14,63 | 14,96 | |
| Mittelwert | 2,42 | 1,05 | 1,07 | 1.034,97 |

Tabelle 4.2: Auflistung aller PV-Freiflächenanlagen im Landkreis Freising (Stand: 16.02.2011). Eingezäunte Fläche, Leistung und jährliche Stromerzeugung aus [35]; für die Anlage an der Freisinger Autobahn liegen keine Flächenangaben vor. Ertrag wurde berechnet.

4.1.4 Ausbaupotential Photovoltaik im Landkreis Freising

Im folgenden Kapitel wird das Ausbaupotential von PV-Anlagen im Landkreis Freising abgeschätzt. Das Vorgehen und die Annahmen sind in Abbildung 4.8 zusammengefasst. Das Potential wird in drei PV-Anlagentypen kategorisiert. Der erste Bereich betrachtet den möglichen Zubau von privaten PV-Anlagen auf Wohnhausdächern. Der zweite Bereich umfasst großflächige Dachanlagen auf beispielsweise Industrie- und kommunalen Gebäuden. Der dritte Typ von Anlagen sind Freiflächenanlagen. Ziel ist es, die für PV geeignete, zur Verfügung stehende Fläche in diesen Kategorien abzuschätzen, um dann unter Annahme von Modulwirkungsgraden und der Sonneneinstrahlung im Landkreis Freising das Ausbaupotential zu berechnen.

Aktuell gibt es im Landkreis Freising rund 37.000 Wohnhäuser [36]. Berücksichtigt man das prognostizierte Bevölkerungswachstum im Landkreis von 10 % sowie die sinkende Zahl von Personen je Haushalt, steigt die Zahl bis zum Jahr 2035 auf schätzungsweise 40.000 Wohnhäuser. Ein durchschnittliches Wohnhaus hat rund 180 m² Dachfläche. Ein Drittel⁹ dieser Fläche (60 m²) ist für die solare Nutzung geeignet. Dieser Anteil berücksichtigt die Ausrichtung der Dachflächen gegenüber der Sonne sowie Dachaufbauten, Dachfenster, etc., die die nutzbare Fläche verringern. Von der resultierenden geeigneten Gesamtfläche auf Wohnhäusern (240 ha) werden basierend auf den Erzeugungsdaten im Jahr 2010 (siehe Kapitel 6.1.2) bereits rund 42,4 ha (18 %) für PV und Solarthermie genutzt. Zusätzlich ist es sinnvoll, im Mittel 12 m² pro Wohnhaus für Solarthermie zu nutzen, dies entspricht 20 % der durchschnittlichen Dachfläche, also 39,5 ha noch nicht genutzter Fläche. Dieser Wert resultiert aus dem Bedarf an Warmwasser und für die Heizungsunterstützung eines durchschnittlichen Vierpersonenhaushalts (siehe Kapitel 4.5.1). Damit ergibt sich eine Fläche von 158 ha auf Wohnhausdächern, die für den Ausbau von PV-Anlagen geeignet ist.

Neben privaten Anlagen auf Wohnhausdächern gibt es ein Ausbaupotential an Großflächen-Dachanlagen, beispielsweise auf Scheunendächern, Hallendächern oder Industriegebäuden. Die mittlere Größe einer solchen Anlage wird mit 400 m² abgeschätzt. Gelingt es, 200 dieser Anlagen im Landkreis zu installieren (rund 8-9 pro Kommune), ergibt sich ein zusätzliches Potential von 8 ha.

Der Zubau von Freiflächenanlagen auf Ackerflächen wird nicht in das Potential miteingeschlossen, da diese Anlagen nicht mehr gefördert werden und somit auf absehbare Zeit nicht mehr wirtschaftlich sind. Weiter gefördert werden jedoch Freiflächenanlagen auf Konversionsflächen und sogenannten sonstigen Flächen. Ein Beispiel hierfür ist die Fläche auf Lärmschutzwällen entlang der Autobahn. Ein Zubau von insgesamt 5 ha auf diesen Flächen wird in das Ausbaupotential mitaufgenommen.

Die jährliche Strommenge, die auf den bezifferten Flächen mit PV erzeugt werden kann, hängt vom Wirkungsgrad der installierten Module und der Sonneneinstrahlung ab. Der mittlere jährliche Ertrag von PV-Dachanlagen liegt im Landkreis bei rund 945 kWh/kW_p. Der Ertrag für Freiflächenanlagen liegt mit rund 1035 kWh/kW_p etwas höher, da die Module von Freiflächenanlagen grundsätzlich optimal auf die Sonne ausgerichtet werden und Teilverschattung vermieden werden kann. Für die Dachflächenanlagen wird mit monokristallinen Dickschichtzellen mit einem durchschnittlichen Flächenbedarf von 7 m²/kW_p (entspricht einem Wirkungsgrad von 14,3 %) gerechnet. Für Freiflächenanlagen ist es oft wirtschaftlicher, die günstigeren amorphen Dünnschichtzellen zu installieren. Daher wird für die Freiflächenanla-

⁹Dieser Wert wurde für Energiekonzepte in Starnberg und Ebersberg ermittelt.

gen auf Konversions- und sonstigen Flächen mit einem durchschnittlichen Flächenbedarf von $13 \text{ m}^2/\text{kW}_p$ (entspricht einem Wirkungsgrad von 7,7 %) gerechnet. Aus dieser Abschätzung resultiert ein Ausbaupotential von ca. 228,2 GWh/a auf Dachflächen und ca. 4,0 GWh/a auf Freiflächen. Das Gesamtausbaupotential mit PV beträgt somit rund 228,1 GWh/a. Die Zahlen verdeutlichen, dass kleine PV-Anlagen auf Wohnhausdächern den deutlich größeren Beitrag leisten, selbst wenn es gelingt, deutlich mehr als die hier prognostizierten Großflächen-Dachanlagen und Freiflächenanlagen zu installieren. Unter Annahme der aktuellen Investitionskosten von etwa 2.500 EUR/kW_p, siehe Abschnitt 4.1.2, ergäben sich alleine für die PV-Anlagen auf Wohnhausdächern Investitionskosten von knapp 600 Mio. EUR, die privat getätigt werden müssten.

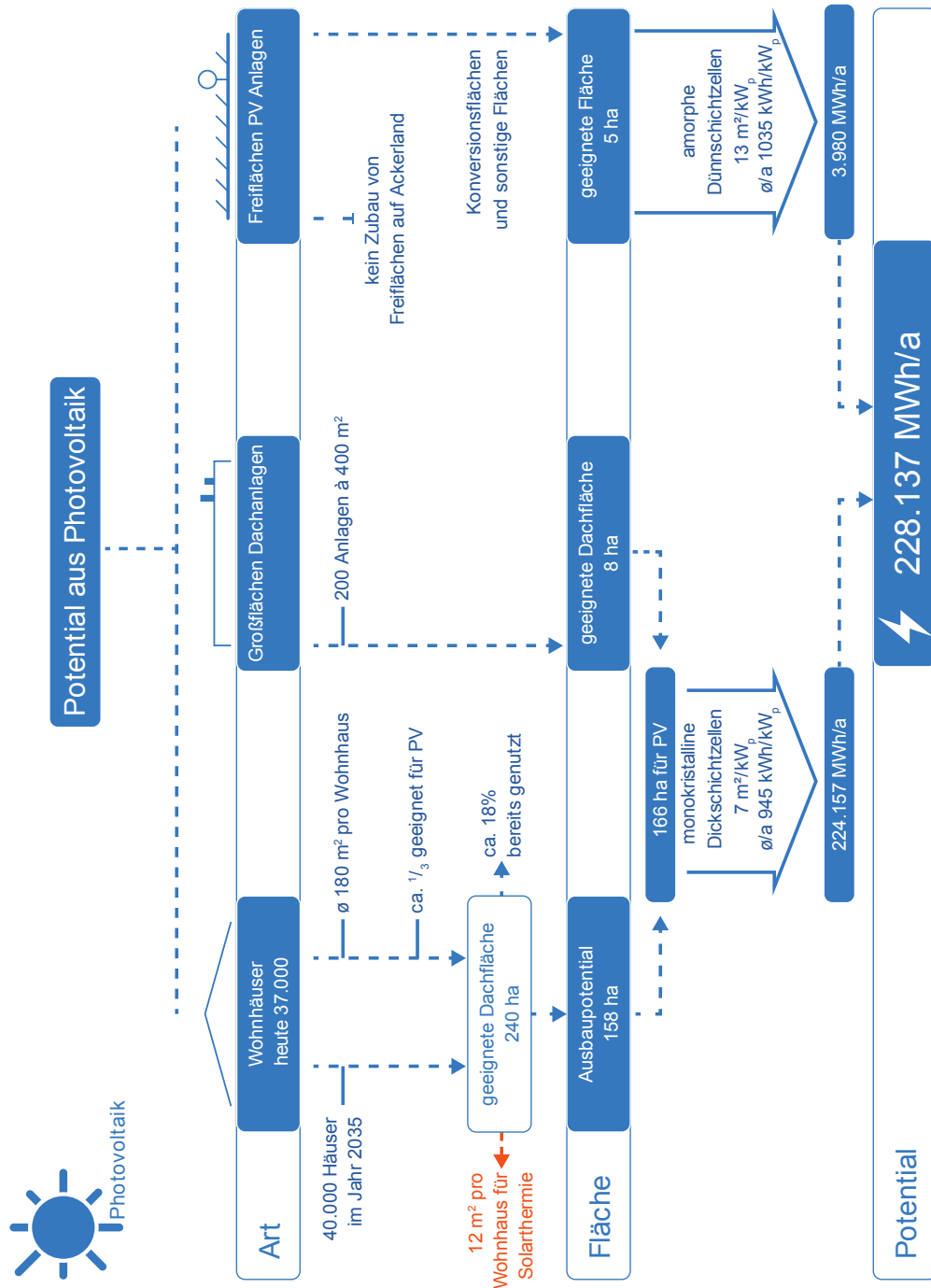


Abbildung 4.8: Ausbaupotential Photovoltaik.

4.2 Windkraft

Windenergie zählt heute zu einer der ausgereiftesten Technologien im Bereich der regenerativen Energieerzeugung. Aufgrund der langjährigen Lerneffekte und der Technologiereife ist Windkraft außerdem eine der wirtschaftlichsten erneuerbaren Energiequellen der Bundesrepublik Deutschland. Die Stromentstehungskosten haben sich im letzten Jahrzehnt mehr als halbiert und Prognosen sagen auch weiterhin einen fallenden Erzeugungspreis voraus [37]. Aufgrund der landschaftlichen Einschnitte durch Windkraftanlagen und der stark schwankenden Bereitstellung von Strom werden Windkraftwerke jedoch kontrovers diskutiert. In Deutschland beträgt der Anteil des produzierten Stroms durch Windkraftwerke in etwa 6,2 % (37.500 GWh). In Bayern beträgt der Anteil an Windenergie gemessen an allen regenerativen Energieträgern gerade einmal 1 % (Stand 2011). Damit schneidet Bayern deutschlandweit am schlechtesten ab. Daher besteht in Bayern, sowie für den Landkreis Freising, in dem bis dato keine großen Windkraftanlagen installiert sind, ein beachtliches Ausbaupotential [38]. Durch einen neuen Gesetzesentwurf des Bayerischen Umweltministeriums soll in Zukunft der Bau von Windkraftanlagen stark vereinfacht werden. Der ehemalige Umweltminister Söder hat dazu im September 2011 einen entsprechenden Entwurf in Arbeit gegeben, der zukünftig etwa 90 % anstatt 60 % der Fläche im Freistaat als potentielle Baufläche freigibt sowie durch die Vereinfachung der Gutachten eine Genehmigung innerhalb von drei anstatt zehn Monaten ermöglichen soll [39, 40].

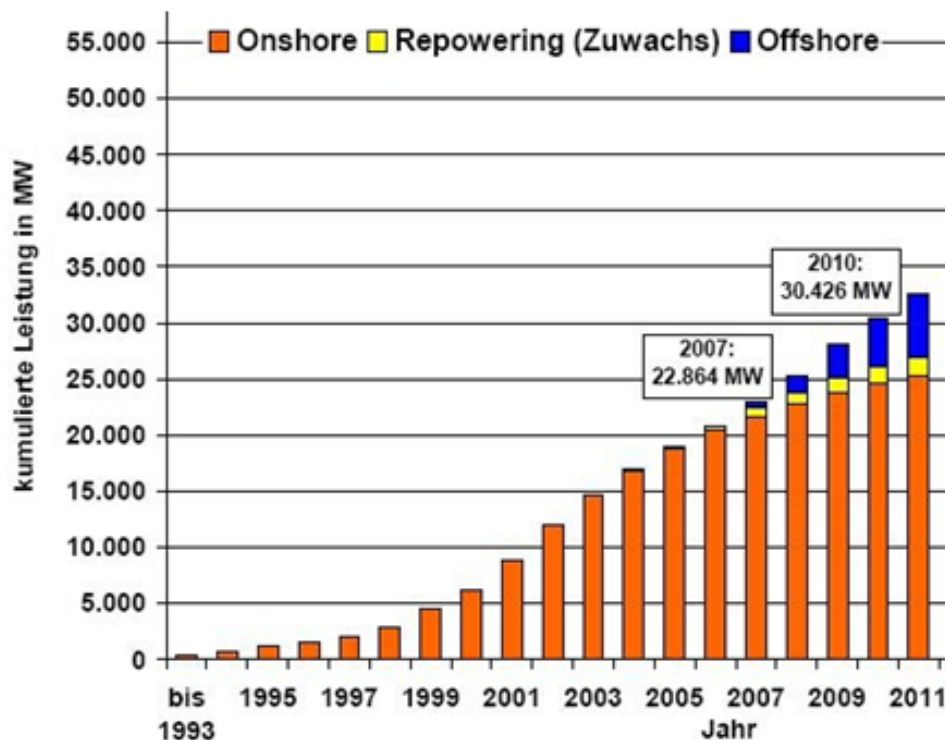


Abbildung 4.9: Entwicklung der Windkraft in der Bundesrepublik Deutschland, [41].

4.2.1 Technologiebeschreibung

Großwindkraftanlagen

Aufbau Moderne Windkraftanlagen (WKA) bestehen in der Regel aus den folgenden Hauptkomponenten: Fundament, Turm, Gondel und Rotor.



Abbildung 4.10: Aufbau eines Windrads nach aktuellen Standards, [42].

Beim Fundament einer WKA kann zwischen Flachfundamenten und Tiefgründung unterschieden werden. Flachfundamente sind für tragfähigen Baugrund geeignet, wohingegen bei weichem Baugrund Tiefgründungen zum Einsatz kommen. Der Turm einer Windkraftanlage trägt die Gondel und den Rotor. Die Gondel beinhaltet nahezu alle erforderlichen Komponenten einer WKA: Getriebe, Antriebswelle, Generator, Windrichtungsnachführung, sowie Steuerungs- und Sicherheitssysteme. Die Vorderseite besteht aus einem Rotor, welcher sich aus der Nabe sowie den drei Rotorblättern zusammensetzt. Mit der Zeit haben sich dreiblättrige Windkraftanlagen als überlegen herausgestellt, da durch diese Bauweise das bestmögliche Kosten-/Nutzen-Verhältnis realisiert werden konnte (gemessen am Verhältnis von Wirkungsgradsteigerung zu den Kosten eines weiteren Rotorblattes) [43, 42].

Funktion Weht der Wind, werden die Rotorblätter einer Windkraftanlage mit Luft umströmt. Diese Umströmung führt zu einer aerodynamischen Kraft, die eine Drehbewegung der Rotorblätter bewirkt. Diese Drehbewegung treibt wiederum einen Generator an, welcher mechanische Energie in elektrische umwandelt. Wichtig hierbei ist die Windrichtungsnachführung, welche die WKA immer gezielt gegen den Wind ausrichtet. Hat der Generator die minimale Geschwindigkeit erreicht, wird die WKA in das Netz eingebunden [43].

Jede WKA hat eine spezifische Leistungskurve, die näherungsweise der in Abbildung 4.11 dargestellten Kurve einer Enercon E82 entspricht. Je nach Anlagentyp erreichen diese bei Windgeschwindigkeiten zwischen 11 m/s und 15 m/s ihre Nennleistung. Ein kritischer Aspekt ist hierbei der Bereich bei Windgeschwindigkeiten zwischen 5 m/s und 13 m/s im Verlauf der Leistungskurve, da bei nur geringfügigen Abweichungen der erwarteten Windenergie ein enormer Leistungsverlust resultieren kann [44, 38]. Dies kann eine im Grunde lukrative Investition schnell unattraktiv und zur Kostenfalle machen. Daher ist eine exakte Standortanalyse eine wichtige Grundvoraussetzung, an der keinerlei Kosten gespart werden dürfen. Mit Messgeräten, Vermessungen und Wirtschaftlichkeitsanalysen wird über einen langen Zeitraum der Standort analysiert. Hierbei ist auf einen kompetenten und erfahrenen Partner zu achten [43].

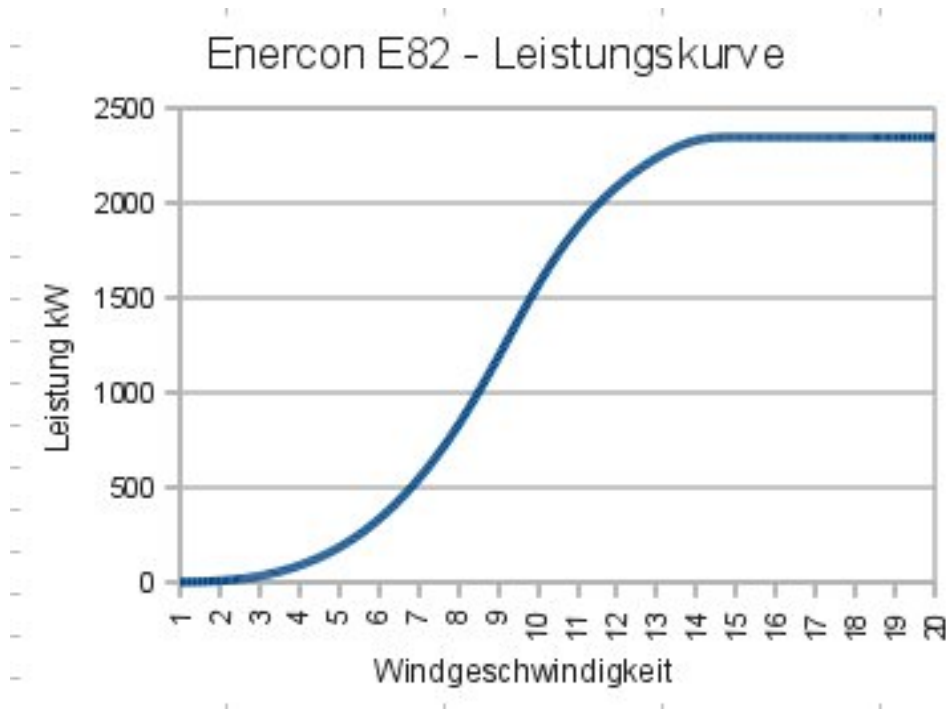


Abbildung 4.11: Beispielhafte Leistungskurve einer Windkraftanlage, [44].

Kleinwindanlagen Kleinwindanlagen stellen in naher Zukunft eine attraktive Möglichkeit dar, auch für Kleininvestoren oder Landwirte an der ertragsstarken Windenergie zu partizipieren. Die Funktionsweise dieser Anlagen ist ähnlich der bereits beschriebenen Großanlagen. Bei Kleinwindanlagen wird jedoch häufig auf die sogenannten Vertikalläufer zurückgegriffen, da

4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

diese aufgrund ihrer geringeren Größe bessere Wirkungsgrade erzielen und kompakter in der Montage sind. Kleinwindanlagen werden in einem Spektrum von etwa 250 W bis 100 kW angeboten [45], wobei letztere eine sehr beachtliche Investitionssumme erfordern und somit zweistellige Amortisationszeiten (in Jahren) aufweisen [46].



Abbildung 4.12: Modell einer modernen Kleinwindanlage, [45].

Zukünftige Entwicklung Generell hat die Windenergie, über die letzten 30 Jahre gesehen, ein enormes Entwicklungspotential aufgezeigt. Vor etwa 30 Jahren wären heutige Großanlagen mit 6.000 kW beziehungsweise 20 Mio. kWh pro Jahr (theoretische Vollauslastung) nicht denkbar gewesen. Eine WKA dieser Größenordnung kann bei Auslastung ca. 4.000 Haushalte versorgen [47], ist jedoch aufgrund der für einen sinnvollen Betrieb benötigten Nabenhöhe wegen den Bedenken der betroffenen Bürgern noch eine große Herausforderung im Landkreis Freising. Die Entwicklung im Bereich WKA ist vor allem von europäischen Ländern getrieben, die stark in Windenergie investiert haben und diese auch in Zukunft als eine der maßgeblichen regenerativen Energieformen ansehen. Neben der immer besseren Ausnutzung des Windes und steigender Leistung hat auch die Höhe der Anlagen beträchtlich zugenommen. WKA sind heute viermal höher als ihre Vorgängermodelle aus den Anfängen der Windenergie und werden somit stark in der Öffentlichkeit diskutiert, da mit der Anlagenhöhe landschaftliche Einschnitte und Schattenwurf zunehmen.

Eine neuere Entwicklung stellen zum Beispiel getriebelose WKA dar, welche zwar die Geräuschemissionen nicht wesentlich verringern (da der Lärm primär durch die Umströmung der Rotorblätter verursacht wird), jedoch den Wartungsaufwand senken und somit sehr positive Auswirkungen auf die Ausfallzeiten haben. Die Entwicklung der vergangenen Jahre wird in Tabelle 4.3 zusammengefasst.

Energetische Amortisation von Windkraftanlagen Wichtig bei Kraftwerken erneuerbarer Energien ist die Frage, ob die eingesetzte Energie bei der Produktion, dem Transport, der

| | 1985 | 1990 | 1995 | 2000 | 2004 | 2008 |
|------------------|--------|---------|---------|----------|----------|----------|
| Nennleistung | 80 kW | 250 kW | 600 kW | 1.500 kW | 2.000 kW | 6.000 kW |
| Rotordurchmesser | 20 m | 30 m | 45 m | 70 m | 80 m | 126 m |
| Nabenhöhe | 30 m | 30 m | 50 m | 80 m | 95 m | 135 m |
| Ertrag | 95 MWh | 400 MWh | 1,1 GWh | 3 GWh | 4,5 GWh | 20 GWh |

Tabelle 4.3: Entwicklung der Windkraftanlagen.

Installation und dem Betreiben der Anlage sowie deren Entsorgung, durch ihren Betrieb wieder amortisiert werden kann. Entgegen ursprünglicher Aussagen ist durch zahlreiche Studien belegt worden, dass Windkraftanlagen eine positive Energiebilanz über ihren Lebenszyklus haben. Vor allem Windkraftanlagen der neuen Generation haben in Studien mit sehr konservativen Annahmen über ihren kompletten Lebenszyklus eine sehr geringe Amortisationszeit (auch Energierücklaufzeit genannt) [48, 49]. Neue, auf dem Festland betriebene WKA erreichen bereits nach etwa einem Jahr eine positive Energiebilanz. Da WKA der neuen Generation eine Laufzeit von 20 Jahren besitzen, ist die Windenergie nicht nur eine kostengünstige Form der Stromproduktion, sondern energetisch im Vergleich zu Solaranlagen eine überlegene Technologie der regenerativen Energieerzeugung.

Zukünftige Entwicklung Zukünftige Entwicklungen sind vor allem im Offshore-Bereich zu erwarten, da dieser größtmögliche Potentiale und Ausbaumöglichkeiten für zukünftige Projekte bietet. Als zukünftige Herausforderung kommt auch tritt zunehmend das Problem der Speichertechnologie hervor, welches die Windenergie erst zu einer kontrollierbaren regenerativen Energieform werden lässt. Durch den schwankenden Energiebeitrag der Windkraftwerke wird das Netz durch zu hohe nicht vorhersehbare Schwankungen belastet und die Stromproduktion kann nicht zuverlässig vorhergesagt werden. Speichertechnologien und deren Umsetzbarkeit im Landkreis Freising werden im Kapitel 4.6 analysiert und diskutiert. Aber auch in Zukunft werden interessante Weiterentwicklungen für WKA zu sehen sein, wie zum Beispiel eine Entwicklung an der TU München: Vier Ingenieure und Physiker entwickelten ein Messsystem, das mithilfe von Glasfasertechnologie kleinste Defekte an Großwindkraftanlagen sofort melden kann. Aufgrund der ständigen Überwachung der Windradbelastung kann der Betrieb der WKA auch bei sehr starkem Wind deutlich länger aufrecht erhalten werden [50].

Positive Entwicklungen werden aber vor allem hinsichtlich des Preises und der Produktionszahlen in den kommenden Jahren erwartet. Besonders im Bereich der Kleinwindkraftanlagen hat man derzeit die Hoffnung, dass diese durch Fördermaßnahmen des Staates entsprechend an Bedeutung gewinnen und durch fallende Preise bis zum Jahr 2020 für Landwirte durch Amortisationszeiten von etwa acht Jahren eine alternative Investition zu Solarzellen oder anderen regenerativen Energieträgern werden [46]. Die Bundesregierung hat im Zuge eines Energieatlas einige Szenarien und Abschätzungen in diesem Bereich erstellen lassen.¹⁰

¹⁰siehe www.bundesverband-kleinwindanlagen.de

Dimensionierung

Entscheidend ist die Frage der Dimensionierung der Windkraftwerke im Landkreis Freising und deren Potential. Anhand von Abbildung 4.13 wird schnell deutlich, welches Potential Windkraftwerken bei der Erzeugung elektrischer Energie zukommt. Bereits etwa sechs 3 MW WKA eines neueren Bautyps können die Strommenge eines Biomasseheizkraftwerks, vergleichbar dem in Neufahrn, erzeugen [35]. Soll das ehrgeizige Ziel eines energieautarken Landkreises verwirklicht werden, wird dies nicht ohne einen entscheidenden Anteil an Windenergie realisierbar sein.

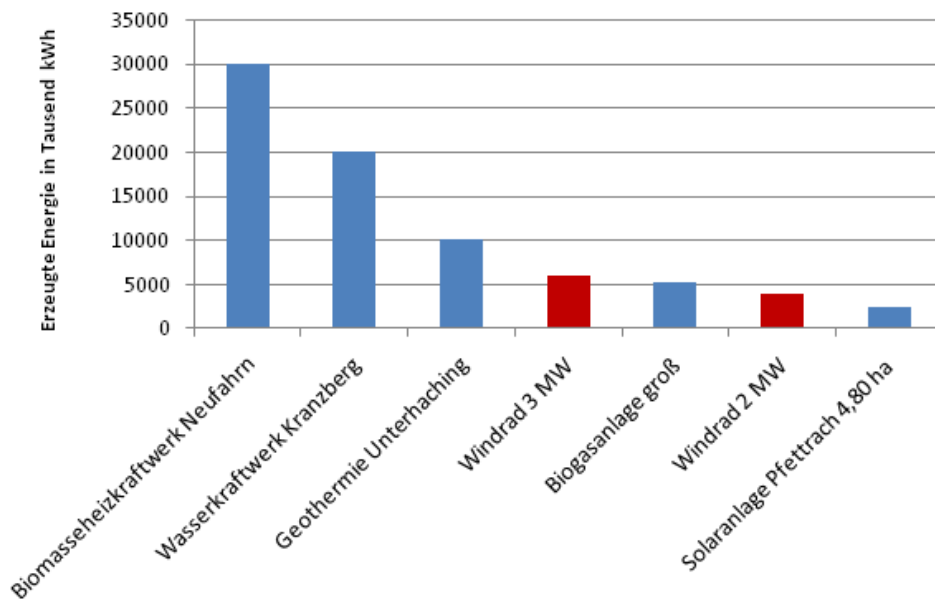


Abbildung 4.13: Vergleich erzeugter Energie mit anderen konventionellen regenerativen Energieformen. Anhand der vorhandenen Daten aus dem Landkreis wird ersichtlich, dass WKA ein enormes Potential besitzen, da bereits ein einziges Windrad eine größere Biogasanlage ersetzen könnte.

In einem Windgutachten, welches der Landkreis Freising Anfang 2009 erstellen ließ, wurden etwa 16 mögliche Standorte für Windkraftanlagen identifiziert. Unabhängig von diesem Gutachten werden aber auch weitere Standorte diskutiert, die zuvor noch nicht in Betracht gezogen wurden, wie es zum Beispiel in Hallbergmoos der Fall ist. Dort wurde bereits eine Wirtschaftlichkeitsanalyse für einen Standort durchgeführt [51]. Messungen zeigten jedoch, dass die Windausbeute für einen wirtschaftlichen Betrieb wahrscheinlich zu gering ist.

Wie zuvor diskutiert werden in absehbarer Zukunft auch Kleinwindkraftanlagen eine größere Rolle für Privatinvestoren spielen. Bei optimistischer Schätzung und aufgrund der positiven Szenarioanalyse durch die Bayerische sowie Deutsche Regierung, kann man beispielhaft von einer Installation von etwa 50 Kleinwindkraftanlagen mit durchschnittlich 40 kW ausgehen [45]. Kleinwindanlagen haben einen Ertrag von 1.000-2.000 kWh/kW [46]. Mit der installierten

| Typ- bezeichnung | Rotor- durch- messer | Naben- höhe | Nenn- leistung | Referenz- ertrag | 60 % Referenz- ertrag jährlich* |
|---------------------|----------------------------|----------------|-------------------|---------------------|------------------------------------|
| | [m] | [m] | [MW] | [GWh 5 Jahre] | [MWh pro Jahr] |
| Enercon E-70 E4 | 71 | 85 | 2,3 | 24,07 | 2.889 |
| Enercon E-82 | 82 | 78 | 3,0 | 33,41 | 4.009 |
| Enercon E-101 | 101 | 99 | 3,0 | 48,21 | 5.785 |
| Vestas V90-2.0 | 90 | 125 | 2,0 | 32,08 | 3.850 |
| Vestas V90-3.0 | 90 | 125 | 3,0 | 36,41 | 4.369 |
| Nordex S77 | 77 | 80 | 1,5 | 19,49 | 2.339 |
| Nordex N90 | 90 | 100 | 2,3 | 31,23 | 3.748 |

Tabelle 4.4: Gängige und häufig installierte Windkraftanlagen. *60 % Referenzertrag ist die Voraussetzung für eine Förderung gemäß EEG-Gesetz.

Leistung von 2.000 kW ergibt sich somit ein Ertrag von rund 3.000 MWh/a.

Kosten

Die Kosten von Windenergieanlagen variieren je nach Nennleistung. Großanlagen mit einer Nennleistung über 1.000 kW kosten etwa 800 bis 1.000 EUR pro kW [52, 37]. Für eine Anlage mit 3 MW Leistung ergibt sich somit ein Preis von 2,4 bis 3 Mio. EUR. Rechnet man die Kosten für Beschaffung, eine Standortanalyse sowie die Montage einer großen WKA zusammen, kann man in etwa 3,5 Mio. EUR veranschlagen. Zu den Anlagenkosten, die 70 bis 80 % der Anfangsinvestitionen ausmachen [52, 37], kommen weitere Investitionsnebenkosten hinzu. Hier sind die Netzanbindung und das Fundament die Hauptkostenverursacher. Die Gesamtkosten für eine Anlage dieser Größenordnung betragen somit in etwa 4,5 Mio. EUR. Einen weiteren Kostenfaktor für Windenergieanlagen stellen die Betriebskosten dar, insbesondere die Wartungskosten. Auch Versicherungen, Steuern und Pachtgebühren gehören zu den Betriebskosten. Nach heutigem Standard kann man von etwa 1,5 bis 2 % der Investitionskosten einer Anlage pro Jahr ausgehen. Das entspricht etwa 90.000 EUR jährlich an Betriebs- und Wartungskosten [37]. Heutige WKA sind auf eine Laufzeit von etwa 20 Jahren ausgelegt. Neue getriebelose Varianten versprechen eine starke Reduktion der Betriebskosten.

Kleine Windkraftanlagen haben Kosten pro kW von in etwa 2.500 EUR [46]. Die entstehenden Mehrkosten bei einer Kleinanlage pro kW sind auf einen kleineren Skaleneffekt zurückzuführen. Somit kosten Kleinanlagen in der Anschaffung zwischen 37.500 EUR und 187.000 EUR, ausgehend von einer Nennleistung im Bereich von 15 kW bis 75 kW. Mit Installation und Netzeinbindung ist hier mit zusätzlich 5.000 bis 10.000 EUR zu rechnen.

Die Erlöse entstehen laut EEG aus der vom Netzbetreiber zu zahlenden Energieeinspeisevergütung. Jede Kilowattstunde Strom aus Windenergie wird mit einem festgelegten Betrag vergütet. Für Anlagen, die nach dem 1. Januar 2012 gebaut werden, bekommt der Betreiber eine Vergütung von 8.93 Cent pro kWh zugesprochen [52]. Dieser Betrag wird jährlich um

einen Prozentpunkt gesenkt. An dieser Stelle nochmal wichtig zu betonen ist, dass die Erträge einer WKA in der dritten Potenz von der Windgeschwindigkeit abhängig sind, das heißt bei einer Verdoppelung der Windgeschwindigkeit verachtfacht sich der Ertrag [38]. Dies gilt jedoch auch für die gegenläufige Richtung. Daher ist, wie schon zuvor angesprochen wurde, die korrekte Standortwahl das erfolgsentscheidende Kriterium für die Wirtschaftlichkeit einer Windkraftanlage.

Die Stromkosten einer WKA liegen in Deutschland durchschnittlich bei 5 bis 9 ct/kWh. Dies entspricht in etwa den Kosten bei neuen, konventionellen Kraftwerken auf Basis fossiler Energieträger. Die Renditen von Windenergieanlagen in Deutschland liegen durchschnittlich bei 6 bis 10 % vor Steuern (inkl. EEG Vergütung) [43, 52]. Zusammenfassend lässt sich sagen, dass unter Berücksichtigung der externen Kosten, welche beispielsweise auch die Kosten von Umweltverschmutzung und Entsorgung enthalten, über die Laufzeit Windkraftanlagen schon heute eine der günstigsten Stromquellen darstellen.

4.2.2 Energieerzeugung

Zeitliche Differenzierung

Zur Betrachtung der zeitlichen Differenzierung wird hier der IWR-Index herangezogen, welcher einem Produktionsindex entspricht. Als Grundlage dafür wird die Stromproduktion der Windkraftanlagen verwendet. Andere Maße setzen einen meteorologischen Windindex basierend auf der allgemeinen Wetterentwicklung ein. Da dieser in der Vergangenheit jedoch zu eindeutig schlechteren Abschätzungen für den Ertrag von Windkraftanlagen geführt hat, setzte sich der IWR-Index als anerkanntes Maß durch. Als Basis des IWR-Index wird der mittlere jährliche Energieertrag der letzten fünf Jahre herangezogen. Somit wird ein ertragsstarkes Jahr einen Wert von über 100 % erreichen und umgekehrt. Typischerweise wird der Index auch auf Monatsbasis berechnet. Hierbei ergibt die Summe aller Monate wieder den Energiebetrag zur Basis des mittleren jährlichen Energieertrages [53, 54].

Betrachtet man nun den Windertrag auf täglicher Basis, ist festzustellen, dass dieser über den Tagesverlauf als nahezu konstant angesehen werden kann. Dies ist nicht damit zu verwechseln, dass die eingespeiste Energie keinerlei Schwankungen unterliegt (dies ist bekanntermaßen immer der Fall). Ein Produktionsindex betrachtet, ob es bestimmte Tageszeiten gibt, an denen im Durchschnitt nachweislich mehr Energie durch WKA produziert wird. Als einzigen Unterschied im Verlauf des Windertrags konnte festgestellt werden, dass tagsüber ein leicht höherer Windertrag als nachts vorhanden ist [54, 55].

Interessant wird die Verteilung des Ertrags auf Monatsbasis. Hierbei ist eindeutig der Trend zu erkennen, dass vor allem in den Monaten April bis etwa September die Windenergie nur sehr geringe Erträge liefert. Dies stellt einen guten Ausgleich zu Solaranlagen dar, die in diesen Monaten ihren absoluten Höhepunkt erreichen. Untenstehendes Diagramm gibt den prozentualen Windertrag für den Zeitraum von 2003 bis 2010 aufgeschlüsselt nach Monaten Januar (=1) bis Dezember (=12) an.

Ein auf einen längeren Zeitraum betrachtetes Problem stellt die Unsicherheit in der gesamten Produktionsmenge des Stroms durch Windenergie dar. Als Einflussfaktor zur Bestimmung des Windertrags kann ebenfalls der IWR Windertragsindex herangezogen werden. Abbildung 4.15 veranschaulicht eine deutliche Reduktion des Windes während der letzten 5 Jahre beziehungs-

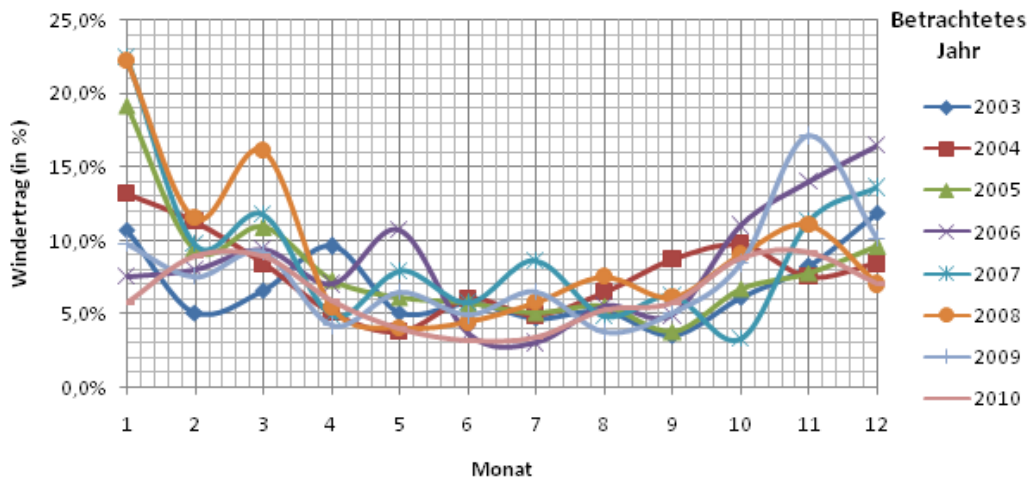


Abbildung 4.14: Windertrag gemessen anhand des IWR-Index (5 Jahre) für die Jahre 2003-2010. Betrachtet man die Winderträge der letzten 7 Jahre, ist festzustellen, dass Windenergie in der Betrachtung auf Monatsbasis eindeutig verstärkt in den Wintermonaten gewonnen wird. Daten entnommen aus [54].

weise eine breites Schwankungsintervall der erzielten Windausbeute. Diese Planungssicherheit der Stromerzeugung stellt ein enormes Problem dar und kann wegen des stark abfallenden Windertrags weitere Investoren abschrecken und somit den Ausbau der Windenergie gefährden (vgl. 4.2.1).

Mit dieser Unsicherheit geht vor allem für die Planung eines Energiekonzeptes eine große Herausforderung einher. Somit sollte zur Aufstellung eines Energieportfolios auch eine Szenarioanalyse durchgeführt werden, anhand derer Worst-Case Szenarien identifiziert werden müssen, um sich gegen eine etwaige Unterversorgung beziehungsweise teuren Stromzukauf zu schützen. Bei der Dimensionierung ist ebenfalls die Instandhaltung von Windenergieanlagen zu beachten. Sollten eine oder mehrere Anlagen in Revision gehen, kann dies zu großen Ausfällen für den Landkreis führen. Hierbei wird im Landkreis Freising eine Strategie gebraucht, um sich gegen größere Wartungs- und Revisionsmaßnahmen abzusichern.

Schwankungsproblematik der eingespeisten Leistung

Obwohl Windkraftanlagen zu den effektivsten und besten Stromproduzenten der regenerativen Energien zählen, sind auch Nachteile damit verbunden. Das primäre Problem von Windkraftanlagen ist deren stark fluktuierende Stromproduktion. Da diese alleinig von den im Moment vorherrschenden Windverhältnissen abhängig ist, kann es bei sehr starken Winden zu einer nicht gewollten und sehr hohen Stromüberproduktion kommen, während bei Windflauten keinerlei Energie erzeugt werden kann. Abbildung 4.16 zeigt beispielhaft die Schwankungen der Stromproduktion von Windkraftanlagen des Energiekonzerns E.ON für das Jahr 2009. Anzumerken ist hier auch der Begriff des Gradienten. Dieser drückt aus, wie schnell bzw. stark die

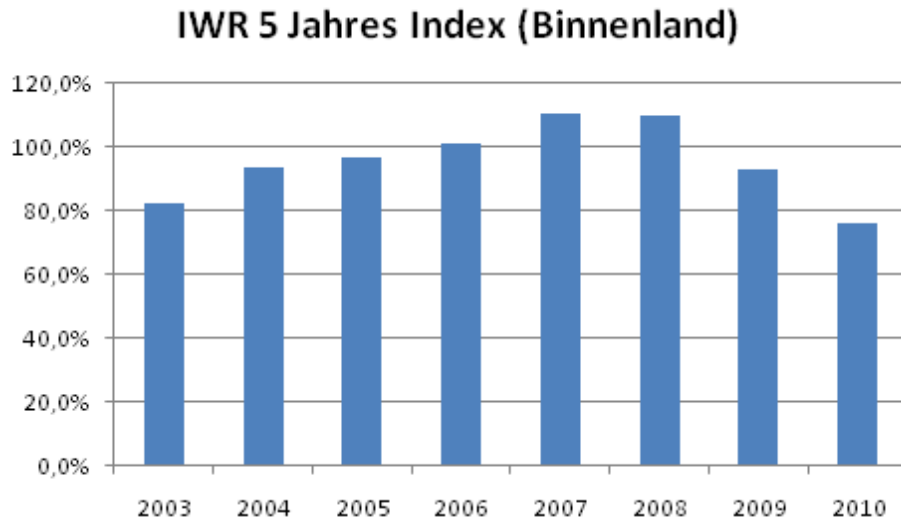


Abbildung 4.15: Windertrag gemessen anhand des IWR-Index (5 Jahre) auf Jahresbasis. Der IWR-Index veranschaulicht sehr deutlich, dass der Windertrag von Jahr zu Jahr stark schwanken kann und somit eine Planungsunsicherheit bezüglich der produzierbaren Menge besteht. Dies muss bei der Erstellung eines geeigneten Energieplanes unbedingt berücksichtigt werden. Daten entnommen aus [54].

Schwankung, also der Abfall oder Anstieg, der Leistung eines Kraftwerks ist. Windenergie hat sehr hohe Gradienten und kann innerhalb weniger Sekunden eine Schwankung von mehreren MW hervorrufen. Daher sind Windkraftwerke nicht zur Grundlastdeckung geeignet. Dies stellt eine der Hauptproblematiken im Bereich regenerativer Energien dar. Mittlerweile ist es einfach, mithilfe regenerativer Energieerzeugung Spitzenlasten abzudecken, jedoch stellen die meisten Kraftwerke (z.B. Wind und Photovoltaik) aufgrund ihrer schlechten Vorhersagbarkeit bei der Stromproduktion ein Risiko für das Stromnetz und die Aufrechterhaltung der Stromversorgung dar. Dieser Kritikpunkt wurde auch im Rahmen einer Untersuchung des Europäischen Instituts für Klima und Energie bestätigt. Laut dieser Studie kann Dänemark, das bereits 6.000 Windkraftanlagen besitzt und somit zu 20 % aus Windenergie versorgt werden kann, die bestehenden Kohlekraftwerke immer noch nicht abschalten, weil sonst die Grundlast nicht zuverlässig gedeckt werden könnte [56].

Zur Lösung dieser Problematik können derzeit im Wesentlichen drei Möglichkeiten genannt werden:

- Betreiben der Windkraftanlagen und Windparks als Cluster.
- Verwendung des Überschusses zur Aufladung grundlastfähiger Speicher.
- Verwendung von Elektroautos zur Speicherung von Strom im Sinne eines Smart Grid Gedanken.

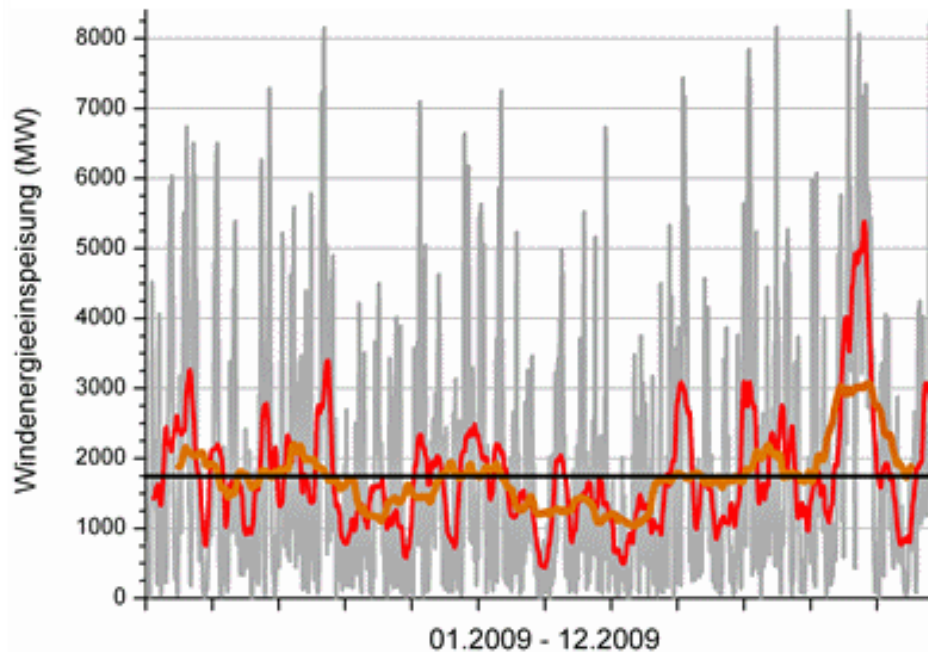


Abbildung 4.16: Leistungsschwankung deutscher Windkraftanlagen: Windenergieeinspeisung für das Jahr 2009 [57].

Das Betreiben der Windkraftanlagen beziehungsweise einzelner Windparks als Cluster wird aktuell von der Europäischen Union und dem Fraunhofer-Institut erforscht. Dabei verwenden die Stromversorger ein sogenanntes „Wind Farm Cluster Management System“, kurz WF-CMS. Dieses sorgt einerseits dafür, dass alle Windparks einer Region miteinander vernetzt sind und somit Spitzenlasten bzw. Überproduktionen ausgeglichen werden können. Andererseits sorgt ein vom Fraunhofer-Institut entworfenes Tool auf Basis Neuronaler Netze dafür, die Windleistung anhand von Wettervorhersagen zu antizipieren. Mithilfe dieser Technologie war es möglich, in Portugal ein Cluster von 204 MW und in Spanien ein Cluster von 107 MW erfolgreich und effizient in das Stromnetz einzubinden. Dabei wurde sogar erreicht, dass der Strompreis bei dieser Anzahl von Windkraftanlagen nur noch 5 Cent pro kWh betrug. Für 2035 prognostiziert man Produktionskosten von etwa 4 Cent pro kWh [58].

Ein zweiter Ansatz wird im Kapitel der Energiespeicher 4.6.1 diskutiert. Hierbei können die großen Gradienten der Windenergie durch kurzfristige Speicher (z.B. Schwungradspeicher, Batterien) oder durch grundlastfähige Speicher (Elektrolyse von Wasser zur Gewinnung von Wasserstoff und anschließender Methanisierung) ausgeglichen und zu einem späteren Zeitpunkt in das Netz integriert werden. Schwungradspeicher werden mittlerweile für unumgänglich beim Betrieb mehrerer Windkraftanlagen zur Glättung hoher Gradienten angesehen. Des Weiteren laufen dazu bereits seit 2004 Versuche auf der Insel Utsira (Norwegen), die bis heute stromautark betrieben wird, in welchen 4 Windkraftanlagen (Enercon E40), ein Schwungradspeicher zum kurzfristigen Ausgleich und eine Wasserstoffumwandlung zur langfristigen Speicherung

einsetzt werden [59]. Nach mehreren Jahren Erprobung konnte sichergestellt werden, dass Wind hier erstmalig als Primärenergie genutzt wird. Experten zufolge, allen voran dem Betreiber der Wasserstoffumwandlungsanlage Hydro, soll die Technologie aber mindestens noch 10 Jahre benötigen, um auf dem Festland konkurrenzfähig im Sinne der Wirtschaftlichkeit zu werden [59]. Die Speicherung von überschüssig erzeugtem Strom durch Smart Grid Systeme wird wahrscheinlich erst in ferner Zukunft zum Einsatz kommen können. Als Grundlage dient hier, dass ein derartiges Smart Grid im Landkreis Freising zur Verfügung stehen müsste (inklusive aller Kommunikationsleitungen plus der Steuerung) sobald sich genügend Elektroautos in Benutzung finden, die zum Ladevorgang angeschlossen werden können. Ein Pilotprojekt für ein Smart Grid wird hier zum Beispiel auf Malta mit dem Unternehmen IBM zusammen realisiert [60]. Dieses soll bis 2012 fertig gestellt werden und wird dementsprechend in naher Zukunft neue Erkenntnisse über die neuartige intelligente Vernetzung und IT-Steuerung von Stromnetzen bringen.

Beispiele aus dem Landkreis Freising

Im Landkreis Freising wird derzeit keine große Windkraftanlage betrieben. Daher kann nicht direkt auf ein Erfolgsmodell aus dem eigenen Landkreis zurückgegriffen werden. Erste Schritte in Richtung Windenergie wurden jedoch bereits eingeleitet. Der Landkreis Freising hat ein Windgutachten in Auftrag gegeben, welches in einem größeren Raster 16 mögliche Standorte für WKA identifiziert hat.

Windkraftanlagen werden aufgrund des erhöhten Finanzierungsaufwands primär durch private Investoren oder gemeinschaftliche Zusammenschlüsse hiesiger Energiekonzerne installiert. Das größte Problem der Windkraftanlagen stellt ihre Nichtakzeptanz in der Bevölkerung aufgrund erhöhter Lärmemission, landschaftliche Einschnitte und Schattenwurf dar. Ebenfalls befürchten die Bürger die Ansiedlung weiterer Industrie- und Energieerzeugungsanlagen, falls einmal eine Windkraftanlage in der Region entstehen sollte. Dies ist jedoch, zieht man alle Windkraftanlagen Bayerns (mehr als 400 Stück) in Betracht, ein unberechtigter Einwand, der sich über die Jahre hinweg nicht bestätigt hat.

Somit ist die größte Herausforderung nicht nur einen geeigneten Standort zur Aufstellung einer Windenergieanlage zu finden, sondern auch die Akzeptanz in der eigenen Bevölkerung zu erreichen. Aufgrund des in Zukunft erhöhten Strombedarfs aus regenerativen Energien, vor allem hinsichtlich der Abschaltung der Atomkraftwerke in den kommenden Jahren, wird Windenergie als einer der größten Stromlieferanten speziell für den Landkreis Freising eine unausweichliche Alternative darstellen. Somit stellt es eine zentrale Aufgabe dar, die Akzeptanz in der Bevölkerung durch umfangreiche Information deutlich zu steigern. Dass dies keine unmögliche Aufgabe ist und die Bevölkerung auch durchaus positiv gegenüber den Bau von Windkraftanlagen eingestellt sein kann, zeigt das Beispiel der Gemeinde Wildpoldsried.

Wildpoldsried besitzt mittlerweile fünf Windräder. Die Bürger, zuerst skeptisch über den Bau, wurden schnell in das Projekt miteingebunden und konnten sich mit Bürgerbeteiligungen in das Projekt einkaufen und somit den kostenintensiven Bau einer Windkraftanlage finanziell sowie ideell unterstützen. Im Jahr 2002 wurden zum Beispiel zwei Windkraftanlagen des Typs Südwind SW77 mit einem Investitionsvolumen von 6,6 Mio. DM durch eine Bürgervereinigung aus 94 Gesellschaftern finanziert. Dies führte letztendlich dazu, dass nach dem ersten erfolgreichen Anlauf kurz darauf weitere Anlagen gebaut wurden. Das Projekt hat durch die Betei-



Abbildung 4.17: Wildpoldsried mit seinen aus der Bürgerinitiative heraus entstandenen Windkraftanlagen, [61].

ligung große Akzeptanz in der Bevölkerung vor Ort gefunden. Mittlerweile ist Wildpoldsried hinsichtlich der Stromversorgung als autark anzusehen. Durch den Bau zweier neuer Windkraftanlagen soll die Gemeinde das zehnfache ihres eigenen Strombedarfs produzieren [61]. Die ersten WKA waren jedoch auch in Wildpoldsried ein Hindernis. Der Initiator der Gesellschaft Wendelin Einsiedler sowie Bürgermeister Arno Zengerle mussten ausdauernde und intensive Überzeugungsarbeit leisten, um die Bürger von ihrer damals innovativen Idee überzeugen zu können. Positives Ergebnis ist, dass mittlerweile 86 % der Wildpoldsrieder die Windkraftanlagen befürworten. Dafür hat laut dem Bundesverband für Windenergie auch maßgeblich die Bürgerbeteiligung beigetragen. Profitieren die Einwohner finanziell an den erneuerbaren Energien, steigt die Akzeptanz enorm. In Wildpoldsried freuen sich viele Bürger wenn sich die Windräder drehen, denn 6 - 10 % Rendite sind eine sehr realistische Annahme für neue Windkraftanlagen. In Tabelle 4.5 ist aufgezeigt, wie die Gemeinde das Projekt und die Gesellschaft zur Errichtung der zwei Windräder im Jahr 2002 grob gegliedert hat.

Bürgerfinanzierte Modelle schaffen erhöhte Akzeptanz in der Bevölkerung Das bestehende Modell wird auch von einer (nicht-repräsentativen) Onlineumfrage im Landkreis Dachau bestätigt, die aufgrund jüngster Entwicklungen zum Bau mehrerer Windkraftanlagen die Meinung der Bürger erfassen sollten. In der Umfrage sprachen sich 65 % für den Bau von Windrädern im Landkreis aus, wobei 36 % dies jedoch an feste Bedingungen knüpfen, wie zum Beispiel in der ersten Auswertung bezüglich des Betreibermodells zu sehen ist (vgl. 4.19) [62].

Das Modell der Bürgerbeteiligung, wie es auch in Wildpoldsried Anwendung findet, wird hier von 30 % der Bürger favorisiert. Hierbei würde sich der Großteil der Bürger mit einer Investitionssumme von 1.000 EUR bis 10.000 EUR beteiligen, jeder vierte würde einer Summe von 10.000 EUR investieren. Als wichtigste Tendenz ist aus Abbildung 4.19 zu entnehmen, dass sich die Bürger klar gegen die großen Energieversorger bei der Projektierung von Wind-

| | | |
|---|------------|-----------------------|
| Investitionssumme | 6,6 | Mio. DM |
| - davon Eigenkapital | 38 | % |
| - davon Fremdkapital | 62 | % |
| Gesellschaft | 94 | Gesellschafter |
| - davon aus Wildpoldsried | 52 | |
| - davon aus umliegenden Gemeinden | 42 | |
| Finanzielle Beteiligung der Gesellschafter | | |
| - Untergrenze | 5.000 | EUR |
| - Obergrenze | 25.000 | EUR |
| Entscheidungsträger | | |
| - Gesellschafterversammlung | | |
| - Gewählter Beirat aus 6 Mitgliedern | | |

Tabelle 4.5: Vorgehensweise der Gemeinde Wildpoldsried.

kraftanlagen aussprechen. Dies könnte vor allem darauf zurückzuführen sein, dass viele Bürger befürchten, dass große Energieunternehmen ihre Interessen beim Bau einer WKA nicht berücksichtigen. Abbildung 4.18 zeigt die Prioritäten der Bürger im Landkreis Dachau beim Bau von Windkraftanlagen.

Viele Punkte sprechen hierbei ökologische Werte an, die traditionell nicht mit den großen Stromversorgern assoziiert werden. Dies stellt gleichzeitig einen guten Startpunkt zur Förderung der regionalen Versorger und Unternehmen dar. Somit zeigt nicht nur das Beispiel aus Wildpoldsried, dass der Bau von Windkraftanlagen durch ein regionales Versorgungsunternehmen das Engagement der Bürger erhöhen kann.¹¹

¹¹Für Interessierte hat die Netzwerkagentur für Windenergie in Schleswig-Holstein einen geeigneten Leitfaden erstellt, der als Hilfestellung für Kommunalpolitiker einen möglichen Weg für solch einen erfolgreichen Bürgerwindpark vorgibt [63].

4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

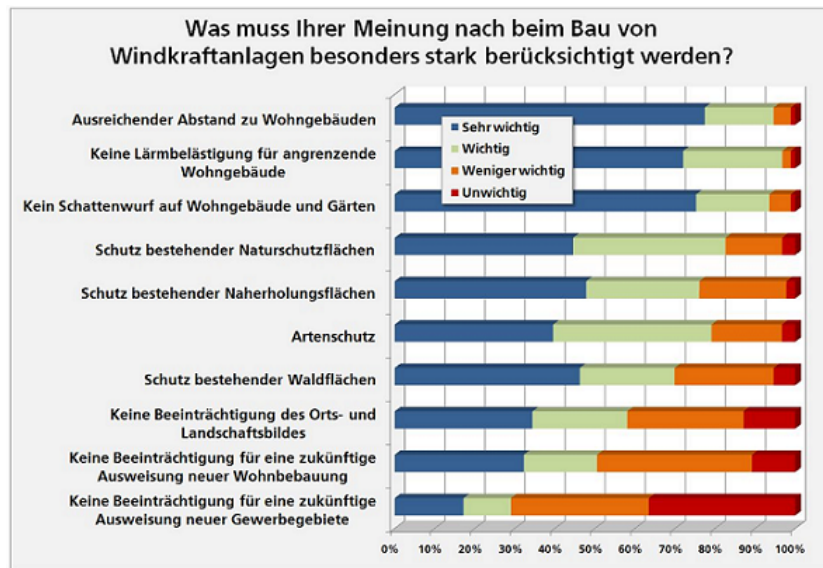


Abbildung 4.18: Online-Umfrage im Landkreis Dachau – Wichtige Faktoren, die Berücksichtigung finden sollten.

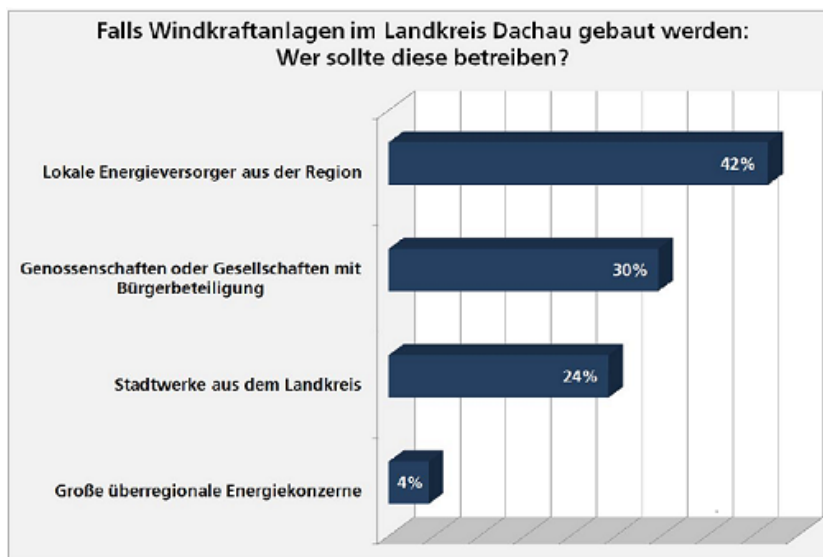


Abbildung 4.19: Online-Umfrage im Landkreis Dachau – Relevanz des Versorgungsunternehmens.

4.3 Wasserkraft

4.3.1 Grundlagen der Wasserkraft

Die Nutzung der Kraft des Wassers geht bereits mehrere tausend Jahre zurück. Damals wurden durch Wasserkraft betriebene Schöpfräder zur Bewässerung von Feldern eingesetzt. Im 18. Jahrhundert wurde schließlich das erste Wasserrad aus Gusseisen hergestellt. Mitte des 19. Jahrhunderts entstanden bereits Vorläufer der heutigen Turbinen. Heutzutage wird Wasserkraft zur Erzeugung elektrischen Stroms genutzt und bietet darüber hinaus die Möglichkeit, Energie zu speichern. Als Lieferant von Regenergie spielt die Wasserkraft eine wichtige Rolle zur Integration fluktuierender Windkraft und Photovoltaik in das Stromnetz. Die stetige Weiterentwicklung resultiert heute in einem maximal erreichbaren Wirkungsgrad der Kraftwerke im Bereich von 90 % [64]. Einher geht damit jedoch, dass es aktuell kaum noch finanzielle Förderungen für diese Technik gibt, siehe Tabellen 5.6, 5.7 und 5.8.

Wasserkraftwerke

Zu den konventionellen Wasserkraftwerken zählen Laufwasserkraftwerke, Speicherkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke. Darüber hinaus gibt es noch Meeresenergie-Kraftwerke. Dazu gehören Strömungskraftwerke und Wellenkraftwerke. Auch ein Prototyp eines Osmosekraftwerks wurde bereits gebaut. Dieses nutzt den Salzgradienten zwischen Meer- und Süßwasser zur Erzeugung von osmotischem Druck, welcher dann eine Turbine antreibt. Im Rahmen dieses Berichts soll jedoch lediglich auf die Funktionsweise der konventionellen Wasserkraftwerke genauer eingegangen werden.

Laufwasserkraftwerke nutzen die natürliche Strömungsenergie von Flüssen und Kanälen, siehe Abbildung 4.20. Das Fließwasser wird hierbei in eine Laufturbine geleitet, wobei die potentielle Energie des Wassers eine Drehung der Turbine verursacht. Durch die Rotationsbewegungen wird schließlich ein Generator angetrieben. Die Einfachheit des Prinzips und die Möglichkeit, Strom zur Grundlastdeckung bereitzustellen, machen diesen Typ zu dem am häufigsten eingesetzten in Deutschland. Rund 80 % der konventionellen Wasserkraftwerke in Deutschland sind Laufwasserkraftwerke [66].

Eine etwas andere Funktionsweise liegt Speicherkraftwerken zugrunde, siehe Abbildung 4.21. Bei ihnen wird der Höhenunterschied zwischen einem Speichersee und dem tiefer gelegenen Kraftwerk ausgenutzt. Der Wasserzulauf zum See ist natürlichen Ursprungs. In Druckrohrleitungen fließt das Wasser bei Strombedarf das Gefälle hinab und trifft auf die Turbinen, welche dadurch angetrieben werden. Durch die Kopplung dieser mit einem Generator wird Strom erzeugt. Das Wasser läuft schließlich in einem Fluss ab. Da diese Funktionsweise nicht kontinuierlich arbeitet, können Speicherkraftwerke nur zur Spitzenlastdeckung dienen.

Ein ähnliches Prinzip weisen Pumpspeicherkraftwerke auf, siehe Abbildung 4.22. Jedoch wird hierbei das zur Stromerzeugung genutzte Wasser in einen zweiten, auf Höhe des Kraftwerks liegenden Speichersee geleitet. Übertrifft das Stromangebot die Nachfrage, kann diese Überproduktion dafür verwendet werden, um Wasser aus dem tiefer gelegenen Speichersee in das höher gelegene Becken zu pumpen. Damit steht zur Deckung des Energiebedarfs in Spitzenlastzeiten wieder zusätzliches Wasser zur Stromerzeugung zur Verfügung. Der große Vorteil dieses Typs besteht also in der einfachen Speicherung von Energie in Form von potentieller

4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

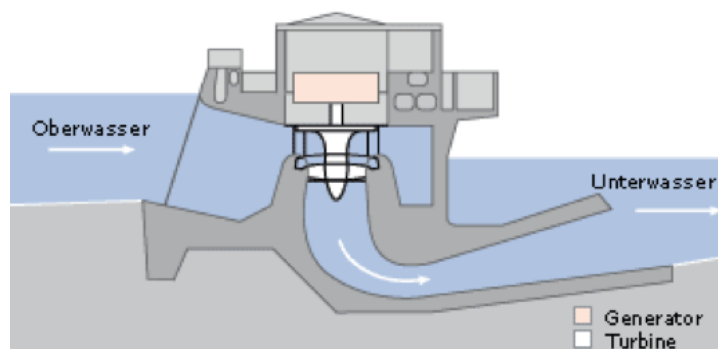


Abbildung 4.20: Laufwasserkraftwerk [65].

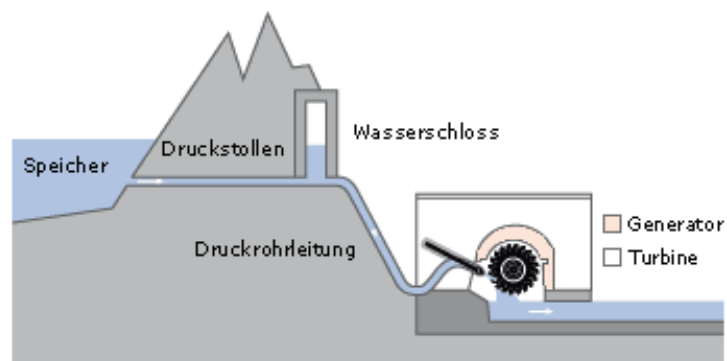


Abbildung 4.21: Speicherkraftwerk [65].

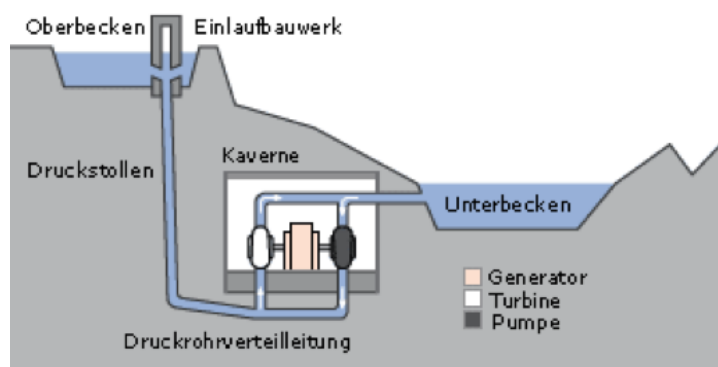


Abbildung 4.22: Pumpspeicherkraftwerk [65].

4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

Energie. Da Pumpspeicherkraftwerke also als Speichertechnologie betrachtet werden, werden diese in Kapitel 4.6 genauer behandelt.

Die Leistung von Wasserkraftwerken ist abhängig vom Durchfluss, der Fallhöhe und dem Wirkungsgrad. Folgende Gleichung stellt den Zusammenhang dar [67, S. 33]:

$$P = \eta \cdot Q \cdot h \cdot g \cdot \rho_{\text{Wasser}} \quad (4.1)$$

Hierbei stellt P die Leistung der Anlage, η den Wirkungsgrad, Q den Wasserdurchfluss, h die Fallhöhe, g die Erdbeschleunigung ($g \approx 9,81 \text{ m/s}^2$) und ρ die Dichte des Wassers ($\rho_{\text{Wasser}} \approx 1 \text{ t/m}^3$) dar.

Der Wirkungsgrad wird insbesondere von dem Wasserdurchfluss und der eingebauten Turbine bestimmt. Der Turbinentyp hängt im Wesentlichen von der Fallhöhe ab. Im Folgenden sollen kurz die drei gängigen Turbinenarten vorgestellt werden:

- Pelton-Turbinen (Abb. 4.23) werden für Fallhöhen von 300-1800 m genutzt. Der Wirkungsgrad kann dabei bis zu 90 % betragen. Wegen der großen Fallhöhen wird diese Turbinenart meist in Speicherkraftwerken eingesetzt.
- Die maximale Fallhöhe von Francis-Turbinen (Abb. 4.24) beträgt 700 m. Wegen einem Wirkungsgrad von bis zu 90 % und vor allem wegen ihrer universellen Einsetzbarkeit ist sie am weitesten verbreitet.
- Kaplan-Turbinen (Abb. 4.25) finden ihre Anwendung bei großen Wassermengen mit geringen Fallhöhen und dementsprechend oft in Laufwasserkraftwerken. Die Fallhöhen befinden sich zwischen 5 und 20 m. Wirkungsgrade von bis zu 95 % sind bei diesem Turbinentyp möglich [68].

Natürliche Bedingungen im Landkreis Freising

Der Landkreis Freising bietet beste Bedingungen zur Nutzung der Wasserkraft. Die Isar und die Amper weisen aufgrund ihres großen Durchflusses und der beachtlichen Fallhöhen ein großes Potential auf. Daneben gibt es auch noch viele kleinere Quellen, die aus dem tertiären Hügelland austreten. Diese entstehen dadurch, dass wasserundurchlässige Tone, die in der tertiären Molasse eingelagert sind, von oben durchsickerndes Wasser stauen. Grenzen diese Schichten an einem Hang an die Oberfläche können dadurch Quellen entstehen. Aufgrund dieser Gegebenheiten ist die Nutzung der Wasserkraft im Landkreis auch bereits sehr weit ausgebaut und bietet nur noch ein geringes Potential für einen weiteren Ausbau an Wasserenergie [70].

Vorhandene Wasserkraftanlagen im Landkreis Freising

Derzeit gibt es im Landkreis Freising 21 Laufwasserkraftanlagen. Die fünf größten Anlagen produzieren dabei 99 % der durch Wasserkraft erzeugten Leistung. Die gesamte derzeit erzeugte Ausbauleistung¹² beträgt ca. 50.000 kW. 46 % davon generiert das größte Werk in Pfrombach,

¹²Ausbauleistung ist ein feststehender Begriff zur Beschreibung von Wasserkraftwerken und darf nicht mit Ausbaupotential, also zusätzlich nutzbarem Potential, verwechselt werden. Ausbauleistung beschreibt die

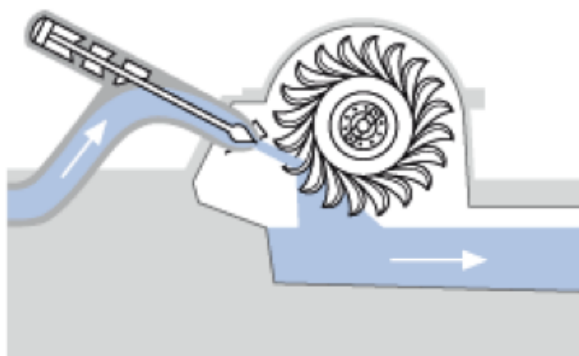


Abbildung 4.23: Pelton-Turbine [69].

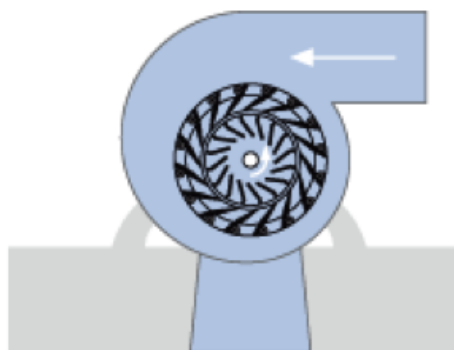


Abbildung 4.24: Francis-Turbine [69].

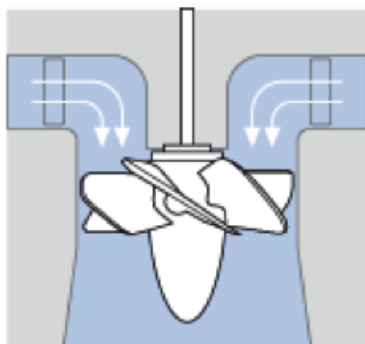


Abbildung 4.25: Kaplan-Turbine [69].

das von E.ON betrieben wird. Es folgen die Uppenbornwerke mit einer Ausbauleistung von 18.500 kW und schließlich die Kraftwerke in Haag, Kranzberg und in Unterbruck-Weng. Den Rest der Anlagen stellen Kleinkraftwerke dar, die im Schnitt etwa 40 kW generieren.

4.3.2 Ausbaupotential Wasserkraft im Landkreis Freising

Zur Ermittlung des Potentials wurden vom Landkreis Daten zu den aktuell vorhandenen Wasserkraftanlagen bereitgestellt. Daraus wurden Potentiale berechnet, die durch Modernisierungen möglich wären. Außerdem wurden potentielle neue Standorte für Wasserkraftwerke ausfindig gemacht und aus aktuellen Forschungsergebnissen neue Innovationen in der Wasserkrafttechnik herausgearbeitet.

Modernisierung alter Kraftwerke

Durch die Minimierung von Verlusten kann das Erzeugungspotential von Wasserkraftwerken deutlich erhöht werden. Anhand der Daten für die Ausbauleistung, den Ausbauzufluss und die Ausbaufallhöhe, welche für jedes vorhandene Kraftwerk vom Landkreis Freising zur Verfügung gestellt wurden, können die einzelnen Wirkungsgrade berechnet werden. Moderne Wasserkraftwerke erreichen dabei Wirkungsgrade von bis zu 95 %. Diese Wirkungsgrade können mit den im Landkreis vorliegenden verglichen werden, woraus sich die entsprechende Potentiale ableiten lassen. Tabelle 4.6 gibt eine Übersicht der bereits bestehenden Wasserkraftwerke im Landkreis und deren Wirkungsgrade.

Einige dieser Anlagen weisen einen Wirkungsgrad unter 80 % auf, da viele dieser Kraftwerke bereits in der ersten Hälfte des 20. Jahrhunderts errichtet und seitdem nicht mehr modernisiert wurden. Würden die betroffenen Anlagen auf den neuesten Stand der Technik gebracht werden, beispielsweise durch den Austausch alter gegen effizientere Turbinen (Repowering), so ließe sich wesentlich mehr Strom gewinnen. In Tabelle 4.7 wird ein zukünftiger Wirkungsgrad von 90 % für die veralteten Anlagen angenommen, um die mögliche erzielbare Mehrleistung zu ermitteln.

Aus der Berechnung wird ersichtlich, dass noch erhebliche ungenutzte Kapazitäten in den bereits bestehenden Anlagen verfügbar sind. Da die Werte für die Ausbauleistung hierbei als Grundlage dienten, wurde selbiges Vorgehen in Tabelle 4.8 auch auf die durchschnittlichen Werte angewandt. Der mittlere Durchfluss einiger kleinerer Anlagen ist jedoch nicht bekannt. Diese gehen dementsprechend ohne mögliche Steigerung in die Berechnung mit ein.

Durch die vorgeschlagenen Maßnahmen können etwa 3.000 kW mehr Leistung generiert werden. Die Wirtschaftlichkeit ist aufgrund positiver Skaleneffekte bei größeren Kraftwerken besser, da absolut mehr Leistung erzeugt werden kann als bei kleinen Kraftwerken. Somit können die Modernisierungskosten schneller zurück erwirtschaftet werden. Bei kleinen Anlagen ist die absolute Mehrleistung geringer, was aber dennoch hohen Investitionskosten gegenüber steht. Die Wirtschaftlichkeit muss insofern für jedes Kraftwerk im Einzelnen geprüft werden.

Kraftwerksleistung bei Ausbauzufluss, wobei Ausbauzufluss der maximal zu erwartende Wasserzufluss (das Fließgewässer führt viel Wasser) ist. Somit ist die Ausbauleistung geringer als die Nennleistung der Turbine (maximale Leistung der Turbine unabhängig vom Gewässer), ist aber höher als die Durchschnittsleistung (Leistung bei Durchschnittszufluss, relevant, um jährlich erzeugte Energie zu berechnen).

4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

| Wasserkraftanlage | Ausbauleistung [kW] | Ausbauzufluss [m ³ /s] | Ausbaufallhöhe [m] | Wirkungsgrad [%] |
|-------------------|------------------------|--------------------------------------|-----------------------|---------------------|
| 1 | 23.000 | 132 | 21,35 | 83,2 |
| 2 | 18.500 | 200 | 12,38 | 76,2 |
| 3 | 4.300 | 50 | 9,35 | 93,8 |
| 4 | 2.400 | 35 | 7,7 | 90,8 |
| 5 | 1.000 | 30 | 4,5 | 75,5 |
| 6 | 70 | 4 | 2,4 | 74,3 |
| 7 | 60 | 2,9 | 2,7 | 78,1 |
| 8 | 60 | 3,38 | 2,65 | 68,3 |
| 9 | 50 | 3 | 2,2 | 77,2 |
| 10 | 40 | 3,2 | 1,95 | 65,3 |
| 11 | 36 | 3 | 1,72 | 71,1 |
| 12 | 27 | 1 | 3,8 | 72,4 |
| 13 | 24 | 2 | 1,4 | 87,4 |
| 14 | 23 | 1,5 | 2 | 78,2 |
| 15 | 22 | 2,5 | 1,3 | 69,0 |
| 16 | 10 | 2 | 1 | 51,0 |
| 17 | 9 | 0,34 | 3,3 | 81,8 |
| 18 | 8 | 0,34 | 3,2 | 75,0 |
| 19 | 7 | 0,7 | 1,6 | 63,7 |
| 20 | 5 | 0,39 | 1,7 | 76,9 |
| 21 | 2 | 0,12 | 2,27 | 74,8 |
| Summe | 49.653 | | | |

Tabelle 4.6: Berechnung der Wirkungsgrade der Wasserkraftwerke im Landkreis Freising.

| Wasserkraftanlage | theoretische Leistung bei 90 % Wirkungsgrad [kW] | Mehrleistung [kW] | Jahresmehrleistung [kWh/a] |
|-------------------|---|----------------------|-------------------------------|
| 2 | 21.861 | 3.36 | 29.438.891 |
| 5 | 1.192 | 192 | 1.681.175 |
| 6 | 85 | 15 | 129.284 |
| 7 | 69 | 9 | 79.988 |
| 8 | 79 | 19 | 167.153 |
| 9 | 58 | 8 | 72.457 |
| 10 | 55 | 15 | 132.214 |
| 11 | 46 | 10 | 83.725 |
| 12 | 34 | 7 | 57.380 |
| 14 | 26 | 3 | 30.546 |
| 15 | 29 | 7 | 58.642 |
| 16 | 18 | 8 | 67.084 |
| 18 | 10 | 2 | 14.068 |
| 19 | 10 | 3 | 25.303 |
| 20 | 6 | 1 | 7.478 |
| 21 | 2 | 0,41 | 3.548 |
| Summe | 23.580 | 3.659 | 32.048.936 |

Tabelle 4.7: Ausbau-Mehrleistung der Kraftwerke mit einem Wirkungsgrad unter 80 % durch Modernisierung und somit Anstieg des Wirkungsgrades auf 90 %.

| Wasserkraftanlage | theoretische Leistung bei 90 % Wirkungsgrad [kW] | Mehrleistung [kW] | Jahresmehrerenergie [MWh/a] |
|-------------------|---|----------------------|--------------------------------|
| 2 | 17.707 | 2.722 | 23.846 |
| 5 | 1.391 | 224 | 1.961 |
| 6 | 68 | 12 | 103 |
| 7 | 76 | 10 | 88 |
| 8 | 77 | 19 | 163 |
| 9 | 62 | 9 | 77 |
| Summe | 19.381 | 2.995 | 26.238 |

Tabelle 4.8: Mehrleistung der Wasserkraftwerke bei Annahme eines zukünftigen Wirkungsgrades von 90 %. Es werden nur jene Anlagen mit derzeitigen Wirkungsgraden unter 80 % und bekanntem mittleren Durchfluss gezeigt.

Bau neuer Fließkraftwerke

Im September 2009 wurde die Studie „Ausbaupotentiale Wasserkraft in Bayern“, die im Auftrag der E.ON Wasserkraft GmbH, der bayerischen Elektrizitätswerke GmbH und der Rhein-Main-Donau AG erstellt wurde, veröffentlicht. Dabei wurden unter anderem Potentiale für den Neubau von Wasserkraftwerken im Freistaat Bayern analysiert. Im Landkreis Freising befinden sich demnach noch zwei weitere mögliche Standorte: In Palzing an der Amper und in Achering an der Isar. Die Leistung eines möglichen Kraftwerks in Palzing wird auf 2.260 kW geschätzt. In Achering können 925 kW generiert werden [71]. Die Studie bezieht sich jedoch nur auf Großanlagen. Kleinere Flüsse bzw. Standorte mit geringeren Potentialen wurden nicht miteinbezogen, da diese bisher als unwirtschaftlich galten. Jedoch wird in Zukunft auch Kleinwasserkraftanlagen ein durchaus bedeutender Beitrag beigemessen.

Kleinwasserkraftwerke

Die angesprochene Problematik, dass konventionelle Wasserkraftwerke an kleinen Flüssen heutzutage häufig die Anforderungen an die Wirtschaftlichkeit und die Genehmigungsfähigkeit nicht mehr erfüllen können, bewegte mehrere Forschungsgruppen dazu, sich intensiver mit Kleinwasserkraftanlagen auseinanderzusetzen. Ein solches Kleinwasserkraftwerk ist in den Abbildungen 4.26, 4.27 und 4.28 dargestellt. An der TU München wird eine derartige Anlage derzeit erfolgreich getestet. Als Kleinwasserkraftwerk ist sie für Fallhöhen von mindestens 1,50 m und einem Durchfluss ab 2 m³/s wirtschaftlich nutzbar. Bei größeren Fallhöhen ist auch ein geringerer Durchfluss möglich.

Dieses „Schacht-Kraftwerk“ befindet sich dabei vollständig unter Wasser in einem Schacht vor der Staumauer. Der Verschluss auf Höhe der Staumauer dient dem Durchlassen von Geröll und ist automatisch hochfahr- und absenkbar. Die Turbine liegt, gekoppelt mit einem Generator, direkt unter dem Flusslauf vor der Staumauer. Durch die kompakte Bauweise ist das Konzept besonders materialeffizient. Die Einströmung des Wassers in die Turbine erfolgt bei dieser Anordnung ohne größere hydraulische Verluste, wodurch die potentielle Energie effizient genutzt werden kann.

Die in der Rechenebene herrschenden geringen Fließgeschwindigkeiten erlauben es Fischen,

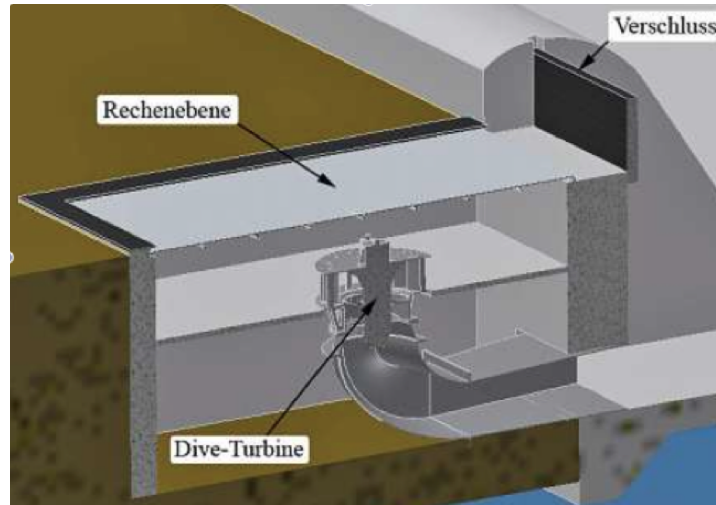


Abbildung 4.26: Anordnung des Schachtkraftwerks [72].

sich aus eigener Kraft zu lösen. Sie können aber auch mit dem über den Wehrverschluss ablaufenden Wasser ins Unterwasser gelangen. Des Weiteren ist seitlich eine Fischtreppe vorhanden, die es erlaubt vom Oberwasser ins Unterwasser und vor allem zurück zu gelangen. Ein Kraftwerksgebäude ist bei diesem Aufbau deshalb ebenso nicht notwendig wie bauliche Beeinträchtigungen des Ufers, was sowohl ökologische als auch ökonomische Vorteile mit sich bringt. Das Kraftwerk ist nicht sichtbar, unempfindlich gegenüber Hochwasser und Geschiebe und verursacht keine Lärmemissionen. Die Kosten sind stark standortabhängig, werden aber auf etwa 6.000 bis 10.000 EUR/kW geschätzt [72, 73]. Da die Erzeugung von Strom aus großen Wasserkraftwerken schon jetzt beinahe nicht mehr ausbaufähig ist, werden solche Kleinwasserkraftwerke, wie sie an der TU München entwickelt werden, eine immer bedeutendere Stellung einnehmen. Die Wirtschaftlichkeit „kleiner“ Standorte wird dadurch erheblich gesteigert. Denkbar ist auch eine Serienfertigung, was die Kosten natürlich noch weiter senken würde. Darüber hinaus werden insbesondere die Belange der Umwelt berücksichtigt und das technische Bauwerk wird optimal in die Landschaft integriert. Auch im Landkreis Freising könnte dieses Konzept Anwendung finden. Ein möglicher Standort wäre z.B. der alte Wehrkanal der Uppenbornwerke.

4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

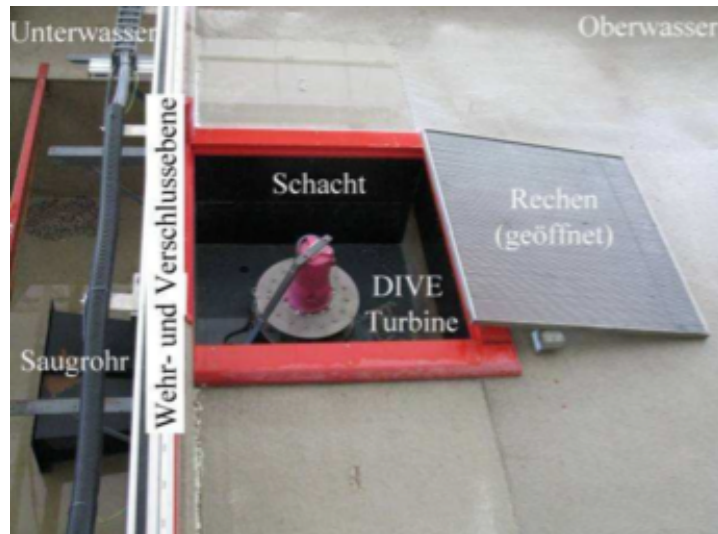


Abbildung 4.27: Ansicht des Modellversuchstandes mit geöffnetem Schacht (Fließrichtung von rechts nach links) [73].



Abbildung 4.28: Ansicht des Modellversuches in Betrieb [73].

Zusammenfassung Ausbaupotential

Die vorgeschlagenen Modernisierungen von bestehenden Wasserkraftanlagen mit einem Potential von rund 16,0 GWh/a werden nicht in das Ausbaupotential mitaufgenommen, da diese Modernisierungen für die individuellen Betreiber nicht wirtschaftlich und damit unattraktiv sind. Das Ausbaupotential stützt sich somit auf den Neubau der beschriebenen Kraftwerke in Palzing an der Amper und in Achering an der Isar. Das Potential dieser Anlagen wird mit 18,5 GWh/a beziffert. Zusätzlich werden 10 Kleinwasserkraftwerke in das Ausbaupotential mitaufgenommen, die zusammen weitere 1,4 GWh/a erzeugen. Das gesamte Ausbaupotential beträgt somit 29,9 GWh/a, siehe Abbildung 4.29.

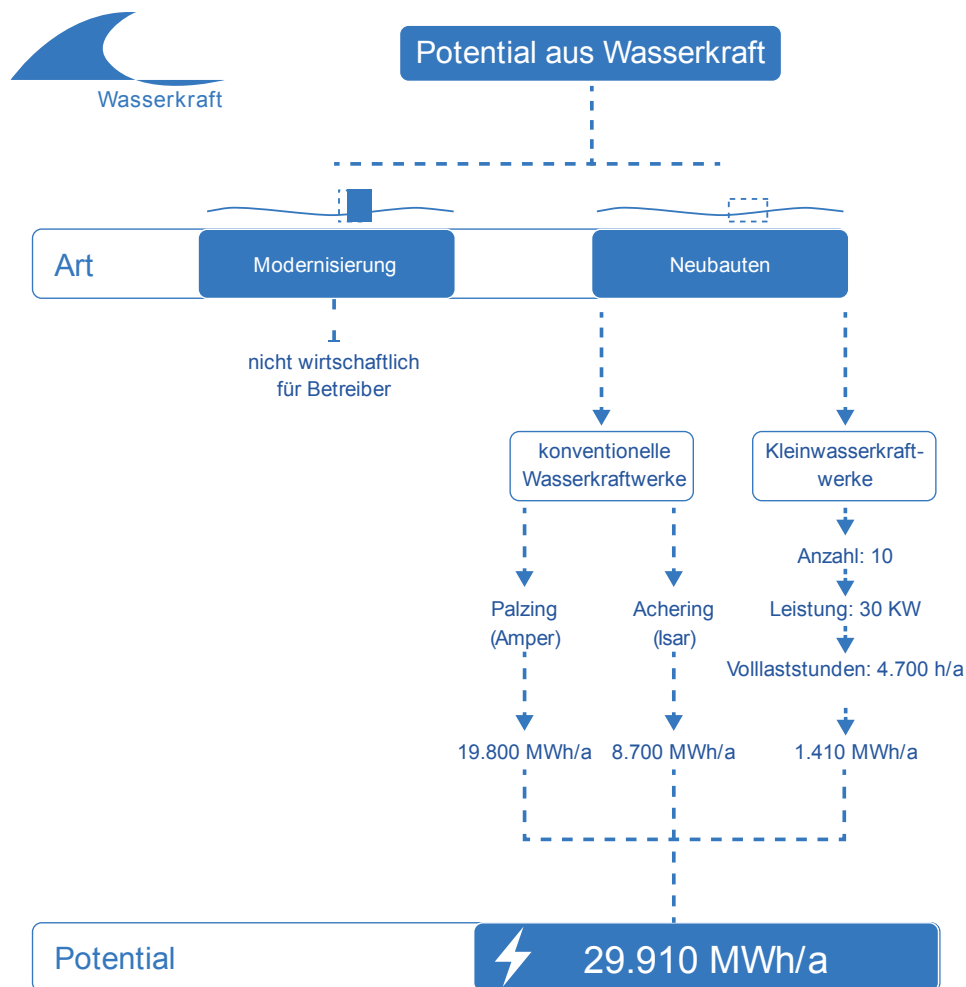


Abbildung 4.29: Ausbaupotential Wasserkraft.

4.4 Biomasse

4.4.1 Grundlagen

Mit bis zu 1.000 W/m^2 strahlt die Sonne in Deutschland bei wolkenfreiem Himmel auf die Erde. Durch Photosynthese bauen Pflanzen mit etwa 0,1 % der Sonnenenergie Biomasse aus Kohlenstoffdioxid, Wasser und Mineralien auf. Durch Verbrennen der Biomasse wird das Kohlenstoffdioxid wieder freigesetzt und die gebundene Energie zugänglich gemacht. Das Kohlenstoffdioxid steht dann anderen Pflanzen wieder zur Verfügung. Der Kreislauf ist somit CO_2 -neutral, mit Ausnahme der Zufuhr von energieintensiven Kunstdüngern und Transporten. Es gilt diese Einflüsse durch ökologisches Bewirtschaften und dezentrale Verarbeitung zu minimieren. Die Biomasse ist als planbare Energie neben der wetterabhängigen Photovoltaik und Windkraft eine wichtige Technologie zur Grundlastdeckung [74].

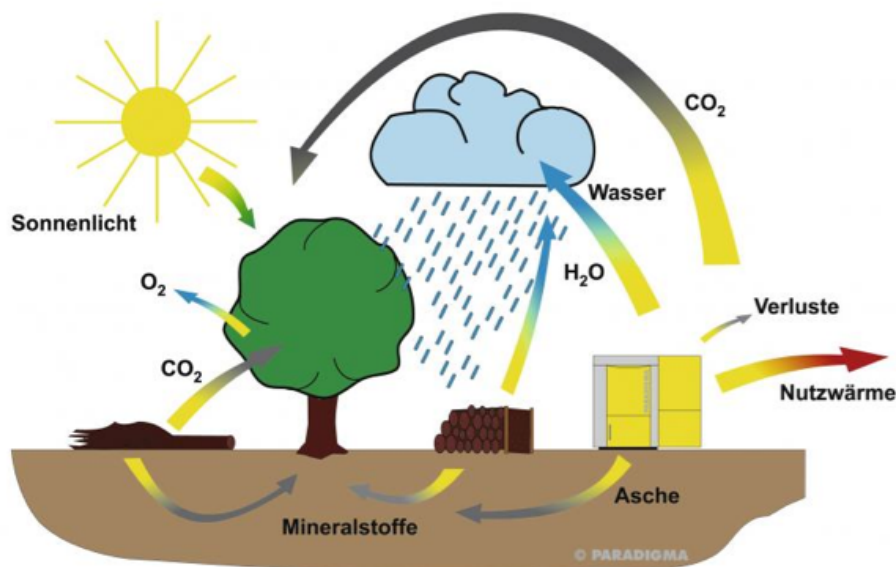


Abbildung 4.30: Der Kohlenstoffdioxidkreislauf von Biomasse [74].

Nutzungsformen

Biomasse kann sowohl zur Erzeugung von Strom und Wärme als auch zur Gewinnung von Kraftstoff genutzt werden, wobei im Folgenden lediglich auf die Erzeugung von Wärme und Strom näher eingegangen wird. Substanzen wie Pflanzen, Mist, Jauche, Gülle, Festmist usw. werden in der Regel in Biogasanlagen verwertet. Die Umwandlung von Biomasse in Biogas erfolgt dort durch vier Prozesse. In der ersten Phase erfolgt die Hydrolyse, die die energetisch verwertbaren Inhaltsstoffe in eine für die methanbildenden Bakterien leichter zugängliche Form umwandelt. Es folgt die Acidogenese, in der die Stoffe abgebaut werden und Produkte

4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

wie Carbonsäure, Ethanol, Kohlenstoffdioxid, Wasserstoff und Ammoniak entstehen. In der dritten Phase, der Acetogenese, wird Essigsäure produziert, welche in der schließlich folgenden Methanogenese in Methan umgewandelt wird. Dieses Methan ist der Energieträger des Biogases. Je größer der Anteil an Methan, desto größer ist also auch der Brennwert des Biogases. In der Regel erhält man Biogas mit 55-70 % Methan, was einem Heizwert von etwa 6 kWh/m³ entspricht [75, 76].

Energie aus Holz wird durch Verbrennung zugänglich gemacht. Dies erfolgt oft direkt vor Ort in den Haushalten in Form von Pellet- oder Hackschnitzelheizungen, wodurch natürlich der negative Einfluss des CO₂-emittierenden Transports in die Bilanz miteingeht. Im Gegensatz dazu ist natürlich auch die Betreibung eines Biomasseheizkraftwerks zur großmaßstäblichen Erzeugung von Energie möglich. Der Energiegehalt des Holzes ist stark vom Wassergehalt abhängig. Frisches Waldholz mit einem Wassergehalt von 60 % hat einen Heizwert von 2 kWh/kg. Nach etwa ein- bis zweijähriger Trocknung sinkt der Wassergehalt auf 20 %, der Heizwert steigt dementsprechend auf etwa 5 kWh/kg [77, 78]. Um den Wirkungsgrad von Biomassekraftwerken erheblich zu steigern ist die Ausführung als Blockheizkraftwerk (BHKW) zu empfehlen. Dabei wird das Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung in einer kleinen kompakten Anlage genutzt. Das bedeutet, dass die entstehende Prozesswärme bei der Stromerzeugung mithilfe eines Wärmetauschers nutzbar gemacht wird. Die so erzeugte Wärme kann direkt vor Ort zur Heizung oder zur Brauchwassererwärmung genutzt werden. Zur Stromerzeugung kann beispielsweise ein Gasmotor, der durch Biogas betrieben wird, genutzt werden. Der Wirkungsgrad wird auf diese Weise insgesamt von nur 30-40 % bei reiner Stromerzeugung auf ca. 85 % gesteigert. Blockheizkraftwerke haben ein Leistungsspektrum von 0,8 kW bis 2 MW [79].

Eine weitere Möglichkeit zur effizienten Nutzung von Biomasse besteht im Einsatz von Brennstoffzellen. Diese können mit Biogas, das einen hohen Methangehalt aufweist, betrieben werden. Dabei wird durch Elektrolyse die Energie aus dem Biogas in Strom und Wärme umgewandelt. Die entstehende Wärme lässt sich optimal zur Gebäudeheizung nutzen. Es lässt sich bei dieser Form der Umwandlung ein Wirkungsgrad von 60 % erzielen [80]. Die beiden letztgenannten Systeme sind aufgrund der kombinierten Erzeugung von Wärme und Strom optimal für eine dezentrale Gebäudeversorgung nutzbar.

Landnutzung im Landkreis Freising

Vom bayerischen Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten werden Daten zur Landwirtschaft und Forstwirtschaft der Landkreise geführt. Anhand dieser Daten aus dem Jahr 2006 konnte die Landnutzung des Landkreises nachvollzogen werden. Die Waldfläche im Landkreis Freising beträgt ca. 14.600 ha, also 18 % der Gesamtfläche, was deutlich unter dem bayerischen Durchschnitt von 36 % liegt. Der Nordwesten des Landkreises ist dabei deutlich am stärksten bewaldet. Der am geringsten bewaldete Bereich befindet sich im Südwesten Freising auf den Moorböden seitlich der Münchner Schotterebene. Im Nordwesten auf dem tertiären Hügelland dominiert die Fichte als Baumart, wobei dieser auf trockenen Böden häufig Kiefern beigemischt sind. Im Auwald an der Isar im Südosten herrschen zumeist Laubhölzer vor. Diese sind auch Bestandteil des FFH-Gebietes „Isarauen von Unterföhring bis Landshut“ [82]. Der stark ackerbaulich geprägte Landkreis weist mit 61 % einen der höchsten Anteile an landwirtschaftlicher Nutzfläche in ganz Bayern auf. Etwa 1830 Betriebe bewirtschaften die 48.800 ha. Die spezifische Nutzung dieser Flächen ist in Tabelle 4.9 aufgeschlüsselt. Für die Berechnung

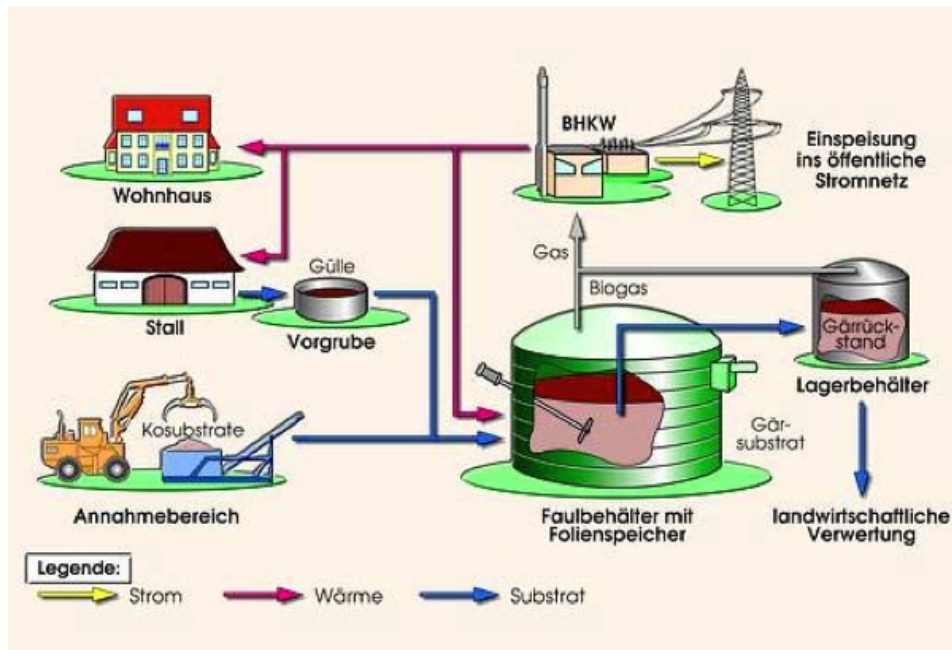


Abbildung 4.31: Übersicht Biomassenutzung zur Energieversorgung (hier durch Nassfermentation) [81].

des Biomassepotentials zur Energieerzeugung ist vor allem die stillgelegte Fläche von 3.445 ha hervorzuheben. Die bereits zum Anbau von Energiepflanzen verwendete Fläche beträgt 595 ha. Davon entfallen 416 ha auf Raps, 84 ha auf Weizen und 94 ha auf Silomais [83].

Vorhandene Anlagen zur energetischen Nutzung von Biomasse im Landkreis Freising

Derzeit befinden sich im Landkreis 20 Anlagen zur Nutzung von Biomasse als Energieträger (Stand Ende 2010). Darunter befinden sich 16 Biogasanlagen, 2 Anlagen zur Nutzung von Klärschlamm und 2 Anlagen zur Holzverbrennung. Zusammen haben sie eine elektrische Leistung von 30,5 MW. Die 16 Biogasanlagen erzeugten im Jahr 2010 ca. 33,9 GWh Strom. Die zwei Anlagen zur Klärschlammnutzung befinden sich in den Kläranlagen in Eching und Moosburg und erzeugten im selben Jahr ca. 1,1 GWh Strom. Aus dem Klärschlamm wird in Faultürmen Klärgas gewonnen, das wiederum in Gasmotoren mittels Kraft-Wärme-Kopplung zur Strom- und Wärmeerzeugung genutzt wird. In Moosburg befindet sich ein Nahwärmenetz im Aufbau, in das die Abwärme eingespeist wird. Die beiden zuvor genannten großen Holzverbrennungsanlagen befinden sich in Zolling und Neufahrn. Die Anlage in Zolling erzeugte im Jahr 2010 ca. 120 GWh Strom, bei optionaler Fernwärmeleistung von 30 MW. Die Anlage in Neufahrn erzeugte im gleichen Jahr ca. 30 GWh Strom und 47 GWh Wärme.¹³

¹³Zusätzlich wird Prozessdampf mit einem Energieinhalt von 15 GWh für ein lokales Unternehmen bereitgestellt.

| Flächennutzung | Fläche [ha] | Fläche [%] |
|---|--------------------|-------------------|
| Getreide insgesamt | 19.628 | 40,2 |
| Weizen | 11.158 | 56,8 |
| Wintergerste | 4.496 | 22,9 |
| Sommergerste | 1.942 | 9,9 |
| Hafer | 1.049 | 5,3 |
| Triticale | 523 | 2,7 |
| Roggen | 306 | 1,6 |
| Sonstige | 154 | 0,8 |
| Mais insgesamt | 7.452 | 15,3 |
| Silomais | 4.548 | 61 |
| Körnermais | 2.773 | 37,2 |
| Corn-Cob-Mix | 131 | 1,8 |
| Ölsaaten insgesamt | 4.478 | 9,2 |
| Raps | 4.377 | 97,8 |
| Sonstige | 101 | 2,2 |
| Echte Stilllegung | 3.445 | 7,1 |
| Hopfen | 1.909 | 3,9 |
| Ackerfutter insgesamt | 1.451 | 3 |
| Kleegras | 1.121 | 77,3 |
| Ackergras | 154 | 10,6 |
| Sonstige | 176 | 12,1 |
| Kartoffeln insgesamt | 680 | 1,4 |
| Speisekartoffel | 405 | 59,5 |
| Stärkekartoffel | 135 | 19,8 |
| Sonstige | 141 | 20,7 |
| Eiweißpflanzen insgesamt | 292 | 0,6 |
| Erbsen | 256 | 87,5 |
| Sonstige | 36 | 12,5 |
| Zuckerrüben | 256 | 0,5 |
| Feldgemüse | 176 | 0,4 |
| Sonstiges | 428 | 0,9 |
| Gesamte Ackerfläche | 40.195 | 82,3 |
| Dauergrünland insgesamt | 8.620 | 17,7 |
| Wiesen | 7.291 | 84,6 |
| Mähweiden | 840 | 9,7 |
| Weiden | 476 | 5,5 |
| Sonstige | 13 | 0,1 |
| Gesamte landwirtschaftliche Fläche | 48.816 | 100 |

Tabelle 4.9: Nutzung der landwirtschaftlichen Fläche im Landkreis Freising 2006 [83]. Aktuellste Zahlen aus dem Jahr 2011 zeigen vernachlässigbare Abweichungen (Gesamtfläche 2011: 48.402 ha)

4.4.2 Abschätzung der Biomasse-Gesamtpotentiale im Landkreis Freising

Die Nutzung von Flächen zur Produktion von Energiepflanzen anstelle von Lebensmitteln ist umstritten. Viele stehen dem ablehnend gegenüber, da sie die Lebensmittelproduktion entscheidend negativ beeinträchtigt sehen und höhere Lebensmittelpreise befürchten. Im Folgenden werden, aufgrund des in dieser Arbeit gewählten Ansatzes einer nachhaltigen Energieversorgung, nur Flächen für die Berechnung des Potentials berücksichtigt, die nicht zur Produktion von Lebensmitteln dienen. Dies bedeutet, dass nur die bereits zum Anbau von NaWaRos genutzten Flächen und stillgelegte Flächen berücksichtigt werden. Die Fläche zum Anbau von Nahrung bleibt also gleich und wird nicht verringert. Zusätzlich wird das Potential des Forstbestandes ermittelt. Wichtig ist, dass in diesem Kapitel Gesamtpotentiale basierend auf den verfügbaren Nutzflächen ermittelt werden. Das Ausbaupotential ergibt sich daher aus der Differenz von Gesamtpotential und bereits erzeugter Energie aus Biomasse.¹⁴

Potential der Landwirtschaft

In diesem Abschnitt wird das Gesamtpotential der Biomasse aus der Landwirtschaft ermittelt. Das Vorgehen ist in Abbildung 4.32 zusammengefasst. Biomasse beinhaltet hierbei neben NaWaRos auch Biomasse aus organischen Abfallstoffen wie Gülle, Mist und Speisereste, die somit nicht ungenutzt bleiben. Das Potential aus Holz wird hingegen im folgenden Abschnitt separat ermittelt. Im Landkreis werden bereits 1.213 ha zum Anbau von NaWaRos genutzt. Darüber hinaus sind etwa 3.445 ha stillgelegt, siehe Tabelle 4.9. Somit stehen 4.658 ha für den Anbau von NaWaRos zur Verfügung. Laut einer Umfrage im Landkreis Freising wird aktuell zu 70 % Mais für die Nutzung als Energiepflanze angebaut. Silomais ist mit jährlich rund 55 t/ha FM Frischmassehektarertrag die ertragreichste Energiepflanze unter den für den Anbau im Landkreis geeigneten NaWaRos [84], [85], [86], [87], [88], [89], [90, S. 187]. Neben Mais wird hauptsächlich Gras für die Biogaserzeugung genutzt. Wird Gras intensiv angebaut (Wirtschaftsgrünland), wird ein Frischmassehektarertrag von rund 36 t/ha FM erreicht, bei extensiver Nutzung (standortgerecht) sind es rund 24 t/ha FM [86], [89], [91], [92]. Im Durchschnitt wird von einem jährlichen Ertrag von 30 t/ha ausgegangen. Weitere genutzte Pflanzen wie beispielsweise Getreide haben einen Ertrag der zwischen dem von Silomais und Gras liegt, deren Anbau ist somit im Mittel berücksichtigt. Die Frischmasse enthält einen großen Anteil Wasser. Der Anteil an Trockenmasse beträgt bei Mais rund 33 % und bei Gras rund 35 %. Diese Trockenmasse besteht zu 95 % bzw. 88 % aus organischer Trockensubstanz (=Trockenmasse minus Rohasche), die letztlich relevant für den Biogasertrag ist. Pro Hektar erhält man somit 17 t/ha oTS Silomais und 9,2 t/ha oTS Grassilage. Der jährlich Biogasertrag bezogen auf die organische Trockenmasse beträgt 600 Nm³/t für Silomais und 560 Nm³/t oTM für Grassilage. Damit ergibt sich ein jährlicher Biogas-Hektarertrag von 10.346 Nm³/ha bzw. 5.174 Nm³/ha. Dieses Biogas besteht im Fall von Silomais zu 52 % aus Methangas (CH₄), bei der Grassilage sind es 54 %. Somit werden jährlich insgesamt 21.445.501 Nm³ CH₄/ha gewonnen. Mit dem Heizwert von Methangas von rund 10 kWh/Nm³ CH₄ werden somit aus NaWaRos rund 214,5 GWh/a an Energie erzeugt [93].¹⁵ Aktuell stammen rund 25 % der gesamten Biogaserzeugung im Landkreis Freising aus organischen Abfallstoffen. Wird für die Zukunft von

¹⁴Im Gegensatz dazu wird für PV, Solarthermie und Wasserkraft explizit das Ausbaupotential ermittelt.

¹⁵Der Heizwert von Biogas aus Mais beträgt rund 5,2 kWh/Nm³, von Biogas aus Gras rund 5,4 kWh/Nm³

einem vergleichbaren Anteil ausgegangen, beträgt die insgesamt zu erzeugende Energiemenge somit rund 286,0 GWh/a, wovon 15 % für den Prozess (Gärvorgang) selbst benötigt werden [94]. Wird aus dem Methangas Strom- und Wärme in einer KWK-Anlage mit einem Gesamtwirkungsgrad von 85 % erzeugt, liefert die Biomasse jährlich rund 77,8 GWh/a Strom und 128,8 GWh/a Wärme.

Potential der Forstwirtschaft

In diesem Abschnitt wird das Potential von Holz ermittelt, das nachhaltig aus den Wäldern im Landkreis Freising gewonnen werden kann. Das Vorgehen ist in Abbildung 4.33 zusammengefasst. Die Waldfläche im Landkreis Freising beträgt 14.500 ha. Rund 65 % davon sind Nadelwald, die restlichen 35 % sind Laubwald [95]. Damit hat der Landkreis Freising im Vergleich zum restlichen Bayern einen etwas höheren Anteil an Laubwald. Die Zuwachsrate von Nadelbäumen liegt mit durchschnittlich 14 Fm/ha pro Jahr über dem von Laubbäumen mit jährlich 10 Fm/ha [96].¹⁶ Damit wachsen in den Wäldern des Landkreises 182.700 Fm Holz jährlich nach. Genutzt werden davon nur 90.000 Fm, damit besteht für Waldbesitzer die Möglichkeit, das Potential unter Berücksichtigung des Nachhaltigkeitsgedankens weiter auszuschöpfen [97, 98]. Ein Teil des Holzes wird für die industrielle Weiterverarbeitung als Schnitt- oder Industrieholz genutzt, der Rest dient direkt als Energieholz zur Strom- bzw. Wärmeerzeugung. Im Rahmen dieser Potentialstudie wird von einer Verwendung von rund 40 % des Nadelholzes und 60 % des Laubholzes direkt als Energieholz ausgegangen [99]. In der Industrie (Verarbeitung von Schnittholz und Industrieholz) fallen wegen Verschnitt, Materialfehler usw. ca. 30 % Industrierestholz an [100, S.75]. Von dieser Menge wird ein großer Teil von den Unternehmen wiederum als Stoffgut verkauft. Einige nützen es aber auch zur eigenen Wärmeversorgung beziehungsweise verkaufen es an Pellet- oder Hackschnitzelproduzenten. Werden 20 % des Industrierestholzes energetisch genutzt, ergeben sich noch einmal ca. 6.000 Fm/a. Darüber hinaus kann Altholz zur Energieerzeugung genutzt werden. Jährlich fallen in Deutschland 95 kg Altholz pro Einwohner an [101, S. 144], beispielsweise alte Möbel. Mit der Anzahl der Einwohner ließe sich also leicht ein mögliches Potential abschätzen. Da jedoch nicht bekannt ist woher das Altholz stammt und nur das Potential des Landkreises Freising selbst betrachtet wird, wird ein anderer Ansatz gewählt. Schätzungsweise werden 10 % des jährlich verarbeiteten Industrieholzes, also in Form von Produkten in Umlauf kommendes Holz, als Altholz verwertet. Da Altholz aufgrund der Schadstoffgehalte von behandeltem Holz nicht mehr in Deponien entsorgt werden darf, ist die energetische Verwertung wesentlich angestiegen und liegt nun bei 78 % [102] in Biomasseheizkraftwerken. Der Rest wird fast vollständig in Müllverbrennungsanlagen verbrannt. Somit stehen weitere knapp 5.500 Fm pro Jahr zur Energieerzeugung zur Verfügung. Entscheidend für die Energiegewinnung ist die Trockenmasse (kg_{atro}) pro Festmeter Holz. Ein Festmeter Nadelholz enthält rund 455 kg_{atro} , bei Laubholz sind es 670 kg_{atro} [103, S. 250-260]. Damit können nachhaltig 49.485 t_{atro} jährlich zur Energieerzeugung genutzt werden. Da Holz bestens für dezentrale Wärmeerzeugung direkt vor Ort geeignet ist, wird angenommen, dass etwa 50 % der absoluten Trockenmasse, die in einem Jahr zuwächst und als Energieholz verwertet wird, rein für Wärmeerzeugung verwendet wird. Das Heizen vor Ort kann in hauseigenen Pelletheizungen oder Kachelöfen stattfinden. Dieser Weg der Nutzung erscheint angesichts der

¹⁶1 Festmeter (Fm) Holz entspricht 1 m³ Holz.

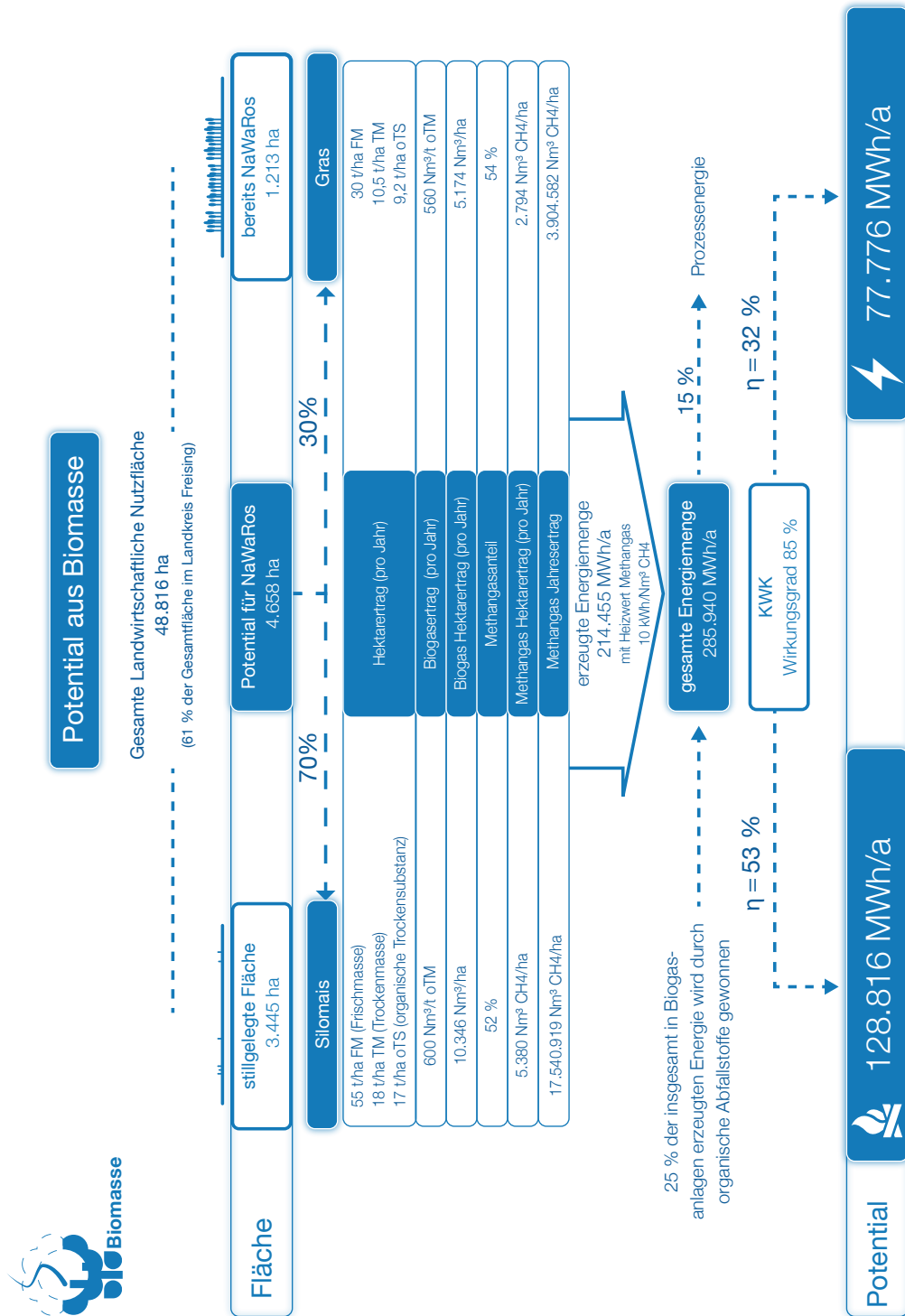


Abbildung 4.32: Gesamtpotential von Biomasse (exklusive Holz).

relativ geringen zur Verfügung stehenden Menge Holz zur großmaßstäblichen Nutzung sinnvoller und sollte deshalb dementsprechend gefördert werden. Der Wirkungsgrad beträgt dabei etwa 85 %. Die andere Hälfte wird in Anlagen durch Kraft-Wärme-Kopplung hocheffizient zu Strom und Wärme umgewandelt. Bei der Verbrennung von Biofeststoffen ergibt sich ein Wirkungsgrad von 50 % für die Wärmeerzeugung und 30 % für die Stromerzeugung [104, S. 90-130]. Mit einem Heizwert von $5,12 \text{ MWh/t}_{\text{atro}}$ ergibt sich für Holz schließlich ein energetischen Potential von $38,0 \text{ GWh/a}$ Strom und $171,0 \text{ GWh/a}$ Wärme. Über dies hinaus können zur Biomasseverbrennung auch Hölzer aus extra angepflanzten Energiewäldern verwendet werden. Diese bestehen aus Baumarten mit hohen Zuwachsraten, wie z.B. Pappel und Weiden [105]. Außerdem könnten Schwemmh Holz und auch schilfartige Pflanzen genutzt werden.

4.4.3 Zusammenfassung Potential aus Biomasse

Tabelle 4.10 fasst die Gesamtpotentiale zusammen, die für die Strom- und Wärmeenergieerzeugung aus Biomasse zur Verfügung stehen.¹⁷ In das Gesamtpotential der Landwirtschaft fließt die Biomasse aus NaWaRos und aus organischen Abfällen mit ein. Dazu werden knapp 10 % der landwirtschaftlichen Fläche im Landkreis Freising für den Anbau von NaWaRos genutzt. Die organischen Abfälle werden in der Größenordnung berücksichtigt, wie sie aktuell zur im Landkreis erzeugten Biogasmenge beitragen. Das Gesamtpotential der Forstwirtschaft beinhaltet Biomasse aus Holz. Die berücksichtigte Holzmenge basiert auf einer nachhaltigen Waldbewirtschaftung. Alle Annahmen sind in den vorherigen zwei Abschnitten ausführlich beschrieben. Im Jahr 2010 wurden rund $35,0 \text{ GWh}$ Strom (siehe Tabelle 6.3) in Biogasanlagen erzeugt. Damit ist knapp die Hälfte des Biomassepotentials aus der Landwirtschaft bereits ausgeschöpft. Darüber hinaus verbrennen die beiden Holzheizkraftwerke in Zolling und Neufahrn mit ca. 140.000 t jährlich (beinhaltet nicht Holz für Prozessdampfbereitstellung) bereits wesentlich mehr Holz als im Landkreis pro Jahr nachwächst. Aufgrund dessen werden diese beiden Anlagen bei der später folgenden Berechnung der gesamten erzeugten Energie zunächst außen vor gelassen. Das (Alt-)holz, das in diesen Holzverbrennungsanlagen verwertet wird, stammt größtenteils nicht aus dem Landkreis Freising. In den mit Biogas betriebenen Blockheizkraftwerken wurden im Jahr 2010 rund $50,0 \text{ GWh}$ Wärme erzeugt (siehe Tabelle 6.4). Dies entspricht ca. 40 % des Gesamtpotentials. Ein Vergleich mit dem bereits genutzten Anteil am Gesamtpotential basierend auf den Stromdaten zeigt, dass die im KWK-Prozess anfallende Wärme noch effizienter genutzt werden kann. Die Nutzung der in diesen Blockheizkraftwerken anfallenden Wärme ist allerdings nur schwierig vollständig möglich, wenn sich die Anlage weit entfernt von einer ausreichenden Anzahl an zu beheizenden Gebäuden befindet.

Grundsätzlich wäre es möglich weitere Flächen zum Anbau von Energiepflanzen zu nutzen. Dies stünde jedoch in Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion und verletzt den Anspruch einer nachhaltigen Energieversorgung. Zudem sei noch erwähnt, dass auch die Natur von ihren eigenen Erzeugnissen abhängt. Die Fruchtbarkeit und somit die Produktivität des Bodens ist schließlich von den in ihm enthaltenen Mineralien abhängig. Eine Überstrapazierung des Bodens durch Ausbeutung seiner Nährstoffe kann negative Folgen mit sich ziehen.

Die Kosten für Biogasanlagen werden auf etwa 2.500 EUR/kW für größere Anlagen und 4.000 EUR/kW für kleinere Anlagen geschätzt [93]. Gefördert werden jedoch insbesondere

¹⁷Das Ausbaupotential ergibt sich aus dem Gesamtpotential abzüglich der bereits aktuell aus den vorhandenen Ressourcen erzeugten Strom- und Wärmeenergiemenge.

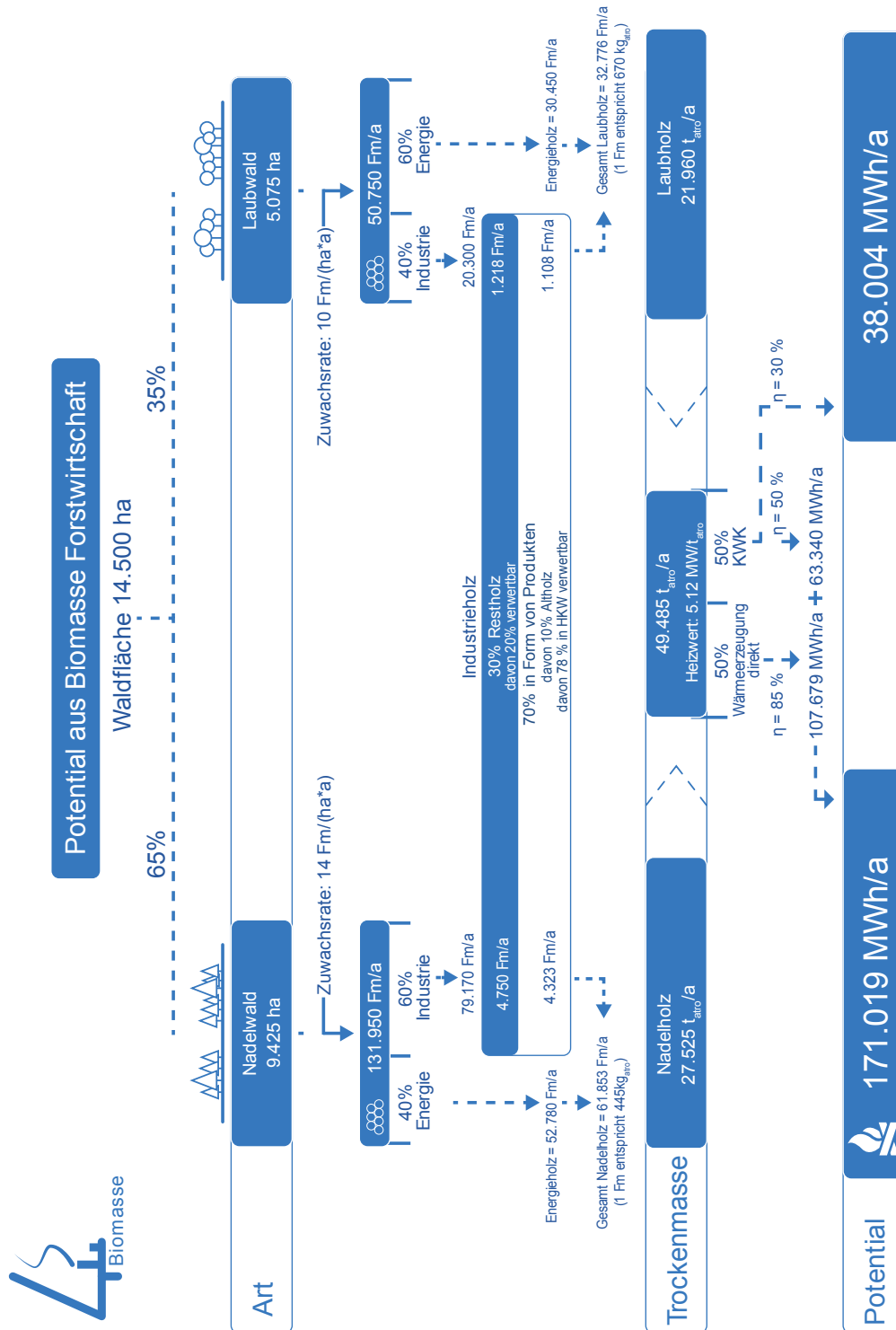


Abbildung 4.33: Gesamtpotential von Holz.

4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

| | Strom [MWh/a] | Wärme [MWh/a] |
|------------------------|----------------------|----------------------|
| Landwirtschaft* | 77.776 | 128.816 |
| Forstwirtschaft | 38.004 | 171.019 |
| Gesamt | 115.780 | 299.835 |

Tabelle 4.10: Gesamtpotential aus Biomasse. *inkl. organische Abfälle

Anlagen zur Verbrennung von Biofeststoffen. So gibt es z.B. Marktanreizprogramme zur Förderung von Holzhackschnitzelheizungen, Scheitholzvergaserheizungen und Pelletheizungen. Die Förderung betrifft dabei sowohl Kommunen als auch Privatpersonen. Eine geeignete Informationsplattform für diese Fragen stellt die vom BINE Informationsdienst verwaltete Homepage zur Energieförderung dar [106]. Weitere Informationen zur Förderung von Biomasse finden sich in Tabelle 5.4 und 5.5.

4.5 Solarthermie

Die Sonne stellt täglich ein enormes Energiepotential zu Verfügung, das in Deutschland den Primärenergieverbrauch um ein Vielfaches übersteigt. Fossile Brennstoffe wie Kohle, Erdöl oder Erdgas sind dagegen nur begrenzt vorhanden und werden nach neusten Entwicklungen immer teurer. Deshalb ist es nicht nur ökologisch sondern auch wirtschaftlich sinnvoll, Solarthermieanlagen zur Warmwasseraufbereitung und Heizungsunterstützung zu nutzen.

4.5.1 Technologie

Beschreibung der Technologie

Bei Solarthermieanlagen unterscheidet man zwischen Anlagen, die alleine Warmwasser bereitstellen und Anlagen, die sowohl warmes Trinkwasser als auch warmes Wasser für die Heizungsunterstützung liefern. Zur Stromerzeugung können solarthermische Anlagen im Landkreis Freising nicht eingesetzt werden, da die Sonneneinstrahlung zu gering ist. Solarthermische Anlagen zur Wärmeerzeugung sind relativ einfach aufgebaut und bestehen im Wesentlichen aus einem Kollektorfeld, einem Speichersystem und einem Rohrleitungssystem zwischen Kollektoren und Speicher.

Die Sonnenkollektoren absorbieren die Sonneneinstrahlung, wobei die Energie von einem Wärmeträgermedium in einem System von Röhren gesammelt wird. Dieses Medium fließt weiter zu einem Warmwasserspeicher. Dort wird die Wärme über einen Wärmetauscher an das Trinkwasser übertragen. Das abgekühlte Medium wird zum Kollektor zurück gepumpt, solange nutzbare Wärme zur Verfügung steht. Das erwärmte Trinkwasser steigt im Speicher nach oben, so dass sich dort eine Schichtung von warmem und kaltem Wasser ergibt.

Es gibt unterschiedliche Typen von Kollektoren. 90 % der Solaranlagen werden jedoch mit **Flachkollektoren** gebaut. Diese bestehen aus einem flachen, wärmegeprägten Gehäuse mit einer transparenten Glasabdeckung. Der Absorber, eine innere, schwarze Oberfläche, absorbiert die eingestrahelte Sonnenenergie und erhitzt so das darunter liegende Rohrsystem. Flachkollektoren sind robust, variabel montierbar und haben ein sehr gutes Preis-Leistungs-Verhältnis (200-400 EUR/m²) [108]. Bei **Vakuummöhrrenkollektoren** ist der Absorber in eine evakuierte Glasröhre eingebaut. Durch die guten Wärmedämmungseigenschaften des Vakuums können die Wärmeverluste fast vollständig reduziert werden. Deshalb erzielt diese Kollektorart höhere Wirkungsgrade als Flachkollektoren, ist aber auch deutlich teurer (600-900 EUR/m²). Es werden außerdem höhere Temperaturen erreicht als im Flachkollektor, was eine effektivere Heizungsunterstützung möglich macht.

Um die erzeugte Wärme zu speichern, werden entsprechende **Solar- oder Pufferspeicher** eingesetzt, die in ihrer Größe auf die Kollektorfläche abgestimmt werden müssen. Für Anlagen zur Heizungsunterstützung werden meist Kombispeicher verwendet, bei denen die Solaranlage, die Warmwasseraufbereitung und die Heizung verschaltet sind. Solche Kombisysteme mit einer Kurzzeit-Wärmespeicherung für zwei Tage werden meist in Ein- oder Zweifamilienhäusern eingesetzt, um kurze sonnenarme Perioden zu überbrücken.

Neben dem Wohn- und Bürogebäudebereich bieten auch gewerbliche Betriebe große Potentiale für die Nutzung der Solarthermie, da in Europa rund 30 % des industriellen Wärmebedarfs auf einem Temperaturniveau von unter 100 °C liegen, was häufig eine thermische Nutzung der Sonnenenergie erlaubt. Solarthermie ist vor allem für Betriebe geeignet, die insbesondere in

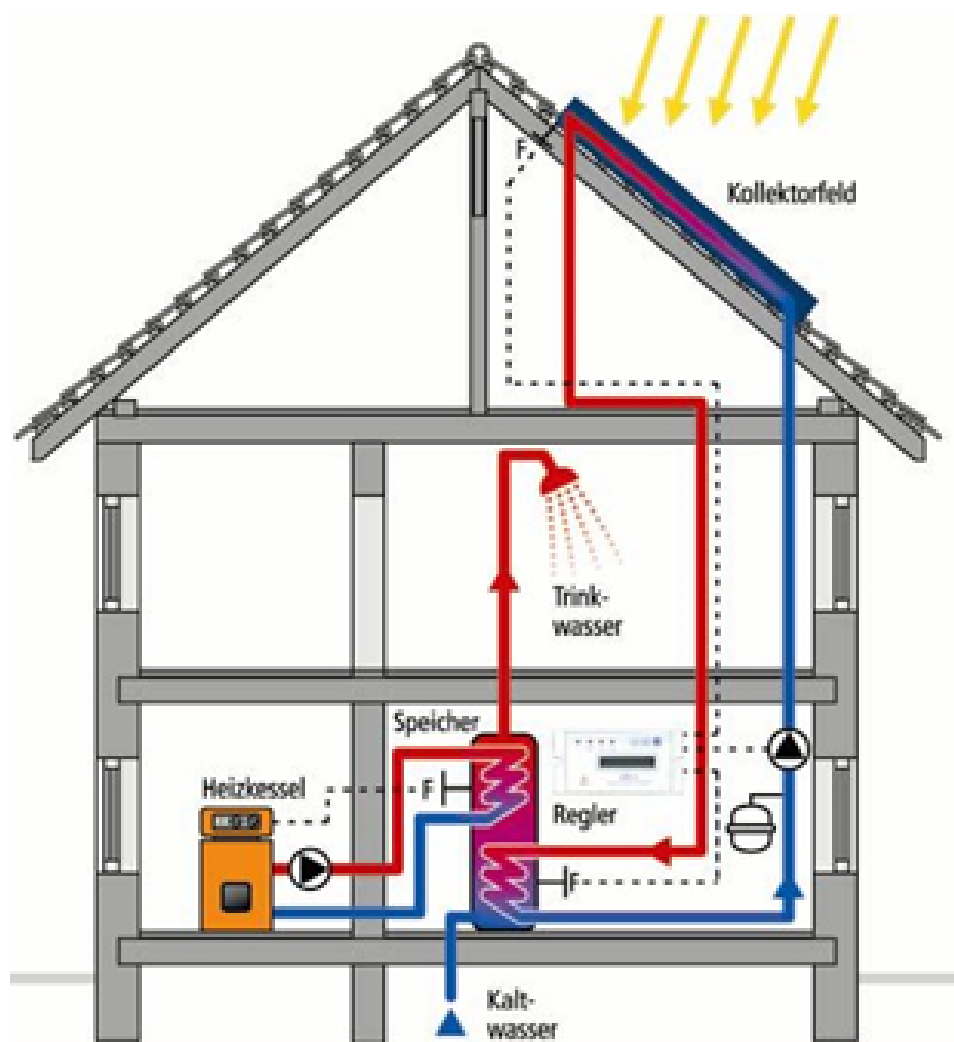


Abbildung 4.34: Schema einer solarthermischen Anlage [107].

der warmen Jahreszeit Prozesswärme auf einem niedrigen Temperaturniveau (unter 100 °C, besser unter 60 °C) benötigen. Die durch Solarthermie erzeugte „solare Prozesswärme“ kann bei verschiedenen Prozessen eingesetzt werden, z. B. bei der Beheizung von Prozessbädern, bei der Trocknung oder beim Waschen und Reinigen.

Entwicklung der Technologie

Durch intelligente Regelsysteme bei den Pumpen und technischen Fortschritt bei der Speichertechnik des Warmwassers konnten in den vergangenen Jahren wesentliche Verbesserungen erzielt werden. Außerdem werden große Bemühungen darauf verwendet, eine ideale Wärmedämmung für die Kollektoren und das Rohrsystem bereitzustellen, um die Wärmeverluste besonders bei langer Leitungsführung minimieren zu können. Optimiert werden kann des Weiteren die Verschaltung von Heizung und Pufferspeicher.

Die Kollektoren sind technisch sehr einfach aufgebaut und haben sich seit Jahrzehnten in ihrer Bauweise bewährt, weshalb die bereits hohen Wirkungsgrade (ca. 80 %) nur noch geringfügiges Verbesserungspotential bieten. Die Leistungssteigerung der solarthermischen Anlagen, die sich bis 2035 ergeben wird, ist deshalb im Gegensatz zu den anderen, „modernerer“ Technologien als sehr gering einzuschätzen. Bei der Installation zeichnet sich die Entwicklung ab, dass die Kollektoren nicht nur auf das Dach montiert werden, sondern immer öfter gleich in das Dach integriert werden, wodurch eine konventionelle Eindeckung des Dachs überflüssig wird. In diesem Zusammenhang bieten bereits einige Unternehmen, wie zum Beispiel WOLF [109], einheitliche Solarlösungen für das Dach an, die Solarkollektoren, Photovoltaik-Module und wenn nötig Blindpaneele kombinieren, um eine harmonische Optik und eine optimale Strom- und Wärmeerzeugung sicherzustellen. Außerdem gibt es Pilotprojekte, bei denen Solarkollektoren unterhalb von Photovoltaik-Zellen angeordnet werden, um eine simultane Erwärmung der Solarkollektoren und Abkühlung der PV-Zellen zu erreichen, was Wirkungsgradsteigerungen bei beiden Anlagen verspricht.

Eine weitere wichtige Entwicklung im Bereich der Solarthermie ist der Trend, große solare Nahwärmenetze aufzubauen, die mehrere Wohnungen mit Wärme versorgen können. Durch die Verwendung von großen Wärmespeichern, zum Beispiel Erdbeckenspeichern, Erdsondenspeichern oder Aquiferspeichern, kann die im Sommer erzeugte Wärme länger gespeichert und zum Teil auch im Winter noch genutzt werden. Auf einige interessante Beispiele der solaren Nahwärmeversorgung wird im Beispiel-Teil dieses Kapitels noch genauer eingegangen.

Dimensionierung

Je Person wird mit 1 bis 1,3 m² eines Flachkollektors und 0,8 - 1,0 m² eines Vakuumröhrenkollektors gerechnet [38]. Für das Speichervolumen sollten 60 bis 80 Liter pro Quadratmeter Kollektorfläche veranschlagt werden, was etwa dem 1,5 - 2-fachen des täglichen Warmwasserbedarfs entsprechen sollte. Da die Erträge einer Solaranlage jedoch auch stark von der Dachausrichtung, Dachneigung und Verschattung abhängen, kann durch spezielle Dimensionierungsprogramme, z.B. vom Bayerischen Umweltministerium oder durch Energieberater, die individuell passende Anlagengröße ermittelt werden. Soll mit der solarthermischen Anlage zusätzlich das Heizen unterstützt werden, werden mindestens rund 2,5 bis 3 m² pro Person benötigt [110].

Kosten

Die Preise für eine Anlage mit Flachkollektoren für einen Vierpersonen-Haushalt liegen zwischen 4.000 und 6.000 EUR inklusive Montage. Wenn zusätzlich eine Heizungsunterstützung installiert werden soll, erhöhen sich die Kosten auf 8.000 bis 10.000 EUR, vor allem da mehr Module und ein größerer Speicher benötigt werden. Obwohl die Kosten für solarthermische Anlagen in den letzten Jahren stark gesunken sind, wird erwartet, dass in Zukunft keine großen Kostensenkungen mehr realisierbar sind. Im Gegensatz zu den anderen erneuerbaren Energien sind die Kosten für solarthermische Anlagen jedoch sehr gering, weshalb die Solarthermie zur Warmwasserversorgung die kostengünstigste Möglichkeit darstellt, um als Privatperson etwas zum Energiewandel beizutragen. Finanziell gefördert werden Solarkollektoren zur kombinierten Warmwasserversorgung und Heizungsunterstützung über das Marktanreizprogramm des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA). Weniger stark gefördert werden Anlagen, die ausschließlich der Warmwasserbereitung dienen. Außerdem gibt es einige Kommunen, die attraktive Förderprogramme anbieten, zum Beispiel Solargemeinschaften oder finanzielle Anreize. Um einen kurzen Überblick über die Wirtschaftlichkeit zu gewinnen, wird in Tabelle 4.11 eine Beispielrechnung angeführt [111]:

| | Warmwasser- aufbereitung | Warmwasseraufbereitung und Raumheizungs- unterstützung |
|---------------------------------------|-----------------------------|--|
| Kollektorfläche | 5 m ² | 12 m ² |
| Energieeinsparung durch Solaranlage | 2.200 kWh/a | 3.200 kWh/a |
| Investitionskosten | 4.000 EUR | 9.000 EUR |
| jährliche Kapitalkosten ¹⁸ | 350 EUR | 780 EUR |
| jährliche Betriebskosten | 50 EUR | 120 EUR |
| Erzeugungskosten ohne Förderung | 18 ct/kWh | 28 ct/kWh |
| Erzeugungskosten mit Förderung | 16 ct/kWh | 24 ct/kWh |
| eingesparte Energiekosten pro Jahr | 75 EUR | 120 EUR |

Tabelle 4.11: Wirtschaftlichkeit einer solarthermischen Anlage.

4.5.2 Energieerzeugung

Der Landkreis Freising verfügt für deutsche Verhältnisse über günstige Voraussetzungen zur Nutzung der Solarenergie. Es ergeben sich im langjährigen Mittel Sonnenscheindauern von 1.600 Stunden pro Jahr, was einer Globalstrahlungsenergie von 1.200 kWh/m²a entspricht [38]. Im Vergleich dazu beträgt das Flächenmittel für die Globalstrahlung in Deutschland 1.048 kWh/m²a. Eine solarthermische Anlage im Landkreis Freising kann davon durchschnittlich 525 kWh/m² pro Jahr [109] in nutzbare Energie umsetzen.

¹⁸Lebensdauer 20 Jahre, Zinssatz 6 % p.a.

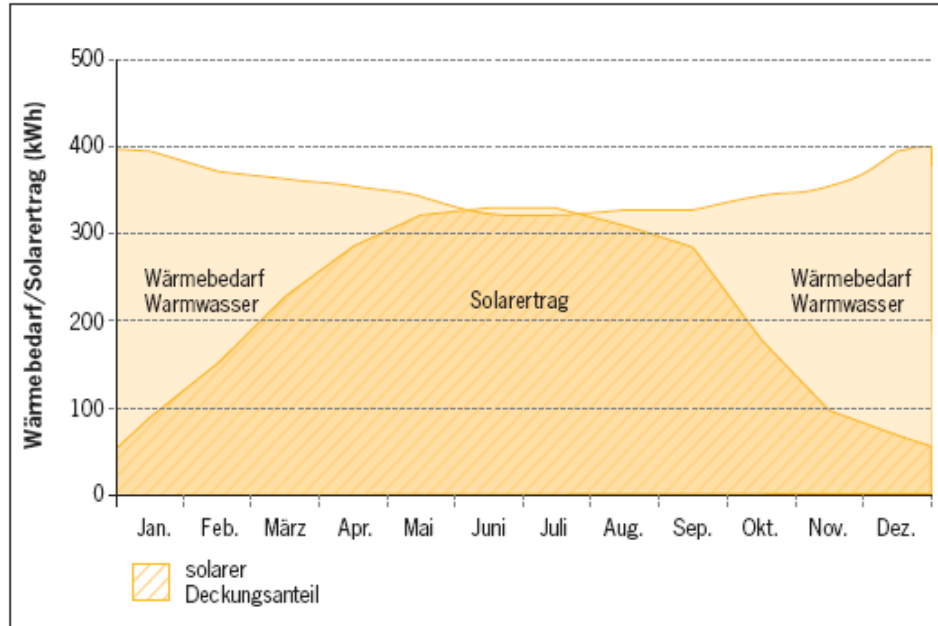


Abbildung 4.35: Gegenüberstellung von Wärmebedarf und Ertrag einer solarthermischen Anlage [112].

Zeitliche Differenzierung

Mit einer richtig dimensionierten solarthermischen Anlage können jährlich 50 bis 65 % des Warmwasserbedarfs mit Sonnenenergie gedeckt werden, siehe Abbildung 4.35.

Von Mai bis September kann der gesamte Bedarf an Warmwasser über die Solaranlage bereitgestellt werden. Bei maximaler Sonneneinstrahlung im Hochsommer erreicht eine solarthermische Anlage eine Leistung von bis zu $0,375 \text{ kW/m}^2$ [109]. An einem bewölkten Tag oder am Vormittag wird ein Drittel bis die Hälfte dieses Maximalwertes erreicht. Durch den Wärmespeicher können jedoch auch im Sommer zwei bis vier Schlechtwetter-Tage problemlos überbrückt werden. Die Heizung muss daher im Sommer nicht eingeschaltet werden und wird so geschont.

Um eine vollständige solare Warmwasserversorgung auch im Winter zu erreichen, müsste man die Kollektorfläche vervielfachen und das komplette Hausdach mit Kollektoren bedecken. Angesichts der Kosten und der Überschussenergie im Sommer ist dies in der Regel nicht sinnvoll. Die restlichen ca. 40 % der benötigten Energie müssen vorwiegend im Winter über eine Zusatzheizung gedeckt werden. Mitentscheidend für die Höhe des Zusatzenergiebedarfs ist die eingestellte Trinkwassersolltemperatur. Je niedriger diese gewählt wird, desto höher ist der Deckungsanteil der Solarenergie und umgekehrt.

Bei solarthermischen Anlagen mit Heizungsunterstützung können ca. 20 bis 30 % des gesamten Heizwärmebedarfs solar erzeugt werden, der restliche Anteil muss wieder von einer Heizung sichergestellt werden.

Situation im Landkreis Freising

Für die genauere Analyse wird im Folgenden die zeitliche Entwicklung der solarthermischen Anlagen in der Stadt Moosburg betrachtet [34]. Derzeit (2010) sind schätzungsweise ca. 7 % der geeigneten Dachflächen mit Solaranlagen zur Warmwasserversorgung bedeckt. Grundsätzlich würden sich aber mehr als die Hälfte aller Wohngebäude für die Installation von thermischen Solaranlagen eignen. Die Tabellen 4.12 und 4.13 zeigen, dass sowohl die Anlagenanzahl als auch die installierte Kollektorfläche in der Stadt Moosburg kontinuierlich zunehmen. Daraus wird auch deutlich, dass die durchschnittliche Anlagengröße über das letzte Jahrzehnt nur sehr leicht angestiegen ist.

| Jahr | Anlagenanzahl |
|------|---------------|
| 2000 | 162 |
| 2001 | 216 |
| 2002 | 261 |
| 2003 | 314 |
| 2004 | 358 |
| 2005 | 394 |
| 2006 | 476 |
| 2007 | 522 |
| 2008 | 583 |
| 2009 | 623 |
| 2010 | 689 |

Tabelle 4.12: Anzahl der installierten solarthermischen Anlagen in der Stadt Moosburg.

Aus der im Jahr 2010 installierten Fläche an thermischen Solaranlagen errechnet sich mit einem durchschnittlichen Ertrag von 525 kWh/m^2 (siehe Abschnitt 4.5.2) eine Energiemenge von 3,24 GWh für Moosburg, die jährlich erzeugt wird.

4.5.3 Prognose

In Zukunft wird verstärkt versucht, die zeitlichen Schwankungen bei der Nutzung von Sonnenenergie durch die Verbesserung von Speichermedien auszugleichen, um auch im Winter den Großteil der nötigen Heizwärme mit Solaranlagen decken zu können. Außerdem werden zusätzlich immer mehr Wärmepumpen eingesetzt. In den letzten Jahren konnte jedoch der Trend beobachtet werden, dass sich die Entwicklung der Solarthermieanlagen verlangsamt hat, da wegen der starken Förderung durch das EEG Photovoltaikanlagen oft bevorzugt wurden.

| Jahr | Installierte Fläche [m ²] |
|------|---------------------------------------|
| 2000 | 1.134 |
| 2001 | 1.512 |
| 2002 | 1.827 |
| 2003 | 2.327 |
| 2004 | 2.667 |
| 2005 | 3.034 |
| 2006 | 3.765 |
| 2007 | 4.247 |
| 2008 | 4.887 |
| 2009 | 5.483 |
| 2010 | 6.179 |

Tabelle 4.13: Fläche der installierten solarthermischen Anlagen in der Stadt Moosburg.

4.5.4 Beispiele

Solare Nahwärmeversorgung in Attenkirchen

Die solare Nahwärmeversorgung in Attenkirchen wurde 2000/2001 gebaut und ist seit Frühjahr 2002 in Betrieb. Die Anlage, siehe Abbildung 4.36, soll eine Siedlung mit 30 Häusern und eine Tennishalle mit Warmwasser und Heizwärme versorgen und ist damit eines der kleinsten derartigen Systeme in Deutschland. Deutlich größere Ausführungen befinden sich zum Beispiel in Crailsheim oder in München, Am Ackermannbogen (Olympiapark). Der verwendete saisonale Speicher besteht aus einem inneren Erdbeckenspeicher, der von einem Erdwärmesondenfeld als Langzeitspeicher umgeben ist. Mit dieser relativ billigen Speicherkombination, die erstmalig in Attenkirchen eingesetzt wurde, können bis 50 % des Heizungsbedarfs gedeckt werden. Mit Kurzzeitspeichern erreicht man dagegen nur 20 % [113]. Dies wird erreicht, indem die Solarwärme bei einem Überangebot an Solarstrahlung im Sommer in den Langzeit-Wärmespeicher eingespeist wird. Zur Zeit gibt es in Deutschland neun solche Pilotanlagen, die die Vor- und Nachteile der jeweiligen Speichertypen aufzeigen sollen, um eine optimale Lösung zu finden. Zusammenfassend lässt sich sagen, dass mit solar unterstützten Nahwärmesystemen mit Langzeit-Wärmespeichern bisher viele positive Erfahrungen hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit und Wärmeerträge gemacht wurden. Daher sollte vor allem beim Neubau von Siedlungen ein derartiges Konzept in Erwägung gezogen werden, um den Einsatz von fossilen Brennstoffen für die Warmwassererzeugung und Heizwärmeversorgung zu minimieren.

Gründung von Solargemeinschaften

Das Beispiel der Gemeinde Ascha/Mitterfels zeigt, dass die Mitglieder von Solargemeinschaften zusammen kostengünstiger solarthermische Anlagen installieren können. Aufgrund des geringen Eigenbedarfs hat diese Gemeinde selbst keine Anlagen gebaut, sondern durch Öffentlichkeitsarbeit und finanzielle Anreize versucht, die Bürger vom Bau einer eigenen Solarthermieanlage zu überzeugen. So gründeten 20 Haushalte unter Organisation der Gemeinde eine Solarge-

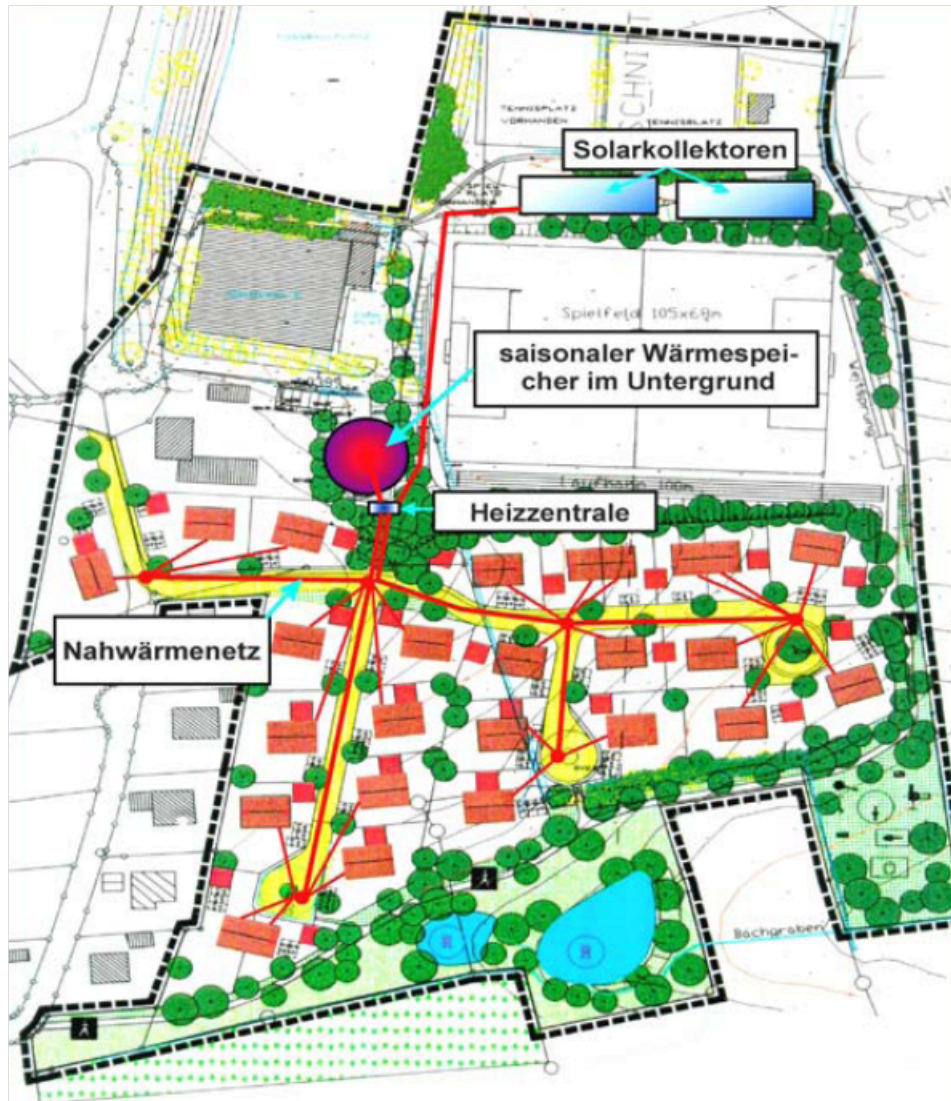


Abbildung 4.36: Lageplan der solaren Nahwärmeversorgung Attenkirchen [113].

meinschaft, um durch gezielte Sammelbestellungen die staatlichen Fördermittel optimal auszunutzen und bei einer ortsansässigen Heizungsbaufirma günstige Konditionen auszuhandeln. Außerdem wurde die Errichtung einer Solaranlage mit bis zu 500 EUR von der Gemeinde gefördert. Besonders wichtig ist es auch, durch Infoveranstaltungen, Broschüren und Mitteilungen die Bürger immer wieder über die Möglichkeiten und Vorteile von solarthermischen Anlagen zu informieren. In diesem Umfeld ist zum Beispiel die Gemeinde Haar sehr aktiv, weil sie versucht durch ein Online-Solarkataster Hauseigentümer auf das Energiepotential auf ihren Häusern aufmerksam zu machen und zusätzlich Haus-zu-Haus-Solarberatungsaktionen anbietet, deren Kosten von der Gemeinde übernommen werden.

4.5.5 Ausbaupotential Solarthermie im Landkreis Freising

Im folgenden Kapitel wird das Ausbaupotential von Solarthermie-Anlagen im Landkreis Freising abgeschätzt. Das Vorgehen und die Annahmen sind in Abbildung 4.37 zusammengefasst. Wie in Kapitel 4.1.4 beschrieben sind im Landkreis Freising 240 ha auf Wohnhausdächern für die solare Nutzung geeignet. Davon werden bereits 17,7 % genutzt. Durchschnittlich 12 m² pro Wohnhaus und somit insgesamt 39,5 ha werden sinnvollerweise für Solarthermie genutzt. Dieser Wert resultiert aus dem Bedarf an Warmwasser und für die Heizungsunterstützung eines durchschnittlichen Vierpersonenhaushalts (siehe Kapitel 4.5.1). Eine solarthermische Anlage kann im Landkreis Freising rund 525 kWh/m² der einfallenden Globalstrahlung in nutzbare Energie umsetzen (siehe Abschnitt 4.5.2), somit werden unter Ausnutzung der bezifferten Fläche auf Wohnhäusern ca. 207,4 GWh/a erzeugt. 50 % davon sind für Warmwasser vorgesehen und können ohne große Verluste direkt genutzt werden. Die restlichen 50 % dienen der Heizungsunterstützung. In privaten Haushalten kommen bisher üblicherweise Kurzzeitspeicher zum Einsatz, die nur einen Zeitraum von zwei bis maximal vier Tagen nennenswert überbrücken können. Die im Sommer anfallende überschüssige Energie kann deshalb im Winter nicht genutzt werden, so dass sich die Nutzung überwiegend auf die Übergangsmonate konzentriert. Dadurch können lediglich rund 25 % dieser Wärmeenergie für die Heizungsunterstützung genutzt werden. Damit ergibt sich ein nutzbares Ausbaupotential von 129,6 GWh/a auf Wohnhausdächern. Neue Entwicklungen versprechen in Zukunft auch bei Wärmespeichern im kleinen Maßstab für private Haushalte deutlich verbesserte Wirkungsgrade, beispielsweise durch die Verwendung von Latentwärmespeicher, siehe Kapitel 4.6.2. Damit kann das nutzbare Ausbaupotential deutlich gesteigert werden. Zusätzlich können auch Solarthermieanlagen auf Nichtwohngebäuden und sonstigen Flächen gebaut werden, wie beispielsweise in Attenkirchen. Da Transport von Wärme über längere Strecken mit hohen Verlusten verbunden ist, sollten diese Anlagen jedoch nahe an den versorgten Gebäude liegen. Gelingt es im Landkreis 50 Anlagen mit einer Kollektorfläche von durchschnittlich 500 m² (vergleichbar mit Größe der Anlage in Attenkirchen) aufzubauen, können auf diesen 2,5 ha weitere 13,1 GWh/a erzeugt werden. Werden diese großen solarthermischen Anlagen mit saisonalen Wärmespeichern kombiniert, kann über das Jahr gesehen ein Wirkungsgrad von 75 % erreicht werden, siehe Kapitel 4.6.2. Mit diesen weiteren 9,8 GWh/a berechnet sich somit das nutzbare Gesamtausbaupotential im Bereich Solarthermie zu 139,5 GWh/a.

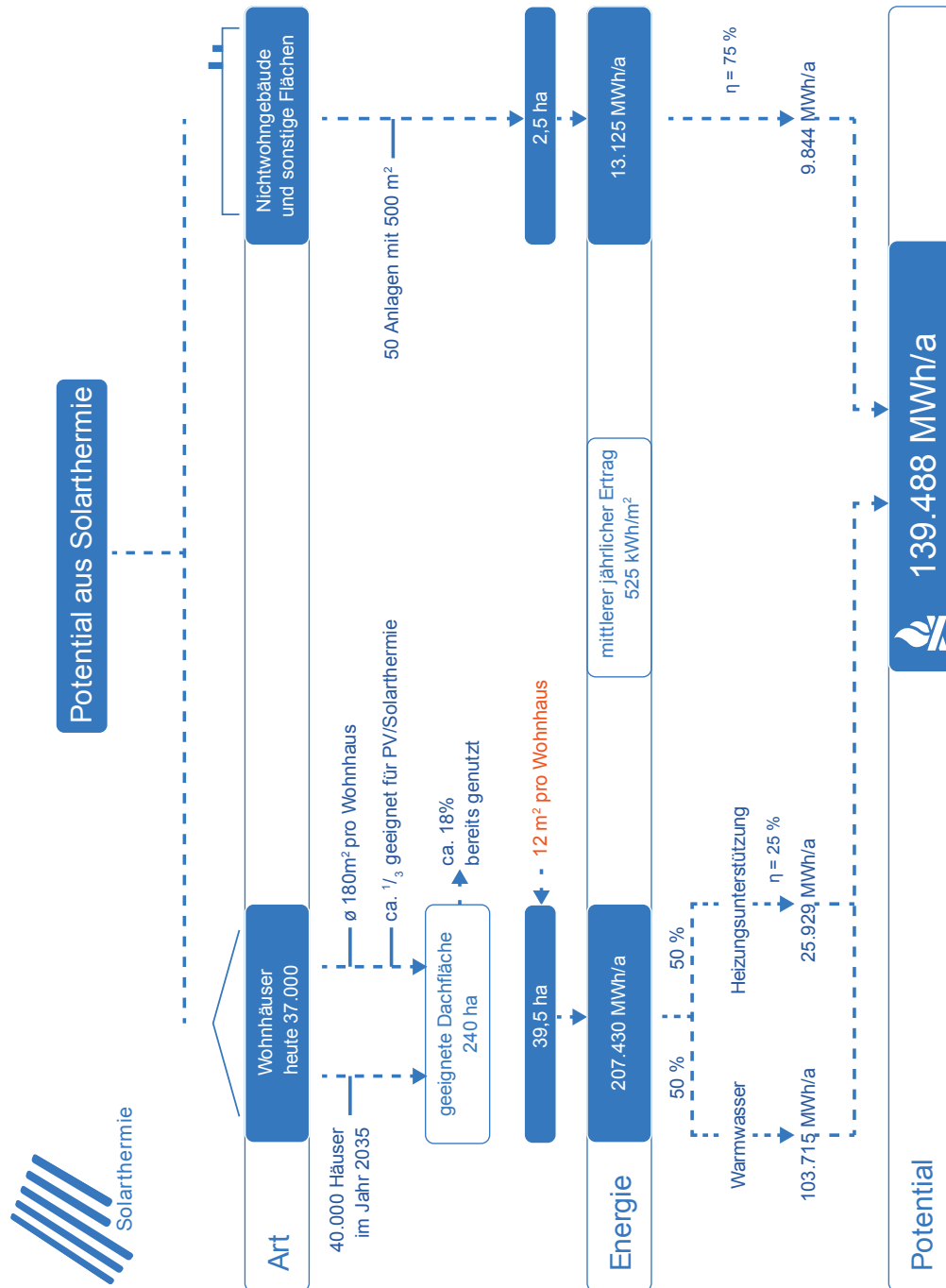


Abbildung 4.37: Ausbaupotential Solarthermie.

4.6 Speichertechnologien

Energiespeicher dienen der räumlichen und/oder zeitlichen Entkopplung von Energieverfügbarkeit und Energiebedarf. Da die Speicherung von Energie wegen der nötigen Investitionen und unvermeidbaren Verluste generell mit Kosten verbunden ist, sollte der Speicherbedarf durch Optimierung von Energiebereitstellung und Verbrauch möglichst gering gehalten werden. Verluste entstehen bei dem Gesamtsystem Energiespeicher aus dem Speicher selbst sowie den vor- und nachgeschalteten Wandlungsschritten. In diesem Kapitel werden Energiespeicher für Anwendungen im Stromnetz (elektrische Energie) und zur Gebäudeheizung (Wärmeenergie) behandelt, die im Landkreis Freising technologisch einsetzbar sind. Auf Energiespeicher für mobile Anwendungen wie z.B. im Straßenverkehr wird nicht eingegangen.

4.6.1 Energiespeicher im Stromnetz

Da das Stromnetz keine wesentliche Speicherkapazität besitzt, muss zu jedem Zeitpunkt die Stromerzeugung mit der Stromnachfrage übereinstimmen. Ein Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Nachfrage führt zu Störungen im Netz. Ungleichgewichte resultieren zum einen aus Schwankungen auf Seiten der Stromerzeugung, beispielsweise durch den Einsatz von regenerativen Energien wie Windkraft, und zum anderen auf Seiten der Nachfrage aufgrund von Lebensgewohnheiten und Strombedarf der Industrie. So ist der Strombedarf in der Nacht und am Wochenende geringer als am Tag bzw. unter der Woche. Zur Anpassung der Stromerzeugung an die jeweils vorherrschende Nachfrage werden unterschiedliche Kraftwerkstypen gebraucht. Unterschieden wird zwischen Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlastkraftwerken. Grundlast kann regenerativ durch Laufwasserkraftwerke und Biomasse(heiz)kraftwerke mit Dampfturbine bereitgestellt werden. Der Mittellast und Spitzenlast zuzuordnen sind Blockheizkraftwerke, die aus Biogas oder synthetisch hergestelltem Gas über Gasmotoren bzw. Gasturbinen Strom erzeugen. Windkraftanlagen und PV-Anlagen erzeugen Strom, wenn der Wind weht bzw. genügend Sonneneinstrahlung vorhanden ist. Windenergie und photovoltaisch erzeugter Strom müssen durch ausreichend Regelleistung abgesichert werden. Mit Regelleistung absichern bedeutet, dass regelfähige Kraftwerke kurzfristig Leistungsanpassungen vornehmen können, um trotz Fluktuationen Stromerzeugung und -nachfrage im Gleichgewicht zu halten und somit eine konstante Netzfrequenz sicherzustellen. Energiespeicher können im Stromnetz verschiedenste Aufgaben übernehmen. Dazu gehören Tages-, Wochen- und Monatslastausgleich, Regelleistung (Sekunden- und Minutenreserven, negative und positive Regelleistung), unterbrechungsfreie Stromversorgung, Spannungshaltung (ausgeglichene Blindleistungsbilanz) und Wiederaufbau eines Stromnetzes (Schwarzstartfähigkeit). In diesem Abschnitt werden im Wesentlichen Speichertechnologien behandelt, die einen Tages-, Wochen- und Monatslastausgleich bzw. Regelleistung ermöglichen, um im Landkreis Freising das Stromangebot und die Stromnachfrage entkoppeln zu können. Diese Entkoppelung ist die Basis dafür, den Anteil regenerativer Energieversorgung deutlich erhöhen zu können. Außerdem wird auf Speichertechnologien eingegangen, die positive sowie negative Regelleistung bereitstellen können und somit gebraucht werden, um fluktuierend erzeugten Strom aus Windkraft und Photovoltaik in das Netz einspeisen zu können.

Pumpspeicherkraftwerk

Funktionsweise Pumpspeicherkraftwerke stellen die am weitesten verbreitete Technologie zur zentralen Speicherung von elektrischer Energie im Netzmaßstab dar. In Pumpspeicherkraftwerken wird elektrische Energie in Form von potentieller Energie eines Wasserreservoirs gespeichert. Pumpspeicherkraftwerke besitzen dazu ein höher (Oberbecken) und ein niedriger gelegenes Staubecken (Unterbecken) zur Aufnahme von Wasser. Zur Energiespeicherung treibt ein Elektromotor eine Pumpe an, die Wasser entgegen der Erdanziehungskraft aus dem Unterbecken in das Oberbecken befördert. Dort verbleibt das Wasser bis zu dem Zeitpunkt, an dem die gespeicherte Energie wieder abgegeben werden soll. Zur Energieentnahme fließt das Wasser über eine Druckleitung zurück vom Oberbecken in das Unterbecken und strömt dabei durch eine Turbine, die wiederum einen Generator zur elektrischen Energieerzeugung antreibt. Moderne Anlagen nutzen häufig kombinierte Motor-/Generatoreinheiten und Pumpturbinen. Die im Pumpspeicherkraftwerk speicherbare Energie ist proportional zum Volumen des Oberbeckens und zur Fallhöhe des Wassers. Der Wirkungsgrad wird in erster Linie von den Verlusten beim Lade- bzw. Entladevorgang bestimmt und liegt im Bereich von 70 – 80 % [114]. Pumpspeicherkraftwerke können im Bedarfsfall nach etwa einer Minute die volle Leistung bereitstellen.

Anwendung Pumpspeicherkraftwerke können zum Tages-, Wochen- und Monatslastausgleich verwendet werden. Gleichzeitig können sie Regelleistung (positiv und negativ) zur Verfügung stellen und Kraftwerksausfälle kompensieren. Darüber hinaus ist mit Pumpspeicherkraftwerken eine Stromveredelung (Energiespeicherung bei niedrigem Strompreis, Stromproduktion und –verkauf bei hohem Strompreis) möglich.

Kosten Die Wirtschaftlichkeit von Pumpspeicherkraftwerken erhöht sich mit steigender installierter Leistung und Kapazität. Neubert *et al.* vom Fraunhofer Institut für Naturwissenschaftliche Technische Trendanalysen geben in ihrem Bericht von 2009 [114] die Investitionskosten pro installiertem Kilowatt Leistung mit rund 1.000 EUR/kW an. Ist aufgrund von ungeeigneter Topologie (Landschaftsbegebenheiten) die Leistung des Pumpspeicherkraftwerkes auf den niedrigen Megawattbereich beschränkt und müssen Ober- und/oder Unterbecken künstlich angelegt werden, steigen die Investitionskosten auf über 2.000 EUR/kW. Diese Größenordnung wird bestätigt von einer Studie der Alaska Energy Authority aus dem Jahr 2009 [115], in der die Investitionskosten für ein kleines Pumpspeicherkraftwerk mit einer maximalen Turbinenleistung von 1,85 MW inklusive Bau eines unteren und oberen Reservoirs mit jeweils rund 22.000 m³ (Durchmesser: ca. 45 m, Höhe: ca. 14 m) und eines Druckstollens (0,6 m Rohrdurchmesser) mit rund 10,3 Mio. EUR angegeben werden. Dies entspricht somit Investitionskosten von rund 5.600 EUR/kW. Darin enthalten (und in der Studie genau aufgeführt) sind alle Materialkosten und Bauteile für die zwei Reservoirs, für das Maschinenhaus inklusive Turbine, Pumpe und Generator sowie Druckleitungen, elektrische Leitungen und Überwachungsinstrumente. Ebenfalls enthalten sind Arbeitskosten und Gewinn für die am Bau beteiligten Unternehmen. Hinzugerechnet werden müssen Kosten für Planung, Projektleitung, Transportkosten und Versicherungen. Beaudin *et al.* beziffern die Kosten für Pumpspeicherkraftwerke mit 450 – 1.500 EUR/kW und beziehen sich damit auf Anlagen im drei- bis vierstelligen Megawatt-Bereich.



Abbildung 4.38: Künstlich angelegtes Oberbecken des Pumpspeicherkraftwerks Rönkhausen. 140 MW Leistung, 690 MWh Kapazität [116].

Prognose Kostenentwicklung Die Technik ist ausgereift und die Kosten für die benötigten Komponenten werden sich in den nächsten Jahrzehnten voraussichtlich nicht signifikant ändern. Entscheidend werden die Kosten von der topologischen Gegebenheit bestimmt. Steigende Kosten aufgrund von höheren Umweltauflagen sind vorstellbar.

Beispiele Ein mittelgroßes Pumpspeicherkraftwerk in Deutschland ist das Pumpspeicherkraftwerk Rönkhausen mit einer maximalen Leistung von 140 MW und einer Kapazität von 690 MWh bei einer Pendelwassermenge von knapp 1 Mio. Kubikmeter [116]. Sowohl Oberbecken, zu sehen in Abbildung 4.38, als auch Unterbecken sind künstlich angelegt und sind durch einen 900 m langen, unterirdischen Druckstollen verbunden. Die Höhendifferenz zwischen Ober- und Unterbecken beträgt rund 300 m. Ein weiteres Beispiel ist das Pumpspeicherkraftwerk Leitzachwerk 1 südöstlich von München mit einer Leistung von 49 MW und einer Fallhöhe von 128 m [117].

Fazit Der entscheidende Vorteil von Pumpspeicherkraftwerken liegt in der Speicherkapazität im Netzmaßstab, also Kapazitäten im Gigawattstunden-Bereich. Wesentlicher Nachteil von Pumpspeicherkraftwerken ist die Abhängigkeit von einer geeigneten Topographie. Der Landkreis Freising ist topographisch für ein großes Pumpspeicherkraftwerk nicht geeignet. Pumpspeicherkraftwerke könnten aber auch in einem deutlich kleineren Maßstab realisiert werden. Ein 10m x 10m x 10m großer, würfelförmiger Tank (1.000 m^3) in einer Höhe von 30 m kann eine Energiemenge von ca. 80 kWh speichern. Ein 5 m tiefes Becken mit 100 m

Länge und 50 m Breite auf einem 60 m hohen Hügel kann eine Energiemenge von ca. 4 MWh speichern. Bedingt durch die geringen Höhen und somit geringen Energiedichten ist der hierfür notwendige technische Aufwand jedoch relativ hoch und vermutlich vergleichbar mit der in [115] beschriebenen Anlage. Damit würden die Investitionskosten voraussichtlich im Bereich 6.000 – 8.000 EUR/kW liegen. Ein weiterer Nachteil von Pumpspeicherkraftwerken ist der erhebliche Eingriff in die Natur. Um diesen Nachteil zu umgehen, wird über unterirdische Pumpspeicherkraftwerke nachgedacht. Als Oberbecken dient dazu ein natürlicher oder künstlicher See, als Unterbecken eine natürliche unterirdische Höhle, ein ehemaliges Bergwerk oder ein künstlich geschaffener Hohlraum. Die technologischen Voraussetzungen für unterirdische Anlagen sind vorhanden, die Investitionskosten übersteigen aber diejenigen von herkömmlichen Anlagen noch deutlich. Ebenfalls möglich wäre ein kleines Pumpspeicherkraftwerk, das einen Wasserturm (Wassertank in rund 30 – 50 m Höhe) als Oberbecken nutzt.

Druckluftspeicher

Funktionsweise Druckluftspeicher (Compressed Air Energy Storage = CAES) speichern elektrische Energie, indem atmosphärische Luft angesaugt, unter Einsatz der zu speichernden Energie verdichtet, diese verdichtete Luft gespeichert und bei Energiebedarf in einer Gasturbine zum Antrieb eines Generators wieder verstromt wird. Angesaugt und auf ca. 50 – 70 bar verdichtet wird die Luft, indem ein mit der zu speichernden elektrischen Energie betriebener Elektromotor einen Kompressor antreibt. In herkömmlichen Druckluftspeichern wird die bei der Kompression entstehende Wärme weggekühlt, um die Luft speichern zu können. Bei der Rückumwandlung in einer Gasturbine muss zusätzlich zur verdichteten Luft Brennstoff (z.B. Erdgas) in die Brennkammer eingespritzt werden, um die Energieverluste aufgrund der Kühlung bei der Kompression auszugleichen. In großen Anlagen (100 – 300 MW für rund 24 Stunden) werden große unterirdische Hohlräume wie Salzkavernen oder Aquifer-Strukturen benötigt, in denen mehrere 100.000 m³ Luft gespeichert werden können. Werden die Turbinenabgase zur Vorwärmung der Verbrennungsluft genutzt, beträgt der Wirkungsgrad von Druckluftspeicherkraftwerken bis zu ca. 55 % [114]. Die Anlagen können innerhalb weniger Minuten die volle Leistung abgeben. Um vom geologischen Untergrund unabhängig zu sein, werden Druckluftspeicherkraftwerke in kleinerem Maßstab (Small Scale CAES) untersucht. Dabei wird die Luft nicht in großen unterirdischen Hohlräumen, sondern in kleinen unter- oder überirdischen Druckluftbehältern oder Rohren gespeichert. Um die Abmessungen kompakt zu halten, wird die Luft auf höhere Drücke von rund 100 – 140 bar komprimiert. Die Leistungen solcher Anlagen liegen im Bereich von 10 MW über einen Zeitraum von rund 3 – 5 Stunden. Um den Wirkungsgrad zu steigern, entwickelt derzeit ein Konsortium bestehend aus RWE, General Electric, Züblin und DLR im Rahmen eines durch die EU geförderten Projekts einen adiabaten Druckluftspeicher (Advanced Adiabatic CAES) [118, 119]. Die bei der Kompression entstehende Wärme wird in einem Wärmespeicher zwischengespeichert. Die Luft wird dann wie im herkömmlichen Druckluftspeicher gespeichert. Bei der Rückumwandlung wird der Luft die gespeicherte Wärmeenergie wieder zugeführt. Die erwärmte Luft expandiert in einer Turbine, die einen Generator zur Stromerzeugung antreibt. Somit ist die Zufuhr von fossilem Brennstoff nicht mehr nötig. Angestrebt wird ein Gesamtwirkungsgrad von 70 %. Die Leistungsdaten der analysierten Konzepte reichen von Anlagen im Bereich von 30 MW bis hinzu 300 MW. Adiabate Druckluftspeicher werden voraussichtlich frühestens 2015 einsatzfähig sein.

Anwendung Druckluftspeicher können zum Tages-, Wochen- und Monatslastausgleich verwendet werden. Gleichzeitig können sie positive sowie negative Regelleistung (Volllast in wenigen Minuten) zur Verfügung stellen und Kraftwerksausfälle kompensieren.

Kosten Die Investitionskosten für Druckluftspeicherkraftwerke (CAES) liegen im Bereich mehrerer hundert Euro pro Kilowatt [114]. Beaudin et al. beziffern die Kosten mit 300 – 600 EUR/kW [120]. Für kleine Druckluftspeicherkraftwerke (Small Scale CAES) liegen die Kosten im Bereich von 450 EUR/kW [114]. Die Kosten für den im Entwicklungsstadium befindlichen adiabaten Druckluftspeicher sind noch nicht bekannt.

Prognose Kostenentwicklung Aussagen über die Kostenentwicklung können nicht gemacht werden, da bisher ohnehin nur zwei Anlagen im Netzmaßstab weltweit im Einsatz sind. Weitere Anlagen sind jedoch in Planung bzw. werden aktuell gebaut [120]. Vielmehr werden die Kosten von den spezifischen Standortgegebenheiten abhängen. Es besteht die Gefahr, dass Druckluftspeicherkraftwerke und Anlagen zur Speicherung großer Kohlenstoffdioxidmengen (CCS) zum Schutz des Klimas um dieselben unterirdischen Kavernen und Gesteinsformationen konkurrieren.

Beispiel Aktuell (Stand Sommer 2011) gibt es weltweit zwei Druckluftspeicherkraftwerke: Das Ende der 1970er Jahre erbaute erste CAES Kraftwerk in Huntorf, Niedersachsen mit einer Leistung von 290 MW über 2 Stunden und das 1991 in Betrieb genommene CAES Kraftwerk in McIntosh, Alabama, USA mit einer Leistung von 110 MW über 26 Stunden [121]. Abbildung 4.39 zeigt das Schema des sich im Entwicklungsstadium befindlichen adiabaten Druckluftspeichers. Zu sehen ist der Wärmespeicher zur Abkühlung der komprimierten bzw. Aufheizung der gespeicherten Druckluft sowie das Maschinenhaus mit Kompressor, Turbine und Generator.

Fazit Große unterirdische Hohlräume, die zur Speicherung von Druckluft geeignet sind, sind im Landkreis Freising nicht bekannt. Eine kleinere Anlage im Bereich von 30 MWh, die die komprimierte Luft in unter- oder überirdischen Behältern oder Rohrleitungen speichert, ist aber durchaus denkbar. Die derzeit in der Entwicklung befindliche Technologie des adiabaten Druckluftspeicherkraftwerks hat das Potential, den Wirkungsgrad deutlich zu steigern. Dem besseren Wirkungsgrad und dem nicht benötigten Gas zur Rückumwandlung in elektrischen Strom stehen höhere Investitionskosten aufgrund des benötigten Wärmespeichers gegenüber. Welche Technologie sich im kleinen Maßstab im Landkreis Freising wirtschaftlicher betreiben ließe, bleibt abzuwarten.

Schwungräder

Funktionsweise Schwungräder speichern elektrische Energie in Form von kinetischer Energie. Zur Speicherung wird das magnetisch gelagerte, im Vakuum befindliche Schwungrad mit einem Elektromotor in Rotation versetzt. Soll gespeicherte Energie abgegeben werden, wirkt der Elektromotor als Generator und wird von der Schwunghmasse angetrieben. Ein Frequenzumrichter sorgt trotz sich ständig ändernder Drehzahl für eine konstante Netzfrequenz. Die



Abbildung 4.39: ADELE: Adiabater Druckluftspeicher zur elektrischen Energiespeicherung im Netzmaßstab. Derzeit wird eine erste Testanlage entwickelt [118].

gespeicherte Energie ist proportional zum Trägheitsmoment (Gewicht und Geometrie) und zum Quadrat der Drehzahl des Schwungrades. Für Anwendungen im Stromnetz relevant sind sogenannte High-Speed Flywheels. Dabei dreht sich das Schwungrad mit einer Drehzahl bis zu 100.000 U/min bei relativ geringer Masse, da die speicherbare Energie quadratisch von der Drehzahl aber nur linear von der Masse abhängt. Diese hohen Drehzahlen können nur mit Verbundwerkstoffen erreicht werden, die eine hohe Zugfestigkeit und somit hohe Drehzahlen bei relativ geringem Gewicht ermöglichen. Der Wirkungsgrad liegt bei 90 – 95 %. Die Lebensdauer wird mit bis zu 1 Mio. Zyklen bzw. 20 Jahren angegeben [122, 123, 114].

Anwendung Schwungräder eignen sich besonders zur Kompensation kurzzeitiger Netzschwankungen und für unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV). Speziell die stark fluktuierenden Ausgangsgrößen einer Windkraftanlage können konstant gehalten werden. Das Schwungrad regelt dabei sowohl Frequenz als auch Spannung, dämpft Energiefluktuationen und stellt Blindleistung bereit. Um zusätzlich Regelleistung bereit zu halten, kann das Drehzahlniveau gesteuert werden. Damit kann eine Windkraftanlage (bzw. eine gesamte Windkraftfarm) zu einem Grad stabilisiert werden, der mit einer Erzeugungsanlage mit fossilem Brennstoff vergleichbar ist. Somit ist die Windkraft gut in das Stromnetz integrierbar und weitere Erzeugungsarten im Netz wie Biomasseheizkraftwerke sind einfacher regelbar und können häufiger im optimalen Betriebspunkt und somit bei höherem Wirkungsgrad und geringerem Verschleiß betrieben werden. Ein Szenario, bei dem Schwungräder in Zukunft Windflauten über längere Zeit (Stunden) ausgleichen können, wird aktuell bezweifelt [114].

4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

Kosten Die Anschaffungskosten belaufen sich für High-Speed Flywheels auf rund 300 EUR/kW, die Installationskosten auf rund 40 EUR/kW angegeben [114]. Die Wartungskosten liegen bei wenigen Euro pro Kilowatt und Jahr. In [115] wird ein im Standardcontainer fertig vormontiertes Schwungradmodul des Unternehmens Powercorp of Australia (Modell PowerStore) mit einer maximalen Ausgangsleistung von 1,8 MW und einer Speicherkapazität von 18 MWs aufgeführt. Die Kosten pro Modul liegen bei rund 0,8 Mio. EUR. Hinzu kommen weitere Kosten für Fundament, Lieferung, Aufbau und Anschluss.

Prognose Kostenentwicklung Der Markt für High-Speed Flywheels mit großen Speicherkapazitäten befindet sich im Anfangsstadium und die Hersteller prognostizieren deutlich sinkende Preise mit dem erwarteten steigenden Bedarf aufgrund von niedrigeren Produktionskosten und weiteren technologischen Verbesserungen.

Beispiel Schwungräder sind im Bereich Netzstabilität und USV bereits längere Zeit im Einsatz. Seit Juli 2011 ist in Stephentown, New York, eine 20 MW Anlage der Firma Beacon Power Corporation mit Vollast in Betrieb, die bei maximaler Leistung Energie über ca. 15 min zur Verfügung stellen kann [122]. Die Anlage besteht aus 20 transportablen Containern, wobei jeder Container zehn 100 kW Schwungräder enthält.



Abbildung 4.40: Weltweit erste Schwungradanlage mit 20 MW Leistung. Zu sehen ist die Anlage kurz vor der Fertigstellung [122].

Fazit Vorteile von Schwungrädern sind die geringe Zugriffszeit im Bereich von Millisekunden, hoher Wirkungsgrad, Langlebigkeit und geringe Wartungskosten. Die Entladungszeit liegt im Bereich von wenigen Sekunden bis hin zu etwa 20 Minuten. Nachteil von Schwungradspeichern ist der hohe Ruheverlust von bis zu 20 % pro Stunde. Die häufig stark fluktuierende Energieerzeugung durch Windkraft kann nicht ohne weitere Maßnahmen zur Netzstabilität in ein Netz

integriert werden. High-Speed Flywheels sind eine zuverlässige Möglichkeit, mit Sekunden und Minutenreserven im Megawatt-Bereich die fluktuierend erzeugte Energie so weit zu glätten, dass sie sich gut in ein dezentrales Netz integrieren lässt. Mit Schwungrädern stabilisiert sinkt die Anforderung an die zusätzlichen Erzeugungsarten, die Windfluktuationen auszugleichen. So kann beispielsweise ein als Reserve für die Windenergie installiertes Biomasseheizkraftwerk mit verbessertem Wirkungsgrad geregelt werden. Darüberhinaus werden die Anlagenkomponenten weniger beansprucht.

Elektrochemische Speicher

Elektrochemische Speicher (Akkus, Batterien) sind galvanische Elemente zur Speicherung von elektrischer Energie, die einen Ladestrom in Form von chemischer Energie speichern und diese chemische Energie als Entladungsstrom wieder abgeben können. Im Folgenden werden nur Akkus beschrieben, die für den Einsatz in Stromnetzen geeignet sind. Im Gegensatz zu mobilen Anwendungen sind daher das spezifische Gewicht und Volumen nicht entscheidend. Wichtige Faktoren sind geringe Kosten, hohe Lebensdauer, geringer Wartungsaufwand, hohe Kapazität und geringe Selbstentladung. Werden die Batterien zur Bereitstellung von Regelleistung installiert (Sekunden- und Minutenreserven), sind außerdem eine hohe Zyklenzahl und die Fähigkeit, spontan hohe Leistungspulse abgeben zu können, wichtig.

1. Blei-Säure-Akkus

Blei-Akkus bestehen im geladenen Zustand aus einer negativen und einer positiven Bleielektrode mit Bleioxidschicht. Als Elektrolyt wird Schwefelsäure verwendet. Bei der Entladung wird an der Anode vierwertiges Blei in zweiwertiges umgewandelt, während an der Kathode elementares Blei in zweiwertige Blei-Ionen übergeht.

- bereits viele Jahrzehnte im Einsatz und technisch ausgereift
- zuverlässig und kostengünstig
- können kurzzeitig hohe Stromstärken bereitstellen
- relativ geringe Selbstentladung
- kein Memory-Effekt
- nicht Schnellladegeeignet
- vertragen keine Tiefenentladung
- dürfen nicht ungeladen gelagert werden
- gute Effizienz: 65 – 80 %
- geringe Lebensdauer: 200 – 2.000 Zyklen (bei 80 % Tiefenentladung)

Im Wesentlichen sind zwei Arten von Blei-Säure-Akkus für Anwendungen im Stromnetz zu unterscheiden: Geflutete und ventilregulierte Blei-Säure-Akkus. Geflutete Akkus haben einen hohen Wartungsaufwand, dafür aber eine längere Lebensdauer. Ventilregulierte Akkus sind wartungsfrei, dafür ist die Lebensdauer geringer. **Anwendung** finden Speichieranlagen auf Basis von Bleibatterien weltweit. Die Größenordnung reicht dabei von kleinen Batterien zur Speicherung von Solarstrom im Inselbetrieb bis zur Großanlage zur

Aufrechterhaltung von Frequenz- und Spannungsstabilität mit einer installierten Kapazität im zweistelligen Megawattstunden-Bereich. Beaudin *et al.* [120] beziffern die Kosten für ein Blei-Säure-Akku auf rund 225 – 450 EUR/kW. Die **Investitionskosten** für ein komplettes Batterie-Energiespeichersystem zur Frequenz- und Spannungsstabilisierung inklusive Aufbau der Infrastruktur betragen rund 2 Mio. EUR für 1 MW Spitzenleistung und eine Kapazität von 1,4 MWh [115]. Ein **Beispiel** eines Bleiakkus installiert zur Netzstabilisierung mit Regelleistung ist die 40 MWh Anlage in Chino, Kalifornien, USA. Die BEWAG Berlin betrieb eine Anlage mit einer installierten Leistung von 17 MW bei einer Kapazität von 14 MWh.

2. Natrium-Schwefel-Batterie (NaS)

Die Natrium-Schwefel-Hochtemperatur-Batterie arbeitet bei 300 – 350°C mit flüssiger Natriumkathode und flüssiger Schwefelanode, die durch einen keramischen Festelektrolyten aus Aluminiumoxid getrennt sind, in dessen Kristallgitterfehlstellen Natrium-Ionen diffundieren können. Beim Entladevorgang wird flüssiges Natrium zu Na^+ -Ionen oxidiert. Folgende Eigenschaften zeichnen Natrium-Schwefel-Batterien aus:

- geringe Kosten
- hohe Zyklenlebensdauer: über 2500 Zyklen
- hohe Effizienz: 75 – 90 %

Die **Anwendung** der NaS-Batterie als Energiespeicher im Stromnetz wird speziell in Japan untersucht. Hergestellt werden sie vom japanischen Konzern NGK Insulators Inc. und sind grundsätzlich sowohl für das Energiemanagement für den Stunden- und Tageslastausgleich als auch zur Netzstabilisierung geeignet. **Investitionskosten** von NaS-Batterien sind mit 1.500 EUR/kW noch hoch [120]. Jedoch werden NaS-Batterien als wirtschaftlichste Batteriespeichertechnologie mit einem Preis von 0,32 Dollar/kWh angesehen [120]. **Beispiele** gibt es speziell in Japan. Hier sind bereits über 200 Anlagen im Stromnetz installiert. Die größte Anlage kann eine maximale Leistung von 34 MW bei einer Kapazität von 245 MWh bereitstellen und wird zur Stabilisierung von Windenergie im Norden Japans benutzt.

3. Lithium-Ionen-Batterie

Gegen Anwendungen von Lithium-Ionen-Batterien im Stromnetz sprechen die hohen Kosten (über 1.200 Dollar/kWh) und die aufwendige Schutzschaltung, um Spannung, Strom und Temperatur im sicheren Bereich zu halten. Dennoch entwickeln z.B. die Unternehmen A123 Systems und EaglePicher Technologies Lithium-Ionen-Akkus zur Anwendung im Energiesektor. EaglePicher Technologies gab 2009 den Bau einer 60 MWh Batterie zur Speicherung von Windenergie in Kansas, USA bekannt und A123 Systems entwickelt Lithium-Ionen-Batterien zur Frequenzregulierung und Netzstabilisierung.

4. Redox-Flow-Batterie

Redox-Flow-Batterien unterscheiden sich von herkömmlichen Batterien dadurch, dass Energiewandlung und chemische Energiespeicherung räumlich getrennt geschehen. Das energiespeichernde Material fließt durch die Konverterzelle hindurch und nimmt dabei Energie auf oder gibt Energie ab. Das energiespeichernde Material wird außerhalb der Zelle in Tanks gelagert, wodurch die gespeicherte Energiemenge nicht mehr von der Größe

4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

der Zelle abhängt, sondern von der Größe der Tanks mit dem chemischen Speichermedium. Somit ist auch eine Vergrößerung der Kapazität leicht zu realisieren. Folgende Eigenschaften haben alle Redox-Flow-Batterien gemeinsam:

- vernachlässigbare Selbstentladung
- kein Memory-Effekt
- unempfindlich gegen Tiefenentladung

Folgende Batterien wurden erfolgreich für eine Anwendung im Stromnetz entwickelt und getestet:

- Vanadium-Redox-Batterien
 - gute Effizienz: 75 % – 80 % bei guter jährlicher Wartung
 - sehr hohe Lebensdauer: über 12.000 Zyklen (bei 100 % Tiefenentladung)
- Zink-Brom-Batterien
 - gute Effizienz: 75 %
 - Lebensdauer: rund 2.000 Zyklen

Noch in der Entwicklung befinden sich Vanadium-Bromid-Batterien und Cer-Zink-Batterien. Diese sollen vergleichbare Eigenschaften wie die oben genannten haben, dabei aber höhere Energie- und Leistungsdichten erreichen. Redox-Flow Batterien eignen sich für einen großen **Anwendungsbereich** von Sekunden- bis Monatsreserven, da die Zugriffszeit im Sub-Millisekunden-Bereich liegt, gleichzeitig aber, da das energiespeichernde Material außerhalb der Zelle in Tanks gelagert wird, keine nennenswerte Selbstentladung stattfindet und somit über mehrere Wochen Energie gespeichert werden kann [124]. Abbildung 4.41 zeigt ein schlüsselfertiges Modul einer Vanadium-Redox-Flow-Batterie der österreichischen Firma Cellstrom GmbH.

Die **Kosten** werden für ein Transflow2000 Modul der Firma Premium Power Corporation (siehe Beispiele) mit 500 kW Peak Leistung und 2,8 MWh Kapazität mit rund 1 Mio. EUR angegeben [115]. Das Unternehmen Prudent Energy VRB Systems, das 2009 das Unternehmen VRB Power Systems aufgekauft hat, bietet 200 kW Module an, die zu maximal 10 MW Modulen bei einer maximalen Kapazität von 60 MWh kombinierbar sind. In [126] werden die Kosten für diese Module mit rund 500 EUR/kWh angegeben. Beispiele für Anwendungen von Vanadium-Redox-Batterien sind vor allem in Japan, aber auch den USA zur Lastnivellierung mit Leistung zwischen 30 kW (240 kWh) und 4 MW (6 MWh) zu finden. Auf der mit 1.800 Personen bewohnten Insel King Island (Australien) wurde eine 200 kW (800 kWh) Batterie installiert, um den Anteil der Windstromversorgung der Insel (Nennleistung 2,45 MW) auf ca. 50 % erhöhen zu können. Die Batterie dient hauptsächlich zur Speicherung nicht benötigten Windstroms und der späteren Abgabe ins Netz. Zink-Brom-Batterien werden von zwei Unternehmen kommerziell weiterentwickelt, produziert und verkauft. Die ZBB Energy Corporation (Australien) bietet das Basismodul ZESS50 (50 kW, 150 kWh) und ZESS500 (250 kW, 500 kWh) an. Diese Module können zu einer Einheit mit einer Kapazität von bis zu 6 MWh kombiniert werden. Die Premium Power Corporation (USA) bietet die Module PowerBlock150 (100 kW, 150 kWh) und Transflow2000 (500 kW, 2,8 MWh) an. Beide Module werden schlüsselfertig mit einer



Abbildung 4.41: 10 kW, 100 kWh Vanadium-Redox-Flow-Modul CellCube FB 10100 der Firma Cellstrom GmbH aus Österreich [125].

Lebensdauer von über 30 Jahren angeboten. Das kleinere Modul ist in einem 6 m langen Container installiert, das große Modul in einem großen Sattelschlepperanhänger.

Fazit Elektrochemische Speicher sind sehr gut zur elektrischen Energiespeicherung in einem Netzmaßstab geeignet, der der Größenordnung des Landkreises Freising entspricht. Ein entscheidender Vorteil elektrochemischer Speicher im Vergleich zu anderen Speichertechnologien ist, dass diese als komplette, schlüsselfertige Module erhältlich sind und somit mit vergleichsweise geringem Aufwand in kurzer Zeit in ein Stromnetz integriert werden können. Insbesondere Redox-Flow-Batterien bringen alle Anforderungen mit, die für den Einsatz in einem Stromnetz wichtig sind. Dazu gehören die sehr kurze Zugriffszeit, die verschwindend geringe Selbstentladung und die hohe Lebensdauer im Bereich von 12.000 Zyklen (rund 30 Jahre). Es ist zu erwarten, dass Redox-Flow-Batterien in den nächsten Jahren ihre positive Entwicklung fortsetzen und die Kosten weiter sinken werden.

Stoffliche Energieträger

Im Bereich stofflicher Energieträger sind als elektrischer Energiespeicher im Stromnetz für den Landkreis Freising nur regenerativ erzeugte, gasförmige Energieträger relevant. Dazu gehören reiner Wasserstoff (H_2) und die in dem Oberbegriff Erdgassubstitut (Substitute Natural Gas, SNG) zusammengefassten Gase, die aus verschiedensten Prozessen gewonnen werden:

- Biogas: anoxische Vergärung von organischen Stoffen in Biogasanlagen (Vergärung)

- Biosynthesegas: Vergasung von Biomasse
- Faulgas: anaerobe Gärung von Klärschlämmen in Faultürmen
- Wasserstoff: Elektrolyse von Wasser unter Einsatz von regenerativ erzeugtem Strom
- Renewable-Power-Methane (RPM): Elektrolyse von Wasser mit regenerativ erzeugtem Strom und anschließender Reaktion des gewonnenen Wasserstoffs mit Kohlenstoffdi- oder monooxid (CO_2/CO) zu Methangas

Biogas, Biosynthesegas und Faulgas kann nach der Erzeugung zwischengespeichert und erst bei Bedarf in einem Gasmotor oder einer Gasturbine verstromt werden. Dies ist eine Form von positiver Regelleistung und wird im Kapitel 4.6.1 behandelt. Eine vollwertige Speichertechnologie (positive und negative Regelleistung) ist die Speicherung von überschüssigem Strom in Form von Wasserstoff bzw. in Form von aus Wasserstoff und CO_2/CO gewonnenem Erdgassubstitut. Diese zwei Verfahren werden im Folgenden genauer beschrieben.

1. Wasserstoff als Energiespeicher

Überschüssige, regenerativ erzeugte elektrische Energie kann zur Elektrolyse von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff genutzt werden. Der Wasserstoff wird dann gespeichert und sobald Bedarf an elektrischer Energie besteht wieder verstromt. Jedoch ist der Gesamtwirkungsgrad aller Umwandlungsschritte von Elektrolyse, Wasserstoffspeicherung und Rückumwandlung in einer Brennstoffzelle mit rund 30 % – 40 % deutlich geringer im Vergleich zu Pumpspeicherkraftwerk, Druckluftspeicher oder Batterien [120]. Die einzelnen Prozessschritte lassen sich wie folgt näher beschreiben:

- Elektrolyse

Im Wesentlichen gibt es zwei relevante Technologien, die an dieser Stelle unterschieden werden müssen: Zum einen alkalische Elektrolyseure mit Kalilauge als Elektrolyt, eine ausgereifte und kommerziell verfügbare Technik, die aktuell die Standardtechnologie für die Wasserstoffelektrolyse im großen Maßstab für industrielle Anwendungen mit kontinuierlicher Stromversorgung ist und von einigen Herstellern (z.B. Norsk Hydro in Norwegen, Iht in der Schweiz und Uralkhimmash in Russland) bis zur elektrischen Aufnahmeleistung im ein- bis zweistelligen Megawattbereich angeboten wird [127]. Pro 100 kW liefern Elektrolyseure rund 2 kg Wasserstoff. Zum anderen der PEM-(proton exchange membrane)-Elektrolyseur, eine Technologie, bei der Kathode und Anode von einer Polymermembran getrennt werden. Diese Technologie befindet sich in einer fortgeschrittenen Entwicklungsphase (z.B. bei Siemens), die aktuell vom zweistelligen Kilowattbereich hochskaliert und voraussichtlich ab 2014 im einstelligen Megawattbereich kommerziell verfügbar sein wird [128]. Diese PEM-Elektrolyseure werden speziell für die Anwendung im Stromnetz zur Speicherung von überschüssigem Strom aus Windkraft und Photovoltaik entwickelt. Die Reaktion der alkalischen Elektrolyseure auf ein veränderliches Stromangebot liegt im Minutenbereich, die der PEM-Elektrolyseure dagegen im Millisekundenbereich. PEM-Elektrolyseure sind außerdem in der Lage, kurzfristig mit bis zu dem dreifachen Wert der Nennleistung überlastet zu werden und Wasserstoff bei hohem Druck (50 – 100 bar) zu produzieren, was die Kosten senkt und die Ausbeute erhöht. Der

Wirkungsgrad der Elektrolyse (oberer Heizwert der erzeugten Wasserstoffmenge dividiert durch die zugeführte elektrische Energie) liegt im Bereich von 70 – 80 %. Die Investitionskosten für große alkalische Elektrolyseure liegen im Bereich von 1.000 – 2.000 EUR/kW. Die Kosten für PEM-Elektrolyseure werden erst mit der kommerziellen Einführung bekannt sein.

- **Speicherung und Transport**

Speicherung und Transport von Wasserstoff ist aufwendig und teuer. Die Speicherkosten sind rund einen Faktor 4,5 höher im Vergleich zur Speicherung von Erdgas [120].

- **Verstromung von Wasserstoff**

Wird wie in diesem Kontext Wasserstoff als vollständiger Energiespeicher betrachtet, muss die Rückverstromung in die Wirkungsgrad- und Kostenbilanz miteinbezogen werden. Die Verstromung von Wasserstoff in Brennstoffzellen ist teuer. Alternativ kann Wasserstoff in das Erdgasnetz eingespeist werden. Limitiert durch die erhöhte Verbrennungstemperatur von Wasserstoff gegenüber Erdgas vertragen aktuelle Gasturbinen bis zu 10 % Wasserstoffanteil [129]. Der Wirkungsgrad einer Gasturbine liegt bei 35 – 40 %. Wird die Gasturbine in einem GuD-Kraftwerk mit einer Dampfturbine kombiniert, ist ein Wirkungsgrad von 55 – 60 % möglich. Der oben genannte geringe Gesamtwirkungsgrad von 30 – 40 % ergibt sich aus den Verlusten aller Prozessschritte, angefangen bei der Elektrolyse über die Speicherung und den Transport bis zur Rückverstromung.

2. Renewable-Power-Methane: Erdgassubstitut durch Reaktion von Wasserstoff mit CO₂ und/oder CO

Einen Schritt weiter geht das Konsortium aus ZSW (Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung Baden-Württemberg), Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik und SolarFuel Technology aus Salzburg/Stuttgart [130]. Ziel ist die Kombination von Wasserstoff-Elektrolyse mit einer anschließenden Methanisierung, erreicht durch die Reaktion des aus der Elektrolyse gewonnenen Wasserstoffs (unter Einsatz von überschüssigem Wind- oder Solarstrom) mit CO₂ oder CO. Die Wandlungsschritte sind in Abbildung 4.42 abgebildet. Eine erste Pilotanlage mit einem Wirkungsgrad von 40 % (elektrischer Strom zu Erdgassubstitut) läuft bereits. Eine zweite Anlage wird aktuell aufgebaut und soll ab 2012 6,3 MW elektrischen Strom mit einem Wirkungsgrad von 54 % in Erdgassubstitut umwandeln. 2014 soll schließlich eine dritte Anlage in Betrieb gehen, die 20 MW Strom mit einem Wirkungsgrad von über 60 % in Erdgassubstitut umwandelt (75 % Wirkungsgrad der Elektrolyse multipliziert mit rund 80 % angestrebtem Wirkungsgrad der Methanisierung). Wird das Erdgassubstitut mithilfe einer Gasturbine oder eines Gasmotors schließlich wieder in Strom umgewandelt, ergibt sich somit ein angestrebter Gesamtwirkungsgrad dieser Speichertechnologie von rund 25 bis maximal 35 %. Wesentlicher Vorteil im Vergleich zur reinen Wasserstoff-Elektrolyse ist die sehr gute Handhabbarkeit des Erdgassubstituts im Vergleich zum Wasserstoff. Die Lagerung in Tanks ist deutlich kostengünstiger. Mit dem vorhandenen Gasnetz ist bereits Speicher- und Transportinfrastruktur vorhanden. Die Energiedichte wird durch die Methanisierung um einen Faktor drei erhöht. Das erzeugte Erdgas kann neben der Rückumwandlung in

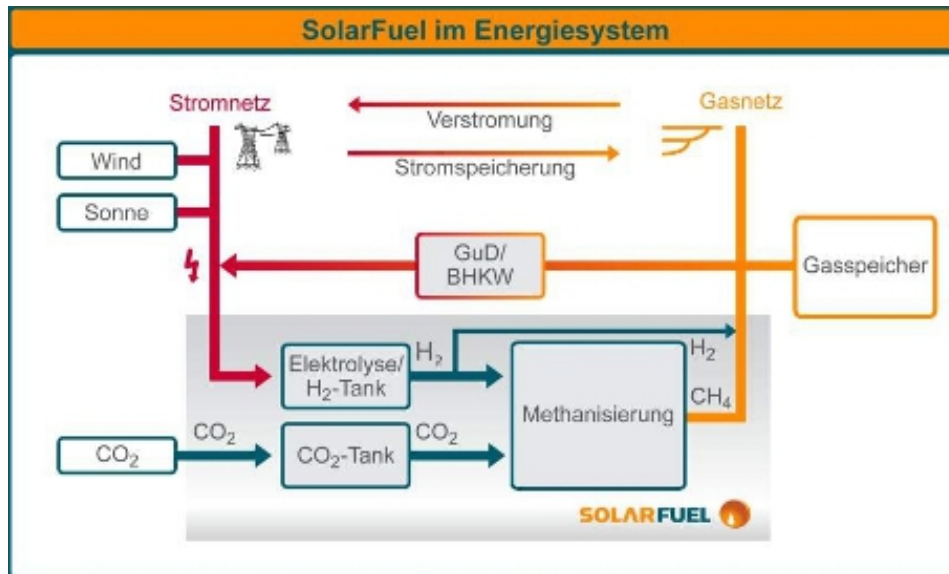


Abbildung 4.42: Schema zeigt Konzept von Solarfuel zur Umwandlung von Wasser in Methan- gas [130].

Strom auch zur Wärmeenergieerzeugung oder für den Verkehr genutzt werden. Außerdem ist die Rückverstromung mit vorhandenen Gasturbinen und Gasmotoren möglich, der Einsatz von Brennstoffzellen ist nicht nötig.

Somit ist eine Speicherform zur saisonalen Speicherung von elektrischer Energie im Netzmaßstab in Aussicht: Zum einen durch die direkte Speicherung von Wasserstoff, zum anderen durch die Speicherung eines Erdgassubstituts, das durch Methanisierung von Wasserstoff gewonnen wird. Die Speicherung des Erdgassubstituts ist dabei deutlich vorteilhafter in Bezug auf Lagerung, Transport und Rückverstromung. SolarFuel verspricht kommerziell verfügbare Anlagen ab 2015 mit einer elektrischen Anschlussleistung von 20 MW, einem Strom zu Erdgassubstitut Wirkungsgrad von über 60 % und somit einem Gesamtwirkungsgrad zur Nutzung als elektrischer Energiespeicher bei einer Rückverstromung in einem GuD-Kraftwerk von bis zu 35 %. Aufgrund dieses geringen Gesamtwirkungsgrades ist der Betrieb der Elektrolyse- und Methanisierungsanlage somit nur zu Zeitintervallen sinnvoll, in denen Strom aus Windkraft und Photovoltaik im Überschuss vorhanden ist.

Weitere Technologien im Bereich elektrische Energiespeicherung

Kondensatoren und elektrochemische Kondensatoren sowie Supraleitende Magnetische Energiespeicher (SMES) werden ebenfalls erforscht und sind bereits erfolgreich installiert. Die Technologien können für sehr kurze Zeiten (eine bis wenige Sekunden) sehr hohe Leistungen zur Verfügung stellen und werden daher als Sekundenreserve und für weitere Notfunktionen zur Netzstabilisierung (USV, Drehen eines abgeschalteten Windkraftwerks wegen zu starkem Wind) eingesetzt. Sie sind mit rund 10.000 bis über 100.000 EUR/kWh sehr teuer und für die im

Landkreis Freising benötigten Anforderungen modernen Schwungrädern unterlegen.

Rein positive Regelleistung

Während die bisher beschriebenen Technologien sowohl negative als auch positive Regelleistung zur Verfügung stellen, also überschüssigen Strom aufnehmen, speichern und später wieder einspeisen können, kann durch Fließwasserkraftwerke und die Zwischenspeicherung von Biogas, Biosynthesegas und Faulgas auch rein positive Regelleistung bereitgestellt und somit eine Art Speicher realisiert werden. Das Fließwasserkraftwerk kann durch Aufstauen des Wasserspiegels und weniger Durchfluss durch die Turbine bei geringerem Strombedarf die Stromproduktion senken und bei hohem Strombedarf die durch Absenken des aufgestauten Flusses gespeicherte potentielle Energie durch höheren Durchfluss wieder in elektrischen Strom umwandeln. In einer Biogasanlage oder einem Faulturm gewonnenes Bio-/Faulgas kann bei geringerem Strombedarf zwischengespeichert werden. Steigt der Strombedarf, kann das zwischengespeicherte Gas dem Gasmotor oder der Gasturbine zur Stromproduktion zugeführt werden. Im Landkreis Freising sind Biogasanlagen, Faultürme zur Gewinnung von Faulgas aus Klärschlamm sowie Wasserkraftwerke vorhanden. Zu welchen Kosten Gasspeicher oder der Ausbau der Wasserkanäle und somit die Umsetzung dieser Ansätze möglich und ab wann diese Investitionen aufgrund von einem Überschuss an regenerativ erzeugter elektrischer Energie zu bestimmten Zeitpunkten sowie gestiegenen Energiepreisen wirtschaftlich sind, muss individuell ermittelt und kann deshalb an dieser Stelle nicht pauschal beantwortet werden.

Smart Grid - Reduzierter Bedarf an Speicherkapazitäten

Wie einleitend beschrieben muss aufgrund der vernachlässigbar geringen Speicherkapazität des Stromnetzes die elektrische Energiebereitstellung stets mit dem Energiebedarf übereinstimmen, um Instabilitäten und Ausfälle in der Stromversorgung zu vermeiden. Dies gelingt erstens durch den Einsatz von Speichern, die bei Überangebot Strom aufnehmen und bei erhöhtem Bedarf wieder abgeben. Aktuell wird dies im Netzmaßstab in erster Linie mithilfe von Pumpspeicherkraftwerken realisiert. Zweitens muss die Stromproduktion an den Bedarf angepasst werden. Dies wird aktuell durch den Einsatz von fossilen Mittel- und Spitzenlastkraftwerken bewerkstelligt. Mittellastkraftwerke stellen den zusätzlichen Strombedarf zur Tageszeit gegenüber der Nacht bereit. Spitzenlastkraftwerke fangen den Mittags- und Abendpeak ab. Mit dem Ziel, den Einsatz fossiler Ressourcen zu minimieren, kann lediglich mithilfe von Biomasse(heiz)kraftwerken durch erhöhten oder verringerten Einsatz von entsprechenden Ressourcen auf den variierenden Bedarf reagiert werden. Windkraft und Photovoltaik sind im Gegensatz dazu nicht steuerbar. Vielmehr steigern sie die Anforderungen an die dynamische Regelung der Energiebereitstellung, da sie in Abhängigkeit der Wetterlage stark fluktuierend Strom erzeugen und dies nur mit fehlerbehafteten meteorologischen Modellen vorausgesagt werden kann. Somit sind Speicher unerlässlich, wenn man auf fossile Kraftwerke so weit wie möglich verzichten will. Jedoch ist die Speicherung von Energie aufgrund von Verlusten stets mit zusätzlichen Kosten verbunden. Um die benötigten Speicherkapazitäten und somit die zusätzlichen Kosten möglichst gering zu halten, muss daher ebenfalls über die Anpassung des Strombedarfs an die Strombereitstellung nachgedacht werden, im Vergleich zu den bisher angewandten Methoden zur Abstimmung von Verbrauch und Bedarf also ein umgekehrter Weg.

Anstrengungen mit diesem Ansatz werden unter dem Begriff *Smart Grid* zusammengefasst. Eine Abschätzung, wie zügig sich der *Smart Grid* Ansatz in Deutschland in den kommenden Jahrzehnten entwickeln wird, welche Geräte und Lösungen für den Endverbraucher auf dem Markt verfügbar sein werden und welchen Einfluss diese Entwicklungen auf den Strombedarf im Landkreis Freising — speziell den Peak-Strombedarf — haben werden, ist an dieser Stelle nicht möglich. Jedoch können im Landkreis Freising bereits jetzt Überlegungen angestoßen werden, ob Unternehmen oder Industrie mit hohem Strombedarf nicht bereits intelligent mit Stromerzeugern vernetzt werden können. Große Kühllhäuser von Logistikunternehmen oder in der Lebensmittelproduktion beispielsweise operieren in der Regel innerhalb eines Temperaturintervalls und werden nur dann gekühlt, wenn eine Maximaltemperatur überschritten wird. Gute Kälteisolation sorgt dafür, dass nicht permanent gekühlt werden muss. Da Kühllhäuser oft einen sehr hohen Strombedarf haben, ist es für den Betreiber des Kühllhauses aus wirtschaftlicher Sicht und für den Betreiber eines Stromnetzes aus Gründen der Regelung (und somit ebenfalls aus wirtschaftlicher Sicht) erstrebenswert, dass zu Zeitpunkten von Stromüberschuss gekühlt wird und bei Strommangel auf eine Kühlung verzichtet werden kann. Können solche vergleichsweise flexible, große Stromabnehmer im Landkreis identifiziert werden und entsprechende Verträge geschlossen werden, wäre dies ein weiterer Schritt zu einem Stromnetz mit möglichst hohem Anteil regenerativ erzeugter Energie.

Fazit elektrische Energiespeicher

Relevant für den Tages- bis Wochenlastausgleich sind (adiabate) Druckluftspeicher, Redox-Flow-Batterien und Pumpspeicherkraftwerke. Für den Wochen- bis Monatslastausgleich ist die Stromspeicherung in Form von Methangas geeignet. Wichtige Daten zu diesen vier Technologien sind in Tabelle 4.14 zusammengefasst. Redox-Flow-Batterien sind bereits heute im dreistelligen Kilowattbereich verfügbar. Diese Module sind schlüsselfertig erhältlich, in kurzer Zeit installierbar und können zusammengeschlossen werden, um Leistungen im einstelligen Megawattbereich und Kapazitäten im ein- bis niedrigen zweistelligen Megawattstundenbereich abzudecken. Diese Technologie wird in den kommenden Jahren weiterentwickelt werden und die Preise werden mit steigenden Produktionszahlen weiter sinken. Adiabate Druckluftspeicher sind noch in der Entwicklungsphase. Eine erste Demonstrationsanlage wird erst in rund fünf Jahren in Betrieb gehen. Grundsätzlich hat diese Technologie jedoch das Potential, in einem Netzmaßstab auf Landkreisebene geeignet zu sein. Da jedoch im Landkreis keine unterirdischen Kavernen bekannt sind, müsste die Druckluft in Behältern oder Rohren gespeichert werden. Dies limitiert die Größe der Anlage und steigert die Investitionskosten. Ein Pumpspeicherkraftwerk ist im Landkreis aufgrund der vorhandenen Topologie höchstens mit einer Kapazität im einstelligen Megawattstundenbereich möglich. Aufgrund der damit verbundenen hohen Investitionskosten und dem Eingriff in die Umwelt ist ein kleines Pumpspeicherkraftwerk daher aller Voraussicht nach keine sinnvolle Investition. Sehr vielversprechend ist der Renewable-Power-Methane Ansatz. Eine hochskalierte, 20 MW Pilotanlage ist für 2014 geplant. Das aus überschüssigem Strom hergestellte Methangas kann lange Zeit gelagert und in Gasturbinen im Megawattbereich wieder verstromt werden. Aufgrund des geringen Gesamtwirkungsgrades ist dies allerdings nur bei hohem regenerativ erzeugtem Stromüberschuss sinnvoll.

| Technologie | Wirkungs- grad | Stromgesteh- ungskosten | Technische Lebensdauer | Entwicklungs- stand |
|-------------|-------------------|----------------------------|---------------------------|------------------------|
| PHS | 70 - 80 % | 8 ct/kWh | 60 Jahre | Stand der Technik |
| AA-CAES | 70 % * | 13 ct/kWh | 40 Jahre | Pilotanlage |
| Redox-Flow | 75 - 80 % | 33 ct/kWh | 10-30 Jahre | Hochskalierung |
| RPM | 35 % * | 17 ct/kWh | 20 Jahre | Pilotanlage |

Tabelle 4.14: Zukünftig relevante Speicher für den Tages- und Wochenlastausgleich. PHS: Pumpspeicherkraftwerk, AA-CAES: adiabater Druckluftspeicher, Redox-Flow: Redox-Flow-Batterien, RPM: Methangas durch Methanisierung von Wasserstoff mit Kohlendioxid (* angestrebte Wirkungsgrade) [131].

4.6.2 Wärmespeicher

Wärmeenergie wird im Wesentlichen in den kühlen Übergangs- und kalten Wintermonaten benötigt. Um den für die Wärmeversorgung benötigte Anteil an fossiler Primärenergie möglichst stark zu senken, muss im Sommer aufnehmbare bzw. anfallende Wärmeenergie (durch Solarthermie bzw. Abwärme aus Stromerzeugung und Industrie) für die kalten Monate gespeichert werden. In diesem Kapitel wird daher speziell auf die saisonale Wärmespeicherung eingegangen. Im Bereich saisonaler Wärmespeicher im Siedlungsmaßstab werden kapazitive Wärmespeicher eingesetzt. Darüber hinaus finden Wärmespeicher verstärkt im Bereich Energiemanagement Anwendung, da die im Sommer benötigte Kühlleistung von klimatisierten Gebäuden sehr viel (elektrische) Energie benötigt. In diesem Bereich werden Latentwärmespeicher eingesetzt. Auf Gebäudeebene werden außerdem thermochemische Speicher erprobt. Auf diese Art von Speichern wird kurz im anschließenden Kapitel eingegangen. Einen wesentlichen Beitrag zur regenerativen Wärmeerzeugung können in Zukunft außerdem mit Erdgassubstitut betriebene Gasheizungen leisten.

Thermische Speicher

Latentwärmespeicher Latentwärmespeicher speichern die Umwandlungswärme eines Phasenübergangs bei relativ niedrigem Temperaturanstieg bzw. geben diese bei nahezu konstanter Temperatur und Leistung wieder ab. In der Regel werden aufgrund der hohen Speicherdichte Wärmeübergänge fest-flüssig ausgenutzt. Latentwärmespeicher finden bisher vorrangig im Bereich Wärmemanagement Anwendung, besonders in großen Bürokomplexen oder vergleichbaren Gebäuden, um im Sommer die hohen Kosten für den Betrieb von Klimaanlage zu senken.

Neuere Entwicklungen zielen jedoch darauf ab, effiziente Latentwärmespeicher für private Haushalte zur Verfügung zu stellen. Ein sehr interessantes, kommerziell verfügbares System nutzt die latente Wärme des Phasenübergangs zwischen Wasser und Eis [132]. Zum Heizen wird dem unterirdischen Wasserspeicher mit einer Wärmepumpe Energie entzogen. Im Winter wird so viel Energie entzogen, dass das Wasser vollständig gefriert. Aufgeladen wird der Speicher speziell im Sommer, aber auch zwischendurch immer wieder, indem Wärme aus Sonnenenergie, der Luft und Erdwärme das Eis wieder zum Schmelzen bringt.

Kapazitive (Sensible) Wärmespeicher Das Prinzip von sensiblen Wärmespeichern besteht darin, die Wärme einem geeigneten Speichermedium zuzuführen, das infolgedessen seine Temperatur erhöht. Die gespeicherte Wärmemenge ist proportional zur Masse und Wärmekapazität des Materials sowie zur Temperaturdifferenz. Wärmeverluste entstehen aufgrund der Temperaturdifferenz zwischen Speichermedium und der Umgebung. Die Isolierung des Wärmespeichers mit Dämmmaterialien ist daher entscheidend. Um Wärmeverluste zu vermeiden, muss das Dämmmaterial einen möglichst geringen Wärmeleitkoeffizienten haben, die Dämmschicht möglichst dick und das Verhältnis von Oberfläche zu Volumen des Wärmespeichers möglichst gering sein. Im Folgenden werden nur Langzeitspeicher betrachtet. In den vergangenen rund 15 Jahren wurden, durch die Förderprogramme Solarthermie2000 und Solarthermie2000plus entscheidend gefördert, zahlreiche Pilotprojekte zur solarthermischen saisonalen Wärmespeicherung ermöglicht. Dabei wurden im Wesentlichen vier Grundtypen untersucht. Es wurde viel Wissen in Sachen Technologie, Betrieb und Wirtschaftlichkeit gesammelt. Pilotanlagen befinden sich unter anderem in Hamburg (1996), Friedrichshafen (1996), Neckarsulm (1997/2001), Steinfurt (1998), Chemnitz (2000), Rostock (2000), Hannover (2000), Attenkirchen (2002), München (2007), Crailsheim (2008) und Eggenstein (2008). Diese Projekte werden von Forschungsinstituten wie dem ZAE Bayern und dem Solites - Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme begleitet und Informationen, Erfahrungen und neue Forschungserkenntnisse in Veröffentlichungen zusammengefasst [113, 133, 134, 135]. Es gibt eine zentrale Informationsplattform, die alle wichtigen und aktuellen Informationen zum Thema saisonale Wärmespeicherung in den Rubriken Grundlagen, Speichertypen, Systemtechnik, Planung und Projekte aufarbeitet.¹⁹ Die wesentlichen vier Grundspeicherarten sowie eine Möglichkeit zur Kombination zur weiteren Systemverbesserung sind im Folgenden kompakt zusammengefasst:

- Heißwasser-Wärmespeicher
 - Einsatzbereich: 30°C bis 95°C
 - unabhängig von geologischer Bodenbeschaffenheit
 - Energiedichte: 60 – 80 kWh/m³
 - relativ aufwendige Betonkonstruktion
- Kies-Wasser-Wärmespeicher
 - maximale Speichertemperatur: 80 – 90 °C
 - unabhängig von geologischer Bodenbeschaffenheit
 - Energiedichte: 30 – 50 kWh/m³
 - kostengünstiger als Betonkonstruktion für Heißwasserspeicher
- Erdsonden-Wärmespeicher
 - geeignete Untergründe: wassergesättigte Tone bzw. Tongesteine
 - hohe Speicherverluste, da nur an Erdoberfläche isoliert werden kann
 - effizient ab 50.000 m³ Erdreich

¹⁹www.saisonalspeicher.de



Abbildung 4.43: Wärmespeicher in Attenkirchen [113].

- Wärmetransport durch Erdreich, führt zu trägern Betriebsverhalten
- maximale Speichertemperatur derzeit rund 80°C
- Energiedichte: $15 - 30 \text{ kWh/m}^3$
- Vorteil: geringer Bauaufwand, einfache Erweiterbarkeit
- 3 – 5 Jahre bis eingeschwungener Zustand, erst dann können angestrebte ca. 60 – 70 % der eingespeicherten Wärme wieder entnommen werden.
- Aquifer-Wärmespeicher
 - sehr hohe Anforderungen an die hydrogeologischen, hydrochemischen und mikrobiologischen Randbedingungen
 - sinnvoll ab 100.000 m^3 Erdreich
 - geringe maximale Speichertemperaturen (u.U. unter 50°C , um biologische und geochemische Veränderungen des Grundwassers zu vermeiden)
- Hybridspeicher

Zukünftig werden sogenannte Hybridspeicher, die einen Kurzzeitspeicher (bislang Heißwasser-Speicher) und einen weiteren Langzeitspeicher integrieren, von Interesse sein. Ein Beispiel hierfür ist der in Attenkirchen realisierte und mit einer Solaranlage gespeiste Hybridspeicher bestehend aus einem unterirdischen 500 m^2 großen Kurzzeit-Heißwasser-Wärmespeicher und einem aus 90 U-Rohren (10.000 m^3 Erdreichvolumen) bestehenden Erdsondenspeicher. Die Schwankungen der Solaranlage werden durch den Wasserspeicher ausgeglichen.

Kosten Ab einer Speichergröße von 10.000 m³ liegen die Investitionskosten im Bereich von 70 – 120 EUR/m³. Unter 10.000 m³ steigen die Kosten stark an und liegen im Bereich von 100 – 450 EUR/m³ [114].

Fazit Mit dem aktuellen Technologiestand ist der Bau und wirtschaftliche Betrieb eines saisonalen Wärmespeichers möglich. Aufgrund der nach wie vor intensiven Entwicklungsarbeit und Praxistests in Pilotprojekten wird es in den kommenden Jahren weitere Verbesserungen hin zu höheren Speicherkapazitäten bei geringeren Verlusten und niedrigeren Kosten geben.

Thermochemische Speicher

Kommerziell verfügbar im Bereich thermochemische Speicher sind sogenannte Sorptionsspeicher. Unterschieden wird zwischen Adsorptionsspeichern, die mit festen Sorptionsmaterialien arbeiten und Absorptionsspeichern, die mit flüssigen Sorptionsmaterialien operieren. Bei Adsorptionsspeichern werden dem Speichermedium unter Wärmeeintrag Atome bzw. Moleküle entzogen und bei Wärmebedarf durch Anlagerung der Atome bzw. Moleküle am Speichermedium wiederum nutzbare Wärme freigesetzt. Absorptionsspeicher hingegen kommen nur für Klimatisierungszwecke zum Einsatz. Die Funktionsweise beider Speicher ist in [114] ausführlich beschrieben. Adsorptionsspeicher sind technisch am weitesten fortgeschritten und sowohl in Pilotprojekten erprobt als auch kommerziell verfügbar. Beispielsweise finden sie im Bereich der Gebäudeheizung für Einfamilienhäuser Anwendung und nutzen Umweltwärme, um den Heizbedarf mittels der Primärheizung zu reduzieren. Ein Pilotprojekt zur saisonalen Speicherung von Wärme ergab jedoch in der Praxis keine Vorteile im Vergleich zu konventionellen Pufferspeicheranlagen [114]. Eine weitere Anwendung, die in München erprobt wird, ist die Nutzung von Adsorptionsspeichern zur Reduzierung der Spitzenlast in Fernwärmenetzen, indem eine zeitliche Verschiebung zwischen Lade- und Entladevorgang realisiert wird. Der Speicher wird nachts zu Schwachlastzeiten aufgeladen und tagsüber zur Beheizung einer Schule genutzt.

Stoffliche Energieträger

In Kapitel 4.6.1 wird die Nutzung von überschüssigem Strom aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen zur Elektrolyse und zu anschließender Methanisierung beschrieben (Renewable-Power-Methane Ansatz). Das dadurch hergestellte Erdgassubstitut kann, anstatt mit zusätzlichen Verlusten rückverstromt, in das vorhandene Erdgasnetz eingespeist und zur Gebäudeheizung mittels Gasheizung verwendet werden. Der angestrebte Wirkungsgrad zur Umwandlung von überschüssigem Strom in Methangas mittels Elektrolyse von Wasser und anschließender Methanisierung liegt bei rund 60 %.

Zusammenfassung Wärmeenergiespeicher Kapazitive Wärmespeicher werden seit rund zwei Jahrzehnten in Deutschland erprobt. Eine ganze Reihe von Pilotanlagen, unter anderem auch in Attenkirchen im Landkreis Freising, wurden errichtet, um Technologien zu testen und Betriebserfahrung zu sammeln. Mittlerweile ist die Technologieentwicklung weit genug fortgeschritten und genügend Wissen vorhanden, um einen kapazitiven Wärmespeicher wirtschaftlich betreiben zu können. Weitere Forschungs- und Entwicklungsarbeit sowie Fortschritte in der Produktion der Komponenten, dem Bau und dem Betrieb der Wärmespeicher werden in

4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

den kommenden Jahren die Ausbeute der gespeicherten Wärme weiter erhöhen und die Kosten senken. Kapazitive Wärmespeicher sind geeignet, um im Sommer solare Wärme aufzunehmen und im Winter wieder abzugeben. Auch bei Industrieprozessen und in der Stromerzeugung (z.B. BHKW) anfallende Abwärme, die im Sommer nicht gebraucht wird, kann gespeichert werden. Für den Betrieb des Wärmespeichers ist ein Nahwärmenetz nötig, um die gespeicherte Energie an die Haushalte verteilen zu können.

Regenerativ erzeugte Energie zu speichern, um damit Gebäude heizen zu können, wird in 5 – 10 Jahren voraussichtlich auch in Form von aus überschüssigem Strom gewonnenem Methangas möglich sein (Renewable-Power-Methane). Der größte Vorteil dabei ist, dass Methangas gut gespeichert werden kann und die Infrastruktur zum Transport von Gas sowie Gasheizungen bereits vorhanden sind und in den kommenden Jahren weiter ausgebaut werden.

4.7 Wärmeverbrauchsenkende Maßnahmen im Gebäudebereich

4.7.1 Gebäudebestand in Deutschland

In dieser Arbeit wird das Potential der Energieeinsparung im Gebäudesektor betrachtet. Dieser macht, bei alleiniger Betrachtung der Raumheizwärme mit 2.240 PJ (ca. 0,62 Mio GWh), 26,1 % [136] des Gesamtendenergiebedarfs in Deutschland aus. Auf die Haushalte und den Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) entfallen davon 90,8 %, also 23,7 % des gesamten Endenergiebedarfs, siehe Abbildung 4.44. Diese 2.035 PJ (ca. 0,57 Mio. GWh) an Endenergie können durch effizientere Gebäudetechnik erheblich gesenkt werden. Ein besonderes Augenmerk liegt dabei auf der Gebäudemodernisierung. Ein Großteil der Gebäude in Deutschland (66 %) wurde vor 1978 gebaut, über 80 % der Gebäude sind älter als 25 Jahre [137].

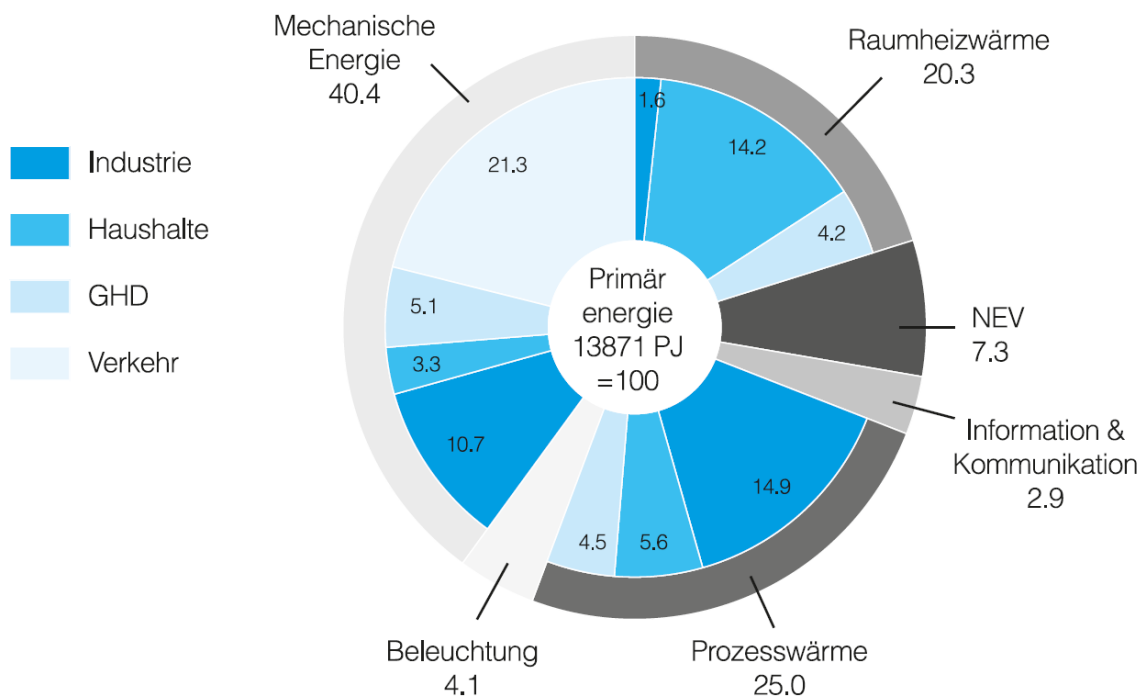


Abbildung 4.44: Primärenergiebedarf nach Sektoren und Anwendungsarten in Deutschland 2007 [136].

Übersicht Gebäudetypologien

Bei der Definition von Gebäudetypologien unterscheidet man grundsätzlich zwischen Wohngebäuden und Nichtwohngebäuden [138, S. 20]. Nichtwohngebäude unterscheidet man nach Art der Nutzung und teilt daher sie in folgende Gruppen auf:

4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

- Büro- und Verwaltungsgebäude
- Gebäude für Lehre und Forschung
- Gebäude des Gesundheitswesens
- Schulen und Kindergärten
- Sportbauten
- Gewerbebauten
- Gebäude anderer Art

Bei Wohngebäuden wird differenziert nach Größe (bzw. Gebäudeart) und Baualter. Das Alter wird dabei in Baualtersklassen angegeben. Gebäudegrößen bzw. -arten sind in Tabelle 4.15 dargestellt.

| Gebäudeart | Abkürzung | Beschreibung |
|-----------------------------|-----------|--|
| Ein- und Zweifamilienhäuser | EFH | eine oder zwei Hauptwohnungen |
| Reihenhäuser | RH | meist nur eine Wohneinheit |
| Mehrfamilienhäuser | MFH | drei bis zehn Wohneinheiten |
| große Mehrfamilienhäuser | GMH | mehr als zehn Wohneinheiten und fünf Vollgeschosse |
| Hochhäuser | HH | mehr als 30 Wohneinheiten und zehn Vollgeschosse |

Tabelle 4.15: Klassifizierung von Gebäudearten.

Die Einteilung in Baualtersklassen, Abbildung 4.45, hilft bei der Betrachtung zum Energieverbrauch, da sie Angaben über die Art der Konstruktion, Bauteilflächen (z.B. Fenstergrößen) und verwendete Materialien gibt. Damit lassen sich Anhaltswerte über den wärmetechnischen Zustand und typische Energiekennwerte erheben. Diese können dann für Energieeinsparpotentiale herangezogen werden.

Baualtersklassen Baualtersklassen sind in Deutschland nicht genormt. Für die energetische Betrachtung erscheint die Einteilung nach spezifischen Entwicklungen durch historische Ereignisse oder die Einführung relevanter Bauvorschriften am geeignetsten. Allen gemeinsam sollte die Verwendung ähnlicher Bauweisen und Baumaterialien sein [138, S. 20f].

- **Baualtersklasse A (bis 1918)**
Fachwerk mit Ausfachungen aus Ziegel, Lehm oder Stein. Durch diese bautechnisch schwierigen Mischkonstruktionen kann eine Reihe von Problemen auftreten.
- **Baualtersklasse B (bis 1918)**
Gründerzeitgebäude in Massivbauweise mit Backsteinmauerwerk.

- **Baualtersklasse C (1919 - 1948)**

Zunehmend industriell gefertigte, kostengünstige Baustoffe und materialsparende Konstruktionen. Es werden Bims oder Bimshohlblocksteine eingesetzt.

- **Baualtersklasse D (1949 - 1957)**

Die Gebäude der unmittelbaren Nachkriegszeit sind geprägt durch die Verwendung von oft minderwertigen Baumaterialien und einfachen Konstruktionen. Verbreitet ist die Verwendung von handgefertigten Hohlblocksteinen aus Bauschutt und Ziegelsplitt. Hochwertigere Hochlochziegel werden ab Mitte der 50er Jahre verwendet. Im Geschosswohnungsbau werden die ersten Gebäude in vorgefertigter Streifen- oder Blockbauweise gebaut.

- **Baualtersklasse E (1958-1968)**

Gehobener Standard unter Verwendung von Hochlochziegeln und Bimshohlblocksteinen.

- **Baualtersklasse F (1969-1978)**

Die Ölkrise Anfang der 70er Jahre führt zu steigenden Erdölpreisen und zu einer Diskussion über die Endlichkeit von Rohstoffen. Dies führt bei Gebäuden zur Verwendung wärmetechnisch verbesserter Bimshohlblocksteine und porosierter Ziegel (Leichthochlochziegel).

- **Baualtersklasse G (1979-1983)**

Einführung der ersten Wärmeschutzverordnung (1. WSV) 1977. Dieser folgeleistend wurden Gebäude ab dem 1. Januar 1979 mit Isolierung an den Außenbauteilen und weiterentwickelten und wärmetechnisch optimierten Baumaterialien (Leichthochlochziegel, z.B. Poroton) errichtet.

- **Baualtersklasse H (1984-1994)**

Die zweite Wärmeschutzverordnung (2. WSV) von 1982 schreibt die Erhebung des mittleren k-Wertes (heute U-Wert) für die gesamte Gebäudehülle vor. Außerdem wird ein erhöhter Wärmeschutz gefordert.

- **Baualtersklasse I (1995-2001)**












































Mit dem Inkrafttreten der dritten Wärmeschutzverordnung (3. WSV) am 1. Januar 1995 wird ein rechnerischer Wärmeschutznachweis für Neubauten gefordert. Der jährliche Heizwärmebedarf wird durch gestiegene Anforderungen begrenzt.

- **Baualtersklasse J (nach 2002)**

Einführung der Energie-Einsparverordnung (EnEV), welche die Anforderungen an den Endenergiebedarf bzw. den Primärenergiebedarf misst.

Die Einteilung der Gebäudeklassen und die Ansätze, um den Energieverbrauch bei Neubauten zu begrenzen, zeigen, wie lange es keine Bemühungen gab, den Energieverbrauch im Gebäudesektor gesetzlich einzuschränken. Damit entsteht ein großes Potential in Bestandsgebäuden, diese energetisch zu modernisieren und mit geeigneten Maßnahmen den Energieverbrauch und den CO₂-Ausstoß effektiv zu begrenzen. Der Heizwärmebedarf ist in Abbildung 4.46 dargestellt.

4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

| Deutsche Gebäudetypologie – Häufigkeit von Gebäudetypen unterschiedlichen Baualters | | | | | | | | | | | | |
|---|------------------------|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|-----------|
| | Baualtersklassen | | | | | | | | | | Summe | Anteil |
| | vor 1918 | vor 1918 | 1919 - 1948 | 1949 - 1957 | 1958 - 1968 | 1969 - 1978 | 1979 - 1983 | 1984 - 1994 | 1995 - 2001 | 2002 - 2006 | | |
| | A | B | C | D | E | F | G | H | I | J | | |
| Gebäudetypen* | EFH |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | |
| | Wohnfläche in Tsd. m² | 81.503 | 148.776 | 168.937 | 174.251 | 235.409 | 223.135 | 112.631 | 236.441 | 255.280 | 103.208 | 1.739.571 |
| | Anz. Wohneinh. in Tsd. | 916 | 1.707 | 2.010 | 1.915 | 2.274 | 1.867 | 936 | 2.055 | 1.994 | 671 | 16.345 |
| | RH | |  |  |  |  |  |  |  |  |  | |
| | Wohnfläche in Tsd. m² | | 14.543 | 31.450 | 21.993 | 35.996 | 61.478 | 24.503 | 32.951 | 33.366 | 11.675 | 267.955 |
| | Anz. Wohneinh. in Tsd. | | 145 | 326 | 231 | 348 | 517 | 202 | 281 | 285 | 83 | 2.418 |
| | MFH |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | |
| | Wohnfläche in Tsd. m² | 31.974 | 109.337 | 135.827 | 117.051 | 149.881 | 122.930 | 61.044 | 118.019 | 154.740 | 24.267 | 1.025.070 |
| | Anz. Wohneinh. in Tsd. | 462 | 1.501 | 2.034 | 1.912 | 2.210 | 1.677 | 821 | 1.712 | 2.240 | 296 | 14.865 |
| | GMH | |  |  |  |  |  | | | | | |
| | Wohnfläche in Tsd. m² | | 31.549 | 10.160 | 38.936 | 47.501 | 46.124 | | | | | 174.270 |
| | Anz. Wohneinh. in Tsd. | | 448 | 169 | 703 | 784 | 697 | | | | | 2.801 |
| | HH | | | | |  |  | | | | | |
| | Wohnfläche in Tsd. m² | | | | | 12.617 | 12.988 | | | | | 25.605 |
| | Anz. Wohneinh. in Tsd. | | | | | 198 | 198 | | | | | 396 |
| | MFH NBL | | | |  |  | | | | | | |
| | Wohnfläche in Tsd. m² | | | | 14.324 | 24.418 | | | | | | 38.742 |
| | Anz. Wohneinh. in Tsd. | | | | 329 | 408 | | | | | | 737 |
| | GMH NBL | | | | |  |  |  | | | | |
| | Wohnfläche in Tsd. m² | | | | | 22.976 | 19.899 | 17.977 | | | | 60.852 |
| | Anz. Wohneinh. in Tsd. | | | | | 390 | 336 | 305 | | | | 1.031 |
| | HH NBL | | | | |  |  | | | | | |
| | Wohnfläche in Tsd. m² | | | | | 16.823 | 4.230 | | | | | 21.053 |
| | Anz. Wohneinh. in Tsd. | | | | | 310 | 67 | | | | | 377 |
| Wohnfläche in Tsd. m² | | 113.477 | 304.205 | 346.374 | 366.555 | 505.822 | 506.454 | 222.307 | 405.388 | 443.386 | 139.150 | 3.353.118 |
| Anteil | | 3% | 9% | 10% | 11% | 15% | 15% | 7% | 12% | 13% | 4% | |
| Anz. Wohneinh. in Tsd. | | 1.378 | 3.801 | 4.539 | 5.090 | 6.222 | 5.656 | 2.362 | 4.353 | 4.519 | 1.050 | 38.970 |
| Anteil | | 4% | 10% | 12% | 13% | 16% | 15% | 6% | 11% | 12% | 3% | |

*) EFH = Einfamilienhaus, RH = Reihenhaushaus, MFH = Mehrfamilienhaus, GMH = großes Mehrfamilienhaus, HH = Hochhaus, NBL = neue Bundesländer

Abbildung 4.45: Gebäudetypologie Deutschland - Häufigkeit von Gebäudetypen unterschiedlichen Baualters [139].

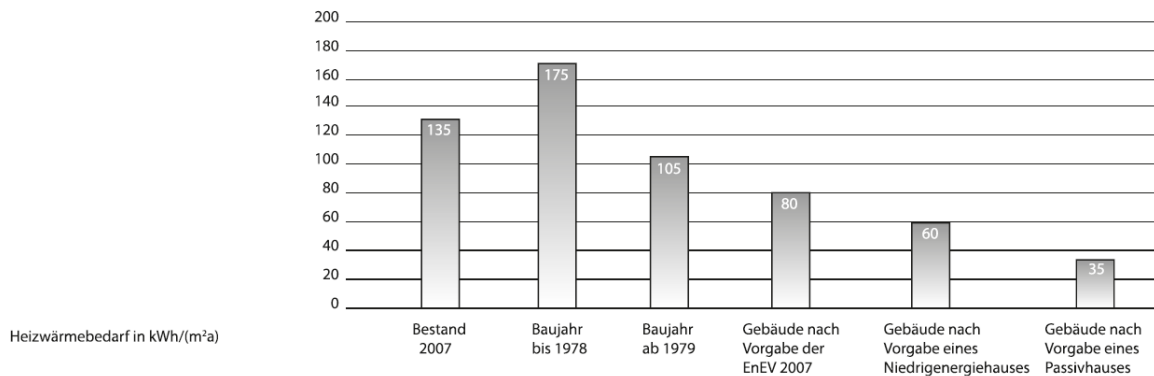


Abbildung 4.46: Jährlicher Heizwärmebedarf nach Wärmeschutz-Standards - Mittelwerte für Gesamtbestand Deutschland nach [140, S. 19].

4.7.2 Modernisierungsmaßnahmen

Die unterschiedlichen Baualterklassen haben gezeigt, wie schwierig es ist, einen Standard für Gebäude zu definieren, da jede Epoche mit unterschiedlichen Materialien und Konstruktionsweisen eine Vielfalt an möglichen Maßnahmen erzeugt. Um individuelle Maßnahmenpakete für Hauseigentümer bereitzustellen, werden nachfolgend energetische Modernisierungsmaßnahmen klassifiziert und Potentiale beschrieben. Diese können als Pakete zusammengefasst optimale Maßnahmen für Hauseigentümer beschreiben und helfen bei der Optimierung des Gebäudebestands nach wirtschaftlichen Maßstäben.

Arten der Modernisierungsmaßnahmen

Wände Wände stellen den größten Teil der Oberflächen dar und tragen damit quantitativ gesehen zu einem großen Teil von Wärmeverlusten bei. Bei der wärmetechnischen Optimierung von Wänden gibt es grundsätzlich zwei Kategorien:

- außenliegende Optimierung
- innenliegende Optimierung

Die außenliegende Optimierung von Wänden durch zusätzliche Dämmschichten und durch das Beseitigen von konstruktionsbedingten Wärmebrücken lässt sich optimalerweise mit dem Instandhaltungszyklus des Bauwerks vereinen, was die Kosten für die wärmetechnische Optimierung senkt. Die Vorteile einer außenliegenden Dämmung liegen im Erhalt der vorhandenen Speichermaße des Gebäudes. Außerdem wird die Konstruktion durch die zusätzliche „Schutzschicht“ vor Wettereinflüssen geschützt, so dass sich ihre Lebenszeit verlängert. Die Abdeckung von konstruktionsbedingten Wärmebrücken beseitigt altersbedingte Mängel und optimiert das Raumklima. Dabei lassen sich Dämmschichtstärken nur in begrenzter Weise aufbringen, da Wände auf den konstruktiven Wetterschutz vom Dach angewiesen sind. Dieser ist notwendig,

um Wände vor Schlagregen zu schützen. Deshalb muss vor der Auslegung der Stärke der Dämmung die Auswirkung auf die Schutzfunktion der Dachkonstruktion geprüft werden. Der größte Nachteil der außenliegenden Dämmung besteht in ihrer gestaltsverändernden Natur, welche für denkmalgeschützte Gebäude meistens nicht erlaubt ist. Eine innenliegende Wärmedämmung überzeugt durch ihre im Vergleich geringen Baukosten und den technisch einfachen Einbau, birgt aber im Gegensatz zur Außenwanddämmung erhebliche Nachteile. Durch die Isolation der tragenden Schicht, welche in den meisten Fällen die Speichermasse für die Räume darstellt, kommt es zu einer erheblichen Veränderung des Raumklimas. Die Raumtemperatur unterliegt stärkeren Schwankungen und kann ihre Temperatur ohne technische Anlagen nur schwer halten. Dies kann zwar in wenig genutzten Räumen von Vorteil sein, da sie sich so auch schneller regulieren lassen. Meist stellt dieser Verlust für das Raumklima aber einen Nachteil dar. Der nachträgliche Einbau einer Wärmedämmung führt zu einer Veränderung des Taupunktes in der Wand. Dies kann zu Schäden führen und verursacht durch anhaltende Nässe eine Verschlechterung der wärmetechnischen Eigenschaften. Daher ist bei der Verwendung einer Innendämmung der Rat eines Bauphysikers dringend zu empfehlen. Der Verlust an Nutzfläche stellt für die Vermietung eines Objektes eine wirtschaftliche Wertminderung dar und drückt zusammen mit den Mietausfällen während der Umbauphase die Wirtschaftlichkeit der Innenraumdämmung. Trotz dieser Nachteile ist sie oft die einzige Möglichkeit eine energetische Optimierung bei denkmalgeschützten oder erhaltenswerten Fassaden zu erreichen. Abschließend lässt sich festhalten, dass die Außenwanddämmung in Kombination mit regulären Instandsetzungsmaßnahmen die energetisch, wirtschaftlich und bautechnisch nachhaltigere Lösung darstellt.

Decken und Böden

Böden Die energetische Renovierung von Bodenplatten und Kellerböden wird nur in den seltensten Fällen angedacht. Sie ist wirtschaftlich unattraktiv, da sie neben den hohen Kosten die lichte Höhe in den betroffenen Räumen einschränkt. Trotzdem wird sie bei Häusern mit umgenutzten Kellerräumen betrachtet, weil diese aufgrund von Undichtigkeiten im Fundament ansonsten nur eingeschränkt nutzbar sind und ein Umbau neue Nutzfläche schaffen kann. Grundsätzlich besteht die Schwierigkeit darin, die alte Bodenplatte erreichbar zu machen und sie dann durch eine verklebte oder verschweißte Abdichtungsschicht in Verbindung mit einer ausreichend druckfesten Dämmung zu ergänzen. Die maximale Dämmstärke ist begrenzt durch die vorhandenen Türstockhöhen.

Decken Decken, als horizontale Trennschichten zwischen den Geschossen, sind für die wärmetechnische Optimierung nur in Betracht zu ziehen, wenn sie als thermische Trennung dienen. In Angrenzung an Keller und Dachgeschoss können Decken einen effizienten Beitrag zur Senkung der Energiekosten leisten. Aufgrund der wettergeschützten Lage der Bauteile kann die Modernisierung auch als Eigenleistung angedacht werden und daher für Hausbesitzer wirtschaftlich besonders interessant sein. Folgende Arten der Optimierung von Decken sind zu unterscheiden:

- Dämmung auf dem Bodenbelag
- Dämmung im Zwischenbalkenbereich (in Konstruktionsebene)

- Dämmung unter der Decke (Deckenbekleidung)

Die Dämmung auf dem Bodenbelag ist besonders bei ungenutzten Speichern attraktiv. Hierbei wird auf dem gesäuberten, alten Bodenbelag eine Dampfsperre aufgebracht. Darauf wird eine druckfeste Dämmung verlegt, wobei auf den Anschluss an die vorhandene Dachdämmschicht zu achten ist, um Wärmebrücken zu vermeiden. Der Bodenbelag kann unbehandelt mit Grobspan(OSB)-Platten abgeschlossen werden. Wichtig ist hierbei, dass die Absturzsicherung an Fenstern und Treppen gewahrt ist. Eine Dämmung im Konstruktionszwischenraum ist wirtschaftlich nur interessant, falls der alte Bodenbelag schadhaft ist oder aufgrund der lichten Höhe die Nutzbarkeit des Raumes eingeschränkt wird. Die Optimierung der Deckenunterseite ist besonders für Kellerdecken interessant. Hierbei wird zwischen oder unter der Unterkonstruktion eine zusätzliche Dämmschicht angebracht. Für Eigenleistung eignen sich hierbei Wärmedämmverbundplatten, welche in variablen Stärken verfügbar sind und eine einfache Form der wärmetechnischen Optimierung darstellen.

Öffnungen Die Funktionen von Öffnungen haben sich bei Gebäuden von einfachen Raumabschlüssen zu komplexen, multifunktionalen Bauteilen gewandelt. Dabei sind die Verbesserungen besonders bei Fenstern für jeden zu sehen und zu fühlen. Die optimierten thermischen Eigenschaften tragen so um den Faktor 10 unmittelbar zur Raumqualität bei. Das Auswechseln von Fenstern stellt technisch gesehen einen kleinen Eingriff dar und ist bei Gebäuden mit Einscheiben-Verglasung dringend zu raten. Selbst bei Gebäuden mit erneuerten Kunststofffenstern erster Generation ist ein Austausch energetisch sinnvoll. Vor der Entscheidung für den Austausch sollte geklärt werden, inwieweit die Renovierung der Fassade mit Wärmeverbundsystemen ansteht, da sich dabei Fensterlaibungen verschieben können. Dasselbe gilt für den Austausch von Türen. Ihr Austausch ist oft lohnenswert, da ihnen Dichtungsprofile fehlen und es aufgrund von Verzug und unzureichender Anschläge zu Zugerscheinungen kommt, die durch fehlende Dichtigkeit bedingt sind. Neben den klimatischen Vorzügen versprechen moderne Türsysteme einen wesentlich verbesserten Einbruchschutz. Der Einbau ist einfach und gemessen am Ergebnis wirtschaftlich.

Dach Grundsätzlich werden Dächer in Flachdach und Steildach unterschieden. Als Bauteil, welches direkten Wettereinflüssen ausgesetzt ist und extreme Temperaturänderungen ertragen muss, ist die Lebensdauer von Dächern begrenzt. Im Zuge von Instandhaltungsarbeiten sollten energetische Optimierungen dringend berücksichtigt werden, da selbst das Ersetzen der alten Dämmschichten heutzutage erhebliche Verbesserung bringt. Bei der Betrachtung von Flachdächern unterscheidet man konstruktionsbedingt wiederum drei Gruppen: Warmdach, Kaltdach und Umkehrdach. Bei einem Warmdach, der häufigsten Ausführungsart, liegt die isolierende Schicht zwischen Dampfsperre und Dachabdichtung. Durch die hohe mechanische Belastung der Dachhaut kommt es hier oft zu Undichtigkeiten. Infolgedessen verliert die Dämmung ihre Wirkung und es kommt zur Schimmelbildung. Der Aufbau in einem Kaltdach verhindert die Schimmelbildung durch eine zusätzliche Luftschicht zwischen Dämmschicht und Dachabdichtung. Im Umkehrdach liegt die Dämmung oberhalb der Dachabdichtung und wird daher dauerhaft durchnässt, was die Auswahl an Dämmmaterialien auf wasserfeste begrenzt. Die energetische Modernisierung bei Flachdächern wird wirtschaftlich in Kombination mit der Instandsetzung von altersbedingten Schäden ausgeführt. Die Lebenszeit von Flachdächern ist

4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

aufgrund der starken mechanischen Einflüsse meist auf 20 bis 30 Jahre je nach Konstruktionsweise begrenzt. Dies relativiert die entstehenden Kosten für die reine Modernisierung und birgt großes energetisches Potential. Steildächer sind in den meisten Fällen kaum bis gar nicht gedämmt. Nur im Falle eines späteren Ausbaus der Dachgeschosse wurde eine Dämmung verbaut, um Tauwasser zu verhindern. In Kombination mit der relativ geringen Bauteil-Lebenszeit von oft unter 50 Jahren birgt auch diese Konstruktionsweise großes Modernisierungspotential. Durch den Ausbau eines Dachgeschosses wird Nutzfläche gewonnen und gleichzeitig energetisch optimiert, was besonders bei Mietobjekten wirtschaftlich attraktiv scheint. Grundsätzlich werden hier vier Modernisierungsarten unterschieden:

- Dämmung auf den Sparren
- Dämmung von außen im Zwischensparrenbereich
- Dämmung von innen im Zwischensparrenbereich
- Dämmung von innen auf der Unterseite der Sparren
- Mischformen

Bei den Arbeiten von außen sind ein Gerüst und Dachfanggerüst erforderlich und die komplette Dachdeckung wird ersetzt, weshalb diese Arbeiten nur in Kombination mit Instandsetzungsarbeiten betrachtet werden. Dabei stellen sie energetisch gesehen die leistungsfähigsten Lösungen dar. Der Ausbau von innen ist nur wirtschaftlich, wenn die Dachdeckung noch eine ausreichende Lebensdauer verspricht und der Dachboden nicht zum Wohnraum ausgebaut worden ist. Attraktiv ist sie besonders für Eigenleistungen, wobei auf fachgerechte Ausführung zu achten ist, um keine Folgeschäden am Dachstuhl zu verursachen. Die Modernisierungspotentiale in der Dachebene sind sehr groß und wirtschaftlich besonders interessant, wenn sie mit der Instandsetzung der alternden Dachhaut einhergehen. Der Vorteil bei nicht ausgebauten Steildächern liegt in der Schaffung neuer Nutzflächen mit Raumqualität, was die Wirtschaftlichkeitsrechnung positiv beeinflusst. Energetisch gesehen stellt das Dach als Raumabschluss nach oben einen wichtigen Beitrag zur Effizienz der Modernisierung dar.

Technische Anlagen Der Ausbau der technischen Anlagen stellt eine der effektivsten Maßnahmen dar, um den Verbrauch zu senken. Dies liegt vor allem an der Lebensdauer der verwendeten Systeme und der technischen Entwicklung im Laufe ihres Gebrauchs. Um effektiv vorhandene Techniken zu verwenden, ist auf jeden Fall die Kombination von Modernisierungsmaßnahmen zu prüfen. Eine Wärmepumpe und Fußbodenheizung machen nur Sinn, wenn die Fenster und Wände ausreichend gedämmt sind. In der richtigen Kombination mit Solaranlagen zur Brauchwasserbereitung und Heizungsunterstützung ergibt sich bei den aktuellen Rohstoffpreisen die höchste Rendite über 15 Jahre [138, S.781]. Mögliche Modernisierungsmaßnahmen werden hier aufgeführt, ihre technischen Vor- und Nachteile wurden in vorherigen Kapiteln bereits erklärt.

- **Energieerzeugend:**
 - Gas-Niedertemperaturkessel

4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

- Gas-Brennwert-Kessel
 - Öl-Brennwert-Kessel
 - Pellet-Kessel
 - Wärmepumpe mit oberflächennaher Geothermie
 - Elektro-Feststoff Zentralheizung
 - Mini-Blockheizkraftwerk (BHKW)
 - kontrollierte Wohnraumlüftung
 - Solaranlage für Brauchwassernutzung
 - Solaranlage für Brauch- & Heizungswassernutzung
- **Für die Energieabgabe:**
 - Plattenheizkörper
 - Röhrenradiator
 - Fußbodenheizung

Maßnahmenpakete

Unter Berücksichtigung aktueller Trends werden bei den Maßnahmenkombinationen gängige Standards berücksichtigt und miteinander verglichen. Als Kennwerte werden dabei sowohl die Rendite nach einem Zeitraum von 15 Jahren als auch der Primärenergieverbrauch, der CO₂-Verbrauch und die CO₂-Einsparung verwendet. Die folgenden Ergebnisse sind aus einer Simulation für ein Gebäude der Baualtersklasse D aus dem Jahr 1952 entstanden. Sie basieren auf der Auswertung der genannten Maßnahmen zur energetischen Optimierung von Bestandsgebäuden in einem Betrachtungszeitraum von 15 Jahren.

- **Maßnahmenkombination 1**

Stellt die Kombination von Einzelmaßnahmen dar, welche die Rendite [138, S. 84-94] der Auswahl zugrunde legt. Sie zielt auf einen Standard nach EnEV Verordnung [138, S. 85-94] ab und verwendet technisch übliche Eingriffe.
- **Maßnahmenkombination 2.1**

Stellt die Kombination von Einzelmaßnahmen nach Bauteilverfahren dar. Erfüllt die EnEV bei Verwendung von Gas-Brennwert-Technik.
- **Maßnahmenkombination 2.2**

Stellt die Kombination von Einzelmaßnahmen nach Bauteilverfahren dar. Erfüllt die EnEV bei Verwendung von Pellet-Technik.
- **Maßnahmenkombination 3.1**

Stellt die Kombination von Einzelmaßnahmen nach Bilanzverfahren dar. Erfüllt die EnEV bei Verwendung von Gas-Brennwert-Technik.
- **Maßnahmenkombination 3.2**

Stellt die Kombination von Einzelmaßnahmen nach Bilanzverfahren dar. Erfüllt die EnEV bei Verwendung von Pellet-Technik.

4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

| | Bestand | Mk 1 | Mk 2.1 | Mk 2.2 | Mk 3.1 | Mk 3.2 | Mk 4.1 | Mk 4.2 | Mk 5.1 | Mk 5.2 |
|--|---------|---------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| jährliche Rendite bezogen auf Modernisierungskosten bezogen auf Investitionskosten | | 8.98 % 3.90 % | 2.24 % 2.87 % | 5.52 % 3.11 % | 7.06 % 3.36 % | 6.85 % 3.72 % | 4.54 % 2.91 % | 3.87 % 2.58 % | 5.68 % 3.12 % | 4.63 % 2.86 % |
| Rendite nach einem Zeitraum von 15 Jahren bezogen auf Modernisierungskosten bezogen auf Investitionskosten | | 112.47 % 48.84 % | 69.90 % 35.90 % | 69.11 % 39.00 % | 87.64 % 41.68 % | 85.85 % 46.60 % | 58.85 % 36.48 % | 48.49 % 32.33 % | 71.21 % 39.09 % | 58.03 % 35.86 % |
| Primärenergieverbrauch (kwh/m²a) | 413.4 | 128.94 | 126.26 | 46.8 | 168.23 | 58.7 | 76.07 | 35.11 | 49.04 | 40.00 |
| CO ₂ Einsparung (kg/a) bei Umrechnung mit 0.19 kg/kWh nach Bayerischem Landesamt für Umweltschutz LFU | | 68.56 % | 55.19 % | 84.22 % | 59.12 % | 80.05 % | 81.28 % | 88.27 % | 83.42 % | 86.57 % |

Abbildung 4.47: Überblick Maßnahmenkombinationen [138, S. 780f].

- **Maßnahmenkombination 4.1**

Stellt die Kombination von Einzelmaßnahmen zur Erfüllung des Passivhausstandard dar. Beheizung mit Gas-Brennwert-Technik.

- **Maßnahmenkombination 4.2**

Stellt die Kombination von Einzelmaßnahmen zur Erfüllung des Passivhausstandard dar. Beheizung mit Pellet-Technik.

- **Maßnahmenkombination 5.1**

Stellt die Kombination von Einzelmaßnahmen zur Erfüllung des Standards eines KfW-Effizienzhaus 60 dar. Beheizung mit Pellet-Technik.

- **Maßnahmenkombination 5.2**

Stellt die Kombination von Einzelmaßnahmen zur Erfüllung des Standards eines KfW-Effizienzhaus 40 dar. Beheizung mit Pellet-Technik.

Abbildung 4.47 gibt einen Überblick über die Resultate der Maßnahmenkombinationen.

Ausblick und Erwartungshorizont

Mit den Werten für die einzelnen Maßnahmenkombinationen können diese auf ihre Tauglichkeit im Kontext von Eigen- und Gemeinnutz geprüft werden.

Eigennutz Die jährlichen Einsparungen an Heizkosten können Abbildung 4.48 entnommen werden. Abbildung 4.49 gibt die annualisierten Renditen der Maßnahmen an. Abbildung 4.50 zeigt die Rendite nach 15 Jahren.

Gemeinnutz durch CO₂-Einsparung Zur Ermittlung des Einsparpotentials für den gesamten Landkreis werden nur Gebäude berücksichtigt, welche vor 1978, also vor der ersten Wärmeschutzverordnung, errichtet worden sind. Diese Gebäude weisen einen signifikant höheren Energieverbrauch auf und benötigen sowieso oft baldige Instandsetzungsmaßnahmen. Betrachtet man den gesamten Gebäudebestand von Wohngebäuden im Landkreis Freising und mittelt

4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

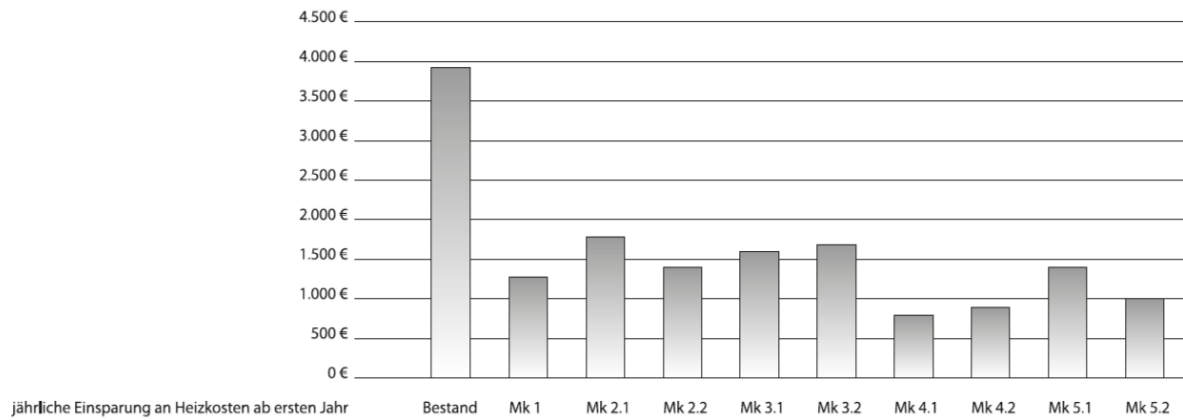


Abbildung 4.48: Energiekosten der Maßnahmen im ersten Jahr [138, S. 782].

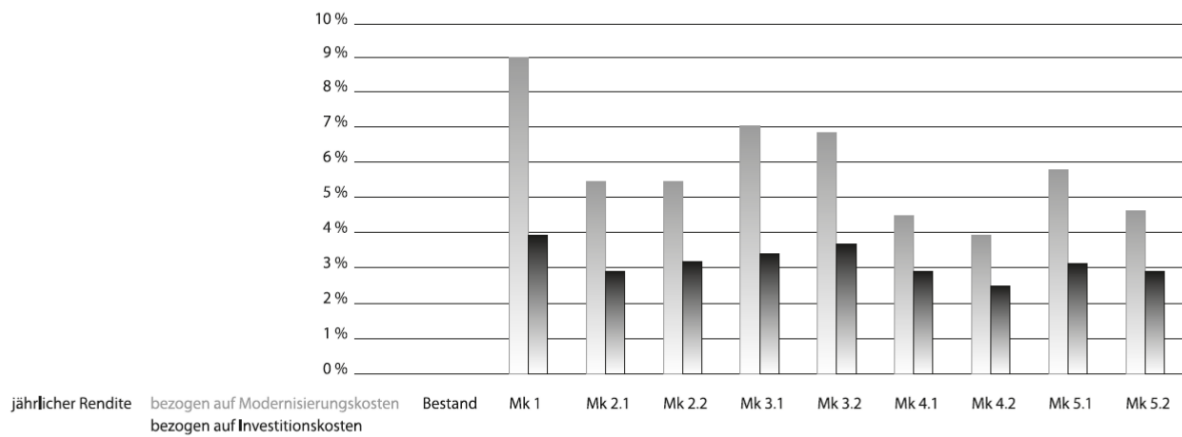


Abbildung 4.49: Jährliche Renditen der Maßnahmenkombinationen [138, S. 782].

4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

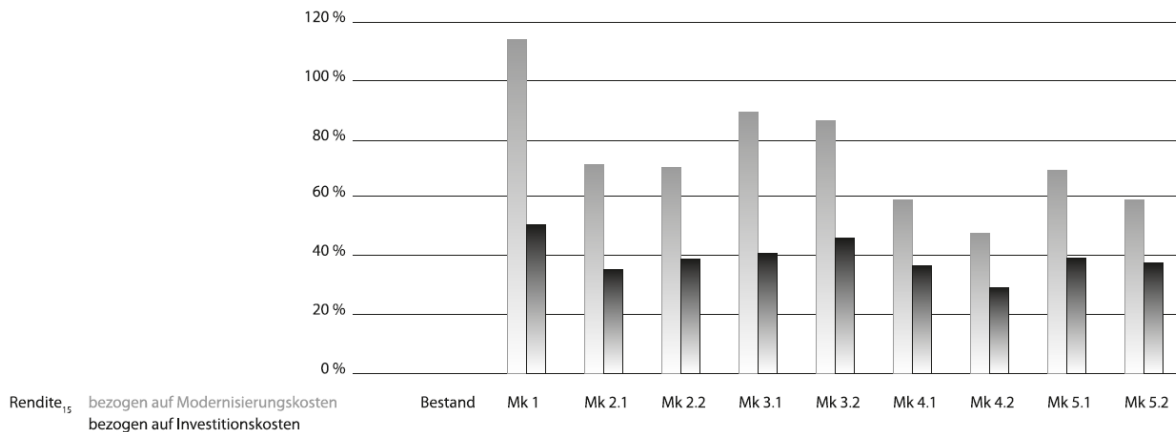


Abbildung 4.50: Absolute Renditen der Maßnahmenkombinationen nach 15 Jahren [138, S. 784].

die Neubauten seit 1978 auf 500 pro Jahr [36], ergibt sich ein Anteil von ca. 57,5 % der Gebäude, welche vor dem Jahr 1978 erbaut wurden. In Summe sind dies ca. 21.000 Gebäude. Der durchschnittliche Primärenergieverbrauch fällt um 80,4 % [138, S. 780f] und stellt damit ein großes Potential für die schrittweise Deckung mit erneuerbaren Energieträgern dar. Geht man bei Bestandsgebäuden vor 1978 von einem mittleren Primärenergiebedarf von 350 kWh/m²a aus, ergibt sich ein Einsparpotential in Höhe von 1.080 GWh/a. Betrachtet man das Mittel des CO₂-Einsparpotentials von 76,3 % [138, S. 780f] der Maßnahmenkombinationen und rechnet dies auf ein typisches Wohnhaus dieser Baualtersklasse um, ergibt sich ein Einsparpotential von ca. 8.577 kg/a CO₂ pro Haus, also ein Gesamteinsparpotential von 180.117 t/a CO₂. Wenn man davon ausgeht, dass die Gebäude ein Instandsetzungsintervall von ca. 50 Jahren haben [138, S. 790f], ergibt sich eine Modernisierungsrate von zwei Prozent pro Jahr, woraus ein jährliches Einsparpotential von 3.602 t/a CO₂ und 21,6 GWh/a resultiert. Steigert man diese Modernisierungsrate durch gewisse Förderungsmaßnahmen, kann direkt Einfluss auf den Energieverbrauch und CO₂-Ausstoß genommen werden.

Gemeinnutz durch bauwirtschaftliches Potential Ein weiterer Vorteil bei der Modernisierung von Gebäuden ist der positive Einfluss auf die lokale Wirtschaft. Ausgehend von gemittelten Kosten für eine Modernisierung von 540 EUR/m² [138, S. 780f] und der Wohnfläche in Gebäuden vor 1978 von 3.837.885 m² [36] ergibt sich ein volkswirtschaftliches Investitionsvolumen von 2,07 Mrd. EUR. Bei der angenommenen Modernisierungsrate von 2 % bedeutet dies 41,45 Mio. EUR pro Jahr. Erhöht man die Modernisierungsrate, besteht erneut direkter Einfluss auf die Ankurbelung der lokalen Industrie und des Handwerks.

4.7.3 Neuplanung und Städtebau

Will man den Einfluss von Neuplanung auf die energetischen Bedingungen hin prüfen, ist zu beachten, dass die Neubaurate bei nur 1,1 % pro Jahr im Bundesmittel liegt. Der heutige ge-

4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

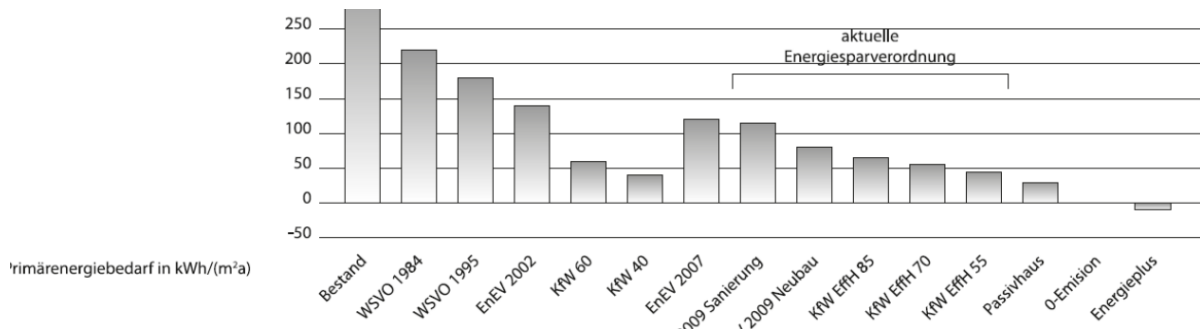


Abbildung 4.51: Primärenergieverbrauch nach Standards [141, S. 6].

setzliche Standard nach EnEV 2009 lässt sich nur noch schwer pauschal bestimmen und stellt ein komplexes Regelwerk dar. Der Primärenergieverbrauch für unterschiedliche Standards wird in Abbildung 4.51 dargestellt. Um gebäudespezifische Grenzwerte für Neubauten zu erhalten, gilt es ein vergleichbares Referenzgebäude nach den Vorgaben der EnEV zu berechnen, damit ein Grenzwert generiert wird. Im Mittel lässt sich ein Primärenergiebedarf von unter 80 kWh/m²a feststellen, welcher erheblich unter dem Bestandsverbrauch von 350 kWh/m²a liegt. Mit den Richtlinien der KfW-Förderbank und dem Anstreben des Passivhausstandards wird der Primärenergieverbrauch zusätzlich gesenkt. Dabei steigen die Kosten und der Planungsaufwand aber exponentiell an und in Anbetracht des Potentials im Bestand zu modernisieren, besteht die Frage nach der Wirtschaftlichkeit.

Der kommunale Städtebau und der Umgang mit Siedlungserweiterungen unter energetischen Gesichtspunkten stellen eine große Herausforderungen für alle planenden Beteiligten dar. Wichtig ist die vorausschauende interdisziplinäre Planungsphase, in welcher bestimmt wird, wie effizient ein städtebauliches Konzept ist. So fordert der Passivhausstandard durch die erhöhte Relevanz der solaren Gewinne in der Heizwärmebilanz, dass die Siedlungsplanung sonnenoptimiert ist. Weiterhin gilt es, ein zeitlich koordiniertes Konzept zu entwickeln, das im optimalen Fall Verbraucher und Erzeuger effizient vereint und damit Synergieeffekte erzeugt.

Solarenergetische Optimierung

Die solarenergetische Optimierung von Bebauungsplänen verspricht eine Steigerung der internen Gewinne von Gebäuden. Dieses Konzept erzeugt interne Wärmegewinne über das ganze Jahr durch erhöhte Nutzung der solaren Strahlung. Der Einfluss städtebaulicher Parameter auf den Heizwärmebedarf von Gebäuden unterschiedlicher Dämmstandards ist in Abbildung 4.52 dargestellt. Gerade in Verbindung mit dem erhöhten Standard von Niedrigenergie- und Passivhäusern wird der solare Gewinn ein wichtiger Teil des Heizwärmebedarfs und damit des Primärenergieverbrauchs einer Siedlung. Bei der Siedlungsoptimierung werden Verschattungsstudien erstellt, welche A/V-Verhältnis, Höhen-, Abstands- und Orientierungsrichtlinien festlegen. Diese Studien ermitteln Voraussetzungen für optimale solare Gewinne. Für die einzelnen Bauherren erzeugt diese Methode aber einen erhöhten Planungsaufwand und einen höheren Determinierungsgrad, da der Öffnungsanteil der Fassaden auf das städtebauliche und energetische Konzept präzise abgestimmt werden muss. Des Weiteren wird damit die Kubatur

4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

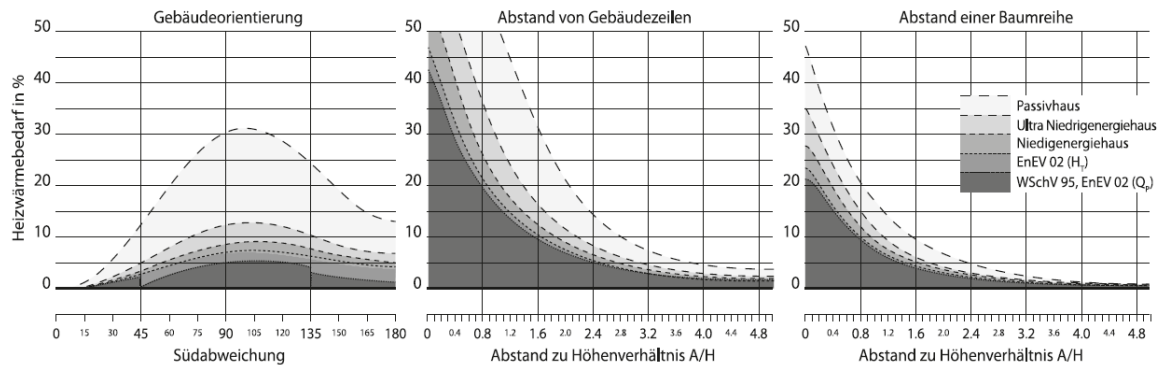


Abbildung 4.52: Dämmstandards - Einfluss städtebaulicher Parameter auf den Heizwärmebedarf von Gebäuden [142, S. 39].

der Gebäude bestimmt, was die Individualität der Bauherren sowie der Siedlungen deutlich einschränkt (siehe Abbildung 4.53). Eine optimale Planung reduziert die Summe der solaren Verluste aus Orientierung, Verschattung durch Nachbargebäude und Vegetation auf unter 20 % [142, S. 38]. Die Orientierung der Gebäude muss dabei nicht zwingend exakt nach Süden ausgerichtet sein, aber der Großteil der Gebäude sollte nicht mehr als $\pm 30^\circ$ von der Südrichtung abweichen. Zu vermeiden ist die Ost-West-Ausrichtung der Gebäude [142, S. 39]. Neben der Orientierung ist es besonders wichtig, die First- und Traufhöhen der Gebäude festzulegen (siehe Abbildung 4.54). Sie bestimmen maßgeblich den Wärmeverlust von Gebäuden und beeinflussen direkt die Verschattung der umliegenden Bebauung [142, S. 56]. Studien haben gezeigt, dass bei gleicher Wohnfläche mit diesen Festlegungen der Heizenergiebedarf um 20 %, die solaren Verluste um 30 % und die Baukosten um 10 % variieren. Über die Festlegung der Geschosigkeit von Gebäuden wird der maximal zulässige Primärenergiebedarf nach EnEV bestimmt, da diese das A/V-Verhältnis festlegt. Außerdem wird über das Verhältnis von Gebäudehöhe zu Gebäudeabstand die gegenseitige Verschattung sowie die Besonnungsdauer und damit die passiven solaren Gewinne ermittelt. Das Optimum wird im Wohnungsbau bei vier Vollgeschossen erreicht [142, S. 59]. Mögliche singuläre Energieeinsparung und Investitionskosten für verschiedene Maßnahmen bezogen auf die Lebensdauer sind in Abbildung 4.55 und 4.56 zusammengefasst.

Holistischer Städtebau

Der Definition nach beschreibt Holismus die Lehre in der die einzelnen Elemente aufgrund der Beziehungen einer „Ganzheit“ oder „Gestalt“ vollständig bestimmt sind. Im Städtebau versteht man darunter das berühmte Zitat des Aristoteles: „Das Ganze ist mehr als die Summe seiner Teile“. Damit geht es bei dieser Art des Städtebaus um die Betrachtung aller Einflussfaktoren, um eine Optimierung durch Synergieeffekte zu erreichen. Bestehende Studien zu diesem Thema betrachten oft nur die sich schnell entwickelnden Metropolregionen. Viele Ergebnisse und Ideen dieser Studien lassen sich aber auch auf Landkreisebene und in der Siedlungsplanung umsetzen. So ist es wichtig, Verbrauchsdaten und Gewinne nicht nur auf Gebäudeebene zu

4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

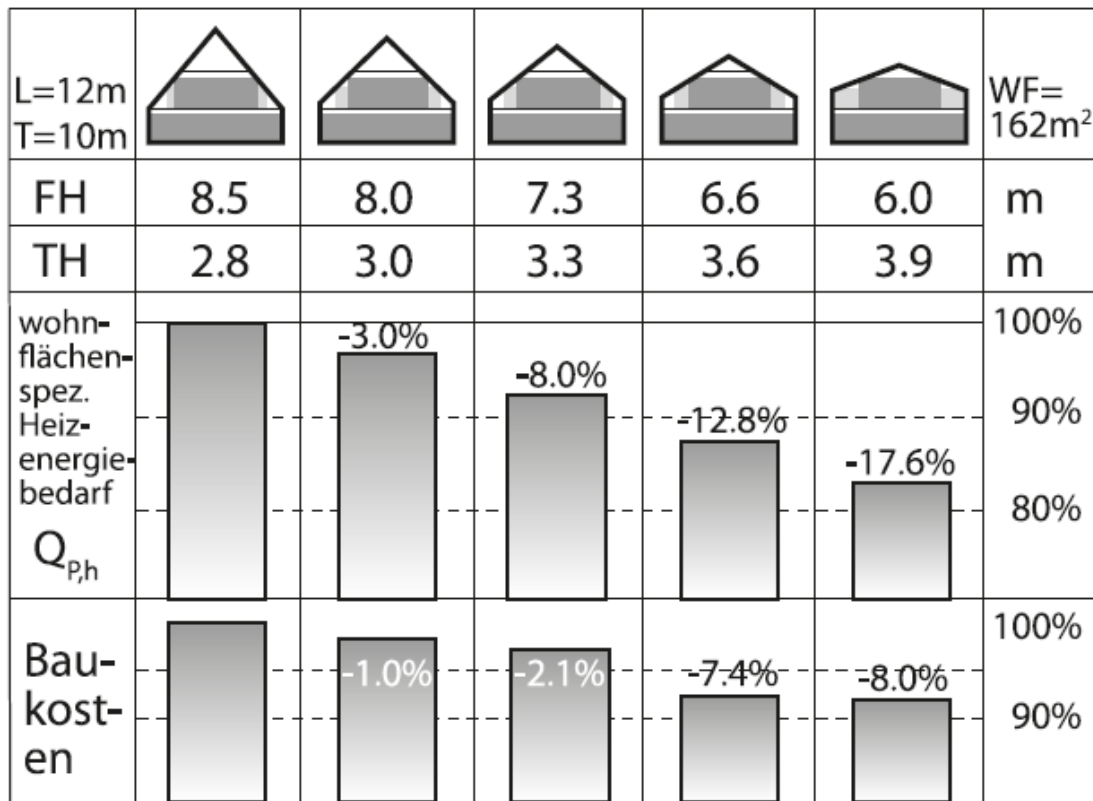


Abbildung 4.53: Wohnflächenspezifischer Heizenergiebedarf $Q_{p,h}$, WF und wohnflächenspezifische Baukosten in Abhängigkeit von der Trauf- und Firsthöhe bei identischer Wohn- und Grundfläche [142, S. 51].

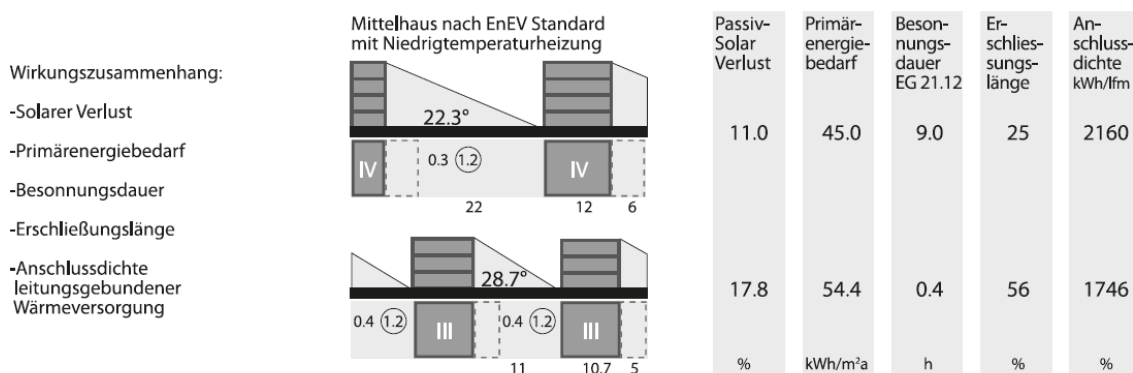


Abbildung 4.54: Geschosszahl als energetischer Parameter [142, S. 54].

4 Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Einsparung von Energie

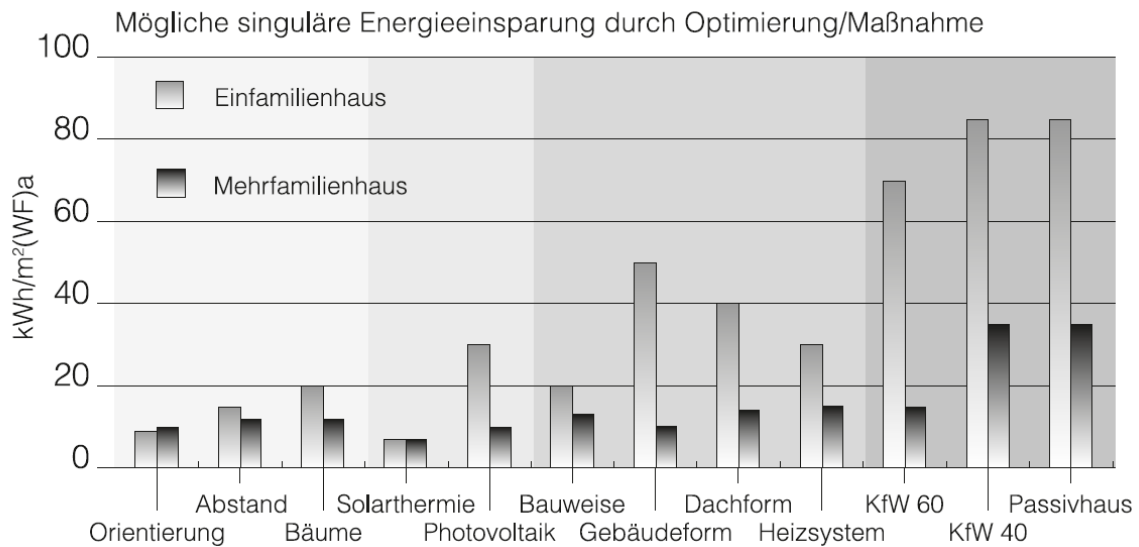


Abbildung 4.55: Energieeinsparung durch verschiedene Maßnahmen [142, S. 83].

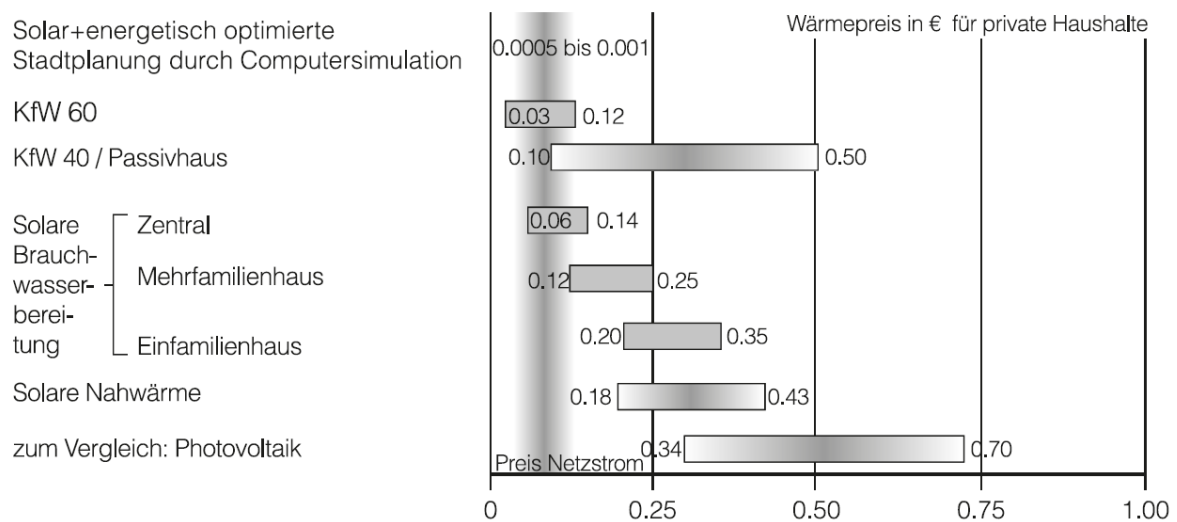


Abbildung 4.56: Investitionskosten zur Energieeinsparung in EUR/kWh bezogen auf Lebensdauer (20 Jahre, ohne Zuschüsse) [142, S. 84].

betrachten, sondern diese effektiv auf Siedlungsebene einzusetzen, um aus der Verbindung von Wohn-, Industrie- und Geschäftsgebäuden eine synergetische Einheit zu bilden. Diese bildet ein Ökosystem, welches Energie auf kurzen Wegen effizient austauscht und durch unterschiedliche Nutzungszeiten die Verluste reduziert. Ein Beispiel im urbanen Raum für eine solche Verbindung ist die Kombination von Supermarkt, Schwimmbad, Schule und Wohnungen, welche Heizenergie und Wasser austauschen und damit ein Mini- Ökosystem bilden. Bei der Betrachtung im Siedlungsmaßstab wird die Nutzung eines Blockheizkraftwerks mit Kraft-Wärme-Kopplung interessant. Pauschal lässt sich in diesem Maßstab nur bedingt ein Plan aufstellen, da die lokalen Bedingungen, die Größe, die Nutzungskombination und viele weitere Faktoren den Erfolg bestimmen. Bewusst geplant stellt diese Art der Siedlungsentwicklung aber einen nachhaltigen Beitrag dar, da sie lokale Akteure in die Energiepolitik miteinbezieht und damit nicht nur die technischen Voraussetzungen stellt, sondern das Nutzerverhalten aktiv beeinflusst.

4.7.4 Ausblick und Potential

Mit den gesetzlichen Normen nach EnEV und dem weiterreichenden Passivhausstandard sind starke gesetzliche Planungsinstrumente geschaffen, welche den Primärenergiebedarf auf Gebäudeebene für Neubauten streng begrenzen. Die Aufgabe für die nächsten Jahre besteht darin, die Modernisierungsrate im Bestand zu steigern, um Gebäude, welche vor 1978 erstellt worden sind, energetisch zu modernisieren. Nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten betrachtet ist die Modernisierung der Altbauten wesentlich wichtiger als eine weitere Verschärfung der Vorschriften für Neubauten. Schafft man es hier im Landkreis die Modernisierungsrate zu steigern, kann man aktiv die Reduzierung des Primärenergiebetrags und des CO₂-Ausstoßes vorantreiben. Die Maßnahmen auf städtebaulicher Ebene lassen sich nur schwer quantifizieren, stellen aber bei vorausschauender Planung ein wichtiges Instrument dar, um den Verbrauch effizienter zu gestalten. Damit können Verbände gegründet werden, die durch den Austausch von Energie Verluste reduzieren. Die Planungsentscheidung für neue Siedlungen beeinflusst direkt den Verbrauch und die Kosten für die Einsparung von Energie und ist daher als Grundstein jeder neuen Siedlung zu sehen. Ein wichtiger, oft vernachlässigter Faktor beim Verbrauch stellt das Nutzerverhalten dar. Die Aufklärung der Nutzer über deren Energieverbrauch und dessen Auswirkung birgt ein hohes Einsparpotential abseits jeglicher technischer Lösungen. Die Förderung der Aufklärung und das Anregen des Bewusstseins für energiepolitische Themen auf Gemeindeebene stellt damit eine weitere wirtschaftlich attraktive Alternative für das Einsparen von Energie dar.

5 Finanzierungsmodelle

Dieses Kapitel stellt die relevanten Finanzierungsformen für Projekte im Bereich der Erneuerbaren Energien vor. Betreiber- und Kooperationsformen werden diskutiert und die aktuelle Förderung von Erneuerbaren Energien vorgestellt. Auf dieser Basis werden Aspekte der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung aufgezeigt, um einen Überblick über die existierenden Technologien zu geben.

5.1 Finanzierung

Unter Finanzierung eines Unternehmens versteht man die Bereitstellung, Verteilung und Rückzahlung von finanziellen Mitteln. Sie beschreibt somit das Verhältnis zwischen den Kapitalgebern und dem Unternehmen oder Projekt, in das investiert wird. Die Finanzierung ist von entscheidender Bedeutung, da ausreichende finanzielle Mittel ein Projekt erst ermöglichen. Des Weiteren beeinflusst die Finanzierungsart die Kosten des Projekts und ist deshalb mitentscheidend für dessen Wirtschaftlichkeit und Durchführbarkeit.

5.1.1 Finanzierungsarten

Prinzipiell unterscheidet man zwischen Beteiligungsfinanzierung und Fremdfinanzierung. Bei der Beteiligungsfinanzierung wird dem Unternehmen Eigenkapital auf unbestimmte Zeit zur Verfügung gestellt. Im Gegenzug erhält der Eigenkapitalgeber das Recht an den Unternehmensgewinnen zu partizipieren. Zahlungen an den Eigenkapitalgeber sind vertraglich nicht vereinbar, sondern erfolgen entsprechend dem Unternehmenserfolg durch Dividendenausschüttung. Im Rahmen der Fremdfinanzierung wird dem Unternehmen Kapital für eine festgelegte Dauer überlassen. Hierfür müssen Entgelte in Form von Zinsen gezahlt werden. Zwischen beiden vorgenannten Finanzierungsarten befinden sich zahlreiche Sonder- und Mischformen, welche Charakteristika von Eigenkapital (Langfristigkeit und Partizipation am Unternehmenserfolg) und Fremdfinanzierung (Zinszahlungen und Rückzahlungsanspruch) verbinden. Je nach Ausgestaltung sind sie buchhalterisch, steuerlich und wirtschaftlich entweder dem Eigen- oder dem Fremdkapital zugeordnet. Da die Zuordnung der drei Bereiche nicht auf gleicher Grundlage geschieht, können dadurch steuerliche, bilanzielle und bonitätsverbundene Vorteile erzielt werden. Wichtig vor dem Hintergrund des eingegangenen wirtschaftlichen Risikos ist die Reihenfolge, in der Kapitalansprüche befriedigt werden müssen. Fremdkapital hat Befriedigungsvorrang vor Eigenkapital. Im Insolvenzfall wird somit aus dem zur Verfügung stehenden Kapital vorrangig versucht, die Kredite zu tilgen, danach folgen Mischformen (zum Beispiel Mezzanine Formen wie das Nachrangdarlehen). Erst zum Schluss werden, falls noch Liquidationsvermögen existiert, die Eigenkapitalgeber ausgezahlt. Insofern tragen sie den größten Teil des unternehmerischen (Ausfall-)Risikos. Als Kompensation dafür hat der Eigenkapitalgeber eine höhere

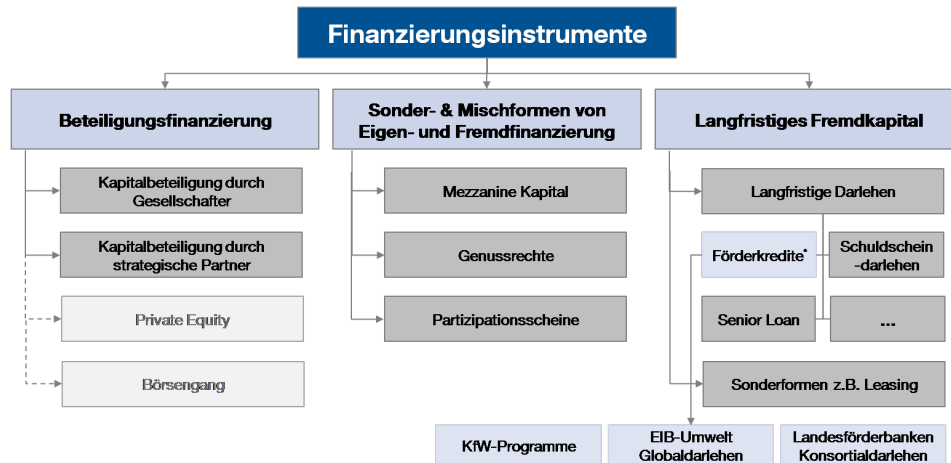


Abbildung 5.1: Überblick Finanzierungsinstrumente in Anlehnung an [143, S. 9].

erwartete Rendite. Risiko und Verzinsung sind positiv korreliert. Einen schematischen Überblick über längerfristige Finanzierungsinstrumente zeigt Grafik 5.1.

Daneben unterscheidet man zwischen Innen- und Außenfinanzierung, je nachdem ob das Unternehmen finanzielle Mittel selbst generiert (Thesaurierung von Gewinnen) oder ihm von außen solche zugeführt werden (zum Beispiel Kapitalerhöhung durch Geldeinlagen). In der Praxis besteht im Regelfall eine Reihenfolge, in der Finanzierungsarten präferiert eingesetzt werden. Internes Eigenkapital (in Form von einbehaltenen Gewinnen) wird bevorzugt eingesetzt, gefolgt von der Aufnahme von Krediten. Am „unbeliebtesten“ ist die Einwerbung von externem Eigenkapital.¹ Bei dieser Präferenzfolge spricht man von der *Pecking Order Theory* der Kapitalstruktur. Wie angedeutet ist die Verwendung der Finanzierungsinstrumente abhängig von der Investitionssumme, da Transaktionskosten (zum Beispiel Kosten für aufwendige Vertragsgestaltung oder Partnersuche) ins Verhältnis zu den eingeworbenen Mitteln zu setzen sind. Die konkrete Ausgestaltung einer Finanzierung erfordert die Betrachtung von Projekt- und Unternehmensspezifika. Im Regelfall setzt sich die Finanzierung aus mehreren Komponenten (=Finanzierungsmix) zusammen. Je nach Technologie entwickeln sich über die Zeit bevorzugte Finanzierungsmuster. Abhängig von Risikostrukturen und Laufzeiten der verschiedenen EE-Sektoren bilden sich Best-Practice Finanzierungsstrukturen. Eine echte (mathematische) Optimierung, zumeist gemessen an den Kapitalkosten, ist angesichts der vielen (teilweise auch qualitativen) Einflussfaktoren und deren Interdependenzen nicht möglich.

5.1.2 Unternehmens- versus Projektfinanzierung

Bei der Unternehmensfinanzierung handelt es sich um die „Standardfinanzierung“. Ein Unternehmen wirbt Mittel ein, um einem bestimmten Geschäftszweck zu folgen. Dabei steht in erster

¹Gründe für diese Reihenfolge sind neben ansteigenden Transaktionskosten (zum Beispiel für Vertragsgestaltung und Durchführung der Kapitalmaßnahme) Effekte, die aus der **Principal-Agent-Theorie** abgeleitet werden können. Bei der Eigenkapitalaufnahme spielt insbesondere die Problematik der *Adverse Selection* eine Rolle.

Linie die Bonität des Unternehmens beziehungsweise der Person im Fokus: Inwiefern ist der potentielle Gläubiger fähig, seinen eingegangenen Verpflichtungen nachzukommen, beziehungsweise wie groß ist die Wahrscheinlichkeit eines Zahlungsausfalls aus negativer Sicht. Daneben wird auch betrachtet, wie im Negativfall offene Forderungen durch Sicherheiten (Bürgschaften, Realsicherheiten oder Ähnliches) befriedigt werden können. Im Gegensatz dazu stellt man bei der Projektfinanzierung auf die Tragfähigkeit eines konkreten Projektes ab. Das Projekt muss sich selbst durch seine eigenen Zahlungsströme finanzieren. Ausgehend von anfänglich eingebrachtem Eigen- und Fremdkapital müssen jederzeit anfallende Zahlungsverpflichtungen durch die selbst generierten Cashflows (Nettozufluss liquider Mittel) erbracht werden. Insbesondere ist die Deckung der Zinszahlungen für das Fremdkapital (Schuldendienst genannt) jederzeit zu gewährleisten, da dies die Voraussetzung für die Vergabe der Fremdmittel ist. Bei einem Projekt in diesem Sinne handelt es sich um ein einmaliges zielgerichtetes Vorhaben. Aus den oben genannten Charakteristika ergeben sich bestimmte Anforderungen an das Projekt. Eine Abgrenzung des Projekts und der Eigenkapitalgeber und der anderen Beteiligten muss aus zeitlicher, finanzieller und personeller Dimension gegeben sein. Des Weiteren müssen sachlich-materielle Ressourcen klar zum Projektträger oder den anderen Projektparteien zuzuordnen sein, um eine Verschiebung der Vermögenssphären zwischen den Parteien zu verhindern und eine eigenständige Bewertung des Projektes zu ermöglichen. Hierzu wird regelmäßig eine eigene Projektgesellschaft mit dem Zweck der Projektdurchführung gegründet. Diese schließt mit den Parteien bilaterale Verträge, welche die Aufgaben- und Risikoverteilung beinhalten. Die Gesellschaft ist selbst rechts- und kreditfähig [144, S. 20f]. Insbesondere drei Punkte grenzen die Projektfinanzierung von der Unternehmensfinanzierung ab. Sie ist Cashflow-orientiert (**Cash-Flow Related Lending**), Risiko wird zwischen den beteiligten Projektpartnern geteilt (**Risk Sharing**) und die Projektkredite werden direkt auf die Projektgesellschaft gebucht (**Off-Balance-Finanzierung**) und tauchen somit normalerweise lediglich als Beteiligung in der Bilanz der Eigenkapitalgeber auf [144, S. 19]. Bei der Finanzierung unterscheidet man prinzipiell drei Haftungs-Ausprägungen der Eigenkapitalgeber (Sponsoren) gegenüber den Fremdkapitalgebern. Welche Haftungsansprüche können gegen den Sponsor über seine Kapitaleinlage in die Projektgesellschaft hinaus gestellt werden? Bei der **Full-Recourse Finanzierung** haftet der Sponsor für die gesamten Projektkredite über die gesamte Laufzeit. Sie entspricht somit im Wesentlichen einer normalen Unternehmensfinanzierung. Bei der **Limited-Recourse Finanzierung** (beschränkter Rückgriff) kann keine vollumfängliche Schuldentilgung durch den Sponsor verlangt werden. Dieser haftet gegenüber den Fremdkapitalgebern nur bei Vorliegen vorher festgelegter Tatbestände, die im Regelfall zeitlich und betragsmäßig begrenzt sind. Diese Variante findet in der Projektfinanzierungspraxis am häufigsten Anwendung. Dabei werden Regressansprüche der Fremdkapitalgeber regelmäßig nur in der Errichtungsphase vollumfänglich abgedeckt. Bei der **Non-Recourse Finanzierung** (rückgriffslose Finanzierung) haften die Sponsoren lediglich mit ihrem Haftungskapital, das sie in die Projektgesellschaft eingebracht haben [144, S. 33-35]. Somit verändert sich je nach Ausprägung der Haftungsmodalitäten das wirtschaftliche Risiko, das der Sponsor eingeht. Da im Normalfall Kreditgeber nicht gewillt sind selbst große Teile des unternehmerischen Risikos zu übernehmen, ist die Haftungsausgestaltung abhängig von der Prognostizierbarkeit künftiger Zahlungsströme. Die Sicherheit und Auskömmlichkeit der Cashflows für sowohl Eigen- als auch Fremdkapitalgeber entscheidet über die Eignung zur Projektfinanzierung. Somit sind neue Technologien ohne Referenzprojekte und damit Track Record in der Regel zu riskant und unkalkulierbar. Sie müssen als Unternehmens-

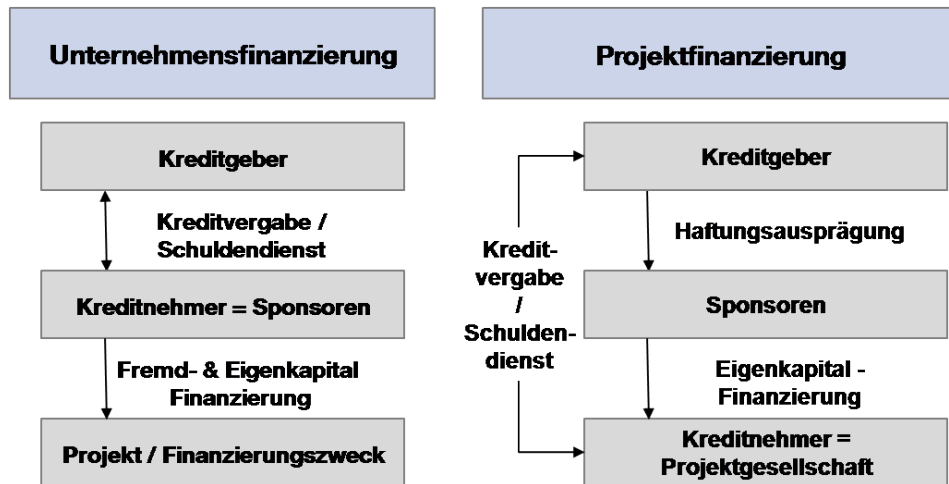


Abbildung 5.2: Schema Unternehmens- versus Projektfinanzierung in Anlehnung an [144, S. 27].

finanzierung oder mit Full-Recourse Finanzierung dargestellt werden, um Fremdkapital gewinnen zu können. Abbildung 5.2 stellt die Unternehmens- und Projektfinanzierung schematisch gegenüber. In der Praxis ist zusätzlich festzustellen, dass mit zunehmender Investitionssumme (Projektgröße) verstärkt auf Projektfinanzierungen zurückgegriffen wird. Als Daumenregel können Projekte ab einer Investitionssumme von 10 Mio. EUR projektfinanziert werden. Da jedoch bei EE-Projekten das EEG langfristig das Absatzrisiko durch gesetzlich verankerte Mindestvergütung und Abnahmesicherung (siehe Kapitel 5.3) minimiert, eignen sich EE-Projekte in besonderem Maße für Projektfinanzierungen. Hier liegt die Mindestinvestitionssumme deutlich niedriger. Die Projektfinanzierung dominiert in allen EE-Sektoren als Finanzierungsform, trotz größtenteils deutlich niedrigerer Finanzierungsvolumina [145, S. 30-33]. Cashflows sind im Regelfall hinreichend genau abschätzbar. PV-Projekte beinhalten das geringste unternehmerische Risiko und sind dadurch für diese Finanzierungsart geeignet. Aufdachanlagen haben jedoch im Regelfall zu geringe Finanzierungsvolumina für eine Projektfinanzierung. Bei Biogasanlagen wirkt sich hingegen das Ressourcenrisiko (Substratunsicherheit und Preisvolatilität) negativ auf die Projektfinanzierungsfähigkeit aus. Die höheren Investitionssummen bei Biomasse-Projekten wirken diesem Effekt entgegen.

5.1.3 Charakteristika einer Projektfinanzierung

Die Projektfinanzierung ist eine strukturierte Form der Finanzierung einer Unternehmung, bei der in besonderem Maße auf Fragen des Risikomanagements und der eigenständigen Tragfähigkeit und somit auch Wirtschaftlichkeit eingegangen wird. Da diese Aspekte für alle Unternehmungen von Bedeutung sind, wird im Folgenden der Ablauf einer Finanzierung anhand einer Projektfinanzierung aufgezeigt.

5 Finanzierungsmodelle

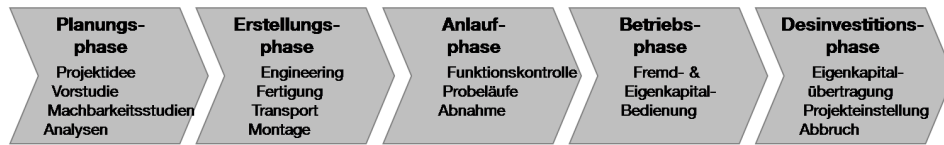


Abbildung 5.3: Phasen einer Projektfinanzierung in Anlehnung an [144, S. 9].

Phasen einer Projektfinanzierung

Eine Projektfinanzierung untergliedert sich typischerweise in die fünf in Abbildung 5.3 dargestellten Projektphasen. In der **Planungsphase** wird die Projektidee generiert und in nachfolgenden Studien deren Durchführbarkeit evaluiert. Anschließend werden die Grobplanungen in der **Erstellungsphase** detailliert, ausgearbeitet und umgesetzt. Die folgende **Anlaufphase** dient dazu, die Fertigstellung zu überprüfen sowie die technische Funktionsfähigkeit des Konzepts nachzuweisen. Als längste Phase wird in der **Betriebsphase** das eigentliche Projekt durchgeführt und es werden die im Fokus stehenden Cashflows erzeugt, bevor abschließend nach Laufzeitende das Projekt in der **Desinvestitionsphase** abgewickelt wird und verbleibendes Kapital an die Kapitalgeber zurückfließt [144, S. 36-39].

Akteure & Grundlagen der Risikoallokation

Im Unterschied zur klassischen Eigen- und Fremdkapitalgeber-Position bei der Unternehmensfinanzierung, spielen bei der Projektfinanzierung eine Vielzahl weiterer Akteure eine entscheidende Rolle [144, S. 30-33]. So übernehmen Anlagenlieferanten häufig als Generalunternehmer unternehmerische Risiken bis zur Fertigstellung des Projektes. Andere Risikoklassen werden an weitere Gruppen im Rahmen des Risk Sharing weitergegeben [144, S. 41-45]. Häufig unberücksichtigt bleiben die sogenannten Stakeholder. Hierunter werden alle verstanden, deren Interessen von dem Projekt berührt werden. Neben Nachbarn, die Immissionen (Gestank, Lärm, etc.) befürchten, werden auch Kommunen (Gewerbesteuer) von dem Projekt beeinflusst. Eine frühzeitige Einbindung in den Planungsprozess und gegebenenfalls Mitspracherechte können langwierige Auseinandersetzungen verhindern. Grundlage der Risikoallokation soll die **Beeinflussbarkeit** (Controllability) der Risiken sein. Zum Beispiel kann der mit der Erstellung der Anlage beauftragte Generalunternehmer deutlich mehr Einfluss auf die Einhaltung des Zeit- und Kostenplans nehmen als die Projektgesellschaft. Insofern ist es zweckmäßig das Kostenrisiko und das Risiko der verspäteten Fertigstellung an den Generalunternehmer abzugeben. Dieser sollte bei Risikoeintritt die Schäden tragen. Durch die Aufteilung der Risiken soll ein **Anreiz geschaffen** werden, dass die Beteiligten im Sinne des Projektes agieren und zum Erfolg des Projektes beitragen. Opportunistisches Verhalten einzelner Akteure soll verhindert werden, indem der eigene finanzielle Erfolg an den Erfolg des Projekts (beziehungsweise einzelner Aspekte des Projekts) gekoppelt wird.² Ein weiteres wichtiges Kriterium bei der Aufteilung der Risiken ist die **Risikotragfähigkeit** der Akteure. Kann ein Akteur bei Eintritt des von ihm verantwor-

² Hier gibt die *Principal-Agent-Theorie* wiederum interessante Einblicke. Sie gibt Lösungsansätze, wie man Probleme asymmetrischer Informationsverteilung umgehen kann. Als Lösungsansatz gilt zum Beispiel *Screening* und *Signaling* und das Prinzip der *Self-Selection*.

5 Finanzierungsmodelle

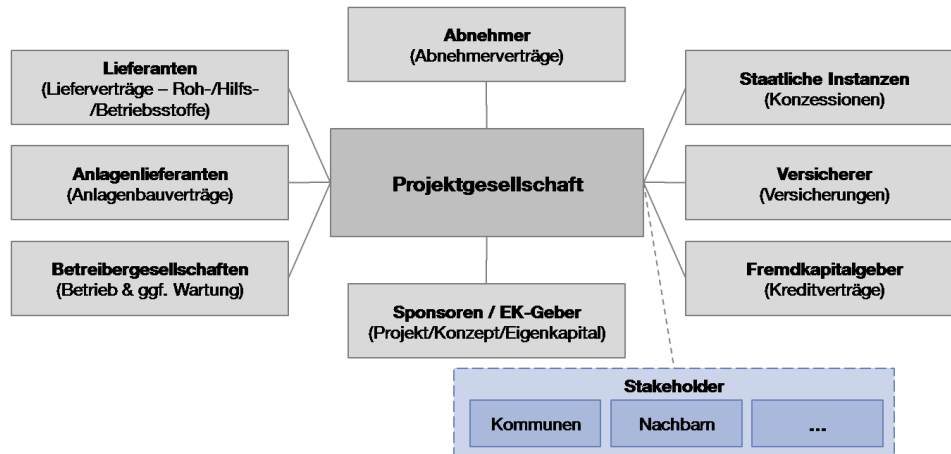


Abbildung 5.4: Akteure einer Projektfinanzierung in Anlehnung an [144, S. 30].

teten Risikos die entstehenden Strafzahlungen oder den Schadensersatz überhaupt leisten? Ist dies nicht der Fall ist die Risikoallokation zu überdenken und es sind eventuell weitere Versicherungen abzuschließen. Hierbei handelt es sich letztendlich wieder um die Frage der Bonität der Projektparteien [144, S. 52-55]. Ziel der Risikoallokation ist es jedoch nicht, sämtliche Risiken von der Projektgesellschaft zu nehmen, sondern vielmehr Risiken gezielt zu identifizieren, zu bewerten und bewusst zu steuern. Aus wirtschaftlicher Sicht besteht immer ein Trade-off zwischen den Kosten einer Risikoverlagerung (Versicherungsprämie oder Risikoaufschlag) und des damit gewonnenen Nutzens. Die Risikoallokation kann über Garantien, Schadensersatzpflichten, Strafzahlungen (Pönalen) oder Sicherheiten geschehen. Interessensangleichung kann durch die Beteiligung der Projektparteien am Projekterfolg umgesetzt werden.

Risikokategorisierung

Die Risikoeinteilung bei EE-Projekten erfolgt in Bezug auf Inhalte der Risiken und deren Ursachen sowie gemäß der Beeinflussbarkeit durch die einzelnen Akteursgruppen. Es wird zwischen Risiken, die von Beteiligten kontrolliert werden (projektendogene Risiken) und Risiken, die unabhängig von den Projektakteuren auf das Projekt wirken (projektexogenen Risiken), unterschieden. Eine besondere Gruppe stellen sogenannte Force Majeure Risiken (Höhere Gewalt) dar. Diese können von keiner beteiligten Partei beeinflusst werden, beispielsweise Naturgewalten oder Auswirkungen von Streiks.³ Endogene Risiken sollten dabei nach dem Grundsatz der Beeinflussbarkeit zwischen den Parteien verteilt werden. Exogene Risiken können durch vertragliche Gestaltung teilweise auch durch Versicherungen oder bei Wechselkurs- und Zinsänderungsrisiko durch Kapitalmarktinstrumente (Derivate zum Hedgen) gesteuert und minimiert werden. Mögliche Strategien der Risikovermeidung bei EE-Projekten finden sich in [144, S. 73-119]. Gleiches gilt auch für Force Majeure Risiken, wenngleich diese nur zum Teil versicherbar sind. Insbesondere sind Rechtsrisiken für EE-Projekte bedeutend. Neben zulassungsrechtlichen

³Genauere Definitionen der einzelnen Risikokategorien und Vermeidungsstrategien sind in [144, S. 73-119] dargestellt.

| Endogene Risiken | Exogene Risiken |
|---------------------------|---------------------------|
| Fertigstellungs-Risiko | Technisches Risiko i.w.S. |
| Technisches Risiko i.e.S. | Ressourcen-Risiko |
| Management-Risiko | Zuliefer-Risiko |
| Absatz-Risiko | Markt-Risiko |
| Betriebs-Risiko | Vertrags-Risiko |
| Abandon-Risiko | Wechselkurs-Risiko |
| | Inflations-Risiko |
| | Zinsänderungs-Risiko |
| Force Majeure Risiko | |

Abbildung 5.5: Risiken bei EE-Projekten in Anlehnung an [144, S. 51].

Regelungen ist die Durchführbarkeit von einem EE-Projekt durch die Verlässlichkeit der Vergütungssysteme bestimmt. Im Rahmen des verstärkten Übergangs auf Erneuerbare Energien ist Konstanz auf Seiten des Gesetzgebers wichtig. Die EE-Sektoren sind nach heutigem Stand noch von wirtschaftlicher Förderung abhängig [144, S. 17], [145, S. 91].

Risikoquantifizierung & Projektbewertung

Um den Einfluss der einzelnen Risiken abzuschätzen und die Wirtschaftlichkeit des Projektes zu ermitteln, steht ein Cashflow-Modell im Fokus. Dieses wird zumeist als Excel-Modell implementiert und bildet die Zahlungsströme in Abhängigkeit wichtiger Parameter ab. Dabei handelt es sich um dynamische Modelle, die einzelne Risiken im zeitlichen Verlauf berücksichtigen. Die zentrale Größe, die bei einer Projektfinanzierung betrachtet wird, ist der Schuldendienstdeckungsgrad (Debt Service Cover Ratio, DSCR).

$$\text{DSCR} = \frac{\text{Cashflow der Periode} + \text{Schuldendienstreserve}}{\text{Schuldendienst der Periode}} \quad (5.1)$$

Der DSCR gibt an, inwieweit der Cashflow zur Deckung des Schuldendienstes in der betrachteten Periode ausreicht. Dabei ist es sinnvoll der DSCR nur auf den gesamten zu erbringenden Schuldendienst zu ermitteln, d.h. nicht aufgeteilt nach einzelnen Kredittranchen. Regelmäßig werden während des laufenden Betriebs finanzielle Mittel beiseite gelegt, um die Projektbelastbarkeit zu erhöhen (Schuldendienstreserve). Diese werden eingesetzt, um negative Abweichungen in folgenden Jahren abzufangen und den Forderungen der Kreditgeber trotzdem in voller Höhe nachkommen zu können. Der DSCR muss für jedes Jahr über dem Wert von 1,0 liegen, da er die Mindestanforderung der Fremdkapitalgeber abbildet. Höhere Werte deuten eine bessere

5 Finanzierungsmodelle

Absicherung gegen mögliche Risiken an. Bei Windenergieprojekten wird regelmäßig ein DSCR von 1,2 bis 1,3 gefordert. Anforderungen für Photovoltaik liegen auf Grund des geringeren Risikos bei DSCR-Werten zwischen 1,05 und 1,15 [145, S. 32]. Bei Biomasseprojekten liegt der geforderte DSCR auf Grund der höheren Risiken entsprechend höher, im Bereich ab 1,3. Im Regelfall führt eine Erhöhung der DSCR (zum Beispiel durch Implementierung einer Schuldendienstreserve) zu abnehmender Wirtschaftlichkeit aus Eigenkapitalgeber-Sicht. Auszahlungen in Form von Dividenden können erst zu einem späteren Zeitpunkt vorgenommen werden, was den Barwert des Projektes erniedrigt. Notwendigerweise muss eine Abwägung zwischen beiden Interessensseiten gefunden werden. Weitere eingesetzte Kennzahlen sind der Loan Life Cover Ratio (LLCR) und der Project Life Cover Ratio (PLCR).

$$\text{Loan Life Cover Ratio} = \frac{\text{Barwert künftiger Cashflows der Kreditlaufzeit}}{\text{ausstehende Kreditbeträge}} \quad (5.2)$$

$$\text{Project Life Cover Ratio} = \frac{\text{Barwert künftiger Cashflows der Projektlaufzeit}}{\text{ausstehende Kreditbeträge}} \quad (5.3)$$

Diese Kennzahlen informieren darüber, wie hoch die Kapitaldienstdeckung im Bezug auf die Finanzierungslaufzeit (Kreditlaufzeit bei LLCR) beziehungsweise Projektlaufzeit ist. Es sind aggregierte Versionen des DSCR-Verlaufs. Mithilfe des Cashflow-Modells kann die Auswirkung der einzelnen Risikoparameter auf die Wirtschaftlichkeit (siehe 5.4.1) und den DSCR-Verlauf simuliert werden. Um die Tragfähigkeit und Reaktionsempfindlichkeit des Projektes hinsichtlich veränderter Projektbedingungen zu bestimmen, werden Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Hier wird die Auswirkung einzelner Parameter unter sonst gleichen Bedingungen betrachtet. Welche Inputfaktoren beeinflussen die Ergebnisse wie stark? Was ist die maximal mögliche Verschlechterung, bei der der Schuldendienst noch gewährleistet werden kann (kritische wertmaximale Belastbarkeit)? Alternativ können mit verschiedenen für realistisch gehaltenen Datensätzen Szenarien dargestellt werden (regelmäßig: Good-/Base-/Worst-Case Betrachtungen). Auch bei (realistischen) ungünstigen Bedingungen müssen die Zinszahlungen noch gewährleistet sein.

Hauptfragestellungen der Finanzierung

Vor dem erläuterten Hintergrund ergeben sich vier Hauptaspekte bei der Ausgestaltung der Finanzierung.

- Welchen Anteil hat Fremd- und Eigenkapital / sollen Zwischenformen eingesetzt werden?
- Wie werden die Laufzeiten und Tilgungsmodalitäten des Fremdkapitals festgesetzt?
- Welche Finanzinstrumente sollen genau eingesetzt werden?
- Sind Sicherungsinstrumente erforderlich? Wenn ja, gegen welche Risiken und wie werden sie ausgestaltet?

5.1.4 Evaluierung der Finanzierungssituation

Im folgenden Abschnitt sollen die vorherrschenden Regelungen in der Finanzierungspraxis bei Erneuerbaren Energien wiedergeben werden, um obige Fragestellungen klären zu können.

Kreditangebot, Kreditprüfung und Einfluss der Wirtschaftskrise

Kredite für EE-Projekte werden je nach Größe vornehmlich über Hausbanken (Sparkassen und Genossenschaftsbanken) oder bei größeren Projekten (ab ca. 1 Mio. EUR) über spezialisierte überregionale Banken (zum Beispiel bei Biogas die Bremer Landesbank, Deutsche Kreditbank, Oldenburgische Landesbank) vergeben. Die Kreditprüfung umfasst eine genaue Analyse des Gläubigers oder Projekts, wodurch sie als gutes Controlling-Instrument dient. Einschätzungen der Wirtschaftlichkeit, der beinhalteten Risiken und eine Prognose der Cashflows des Projektes schaffen hierbei für alle Beteiligten eine fundierte Entscheidungsbasis. Dafür sind jedoch längere Zeiträume (1-6 Monate, in Einzelfällen auch länger) in Kauf zu nehmen. Die Dauer der Kreditprüfung ist größenabhängig und wird auch vom Erfahrungsschatz der gewählten Bank mit EE-Projekten beeinflusst. Demgemäß sollten Banken mit entsprechender Expertise bei der EE-Finanzierung ausgewählt werden.

Der Prüfungsmaßstab wurde im Rahmen der Finanzkrise leicht angepasst. Insgesamt ist ein sensiblerer Umgang mit Risiken zu bemerken. Risikoaufschläge sind tendenziell größer geworden. Erneuerbare Energien als „sicheres Pferd“ werden teilweise durchaus als Krisengewinner gesehen. Eine Kreditklemme ist nicht zu beobachten. Durch die Finanzkrise scheitern keine Projekte, die ansonsten finanziert worden wären [145, S. 130f]. Regelmäßig beeinflussen Mentalität und unternehmerischer Geist der Initiatoren die Ausgestaltung der Finanzierung. Viele Landwirte schrecken vor den hohen Investitionssummen von beispielsweise Biogasanlagen zurück, da sie aus ihrem Berufsleben andere Beträge gewohnt sind. Gerade süddeutsche Landwirtschaftsbetriebe waren in der Vergangenheit von höheren Eigenkapitalquoten gekennzeichnet, was im Regelfall aus den historischen Gegebenheiten resultiert. Diese breite Eigenkapitalbasis kann für Investitionen in EE-Projekten genutzt werden.

Eigenkapital, Sicherheiten & Refinanzierung

Die Eigenkapitalquote liegt bei Unternehmensfinanzierung im EE-Sektor regelmäßig bei 10-20 %, während bei Projektfinanzierungen 20-30 % erreicht werden. Dabei bewegen sich die Quoten bei Wind- und PV-Anlagen auf Grund des geringeren Risikos im unteren Bereich dieser Spanne, während bei Biomassevorhaben je nach Technologie ein eher höherer Wert erreicht wird. In der Regel stellt **Eigenkapital keinen Engpass** dar. Eigenkapitalsurrogate können darüberhinaus den Eigenkapitalbedarf zusätzlich herabsetzen. Hier spielen neben Mischformen von Fremd- und Eigenkapital regelmäßig Sicherheiten eine entscheidende Rolle. Neben Bürgschaften, der Eintragung einer Grundschuld und der Übertragung (Zession) von sämtlichen Verträgen des Projekts erniedrigen Schuldendienstreserven die benötigte Eigenkapitalbasis. Vermögensgegenstände der Anlagen direkt sind schwierig als Sicherheiten einzubringen, da es sich im Regelfall um hochspezifische Aktiva handelt, die im Risikofall meist wenig werthaltig sind. Kooperationen können im Fall von nicht ausreichendem Kapital die Lösung darstellen. Beteiligungskapital jeder Ausprägung ist nach Expertenmeinung zur Genüge vorhanden [145, S. 154].

Alternative Finanzierungsinstrumente

Alternative Finanzierungsinstrumente sind im EE-Sektor nicht weit verbreitet. Dennoch wird ihnen mehrheitlich eine zunehmende Rolle zugewiesen. **Leasing** spielt dabei eine untergeordnete

te Rolle. Auf Grund der Anforderungen an ein Immobilienleasing (Probleme im Verwertungsfall) sind Leasingraten vergleichbar hoch. Probleme werden auch bei der Anschlussfinanzierung (nach ca. 6-7 Jahren) gesehen. Höchstens (wiederverkaufbare) Komponenten sind sinnvoll durch Leasing zu finanzieren. Unter **Contracting** versteht man die Übertragung eigener Aufgaben an ein Dienstleistungsunternehmen. Diese Form findet über die gesamte Projektlaufzeit (Finanzierungscontracting) kaum Anwendung, außer es handelt sich um Wärmecontracting. Wie im Rahmen der Projektfinanzierung aufgezeigt wurde, werden einzelne Aufgaben gerade in den ersten Phasen des Projektes häufig ausgelagert. Hierbei handelt es sich jedoch nicht um Contracting im Finanzierungssinn [145, S. 149]. **Mezzanine** sind Mischformen aus Eigen- und Fremdkapital. Ihr Vorteil liegt bei der steuerlichen Abzugsfähigkeit der Zinszahlungen, obwohl es sich aus wirtschaftlicher Sicht um Eigenkapital-ähnliche Instrumente handelt. Dadurch wird die Bonität verbessert. Mezzanine werden insbesondere in Form von Nachrangdarlehen eingesetzt. Mitunter sprechen hohe Entgelte (Zinsen) gegen diese Instrumente [145, S. 150]. Als letztes und wohl wichtigstes alternatives Finanzierungsinstrument ist das **externe Beteiligungskapital** zu nennen. Hierbei sind neben Mitteln aus Verwandten- und Bekanntenkreis regionale Beteiligungen vorherrschend. In zunehmendem Ausmaß werden auch kapitalmarkt-ähnliche Produkte emittiert [145, S. 151].

Fazit

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass wirtschaftlich sinnvolle Projekte im Regelfall nicht an der Finanzierung scheitern, „einen Kranken macht [aber auch] eine Biogasanlage nicht gesund“ [145, S. 132]. EE-Projekte sind im Regelfall nicht komplett losgelöst vom Initiator zu betrachten, da in jedem Fall für die Projektinitiation ausreichend Eigenkapital einzubringen ist. Degenhart [145] konstatiert: „Finanzierung stellt derzeit keinen Engpass dar“ [145, S. 121]. Dies gilt allgemein für alle EE-Sektoren. Kleinere Projekte werden dabei als Unternehmensfinanzierung durchgeführt, während mit zunehmender Projektgröße vornehmlich Projektfinanzierungen angewandt werden. Die Projekte sollten in zunehmendem Maße wirtschaftlich selbst tragfähig sein, was im Regelfall bei erprobten Technologien der Fall ist. Maßgeblich trägt dazu die 20-jährige Mindestpreisregelung verbunden mit der Abnahmegarantie bei. Die voranstehenden Ausführungen beziehen sich vorrangig auf Projekte zur Wärme- und Stromversorgung mit regenerativen Energien. Finanzierungspraktiken bei der Einsparung von Energie im Immobiliensektor sind größtenteils nicht erfasst und wurden deshalb bereits in Kapitel 4.7 erläutert.

5.2 Kooperationsformen & Betreibermodelle

Im folgenden Abschnitt wird die gesellschaftsrechtliche und organisatorische Ausgestaltung von Kooperationsformen im Bereich der Erneuerbaren Energien in Deutschland aufgezeigt.

5.2.1 Gesellschaftsformen

Bei der Wahl der Gesellschaftsform handelt es sich um eine primär juristische Entscheidung, die von einer Vielzahl von Einflussfaktoren abhängt. Dabei sind in erster Linie Haftungsfragen (Personengesellschaften mit persönlicher unbeschränkter Haftung versus Körperschaften mit auf Kapitaleinlage beschränkter Haftung), sowie die Ausgestaltung der Kapitalaufbringung

durch Beteiligungen (Möglichkeit zur Aufnahme weiterer Gesellschafter, Kapitalerhöhungen) zu klären. Weitere Parameter wie Besteuerung, Ausgestaltung von Mitspracherechten der Gesellschafter, organisatorische Aspekte (Anforderungen bei Gründung, Buchführung, etc.) und organschaftliche Vertretung (Selbst- versus Fremdorganschaft) beeinflussen die Rechtsformwahl.⁴ In der Praxis besteht ein Bestreben persönliche Haftung (gerade bei zunehmender Projektgröße) auszuschließen, weshalb Körperschaften und insbesondere Kapitalgesellschaften vorherrschen. Bei Projekten im Bereich der Erneuerbaren Energien herrscht vor allem die **GmbH & Co. KG** vor [146, S. 5]. Kleinere Projekte werden mitunter als GbR (Gesellschaft bürgerlichen Rechts) oder GmbH (Gesellschaft mit beschränkter Haftung) durchgeführt, da diese eine geringere Komplexität und höhere Vertrautheit aus Sicht der Beteiligten aufweisen. Daneben besteht seit der Novelle des Genossenschaftsgesetzes 2006 ein Trend zur Gründung der demokratischen **eG** (eingetragenen Genossenschaft) gerade im Photovoltaik- und Nahwärme-Sektor. Dennoch spielt die eG eine in der Praxis untergeordnete Rolle [146, S. 2].

GmbH & Co. KG

Bei der GmbH & Co. KG handelt es sich um eine Personengesellschaft mit mindestens einem persönlich haftenden Komplementär und einem oder mehreren auf ihre Einlage beschränkt haftenden Kommanditisten. Bei einer Sonderform wird eine GmbH (mindestens 25.000 EUR Stammkapital) als Komplementär eingesetzt. Dadurch wird **wirtschaftlich** eine **Haftungsbeschränkung** der GmbH & Co. KG geschaffen. **Kapitalgeber** beteiligen sich im Regelfall als Kommanditisten und besitzen keine operative Geschäftsführungsbefugnis. Der **Geschäftsführer** der GmbH ist (als deren Vertreter) auch Geschäftsführer der GmbH & Co. KG, da nur Komplementäre geschäftsführungsbefugt sind. Die genaue Ausgestaltung ist durch die Satzung weitgehend frei festlegbar (dispositive Satzung). Dementsprechend vielgestaltig sind die vorkommenden Realtypen der GmbH & Co. KG. Ein Beispiel für die Umsetzung eines EE-Projekts ist der Bürgerwindpark in Wildpoldsried, Landkreis Oberallgäu (vgl. 4.2.2). Der Zusammenschluss von 94 lokalen Gesellschaftern unter der Firma „Windkraft EW GmbH & Co. KG Haarberg“ kann als gutes Beispiel für die Integration von Bürgerinnen und Bürgern gesehen werden. Mit einer Investitionssumme von damals 6,6 Mio. DM (Eigenkapitalquote 38 %, 2,5 Mio. DM) wurden zwei Windkraftanlagen des Typs Südwind SW 77 (Nennleistung 1.500 kW, Nabenhöhe 90 m) errichtet. Die Bauphase dauerte von August 2001 bis März 2002, wobei die Anlage schon im Dezember 2001 in Betrieb genommen werden konnte. Neben diesem Projekt initiierte die Bürgerwindkraft KG noch weitere Projekte. Es darf jedoch auch an dieser Stelle nicht verschwiegen werden, dass die Projekte nicht ohne Einwände durchgeführt wurden. Zwei weitere Anlagen befinden sich in Planung [147], die derzeit von den betroffenen Kommunen überprüft werden. Hier zeigt sich, wie wichtig eine frühe Kontaktaufnahme mit betroffenen Personenkreisen ist. In diesem Kontext fand im Januar 2006 eine Bürgerbefragung zum Thema Windkraft im Landkreis statt, die von der Gemeinde Wildpoldsried initiiert wurde [148].

⁴Auf eine rechtlich exakte Untergliederung und Ausführung der einzelnen Gesellschaftsformen wird an dieser Stelle verzichtet.

eG

Grundgedanke der eG ist die demokratische Mitbestimmung. Mitglieder können auf Antrag vom Vorsitzenden zugelassen werden und bringen in Folge ihre Einlagen plus evtl. Agio ein. Im Gegenzug erhalten sie Geschäftsanteile. Der aktuelle „Kontostand“ eines Mitglieds, das Geschäftsguthaben, berechnet sich aus dem Nominal des Geschäftsanteils zuzüglich etwaiger Gewinnzuschreibungen und abzüglich etwaiger Verlustzuweisungen. Unabhängig von der Anzahl der Geschäftsanteile (und damit vom Betrag des finanziellen Engagements) hat jedes Mitglied eine Stimme. Insbesondere bei eG im EE-Sektor ist die breite Streuung der Anteile unter den Bürgerinnen und Bürgern angestrebt. Die nutzerorientierte Gesellschaftsform (Unternehmenszweck ist die Förderung der Mitglieder) hat regelmäßig als Zielsetzung eine kostengünstige, sichere, unabhängige und umweltfreundliche Wärme- und Energieversorgung der Mitglieder zu gewährleisten [149, S. 9]. Gewinnorientierung ist als primäres Ziel der eG nicht zulässig, weshalb die eG für rein renditeorientierte Investoren unpassend ist. Kündigungen der Mitgliedschaft sind zulässig, gesetzlich ist eine maximale Kündigungsfrist von drei Jahren festlegbar. Um der eG trotzdem eine solide Eigenkapitalbasis (auch bei „Massenaustritten“) zu erhalten, ist es sinnvoll eine Mindestkapitalgrenze festzulegen. Bei Auseinandersetzung werden die Einlagen nur bis zu dieser Grenze zurückgewährt. Weitere Ansprüche auf Auseinandersetzungsguthaben sind aufschiebend bedingt, so dass jederzeit der Mindestbetrag der eG zur Verfügung steht. Vor allem in Hinblick auf die Kreditwürdigkeit ist dieser Punkt hervorzuheben [146, S. 23f]. Verglichen mit einer GmbH ist die Gründung einer eG relativ teuer und kommt somit für kleinere Projekte weniger in Betracht [146, S. 10]. Mitglieder und Initiatoren sind regelmäßig Kreditinstitute (Raiffeisenbanken), Kommunen, lokale Energieversorgungsunternehmen und Privatpersonen [146, S. 11-13]. In der Praxis finden sich zudem unterschiedliche Ausprägungen: Eine **Bürgerschaftliche eG** legt ihren Fokus auf die Förderung ihrer Region und beauftragten, wo es möglich ist, lokale Unternehmen. Eine **Sozialökologische eG** investiert einen Teil ihres Kapitals darüber hinaus in soziale Projekte, zum Beispiel eine ansässige Lebenshilfe. Bei der **organisatorisch-institutionellen eG** soll das Konzept möglichst als Modell für weitere eGn dienen, um den Gedanken der Bürgernahen Energieversorgung weiter zu verbreiten [146, S. 14f]. Hinsichtlich der Art der Energieversorgung liegen vor allem zwei unterschiedliche Segmente vor. Photovoltaik-eGn und Nahwärme-eGn. Insbesondere wird dabei auf die lokale beziehungsweise regionale Einwerbung von Mitteln der Bürgerinnen und Bürger als Investoren gesetzt. Bei den PV-Genossenschaften werden häufig Aufdachanlagen auf öffentlichen Gebäuden installiert. Zumeist fällt dadurch keine Pacht für die Dachflächen an, wodurch das Projekt kostentechnisch entlastet wird. Teilweise ist das durchgeführte PV-Projekt der „Energiegenossenschaften“ Ausgangspunkt für weitere Investments in Erneuerbare Energien [146, S. 6]. Bei den Nahwärme-Genossenschaften sind insbesondere die „Bioenergiedörfer“ ein oft angeführtes Beispiel. Diese versorgen sich beispielsweise durch Biomassekraftwerke mit der benötigten Wärme, häufig wird ihnen aber mangelnde Wirtschaftlichkeit nachgesagt [145, S. 161f]. Ein Beispiel für eine PV-Genossenschaft ist die Friedrich-Wilhelm Raiffeisen ENERGIE eG Bad Neustadt. Deren Konzept ist weitestgehend replizierbar, so dass weitere „Töchter“ in Hohenroth und Großbardorf bestehen. Durch die Umsetzung des Modells können Kosten der Gründungsphase reduziert und Erfahrungen früherer Umsetzungen integriert werden.⁵ Ein EE-Projekt ausschließlich im Wärmesektor stellt die Fernwärme Marktoberdorf eG dar. Dabei

⁵Weitere Informationen über diese eG finden sich unter [150].

ist insbesondere die Struktur interessant. Die zentrale eG hat drei Mitglieder: Die Bürger eG (20 %), die Nutzer eG (20 %) sowie die Stadt Marktoberdorf (60 %). Erstgenannte ist für die Finanzierung zuständig, d.h. über sie wird Kapital eingesammelt. Die Nutzer eG repräsentiert die Interessen der Wärmeabnehmer (hauptsächlich Liegenschaften). Darüber hinaus ist die Beteiligung von sowohl Kommune als auch Landkreis hervorzuheben.⁶ Gerade im Rahmen von langfristigen Infrastrukturprojekten, zu denen die Wärmeversorgung hinzuzuzählen ist, können sogenannte Private-Public-Partnerships helfen, um die Umsetzung für alle Beteiligten erfolgreich zu gestalten.

5.2.2 Beteiligungsmodelle

Prinzipiell muss man bei der Beteiligung danach unterscheiden, welchen Gegenstand der Beteiligte einbringt. Bei einer Kooperation handelt es sich um eine aktive Mitwirkung der Beteiligten (zum Beispiel durch Substratlieferung für Biogasanlagen), während eine Investition als Beteiligungskapital regelmäßig über einen geschlossenen Fonds (GmbH & Co. KG) stattfindet. Für eine festgelegte Laufzeit erwirbt der Investor eine starre unternehmerische Beteiligung (Eigenkapital), regelmäßig ohne Mitspracherechte. Außer der Kapitaleinzahlung sind vom Investor keine weiteren Pflichten zu übernehmen. Im Regelfall finden Kooperationen nur statt, wenn der wirtschaftliche Druck, insbesondere bei hohen Eigenkapitalerfordernissen bei großen Projekten, dies erforderlich macht. Gerade bei Biomasseprojekten werden Kooperationen auch zur Ressourcensicherung angewendet. Durch Aufgabenteilung nach Kernkompetenzen, beispielsweise zwischen Substratlieferant (Landwirt), Betreiber (Projektgesellschaft) und Biogaseinspeisung (Energieversorger) können Risiken gezielt gesteuert werden. Eine finanzielle Beteiligung am Projekt schafft dabei Anreizkompatibilität zwischen den Kooperationspartnern.

Kooperationsmodelle

Im Folgenden wird auf die Kooperationsmodelle im Bereich Biomasse insbesondere bei der Biomethaneinspeisung eingegangen. In anderen EE-Sektoren findet man selten Kooperationen vor. Bei Biogas-Projekten kann man zwischen verschiedenen Modellen der Kooperation differenzieren. Im Rahmen eines **Lieferantenmodells** agieren die Landwirte ausschließlich als Substratlieferanten und Gärresteabnehmer. Im **Landwirtschaftsmodell** übernehmen Landwirte meist koordiniert durch einen Bauernverband, ein Beratungsunternehmen oder einen Maschinenring alle Prozessschritte von der Erzeugung der Biomasse über die Produktion des Rohbiogases bis hin zur Aufbereitung und Einspeisung. Bei einem **Joint-Venture Modell** wird ein Gemeinschaftsunternehmen aus Landwirten und Energieversorgern gegründet, in dessen Rahmen der Gesamtprozess abläuft. Die häufigste Ausprägung ist jedoch die **Aufteilung nach Kernkompetenzen** zwischen den Kooperationspartnern. Durch vertragliche Fixierung verpflichten sich die Landwirte, das Rohbiogas zu erzeugen. Ein Energieversorger übernimmt die Aufbereitung und Einspeisung des Biomethans. Teilweise werden im Projektverlauf noch andere Akteure involviert [145, S. 177f].

⁶Weitere Informationen über diese eG finden sich unter [151].

Probleme & Risiken

Neben den Vorteilen, die eine Kooperation bietet (zum Beispiel Risikostreuung, breitere Kapitalbasis, etc.), sind auch die damit verbundenen Probleme und Risiken zu beachten. Der Kooperationswille von Beteiligten ist ein von der Persönlichkeit des Akteurs abhängiger Faktor, häufig auch eine Generationsfrage. Gerade jüngere Generationen sind dabei kooperationswilliger [145, S. 155-159]. Wichtig ist bei Kooperationen die gleiche Augenhöhe zwischen den Beteiligten, so dass keine einseitigen Abhängigkeiten entstehen.⁷ Gerade wegen der Langfristigkeit (>20 Jahre) und des hohen Kapitalbedarfs von EE-Projekten haben Auseinandersetzungen oftmals tiefgreifende finanzielle Folgen. Ohne klare vertragliche Festlegungen führen sie im Regelfall zum Scheitern des Projekts. Demnach sind dafür zwingend Regelungen zu fassen, um Konfliktpotentiale von vornherein zu minimieren und den Weiterbestand des Projektes abzusichern.

5.3 Förderung

Für Maßnahmen zur Nutzung Erneuerbarer Energien und Energieeinsparung existieren eine Reihe finanzieller Unterstützungen. Mit Fördergeldern von EU, Bund, Ländern und Kommunen soll die Markteinführung umweltfreundlicher Energietechnologien vorangetrieben und Wettbewerbsfähigkeit mit konventionellen Technologien geschaffen werden. Die Förderung beinhaltet dabei mehrere Säulen. Das **Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien** (EEG) fokussiert sich auf die Förderung von Strom aus regenerativen Technologien. Es sichert die vorrangige Abnahme, Übertragung und Vergütung von Strom aus Erneuerbaren Energien im Regelfall für einen Zeitraum von 20 Jahren zuzüglich des Inbetriebnahmejahres [152, S. 1]. Mit einem Mindestpreissystem und dem Einspeisungsvorrang wird einerseits Planungssicherheit geschaffen und Wettbewerbsfähigkeit sichergestellt [144, S. 97]. Andererseits werden die erhöhten Kosten für regenerativen Strom über die EEG-Umlage letztendlich vom Endverbraucher getragen. Diese Kosten werden für das Jahr 2012 bei 3,592 ct/kWh liegen [153]. Für das Jahr 2011 beträgt die Umlage 3,530 ct/kWh [154]. Im Vergleich zum gemitteltem Strompreis von knapp 25 ct/kWh entspricht das einem Anteil von 14,2 % [155, S. 4]. Dieser Anteil wird voraussichtlich in der Zukunft weiter steigen. Die Wirtschaftlichkeit von EE-Projekten soll in etwa konstant gehalten werden. Da Stromgestehungskosten in Zukunft weiter sinken, ist vom EEG eine technologiespezifische Degression der Vergütungssätze festgesetzt. Skalen- und Lernkurveneffekte bei Wirkungsgraden, Herstellungskosten, etc. werden durch die Degressionsfaktoren in die Vergütungsberechnung miteinbezogen. Somit bestimmt sich der für ein Projekt gültige Vergütungssatz nach Technologie, Leistungsklasse und dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme. (Ist ein Vergütungssatz für ein Projekt festgesetzt, findet keine Degression statt.) Darüber hinaus existieren insbesondere bei Biomasseprojekten eine Reihe von Boni, die an das Vorliegen bestimmter Tatbestände geknüpft sind.⁸ Auch diese werden ebenfalls von der Degression erfasst.

⁷Hier gilt es wieder, Phänomene, die durch asymmetrische Informationsverteilung entstehen, zu verhindern. Ansatzpunkt kann die bereits angesprochene *Principal-Agent Theorie* sein, die Probleme wie *Hold Up* (=nachvertragliches erpresserisches Verhalten) und *Adverse Selection* (=im Regelfall werden nur überschätzte Projekte am Markt angeboten) beleuchtet.

⁸Unter anderem für die Verwendung von nachwachsenden Rohstoffen (NaWaRo-Bonus), Gülle-Bonus, Kraft-Wärme-Kopplung (KWK-Bonus) oder bei Einhaltung bestimmter Emissionsgrenzen (zum Beispiel

Für Januar 2012 ist derzeit eine Novelle des EEGs geplant. Mitte des Jahres 2011 wurden daher geltende Regelungen vor allem in Biogas- und PV-Sektor anhand eines Erfahrungsberichts überprüft. Es ist von einer Anpassung der Fördersätze und Modalitäten auszugehen [156]. Als zweite Säule dient das **Marktanreizprogramm** (MAP) als Umsetzung des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes (EEWärmeG). Es fördert die nachhaltige Wärmeerzeugung. In Form von Investitionszuschüssen durch das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) oder langfristigen zinsgünstigen Darlehen mit Tilgungszuschuss durch die KfW-Bankengruppe (eventuell über andere Kreditinstitute vermittelt) sollen Investitionen angestoßen werden. Daneben existieren weitere Förderprogramme, zum Beispiel für Investitionsmaßnahmen an selbst genutzten oder vermieteten Wohngebäuden. Fördermöglichkeiten zur Energieeinsparung bei Gebäuden wurden dabei in Kapitel 4.7 erläutert. Da die Förderlandschaft sich mitunter schnell verändert, sei an dieser Stelle auf Informationsmöglichkeiten im Internet hingewiesen.⁹

5.4 Wirtschaftlichkeit & Bewertung

Eine zentrale Frage, die sich beim Ausbau regenerativer Energien stellt, behandelt die ökonomische Seite der EE-Projekte. Sind derartige Projekte auf der Mikro- und Makroebene wirtschaftlich zu vertreten? Schaffen sie einen Mehrwert für einzelne Personen und Unternehmen oder auch für die gesamte Gesellschaft?

5.4.1 Betriebswirtschaftliche Berechnung

Die betriebswirtschaftliche Betrachtung als reine Wirtschaftlichkeitsberechnung bezieht auf der Mikroebene nur Einflussfaktoren mit ein, die das Unternehmen oder Projekt direkt beeinflussen. Im folgenden Abschnitt wird eine Abhandlung der in der Praxis angewandten Investitionsrechnungsverfahren gegeben. Aussagen über die generelle Wirtschaftlichkeit können nicht getätigt werden, da die zu erzielenden Renditen projektspezifisch sind. Die Förderung durch das EEG und EEWärmeG hilft jedoch allen EE-Technologien, um im Regelfall akzeptable Kapitalrenditen erwirtschaften zu können. Die Wirtschaftlichkeit muss jedoch im Einzelfall berechnet werden.¹⁰

Kapitalwertmethode

In der Praxis werden Projekte nach der Kapitalwertmethode, auch Discounted-Cash-Flow Methode (DCF-Methode) genannt, evaluiert. Dabei werden sämtliche vom Projekt hervorgerufenen Zahlungsströme (Cashflows) über die gesamte Projektlaufzeit hinweg isoliert und bewertet. Durch Diskontieren der Cashflows werden sie auf einen gemeinsamen Bezugspunkt für die Bewertung gebracht. Die ermittelten Barwerte der einzelnen Cashflows können zur Bewertung an einem Stichtag aggregiert werden. Als Diskontsatz werden dabei die Kapitalkosten verwendet.

Formaldehyd-Bonus). Diese Boni sind mitunter von substanzieller Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit von Projekten. Hier ist anzumerken, dass in Teilbereichen Fehlentwicklungen stattfinden. Scheinkonzepte werden umgesetzt (zum Beispiel KWK-Bonus), die nicht dem eigentlichen Sinn der Legislative entsprechen, sondern lediglich den Bonus abgreifen. Eine Reaktion des Gesetzgebers bleibt abzuwarten.

⁹www.foerderdatenbank.de oder www.energiefoerderung.info

¹⁰Im Anhang befindet sich eine Excel-Datei, der man die betriebswirtschaftliche Berechnungssystematik entnehmen kann.

5 Finanzierungsmodelle

Diese entsprechen den von Investoren erwarteten Renditen in der entsprechenden Risikoklasse des durchgeführten Projekts [157, S. 70-93]. Formel 5.4 wird zur Berechnung des Kapitalwertes (Net Present Value, NPV) verwendet. T entspricht der Projektlaufzeit, r_k gibt die Kapitalkosten an und Z_t gibt den Cashflow zum Zeitpunkt t an.

$$\text{Kapitalwert} = \sum_{t=0}^T \frac{Z_t}{(1 + r_k)^t} \quad (5.4)$$

Alternative Investitionsrechnungsverfahren

Neben der Kapitalwertmethode aus dem vorangegangenen Kapitel existieren eine Reihe anderer Investitionsrechnungsverfahren. Der **Interne Zinsfuß** (Internal Rate of Return, IRR), der Modifizierte Interne Zinsfuß (Modified Internal Rate of Return, MIRR), die Initialverzinsung, etc. Diese haben jedoch konzeptimmanente Nachteile gegenüber der Kapitalwertmethode. Vor allem in puncto uneingeschränkter Einsetzbarkeit weisen sie mitunter erhebliche Nachteile auf [157, S. 93-103]. Da jedoch der IRR gerade in angelsächsisch geprägten Ländern und Wirtschaftssektoren sehr verbreitet ist und gelegentlich in EE-Wirtschaftlichkeitsrechnungen auftaucht, wird eine kurze Erläuterung vorgenommen. Der Interne Zinsfuß entspricht jenen Kapitalkosten, bei denen das Projekt (dessen Cashflows) einen Wert von null annimmt. Ist dieser Zinsfuß größer als die vorliegenden Kapitalkosten, ist das Projekt wirtschaftlich. Weitere allgemein bekannte Wirtschaftlichkeitskennzahlen, wie die **Amortisationsdauer** (=Zeit nach der ein Projekt seine Investition wieder „eingespielt“ hat), leiden auch teilweise unter der eingeschränkten Einsetzbarkeit. Sinnvoll ist die Amortisationsdauer mit hinterlegtem Opportunitätskosten-Kalkül (d.h. Abzinsung der Geldflüsse) nur anwendbar, wenn es sich um eine sogenannte Normalinvestition handelt. Das ist der Fall, wenn das Vorzeichen der Cashflows über die Zeit nur ein einziges Mal wechselt. Im Regelfall umfasst ein Projekt am Anfang eine größere Investition (negative Cashflows), der sukzessive positive Cashflows folgen (zum Beispiel durch Erträge, die größer als anfallende Aufwendungen sind). Fallen am Projektende große Auszahlungen zum Beispiel für Rückbaumaßnahmen an, so sind die Voraussetzungen einer Normalinvestition nicht erfüllt. Die Amortisationsdauer besitzt keine Aussagekraft über die Wirtschaftlichkeit eines Projektes. Es mag seine anfänglichen Investitionen nach einer Zeit mehr als „verdient“ haben, jedoch können die abschließenden negativen Cashflows die Gesamtbilanz wieder ins Soll ziehen. Die Amortisationsdauer kann bei EE-Projekten gerade aus Liquiditätsgesichtspunkten und in puncto Risikomessung sehr aussagekräftig sein. Große Cash-Outflows am Projektende in Form von Rückbaukosten fallen selten an. Somit ist gerade bei einfach strukturierten Projekten (zum Beispiel PV-Anlagen) diese Kennzahl sinnvoll verwendbar. Die Amortisationsdauer sollte jedoch mit einer Kapitalwertbestimmung hinterlegt werden [157, S. 103-108].

5.4.2 Volkswirtschaftliche Berechnung

Im Gegensatz zu dem engen Fokus, den die Betriebswirtschaft durch die Betrachtung der Mikroebene anlegt, müssen aus volkswirtschaftlicher Sicht eine Vielzahl weiterer Faktoren betrachtet werden. Eine bloße Aggregation der einzelnen Unternehmensgewinne oder Verluste ist hier nicht ausreichend. Sämtliche in der Regel schwer fassbare volkswirtschaftliche Effekte sollten abgebildet werden, um aus gesellschaftlicher Sicht Handlungsempfehlungen aussprechen zu

können. Die positive Entwicklung des EE-Sektors ist hauptsächlich durch die politischen Regelungen des EEG und EEWärmeG ausgelöst worden. „Ohne die finanzielle Förderung nach dem EEG sind die Erneuerbaren Energien gegenüber der konventionellen Stromerzeugung im Regelfall noch nicht konkurrenzfähig. Dies gilt für unterschiedliche Sparten in unterschiedlichem Maße“ [144, S. 17]. Aus diesen Rahmenbedingungen lässt sich schließen, dass der Gesetzgeber die Erneuerbaren Energien für gesamtwirtschaftlich sinnvoll erachtet. Insbesondere bieten die regenerativen Energien eine in ökologischer, wirtschaftlicher und sozialer Hinsicht zukunftsfähige und somit nachhaltige Energieversorgung für Deutschland. Die Wettbewerbsfähigkeit der regenerativen Technologien lässt sich vor allem an den Stromgestehungskosten (Average Lifetime Levelized Generation Costs, ALLGC) ablesen. Dabei handelt es sich um auf die Erzeugungsmenge bezogene, mittlere spezifische Kosten einer Technologie. Sie geben Auskunft über die gesamten abdiskontierten Lebenszykluskosten einer Kilowattstunde Strom. Zur Kalkulation werden spezifische Anschaffungsinvestitionen, Betriebskosten, Lebensdauer, Standortbedingungen und Kapitalkosten entsprechend der Finanzierungsbedingungen miteinbezogen. Die Vielzahl der Einflussgrößen deutet dabei an, dass es sich um einen approximativen Vergleich der Technologien unter „Standardbedingungen“ handelt. Stromgestehungskosten können helfen einen groben Eindruck über die Rangfolge der Erzeugungskosten zu bekommen, ersetzen eine Kalkulation im Einzelfall jedoch keinesfalls.¹¹ Tabelle 5.1 vergleicht die Stromgestehungskosten für Erneuerbare Energien mit konventionellen Kraftwerken. Daraus ist ersichtlich, dass PV-Anlagen unter Bedingungen, wie sie in (Süd-)Deutschland vorzufinden sind, die höchsten Stromgestehungskosten aufweisen. Onshore Windprojekte können an guten Standorten am ehesten das Niveau von konventionellen Kraftwerken (Gas, Kohle, Atom) erreichen. Stromerzeugung aus Biomasse ist in genannter Tabelle lediglich in Form von Holzschnitzel-Heizkraftwerken dargestellt. Andere Technologien der Biomasse-Stromerzeugung können insbesondere durch variierende Preise der Primärenergieträger erheblichen Schwankungen ausgesetzt sein. Daneben ist durch die Vielzahl der Technologien ein Kostenspektrum nur schwer allgemein abschätzbar. Wegen des stochastischen Angebots der Ressourcen bei Wind- und PV-Projekten werden in Tabelle 5.1 Back-Up Kosten integriert. Die Kosten fallen auf Grund der Vorhaltung von Reserveleistung durch konventionelle Kraftwerke an [159, S. 13f]. Eine Prognose für die Stromgestehungskosten für Photovoltaik, Solarthermie und Windkraft wird in [158] versucht. Mit extrapolierten Trends der Vergangenheit in Form von sogenannten Progress Ratios werden Entwicklungspfade gezeichnet. Da erneuerbare Energiequellen vergleichsweise kapitalintensiv sind, liegen die Entwicklungspotentiale vor allem in der Senkung von Investitionskosten. Daneben bestehen Potentiale in der Verbesserung der Wirkungsgrade [159, S. 5]. Vor allem Photovoltaik wird durch beide genannte Effekte noch weiter an Marktfähigkeit gewinnen [158, S. 15-17].

Neben den weitestgehend klar quantifizierbaren betriebswirtschaftlichen Stromgestehungskosten müssen in einer volkswirtschaftlichen Betrachtung auch **externe Effekte** einbezogen werden. Darunter versteht man Kosten, die nicht beim Verursacher anfallen. Sie sind häufig

¹¹Der Vergleich verschiedener Studien wie zum Beispiel [158] und [159] verdeutlicht, dass Stromgestehungskosten nicht zu 100 % objektiv bestimmbar sind. Je nach angewandter Methodik und getroffenen Annahmen (insbesondere zu integrierten Kostenbestandteilen) variieren die Stromgestehungskosten deutlich. Die Rangfolge zwischen den Technologien bleibt jedoch zumeist bestehen. Angegebene Werte stellen eine grobe Indikation dar. Insbesondere die Werte für PV-Anlagen sinken auf Grund der fallenden Modulkosten. Darum ist auf aktuelle Werte zu achten.

5 Finanzierungsmodelle

| Konventionelle KWs | Leistung | Nettowirkungsgrad | Nutzungsdauer | Spez. Investitionskosten | Stromgestehungskosten | Externe Kosten |
|------------------------------------|--------------------|--------------------------|----------------------|---------------------------------|------------------------------|-----------------------|
| excl. CO ₂ -Zertifikate | [MW, netto] | [%] | [a] | [EUR/kWh] | [ct/kWh] | [ct/kWh] |
| Braunkohle D-KW | 1.000 | 44 | 35 | 1.150 | 2,9 | 3 - 6 |
| Steinkohle D-KW | 1.020 | 46 | 35 | 1.000 | 3,3 | 3 - 6 |
| Erdgas GuD-KW | 1.000 | 60 | 30 | 480 | 4,2 | 1 - 2 |
| Druckwasser AKW | 1.600 | 36 | 60 | 1.850 | 3,5 | 0,2 |
| Erneuerbare Energien | [kW, netto] | Volllast [h/a] | [a] | [EUR/kWh] | [ct/kWh] | [ct/kWh] |
| Laufwasser ^a KW | 3.100 | 5.000 | 60 | 4.982 | 10 | 0 |
| Onshore WKA ^b | 2.000 | 1.300 - 2.200 | 20 | 1.050 | 5,9 - 8,0 | 0,05 |
| PV ^c Aufdachanlage | 2 | 900 | 25 | 5.200 | 62 | 0,6 |
| PV ^c Freiflächenanlage | 500 | 950 | 25 | 4.275 | 52 | 0,6 |
| Biomasse ^d HKW | 20.000 | / | 20 | 2.100 | 9,6 | 3 |
| Biogasanlage | 150 | 6.500 | 16 | 2.628 | 19,1 | / |
| Biogasanlage | 350 | 7.200 | 16 | 2.273 | 15,1 | / |

^aAuslastung 57 %

^bWindgeschwindigkeit bei 50 m 5,5-6,5 m/s

^cPolykristallines Silizium

^dHolzhackschnitzel in Wirbelschicht

Tabelle 5.1: Stromgestehungskosten und Externe Kosten im Vergleich, in Anlehnung an [159, S. 3-5]; Abschätzungen der externen Kosten sind [160] entnommen.

schwierig zurechenbar und fallen teilweise auch erst zeitlich versetzt an. Beispiele für externe Kosten sind Renovierungsmaßnahmen, die durch sauren Regen, durch Kohlenstoffdioxid und Schwefeldioxid-Emission erzeugt werden oder Schäden in Folge des Klimawandels durch

5 Finanzierungsmodelle

Treibhausgase. Es besteht ein Bestreben diese Kosten zu internalisieren. Durch die 2005 eingeführten CO₂-Zertifikate soll beispielsweise ein zunehmendes Bewusstsein geschaffen werden, um Emissionen zu minimieren. Eine objektive, abschließende Quantifizierung der externen Effekte ist selten exakt möglich. Dennoch versucht eine von der EU-Kommission in Auftrag gegebene Studie (ExterneE Report) die monetäre Quantifizierung der externen Kosten der Energieproduktion nach verschiedenen Technologien. Die letzte Spalte in Tabelle 5.1 enthält die Ergebnisse der Studie. Darüber hinaus bieten die Erneuerbaren Energien, zugegebenermaßen schwer abschätzbare, Wertschöpfungspotentiale für die heimische Industrie. Neben der Schaffung beziehungsweise dem Erhalt von Arbeitsplätzen in Deutschland ist eine Förderung der Forschung und Entwicklung im EE-Sektor wichtig, um Deutschland als Weltmarktführer für innovative Technologien weiterhin etabliert zu halten. Daneben hat die Vergangenheit gezeigt, dass in anderen Branchen sozusagen eine Starthilfe nötig war, bis endgültig eine wirtschaftliche Implementierung ohne Subventionen und Förderung möglich ist. Ausgehend von langfristig steigenden Primärenergiepreisen der fossilen Energieträger und knapper werdenden Ressourcen ist die Implementierung regenerativer Energiesysteme gesamtwirtschaftlich sinnvoll.

| Photovoltaik Freiflächenanlagen (§ 32 EEG) | | |
|---|--|-------------------------|
| [ct/kWh] | Anlagen auf versiegelten Flächen und Konversionsflächen | Sonstige Freiflächen |
| 2011 | 22,07 | 21,11 |

Tabelle 5.2: Photovoltaik – Freiflächenanlagen [152, S. 12-14].

| Photovoltaik – Anlagen an oder auf Gebäuden 2011 (§ 33 EEG) | |
|--|----------|
| | [ct/kWh] |
| bis 30 kW | 28,74 |
| 30-100 kW | 27,33 |
| 100-1.000 kW | 25,86 |
| ab 1.000 kW | 21,56 |
| Eigenverbrauch | |
| bis 30 kW | 12,36 |
| ab 30 % Eigennutzung | 16,74 |
| 30-100 kW | 10,95 |
| ab 30 % Eigennutzung | 15,33 |
| 100-500 kW | 9,48 |
| ab 30 % Eigennutzung | 13,86 |

Tabelle 5.3: Photovoltaik – Gebäudeanlagen [152, S. 12-14].

| Biomasse – Vergütung für Stromerzeugung (§ 27 EEG) | | | | |
|---|--------------------------|--------------------------|--|---|
| | bis 150 kW _{el} | 150-500 kW _{el} | 500 kW _{el} -500 MW _{el} | 5 MW _{el} -20 MW _{el} |
| 2009 [ct/kWh] | 11,67 | 9,18 | 8,25 | 7,79 |
| Degression: 1,0 % | Laufzeit: 20 Jahre | | | |

Tabelle 5.4: Biomasse – Vergütung für Stromerzeugung [152, S. 6-7].

| Biomasse – Boni | |
|--|----------|
| NaWaRo Bonus | [ct/kWh] |
| Leistungsanteil bis 150 kW _{el} | |
| Biomasse excl. Biogas | 6,00 |
| Biogas | 7,00 |
| überw. Einsatz von Landschaftspflegematerial | + 2,00 |
| Leistungsanteil bis 500 kW _{el} | |
| Biomasse excl. Biogas | |
| – flüssige Biomasse | 0,00 |
| – gasförmige Biomasse (außer Biogas) | 6,00 |
| Biogas | 7,00 |
| überw. Einsatz von Landschaftspflegematerial | + 2,00 |
| Leistungsanteil bis 5 MW _{el} | |
| Biomasse excl. Biogas | |
| – feste Biomasse | 4,00 |
| – flüssige Biomasse | 0,00 |
| – gasförmige Biomasse (außer Biogas) | 4,00 |
| – bei Holzverbrennung | 2,50 |
| – Holzverbrennung aus Kurzumtriebsplantagen & Landschaftspflegematerial | 4,00 |
| Technologiebonus | [ct/kWh] |
| für Anlagen bis 5 MW _{el} | |
| Innovative Anlagentechnik | 2,00 |
| Für Gasaufbereitung: | |
| – max. Kapazität bis 350 m ³ i.N./h | 2,00 |
| – max. Kapazität bis 700 m ³ i.N./h | 1,00 |
| KWK-Bonus | [ct/kWh] |
| bis zu einer Leistung von 20 MW _{el} nur für den eingespeisten KWK-Strom | 3,00 |
| Degression: 1,0 % | |

Tabelle 5.5: Biomasse – Boni [152, S. 7-8].

5 Finanzierungsmodelle

| Wasserkraft Neuanlagen bis 5 MW | | | |
|--|--------------------|-----------------|---------------|
| | bis 500 kW | 500 kW bis 2 MW | 2 MW bis 5 MW |
| 2009 [ct/kWh] | 12,67 | 8,65 | 7,65 |
| Degression: 0 % | Laufzeit: 20 Jahre | | |

Tabelle 5.6: Wasserkraft – Neuanlagen bis 5 MW [152, S. 2-3].

| Wasserkraft modernisierte/revitalisierte Anlagen bis 5 MW | | |
|--|--------------------|-----------------|
| | bis 500 kW | 500 kW bis 5 MW |
| 2009 [ct/kWh] | 11,67 | 8,65 |
| Degression: 0 % | Laufzeit: 20 Jahre | |

Tabelle 5.7: Wasserkraft – modernisierte und revitalisierte Anlagen [152, S. 2-3].

| Wasserkraft neue und erneuerte Anlagen über 5 MW (§§ 21,23 II EEG) | | | | | |
|---|--------------------|-----------|-----------|-----------|----------|
| | bis 500 kW | bis 10 MW | bis 20 MW | bis 50 MW | ab 50 MW |
| 2009 [ct/kWh] | 7,29 | 6,32 | 5,80 | 4,34 | 3,50 |
| Degression: 1,0 % | Laufzeit: 15 Jahre | | | | |

Tabelle 5.8: Wasserkraft – neue und erneuerte Anlagen über 5 MW [152, S. 2-3].

| Windenergie – Vergütung | | | | |
|----------------------------|------------------------------------|---------------------|--|----------------------------------|
| | Anfangs- vergütung ^a | Basis- vergütung | Systemdienst- leistungsbonus ^b | Repowering Bonus ^c |
| 2009 [ct/kWh] | 9,20 | 5,02 | 0,50 | 0,50 |
| Degression: 1,0 % | Laufzeit: 20 Jahre | | | |
| für die Dauer von 5 Jahren | | | | |

^aAnfangsvergütung für 5 Jahre gewährt. Verlängert sich um je zwei Monate je 0,75 % des Referenzertrags, um den die Anlage 150 % des Referenzertrags unterschreitet.

^bSDL-Bonus für Neuanlagen wird für den Zeitraum der erhöhten Anfangsvergütung gezahlt. Bestandsanlagen, die zwischen 31.12.2001 und 1.1.2009 in Betrieb gegangen sind, erhalten 0,7 ct/kWh

^cDer Repowering Bonus (§ 30 EEG) für den Ersatz vorhandener Windenergieanlagen am selben oder benachbarten Standorten wird für den Zeitraum der erhöhten Anfangsvergütung gewährt.

Tabelle 5.9: Windenergie – Vergütungssätze [152, S. 10-11].

6 Gegenüberstellung von Verbrauch und aktueller Erzeugung

Bereits heute wird im Landkreis Freising Strom und Wärme regenerativ mittels Wasserkraft, Photovoltaik, Solarthermie und Biomasse erzeugt. In der regenerativen Stromversorgung ist der Landkreis bereits auf einem guten Weg, der Wärmeverbrauch liegt jedoch signifikant über der zum heutigen Zeitpunkt regenerativ erzeugten Wärmeenergie. Bis 2035 sollen Strom und Wärme im Landkreis Freising vollständig regenerativ erzeugt werden. In Abschnitt 6.1 wird die Differenz zwischen der zum heutigen Zeitpunkt bereits regenerativ erzeugten Energie und der heute beziehungsweise im Jahr 2035 benötigten Energie bestimmt. Dies wird für Wärme und Strom getrennt durchgeführt. Zur Stromversorgung genügt es nicht, über das Jahr aufsummiert genügend Energie zu erzeugen. Vielmehr muss zu jedem Zeitpunkt genügend Leistung bereitgestellt werden, um das Stromnetz aufrecht zu erhalten. Daher wird in Abschnitt 6.2 analysiert, welche Leistung benötigt wird und wie viel regenerative Erzeugungsleistung bereits im Landkreis installiert ist. Maßnahmen, wie eine regenerative Vollversorgung erreicht werden kann, werden im Anschluss in Kapitel 7 vorgeschlagen und diskutiert.

6.1 Energiebilanz für Strom und Wärme

6.1.1 Jährlicher Energieverbrauch 2010 und 2035

In diesem Abschnitt werden die Verbrauchswerte zusammengefasst, die im Kapitel 3 ermittelt und diskutiert wurden. Wie in Kapitel 3 beschrieben, liegen Stromverbrauchswerte für 2010 vor. In die Prognose für den Strom- und Wärmeverbrauch im Jahr 2035 fließen die Annahmen ein, dass die Bevölkerungszahl im Landkreis Freising um 10 % ansteigt und gleichzeitig der Verbrauch pro Kopf konstant bleibt. Die Verbrauchswerte sind in 6.1.1 zusammengefasst. Zu sehen ist, dass der Wärmeenergiebedarf rund doppelt so hoch wie der Strombedarf ist.

| | 2010 [GWh/a] | 2035 [GWh/a] |
|-------|--------------|--------------|
| Strom | 864,5 | 951,0 |
| Wärme | 1.730,0 | 1.903,0 |

Tabelle 6.1: Jährlicher Energieverbrauch im Landkreis Freising.

6.1.2 Jährliche regenerative Energieerzeugung 2010

Strom

Nachdem der Verbrauch für den Landkreis Freising ausgehend vom Jahr 2010 für 2035 bestimmt wurde, kann nun die bestehende Energieerzeugung analysiert und aggregiert werden. Als Grundlage dafür werden die Daten von Sonnenkraft Freising e.V. verwendet. In diesem Datensatz befinden sich, aufgelistet anhand der 24 Gemeinden des Landkreises Freising, die Erzeugungsdaten für alle regenerativen Energieformen: Biomasse, Klärgas, Photovoltaik und Wasserkraft. Tabelle 6.2 listet diese Daten auf.

Erläuterung der physikalischen Einheiten und deren Berechnung: Da Kraftwerksleistungen typischerweise in der Einheit MW beziehungsweise kW angegeben werden, ist es möglich, deren (Spitzen-)Leistung zu einer jährlichen Energieproduktion umgerechnet werden. Die Energieproduktion stellt einen zeitlich abhängigen Wert dar, daher ist es erforderlich die angegebene Spitzenleistung auf eine jährliche Basis zu aggregieren. Dies geschieht durch folgende Rechnung:

$$\text{Energie pro Jahr [MWh/a]} = \text{Spitzenleistung [MW]} * 24 \text{ Stunden} * 365 \text{ Tage} \quad (6.1)$$

*Da ein Kraftwerk im Regelfall keine durchgehende Spitzenleistung erbringen kann, wird anstatt der theoretischen jährlichen Stundenzahl die mittlere Volllast verwendet, die beispielsweise für das Biomassekraftwerk in Zolling 4.227 Stunden beträgt. Mit einer Spitzenleistung zur Stromerzeugung von 20 MW ergibt sich für dieses Beispiel somit eine Energie von $20 \text{ MW} * 4.227 \text{ h/a} = 84.540 \text{ MWh/a}$ beziehungsweise $84,54 \text{ GWh/a}$.*

Die Biomassekraftwerke Zolling (122.870 MWh/a) und Neufahrn (28.859 MWh/a) werden getrennt betrachtet. Wie zuvor bei der Berechnung des Potentials der gesamten Biomasse im Landkreis Freising aufgezeigt (siehe Kapitel 4.4.2), überschreiten diese beiden Kraftwerke bereits die im Landkreis nachhaltig vorhandene Kapazität an Holz. Das Altholz zum Betrieb dieser Anlagen wird größtenteils von außerhalb des Landkreises bezogen und widerspricht deshalb dem Ziel der eigenständigen, nachhaltigen Energieversorgung. Für die übrigen Anlagen zur Energieerzeugung aus Biomasse (NaWaRos, Abfälle aus der Lebensmittelindustrie) ergeben sich für das Jahr 2010 zunächst 31.875 MWh/a. Zusätzlich werden in Eching und Moosburg aus Klärgas weitere 3.134 MWh/a Strom erzeugt. Im Folgenden wird die Stromerzeugung aus NaWaRos, Abfällen aus der Lebensmittelindustrie und Klärgas unter dem Begriff *Biogas* zusammengefasst. Damit werden 35.010 MWh/a Strom in Biogasanlagen erzeugt. In Tabelle 6.3 sind alle aggregierten Werte sortiert nach regenerativen Energieträgern angegeben.

Wärme

Nach der Analyse des Stromverbrauchs wird nun die vorhandene Wärmeenergieproduktion im Landkreis aggregiert, siehe Tabelle 6.4. Bei Betrachtung der Biomasse wird wiederum nur die Erzeugung von Wärme durch die bestehenden Biogasanlagen berücksichtigt (Holzverbrennungsanlagen in Zolling und Neufahrn werden nicht berücksichtigt). Im Jahr 2010 betrug die Wärmeproduktion durch Biogasanlagen ca. 50 GWh/a [9]. Diese Wärmeenergie wird bisher nicht vollständig genutzt, da ausreichend Verbraucher in der Nähe von Biogasanlagen fehlen. In den 50 GWh/a nicht berücksichtigt ist die Wärmeerzeugung durch Holzverbrennung in

6 Gegenüberstellung von Verbrauch und aktueller Erzeugung

| Erzeugte Energie [MWh/a] | Bio- masse | Klär- gas | Photo- voltaik | Wasser- kraft | Summe |
|------------------------------------|-----------------------------|----------------------|---------------------------|--------------------------|----------------|
| Allershausen | 0 | 0 | 1.814 | 162 | 1.976 |
| Attenkirchen | 0 | 0 | 3.854 | 0 | 3.854 |
| Au | 0 | 0 | 4.923 | 0 | 4.923 |
| Eching | 0 | 801 | 2.318 | 0 | 3.119 |
| Fahrenzhausen | 0 | 0 | 5.401 | 9.870 | 15.271 |
| Freising | 10.721 | 0 | 4.742 | 142 | 15.605 |
| Gammelsdorf | 66 | 0 | 1.351 | 0 | 1.418 |
| Haag | 8 | 0 | 1.182 | 23.735 | 24.926 |
| Hallbergmoos | 7 | 0 | 2.867 | 0 | 2.874 |
| Hohenkammer | 3.782 | 0 | 1.968 | 828 | 6.578 |
| Hörgertshausen | 2.558 | 0 | 819 | 0 | 3.377 |
| Kirchdorf | 6.062 | 0 | 1.348 | 0 | 7.411 |
| Kranzberg | 3.085 | 0 | 2.032 | 16.737 | 21.855 |
| Langenbach | 1.037 | 0 | 1.457 | 58 | 2.551 |
| Marzling | 1.151 | 0 | 1.139 | 204 | 2.495 |
| Mauern | 13 | 0 | 1.342 | 35 | 1.389 |
| Moosburg | 0 | 2.333 | 3.082 | 92.512 | 97.927 |
| Nandlstadt | 13 | 0 | 2.565 | 0 | 2.578 |
| Neufahrn | 28.859 | 0 | 2.288 | 78 | 31.225 |
| Paunzhausen | 0 | 0 | 615 | 0 | 615 |
| Rudelzhausen | 2.054 | 0 | 3.129 | 0 | 5.183 |
| Wang | 37 | 0 | 1.421 | 85.042 | 86.500 |
| Wolfersdorf | 1.281 | 0 | 1.983 | 0 | 3.264 |
| Zolling | 122.870 | 0 | 2.330 | 0 | 125.200 |
| Landkreis Freising | 183.605 | 3.134 | 55.970 | 229.405 | 472.114 |

Tabelle 6.2: Regenerativ erzeugter Strom 2010 nach Kommunen.

| Erzeugungsart | Erzeugte Energie [GWh/a] |
|----------------------|---------------------------------|
| Biogas | 35,0 |
| Photovoltaik | 56,0 |
| Wasserkraft | 229,4 |

Tabelle 6.3: Regenerativ erzeugter Strom 2010 nach Technologie (ohne Heizkraftwerke Zolling und Neufahrn).

6 Gegenüberstellung von Verbrauch und aktueller Erzeugung

Anlagen neben den großen Holzheizkraftwerken in Zolling und Neufahrn, da diese nur sehr schwer abschätzbar ist. Dazu gehören beispielsweise Hackschnitzelverbrennungsanlagen oder private Holzheizungen in Wohnhäusern. Um am Ende korrekt zu bilanzieren wird dafür im folgenden Kapitel 7 das vollständige Potential aus in den Wäldern des Landkreises nachwachsendem Holz berücksichtigt, das Gesamtpotential wird also als Ausbaupotential mit in die Bilanz aufgenommen. Eine Datenlage für die bereits installierten Solarthermieranlagen ist nur für Moosburg detailliert vorhanden (siehe Kapitel 4.5.2). Dort wurden im Jahr 2010 ca. 3,24 GWh Wärme erzeugt. Ein entsprechender Wert liegt auch für die solare Nahwärmeversorgung in Attenkirchen vor. Dort werden zwar rund 1 GWh jährlich an Wärme durch die Kollektoren gewonnen, aufgrund der Nutzungsgewohnheiten und Speichersituation können jedoch effektiv nur 0,4 GWh/a Energie genutzt werden. Eine Datenerhebung zu installierten Solarthermieranlagen im gesamten Landkreis Freising im Frühjahr 2010 zeigte, dass zu diesem Zeitpunkt 3.623 Anlagen mit insgesamt 34.131 m² Kollektorfläche installiert waren. Ein für den Landkreis Freising repräsentativer Wert für den Energieertrag von Solarthermieranlagen ist 525 kWh/m² (siehe Kapitel 4.5.2). Somit waren im Frühjahr 2010 bereits Anlagen mit einer Erzeugerkapazität von rund 18 GWh/a Wärme installiert. Bis Ende 2010 erhöhte sich die Anzahl der installierten Anlagen weiter. Schätzungsweise betrug die installierte jährliche Erzeugungsleistung Ende 2010 rund 25 GWh/a. Dieser Wert wird bestätigt, wenn man die in Moosburg (ca. 4.200 Wohnhäuser) erzeugte Wärmeenergie pro Wohnhaus berechnet (0,77 MWh/a pro Wohnhaus) und auf die ca. 37.000 Wohnhäuser im Landkreis hochrechnet (Ergebnis: 28,7 GWh/a). Dass dieser Wert leicht über den geschätzten 25 GWh/a liegt ist plausibel, da dank den Solarfreunden Moosburg e.V. die Anzahl installierter solarthermischer Anlagen in Moosburg relativ zu den anderen Kommunen im Landkreis höher ist.

| Erzeugungsart | Erzeugte Energie [GWh/a] |
|---------------|--------------------------|
| Biogas | 50 |
| Solarthermie | 25 |
| Holz | 0 |

Tabelle 6.4: Regenerativ erzeugte Wärmeenergie 2010 nach Technologie (ohne Heizkraftwerke Zolling und Neufahrn). Bilanzierung Holz: siehe Fließtext.

6.1.3 Energiedifferenz

Nachdem der Verbrauch und die regenerative Erzeugung für den Landkreis Freising ermittelt wurden, kann nun die Differenz zwischen diesen Werten berechnet werden. Die Differenz zwischen dem für das Jahr 2035 prognostizierten Verbrauch und der bereits 2010 regenerativ erzeugten Energie gibt Auskunft darüber, wie viel zusätzliche Erzeugungsleistung bis 2035 installiert werden muss. Das Ergebnis kann aus Tabelle 6.5 für den Strom und aus Tabelle 6.6 für die Wärme entnommen werden. Werden die Heizkraftwerke in Zolling und Neufahrn nicht berücksichtigt, gilt es somit, bis 2035 zusätzlich 630,6 GWh/a an regenerativem Strom und 1.828 GWh/a an regenerativer Wärmeenergie bereitzustellen.

6 Gegenüberstellung von Verbrauch und aktueller Erzeugung

| Elektrische Energie [GWh/a] | | | |
|------------------------------------|--------------|--------------|--|
| Ohne Zolling und Neufahrn | 2010 | 2035 | |
| Verbrauch | 864,5 | 951,0 | |
| regenerative Erzeugung | | 320,4 | |
| zu deckende Differenz | 544,1 | 630,6 | |
| Mit Zolling und Neufahrn | 2010 | 2035 | |
| Verbrauch | 864,5 | 951,0 | |
| regenerative Erzeugung | | 472,1 | |
| zu deckende Differenz | 392,4 | 478,9 | |

Tabelle 6.5: Lücke zwischen regenerativ erzeugter und benötigter elektrischer Energie.

| Wärmeenergie [GWh/a] | | | |
|------------------------------|--------------|--------------|--|
| Ohne Zolling und Neufahrn | 2010 | 2035 | |
| Verbrauch | 1.730 | 1.903 | |
| regenerative Erzeugung | | 75 | |
| zu deckende Differenz | 1.655 | 1.828 | |
| Mit Zolling und Neufahrn | 2010 | 2035 | |
| Verbrauch | 1.730 | 1.903 | |
| regenerative Erzeugung | | 152 | |
| zu deckende Differenz | 1.578 | 1.751 | |

Tabelle 6.6: Lücke zwischen regenerativ erzeugter und benötigter Wärmeenergie.

6.2 Leistungsbilanz Strom

Häufig wird bei Projekten, die auf die Deckung des Energiebedarfs aus Erneuerbaren Energien ausgerichtet sind, lediglich auf den jährlichen Energieverbrauch (Wärme und elektrische Energie) eingegangen. Dabei ist es jedoch erforderlich nicht nur im Jahresmittel genügend Energie zu erzeugen, sondern die Energie — insbesondere im Rahmen der Stromversorgung — zeitgerecht bereitstellen zu können. Ein Nachteil der meisten Erneuerbaren Energien ist die Abhängigkeit von schwankenden Primärenergiequellen. Nur Biomasse und Wasserkraft sind grundlastfähig. Speichertechnologien können eingesetzt werden, um die Erzeugung durch Wind- und Sonnenenergie an den Verbrauch anzugleichen und Spitzen abzufedern. Dieses Kapitel zeigt ausgehend vom aktuellen und prognostiziertem Leistungsbedarf und der bisher installierten Leistung die zu deckende Leistungslücke auf.

6.2.1 Leistungsbedarf

Die benötigte Leistung aufgeschlüsselt nach Sommer und Winter sowie Spitzenlast (Mittags- und Abendpeak) und Grundlast (Nachts) wurde bereits in Kapitel 3 ermittelt und diskutiert und wird der Vollständigkeit halber in Tabelle 6.7 nochmals zusammengefasst.

| 2010 | Grundlast [MW] | Spitzenlast [MW] |
|--------|----------------|------------------|
| Winter | 87,7 | 116,9 |
| Sommer | 77,7 | 112,6 |
| 2035 | Grundlast [MW] | Spitzenlast [MW] |
| Winter | 96,4 | 128,6 |
| Sommer | 85,4 | 123,8 |

Tabelle 6.7: Benötigte elektrische Leistung im Landkreis Freising.

6.2.2 Installierte Leistung

Tabelle 6.8 gliedert die im Jahr 2010 installierten Leistungen für die Kommunen des Landkreises auf. Nicht in die Tabelle mitaufgenommen sind die Holzheizkraftwerke in Neufahrn (5,5 MW Leistung) und Zolling (20 MW Leistung). Die Daten basieren auf Erhebungen im Landkreis, unter anderem durch Umfragen. Die aufaddierten Leistungswerte können um einige hundert Kilowatt abweichen, was jedoch die grundsätzliche Problematik, die in Kapitel 7.1.2 aus diesen Daten abgeleitet wird, nicht beeinflusst. Die aufgeführten Leistungen der Biogasanlagen sind Leistungen im Volllastbetrieb. Die angegebenen Leistungen der PV-Anlagen sind die Peak-Leistungen. Die dargestellten Leistungen der Wasserkraftwerke sind die Ausbauleistungen

6 Gegenüberstellung von Verbrauch und aktueller Erzeugung

(Leistung bei hohen Pegelständen und damit Ausbauzufluss, siehe Kapitel 4.3). Somit gibt diese Tabelle noch keine Auskunft darüber, wie hoch die maximal bereitgestellte Leistung durch regenerative Erzeugungstechnologien ist, da beispielsweise die theoretische Peak-Leistung der PV-Anlagen nie erreicht wird.

| Installierte Leistung [kW] | Bio-masse | Klärgas | Photo-voltaik | Wasser-kraft | Summe |
|-----------------------------------|------------------|----------------|----------------------|---------------------|----------------|
| Allershausen | 0 | 0 | 2.661 | 69 | 2.730 |
| Attenkirchen | 0 | 0 | 7.550 | 0 | 7.550 |
| Au | 0 | 0 | 7.343 | 0 | 7.343 |
| Eching | 0 | 100 | 3.362 | 0 | 3.462 |
| Fahrenzhausen | ? | 0 | 6.500 | 1.420 | 7.920 |
| Freising | 1.534 | 0 | 6.139 | 40 | 7.713 |
| Gammelsdorf | 190 | 0 | 2.085 | 0 | 2.275 |
| Haag | ? | 0 | 1.675 | 4.100 | 5.775 |
| Hallbergmoos | ? | 0 | 4.268 | 0 | 4.268 |
| Hohenkammer | 595 | 0 | 2.583 | 160 | 3.338 |
| Hörgertshausen | 150 | 0 | 1.230 | 0 | 1.380 |
| Kirchdorf | 380 | 0 | 1.885 | 0 | 2.265 |
| Kranzberg | 372 | 0 | 2.966 | 2.250 | 5.588 |
| Langenbach | 75 | 0 | 2.003 | 60 | 2.138 |
| Marzling | 140 | 0 | 1.558 | 23 | 1.721 |
| Mauern | ? | 0 | 1.831 | 31 | 1.862 |
| Moosburg | 0 | 380 | 4.718 | 23.000 | 28.098 |
| Nandlstadt | 8 | 0 | 3.531 | 0 | 3.539 |
| Neufahrn | 130 | 0 | 3.431 | 0 | 3.741 |
| Paunzhausen | 0 | 0 | 865 | 0 | 865 |
| Rudelzhausen | 135 | 0 | 5.993 | 0 | 6.128 |
| Wang | ? | 0 | 2.083 | 18.500 | 20.583 |
| Wolfersdorf | 200 | 0 | 2.753 | 0 | 2.953 |
| Zolling | 0 | 0 | 3.555 | 0 | 3.555 |
| Landkreis Freising | 4.089 | 480 | 82.566 | 49.653 | 136.788 |

Tabelle 6.8: Installierte Leistung nach Kommunen.

Die Biogasanlagen in Fahrenzhausen, Haag, Hallbergmoos, Mauern und Wang wurden erst 2009 bzw. 2010 errichtet. Die Leistungen der Gasmotoren dieser Biogasanlagen sind nicht bekannt und werden daher mit 100 kW pro Anlage abgeschätzt. Mit Biomasse aus der Landwirtschaft werden somit in Biogasanlagen maximal 4,6 MW elektrische Leistung erzeugt, Wasserkraftwerke stellen eine Ausbauleistung von maximal 49,7 MW bereit. In Summe ergibt sich somit eine maximale Grundlast aus Erneuerbaren Energien von 54,3 MW. Um diese maximale Grundlast zu erreichen, muss der Wasserpegel in den Flüssen hoch sein (Ausbauzufluss) und die Biogasanlagen müssen unter Vollast laufen. Im Jahr 2010 werden zusätzlich PV-Anlagen mit einer Peak-Leistung von rund 82,6 MW_{peak} installiert. An einem sonnigen Tag wird mit

6 Gegenüberstellung von Verbrauch und aktueller Erzeugung

diesen Anlagen eine maximale Leistung von rund 66,1 MW bereitgestellt. An bewölkten Tagen wird je nach Grad der Bewölkung noch eine Leistung von durchschnittlich 19,8 MW mittels Photovoltaik erzeugt. Tabelle 6.9 fasst die Werte der momentan installierten und maximal erreichbaren Leistung zusammen.

| Leistung [MW] | Sonnenschein | Bewölkung | Nacht |
|---|--------------|-----------|-------|
| maximale Leistung (exkl. Zolling/Neufahrn) | 120,3 | 74,1 | 54,2 |
| maximale Leistung (inkl. Zolling/Neufahrn) | 149,9 | 103,6 | 83,8 |

Tabelle 6.9: Installierte Leistung im Landkreis Freising in Abhängigkeit von der Sonneneinstrahlung.

6.2.3 Leistungsdifferenz

Wie der Vergleich der aktuell benötigten Grundlast im Winter von 87,7 MW (bzw. 116,9 MW im Jahr 2035) mit der in der Nacht maximal bereitgestellten Leistung durch Erneuerbare Energien von 54,2 MW zeigt, können die derzeit installierten regenerativen Energien keine Versorgungssicherheit gewährleisten. Auch die Mitberücksichtigung der Heizkraftwerke in Zolling und Neufahrn ändert daran nichts. Betrachtet man die maximal mögliche Leistung, d.h. bei voller Auslastung der PV-Anlagen und Wasserkraftwerke, wird mit 120,3 MW die derzeit benötigte Spitzenleistung bereits überschritten. Da Zeiten von maximaler Erzeugung und Spitzenlast selten zusammenfallen, zeigt sich, dass zeitweise schon jetzt Überproduktionen möglich sind. Ein weiterer Ausbau von Erneuerbaren Energien ist auf Grundlage der nicht gedeckten Grundlast und Gesamtstrommenge zwar nötig, jedoch müssen in Anbetracht von Überproduktionen Lösungen für die Verwendung des überschüssigen Stroms gefunden werden, da dieser an anderer Stelle fehlt.

7 Potentialstudie: Maßnahmen zur Erreichung der Energiewende

Ziel dieses Kapitels ist, Energieverbrauch, aktuelle Erzeugung und Ausbaupotentiale zusammenzubringen, um einen möglichen Weg zur regenerativen Vollversorgung im Landkreis Freising bis zum Jahr 2035 zu skizzieren. Das grundsätzliche Vorgehen im Rahmen dieser Arbeit ist in Abbildung 7.1 grafisch aufbereitet. Im ersten Schritt wird der aktuelle Energieverbrauch, getrennt nach Strom und Wärme, ermittelt (siehe Kapitel 3). Daraus wird mit entsprechenden Annahmen ein Verbrauch im Jahr 2035 prognostiziert. Eine Zusammenfassung des Verbrauchs ist in Kapitel 6.1.1 zu finden. Andererseits wird im Landkreis Freising bereits aktuell regenerativ Strom und Wärme erzeugt. Die entsprechenden Zahlen sind in Kapitel 6.1.2 aufbereitet. Im Abschnitt 6.1.3 wird schließlich die bestehende Differenz zwischen aktuell jährlich regenerativ erzeugter Energie und dem Verbrauch beziffert. Dies geschieht wiederum getrennt für den Strom- und Wärmebedarf.

Somit ist die Lücke, die es durch Einsparung und zusätzliche regenerative Erzeugung bis 2035 zu decken gilt, bekannt. In der Prognose des Wärmeverbrauchs für das Jahr 2035 ist lediglich die Einsparung ohne zusätzliche Anstrengungen (zyklischen Wegfall alter Gebäude und Neubau energieeffizienter Gebäude) berücksichtigt. Eine vollständig regenerative Wärmeversorgung wird jedoch nur möglich sein, wenn der Wärmebedarf bis 2035 drastisch gesenkt wird. Diese Wärmeenergieeinsparung wird daher als eigene Maßnahme aufgenommen (vgl. Abbildung 7.1) und in Kapitel 4.7 abgeschätzt. Im Gegensatz dazu wird die Einsparung von Strom bereits in der Prognose des elektrischen Energiebedarfs für das Jahr 2035 mitberücksichtigt und somit nicht als eigenständige Maßnahme behandelt.

Ein Ergebnis dieser Potentialstudie ist, dass Biomasse, Wasserkraft, Photovoltaik und Solarthermie nur ein begrenztes Ausbaupotential haben, sofern die beschriebene Ansprüche an die Energiewende gestellt werden. Dazu gehört im Rahmen dieser Arbeit, dass der Anbau von Energiepflanzen nicht in Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion tritt. Außerdem soll nur Holz zur Energieerzeugung genutzt werden, das nachhaltig in den Wäldern des Landkreises zur Verfügung steht. Darüber hinaus wird kein Zubau von PV-Freiflächenanlagen auf Ackerflächen berücksichtigt, da dies wirtschaftlich auf absehbare Zeit nicht sinnvoll ist, siehe Kapitel 4.1. Solarthermieanlagen sind ohnehin nur in Siedlungsnähe geeignet, da der Transport von Wärme mit hohen Verlusten verbunden ist. Die Ausbaupotentiale dieser Technologien werden in den Kapiteln 4.1.4 (Photovoltaik), 4.3.2 (Wasserkraft), 4.4.2 (Biomasse) und 4.5.5 (Solarthermie) ermittelt. Gelingt es, diese Potentiale vollständig auszuschöpfen, gibt es zunächst weiterhin eine Lücke in der Wärmeversorgung (siehe Abschnitt 7.2). Diese verbleibende Lücke kann mittels Wärmepumpen, die mit regenerativ erzeugtem Strom betrieben werden, gedeckt werden. Damit erhöht sich der Bedarf an regenerativem Strom nochmals. Um die daraus resultierende Lücke in der Stromversorgung zu schließen, werden Windkraftanlagen benötigt. Soll die Anzahl an Windkraftanlagen gering gehalten werden, gilt es die Potentiale von Biomasse, Wasserkraft,

Photovoltaik und Solarthermie möglichst vollständig auszunutzen.

Damit ist die Energieversorgung im Jahresmittel vollständig regenerativ. Da jedoch die Speicherkapazität des Stromnetzes vernachlässigbar klein ist, Stromerzeugung und Stromverbrauch aber aufgrund der Netzstabilität ständig im Gleichgewicht sein müssen, ist das Ziel einer vollständig regenerativen Stromversorgung erst erreicht, wenn auch die Leistungsbilanz stimmt. Soll daher die Energiewende im Landkreis Freising nicht auf Kosten des deutschlandweiten Netzes gehen oder auf die Verfügbarkeit ausreichender Energiespeicher außerhalb des Landkreises vertraut werden, bedarf es einer Abschätzung, wie der zeitabhängige Leistungsbedarf mit der Leistungsbereitstellung durch erneuerbare Energien zusammenpasst. Der aktuelle Leistungsbedarf im Landkreis Freising sowie die Prognose für das Jahr 2035 sind in Kapitel 6.2 aufgelistet. Im selben Kapitel wird die bereits installierte Leistung regenerativer Technologien dargestellt. Basierend auf dem Ausbau der zuvor beschriebenen Erzeugungspotentiale wird in Abschnitt 7.1.2 die prognostizierte installierte Leistung im Jahr 2035 zusammengefasst. Anschließend werden Möglichkeiten diskutiert, wie Leistungsbedarf und -bereitstellung zeitlich angepasst werden können. Verbleibende Abweichungen können mit einer geeigneten Speicherinfrastruktur abgefangen werden. Welche Energiespeicher dazu im Landkreis Freising grundsätzlich geeignet sind, wird abschließend beschrieben.

Während die Leistungsbilanz in der Stromversorgung in der Größenordnung von Sekunden erfüllt sein muss, besteht in der Wärmeversorgung in erster Linie ein saisonales Problem. Biogasanlagen werden in der Regel kontinuierlich über das ganze Jahr betrieben. Die im Kraft-Wärme-Kopplungsprozess gewonnene Wärme fällt somit auch im Sommer an, kann aber häufig nur teilweise genutzt werden, beispielsweise für die Warmwasserversorgung. Werden solarthermische Anlagen wie in Kapitel 4.5.5 beschrieben ausgelegt, um neben der Warmwasserversorgung auch als Heizungsunterstützung zu dienen, wird im Sommer deutlich mehr Wärmeenergie gewonnen als benötigt. Hingegen kann der Wärmebedarf im Winter nur teilweise mit solarer Energie gedeckt werden und eine Zusatzheizung beispielsweise mit Holz ist erforderlich. Diese Thematik wird nicht als eigenständige Leistungsbilanz behandelt, sondern ist Teil von Abschnitt 7.2, in dem die Wärmeversorgung im Jahresmittel betrachtet wird.

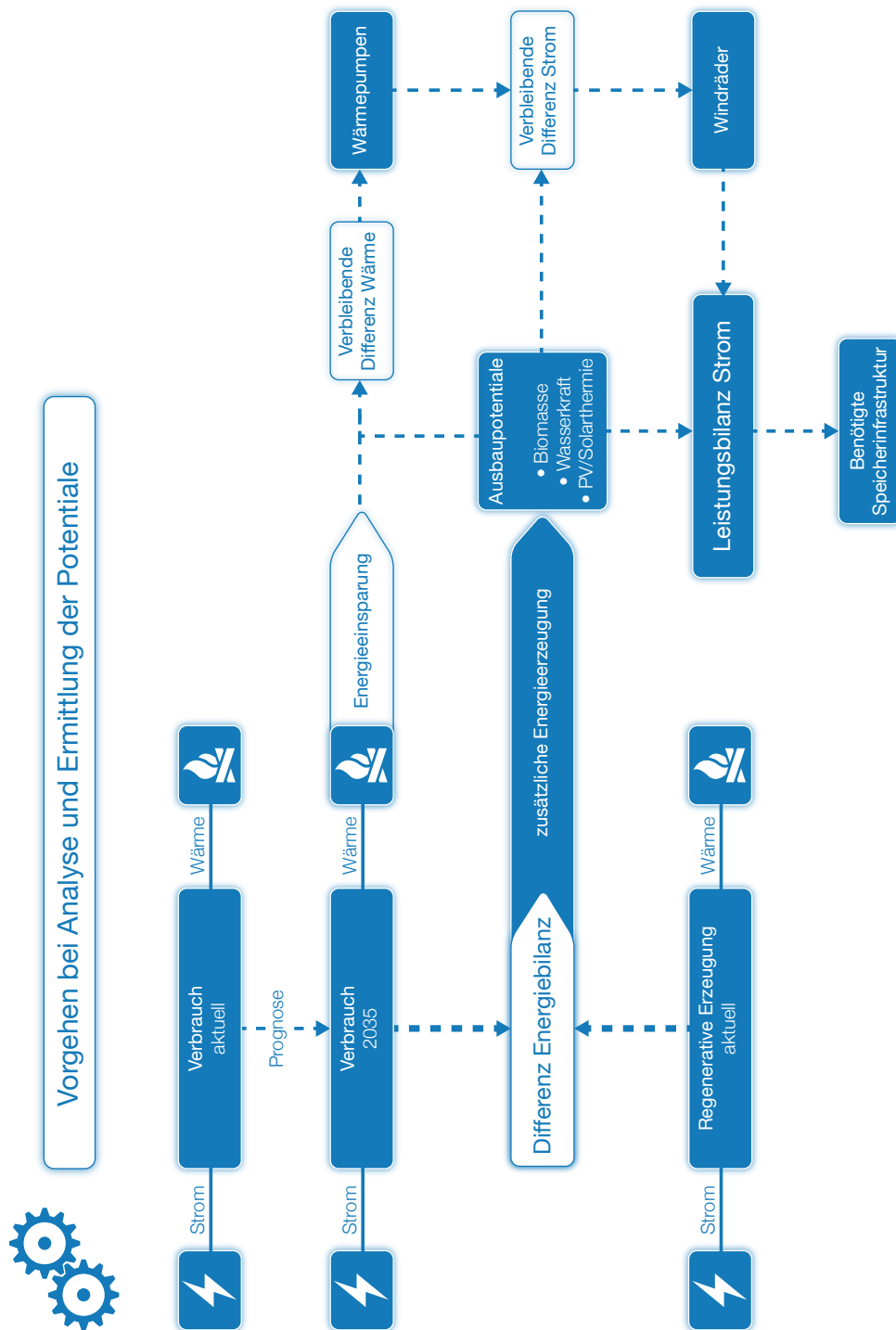


Abbildung 7.1: Grundsätzliches Vorgehen im Rahmen dieser Potentialstudie.

7.1 Strom

7.1.1 Energiebetrachtung

Mit den im Landkreis Freising vorhandenen Kapazitäten zur regenerativen Stromerzeugung ist bereits ein guter Anfang gemacht, jedoch muss der weitere Ausbau intensiv vorangetrieben werden, um eine regenerative Vollversorgung bis zum Jahr 2035 erreichen zu können. In den folgenden Abschnitten werden Maßnahmen zusammengefasst, die zum Erreichen dieses Ziels nötig sind. Wie in Tabelle 6.5 dargestellt, gilt es bis 2035 eine Lücke von 630,6 GWh/a zu decken.¹ Das Ausbaupotential von Photovoltaik auf Wohnhausdächern, Dächern sonstiger Gebäude und Freiflächen (ausgenommen Ackerflächen) wird mit 228,1 GWh/a beziffert, siehe Abbildung 4.8. Wasserkraft steuert bereits heute einen beachtlichen Teil zur regenerativen Stromversorgung im Landkreis bei, das Ausbaupotential ist jedoch sehr begrenzt. Wird die Modernisierung bestehender Wasserkraftwerke zur Steigerung des Wirkungsgrades um einige Prozentpunkte nicht berücksichtigt, da diese für den individuellen Betreiber in der Regel wirtschaftlich unattraktiv ist, bleibt ein Ausbaupotential von 29,9 GWh/a, siehe Abbildung 4.29. Die Gewinnung von Biogas in (mit NaWaRos und organischen Abfällen betriebenen) Biogasanlagen und anschließende Verstromung in Gasmotoren (BHKW) oder Brennstoffzellen kann zusätzlich 42,8 GWh/a zur Deckung der Lücke beitragen. Diese Strommenge resultiert aus dem in Abbildung 4.32 ermittelten Gesamtpotential abzüglich der in Tabelle 6.3 aufgeführten, bereits heute mit Biogas erzeugten 35,0 GWh/a. Dazu wird lediglich der Anbau von NaWaRos auf stillgelegten beziehungsweise für den Anbau von Energiepflanzen bereits genutzten Flächen berücksichtigt, um nicht mit der Nahrungsmittelproduktion in Konkurrenz zu treten. Zusätzlich werden 50 % des aus den Wäldern des Landkreises nachhaltig nutzbaren Holzes für die Stromproduktion verwendet, beispielsweise durch Holzvergasung und anschließendem KWK-Prozess mit dezentralen Blockheizkraftwerken. Dieses Potential beträgt 38,0 GWh/a, siehe Abbildung 4.33. Da abgesehen von den Holzheizkraftwerken in Zolling und Neufahrn keine Anlagen im Landkreis bekannt sind, die mit Holz Strom erzeugen, entspricht dieses Gesamtpotential gleichzeitig dem Ausbaupotential.

Somit verbleibt im Jahr 2035 eine Lücke von 291,7 GWh/a, die mit Windkraftanlagen geschlossen werden kann. Zunächst berücksichtigt wird der Bau von 50 Kleinwindkraftanlagen mit einem Gesamtertrag von 3 GWh/a, siehe Kapitel 4.2.1. Wie viele Großwindkraftanlagen schließlich zusätzlich benötigt werden, hängt vom Typ der Windkraftanlage und dem Ertrag ab. Im Folgenden wird angenommen, dass Windkraftanlagen des Typs Enercon E101 mit einer Nabenhöhe von rund 100 m und einer Leistung von 3,0 MW gebaut werden. Diese Anlagen liefern eine jährliche Energiemenge von ca. 9.600 MWh/a pro Anlage (siehe Kapitel 4.2). Somit werden 30 solcher WKA im Jahr 2035 benötigt.² Noch nicht berücksichtigt ist jedoch dabei der Strom, der für den Betrieb der Wärmepumpen zur Deckung der Wärmeenergieversorgung benötigt wird, siehe Abschnitt 7.2. Unter Berücksichtigung dieser zusätzlichen 89,2 GWh/a (ergibt eine Lücke von 377,9 GWh/a) werden insgesamt 39 WKA des Typs Enercon E101 benötigt, siehe Abbildung 7.2.³ Erste WKA dieses Typs sind im Jahr 2011 gebaut worden. Es ist zu erwarten, dass Hersteller von Windkraftanlagen in Zukunft noch höhere Anlagen

¹478,8 GWh/a, wenn die Heizkraftwerke Zolling und Neufahrn mitberücksichtigt werden

²14 WKA, falls die Energieerzeugung der Heizkraftwerke Zolling und Neufahrn mitberücksichtigt wird

³22 WKA, falls die Energieerzeugung der Heizkraftwerke Zolling und Neufahrn mitberücksichtigt wird

mit höherer Leistung anbieten. Der damit verbundene höhere Ertrag würde die Anzahl der benötigten Windkraftanlagen verringern.

Damit wird die im Landkreis Freising bis 2035 im Jahresmittel benötigte elektrische Energie vollständig regenerativ aus Biomasse, mit Photovoltaik, Wasserkraft und Windkraft erzeugt. Das Diagramm in Abbildung 7.3 fasst den Energiemix zusammen. Daran wird deutlich, dass im Gegensatz zur Wasserkraft heute die Windkraft in Zukunft den größten Anteil beisteuern wird. Photovoltaik wird eine wesentliche Rolle spielen, um die Anzahl der benötigten Windkraftanlagen zu reduzieren. Strom aus Biogas und Holz hingegen macht nur einen geringen Teil aus, sofern nicht deutlich mehr als 10 % der landwirtschaftlich nutzbaren Fläche für den Anbau von Energiepflanzen anstatt für Nahrungsmittel und Futter genutzt wird. Das Diagramm in Abbildung 7.4 fasst schließlich den Energiemix zusammen, wenn die Holzheizkraftwerke in Zolling und Neufahrn mit in die Bilanz aufgenommen werden. Diese zwei Kraftwerke senken den benötigten Strom aus Windkraft auf ein Niveau vergleichbar mit Photovoltaik und Wasserkraft. Der in diesem Fall etwas niedrigere Gesamtenergiebedarf liegt darin begründet, dass die zwei Holzheizkraftwerke neben Strom auch Wärmeenergie liefern, was wiederum den Bedarf an Wärmepumpen und somit den damit verbundenen zusätzlichen Strombedarf reduziert.

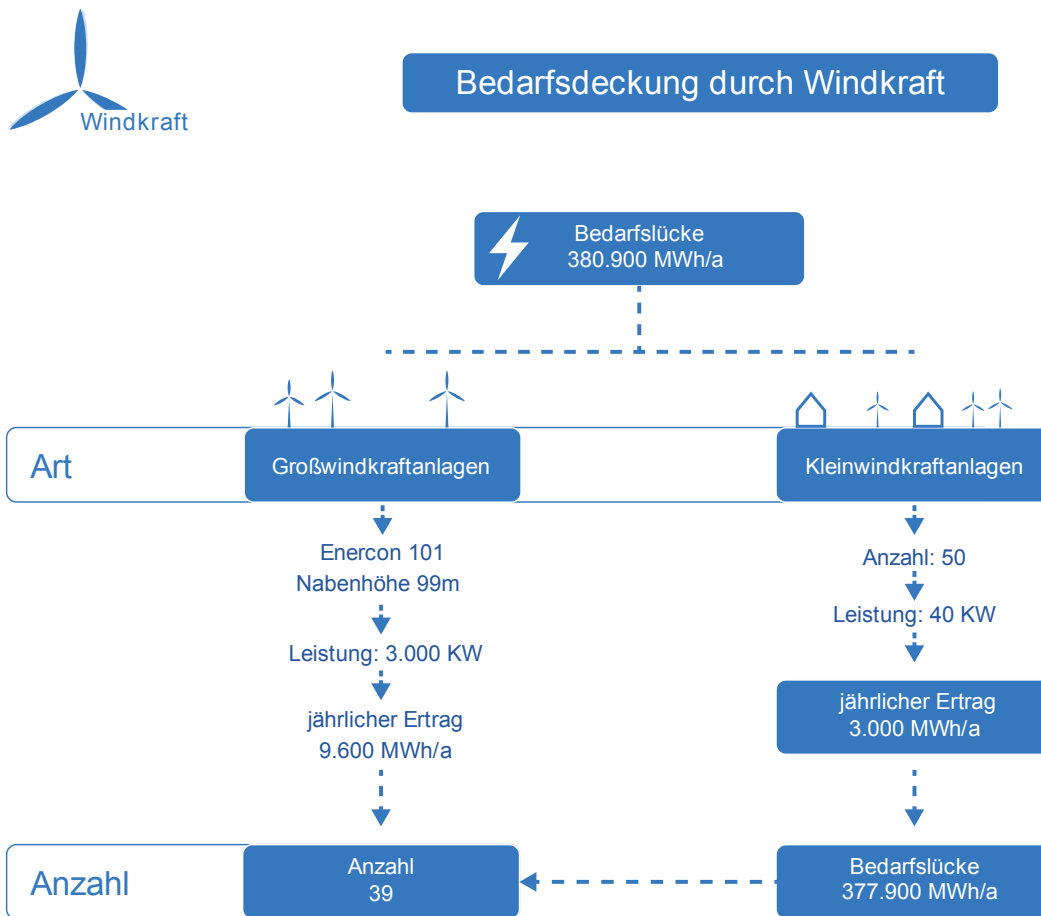


Abbildung 7.2: Deckung des Strombedarfs durch Windkraft. Bedarfsdeckungs-Box beinhaltet Strom für Betrieb von Wärmepumpen.

7.1.2 Leistungsbetrachtung

In der Stromversorgung muss gewährleistet sein, dass die benötigte Grundlast bereitgestellt und Spitzenlasten abgefangen werden können. Grundlastfähig unter den regenerativen Erzeugungsarten sind zunächst nur Wasserkraftwerke und Anlagen zur Nutzung von Biomasse. Windkraftanlagen sind aufgrund ihrer stark fluktuierenden Leistungsbereitstellung und der hohen Gradienten (kurze Zeitintervalle zwischen hoher und niedriger Energieerzeugung) nicht grundlastfähig, siehe Kapitel 4.2.2. Vielmehr ist die mit Windkraft bereitgestellte Leistung eine stochastische Größe im Stromnetz, die anhand von Prognosen im Vorhinein abgeschätzt werden muss, um andere Erzeugungsanlagen im Netzverbund dementsprechend steuern zu können. PV-Anlagen erzeugen bei Sonnenschein rund drei Mal so viel Strom wie bei Bewölkung. Somit hängt die im Landkreis bereitgestellte Leistung bei einem entsprechenden Anteil an photovoltaisch erzeugtem Strom stark von der Sonneneinstrahlung ab. Tabelle 6.7 zeigt, dass im Landkreis Freising im Jahr 2035 rund 90 MW Grundlast und 125 MW Spitzenlast benö-

7 Potentialstudie: Maßnahmen zur Erreichung der Energiewende

Regenerative elektrische Energieversorgung 2035 bei vollständiger Ausnutzung der bezifferten Potentiale

Gesamtverbrauch: 1.040 GWh/a

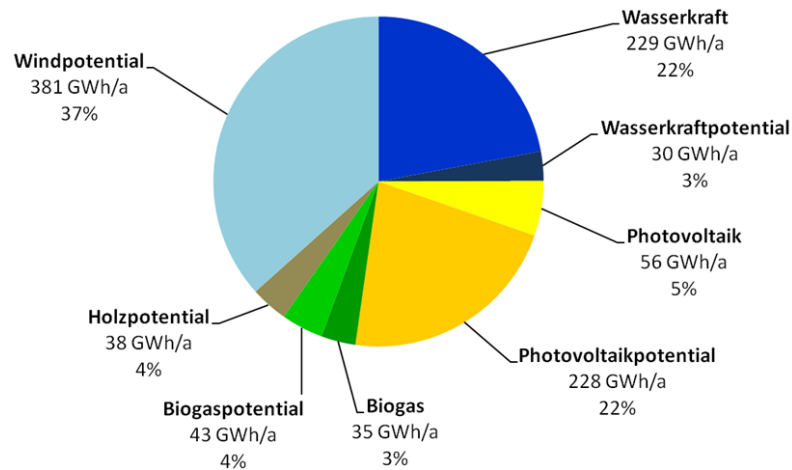


Abbildung 7.3: Energiemix Strom 2035. Gesamtverbrauch beinhaltet Strombedarf für Wärmepumpen.

Regenerative elektrische Energieversorgung 2035 bei vollständiger Ausnutzung der bezifferten Potentiale inkl. Zolling und Neufahrn

Gesamtverbrauch: 1.021 GWh/a

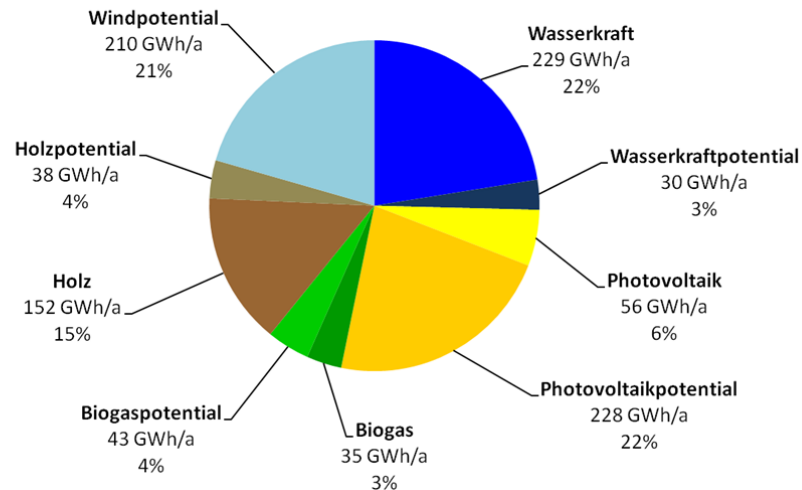


Abbildung 7.4: Energiemix Strom 2035 mit Berücksichtigung der Heizkraftwerke in Zolling und Neufahrn. Gesamtverbrauch beinhaltet Strombedarf für Wärmepumpen.

tigt wird (variiert mit der Jahreszeit). In Tabelle 7.1 ist in Abhängigkeit der Erzeugungsart dargestellt, wie viel Leistung aktuell bzw. nach der vollständigen Erschließung der Ausbaupotentiale bereitgestellt wird. Wasserkraft und Biomasse stellen somit rund 65 MW Leistung an grundlastfähigem Strom bereit (BHKW im Volllastbetrieb und WKA mit Ausbauleistung).⁴ In Abhängigkeit von der Sonneneinstrahlung liefern die PV-Anlagen bis zu rund 160 MW. Diese ca. 80 % der (nach dem Ausbau) installierten Peak-Leistung werden an sonnigen Sommertagen erreicht. Je nach Bewölkungsgrad reduziert sich die Leistung auf durchschnittlich ein Drittel der maximalen Leistung an sonnigen Tagen. Somit werden mit PV, Wasserkraft und Biomasse zusammen in Abhängigkeit der Sonneneinstrahlung rund 65 MW bis 340 MW Leistung bereitgestellt. Werden, wie im vorigen Abschnitt beschrieben, Windkraftanlagen mit einer Nominalleistung von jeweils 3 MW zur Deckung der Stromlücke installiert, liefern diese zusammen maximal 132 MW.⁵ Somit können im Landkreis Situationen entstehen, in denen deutlich mehr oder weniger Leistung im Vergleich zum Bedarf bereitgestellt wird. Ein Extremfall wäre ein sonniger und windiger Sommertag, an dem über 400 MW Leistung geliefert werden, obwohl selbst zu Spitzenlastzeiten lediglich weniger als ein Drittel davon benötigt wird. Bereits an einem sonnigen, windstillen Tag oder einem windigen, bewölkten Tag wird die benötigte Spitzenlast deutlich überschritten. In windstillen Nächten hingegen steht nicht genügend Leistung zur Verfügung um die Grundlast zu decken.

Die große Herausforderung für den Landkreis Freising auf dem Weg zur vollständig regenerativen Stromversorgung besteht somit darin, die benötigte Grundlast zu jedem Zeitpunkt sicherzustellen, Spitzenlasten bereitzustellen wenn diese gebraucht werden und Überproduktionen abzufangen. Dazu stehen grundsätzlich vier Möglichkeiten zur Verfügung:

- Bereitstellung von fossilen Kraftwerken
- Einkauf/Verkauf von Strom an nationalen/internationalen Börsen
- Anpassung des Stromverbrauchs an die Stromerzeugung (intelligentes Lastmanagement)
- Speicherung elektrischer Energie bei Überproduktion und Rückspeisung ins Netz bei Strombedarf

Die Bereitstellung von fossilen Kraftwerken ist keine Option auf dem Weg zur vollständig regenerativen Stromversorgung. Der Einkauf und Verkauf von Strom löst nicht das Problem großer Über- und Unterproduktion und der daraus resultierenden Anforderungen an das Netz. Darüber hinaus widerspricht dieser Ansatz dem Ziel der eigenständigen, nachhaltigen Stromversorgung. Ein intelligentes Lastmanagement hat das Ziel, den Verbrauch der Stromerzeugung anzupassen und sollte auf jeden Fall verfolgt werden, wird aber die zeitliche Differenz zwischen Stromerzeugung und Strombedarf lediglich glätten, nicht aber schließen können. Somit ist im Landkreis der Aufbau einer Speicherinfrastruktur nötig, die überschüssige Energie aus Photovoltaik und Windkraftanlagen aufnehmen und bei Bedarf wieder abgeben kann.

⁴ca. 95 MW, wenn die Heizkraftwerke Zolling und Neufahrn mitberücksichtigt werden.

⁵ca. 78 MW, wenn aufgrund der Heizkraftwerke Zolling und Neufahrn weniger WKA benötigt werden.

7 Potentialstudie: Maßnahmen zur Erreichung der Energiewende

| Installierte Leistung in [MW] | | | | |
|--------------------------------|--|-------|---------|-------|
| Wasserkraft aktuell | | 49,7 | | |
| Biomasse aktuell | | 4,6 | | |
| Wasserkraft Ausbau | | 6,4 | | |
| Biomasse Ausbau | | 4,8 | | |
| Summe Wasser + Bio | | 65,4 | | |
| PV-Anlagen | | Sonne | Bewölkt | Nacht |
| Aktuell | | 66,1 | 19,8 | 0 |
| Ausbau | | 192,8 | 57,9 | 0 |
| Summe Wasser + Bio + PV | | 342,3 | 143,0 | 65,4 |
| Windkraft | | 132,3 | | |
| Maximale Gesamtleistung | | 456,6 | 275,3 | 197,7 |

Tabelle 7.1: Bereitgestellte Leistung im Jahr 2035 nach vollständigem Ausbau der Potentiale ohne Heizkraftwerke Zolling und Neufahrn.

Umgang mit Leistungsschwankungen ohne Speichertechnologien

Wie bereits gezeigt, kommt es im Landkreis Freising bei einer vollständigen Stromversorgung aus regenerativen Energien zu enormen Leistungsschwankungen. In einem ersten Schritt müssen daher die maximal möglichen Leistungsschwankungen minimiert werden. Dies gelingt, indem Windräder mit möglichst hoher Nabenhöhe und somit hohem Ertrag pro installiertem Megawatt Leistung eingesetzt werden. Eine Enercon E101 liefert im Landkreis Freising rund 3.150 kWh/kW_p, eine kleinere Enercon E82 (ca. 80 m Nabenhöhe, ebenfalls 3 MW Leistung) dagegen rund 2.200 kWh/kW_p. Damit würden rund eineinhalb Mal so viele Enercon E82 benötigt, um die Lücke in der elektrischen Energieversorgung zu schließen. Da aber diese Anlagen die gleiche maximale Leistung bringen, würde sich die an windigen Tagen erzeugte maximale Leistung weiter erhöhen und somit zu noch stärkerer Überproduktion führen. Vergleicht man die Werte dieser Windkraftanlagen außerdem mit Photovoltaik-Anlagen, die rund 1.000 kWh/kW_p liefern, ist der massive Ausbau von Photovoltaik unter Berücksichtigung der Leistungsbetrachtung weniger geeignet als der verstärkte Ausbau von Windkraftanlagen, da mit PV deutlich mehr Spitzenleistung installiert werden muss, um den gleichen jährlichen Ertrag zu erzeugen.

Im nächsten Schritt soll der Umgang mit der verbleibenden Stromüber- bzw. -unterproduktion geklärt werden. Eine Möglichkeit stellt der Verkauf von Strom bei Überproduktion dar. Dies

würde jedoch dazu führen, dass das Netz einer starken Überbelastung standhalten muss. Da regenerative Energien deutschlandweit ausgebaut werden, muss in die Netzinfrastuktur investiert werden, damit diese Überbelastungen standhält. Darüber hinaus gibt es bereits heute Zeitfenster, in denen massive Überproduktion zu negativen Strompreisen und somit nicht nur zu unnötig produziertem Strom, sondern darüber hinaus zu zusätzlichen Kosten führt. Auf der anderen Seite muss bei nicht gedecktem Bedarf Strom eingekauft werden.

Sehr sinnvoll ist es, die Leistungsschwankungen durch intelligentes Lastmanagement zu minimieren. Dies gelingt, indem der Stromverbrauch an die Stromerzeugung zeitlich anpasst wird. So können beispielsweise mit großen Energieverbrauchern, die ihren Strombedarf in einem gewissen Rahmen zeitlich flexibel steuern können, Verträge mit dem Ziel abgeschlossen werden, dass sie vorzugsweise Strom bei Überproduktion beziehen. Dies wäre beispielsweise mit Betreibern von großen Kühltürmen möglich. Kühltürme können bei günstigem Strompreis (Überproduktion) heruntergekühlt werden. Aufgrund der guten Dämmung kann die Temperatur daraufhin für längere Zeit in einem erlaubten Intervall gehalten werden, bevor wieder gekühlt werden muss. Darüber hinaus kann der Aufbau eines *Smart Grids*, wie in Kapitel 4.6.1 beschrieben, dazu beitragen, dass Geräte in Privathaushalten bei Stromüberproduktion arbeiten. Es ist zu erwarten, dass sich bis 2035 verschiedenste Technologien in diesem Bereich etabliert haben. Der Umfang kann jedoch an dieser Stelle nicht genauer abgeschätzt werden.

Im Bezug auf Windenergie wird außerdem intensiv daran gearbeitet, dass durch die Vernetzung von einzelnen Windkraftanlagen und somit dem Zusammenschluss zu einem Cluster Windkraft grundlastfähig wird. Dieser Ansatz birgt großes Potential für die Zukunft und ist ausführlich in Kapitel 4.2.2 beschrieben. Die Windkraftanlagen im Landkreis Freising müssten dafür in erster Linie nicht untereinander, sondern mit anderen Windparks in Deutschland oder Europa vernetzt werden, die aufgrund der geografischen Lage zur gleichen Zeit anderen Windverhältnissen ausgesetzt sind.

Ausgleich von Leistungsschwankungen durch Speichertechnologien

Ein Vergleich der benötigten installierten Leistung für eine vollständig regenerative Energieversorgung (Tabelle 7.1) und den im Landkreis benötigten Grund- und Spitzenlasten (Tabelle 6.7) zeigt, dass je nach Sonneneinstrahlung und Windverhältnissen eine zu geringe Leistung bereitgestellt wird oder massive Überproduktion stattfindet. So fehlen, basierend auf den vorgeschlagenen Maßnahmen, im Jahr 2035 in einer windstillen Nacht ohne die Heizkraftwerke Zolling und Neufahrn rund 20-30 MW. Dagegen übersteigt die bereitgestellte Leistung die benötigte Leistung an einem sonnigen, windstillen Tag um rund 200 MW, an einem sonnigen und windigen Tag sogar um über 300 MW. Diese Zahlen zeigen die Größenordnung des maximal möglichen Leistungsdefizits beziehungsweise -überschusses und machen deutlich, welche Speicherkapazitäten benötigt werden. Volle Sonneneinstrahlung und Windauslastung werden jedoch nur selten zusammen fallen. Außerdem wird der Landkreis Freising immer an das deutsche Stromnetz angeschlossen sein. Auch die im vorigen Abschnitt beschriebenen Maßnahmen zur Leistungsanpassung reduzieren, sofern sie umgesetzt werden, die Diskrepanz zwischen Erzeugung und Bedarf. Somit wird eine Speicherinfrastruktur nicht diese vollen Leistungsschwankungen ausgleichen müssen. Auf der anderen Seite muss bedacht werden, dass jede Megawattstunde Überproduktion zu einem anderen Zeitpunkt fehlt. Die Speicherung ist immer mit Verlusten verbunden (70-80 % Wirkungsgrad bei Pumpspeichern, Druckluftspeichern oder

Batterien und 30 % bei der Renewable-Power-Methane Technologie, siehe Kapitel 4.6), somit muss für jede zu speichernde Megawattstunde zusätzliche Erzeugungsleistung im Landkreis installiert werden. Dies ist, wie zuvor schon erläutert, nur durch zusätzliche Windkraftanlagen möglich. Der Ansatz des Landkreises sollte sein, eine Speicherinfrastruktur zu errichten, die zumindest den Großteil des im Jahresverlauf vorgefundenen Leistungsdefizits abdecken kann. Ein sehr optimistisches Ziel ist es, durch Maßnahmen wie Lastmanagement im Jahresverlauf größtenteils nur 50 MW über rund einen halben Tag speichern zu müssen. Dies entspricht einer Speicherkapazität von 600 MWh und somit einem mittelgroßen Pumpspeicherkraftwerk. Ein Pumpspeicherkraftwerk in dieser Größenordnung ist jedoch im Landkreis Freising nicht möglich. Wie in Kapitel 4.6.1 beschrieben, kommen aktuell Redox-Flow-Batterien in Frage. In Zukunft werden voraussichtlich außerdem die adiabate Druckluftspeicherung und die Renewable-Power-Methane Technologie zur Verfügung stehen. 100 Redox-Flow-Batteriemodule mit je 500 kW Leistung und 2,8 MWh Kapazität (Kosten: rund 100 Mio. EUR) könnten diese Leistung und im optimistischen Fall knapp die Hälfte der sinnvollen Speicherkapazität abdecken. Die adiabate Druckluftspeicherung ist im Landkreis Freising voraussichtlich nur im kleinem Maßstab möglich, da keine großen unterirdischen Kavernen bekannt sind und somit auf Tanks und Rohre zur Druckluftspeicherung zurückgegriffen werden müsste (siehe Kapitel 4.6.1). Attraktiv ist die noch in der Entwicklungsphase befindliche Renewable-Power-Methane Technologie (siehe Kapitel 4.6.1). Dies ist die einzige Technologie, die das Potential hat, Kapazitäten im Gigawattstundenbereich über mehrere Wochen zu speichern und somit die volle benötigte Speicherkapazität im Landkreis Freising abzudecken. Der maßgebliche Nachteil dieser Technologie ist jedoch der maximal mögliche Wirkungsgrad in der Größenordnung von 30 %. Somit müssen für jede Megawattstunde, die mit dieser Technologie gespeichert wird, etwas mehr als 3 MWh erzeugt werden. Damit stößt man im Landkreis an die Grenze der nachhaltig erzeugbaren Energiemenge. Die Ausarbeitung eines Konzepts zum Aufbau einer Speichertechnologie im Landkreis Freising kann sinnvoll erst gegen Ende dieses Jahrzehnts durchgeführt werden. Erst dann werden das wirkliche Potential und die damit verbundenen Kosten von adiabaten Druckluftspeichern und der Renewable-Power-Methane Technologie bekannt sein. Außerdem wird bis dahin die Weiterentwicklung von Redox-Flow-Batterien entscheidend vorangetrieben worden sein.

7.2 Wärme

Für das Jahr 2035 wird eine Lücke zwischen regenerativer Wärmeerzeugung und Verbrauch von ca. 1.828 GWh/a prognostiziert,⁶ siehe Tabelle 6.6. Diese Lücke in der Wärmeversorgung zu schließen ist im Vergleich zu einer zumindest im Jahresmittel vollständig regenerativen Stromversorgung nicht nur im Landkreis Freising wesentlich schwieriger. Um die benötigte Wärme dennoch vollständig regenerativ bereitstellen zu können, muss auf der einen Seite der Wärmeenergiebedarf drastisch gesenkt, und auf der anderen Seite müssen entsprechende Potentiale vollständig ausgenutzt werden, siehe Abbildung 7.1. Die in den folgenden zwei Abschnitten beschriebenen Maßnahmen zur Wärmeenergieeinsparung und -erzeugung sind in Abbildung 7.5 bzw. Abbildung 7.6 zusammengefasst.

⁶1.751 GWh/a, wenn die Heizleistung der Kraftwerke Zolling (optional abführbar) und Neufahrn berücksichtigt wird

7.2.1 Einsparung im Bereich der Privathaushalte

In Kapitel 4.7.2 werden Maßnahmen und Szenarien vorgestellt, die den Wärmeverbrauch von Wohnhäusern senken. Darin wird erläutert, dass vor allem die Häuser mit Baujahr vor 1978 (Einführung der ersten Wärmeschutzverordnung) modernisiert werden sollten, da diese in der Regel über keine nennenswerte Dämmung und veraltete Heizanlagen verfügen. Dieser Altbaubestand hat einen durchschnittlichen jährlichen Wärmebedarf von rund 350 kWh/m², siehe ebenfalls Abschnitt 4.7.2. Im Jahr 2010 betrug der Anteil des Altbaubestands an der Gesamtwohnfläche im Landkreis Freising ca. 58 % und damit mehr als 3,8 Mio m². Der Wärmeverbrauch des Altbaubestands kann, wie im zuvor genannten Kapitel beschrieben, um 80 % gesenkt werden. Daraus resultiert ein Einsparpotential von insgesamt 1.082 GWh/a. Ausgehend vom Jahr 2010 bedarf es in den 25 Jahren bis 2035 einer Sanierungsrate von 4 % um dieses Einsparpotential vollständig auszuschöpfen. Gelingt dies, reduziert sich der jährliche Wärmebedarf im Jahr 2035 von ursprünglich 1.903 GWh/a auf 821 GWh/a. Die Lücke zwischen bereits aktuell erzeugter Wärmeenergie und Verbrauch im Jahr 2035 reduziert sich somit von 1.828 GWh/a auf 746 GWh/a. Eine Sanierungsrate von 4 % ist jedoch sehr ambitioniert und kann nur erreicht werden, wenn entsprechende Anstrengungen unternommen werden. Beispielsweise können ausgehend von Kommunen oder dem Landkreis die Aufklärungsarbeit intensiviert sowie Beratung und finanzielle Unterstützung im Bereich Altbausanierung angeboten werden.

Eine realistische Annahme einer Modernisierungsrate, falls keine wesentlichen zusätzlichen Anstrengungen im Landkreis unternommen werden, liegt im Bereich von 2 % pro Jahr. Damit würde sich der jährliche Wärmeverbrauch bis 2035 um insgesamt 541 GWh/a verringern, pro Jahr also um durchschnittlich 21,6 GWh/a. In diesem Fall reduziert sich der Wärmebedarf im Jahr 2035 somit auf 1.362 GWh/a, die Lücke zwischen aktueller Erzeugung und Verbrauch sinkt auf 1.287 GWh/a.

Diese Zahlen verdeutlichen das enorme Potential, das in der Altbausanierung liegt. Im Falle einer Sanierungsrate von 4 % würde sich der Wärmebedarf in den kommenden 25 Jahren mehr als halbieren und selbst bei einer geringeren Sanierungsrate von 2 % wäre eine Reduktion um über 25 % möglich. Diese Energieeinsparung ist somit die größte Stellschraube auf dem Weg zur vollständig regenerativen Wärmeversorgung. Der verbleibende Wärmebedarf kann regenerativ mittels Solarthermie, KWK in Biogasanlagen, Holzverbrennung und mit Wärmepumpen gedeckt werden.

7.2.2 Erhöhung der Produktion von Wärmeenergie

Bisher wird lediglich ein relativ geringer Anteil an Wärme mittels Solarthermie und Biomasse regenerativ erzeugt. Das Ausbaupotential von Solarthermie beträgt 139,5 GWh/a. Dieses Potential beinhaltet die Nutzung von durchschnittlich 12 m² Dachfläche pro Wohnhaus (entspricht rund 20 % der für die solare Nutzung geeigneten Dachfläche auf Wohnhäusern) sowie 50 große Solarthermieranlagen auf Nichtwohngebäuden und sonstigen Flächen. Berücksichtigt wird dabei, dass ein Teil dieser Wärmeenergie direkt als Warmwasser und der Rest mit entsprechenden Speicherverlusten zur Heizungsunterstützung genutzt wird. Speziell für große Solaranlagen werden dafür Nahwärmenetze mit saisonalen Wärmespeichern benötigt, um die im Sommer überschüssige Wärmeenergie in der Übergangszeit bzw. im Winter nutzen zu können. Ein solches Netz wird erfolgreich in Attenkirchen betrieben, siehe 4.5.4. Relativ einfach lässt sich ein

solches Nahwärmenetz in einem Neubaugebiet aufbauen, indem die zukünftigen Hausbesitzer dazu verpflichtet werden, die Nahwärme abzunehmen. Ein in Moosburg erfolgreich umgesetzter Ansatz, um ein Nahwärmenetz in einer bestehenden Siedlung aufzubauen, ist die Gewinnung eines Großabnehmers, der eine gewisse Grundwärmemenge abnimmt, mit der das Nahwärmenetz bereits rentabel ist. Dies kann beispielsweise ein kommunales Gebäude wie eine Schule oder alternativ auch ein Unternehmen sein. Ist der wirtschaftliche Betrieb des Nahwärmenetzes einmal gesichert, können Schritt für Schritt Privathäuser angeschlossen werden. Neue Entwicklungen im Bereich der Latentwärmespeicher ermöglichen es auch privaten Hausbesitzern einen effektiven saisonalen Wärmespeicher für den Eigenbedarf zu installieren, siehe Kapitel 4.6.2. Damit werden Solarthermieanlagen zur Heizungsunterstützung zunehmend attraktiv, da die im Sommer überschüssige Wärmeenergie deutlich besser genutzt werden kann.

Die Gewinnung von Biogas in (mit NaWaRos und organischen Abfällen betriebenen) Biogasanlagen und anschließende Wärmeenergiegewinnung im KWK-Prozess mit BHKW oder Brennstoffzellen kann zusätzlich 128,8 GWh/a zur Deckung der Lücke beitragen. Diese Wärmemenge resultiert aus dem in Abbildung 4.32 ermittelten Gesamtpotential abzüglich der in Tabelle 6.4 aufgeführten, bereits heute mit Biogas erzeugten rund 50 GWh/a. Dazu wird lediglich der Anbau von NaWaRos auf stillgelegten beziehungsweise für den Anbau von Energiepflanzen bereits genutzten Flächen berücksichtigt, um nicht mit der Nahrungsmittelproduktion in Konkurrenz zu treten. Für die Zukunft kann es attraktiver sein, das gewonnene Biogas in das Gasnetz einzuspeisen und somit direkt für die Wärmeenergieerzeugung einzusetzen, anstatt lediglich die im KWK-Prozess anfallende Wärme zu nutzen. Eine Anlage zur Einspeisung des Biogases in das Gasnetz ist bereits heute in einer großen Biogasanlage im Süden der Stadt Freising in Betrieb. Das Methangas ist für die Wärmeerzeugung attraktiv, da es in der vorhandenen Infrastruktur verteilt und gespeichert werden kann. Die Abwärme im KWK-Prozess hingegen fällt kontinuierlich über das Jahr verteilt an und kann daher speziell in den Sommermonaten nicht vollständig genutzt werden. Darüber hinaus befinden sich Biogasanlagen oft weit entfernt von einer ausreichenden Anzahl an Abnehmern (z.B. Wohngebäude) dieser Abwärme.

Außerdem besteht ein Ausbaupotential in der energetischen Nutzung von Holz. 50 % des nachhaltig nutzbaren Holzes aus den Wäldern des Landkreises werden im Rahmen der vorliegenden Potentialstudie direkt für die Wärmeerzeugung durch Verbrennung in z.B. Hack-schnitzelanlagen oder Kachelöfen genutzt, siehe Abbildung 4.33. Diese direkte Wärmeerzeugung birgt ein Gesamtpotential von ca. 107,7 GWh/a. Die restlichen 50 % des Holzes werden für die Stromproduktion im KWK-Prozess verwendet, beispielsweise durch Holzvergasung zusammen mit dezentralen Blockheizkraftwerken. Dabei fällt Wärmeenergie mit einem weiteren Gesamtpotential von ca. 63,3 GWh/a an. Die aktuelle Wärmeerzeugung durch Holzverbrennung in dezentralen, privaten Holzheizanlagen ist nur schwer abschätzbar. Daher wurde diese Wärmeerzeugung in Tabelle 6.4 nicht berücksichtigt und das hier bezifferte Gesamtpotential von 171,0 GWh/a durch Holzverbrennung entspricht gleichzeitig dem Ausbaupotential.

Werden diese Ausbaupotentiale vollständig genutzt verbleibt selbst unter Annahme einer ambitionierten Altbausanierungsrate von 4 % eine Lücke in der Wärmeversorgung von ca. 356,7 GWh/a. Diese Lücke kann mit Wärmepumpen (Luft- und Erdwärmepumpen) gedeckt werden. Damit auch diese Form der Wärmeerzeugung regenerativ ist, muss der zusätzliche Strombedarf für den Betrieb der Wärmepumpen mit erneuerbaren Energien gedeckt werden.

7 Potentialstudie: Maßnahmen zur Erreichung der Energiewende

Wärmepumpen haben eine durchschnittliche Arbeitszahl (COP⁷) von 4. Damit werden für den Betrieb der Wärmepumpen zur Deckung des Wärmebedarfs 89,2 GWh/a an Strom benötigt. Diese Strommenge ist wie beschrieben in Kapitel 7.1.1 bereits berücksichtigt. 9 WKA sind nötig um die zusätzlich benötigte Strommenge zu erzeugen und somit den verbleibenden Wärmebedarf (knapp 20 % des gesamten Wärmebedarfs) indirekt über den Weg der Wärmepumpen regenerativ zu decken.

Alternativ einen Beitrag zur Wärmeenergieversorgung leisten kann die in Kapitel 4.6.1 beschriebene Technologie zur Gewinnung von Methangas aus überschüssigem Strom mittels Elektrolyse von Wasser und anschließender Methanisierung (Renewable-Power-Methane Technologie). Das somit regenerativ gewonnene Methangas kann dem bestehenden Erdgasnetz zugeführt und in bereits installierten Gasheizungen zur Gebäudeheizung und Warmwasserversorgung genutzt werden. Diese Technologie wird jedoch erst in einigen Jahren kommerziell verfügbar sein. Wesentlicher Nachteil dieser Technologie gegenüber Wärmepumpen ist, dass der Gesamtwirkungsgrad (Wirkungsgrad Methanisierung mal Wirkungsgrad Gasheizung) bei rund 50 % liegt. Im Gegensatz dazu kann eine Wärmepumpe mit jeder eingesetzten Kilowattstunde Strom rund vier Kilowattstunden Wärme bereitstellen, es wird also über den Umweg der synthetischen Methangasherstellung achtmal soviel regenerativ erzeugter Strom benötigt, um dieselbe Wärmeenergiemenge zu erzeugen. Der Vorteil des Methangases ist hingegen, dass es über lange Zeiträume gespeichert werden kann und dies sogar in großen Mengen in der bereits vorhandenen Gasnetzinfrastuktur.

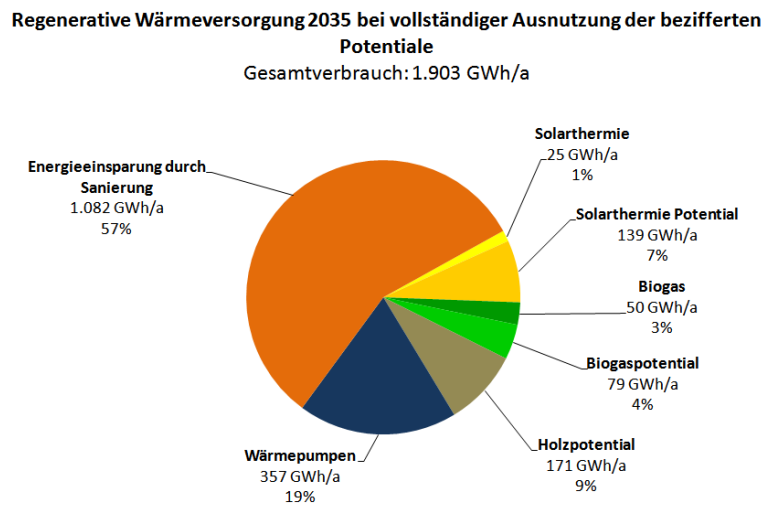


Abbildung 7.5: Energiemix Wärme 2035.

⁷Coefficient Of Performance = abgegebene Wärme / eingesetzte elektr. Energie

7 Potentialstudie: Maßnahmen zur Erreichung der Energiewende

**Regenerative Wärmeversorgung 2035 bei vollständiger Ausnutzung der bezifferten
Potentiale inkl. Zolling und Neufahrn**
Gesamtverbrauch: 1.903 GWh/a

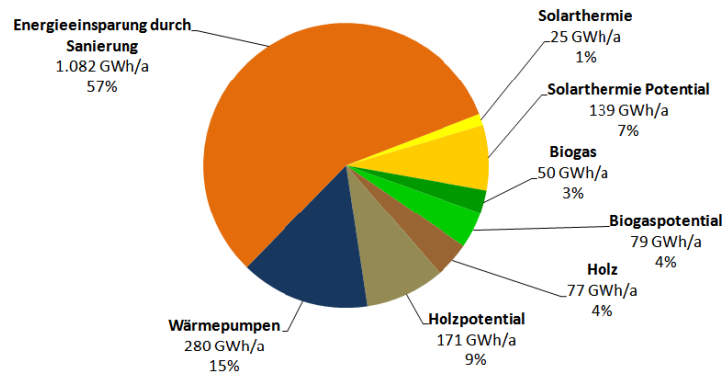


Abbildung 7.6: Energiemix Wärme 2035 mit Berücksichtigung der Heizkraftwerke in Zolling und Neufahrn.

7.3 Zusammenfassung: Maßnahmen zur vollständigen regenerativen Energieversorgung

Bei der Erstellung eines Konzepts zur Versorgung des Landkreises Freising ausschließlich mit erneuerbarer Energie muss eine kombinierte Betrachtung von elektrischer Energie, elektrischer Leistung und Wärmeenergie erfolgen. Die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführte Analyse hat gezeigt, dass Wasserkraft im Landkreis nur noch ein geringes Ausbaupotential besitzt. Gleiches gilt für die Strom- und Wärmeerzeugung aus Biomasse aus der Landwirtschaft, vorausgesetzt die zum heutigen Tage für die Nahrungs- und Futtermittelproduktion genutzten Ackerflächen werden in Zukunft nicht für den Anbau von Energiepflanzen genutzt. Die im Rahmen dieser Arbeit für den Anbau von Energiepflanzen genutzte Fläche beträgt ca. 10 % der gesamten landwirtschaftlich nutzbaren Fläche im Landkreis. Wird dieser Anteil deutlich erhöht, kann auch die Strom- und Wärmeproduktion aus Biogas einen größeren Beitrag zur Energieversorgung leisten.

Holz, das nachhaltig aus den Wäldern des Landkreises bezogen wird, kann wesentlich zur Energieversorgung beitragen. Besonders geeignet ist Holz für die dezentrale Wärmeerzeugung und sollte primär dafür genutzt werden. Aber auch die dezentrale Stromerzeugung, beispielsweise durch Holzvergasung und anschließende Nutzung des so gewonnenen Gases in dezentralen KWK-Anlagen ist möglich. Die Holzheizkraftwerke in Zolling und Neufahrn werden im Rahmen der vorliegenden Studie gesondert betrachtet, da in ihnen jährlich eine Altholzmenge verbrannt wird, die die Menge an nachwachsendem Holz in den Wäldern des Landkreises übersteigt. Das Altholz für den Betrieb dieser zwei Kraftwerke stammt darüber hinaus zum größten Teil nicht aus dem Landkreis selbst.

Ebenfalls in Konkurrenz zueinander stehen die verfügbaren Dachflächen für Photovoltaik und

7 Potentialstudie: Maßnahmen zur Erreichung der Energiewende

Solarthermie. Das Ziel hier sollte sein, zunächst ein sinnvolles Maß an Fläche für Solarthermie zu nutzen, so dass der Großteil der Haushalte die benötigte Energie zur Warmwasseraufbereitung und Heizungsunterstützung durch Solarthermie decken kann. Dieser Anteil liegt bei rund 20 % der geeigneten Dachflächen. Grund dafür ist, dass Wärme möglichst nah am Verbraucher erzeugt werden muss, da sonst die Verluste durch Transport die Erzeugung unrentabel machen. Großflächige Solarthermieanlagen machen dann Sinn, wenn sie in Kombination mit einem wirtschaftlichen Nahwärmenetz und einem saisonalen Wärmespeicher gebaut werden. Die verbleibende geeignete Dachfläche kann für den Ausbau von Photovoltaikanlagen genutzt werden. Im Rahmen dieser Arbeit wird davon ausgegangen, dass die gesamte für die solare Nutzung geeignete Fläche auf Wohnhausdächern genutzt wird. Dies ist praktisch jedoch kaum umsetzbar. Dieser Teil kann unter Umständen durch eine erhöhte Anzahl an Großflächendachanlagen und Freiflächenanlagen auf Konversions- und sonstigen Flächen ausgeglichen werden. Eine als realistisch erachtete Fläche solcher Anlagen ist bereits Teil des bezifferten Ausbaupotentials, jedoch könnte beispielsweise eine signifikante Anzahl von mit PV-Anlagen verschatteten, großflächigen Parkplätzen diese Fläche vergrößern. Die Potentialstudie hat allerdings gezeigt, dass diese Großflächenanlagen im Vergleich zum Potential von kleinen PV-Anlagen auf Wohnhausdächern ohnehin nur einen vergleichsweise geringen Beitrag leisten können.

Dem Ausbau von PV-Anlagen ist grundsätzlich der Bau von Windkraftträdern vorzuziehen, da mit Windkraftträdern die gleiche Strommenge mit geringeren Kosten erzeugt werden kann und weniger installierte Spitzenleistung für den gleichen jährlichen Ertrag (Energienmenge) benötigt wird, was die Leistungsbilanz entspannt. Dass das Potential an geeigneten Dachflächen im Landkreis dennoch für die Stromerzeugung genutzt werden sollte, begründet sich darin, dass eine große Anzahl an Windrädern im Landkreis Freising aufgrund der mangelnden Akzeptanz in der Bevölkerung nur schwer realisierbar ist. Neue PV-Freiflächenanlagen auf Ackerflächen sind aufgrund der entfallenen Förderung in absehbarer Zeit nicht wirtschaftlich zu betreiben. Daraus resultiert, dass eine mittlere zweistellige Anzahl an Windkraftanlagen nötig ist, um den jährlichen Stromverbrauch decken zu können.

Um die benötigte elektrische Energie im Jahresverlauf regenerativ erzeugen zu können, werden Anlagen mit einer vergleichsweise hohen Gesamtleistung gebraucht. Ein Vergleich dieser installierten Leistung mit der tages- und jahreszeitabhängigen benötigten Leistung zeigt, dass es Zeitpunkte großer Über- und Unterproduktion gibt und darin die wesentliche Herausforderung einer vollständigen Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien liegt. Um diese Herausforderung zu stemmen, sollte die installierte Spitzenleistung bei gleichbleibender jährlich produzierter Energiemenge reduziert werden, was durch die bevorzugte Nutzung von Windkraft gegenüber Photovoltaik und den Bau möglichst hoher Windkraftträder an ertragreichen Standorten erreicht wird. Darüber hinaus sind Maßnahmen zur Anpassung des Strombedarfs an die zeitabhängige Stromerzeugung wichtig. Das verbleibende Leistungsdefizit kann schließlich mit Speichern abgefangen werden. Eine Speicherinfrastruktur im Landkreis Freising in der benötigten Größenordnung bis 2035 zu realisieren ist eine große Herausforderung, die maßgeblich von den Technologie- und Kostenentwicklungen in den kommenden Jahren bestimmt wird. Die Renewable-Power-Methane Technologie zur Erzeugung von Gas aus überschüssigem Strom gilt als großer Hoffnungsträger. Ist diese Technologie mit den geplanten Eigenschaften bis Ende des Jahrzehnts im großen Maßstab verfügbar, muss bedacht werden, dass sie sowohl zur Strom- als auch zur Wärmespeicherung einen vergleichsweise geringen Wirkungsgrad hat. Dies bedeutet, dass zunächst erheblich mehr Strom erzeugt werden muss. Nach der Ausnut-

7 Potentialstudie: Maßnahmen zur Erreichung der Energiewende

zung des Potentials von Wasser, Biomasse und Photovoltaik auf Hausdächern bleibt dafür nur der Bau weiterer Windkraftwerke sowie PV-Freiflächenanlagen. Eine deutliche Überproduktion von regenerativem Strom im Landkreis Freising ist daher nicht zu erwarten. Mit Wärmepumpen ist ein Beitrag zur Gebäudeheizung aus regenerativem Strom deutlich effizienter möglich. Eine vollständig regenerative Wärmeversorgung mit den bereits angesprochenen Potentialen aus Biomasse und Solarthermie sowie mit Wärmepumpen und eventuell aus überschüssigem Strom erzeugten Methangas ist allerdings nur möglich, wenn umfangreiche Sanierungsmaßnahmen im privaten Gebäudebestand umgesetzt werden. Das ermittelte Einsparpotential liegt bei über 50 % des Wärmebedarfs. Der Wärmeverbrauch von Neubauten ist im Vergleich dazu gering.

8 Fazit

Diese Studie zeigt, dass die angestrebte Energiewende im Landkreis Freising bis zum Jahr 2035 eine große Herausforderung darstellt. Dennoch bringt jeder einzelne Schritt, der in den kommenden mehr als zwei Jahrzehnten gemacht wird, den Landkreis ein Stück näher an das Ziel einer vollständig regenerativen Energieversorgung. Schon heute ist der Landkreis Freising verhältnismäßig gut aufgestellt. Die jährlich benötigte elektrische Energie wird bereits zu über 50% regenerativ erzeugt. Das erste Ziel sollte jetzt sein, genügend Kapazität zur Erzeugung regenerativer Energie aufzubauen, um im jährlichen Mittel den Strom- und Wärmebedarf decken zu können. Eine vollständig regenerative Stromversorgung ist ohne eine mittlere zweistellige Anzahl an Windkraftanlagen im Landkreis Freising nicht möglich. Der Ausbau dieses Potentials aus Windenergie ist eine große politische Herausforderung. Hier gilt es ausdauernde Überzeugungsarbeit zu leisten, um die Bürger von den Vorteilen dieser Energieform zu überzeugen und ihnen die Bedenken davor zu nehmen. Im Vergleich zur elektrischen Energie ist die Lücke in der Wärmeversorgung zwischen Verbrauch und regenerativer Erzeugung weitaus größer. Die große Herausforderung hier liegt in erster Linie darin, den Wärmeverbrauch privater Haushalte drastisch zu senken. Dazu werden Förderkonzepte und Anreizsysteme benötigt, die dazu führen, dass speziell der überwiegende Teil des privaten Altbaubestands zügig wärmetechnisch saniert wird. Parallel zur Installation von Windkraftanlagen und zu Sanierungsmaßnahmen im Gebäudebereich gilt es, das zusätzlich noch vorhandene, wenn auch sehr begrenzte Potential von Wasserkraft und Biomasse wegen ihrer Grundlastfähigkeit vollständig auszuschöpfen und die Hausbesitzer speziell zur Installation von Solarthermieranlagen aber auch von zusätzlichen Photovoltaikanlagen auf ihren Dächern zu animieren.

Die größte Herausforderung stellt jedoch erst der zweite Schritt dar, die zeitgerechte Bereitstellung des regenerativ erzeugten Stroms und somit die Berücksichtigung der Leistung im Gegensatz zu einer im jährlichen Mittel benötigten Energiemenge. Diese Studie zeigt, dass für eine gesicherte, komplett eigenständige Versorgung mit regenerativer, elektrischer Energie eine beachtliche Speicherkapazität nötig wäre, die erst mit Zukunftstechnologien im Landkreis Freising zur Verfügung gestellt werden kann. Solche Technologien werden aktuell intensiv entwickelt und werden bis zum Ende des Jahrzehnts kommerziell verfügbar sein. Somit sollte im Landkreis Freising zunächst der Ausbau der regenerativen Energieerzeugung stark vorangetrieben und gegen Ende des Jahrzehnts, wenn Speichertechnologien (weiter-)entwickelt, erprobt und die Kosten quantifiziert sind, eine Strategie zur Lösung der Speicherproblematik ausgearbeitet werden. Jedoch kann schon heute damit begonnen werden, Maßnahmen zu initiieren, die den Stromverbrauch an die Stromerzeugung anpassen. Damit kann die benötigte Speicherkapazität entscheidend reduziert werden. Es gilt zu bedenken, dass jede gespeicherte Energiemenge nur mit Verlusten wieder zurück ins Netz gespeist werden kann und somit mehr Energie erzeugt werden muss als von den Endverbrauchern benötigt wird. Diese Arbeit zeigt, dass die Potentiale aus Wasserkraft, Biomasse und Photovoltaik-Dachanlagen unter den getroffenen Annahmen begrenzt sind. Sind diese ausgereizt, bleibt nur der Bau weiterer Windkraftanlagen oder wirt-

schaftlich aktuell unattraktiver PV-Freiflächenanlagen auf Ackerflächen, um den zusätzlichen Strombedarf aufgrund von Speicherverlusten abzudecken.

Bei all den Großprojekten, die mit solch einer Energiewende verbunden sind, darf nicht vergessen werden, wie wichtig verschiedenste kleine Maßnahmen sind. Dazu gehören beispielsweise die Installation von Kleinwasserkraftwerken und Kleinwindkraftanlagen. Auch wenn diese Anlagen und Projekte in absoluten Zahlen nur einen geringen Teil beisteuern, geben sie jedem einzelnen Bürger die Chance, selbst aktiv zu werden und in eigene Projekte zu investieren. Es ist außerdem wichtig, dass es Bürger vor Ort gibt, die mitdenken, ihre eigenen Ideen einbringen und ihr Geld damit verdienen, indem sie zum Ausbau regenerativer Energieerzeugung beitragen. Erfolgreiche Beispiele solcher Pionierarbeit im Landkreis Freising sind die Nutzung von Klärschlamm zur Stromerzeugung oder die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz. Diese kleinen Beiträge und Maßnahmen können maßgeblich zu einer positiven Grundstimmung gegenüber der Energiewende im Landkreis beitragen.

Die Unterstützung der Bevölkerung ist schließlich entscheidend für die erfolgreiche Umsetzung der nichtsdestotrotz benötigten Großprojekte, beispielsweise dem Bau von Großwindkraftanlagen. Nur wenn die große Mehrheit der Bürger im Landkreis Freising bei jedem Windrad und bei jeder Biogasanlage immer den Vorteilen mehr Gewicht schenkt als den teilweise damit verbundenen individuellen Nachteilen durch das Erscheinungsbild, den Geruch oder den Geräuschpegel, wird die Wende hin zu einer regenerativen Energieversorgung vor Ort möglich sein. Dazu müssen die Bürger einbezogen und vor allem überzeugt werden. Dazu gehört auch, dass jeder am wirtschaftlichen Erfolg einer Technologie vor Ort teilhaben kann, indem er finanziell davon profitiert. Möglichkeiten und erfolgreiche Beispiele aus anderen Teilen Deutschlands sind an mehreren Stellen in dieser Studie aufgeführt. Darüber hinaus ist es wichtig, dass die hohen Investitionssummen zum überwiegenden Teil in die lokale Wirtschaft fließen, dass die Unternehmen und Handwerker vor Ort mit dem Bau und der Wartung von Anlagen betraut werden, davon profitieren und so Arbeitsplätze gesichert und geschaffen werden. Dass sich der Landkreis Freising das Ziel der Energiewende bis zum Jahr 2035 gesetzt hat, ist ein wichtiges Signal an die Bürger, um sich am zukünftigen Weg orientieren zu können. Wie eingangs beschrieben zählt dabei jeder Schritt, um der großen Herausforderung der vollständig regenerativen Energieversorgung ein Stück näherzukommen.

Glossar

Amortisationsdauer

Verfahren der Investitionsrechnung: gibt die Rückflussdauer einer Investition in ein Projekt an

Cashflow

Wirtschaftliche Messgröße: Zahlungsstrom eines Projekts in einer Periode (Nettozufluss liquider Mittel)

Contracting

Übertragung eigener Aufgaben auf ein Dienstleistungsunternehmen (hier Fokus auf Finanzierungs-Contracting)

Eigenkapitalsurrogat

Eigenkapital-ersetzende Finanzierungsformen (Mezzanine, Sicherheiten, etc.)

Energie

physikalische Größe: Synonym zu Arbeit (in vorliegender Arbeit als Summe von Wärme und Strom)

Full-/Limited-/Non-Recourse Finanzierung

Ausprägungen der Haftungsbeschränkung von Sponsoren bei einer Projektfinanzierung

Grundlast

Minimale Belastung eines Versorgungsnetzes (i.d.R. Stromnetz) über den Tagesverlauf

Joint-Venture

Gemeinschaftsunternehmen: Tochtergesellschaft von mindestens zwei rechtlich und wirtschaftlich getrennten Unternehmen

Kapitalwert

Betriebswirtschaftliche Kennzahl der Investitionsrechnung: auf einen Referenzzeitpunkt bezogener Wert einer Unternehmung

Kraft-Wärme-Kopplung

Benutzung der bei der Stromerzeugung anfallenden Abwärme

Leasing

Nutzungsüberlassungsvertrag: nicht zwingend zu bilanzierende Finanzierungsalternative

Leistung (elektrische)

Elektrische Energie pro Zeit

Mezzanine

Sammelbegriff für Mischform-Finanzierungsarten zwischen Eigen- und Fremdkapital

Primärenergie

Energie, die mit den natürlich vorkommenden Energieformen oder Energieträgern zur Verfügung steht und noch keiner Umwandlung unterzogen ist, zum Beispiel solare Einstrahlung oder Rohöl

Private-Public-Partnership

Kooperation öffentlicher und privater Wirtschaftssubjekte zur Erfüllung staatlicher Aufgaben

Repowering

Ersetzen alter Anlagen zur Stromerzeugung durch neue Anlagen, i.d.R. mit höherem Wirkungsgrad

Smart Grid

Intelligentes Stromnetz: kommunikative Vernetzung und Steuerung von Stromerzeugern, Speichern und Verbrauchern zur Optimierung der Elektrizitätsversorgung

Spitzenlast

Kurzzeitig auftretende Leistungsnachfragespitzen in Versorgungsnetzen (i.d.R. Stromnetze)

Stromgestehungskosten

Barwertäquivalente Kosten der Erzeugung von Nutzenergie (i.d.R. in EUR/MWh, ct/kWh angegeben)

Wirkungsgrad

Verhältnis von abgegebener zu zugeführter Leistung

Abkürzungsverzeichnis

| | |
|-----------------|--|
| A/V Verhältnis | Kennzahl aus der Bauphysik: Verhältnis eines geometrischen Körpers von Oberfläche zu Volumen |
| ALLGC | Stromgestehungskosten (Average Lifetime Levelized Generation Costs) |
| ASEW | Arbeitsgemeinschaft für sparsame Energie- und Wasserverwendung |
| BAFA | Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle |
| BHKW | Blockheizkraftwerk |
| BRD | Bundesrepublik Deutschland |
| CAES | Druckluftspeicher (Compressed Air Energy Storage) |
| CCS | CO ₂ -Abscheidung und Speicherung (Carbon Dioxid Capture & Storage) |
| CO | Kohlenstoffmonoxid |
| CO ₂ | Kohlenstoffdioxid |
| DCF | Kapitalwertmethode (Discounted Cash-Flow Methode) |
| DSCR | Schuldendienstdeckungsgrad (Debt Service Cover Ratio) |
| e.V. | eingetragener Verein |
| EE | Erneuerbare Energien |
| EEG | Erneuerbare Energien Gesetz |
| EEWärmeG | Erneuerbare Energien Wärmegegesetz |
| eG | Eingetragene Genossenschaft |
| EnEV | Energieeinsparverordnung |
| EU | Europäische Union |
| EVU | Energieversorgungsunternehmen |
| ExterneE Report | Externe Effekte Report |
| FFH-Gebiet | Fauna-Flora-Habitat (Schutzgebiet) |
| GbR | Gesellschaft bürgerlichen Rechts |
| GmbH | Gesellschaft mit beschränkter Haftung |
| GmbH & Co. KG | Gesellschaft mit beschränkter Haftung & Compagnie Kommanditgesellschaft |
| GuD-KW | Gas- und Dampfturbinen Kraftwerk |
| H ₂ | Wasserstoff |
| IRR | Interner Zinsfuß (Internal Rate of Return) |
| ISE | Institut für Solare Energiesysteme |
| IWR-Index | Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien Windertrags Index |

| | |
|------------|---|
| KfW | Kreditanstalt für Wiederaufbau |
| KG | Kommanditgesellschaft |
| KWK | Kraft-Wärme-Kopplung |
| LLCR | Loan Life Cover Ratio |
| LRZ | Leibniz-Rechenzentrum Garching bei München |
| MAP | Marktanreizprogramm |
| Mio. | Million |
| MIRR | Modifizierter Interner Zinsfuß (Modified Internal Rate of Return) |
| Mrd. | Milliarde |
| NaWaRo | Nachwachsende Rohstoffe |
| NPV | Kapitalwert (Net Present Value) |
| PEM | Proton Exchange Membrane |
| PLCR | Project Life Cover Ratio |
| PV | Photovoltaik |
| RPM | Renewable Power Methane |
| SMES | Supraleitende Magnetische Energiespeicher |
| SNG | Erdgassubstitut (Substitute Natural Gas) |
| TU München | Technische Universität München |
| WFCMS | Wind Farm Cluster Management System |
| WKA | Windkraftanlage |
| ZAE | Zentrum für Angewandte Energieforschung Bayern |
| ZSW | Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung |

Symbolverzeichnis

Leistung

| | |
|-------|-----------------------------|
| W | Watt |
| W_p | Watt peak (Spitzenleistung) |

Energie

| | |
|-----|------------------|
| kWh | Kilowatt-Stunden |
| MWh | Megawatt-Stunden |
| GWh | Gigawatt-Stunden |
| TWh | Terawatt-Stunden |

Andere Einheiten

| | |
|---------------------------------|---|
| ct | Euro Cent |
| DM | Deutsche Mark |
| EUR | Euro |
| Fm | Festmeter (ca. 1 m ³ Festholz) |
| ha | Hektar = 10.000 m ² |
| Hz | Herz - Einheit für Frequenz [1/s] |
| kg | Kilogramm |
| kg _{atro} | Kilogramm absolute Trockenmasse |
| m | Meter |
| m ² | Quadratmeter |
| min | Minute |
| Nm ³ | Normkubikmeter (m ³ trockenes Gas bei T=15 °C und 1,01325 bar) |
| Nm ³ CH ₄ | Normkubikmeter Methangas |
| Q_{Ph} | Wohnflächenspezifischer Heizenergiebedarf |
| s | Sekunde |
| t | Tonne = 1.000 kg |
| t FM | Tonne Frischmasse |
| t TM | Tonne Trockenmasse = Frischmasse - Wasser |
| t oTS | Tonne Trockensubstanz = Trockenmasse - Rohasche |
| U | Umdrehung |

Präfix - Maßeinheiten

| | | |
|---|-------|-----------------------|
| h | Hekto | 100 |
| k | Kilo | 1.000 |
| M | Mega | 1.000.000 |
| G | Giga | 1.000.000.000 |
| T | Tera | 1.000.000.000.000 |
| P | Peta | 1.000.000.000.000.000 |

Abbildungsverzeichnis

| | | |
|------|--|----|
| 3.1 | Stromverbräuche und Einwohnerzahlen nach Kommunen im Landkreis Freising 2010. | 6 |
| 3.2 | Stromverbrauch Bundesrepublik 2008 und 2009. | 6 |
| 3.3 | Lastverlauf am 15.01.2010 und 15.07.2010. | 7 |
| 3.4 | Primärenergieverbrauch in Deutschland. | 9 |
| 3.5 | Städtebauliche Merkmale und spezifische Wärmebedarfswerte (Heizwärme und Brauchwasser) von Siedlungstypen [8]. | 10 |
| 4.1 | Schwankung der Stromerzeugung einer PV-Anlage nach Tageszeit | 18 |
| 4.2 | Monatliche Netzeinspeisung des Solardaches München-Riem | 19 |
| 4.3 | Zeitliche Variation der Stromerzeugung der PV-Anlage des LRZ München | 19 |
| 4.4 | Vergleichsauswertung von PV-Anlagen in Freising von 2003 und 2006 | 20 |
| 4.5 | Entwicklung der Herstellungskosten für PV-Module seit 2007 | 21 |
| 4.6 | Entwicklung der Herstellungskosten für PV-Module 2010 | 22 |
| 4.7 | Entwicklung der Stromgestehungskosten erneuerbarer Energie | 23 |
| 4.8 | Ausbaupotential Photovoltaik. | 28 |
| 4.9 | Entwicklung der Windkraft in der Bundesrepublik Deutschland | 29 |
| 4.10 | Aufbau eines Windrads nach aktuellen Standards | 30 |
| 4.11 | Beispielhafte Leistungskurve einer Windkraftanlage | 31 |
| 4.12 | Modell einer modernen Kleinwindanlage | 32 |
| 4.13 | Vergleich erzeugter Energie mit anderen konventionellen regenerativen Energieformen | 34 |
| 4.14 | Windertrag gemessen anhand des IWR-Index (5 Jahre) für die Jahre 2003-2010 | 37 |
| 4.15 | Windertrag gemessen anhand des IWR-Index (5Jahre) auf Jahresbasis | 38 |
| 4.16 | Leistungsschwankung deutscher Windkraftanlagen: Windenergieeinspeisung für das Jahr 2009 [57]. | 39 |
| 4.17 | Wildpoldsried mit seinen aus der Bürgerinitiative heraus entstandenen Windkraftanlagen | 41 |
| 4.18 | Online-Umfrage im Landkreis Dachau – Wichtige Faktoren, die Berücksichtigung finden sollten. | 43 |
| 4.19 | Online-Umfrage im Landkreis Dachau – Relevanz des Versorgungsunternehmens. | 43 |
| 4.20 | Laufwasserkraftwerk | 45 |
| 4.21 | Speicherkraftwerk | 45 |
| 4.22 | Pumpspeicherkraftwerk | 45 |
| 4.23 | Pelton-Turbine | 47 |
| 4.24 | Francis-Turbine | 47 |
| 4.25 | Kaplan-Turbine | 47 |

Abbildungsverzeichnis

| | | |
|------|--|-----|
| 4.26 | Anordnung des Schachtkraftwerks | 51 |
| 4.27 | Ansicht des Modellversuchstandes mit geöffnetem Schacht | 52 |
| 4.28 | Ansicht des Modellversuches in Betrieb | 52 |
| 4.29 | Ausbaupotential Wasserkraft. | 53 |
| 4.30 | Kohlenstoffdioxidkreislauf von Biomasse | 54 |
| 4.31 | Übersicht Biomassenutzung zur Energieversorgung | 56 |
| 4.32 | Gesamtpotential von Biomasse (exklusive Holz). | 60 |
| 4.33 | Gesamtpotential von Holz. | 62 |
| 4.34 | Schema einer solarthermischen Anlage | 65 |
| 4.35 | Gegenüberstellung von Wärmebedarf und Ertrag einer solarthermischen Anlage | 68 |
| 4.36 | Lageplan der solaren Nahwärmeversorgung Attenkirchen | 71 |
| 4.37 | Ausbaupotential Solarthermie. | 73 |
| 4.38 | Künstlich angelegtes Oberbecken des Pumpspeicherkraftwerks Rönkhausen. 140 MW Leistung, 690 MWh Kapazität [116]. | 76 |
| 4.39 | ADELE: Adiabater Druckluftspeicher zur elektrischen Energiespeicherung im Netzmaßstab. Derzeit wird eine erste Testanlage entwickelt [118]. | 79 |
| 4.40 | Weltweit erste Schwungradanlage mit 20 MW Leistung. Zu sehen ist die Anlage kurz vor der Fertigstellung [122]. | 80 |
| 4.41 | 10 kW, 100 kWh Vanadium-Redox-Flow-Modul CellCube FB 10100 der Firma Cellstrom GmbH aus Österreich [125]. | 84 |
| 4.42 | Schema zeigt Konzept von Solarfuel zur Umwandlung von Wasser in Methangas [130]. | 87 |
| 4.43 | Wärmespeicher in Attenkirchen [113]. | 92 |
| 4.44 | Primärenergiebedarf nach Sektoren und Anwendungsarten | 95 |
| 4.45 | Gebäudetypologie Deutschland | 98 |
| 4.46 | Jährlicher Heizwärmebedarf nach Wärmeschutz-Standards | 99 |
| 4.47 | Überblick Maßnahmenkombinationen | 104 |
| 4.48 | Energiekosten | 105 |
| 4.49 | Jährliche Renditen | 105 |
| 4.50 | Absolute Renditen nach 15 Jahren | 106 |
| 4.51 | Primärenergieverbrauch nach Standards | 107 |
| 4.52 | Dämmstandards - Einfluss städtebaulicher Parameter | 108 |
| 4.53 | Wohnflächenspezifischer Heizenergiebedarf | 109 |
| 4.54 | Geschosszahl als energetischer Parameter | 109 |
| 4.55 | Energieeinsparung durch Maßnahmen | 110 |
| 4.56 | Investitionskosten zur Energieeinsparung | 110 |
| 5.1 | Überblick Finanzierungsinstrumente | 113 |
| 5.2 | Schema Unternehmens- versus Projektfinanzierung | 115 |
| 5.3 | Phasen einer Projektfinanzierung | 116 |
| 5.4 | Akteure einer Projektfinanzierung | 117 |
| 5.5 | Risiken bei EE-Projekten | 118 |
| 7.1 | Grundsätzliches Vorgehen im Rahmen dieser Potentialstudie. | 143 |

Abbildungsverzeichnis

| | | |
|-----|--|-----|
| 7.2 | Deckung des Strombedarfs durch Windkraft. Bedarfslücke beinhaltet Strom für Betrieb von Wärmepumpen. | 146 |
| 7.3 | Energiemix Strom 2035. Gesamtverbrauch beinhaltet Strombedarf für Wärmepumpen. | 147 |
| 7.4 | Energiemix Strom 2035 mit Berücksichtigung der Heizkraftwerke in Zolling und Neufahrn. Gesamtverbrauch beinhaltet Strombedarf für Wärmepumpen. | 147 |
| 7.5 | Energiemix Wärme 2035. | 154 |
| 7.6 | Energiemix Wärme 2035 mit Berücksichtigung der Heizkraftwerke in Zolling und Neufahrn. | 155 |

Tabellenverzeichnis

| | | |
|------|---|-----|
| 3.1 | Mittlere Grund- und Spitzenlasten 2010 im Landkreis Freising. | 7 |
| 3.2 | Mittlere Grund- und Spitzenlasten 2035 im Landkreis Freising. | 9 |
| 3.3 | Wärmebedarfsabschätzung von Hohenkammer. | 11 |
| 3.4 | Wärmebedarfsabschätzung von Moosburg. | 11 |
| 4.1 | Modellabhängiger Vergleich der Stromgestehungskosten für Photovoltaik | 21 |
| 4.2 | PV-Freiflächenanlagen im Landkreis Freising | 25 |
| 4.3 | Entwicklung der Windkraftanlagen. | 33 |
| 4.4 | Gängige und häufig installierte Windkraftanlagen. *60 % Referenzertrag ist die Voraussetzung für eine Förderung gemäß EEG-Gesetz. | 35 |
| 4.5 | Vorgehensweise der Gemeinde Wildpoldsried. | 42 |
| 4.6 | Berechnung der Wirkungsgrade der Wasserkraftwerke im Landkreis Freising . . | 49 |
| 4.7 | Ausbau-Mehrleistung der Wasserkraftwerke bei 90 % Wirkungsgrad | 49 |
| 4.8 | Mehrleistung der Wasserkraftwerke bei 90 % Wirkungsgrad unter Benutzung des mittleren Durchflusses | 50 |
| 4.9 | Nutzung der landwirtschaftlichen Fläche im Landkreis Freising 2006 | 57 |
| 4.10 | Gesamtpotential aus Biomasse. *inkl. organische Abfälle | 63 |
| 4.11 | Wirtschaftlichkeit einer solarthermischen Anlage. | 67 |
| 4.12 | Anzahl der installierten solarthermischen Anlagen in der Stadt Moosburg. . . . | 69 |
| 4.13 | Fläche der installierten solarthermischen Anlagen in der Stadt Moosburg. . . . | 70 |
| 4.14 | Zukünftig relevante Speicher für den Tages- und Wochenlastausgleich | 90 |
| 4.15 | Klassifizierung von Gebäudearten. | 96 |
| 5.1 | Stromgestehungskosten und Externe Kosten im Vergleich | 129 |
| 5.2 | Photovoltaik – Freiflächenanlagen. | 130 |
| 5.3 | Photovoltaik – Gebäudeanlagen. | 130 |
| 5.4 | Biomasse – Vergütung für Stromerzeugung. | 131 |
| 5.5 | Biomasse – Boni. | 131 |
| 5.6 | Wasserkraft – Neuanlagen bis 5 MW. | 132 |
| 5.7 | Wasserkraft – modernisierte und revitalisierte Anlagen. | 132 |
| 5.8 | Wasserkraft – neue und erneuerte Anlagen über 5 MW. | 132 |
| 5.9 | Windenergie – Vergütungssätze. | 132 |
| 6.1 | Jährlicher Energieverbrauch im Landkreis Freising. | 133 |
| 6.2 | Regenerativ erzeugter Strom 2010 nach Kommunen. | 135 |
| 6.3 | Regenerativ erzeugter Strom 2010 nach Technologie (ohne Heizkraftwerke Zolling und Neufahrn). | 135 |

Tabellenverzeichnis

| | | |
|-----|---|-----|
| 6.4 | Regenerativ erzeugte Wärmeenergie 2010 nach Technologie (ohne Heizkraftwerke Zolling und Neufahrn). Bilanzierung Holz: siehe Fließtext. | 136 |
| 6.5 | Lücke zwischen regenerativ erzeugter und benötigter elektrischer Energie. . . . | 137 |
| 6.6 | Lücke zwischen regenerativ erzeugter und benötigter Wärmeenergie. | 137 |
| 6.7 | Benötigte elektrische Leistung im Landkreis Freising. | 138 |
| 6.8 | Installierte Leistung nach Kommunen. | 139 |
| 6.9 | Installierte Leistung im Landkreis Freising in Abhängigkeit von der Sonneneinstrahlung. | 140 |
| 7.1 | Bereitgestellte Leistung im Jahr 2035 nach vollständigem Ausbau der Potentiale ohne Heizkraftwerke Zolling und Neufahrn. | 149 |

Literaturverzeichnis

- [1] HENZE, Andreas: *Stromverbrauchsdaten Landkreis Freising 2007-2008*. 2010
- [2] *Bevölkerung Gemeinden*. <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online/>, Stand: 07.03.2011. – Bayerisches Landesamt für Statistik und Datenverarbeitung
- [3] *Energieverbrauch in Deutschland: Daten für das 1.-4. Quartal 2009*. <http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=118&archiv&preview=true>, Stand: 25.01.2011. – Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.
- [4] *Lastverlauf Höchstspannungsnetz*. http://www.tennettso.de/pages/tennettsode/Transparenz/Veroeffentlichungen/Netzkennzahlen/Jahreshoechstlast_und_Lastverlauf/Lastverlauf_Hoechstspannungsnetz/index.htm, Stand: 07.03.2011. – TenneT TSO GmbH
- [5] *Bevölkerungsvorausrechnungen: Kreise, Bevölkerung, Stichtage*. <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online/>, Stand: 07.03.2011. – Bayerisches Landesamt für Statistik und Datenverarbeitung
- [6] *Struktur des Energieverbrauchs Deutschland, Energiedaten Tabelle 5*. März 2011. – Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
- [7] *Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030: Energieprognose 2009*. März 2010. – Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung, Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung
- [8] HAUSLADEN, G. ; HAMACHER, T.: *Leitfaden Energienutzungsplan*. Bayrisches Staatsministerium für Umwelt und Gesundheit, Februar 2011
- [9] HOFMANN, J.: *Energieverbrauch im gesamten Landkreis 2008*. 2009
- [10] *Weltrekord: 41,1% Wirkungsgrad für Mehrfachsolarzellen*. <http://www.pro-physik.de/Phy/print.do?laid=11414>, Stand: 09.07.2011
- [11] *Basiswissen Photovoltaik - SolarServer*. <http://www.solarserver.de/wissen/basiswissen/photovoltaik.html>, Stand: 10.07.2011
- [12] *Q-Cells: Aktuelle Generation Solarzellen*. Ausstellung auf der Intersolar München, 2011
- [13] *Fraunhofer ISE stellt neuen Rekord für Wechselrichterwirkungsgrad auf*. <http://www.ise.fraunhofer.de/presse-und-medien/presseinformationen/presseinformationen-2008/fraunhofer-ise-stellt-neuen-rekord-fuer>, Stand: 09.07.2011

Literaturverzeichnis

- [14] Private Korrespondenz: Markus Spinnler, Lehrstuhl für Thermodynamik, TU München
- [15] BULLIS, KEVIN: *Billige Solarenergie durch Festplatten-Knowhow*. <http://www.heise.de/tr/artikel/Billige-Solarenergie-durch-Festplatten-Knowhow-1247443.html>, Stand: 09.07.2011
- [16] *Solartechnologie in Bayern*. 2011. – media mind GmbH & Co. KG
- [17] PAGLIARO, Mario ; PALMISANO, Giovanni ; CIRIMINNA, Rosaria: *Flexible Solar Cells*. Wiley, 2008. – 202 S. – ISBN 978-3-527-32375-3
- [18] *Die Eigenstromzulage*. SMA Solar Technology AG. <http://www.sma.de/de/produkte/knowledgebase/die-eigenstromzulage.html>, Stand: 10.07.2011
- [19] *Bayerischer Solaratlas*. August 2010. – Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie
- [20] *Solardach München-Riem*. Januar 2011. – Solardach München-Riem GmbH
- [21] *Sunny-LRZ-Geb5 Erträge*. <http://www.sunnyportal.com/sunny-portal/Templates/PublicPageOverview.aspx?plant=48c83438-91e1-4f07-9fdc-9ccef5047e00&page=ec345c00-73c3-4610-8546-2413a168969e&splang=de-DE>, Stand: 09.07.2011
- [22] *PV-Daten der in Freising erfassten Anlagen*. http://www.sonnenkraft-freising.de/images/PVDATA_06-Vergleich.pdf, Stand: 31.07.2011. – Sonnenkraft Freising e.V.
- [23] *Photovoltaik* - Wikipedia. <http://de.wikipedia.org/wiki/Photovoltaik>, Stand: 03.07.2011
- [24] *Photovoltaik-Preisentwicklung 2010*. <http://www.solarserver.de/service-tools/photovoltaik-preisindex/photovoltaik-preisentwicklung-2010.html>, Stand: 03.07.2011. – Solarserver
- [25] *Photovoltaik-Preisindex*. <http://www.solarserver.de/service-tools/photovoltaik-preisindex.html>, Stand: 03.07.2011. – Solarserver
- [26] *Kraftwerk Sonne*. März 2009. – Solarenergieförderverein Bayern e.V.
- [27] *Photovoltaik-Rechner*. <http://www.niedrigenergieforum.de/energielexikon/photovoltaik-rechner/>, Stand: 09.07.2011
- [28] *Studie Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*. Dez 2010. – Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme
- [29] *Entwicklung der Vergütung für Strom aus solarer Strahlungsenergie*. http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/pv_verguetungen_bf.pdf, 2011. – BMU Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
- [30] *PV-Preisindex - Aktuelle Preise von schlüsselfertigen Photovoltaikanlagen*. <http://www.photovoltaik-guide.de/pv-preisindex>, Stand: 23.12.2011. – PhotovoltaikZentrum

Literaturverzeichnis

- [31] *Zweifacher Weltrekord für Oerlikon Solar.* http://www.oerlikon.com/ecomaXL/get_blob.php?name=100907_PressRelease_ThinFab_DE.pdf, Stand: 09.07.2011. – Oerlikon Solar
- [32] *Gebäudeintegrierte Photovoltaik auf dem Weg zum Massenprodukt.* http://www.detail.de/artikel_photovoltaike-kostenentwicklung-eu_25810_De.htm, Stand: 10.07.2011
- [33] *Sunmodule SolarWorld.* <http://www.solarworld.de/produkte/produkte/solarmodule/technische-details/>, Stand: 30.09.2011
- [34] Private Korrespondenz: Hans Stanglmair, 1. Vorsitzender Solarfreunde Moosburg e.V.
- [35] Private Korrespondenz: Johannes Hofmann, Landratsamt Freising
- [36] *Statistiken Freising (offizielle Datei des Landkreises): „33_StatistikenFreising-07.03.2011.xlsx“.* 2011. – Landkreis Freising
- [37] *Fraunhofer-Institute for Wind Energy and Energy System Technology Kassel.* http://www.iset.uni-kassel.de/abt/FB-I/publication/02-03-01_Abschluss_DFBericht_EEG.pdf, Stand: 01.03.2002
- [38] BAYRISCHE STAATSREGIERUNG (Hrsg.): *Energieatlas Bayern.* http://www.energieatlas.bayern.de/thema_sonne/solarthermie.html, 06.09.2011
- [39] *Bericht des Bayerischen Rundfunks zum geplanten Gesetzesentwurf des Bayerischen Umweltministeriums zur Aufstellung neuer Windkraftanlagen.* <http://www.br-online.de/bayerisches-fernsehen/rundschau/energie-windraeder-soeder-ID1314951022544.xml>, Stand: 04.09.2011. – Bayerischer Rundfunk
- [40] *Bericht des Münchner Merkurs zum geplanten Gesetzesentwurf des Bayerischen Umweltministeriums zur Aufstellung neuer Windkraftanlagen.* <http://www.merkur-online.de/nachrichten/politik/soeder-macht-sich-windkraft-stark-1388562.html>, Stand: 04.09.2011. – Münchner Merkur
- [41] *Windkraftanlagenentwicklung in der Bundesrepublik Deutschland.* <http://www.vde.com/de/fg/ETG/Arbeitsgebiete/V1/PublishingImages/Windenergie/Windentwicklung-1.JPG>, Stand: 06.09.2011. – Verband Deutscher Elektrotechniker
- [42] *Windkraftanlage - Wikipedia.* <http://de.wikipedia.org/wiki/Windkraftanlage>, Stand: 06.09.2011
- [43] *Bundesverband WindEnergie e.V.* <http://www.wind-energie.de/>, Stand: 06.09.2011
- [44] *Enercon.* <http://www.enercon.de/>, Stand: 06.09.2011
- [45] *Wind Energy Market.* <http://www.wind-energy-market.com/de/kleinwindanlagen/kleine-anlagen/einzelansicht/details/sp/notos-h40/>, Stand: 06.09.2011
- [46] *Bundesverband Kleinwindanlagen.* <http://www.bundesverband-kleinwindanlagen.de/index.php?menuid=19>, Stand: 06.09.2011

Literaturverzeichnis

- [47] *Bayerischer Windatlas*. <http://www.verwaltung.bayern.de/egov-portlets/xview/Anlage/4015428/BayerischerWindatlas.pdf>, Stand: 01.08.2010. – Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie
- [48] GEUDER, M.: *Energetische Bewertung von Windkraftanlagen*. Schweinfurt, Fachhochschule Würzburg-Schweinfurt, Diss., 2004
- [49] DOMRÖS, R.: *Energetische Amortisationszeit von Windkraftanlagen auf der Basis der Prozesskostenanalyse*. Berlin, TU Berlin, Diss., 1992
- [50] *Technische Universität München*. http://portal.mytum.de/pressestelle/pressemitteilungen/NewsArticle_20110328_114722, Stand: 28.03.2011
- [51] *Gemeinde Hallbergmoos*. <http://www.hallbergmoos.de/>, Stand: 06.09.2011
- [52] *Deutsche Energieagentur GmbH*. <http://www.thema-energie.de/energie-erzeugen/erneuerbare-energien/windenergie/grundlagen/wirtschaftlichkeit-von-windenergieanlagen.html>, Stand: 06.09.2011
- [53] *Windwärts Energie GmbH*. <http://www.windwaerts.de>, Stand: 06.09.2011
- [54] *Internationals Wirtschaftsforum für Regenerative-Energien*. http://www.iwr.de/wind/wind/windindex/index10_5jahre.htm, Stand: 06.09.2011
- [55] *Windenergie - Wikipedia*. <http://de.wikipedia.org/wiki/Windenergie>, Stand: 06.09.2011
- [56] *Europäisches Institut für Klima und Energie*. <http://www.eike-klima-energie.eu/news-anzeige/windenergie-ist-eine-voellige-katastrophe/>, Stand: 20.09.2011
- [57] *E.ON*. www.eon.de, Stand: 20.09.2011
- [58] *ElektroPraxis*. <http://www.elektronikpraxis.vogel.de/stromversorgung/articles/257853/%20Cluster%20gleichen%20Schwankungen%20besser%20aus>, Stand: 20.09.2011
- [59] *Wo der Wind regiert*. http://www.zeit.de/2004/34/T-Windr_8ader/seite-2, 20.09.2011. – Tageszeitung: Die Zeit
- [60] *Smart Meter*. <http://www.smartmeters.com/the-news/446-ibm-bringing-smart-grid-to-malta.html>, Stand: 20.09.2011
- [61] *Wildpoldsried*. <http://www.wildpoldsried.de/index.shtml?windkraft>, Stand: 06.09.2011
- [62] *SPD (Lankreis Dachau)*. <http://www.spd-kreis-dachau.de/2011/zwischenbilanz-zur-burgerbefragung-zur-windenergie/>, Stand: 20.09.2011
- [63] *Netzagentur für Windenergie*. <http://www.windcomm.de/Downloads/Leitfaeden/Leitfaden-Buergerwindpark.pdf>, Stand: 06.09.2011

Literaturverzeichnis

- [64] *Wie ziehe ich die Energie aus dem Wasser?* <http://www.technik-welten.de/intro/energie/energiezentrum/erneuerbare-energien/wasserkraft/wasserkraftwerke.html>, Stand: 22.06.2011. – Verein deutscher Ingenieure (VDI)
- [65] *Wasserrad und Hightech-Turbine - Technisch das gleiche Prinzip.* http://www.eon-wasserkraft.com/pages/ewk_de/Energiefakten/Regenerative_Energie/Funktionsweise/Turbinenearten_-_Fallhoehe_entscheidet/index.htm, Stand: 22.06.2011. – E.ON Wasserkraft GmbH
- [66] *Renewables made in Germany: information about renewable energy sources and technology.* Berlin : Dena, 2007. – Deutsche Energieagentur GmbH (dena)
- [67] KALTSCHMITT, Martin ; WIESE, Andreas ; STREICHER, Wolfgang: *Erneuerbare Energien: Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte.* 3. Auflage. Berlin, Hong Kong : Springer, 2003. – ISBN 9783540436003
- [68] BERGMANN, V. ; H., Scheibe-Keßler: *Die wichtigsten Turbinenarten.* <http://www.energieroute.de/wasser/turbinen.php>, Stand: 22.06.2011
- [69] *Strom aus dem Strom-der Wirkungsgrad ist unerreich.* http://www.eon-wasserkraft.com/pages/ewk_de/Energiefakten/Regenerative_Energie/Funktionsweise/Wasserkraftwerke_-_Pausenlos_im_Einsatz/index.htm, Stand: 22.06.2011. – E.ON Wasserkraft GmbH
- [70] *Der Landkreis Freising.* <http://www.kreis-freising.de/landkreis/landkreisbuch/>, Stand: 22.06.2011. – Landratsamt Freising
- [71] *Ausbaupotentiale Wasserkraft in Bayern.* <http://www.lfu.bayern.de/wasser/wasserkraft/anlagenstatistik/doc/potentialstudie.pdf>, Stand: 22.06.2011. – E.ON Wasserkraft GmbH, Bayerische Elektrizitätswerke GmbH Rhein-Main-Donau AG
- [72] RUTSCHMANN, Sepp: Das Schachtkraftwerk. In: *TUM Campus 4/10* (2010)
- [73] RUTSCHMANN, Sepp ; GEIGER, Barbier: *Wasserkraftkonzept in vollständiger Unterwasseranordnung.* 2010
- [74] *Blockheizkraftwerke.* <http://www.thema-energie.de/energie-erzeugen/blockheizkraftwerke/blockheizkraftwerke.html>, Stand: 22.06.2011. – Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
- [75] *Die Kohlenstoffdioxid-Bilanz von Biomasse.* <http://www.thema-energie.de/energie-erzeugen/erneuerbare-energien/biomasse/grundlagen/die-co2-bilanz-von-biomasse.html>, Stand: 22.06.2011. – Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
- [76] DREIER, H.: *Die Grundlagen bei Biogasanlagen.* http://www.biogasanlagen.net/index_2.html, Stand: 30.06.2011

Literaturverzeichnis

- [77] *Direkte Verbrennung.* http://www.bioenergie.de/index.php?option=com_content&view=article&id=32&Itemid=21, Stand: 22.06.2011. – Bundesverband Bioenergie e.V.
- [78] *Holz-Energie aus Biomasse.* http://www.bine.info/fileadmin/content/Publikationen/Basis_Energie/Basis_Energie_Nr._13/BasisEnergie_13_internetx.pdf, Stand: 22.06.2011. – Fachinformationszentrum Karlsruhe
- [79] *Die deutsche Biogasindustrie.* <http://www.renewables-made-in-germany.com/de/start/bioenergie/biogas/allgemein.html>, Stand: 22.06.2011. – Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
- [80] *Energieförderung.info.* <http://www.energiefoerderung.info/>, Stand: 22.06.2011. – Fachinformationszentrum Karlsruhe
- [81] *Biogasanlagen.* <http://www.solar-deutschland.info/html/biogasanlagen.html>, Stand: 30.06.2011. – Lotustech
- [82] *Forstwirtschaft im Landkreis Freising.* http://www.aelf-ed.bayern.de/daten_fakten/36287/index.php, Stand: 10.06.2011. – Amt für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten Erding
- [83] *Die Landwirtschaft im Landkreis Freising.* http://www.aelf-ed.bayern.de/daten_fakten/26534/index.php, Stand: 22.06.2011. – Amt für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten Erding
- [84] *Der Anbau von Energiepflanzen.* <http://www.multitalent-biogas.de/im-detail/energiepflanzen/>, Stand: 22.06.2011. – Fachverband Biogas e.V.
- [85] *Messprogramme auf landwirtschaftlichen Biogasanlagen.* http://www.lfl.bayern.de/publikationen/daten/informationen/p_27456.pdf, Stand: 15.01.2012. – Bayrische Landesanstalt für Landwirtschaft
- [86] *Biogasausbeute verschiedener Substrate.* <http://www.lfl.bayern.de/ilb/technik/10225/>, Stand: 15.01.2012. – Bayrische Landesanstalt für Landwirtschaft
- [87] AUMÜLLER, CHRISTIANE: *Biogas aus Mais als Energiepflanze.* http://www.agasaat-mais.de/downloads/biogas/Biogas_aus_Mais.pdf, Stand: 15.01.2012
- [88] EDER, JOACHIM: *Silomais für die Biogasproduktion.* <http://www.biogas-forum-bayern.de/publikationen/Silomais.fuer.die.Biogasproduktion.pdf>, Stand: 15.01.2012
- [89] MOHR, JÜRGEN: *Grundlagen der Biogasproduktion.* http://www.dlr-rheinpfalz.rlp.de/Internet/global/themen.nsf/a0e8dba46db89ca4c1257625005152bb/7a156d178869a858c125767700611308/\protect\T1\textdollarFILE/Grundlagen_Biogasproduktion.pdf, Stand: 15.01.2012
- [90] EDER, BARBARA AND SCHULZ, HEINZ: *Biogas-Praxis.* Staufen bei Freiburg : Ökobuch-Verlag, 2007. – ISBN 978-3936896138

Literaturverzeichnis

- [91] *Gras als Koferment.* <http://www.advantaseeds.de/open/action/standard%3Bdetail/menu/78/M/5epF3g>, Stand: 15.01.2012. – Advanta
- [92] ÖCHSNER, HANS: *Einsatz von Nachwachsenden Rohstoffen in Biogasanlagen? Gasertrag und Anlagentechnik.* <http://www.biogas-infoboard.de/pdf/Oechsner.pdf>, Stand: 15.01.2012
- [93] *Planung einer Biogasanlage.* <http://www.iwr.de/bio/biogas/Checkliste-Biogas-Anlage.html>, Stand: 22.06.2011. – Internationale Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR)
- [94] *Biogasgülle: weniger Geruch, volle Düngewirkung.* Wien : <http://www.lebensministerium.at/article/articleview/30865/1/4989>, Stand: 30.06.2011. – Österreichisches Bundesministerium für Land-und Forstwirtschaft, Umwelt-und Wasserwirtschaft
- [95] *Waldfläche und Waldstruktur.* http://www.lwf.bayern.de/veroeffentlichungen/lwf-wissen/49/lwf-wissen-49_02.pdf, Stand: 15.01.2012. – Bay. Landesamt für Wald und Forstwirtschaft
- [96] *Zuwachs-nach Baumarten unterschiedlich.* <http://www.bundeswaldinventur.de/enid/ec0d143e6ab34db9a794da2233924525,0/5e.html>, Stand: 22.06.2011. – Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz
- [97] *Wald in Bayern.* <http://www.bayer-waldbesitzerverband.de/waldstat.html>, Stand: 15.01.2012. – Bayerischer Waldbesitzer Verband e.V.
- [98] *Forstwirtschaft im Landkreis Freising.* http://www.aelf-ed.bayern.de/daten_fakten/36287/index.php, Stand: 15.01.2012. – Amt für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten Erding
- [99] *Energieholzmarkt Bayern: Aufkommen und Potenziale von Energieholzsortimenten.* <http://www.lwf.bayern.de/veroeffentlichungen/lwf-wissen/53/lwf-wissen-53-04.pdf>, Stand: 15.01.2012. – Bay. Landesamt für Wald und Forstwirtschaft
- [100] JENSSEN, Till: *Einsatz der Bioenergie in Abhängigkeit von der Raum- und Siedlungsstruktur.* 1. Wiesbaden : Vieweg + Teubner, 2010. – ISBN 978-3-8348-0819-6
- [101] KALTSCHMITT, MARTIN: *Energie aus Biomasse: Grundlagen, Techniken und Verfahren.* Dordrecht, Heidelberg, London, New York, NY : Springer, 2009. – ISBN 978-3-540-85094-6
- [102] *Altholz wird immer häufiger energetisch verwendet.* <http://www.lubw.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/48900/>, 2011. – LUBW Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg
- [103] STEUER, Wolfgang: *Vom Baum zum Holz: Nutzholzarten, Holzschäden, Ausformung, Holzernte, Rundholzsortierung, Verkauf.* Stuttgart : DRW-Verlag, 1985. – ISBN 978-3871813115

Literaturverzeichnis

- [104] SPLIETHOFF, Hartmut: *Verbrennung fester Brennstoffe zur Strom- und Wärmeenerzeugung: Verfahren und Stand der Technik - Wirkungsgrad, Betrieb, Emissionen und Reststoffe*. Düsseldorf : VDI-Verlag, 2000. – ISBN 3-18-344306-6
- [105] *Energiewald*. <http://www.forst.bayern.de/asp/energiewald/28226/>, Stand: 22.06.2011. – Bayerische Forstverwaltung
- [106] *Kraft-Wärme-Kopplung mit Brennstoffzellen*. <http://www.bine.info/hauptnavigation/themen/energieerzeugung/brennstoffzellen/publikation/kraft-waerme-kopplung-mit-brennstoffzellen/>, Stand: 22.06.2011. – Fachinformationszentrum Karlsruhe
- [107] *Schema einer solarthermischen Anlage*. http://www.pirig-solar.de/img/funktionen/solarthermie_schema.jpg, 13.07.2011
- [108] Private Korrespondenz: Heizungsbau Sebastian Grandl GmbH, Schleefeld
- [109] Private Korrespondenz: Solartechnik Wolf GmbH, Mainburg
- [110] *Solarthermische Solaranlagen*. http://www.bine.info/fileadmin/content/Publikationen/Basis_Energie/Basis_Energie_Nr._04/basisEnergie_04_internetx.pdf, 22.03.2012
- [111] *Sonnenkollektoren, Wärme von der Sonne*. – Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft Verkehr und Technologie:
- [112] *Thermische Solaranlagen zur Warmwasseraufbereitung und Heizungsunterstützung*. – Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft Verkehr und Technologie
- [113] REUSS, M. ; SCHÖLKOPF, W. ; BEUTH, W. ; SCHMIDT, M.: *Solare Nahwärme Attenkirchen - Erfahrungen beim Bau und Betrieb*. Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung (ZAE), 2007
- [114] NEUPERT, Ulrik ; EUTING, Thomas ; KRETSCHMER, Thomas ; NOTTHOFF, Claudia ; RUHLIG, Klaus ; WEIMERT, Birgit: *Energiespeicher: Technische Grundlagen und energiewirtschaftliches Potenzial*. Fraunhofer IRB Verlag, 2009
- [115] YANITY, Brian ; JOHNSON, Gilbert ; EHSAN, Mughal ; HERMANSON, Jay ; WALL, Bill ; LANGWORTHY, Alan ; BERGEN, Matt: *Energy Storage Review / Alaska Energy Authority*. 2009. – Forschungsbericht
- [116] *Das Pumpspeicherwerk in Finnentrop-Rönkhausen*. http://www.mark-e.de/PortalData/1/Resources/pdf/berichte_broschueren/Mark_E_Roenkhausen.pdf, Stand: 15.07.2011
- [117] *Wasserkraftanlagen Leitzachwerke*. <http://www.swm.de/dms/swm/dokumente/schulen/downloads/leitzachwerke.pdf>, Stand: 15.07.2011
- [118] *ADELE - Der adiabate Druckluftspeicher für die Elektrizitätsversorgung*. <http://www.rwe.com/web/cms/de/364260/rwe-power-ag/innovationen/stromspeicher/>, Stand: 10.07.2011

- [119] ZUNFT, Stefan ; TAMME, Rainer: *Strom speichern unter Hochdruck*. http://www.dlr.de/desktopdefault.aspx/tabid-6216/10226_read-22091/, Stand: 14.07.2011
- [120] BEAUDIN, Marc ; ZAREIPOUR, Hamidreza ; SCHELLENBERGLABE, Anthony ; ROSEHART, William: Energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources: An updated review. In: *Energy for Sustainable Development* (2010), November. <http://dx.doi.org/10.1016/j.esd.2010.09.007>. – DOI 10.1016/j.esd.2010.09.007. – ISSN 09730826
- [121] MEYER, Franz: Druckluftspeicher-Kraftwerke. In: *BINE Informationsdienst ProjektINFO* (2007), Nr. 5, S. 1–4
- [122] *Frequency Regulation and Flywheels*. <http://www.beaconpower.com>, Stand: 31.07.2011
- [123] LANG, Johannes: Kinetische Speicherung von Elektrizität. In: *BINE Informationsdienst ProjektINFO* (2003), Nr. 11, S. 2–5
- [124] NOURAI, A.: Large-scale electricity storage technologies for energy management. In: *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting* (2002), S. 310–315. <http://dx.doi.org/10.1109/PESS.2002.1043240>. – DOI 10.1109/PESS.2002.1043240. ISBN 0–7803–7518–1
- [125] *CellCube Speicherlösungen*. <http://de.cellcube.com/de/anwendung.htm>, Stand: 20.07.2011
- [126] SOLLMANN, Dominik: Strom für die Nacht. In: *Photon* (2008), November, S. 66–69
- [127] JENSEN, Jens ; BANDUR, Viktor ; BJERRUM, Niels: *Pre-investigation of water electrolysis*. <http://130.226.56.153/rispubl/NEI/NEI-DK-5057.pdf>, 2008
- [128] BUCK, Christian: Windstrom zu Wasserstoff. In: *Pictures of the Future* (2011), November, S. 26–28
- [129] WAIDHAS, Manfred: *Wasserstoff - ein universeller Energiespeicher*. Bayern Innovativ - Cluster Energietechnik, 2011. – Kongressunterlagen Energiespeicher, 30. Juni 2011
- [130] *Smart Energy Conversion*. <http://www.solar-fuel.net/nc/informationen/>, Stand: 15.07.2010
- [131] FAULSTICH, Martin: *Wege zur 100 Prozent erneuerbaren Stromversorgung*. Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) der Bundesregierung Deutschland, 2011
- [132] *Eisspeicher*. <http://www.isocal.de/>, Stand: 12.04.2012
- [133] MANGOLD, Dirk ; SCHMIDT, Thomas: *Saisonale Wärmespeicher: neue Pilotanlagen im Programm Solarthermie2000plus und Forschungsperspektiven*. Solites - Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme
- [134] OCHS, F. ; HEIDEMANN, W. ; MÜLLER-STEINHAGEN, H.: *Saisonale Wärmespeicherung - eine Herausforderung für Polymere*. Institute for Thermodynamics and Thermal Engineering, University of Stuttgart, 2008

Literaturverzeichnis

- [135] REUSS, Manfred: *Saisonale Wärmespeicherung im Untergrund - eine Lösung für die effiziente Wärmenutzung auch bei Biogas?* Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung (ZAE), 2003
- [136] *Informationen zum Energieverbrauch in Deutschland 2007.* <http://www.ffe.de/die-themen/erzeugung-und-markt/287>, Stand: 18.09.2011. – Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.
- [137] *Der Einfluss des Gebäudestandards und des Nutzerverhaltens auf die Heizkosten - Konsequenzen für die verbrauchsabhängige Abrechnung.* http://www.iwu.de/fileadmin/user_upload/dateien/energie/neh_ph/IWU_Viterra_Nutzerverhalten_Heizkostenabrechnung.pdf, Stand: 18.09.2011. – Institut Wohnen und Umwelt GmbH
- [138] NEDDERMANN, Rolf: *Energetische Gebäudemodernisierung: Kosten , Wirtschaftlichkeit , CO₂-Reduktion.* Köln : Werner, 2009. – ISBN 978-3-8041-2763-0
- [139] *Deutsche Gebäudetypologie - Systematik und Datensätze.* http://www.iwu.de/fileadmin/user_upload/dateien/energie/klima_altbau/Gebaeudetypologie_Deutschland.pdf, Stand: 18.09.2011. – Institut Wohnen und Umwelt GmbH
- [140] LOGA, Tobias ; DIEFENBACH, Nikolaus ; ENSELING, Andreas ; HACKE, Ulrike ; BORN, Rolf ; KNISSEL, Jens ; HINZ, Eberhard: *Querschnittsbericht Energieeffizienz im Wohngebäudebestand: Techniken, Potenziale, Kosten und Wirtschaftlichkeit.* Wohnen und Umwelt, 2007. – ISBN 978-3932074998
- [141] *Von der EnEV zum Passivhaus.* http://www.passivhaus-euregio.eu/fileadmin/user_upload/pdf/PH-Info_Wortmann.pdf, Stand: 18.09.2011. – Ingenieurbüro Wortmann & Scheerer
- [142] GORETZKI, Peter: *Gutachten, Energieeffiziente Bauleitplanung.* Stuttgart : http://www.erfurt.de/imperia/md/content/stadtplanung/ip_gk/en_bp/gutachten_energieeffiziente_bauleitplanung.pdf, Stand: 18.09.2011
- [143] *Wie finanzieren sich Stadtwerke in wandelnden Zeiten? - Eine objektive Einschätzung.* Berlin, Stand: 22.02.2011. – TEFEN Management Consulting AG
- [144] BÖTTCHER, Jörg: *Finanzierung von Erneuerbare-Energien-Vorhaben.* 1. München : Oldenbourg, R, 2009. – ISBN 9783486587203
- [145] DEGENHART, Heinrich ; HOLSTENKAMP, Lars: *Finanzierungspraxis von Biogasanlagen in der Landwirtschaft: Eine empirische Untersuchung zu Stand und Entwicklungslinien.* 1., neue Ausg. Wiesbaden : Betriebswirtschaftlicher Verlag Gabler, 2011. – ISBN 9783834929365
- [146] HOLSTENKAMP, Lars ; ULBRICH, Stefanie: *Bürgerbeteiligung mittels Fotovoltaikgenossenschaften. Marktüberblick und Analyse der Finanzierungsstruktur.* Lüneburg : http://www.leuphana.de/fileadmin/user_upload/Forschungseinrichtungen/

Literaturverzeichnis

- ifwr/files/Arbeitspapiere/WPBL8-101215.pdf, Stand: 27.06.2011 (Arbeitspapierreihe Wirtschaft & Recht). – Institut für Wirtschaftsrecht (IfWR) der Leuphana Universität Lüneburg
- [147] HERZ, Martina ; STROBEL, Jonas ; WESSELY, Markus: *Wildpoldsried bekommt Gegenwind: Die Erweiterung des Windparks sorgt für Diskussionen*. Kempten : <http://www.tv-allgaeu.de/nachrichten/nachrichten/beitraege/wirtschaft/art507,3381>, Stand: 27.06.2011. – Allgäu-TV GmbH & Co. KG
- [148] *Gemeinde Wildpoldsried*. Wildpoldsried : <http://www.wildpoldsried.de/index.shtml?sw77>, Stand: 19.06.2011
- [149] DEGENHART, Heinrich ; INSTITUT FÜR WIRTSCHAFTSRECHT (IFWR) DER LEUPHANA UNIVERSITÄT LÜNEBURG (Hrsg.): *Die Finanzierung von Biomasse-Nahwärme-Genossenschaften. Ein Überblick*. Lüneburg : http://www.leuphana.de/fileadmin/user_upload/Forschungseinrichtungen/ifwr/files/Arbeitspapiere/WPBL-No6.pdf, 2010 (Arbeitspapierreihe Wirtschaft & Recht). – Stand: 12.06.2011
- [150] *Friedrich-Wilhelm Raiffeisen ENERGIE eG*. Bad Neustadt : <http://www.raiffeisen-energie-eg.de/index.php>, Stand: 19.06.2011
- [151] *Fernwärme Marktoberdorf eG*. <http://www.fernwaerme-marktoberdorf.de/>, Stand: 19.06.2011
- [152] *Vergütungssätze und Degressionsbeispiele nach dem neuen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vom 31. Oktober 2008 mit Änderungen vom 11. August 2010*. Berlin : http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_2009_verguetungsdegression_bf.pdf, Stand: 20.06.2011. – BMU Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
- [153] *Prognose der EEG-Umlage 2012 nach AusglMechAV: Prognosekonzept und Berechnung der ÜNB*. Hamburg : http://www.eeg-kwk.net/de/file/Foliensatz_zur_Veroeffentlichung_EEG-Umlage_2012final.pdf, Stand: 27.06.2011. – Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber
- [154] *Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*. <http://www.eeg-kwk.net/de/EEG-Umlage.htm>, Stand: 27.06.2011
- [155] *Strompreisanalyse Haushaltsstrom März 2011*. http://bdew.de/internet.nsf/id/DE_20100311_PM_46_Prozent_des_Strompreises_sind_Steuern_und_Abgaben/\protect\T1\textdollarfile/Musterhaushalt%202011%20Unterteilung%20staatliche%20Steuern%20und%20Abgaben.pdf, Stand: 20.06.2011. – BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
- [156] *Bundeskabinett bestätigt Anpassung bei Solarförderung und Grünstrom-Privileg: Neuregelungen bei Biogas-Förderung ab 2012 angekündigt*. Berlin : <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/46971/40727/>, Stand: 20.06.2011. – BMU Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

- [157] KASERER, Christoph: *Investition und Finanzierung case by case: Mit 54 Tabellen und CD-ROM*. 3., überarb. und aktualisierte Aufl. Frankfurt, M : Verl. Recht und Wirtschaft, 2009. – ISBN 3800550156
- [158] KOST, Christoph ; SCHLEGL, Thomas ; FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME ISE (Hrsg.): *Studie Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*. Freiburg : <http://www.ise.fraunhofer.de/veroeffentlichungen/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien>, Stand: 27.06.2011
- [159] WISSEL, S. ; RATH-NAGEL, S. ; BLESLE, M. ; FAHL, U. ; VOSS, A. ; INSTITUT FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT UND RATIONELLE ENERGIEANWENDUNG (Hrsg.): *Stromerzeugungskosten im Vergleich*. Stuttgart : http://www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/arbeitsberichte/Arbeitsbericht_04.pdf, Stand: 27.06.2011 (Arbeitsbericht)
- [160] *Results of ExternE (Figures of the National Implementation phase)*. Stuttgart : <http://www.externe.info/>, Stand: 27.06.2011. – Externalities of Energy A Research Project of the European Commission