

# StroMiS

## Studie zur technisch-wirtschaftlichen Analyse der Stromerzeugung aus Mikrokraftwerken in Serienfertigung

Lehrstuhl für Fertigungsautomatisierung und Produktionssystematik (FAPS)  
Fraunhofer-Institut für Produktionstechnik und Automatisierung (IPA)  
Fraunhofer-Einrichtung für Gießerei-, Composite- und Verarbeitungstechnik (IGCV)  
Technische Universität München (TUM)  
Lehrstuhl für Elektrische Energiesysteme (EES)

Primärenergie	Merkmale der Mikrokraftwerkstypen				
Sonne		<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Häusliche Solarenergienutzung durch Photovoltaik</li><li>▪ Wartungsarmer Betrieb durch ruhende Komponenten</li></ul>			
Wind		<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Nicht auf ausgewiesene Flächen beschränkt</li><li>▪ Leichtbau durch Faserverbundwerkstoffe</li><li>▪ Energiegewinnung bei geringen Windgeschwindigkeiten</li></ul>			
Wasser		<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Kompakte und wartungsarme Lösung</li><li>▪ Hoher Energieertrag durch Dauerbetrieb</li></ul>			
Biomasse		<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Regenerativer witterungsunabhängiger Energieträger</li><li>▪ Hohe Dezentralität vor allem in ländlichen Regionen</li></ul>			
Querschnitts-Befähigertechnologien	Energie-speicher	Folien-druck	Klein-generatoren	GFK-Herstellung	Elektrisches Netz

gefördert von:



koordiniert von:



# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>EINLEITUNG .....</b>	<b>1</b>
1.1	Produkte sind deutlich günstiger, schneller lieferbar und besitzen signifikant höhere Qualität und Zuverlässigkeit .....	1
1.2	Strommix Deutschland und Bayern .....	3
1.3	Installierte Anlagengrößen und branchenspezifische Definitionen von Mikrokraftwerken .....	7
1.4	Veränderung der Erzeugungsstruktur im Stromnetz.....	8
<b>2</b>	<b>TECHNOLOGISCH-WIRTSCHAFTLICHE RAHMENBEDINGUNG .....</b>	<b>11</b>
<b>3</b>	<b>TECHNOLOGIESPEZIFISCHER STAND DER TECHNIK HINSICHTLICH REGENERATIVEN ENERGIETRÄGERN.....</b>	<b>15</b>
3.1	Windkraft in Bayern .....	15
3.1.1	Funktionsprinzip und Komponenten von Windkraftanlagen .....	16
3.1.2	Großwindkraftanlagen.....	17
3.1.3	Mikrowindkraftanlagen.....	18
3.1.4	Target Costing von Mikrowindkraftanlagen.....	18
3.1.5	Anforderungen hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit und Befähigertechnologien - (Definition von Zielkosten) .....	20
3.1.6	Sonstige Anforderungen und Hemmnisse bei Kleinwindkraftanlagen.....	21
3.1.7	Forschungsbedarf .....	22
3.2	Wasserkraft in Bayern .....	22
3.2.1	Stand der Technik im Bereich der Wasserkraft.....	23
3.2.2	Kostenbetrachtung heutiger Wasserkraftanlagen .....	32
3.2.3	Target-Costing-Modell für Mikrowasserkraftanlagen .....	36
3.2.4	Fazit im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit von Mikrowasserkraftanlagen....	39
3.3	Solarenergie in Bayern .....	40
3.3.1	Einsatzpotenziale neuer Solarzellentechnologien .....	44
3.3.2	Kostenstruktur aktueller Photovoltaiksysteme .....	45
3.3.3	Target Costing von Photovoltaiksystemen .....	47
3.3.4	Fazit und detektierter Forschungsbedarf.....	50
3.4	Biomasse in Bayern .....	51
<b>4</b>	<b>BEFÄHIGENDE QUERSCHNITTSTECHNOLOGIEN .....</b>	<b>55</b>
4.1	Kosteneffiziente Fertigungstechnologien .....	55
4.2	Kostengünstige Kleingeneratoren .....	56

---

4.3	Dielektrische Elastomergeneratoren .....	62
5	NETZINTEGRATION.....	67
5.1	Anwendungsbereich und Netzverknüpfung.....	67
5.2	Gültige Normen und Vorschriften .....	68
5.3	Netzintegration einer Vielzahl von Mikrokraftwerke .....	71
5.4	Forschungs-, Entwicklungs- und Umsetzungsbedarf .....	79
6	SPEICHERTECHNOLOGIEN UND -STRATEGIEN .....	85
6.1	Stand der Technik: Batteriespeicher- und Heimspeichersysteme .....	85
6.2	Markteinschätzung durch die Expertenbefragung: Potentiale und Hemmnisse .....	88
6.3	Auslegung von Energiespeichern für Mikrokraftwerke .....	90
6.4	Wirtschaftliche Betrachtung der Möglichkeit zur Integration von Batteriespeicher in Mikrokraftwerke .....	93
7	ZUSAMMENFASSUNG UND HANDLUNGSEMPFEHLUNG .....	98
8	DANKSAGUNG .....	102
	LITERATURVERZEICHNIS .....	104

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Durchschnittlicher Preis in US\$/kWh für Batteriepakete von Elektroautos (Datenquelle: McKinsey) .....	2
Abbildung 2: Entwicklung der Endkundenpreises von Solarmodulen für fertig installierte Aufdachanlagen bis 10 kWp ohne Umsatzsteuer (Datenquelle: Bundesverband Solarwirtschaft) .....	3
Abbildung 3: Anteil der erneuerbaren Energieträger am Primärenergieverbrauch in Deutschland und Bayern von 1990 bis 2016 (Datenquelle: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit) .....	4
Abbildung 4: Anteil der erneuerbaren Energieträger am Endenergieverbrauch in Deutschland und Bayern von 2005 bis 2016 (Datenquelle: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit) .....	5
Abbildung 5: Anteil der erneuerbaren Energieträger am Stromverbrauch in Deutschland und Bayern von 1990 bis 2016 (Datenquelle: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit) .....	5
Abbildung 6: Bruttostromerzeugung in Bayern nach Energieträgern in 2016; Werte in Prozent (Datenquelle: Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie 2016, Bayerisches Energieprogramm).....	6
Abbildung 7: Wandel der Erzeugungsstruktur des elektrischen Energiesystems in Deutschland .....	9
Abbildung 8: Exemplarisches Kennlinienfeld der Lebenszykluskosten pro Anwendungsfall.....	12
Abbildung 9: Wirkungskette und Umwandlungsstufen einer Windkraftanlage [8].....	16
Abbildung 10: Schematische Darstellung der wesentlichen Bauformen von Mikrowindkraftanlagen... ..	18
Abbildung 11: Kennfeld der Investitionskosten von Mikrowindkraftanlagen .....	19
Abbildung 12: Prozentuale Kostenzusammensetzung der wichtigsten Komponenten einer WEA.....	20
Abbildung 13: Komponenten einer Wasserkraftanlage (Bildquelle: Bayerische Landeskraftwerke GmbH).....	24
Abbildung 14: Aufbau einer Wasserkraftschnecke (Bildquelle: Rehart Power) .....	27
Abbildung 15: Aufbau eines Smart Monofloats (Bildquelle: Smart Hydro Power) .....	27
Abbildung 16: Aufbau eines Smart Free Stream (Bildquelle: Smart Hydro Power) .....	28
Abbildung 17: Aufbau eines Mikrokraftwerks auf Basis von dielektrischen Elastomergeneratoren (Bildquelle: Fraunhofer ISC) .....	30
Abbildung 18: Vergleich der Kostenverteilung von Großkraftwerken und Mikrokraftwerken (vgl. [30])	32
Abbildung 19: Mittlere Investitionskosten für den Neubau von Wasserkraftanlagen nach Leistungsklasse (vgl. [26]) .....	34
Abbildung 20: Stromgestehungskosten für den Neubau von Wasserkraftanlagen in Abhängigkeit der installierten Leistung (vgl. [33, 26]) .....	34
Abbildung 21: Gegenüberstellung der Investitionskosten für Anlagen mit einer Leistung von 5 kW ....	35
Abbildung 22: Anteil der Anlagenkomponenten an den Gesamtkosten.....	36
Abbildung 23: Kennfeld der Lebenszykluskosten pro Anwendungsfall im Bereich Wasserkraft .....	38
Abbildung 24: Effizienzsteigerung der Photovoltaikherstellung in Abhängigkeit von der kumulativen globalen Produktion an PV. (Bildquelle [36]) .....	41
Abbildung 25: NREL Effizienz Chart für die einzelnen PV Technologien (Bildquelle [37]) .....	43

---

Abbildung 26: Entwicklung der Systempreiskosten für fertig installierte Aufdachanlagen von 10-100 kWp in Deutschland (Datenquelle [38]) .....	46
Abbildung 27: Kennfeld der Investitionskosten von konventionellen PV-Anlagen unter aktuellen Betriebs- und Installationskosten .....	48
Abbildung 28: Kennfeld der Investitionskosten von konventionellen PV-Anlagen unter der Prämisse einer vereinfachten und standardisierten Installation .....	49
Abbildung 29: Kennfeld der Investitionskosten von organischen PV-Anlagen unter der Prämisse einer Großserienproduktion auf Folienbasis und der Integration in vorhanden Strukturelemente.....	50
Abbildung 30: Methanogenese in einer Biogasanlage (vgl. [40]).....	51
Abbildung 31: Aufbau und Elemente einer Biogasanlage (vgl. [40]).....	53
Abbildung 32: Bauarten elektrischer Maschinen im Überblick .....	57
Abbildung 33: Kriterien für die Auswahl einer Generatortopologie .....	59
Abbildung 34: Entwicklung der Rohstoffpreise für Aluminium und Kupfer zwischen 1960 und 2017 gemäß Datenerhebung der World Bank .....	61
Abbildung 35: Aufbau eines dielektrischen Elastomergenerators.....	62
Abbildung 36: Skizzierte Funktionsweisen des generatorischen Betriebs dielektrischer Elastomere bei konstanten Parametern zwischen Z2 und Z3: konstante Ladung (a), konstante Spannung (b) und konstantes elektrisches Feld (c). .....	63
Abbildung 37: Gewinnung elektrischer Energie aus der Bewegung durch Meereswellen mittels dielektrischer Elastomergeneratoren im Rahmen des Forschungsprojekts EPoSil. Grafik: Bosch.....	65
Abbildung 38: Beispielhafter Aufbau eines Niederspannungsnetzes als offenes Ringnetz mit den wesentlichen Elementen (nach [76]).....	72
Abbildung 39: Vereinfachte Darstellung der Spannung an einem Netzstrahl bei Einspeisung und Verbrauch (nach [76]) .....	73
Abbildung 40: Exemplarischer Verlauf der PWM eines 2-Level-Wechselrichters. Referenznetzspannung (blau), Trägerspannung (grau), Ausgangsspannung (rot).....	75
Abbildung 41: Darstellung des betrachteten Eigenverbrauchsystems.....	91
Abbildung 43: Zusammensetzung der Batteriekosten nach [86].....	96
Abbildung 44: Kostenanteile am Maschinen- und Anlagen-Investment nach Produktionsschritten [87] .....	97

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Struktur der in Bayern installierten Photovoltaikanlagen 2016 (Datenquelle: Energie-Atlas Bayern) .....	7
Tabelle 2: Struktur der in Bayern installierten Wasserkraftanlagen 2016 (Datenquelle: Energie-Atlas Bayern) .....	7
Tabelle 3: Struktur der in Bayern installierten Windkraftanlagen ohne Kleinwindenergie 2016 (Datenquelle: Energie-Atlas Bayern) .....	8
Tabelle 4: Strompreis und Zinssätze für verschiedene Anwendungsbereiche [5] .....	11
Tabelle 5: Leistungsklassen Kleinwindkraftanlage [11] .....	15
Tabelle 6: Stromgestehungs- und spezifische Anlagenkosten große Windkraftanlagen [7] .....	17
Tabelle 7: Berechnete Zielkosten Komponenten Mikrowindkraftanlage 1 kW .....	21
Tabelle 8: Klassifizierung von Wasserkraftanlagen nach installierter Leistung .....	24
Tabelle 9: Übersicht über die betrachteten Mikrowasserkrafttechnologien .....	30
Tabelle 10: Getroffene Annahmen zur Berechnung des Target-Costings für Mikrowasserkraftanlagen .....	37
Tabelle 11: Vergleich der unterschiedlichen Funktionsweisen dielektrischer Elastomergeneratoren ..	64
Tabelle 12: Einspeisevergütung und Differenz zu den Stromkosten im Oktober 2018 lt. Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017 .....	94

---

# 1 Einleitung

Anlagen zur Erzeugung von elektrischem Strom folgten bisher dem Paradigma der Verfahrenstechnik: Je größer, desto wirtschaftlicher (Efficiency of Size). So wuchs die Leistungen von Wind-, Kern- und fossilen Kraftwerken in den letzten Jahren kontinuierlich an. Mit deren Größe steigen jedoch die Bau- und Inbetriebnahmezeiten sowie das Betriebsrisiko und die Akzeptanz der Bevölkerung sinkt.

Gleichzeitig entsteht mit dem immensen Produktionsvolumen von Photovoltaik-Zellen zur Stromerzeugung eine starke wirtschaftliche Konkurrenz für die etablierten Technologien. Hier wirkt das Gesetz der Produktionstechnik: Je größer die Stückzahl, desto günstiger werden die Produkte (Economies of Scale).

Die Studie zur technisch-wirtschaftlichen Analyse von Kleinkraftwerken, die in Serie produziert, dezentral betrieben und in intelligenten Netzen verbunden werden, zeigt grundsätzlich auf, dass die folgenden Effekte im Wettbewerb zu den bisher verfolgten Größenvorteilen beim Wirkungsgrad den massiven Einsatz von Kleinkraftwerken wettbewerbsfähig machen können:

- Die enormen Kostendegressionen bei steigenden Stückzahlen kleinerer Anlagen überkompensieren den Verlust der positiven Effekte durch Größe, ohne die erhöhten Risiken in Kauf nehmen zu müssen.
- Signifikant größere Produktionsvolumina ermöglichen den Wechsel zu Technologien mit deutlich besseren Leistungswerten und niedrigeren Kosten.
- Akzeptanz, Energieautonomie sowie Umweltverträglichkeit können mit kleineren Anlagen deutlich besser erzielt werden.
- Durch die um Größenordnungen reduzierten Einmalaufwendungen wird die Stromerzeugung demokratisiert und nahezu jeder Stromkonsument kann die Vorteile zur Energiekostensenkung, zur Erhöhung der Energieautonomie und zur Erhöhung der Umweltfreundlichkeit eigenverantwortlich nutzen. Damit sinken umgekehrt die zentral bei den Energieversorgern erforderlichen Investitionen für die Stromerzeugung und den Stromtransport.

## 1.1 Produkte sind deutlich günstiger, schneller lieferbar und besitzen signifikant höhere Qualität und Zuverlässigkeit

Die These, dass „die Degression der Herstellkosten durch eine industrielle Serienproduktion von Kleinstkraftwerken die derzeit verfolgten vermeintlichen Größenvorteile überkompensiert und zu einer insgesamt wirtschaftlicheren, risikoärmeren und sichereren, für die Bürger annehmbareren und umweltfreundlicheren Stromerzeugung führt“, beruht auf folgenden Gedanken:

- Einerseits sind wenige große Kraftwerke attraktiv, da es Skaleneffekte der Größe gibt, wie z. B. steigende Effizienz bei großen Turbinen. [1]

- Andererseits besitzen viele kleine Kraftwerke den Vorteil der Skaleneffekte der Stückzahlen, welche zu einer signifikanten Kostenreduktion in der Herstellung, Errichtung und Wartung führen.

Folgende Beispiele zeigen den Effekt der Stückzahldegression eindrucksvoll:

- Dieser Skaleneffekt zeichnete sich erstmals bei der Einführung der Serienfertigung bei Ford ab. Durch die Einführung der Fließbandproduktion konnten der Verkaufspreis von 850 \$ (ca. 18.630 € in heutiger Kaufkraft) auf 370 \$ (ca. 8.110 €) gesenkt werden. Zudem war das Fahrzeug durch die industrielle Produktionsweise schneller lieferbar und die Qualität konnte durch die Standardisierung der Prozesse gesteigert werden. [2]
- und zeigte sich eindrucksvoll bei den Anschaffungskosten von Computern, als diese den Sprung vom industriellen Produkt mit geringen Stückzahlen in den Endverbrauchermarkt mit einer standardisierten Massenproduktion schafften.
- Ein aktuelles Produktbeispiel dieser Kostendegression sind Beschleunigungssensoren, deren Kosten sich im Zeitraum von 1990 bis 1994 durch die Verwendung in Airbag-Systemen und die damit verbundene Stückzahlsteigerung auf ein Zehntel reduzierten. Dieser Trend verschärfte sich durch den Einsatz dieser Sensoren in Smartphones und den damit einhergehenden Stückzahlen eines Consumer-Produkts. Aktuell hat sich der Preis für Beschleunigungssensoren im Vergleich zu 1990 um den Faktor 1.000 reduziert.

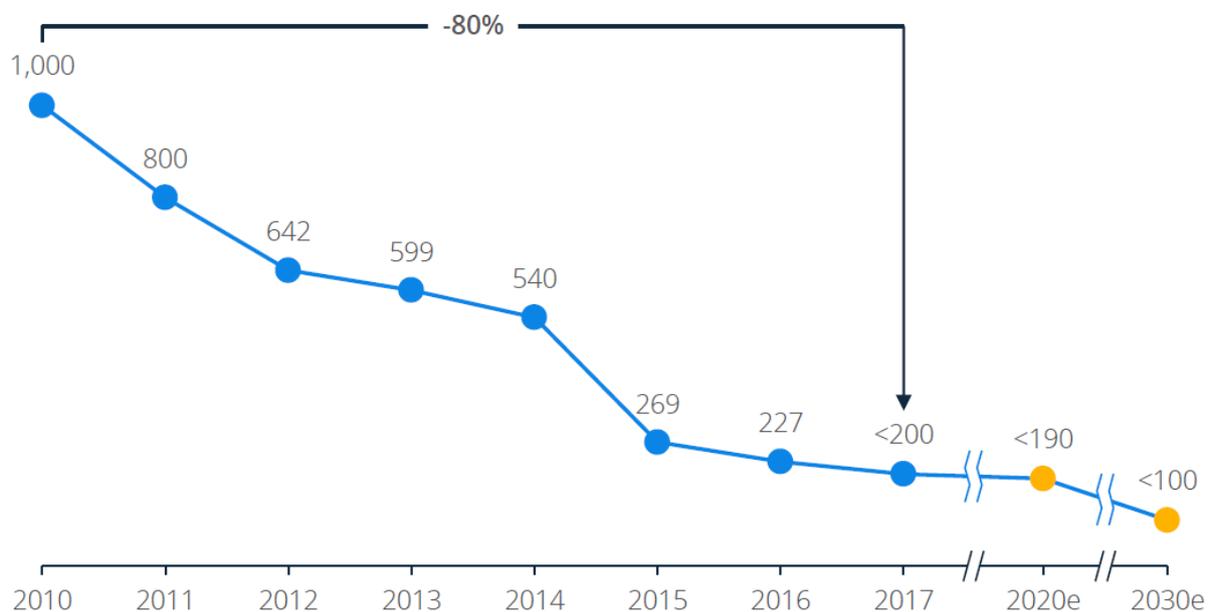


Abbildung 1: Durchschnittlicher Preis in US\$/kWh für Batteriepakete von Elektroautos (Datenquelle: McKinsey)

Auch im Bereich Energie gibt es zwei aktuelle Beispiele. **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** zeigt die aktuelle und erwartete durchschnittliche

Preisentwicklung der Batteriepakete von Elektroautos. Es wird erwartet, dass der Preis von 1.000 US\$/kWh im Jahr 2010 bis zum Jahr 2030 auf 100 US\$/kWh sinkt.

Als zweites Beispiel ist die Kostendegression von PV-Modulen aus Silizium zu nennen, die bei ihrer Markteinführung auf Subventionen angewiesen waren und aufgrund der breiten Marktdurchdringung und standardisierten Produktionsprozesse aktuell in Deutschland die günstigste Art der Stromerzeugung darstellt.

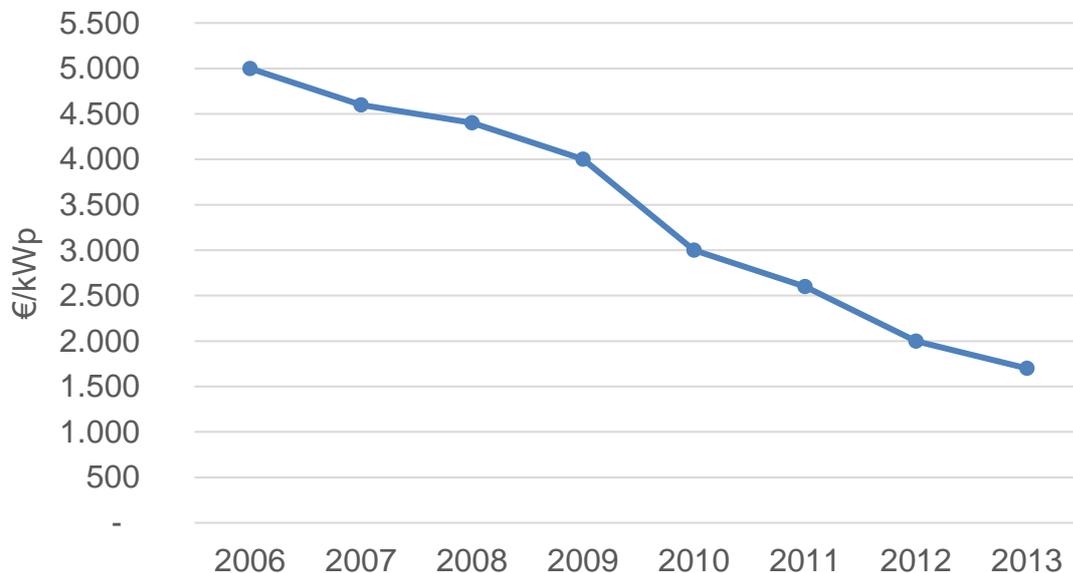


Abbildung 2: Entwicklung der Endkundenpreises von Solarmodulen für fertig installierte Aufdachanlagen bis 10 kWp ohne Umsatzsteuer (Datenquelle: Bundesverband Solarwirtschaft)

## 1.2 Strommix Deutschland und Bayern

Der Anteil erneuerbarer Energieträger am Endenergieverbrauch im Allgemeinen und dem Stromverbrauch im Speziellen ist sowohl in der Politik als auch in der Gesellschaft ein viel diskutiertes Thema. Als erneuerbare Energieträger werden dabei Energien aus Quellen bezeichnet, die entweder permanent vorhanden sind, sich kurzfristig von selbst erneuern oder deren Nutzung nicht zur Erschöpfung der Quelle beiträgt. Zu den erneuerbaren Energien zählen Wasserkraft, Windkraft, Solarenergie, Biomasse (inkl. Deponie- und Klärgas), Biogas, Meeresenergie sowie aerothermische, geothermische und hydrothermische Energie.

Die erneuerbaren Energien stellen neben der Energieeinsparung und der Steigerung der Energieeffizienz einen wichtigen Baustein in der Energiewende dar. Die bereits seit geraumer Zeit forcierte Nutzung von Sonne, Wind, Biomasse, Wasser und Erdwärme für die Bereitstellung von Strom, Wärme und Kraftstoffen soll nach den politischen Zielstellungen weiter ausgebaut werden. Hierdurch soll ein erheblicher Beitrag zum Klimaschutz geleistet werden, da der Einsatz von fossilen Brennstoffen ersetzt und die Emission des klimaschädlichen Kohlendioxids vermieden wird. Über den Kli-

maschutz hinaus vermindern erneuerbare Energien die Abhängigkeit von Energieimporten, dienen - wegen der begrenzten Reichweiten von Kohle, Öl und Erdgas - der Ressourcenschonung und stärken regionale Wirtschaftskreisläufe.

Auf Bundes- und Länderebene wurden diese Zielstellungen durch unterschiedliche Maßnahmen und Beschlüsse mit messbaren Zielgrößen konkretisiert. Das Energiekonzept der Bundesregierung vom 28.09.2010 sieht eine Erhöhung des Anteils an erneuerbarer Energie am Bruttoendenergieverbrauch auf 18 % bis 2020, 30 % bis 2030, 45 % bis 2040 und 60 % bis 2050 vor. Der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen am Bruttostromverbrauch soll bundesweit auf 35 % bis 2020, 50 % bis 2030, 65 % bis 2040 und 80 % bis 2050 angehoben werden.

Auf der Länderebene wurden zur Erreichung der Bundesziele je Bundesland spezifische Strategien erarbeitet. Die Bayerische Nachhaltigkeitsstrategie in der Fassung von 2017 sieht dabei eine Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch auf 20 % bis 2025 vor. Im gleichen Zeitraum soll der Anteil der erneuerbaren Energieträger an der Stromerzeugung auf 70 % gesteigert werden.

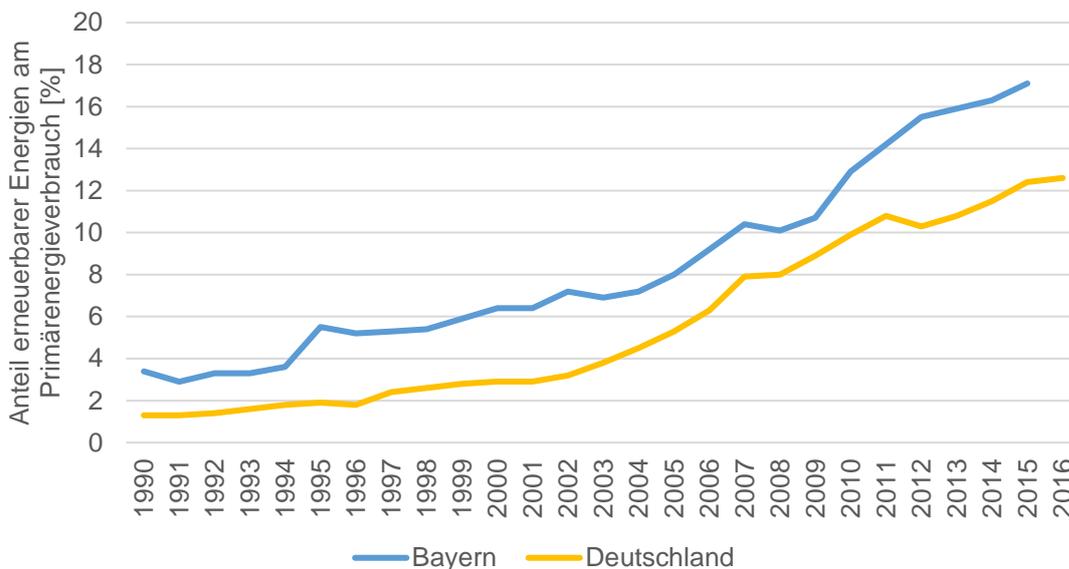


Abbildung 3: Anteil der erneuerbaren Energieträger am Primärenergieverbrauch in Deutschland und Bayern von 1990 bis 2016 (Datenquelle: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit)

**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** zeigt den Anteil der erneuerbaren Energieträger am Primärenergieverbrauch in Deutschland in Summe und für Bayern im Speziellen. Der Primärenergieverbrauch ist hierbei als der Verbrauch an primären Energieträgern definiert, die noch keiner Umwandlung unterworfen wurden. Dazu zählen Stein- und Braunkohle, Erdöl, Erd- und Grubengas aber auch die erneuerbaren Energien, Atomenergie sowie Abfälle die zur Energiegewinnung verwertet werden. Der Verbrauch ergibt sich aus der Gewinnung dieser Energieträger im Land,

den Bezügen und Lieferungen über die Landesgrenzen und aus den erfassten Lagerbestandsänderungen.

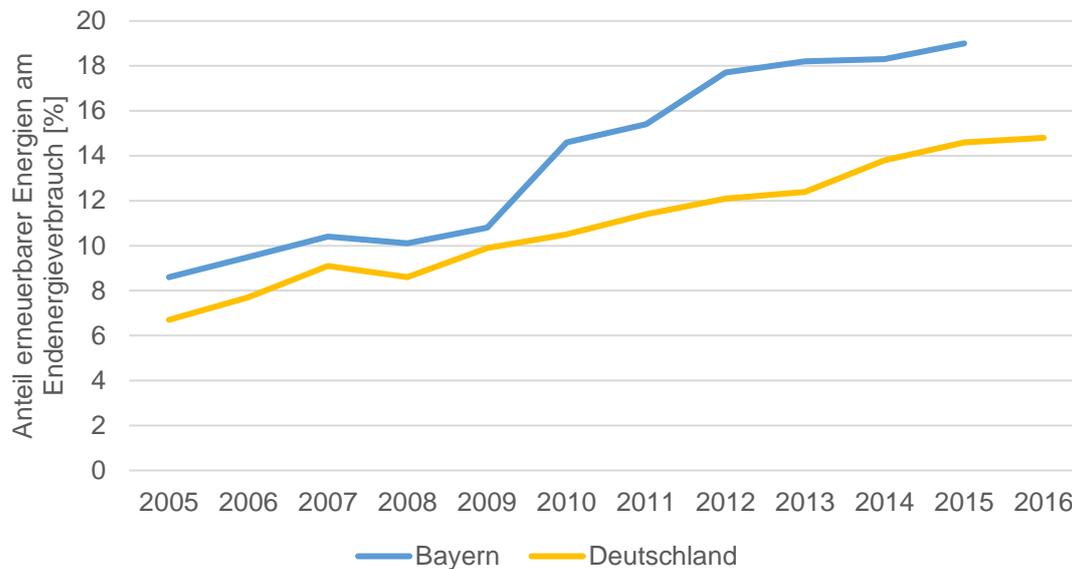


Abbildung 4: Anteil der erneuerbaren Energieträger am Endenergieverbrauch in Deutschland und Bayern von 2005 bis 2016 (Datenquelle: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit)

Abbildung 4 zeigt den Anteil der erneuerbaren Energieträger am Endenergieverbrauch in Deutschland in Summe und für Bayern im Speziellen. Der (Brutto-) Endenergieverbrauch gibt Auskunft über die Verwendung der aus den primären Energieträgern erzeugten Energie (z. B. Strom oder Wärme) in Industrie, Verkehr, Haushalte und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen unter Berücksichtigung des Eigenverbrauchs der Kraftwerke und der Transport- und Leitungsverluste.

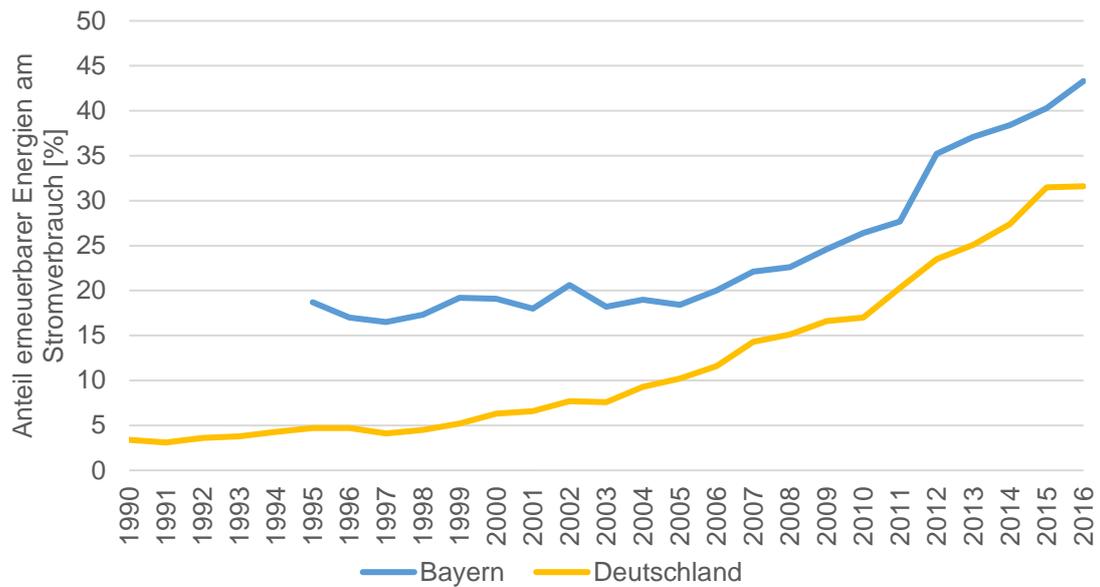


Abbildung 5: Anteil der erneuerbaren Energieträger am Stromverbrauch in Deutschland und Bayern von 1990 bis 2016 (Datenquelle: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit)

Abbildung 5 zeigt den Anteil der erneuerbaren Energieträger am Endenergieverbrauch in Deutschland in Summe und für Bayern im Speziellen.

Der (Brutto-) Stromverbrauch setzt sich zusammen aus der Nettostromerzeugung, dem Austauschsaldo über die Landesgrenzen, dem Eigenverbrauch der Kraftwerke und den Netzverlusten. Der Stromverbrauch eines Landes berücksichtigt die Im- und Exporte. In Bayern setzte sich die Stromerzeugung 2016 in Bezug auf die Energieträger zudem gemäß Abbildung 6 zusammen.

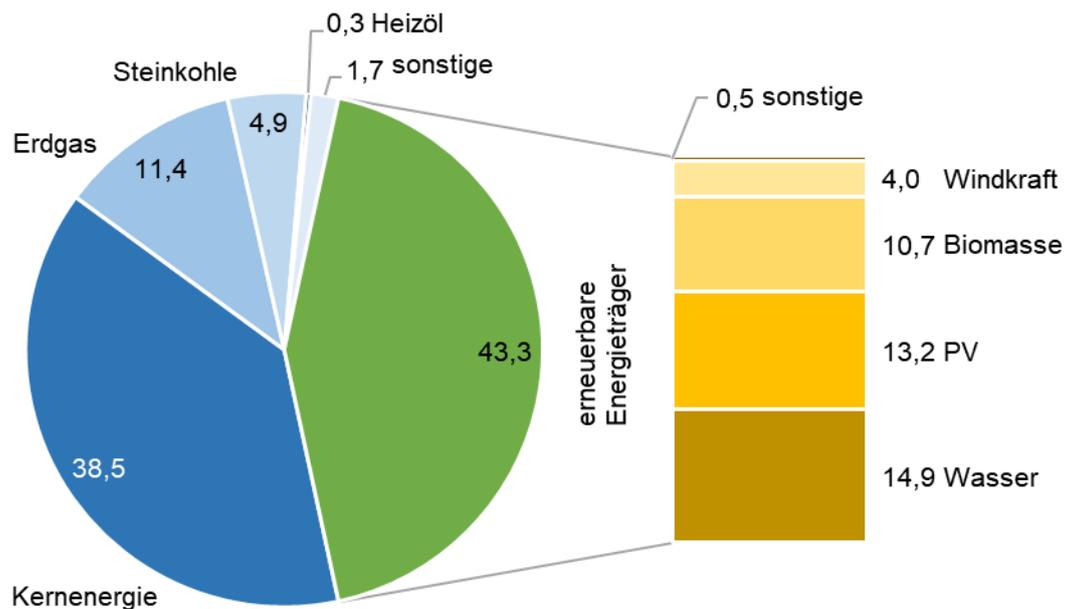


Abbildung 6: Bruttostromerzeugung in Bayern nach Energieträgern in 2016; Werte in Prozent (Datenquelle: Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie 2016, Bayerisches Energieprogramm)

Die gesamte bayerische Stromerzeugung lieferte für 2016 einen Wert von 81.527 GWh. Erdgas steigerte seinen Anteil an der bayerischen Stromerzeugung auf 9.326 GWh. Der Anteil der Steinkohle betrug 4.006 MWh. Während deutschlandweit die Braunkohle ein wichtiger Energieträger bei der Stromerzeugung ist, kam Braunkohlen im bayerischen Kraftwerkspark 2016 nicht zum Einsatz. Die erneuerbaren Energien trugen mit 35.297 GWh zur Bruttostromerzeugung bei, was einen Anteil von 43,3 % ausmacht. Die erneuerbaren Energien übernahmen damit 2016 erstmalig den Spitzenplatz von der Kernenergie, welche mit 31.387 GWh zur bayerischen Bruttostromerzeugung beitrug.

Wichtigste regenerative Energiequelle war auch im Berichtszeitraum 2016 die traditionell in Bayern starke Wasserkraft mit 12.140 GWh. Die Stromerzeugung aus Windkraft, bei der Bayern geo- und topographische Nachteile bei Großanlagen im Vergleich zur Mitte und zum Norden Deutschlands hat, betrug 3.235 GWh. Im Vergleich zur gesamten Stromerzeugung bleibt sie jedoch mit einem Anteil von knapp 4 % aktuell von untergeordneter Bedeutung. Des Weiteren betrug die Stromerzeugung aus Biomasse 8.726 GWh. Die Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen belief sich 2016 auf 10.806 GWh und stellt somit nach der Wasserkraft die zweitwichtigste regenerative Art der Stromerzeugung in Bayern dar.

### 1.3 Installierte Anlagengrößen und branchenspezifische Definitionen von Mikrokraftwerken

Wie aus den vorangegangenen Ausführungen ersichtlich wird, sind die regenerativen Kraftwerke auf Basis der Primärenergieträger Wind, Wasser und Sonne sowie Biogas

die ertragsstärksten Systeme im bayerischen Strommix. Hinsichtlich der aktuell installierten Anlagentechnik und der gängigen Bauformen, definiert sich der in der Studie adressierte Begriff der Kleinst- und Mikrokraftwerke branchenspezifisch. Tabelle 1 gibt einen Überblick der mittleren in Bayern installierten Photovoltaikanlagen sowie den Anteil an der erzeugten Strommenge.

*Tabelle 1: Struktur der in Bayern installierten Photovoltaikanlagen 2016 (Datenquelle: Energie-Atlas Bayern)*

	<b>bis 10 kWp</b>	<b>10 kWp bis 100 kWp</b>	<b>100 kWp bis 1 MWp</b>	<b>größer 1 MWp</b>
<b>Anzahl der Anlagen [Stck.]</b>	266.456	237.692	7.665	915
<b>erzeugte Strommenge in [Mio. kWh]</b>	1.423	5.350	1.662	2.371

Als Klein- und Mikrokraftwerke werden in diesem Segment aktuell Anlagen bis 10 kWp definiert, die sich bayernweit auf vielen Einfamilien- oder Reihenhäusern finden lassen. [3]

Einen Überblick der Struktur von Wasserkraftwerken ohne Pumpspeicherkraftwerke in Bayern 2016 liefert Tabelle 2.

*Tabelle 2: Struktur der in Bayern installierten Wasserkraftanlagen 2016 (Datenquelle: Energie-Atlas Bayern)*

	<b>bis 100 kW</b>	<b>100 kW bis 1 MW</b>	<b>1 MW bis 10 MW</b>	<b>größer 10 MW</b>
<b>Anzahl der Anlagen [Stck.]</b>	3.462	499	165	61
<b>erzeugte Strommenge in [Mio. kWh]</b>	433	745	3.196	8.093

Im Segment der Wasserkraft werden Anlagen bis zu einer Leistung von 100 kW als Kleinstkraftanlagen bezeichnet, die in Bayern einen Anteil von über 80 % der installierten Anzahl ausmachen. Als Großkraftanlagen spricht man ab einer Ausbauleistung von mehr als 1 MW. [3]

Die Struktur von Windkraftanlagen 2016 in Bayern 2016 kann Tabelle 3 entnommen werden.

*Tabelle 3: Struktur der in Bayern installierten Windkraftanlagen ohne Kleinwindenergie 2016 (Datenquelle: Energie-Atlas Bayern)*

	<b>70 kW bis 1 MW</b>	<b>1 MW bis 2 MW</b>	<b>2 MW bis 3 MW</b>	<b>größer 3 MW</b>
<b>Anzahl der Anlagen [Stck.]</b>	126	102	573	198

---

erzeugte Strom- menge in [Mio. kWh]	77	192	2.059	933
-------------------------------------------	----	-----	-------	-----

---

Im Segment der Windenergieanlagen spiegelt in Bayern die Leistungsgröße in aller Regel das Alter der jeweiligen Anlagen wider. Während im Jahr 2001 noch überwiegend Anlagen mit 500 oder 600 kW errichtet wurden, führten bereits 2002 Anlagen-  
größen von 1,0 bis 1,8 MW den Zubau an. Seit 2013 entfällt rund ein Drittel aller ge-  
bauten Anlagen in Bayern auf den Leistungsbereich ab 3 MW. Neuanlagen mit weni-  
ger als 2 MW Nennleistung werden seit 2008 praktisch nicht mehr in Betrieb genom-  
men. 2017 liegt daher die durchschnittliche Anlagenleistung in Bayern bei 2,8 MW. Die  
Abgrenzung zwischen Klein- und Großwindanlagen bietet die DIN EN 61400-2 bei ei-  
ner überstrichenen Rotorfläche von 200 m<sup>2</sup>, bei der sich Windenergieanlagen bis ca.  
70 kW realisieren lassen. In Bayern gibt es eine Vielzahl von Kleinwindanlagen, die  
hauptsächlich dem Eigenverbrauch der privaten oder gewerblichen Betreiber dienen.  
Für diese Anlagen gibt es jedoch kein öffentliches Anlagenregister. [3]

Im Bereich der Biomasse sind in Bayern 2016 in Summe 3.700 Anlagen in Betrieb, die  
eine Strommenge von 8.726 Mio. kWh erzeugten. Eine Definition von Klein- oder Mik-  
roanlagen ist in dieser Branche nicht geläufig. In der Forschung wurden jedoch Anla-  
gen im kleinen Maßstab konzipiert, die ein Substrat mit einem relativ niedrigen Gehalt  
an Organik aufweisen und nicht kommerziell betrieben werden. [3]

#### 1.4 Veränderung der Erzeugungsstruktur im Stromnetz

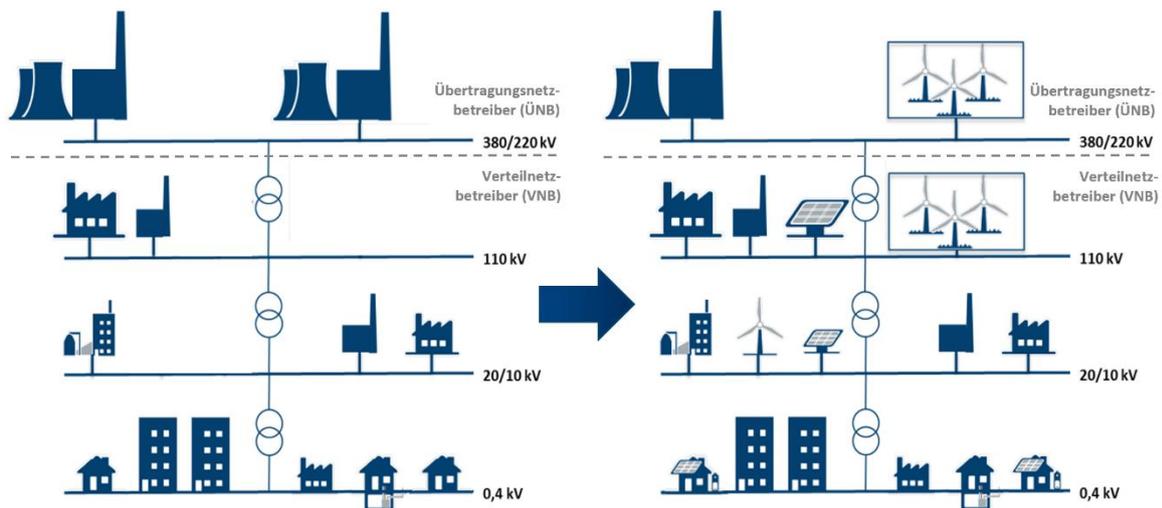
In der Energieversorgung geschieht der Anschluss jeder Erzeugungs- und Ver-  
brauchsanlage gemäß der vereinbarten Anschlussleistung. Dabei wird die wirtschaft-  
lichste Spannungsebene für die jeweilige Erzeugungs- und Verbrauchsanlage ge-  
wählt. Der Anschluss in höheren Spannungsebenen führt zu höheren Investitionsauf-  
wand durch den größeren Isolationsaufwand, ermöglicht jedoch im Netzbetrieb die  
Energieübertragung bei niedrigerer Stromstärke und Netzbelastung.

Diese physikalisch und ökonomisch bedingten Gesetzmäßigkeiten haben zu einer kla-  
ren Hierarchie im elektrischen Energiesystem geführt. Großkraftwerke und großen In-  
dustriebetriebe sind in den hohen Spannungsebenen angeschlossen, die Haushalts-  
kunden und Kleingewerbe hingegen in den niedrigeren Spannungsebenen. Somit exis-  
tierte eine definierte Stromflussrichtung von den höheren Spannungsebenen zu den  
niedrigen Spannungsebenen.

Im Zuge der „Energiewende“ wurden regenerative Erzeugungsanlagen verschiedener  
Leistungsklassen in allen Spannungsebenen angeschlossen. Aufgrund des Mehran-  
gebots an elektrischer Erzeugungsleistung und des dadurch gesunkenen Großhan-  
delspreises für elektrischen Strom wird der wirtschaftliche Betrieb konventioneller  
Kraftwerke erschwert. Dadurch ergibt sich der Strukturwandel des elektrischen Ener-  
giesystems in Deutschland, welcher in Abbildung 7 illustriert ist. Evident ist, dass

Großkraftwerke in den hohen Spannungsebenen schrittweise durch regenerative Erzeugungsanlagen in allen Spannungsebenen ersetzt werden.

Abbildung 7: Wandel der Erzeugungsstruktur des elektrischen Energiesystems in Deutschland





## 2 Technologisch-wirtschaftliche Rahmenbedingung

Das Target Costing wird im für den spezifischen Anwendungsfall der Mikrokraftwerke durch die Ermittlung der Lebenszykluskosten (LCC) durchgeführt. Als Orientierung dient das Verfahren „Market into Company“ und wird ohne Berücksichtigung von Technologien und Produktionsverfahren durchgeführt [4]. Ziel ist die Ableitung von Investitionskosten in Abhängigkeit von Strompreis, Zinssatz, Stromertrag, Betriebs- und Entsorgungskosten. Um einen technologieunabhängiges Kennlinienfeld als Ergebnis der Betrachtung zu erlangen, wird die Jahresarbeitszahl in Form vom Stromertrag als Output der Anlagen verwendet.

Die Applikation des Target Costing wird für drei Anwendungsfälle betrachtet. Es wurden drei Kunden mit spezifischen Anforderungen hinsichtlich der internen Zinssätze, Strompreis und angestrebte Nutzungsdauern der Anlage identifiziert.

Tabelle 4: Strompreis und Zinssätze für verschiedene Anwendungsbereiche [5]

Sektor	Strompreis in EUR/kWh	Zinssatz $i$ in %
Privat	0,2944	6,0
Industrie	0,1717	2,78
Großkraftwerk	0,05	7,5

Die LCC pro Mikrokraftwerk setzt sich aus den bei der Entstehung relevanten Teilkosten Anschaffung und Inbetriebnahme, beim Betrieb jährlich anfallenden Kosten für Wartung/Inspektion, Betriebsstoffen und Instandsetzung und den bei der Entsorgung zu berücksichtigenden Kosten zusammen [6].

Um die Gesamtkosten zu kalkulieren werden die fallspezifischen Parameter aus Tabelle 4 in das Modell zur Berechnung der Stromgestehungskosten (LCOE) übernommen [7]. Der Verbraucherstrompreis wird den Stromgestehungskosten gleichgesetzt und die anfallenden Kosten werden durch die LCC substituiert. Die für die Berechnung der LCC benötigten Teilkosten der „Entstehung“ wurden als „Investment“ zusammengefasst. In Formel (1) sind die modifizierten LCC berechnet. Betriebskosten und Entsorgungskosten sind technologiespezifisch und werden sie für die Berechnung der Lebenszykluskosten im allgemeinen Berechnungsmodell gleich 0 gesetzt. Die verallgemeinerten Lebenszykluskosten werden in Formel (2) als LCC\* bezeichnet und orientieren sich lediglich am zu erwarteten Ertrag der Anlagen. Sie können als maximal erlaubte LCC in Abhängigkeit vom Ertrag bezeichnet werden.

$$LCC = Investment_{t=0} + \frac{Entsorgung_a}{(1+i)^a} + \sum_{t=1}^a \frac{Betriebskosten_t}{(1+i)^t} \quad (1)$$

$$LCC_{Ertrag}^* = \sum_{t=1}^a \frac{\text{Strompreis} * \text{Ertrag}_t}{(1+i)^t} \quad (2)$$

$$LCOE = \frac{LCC}{\sum_{t=1}^a \frac{\text{Ertrag}_t}{(1+i)^t}} \quad (3)$$

$$\text{Investment}_t = \frac{\sum_{t=1}^a \frac{\text{Strompreis} * \text{Ertrag}_t * \text{Degradation}_t}{(1+i)^t}}{\frac{\text{Entsorgung}_a}{(1+i)^a} + \sum_{t=1}^a \frac{\text{Betriebskosten}_t}{(1+i)^t}} \quad (4)$$

Im Kontext der Mikrokraftwerke wird die Annahme getroffen, dass es sich um eine einmalige Investition zum Zeitpunkt  $t=0$  handelt. Die Betriebskosten werden nach dem Kapitalwertmodell durch den fallspezifischen Zins  $i$  berechnet und Kosten der Entsorgung fallen zum Ende der Nutzungsdauer  $a$  in Jahren an. Des Weiteren gilt, dass sich die Betriebskosten aus regelmäßigen Betriebskosten und Sondereinzelkosten (z.B. Wartung im Jahr  $t=10$ ) zusammensetzen. Anwendungsfallabhängig kann es zur Degradation des Stromertrags einzelner Anlagen kommen. Dieser Effekt ist als feststehender Faktor in das Modell integriert.

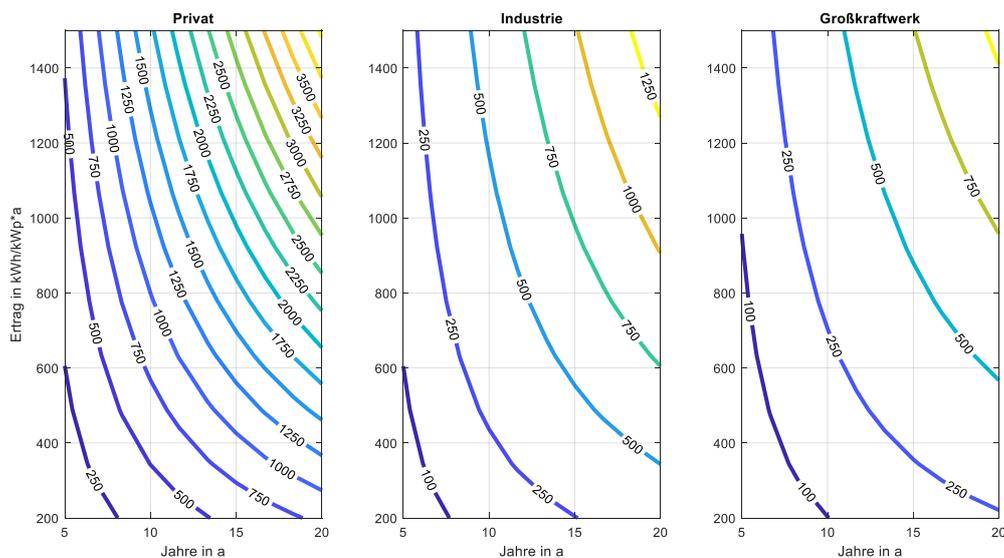


Abbildung 8: Exemplarisches Kennlinienfeld der Lebenszykluskosten pro Anwendungsfall

Die technologiespezifische Anwendung der Target Costing Modells ist in den einzelnen Abschnitten ausführlich behandelt. Die LCC\* in Abbildung 8 als technologieunabhängige Kennlinienfeld für drei Fallbeispiele dargestellt. Die Variablen des Kennfelds, Lebensdauer der Anlage in Jahren auf der Abzisse und Ertrag in kWh/kWp\*a auf der Ordinate beschreiben die Abhängigkeit der erlaubten LCC. Das rechnerische Ergebnis wird durch die nicht-Betrachtung der Entsorgung verfälscht, da Erträge und Kosten verzinst werden und somit abhängig von der geplanten Laufzeit der Anlage sind.

Abschließend wird eine Interpretation des Kennfelds durchgeführt. Für den Privathaushalt wird der Zins als Opportunitätszinssatz und für Industrie und Großkraftwerk als interner Zins interpretiert. In diesem allgemeinen Beispiel werden Kosten, ausgenommen der Investitionskosten, nicht betrachtet. Bei einem erwarteten Ertrag von  $1000 \text{ kWh/kW}_p \cdot a$  und einer erwarteten Laufzeit  $a$  von 10 Jahren wäre es möglich bei einer Investition von etwa  $2000 \text{ €/kW}_p$  für den Privathaushalt,  $750 \text{ €/kW}_p$  für ein Industrieunternehmen und ca.  $520 \text{ €/kW}_p$  für ein Großkraftwerk kostendeckend Strom zu produzieren.



### 3 Technologiespezifischer Stand der Technik hinsichtlich regenerativen Energieträgern

Wie bereits erläutert, dominieren im bayerischen Energieanlagenpark die folgenden regenerativen Kraftwerksysteme:

- Windkraftanlage
- Wasserkraftanlage
- Photovoltaikanlagen
- Biogasanlagen

In den folgenden Ausführungen werden daher die aktuellen Lösungsansätze sowie die Grenzen und Zielkosten für einen wirtschaftlichen Betrieb dieser Kraftwerksformen im Detail erläutert, bewertet und der notwendige Forschungsbedarf skizziert.

#### 3.1 Windkraft in Bayern

In Deutschland waren im Jahr 2017 im Bereich Windkraft Onshore 50.777 MW und Offshore 5.387 MW Leistung installiert. Die durchschnittliche Leistung der 28.675 Onshore-Anlagen hat 1,77 MW betragen, Offshore waren es 1.169 Anlagen und 4,61 MW durchschnittliche Anlagenleistung. Bei den im Jahr 2017 neu installierten Onshore-Windkraftanlagen beträgt die durchschnittliche Leistung 2,98 MW [8]. Die Windkraft hatte 2017 einen Anteil von 16,1 % an der Bruttostromerzeugung in Deutschland [9]. In Bayern war 2017 eine kumulierte Nennleistung von 2.493 MW installiert [8]. 2016 wurden 4 % der bayerischen Bruttostromerzeugung mit Windkraft erzeugt [10]. Im Bayerischen Energieprogramm, das 2016 veröffentlicht wurde, wird in Bayern bis 2025 ein Anteil von 5 bis 6 % Windenergie an der Bruttostromerzeugung angestrebt [5]. Dieses Ziel kann durch den Neubau von Windparks oder dem Repowering von alten Windkraftanlagen durch leistungsstärkere Anlagen erreicht werden. Ein anderer Ansatz ist die Installation von kleinen Windkraftanlagen. Kleine Windkraftanlagen sind entsprechend der DIN EN 61400-2 Windkraftanlagen deren überstrichenen Rotorfläche kleiner als 200 m<sup>2</sup> ist. Diese Fläche wird bei einem Durchmesser von 15,96 m erreicht. Entsprechende Windkraftanlagen haben eine maximale Leistung bis 70 kW. Eine weitere Unterteilung der Kleinwindkraftanlagen in drei Leistungsklassen erfolgte 2011 durch den Bundesverband Windenergie [11]. Diese Unterteilung ist in Tabelle 5 dargestellt.

*Tabelle 5: Leistungsklassen Kleinwindkraftanlage [11]*

<b>Leistungsklasse</b>	<b>Nennleistung</b>
<b>Mikrowindenergieanlagen</b>	0-5 kW
<b>Miniwindenergieanlagen</b>	5-30 kW
<b>Mittelwindenergieanlagen</b>	30-100 kW

Insgesamt waren 2015 weltweit 990.966 kleine Windkraftanlagen mit einer Leistung von insgesamt 948.873 kW installiert. Die durchschnittliche installierte Leistung der Kleinwindanlagen hat somit 957,52 W betragen. Die größten Märkte sind China mit 732.000 Anlagen, USA mit 160.995 und das Vereinigte Königreich mit 28.917 Anlagen. Darauf folgt Deutschland mit zirka 17.000 Anlagen. Die durchschnittliche Anlagenleistung beträgt in China 0,56 kW, in den USA 1,4 kW und im Vereinigten Königreich 5,1 kW. In Deutschland beträgt die durchschnittliche Anlagenleistung von Kleinwindkraftanlagen 1,53 kW.

### 3.1.1 Funktionsprinzip und Komponenten von Windkraftanlagen

Windkraftanlagen sind Energiewandler die unterschiedlichen Arten von Energien in elektrische Energie umwandeln. In den meisten Fällen wird kinetische Energie als Primärenergieform verwendet, es gibt vereinzelt auch Anlagen die Aussageffekte der Thermik nutzen [8]. Schematisch ist das Prinzip der Energiewandlung in Abbildung 9 dargestellt, wobei die Komponenten zu Gruppen zusammengefügt wurden.

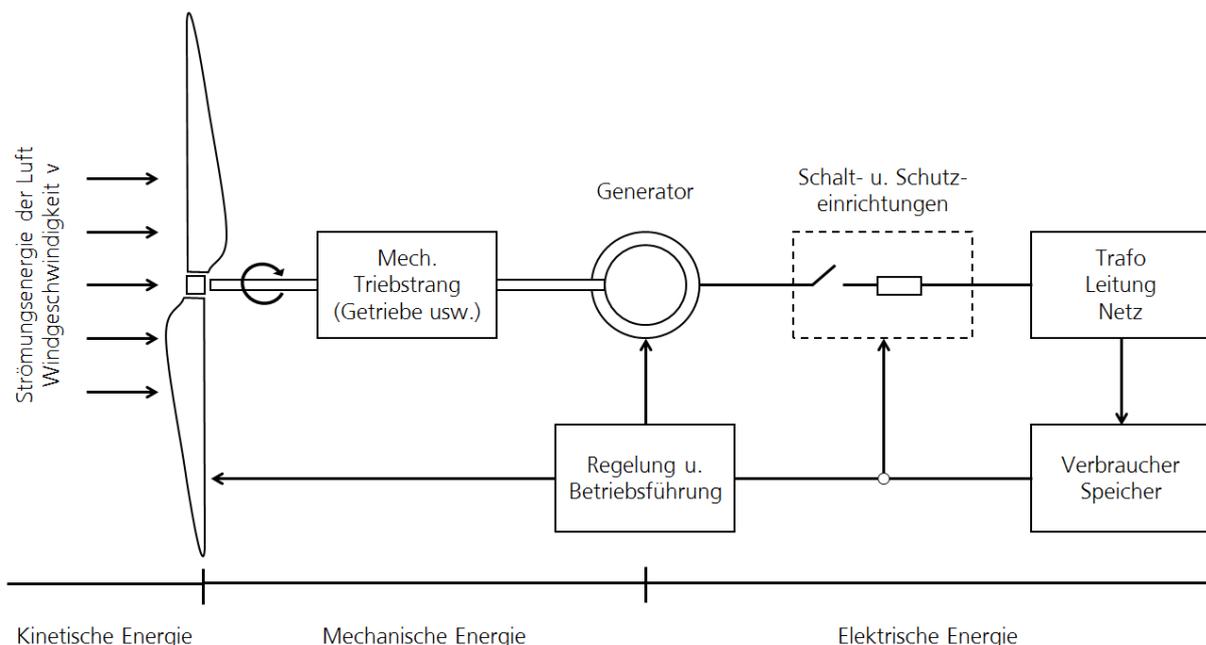


Abbildung 9: Wirkungskette und Umwandlungsstufen einer Windkraftanlage [8]

Wesentliche Komponenten von Windkraftanlagen sind Getriebe, Generator, Regler, Gehäuse, Rotorblätter, Haube, Fundament und Mast. Bauartbedingt können Komponenten entfallen oder hinzukommen. [8, 12]

Das physikalische Prinzip der Energieumwandlung wird mit der elementaren Impulstheorie nach Betz hergeleitet. Zusammenfassend ergibt sich aus der kinetischen Energie der Luft, dem Volumenstrom und dem Massenstrom die durch einen Querschnitt  $A$  fließende Energiemenge pro Zeit, die als Leistung interpretiert werden. Dieser Zusammenhang ist in Formel (5) beschrieben.

$$P[W] = \frac{1}{2} \rho v^3 A \quad (5)$$

Bei Entnahme von Leistung durch die Windkraftanlage verlangsamt sich die Windgeschwindigkeit hinter dem Rotor. Da der Massenstrom der Luft nicht verringert wird, muss nach der Kontinuitätsgleichung der Querschnitt steigen. Die Geschwindigkeit  $v$  aus Gleichung (5) wird so als Differenz der Produkte von Querschnitt und lokaler Geschwindigkeit vor und nach der Windkraftanlage beschrieben. Eine wichtige Kennzahl von Windkraftanlagen ist der Leistungsbeiwert  $c_p$ , der als Verhältnis zwischen der mechanischen Leistung des Wandlers zu der ungestörten Luftmasse in Gleichung (6) ausgedrückt wird.

$$c_p = \frac{P}{P_0} \quad (6)$$

Bei realer Betrachtung kommen noch weitere Effekte bei der Berechnung des Leistungsbeiwertes zum tragen, wie Drallverluste, Profilwiderstand, Wirbelverluste oder Nachlaufströmungsverluste für nachfolgende Windkraftanlagen.

### 3.1.2 Großwindkraftanlagen

Als Großwindkraftanlagen werden Onshore Anlagen mit 2 bis 4 MW und Offshore mit 3 bis 6 MW, insbesondere im Zusammenhang mit der später folgenden Berechnung der Stromgestehungskosten, aufgeteilt. Die Stromgestehungskosten von Großwindkraftanlagen werden aktuell als Benchmark für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien herangezogen. In einer Studie des Fraunhofer ISE wurden Stromgestehungskosten für das Jahr 2018 und 2035, sowie die spezifischen Anlagenkosten im Bereich Windkraft ermittelt [7]. Diese sind in Tabelle 6 dargestellt.

Tabelle 6: Stromgestehungs- und spezifische Anlagenkosten große Windkraftanlagen [7]

Windkraft-anlagen	Stromgestehungs-kosten (2018)	Stromgestehungs-kosten (2035)	Kosten-senkung	spezifische Anla-genkosten
Onshore	0,0399 - 0,0823 €/kWh	0,0349 - 0,0709 €/kWh	12,5 - 13,9 %	1.500 - 2.000 €/kW
Offshore	0,0749 - 0,01379 €/kWh	0,0567 - 0,1007 €/kWh	24,3 - 27,0 %	3.100 - 4.700 €/kW

Die Studie zeigt, dass die Spannweite der Werte für Stromgestehungs- und Anlagenkosten sehr groß ist. Seit 01.01.2017 wird die finanzielle Förderung für neu in Betrieb genommene Windenergieanlagen an Land mit einer installierten Leistung von mehr als 750 kW über Ausschreibung der Bundesnetzagentur ermittelt. Die durchschnittlichen Zuschlagswerte aus den Ausschreibungen für Windenergie an Land betragen 2018 im Februar 0,0473 €/kWh, im Mai 0,0573 €/kWh und im August 0,0616 €/kWh [13]. Die Strompreise am Spotmarkt EPEX-Spot betragen im Februar 0,0401 €/kWh, im Mai 0,0335 €/kWh und im August 0,0562 €/kWh [14]. Die durchschnittlichen Zuschlagspreise und die Strompreise am Spotmarkt EPEX-Spot zeigen, dass Windkraftanlagen zu Marktpreisen Energie erzeugen können.

### 3.1.3 Mikrowindkraftanlagen

Als Mikrowindkraftanlagen gelten Windkraftanlagen mit einer Nennleistung kleiner 5 kW [15]. Zur Klassifizierung der Anlagen wird zunächst zwischen Horizontalläufern und Vertikalachsenrotoren unterschieden. Dabei wird die Lage der Drehachse beschrieben. In Abbildung 10 sind schematisch die wesentlichen Bauformen der beiden Kategorien abgebildet. Die Abbildung zeigt bei den Vertikalachsenrotoren den Aufbau und darunterliegend die Draufsicht auf die Anlagen.

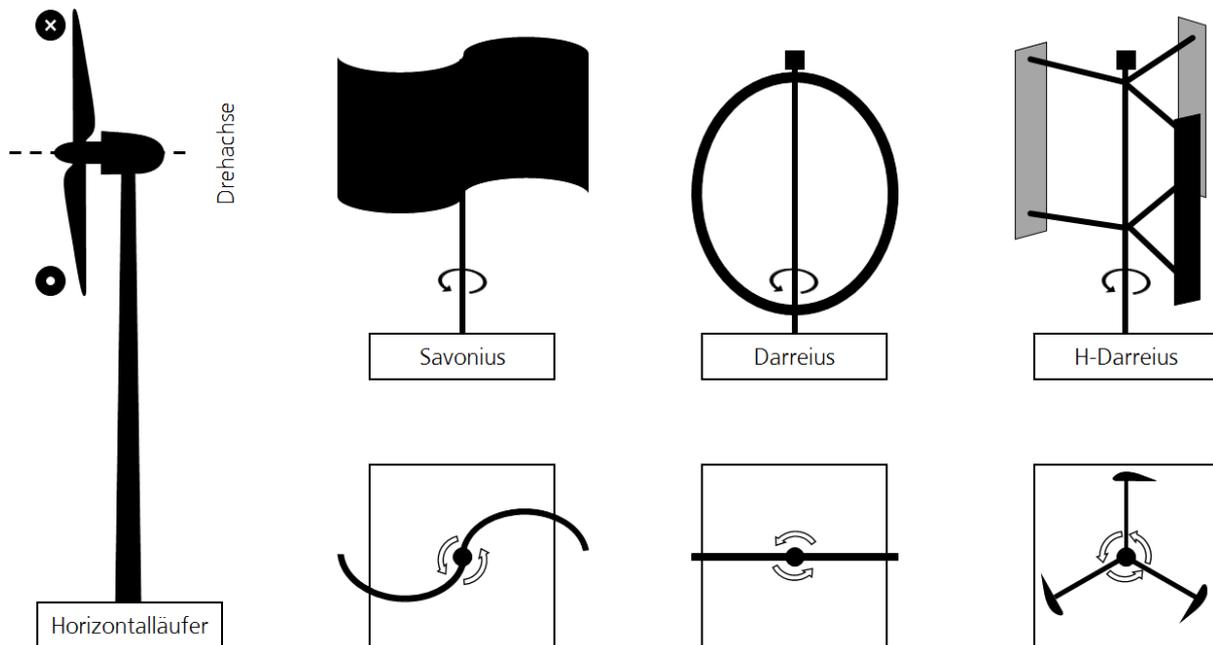


Abbildung 10: Schematische Darstellung der wesentlichen Bauformen von Mikrowindkraftanlagen

Zu den grundsätzlich abgebildeten Bauformen gibt es noch zahlreiche Sonderbauformen und andere Nutzungskonzepte für Windenergie. Erwähnenswert im Bereich Mikrowindkraftanlage sind hierbei noch Windwalzen, die eine Sonderbauform eines Horizontalläufers entsprechen. Flugwindkraftanlagen wie zum Beispiel EnerKites werden momentan nicht für den Leistungsbereich von Mikrowindkraftanlagen entwickelt.

### 3.1.4 Target Costing von Mikrowindkraftanlagen

Für das Modell der Zielkostenberechnung (Target Costing) wird im Anwendungsfall der Mikrowindkraftanlagen auf das in Kapitel 2 vorgestellte Kennfeld des Berechnungsmodells zurückgegriffen. Die anzunehmenden Volllaststunden der Anlagen sind stark abhängig von der Bauform und dem Standort. Die notwendigen Annahmen des Modells zur Bestimmung der maximal zulässigen Lebenszykluskosten werden in den folgenden Abschnitten erläutert. Installationskosten werden als Teil der Anschaffungskosten mit aufgenommen. Die Installation von Mikrowindkraftanlagen variiert häufig sehr stark in Bezug auf die Art der Installation und den Voraussetzungen vor Ort.

Wartungskosten werden für Onshore-Windkraftanlagen mit 30 €/kW jährliche Fixkosten und 0,005 €/kWh variablen Kosten angegeben [7]. Mikrowindkraftanlagen sollen möglichst wartungsfrei und langlebig sein. Die tatsächlichen Wartungskosten würden

sich bei einer Wartung durch ein Serviceunternehmen schon alleine durch Einsatzkosten wie Anfahrtskosten vervielfachen. Für die Betrachtung im Anwendungsfall Mikrowindkraftanlagen werden die fixen Kosten berücksichtigt, die variablen Kosten werden außer Acht gelassen. Eine Degradation der Leistung wurde bei Mikrowindkraftanlagen nicht angenommen.

Entsorgungskosten wurden mit 150 EUR/kW in der Berechnung mit aufgenommen. Diese Zahl wurde auf Basis von Entsorgungskosten von großen Windkraftanlagen abgeleitet.

Das Ergebnis der Zielkostenberechnung ist in Abbildung 11 dargestellt. Die Höhenlinien der Grafiken beschreiben die maximal erlaubten Investitionsausgaben, damit unter Annahme des fallspezifischen Strompreises Strom kostendeckend erzeugt werden kann.

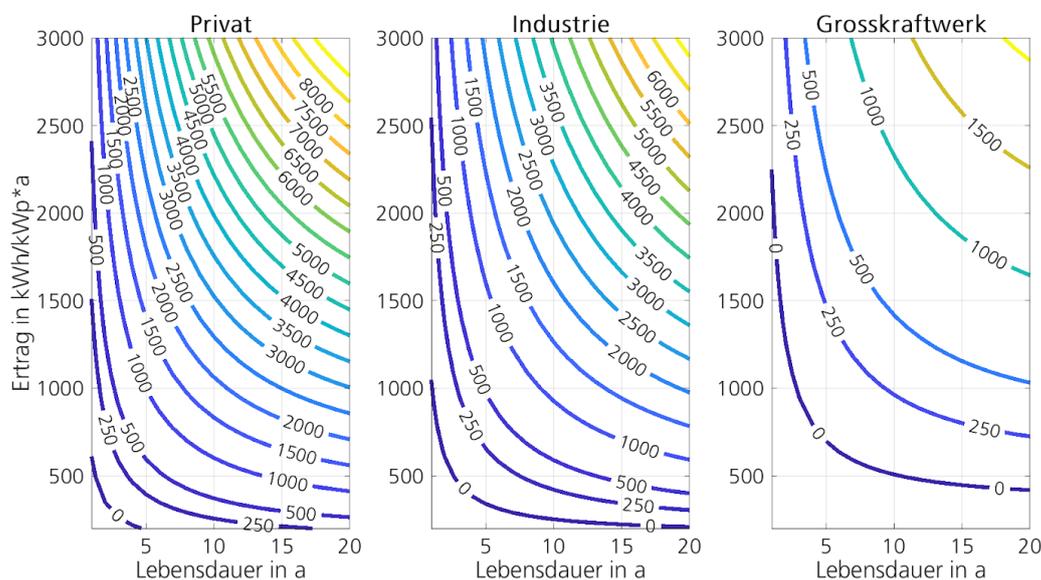


Abbildung 11: Kennfeld der Investitionskosten von Mikrowindkraftanlagen

Der Ertrag von Kleinwindkraftanlagen variiert erheblich in Bezug auf den Standort und der Gesamthöhe der Anlage. Viele Anlagenbetreiber rechnen mit Volllaststunden wie bei großen Windkraftanlagen, die im Zehnjahresdurchschnitt 2006-2016 1.651 Volllaststunden erreicht haben [16]. Die Berechnung der Volllaststunden ist in Formel (7) dargestellt.

$$\text{Volllaststunden [h/a]} = \frac{W_{el}}{P_{el}} \quad (7)$$

mit

$W_{el}$ : elektrische Arbeit pro Jahr [kWh/a]

$P_{el}$ : elektrische Nennleistung [kW]

An sehr guten Standorten erreichen Onshore-Windkraftanlagen über 2.000 Volllaststunden. Im Bereich Kleinwindkraftanlagen sind entsprechende Erträge auf Grund der

niedrigeren durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten und den Turbulenzgraden eher selten. Genaue Aussagen zu Winderträgen können nur mit vorherigen Messungen und Analysen getroffen werden. Neben den Windverhältnissen schwanken die Erträge auch stark durch die gewählte Bauform und Technologie der Mikrowindkraftanlage.

Für das Target Costing wurde ein Ertrag von 800 kWh/kW angenommen. Dies entspricht einen für Kleinwindkraftanlagen guten Standort. Aus dem Target Costing leiten sich bei 800 kWh/kW Ertrag Investitionskosten von 1.654 € im privaten Bereich bei einer Lebensdauer von 10 Jahren ab. Für Großwindkraftanlagen werden kalkulatorische Verkaufspreise von 1.016 €/kW für eine Windkraftanlage mit Getriebe und 1.092 €/kW für eine Anlage ohne Getriebe angenommen [12]. Die Kosten für Kleinwindkraftanlagen sind mit 2.000 bis 10.000 €/kW deutlich höher [15]. Für einen wirtschaftlichen Betrieb einer entsprechenden Anlage sollen deshalb die Investitionskosten deutlich reduziert werden.

Dazu werden die Kosten der Einzelkomponenten einer großen Windkraftanlage ermittelt. In Abbildung 12 sind mit Ausnahme vom Fundament die Baugruppen einer Windkraftanlage mit jeweiligem Anteil an den Gesamtkosten abgebildet.

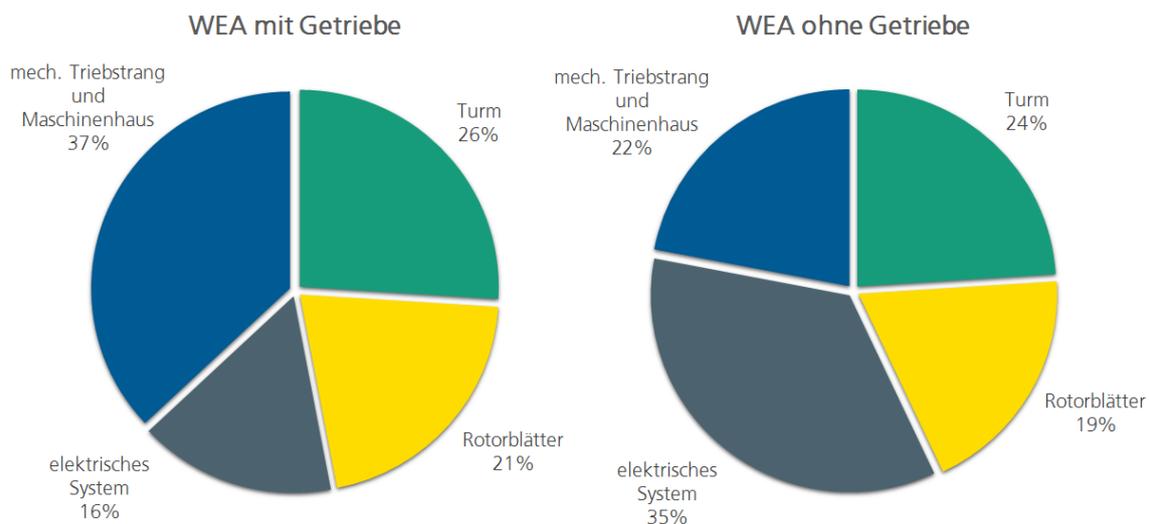


Abbildung 12: Prozentuale Kostenzusammensetzung der wichtigsten Komponenten einer WEA

### 3.1.5 Anforderungen hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit und Befähigertechnologien - (Definition von Zielkosten)

Für die Ermittlung von Zielkosten für einzelne Komponenten werden nun folgende Annahmen getroffen.

Einsatzbereich sind kleine Windkraftanlagen im privaten Bereich mit einem spezifischen Ertrag von 800 kWh/kWp und einer Lebensdauer von 10 Jahren. Die Leistung der Anlage wird auf 1 kW festgelegt. Es wird bei den Komponenten auf eine Windkraftanlage ohne Getriebe referenziert. Zwischen Investitionskosten und Herstellkosten werden für Vertrieb und Installation ein Abschlag von niedrigen 30 % angenommen.

Die berechneten Installationskosten von 1.654 € reduzieren sich somit auf Herstellkosten von 1.157,80 €. Die Zielkosten für die Einzelkomponenten sind in Tabelle 7 dargestellt.

Tabelle 7: Berechnete Zielkosten Komponenten Mikrowindkraftanlage 1 kW

Komponente	Kostenanteil	Kosten
Elektrisches System	35 %	405,23 €
Turm	24 %	277,87 €
Mech. Triebstrang und Maschinenhaus	22 %	254,72 €
Rotorblätter	19 %	219,98 €
Summe	100 %	1.157,80 €

Im Bereich der elektrischen Systeme sind bei Kleinwindkraftanlagen die Generatoren und Wechselrichter wesentliche Komponenten. Beim mechanischen Triebstrang und dem Maschinenhaus sind auch bei Kleinwindkraftanlagen die Bremsen und die Sturmsicherung relevant. Die Sturmsicherung kann mechanisch und elektronisch ausgeführt sein.

### 3.1.6 Sonstige Anforderungen und Hemmnisse bei Kleinwindkraftanlagen

Der Bau von kleinen Windkraftanlagen unterliegt dem Baurecht und ist bundeslandspezifisch. In Bayern unterliegt der Bau von kleinen Windkraftanlagen bis 10 m Gesamthöhe keiner baurechtlichen Genehmigungspflicht, bis 50 m Gesamthöhe ist eine baurechtliche Genehmigung der unteren Bauaufsichtsbehörde erforderlich. Ab einer Höhe von 50 m bedürfen die Anlagen einer immissionsschutzrechtlichen Genehmigung [17]. Auch wenn keine baurechtliche Genehmigung erforderlich ist kann bei Windkraftanlagen eine Umweltprüfung erforderlich werden, wenn zum Beispiel Anwohner entsprechende Beeinträchtigungen wahrnehmen. Die Aufstellung einer Anlage sollte deshalb vorab mit den Anliegern abgeklärt werden. Entscheidend für die Wirtschaftlichkeit von Anlagen sind die Windenergieerträge. Viele Kleinwindkraftanlagen sollen direkt beim Anwender im urbanen Raum aufgestellt werden. Jedoch sind im urbanen Raum die Windverhältnisse meist nicht für den Betrieb von Windkraftanlagen geeignet. Neben den Winderträgen sind Schallemissionen zu beachten. Eine Anbringung der Windkraftanlage auf oder an Gebäuden verursacht häufig eine Übertragung von Schall und Schwingungen auf das Gebäude. Auch optische Beeinträchtigungen durch Schattenwurf der Anlage und den sogenannten „Disko-Effekt“ bei dem Betrieb der Anlage sind zu berücksichtigen.

Kleine Windkraftanlagen mit einer Leistung von bis zu 100 kW sind häufig nicht wirtschaftlich zu betreiben. Neben den hohen Kostenunterschieden sind auch die Qualitätsunterschiede bei Kleinwindkraftanlagen erheblich [15]. Die weltweite Anwendung von Kleinwindkraftanlagen ist überwiegend in Inselsystemen. In Deutschland werden viele Anlagen in Kombination mit Photovoltaik verkauft.

Durch die Kombination mit Speichertechnologien können neue Einsatzzwecke und die Erhöhung des Eigenverbrauchs des erzeugten Stroms erreicht werden.

### 3.1.7 Forschungsbedarf

Im Bereich der Mikrowindkraftanlagen sind neben der Standortwahl die Investitionskosten für die Anlage, der Eigenverbrauch und die Netzeinbindung für die Wirtschaftlichkeit und damit einer Marktdurchdringung von Mikrowindkraftanlagen entscheidend. Im Bereich der Fertigung können Produkte und Komponenten aus Serienfertigung die spezifischen Kosten erheblich reduzieren. Die Kostenreduzierungen durch die gezielte Betrachtung der Fertigungstechnologien und deren Einsparpotenzial bei Kernkomponenten stellt weiteren Forschungsbedarf dar. Darauf aufbauend ist die Kombination von Mikrowindkraftanlagen mit weiteren erneuerbaren Mikrokraftwerken und Speichern ein Forschungsgebiet, wie auch die Netzintegration der Anlagen oder Anlagenkombinationen.

## 3.2 Wasserkraft in Bayern

Im deutschen Vergleich kann Bayern eine eindeutige Vorrangstellung im Bereich der Wasserkraft aufweisen. Mit 14,9 % an der Bruttostromerzeugung stellt Wasserkraft nach der Kernenergie den zweitgrößten Stromerzeuger dar (Stand 2016). Damit liegt der Anteil der Wasserkraft in Bayern rund viermal höher als im Bundesdurchschnitt. Die Nutzung von Wasserkraft ermöglicht es 3,9 Mio. Haushalte mit Strom zu versorgen [3].

Neben dem Vorteil einer importunabhängigen, klimafreundlichen und erneuerbaren Energieerzeugung, kann Wasserkraft im Rahmen der Energiewende einen erheblichen Beitrag zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit liefern. Die Stromerzeugung mit Hilfe von Windkraft oder Photovoltaik unterliegt deutlichen meteorologisch bedingten Schwankungen. Im Gegensatz dazu stellt die Wasserkraft eine Erzeugungsart dar, die auf Grund der Regelbarkeit und guten Prognostizierbarkeit gezielt zur Deckung der Grund-, Mittel- und Spitzenlast eingesetzt werden kann. Weitere Vorteile sind:

- Wasserkraft nicht nur als ein Instrument zur Netzregulierung dienen, sondern auch zur Stromspeicherung genutzt werden
- Wasserkraft besitzt die Eigenschaft der Schwarzstartfähigkeit
- Wasserkraftwerke haben eine hohe Lebensdauer von 80 bis 100 Jahren, bei guter Wartung sogar mehr als 100 Jahre.
- Wasserkraftwerke haben einen hohen Wirkungsgrad, 80 bis 90 % bei großen Anlagen, 60 bis 80 % bei kleineren Kraftwerken (< 500 kW) [18].

In Zukunft soll daher, laut dem Bayerischen Energieprogramm vom Oktober 2015, der Anteil der Wasserkraft an der Bruttostromerzeugung in Bayern auf 23 bis 25 % gesteigert werden. Dies entspricht einer Mehrerzeugung von etwa 6,6 bis 8,2 GWh pro Jahr.

Damit könnten rund 2 bis 2,6 Mio. durchschnittliche Haushalte zusätzlich mit regenerativer Energie versorgt werden. Zum einen sollen zur Zielerreichung bestehende Wasserkraftanlagen modernisiert und | oder nachgerüstet, sowie neue Wasserkraftwerke an bestehenden Querbauten installiert werden. Besonderer Fokus liegt dabei auf der Natur- und Umweltverträglichkeit der Wasserkraftwerke [3].

Die beiden Kraftwerksbetreiber E.ON und Bayerische Elektrizitätswerke (BEW) untersuchten im Rahmen einer Potentialstudie das realisierbare Ausbaupotential der Wasserkraft in Bayern unter dem Aspekt der Genehmigungsfähigkeit. Betrachtet wurden die großen Flussgebiete Bayerns. Darunter die Donau, Iller, Inn, Isar, Lech, Main und die Wertach. Es wurde gezeigt, dass derzeit für E.ON und die Bayerische Elektrizitätswerke ein maximales genehmigungsfähiges Ausbaupotential von 1.035 GWh/a existiert. Berücksichtigt wurden die Bereiche Neubau an neuen Standorten (ab 1 MW), Neubau an bestehenden Querbauwerken und der Ausbau bestehender Anlagen unterteilt nach Modernisierung und Nachrüstung. Wird dieses Potential maximal ausgenutzt könnten zusätzlich 300.000 Privathaushalte mit regenerativem Strom versorgt werden. Damit läge der Anteil der Wasserkraft an der Bruttostromerzeugung lediglich etwa bei 16 % [19].

Weiterhin wurde das realisierbare Ausbaupotential der Wasserkraft im Rahmen einer Marktanalyse, welche im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie durchgeführt wurde für alle Bundesländer innerhalb Deutschlands untersucht. Im Unterschied zu den Potentialanalysen der Kraftwerksbetreiber E.ON und BEW wurden hierbei auch mittelgroße und kleine Gewässer berücksichtigt. Insgesamt ergibt sich laut dieser Studie für Bayern ein zusätzlich ausbaubares technisches Leistungspotential von etwa 1.626 GWh/a [20]. Dies entspricht in etwa der zusätzlichen Versorgung von 471.000 durchschnittlichen Haushalten mit Strom. Durch die Nutzung kleinerer Gewässer lässt sich folglich ein höheres Gesamtpotential erreichen als durch die alleinige Nutzung großer Fließgewässer. Werden Mikrowasserkraftwerke eingesetzt könnten hingegen sogar weitere potentielle Standorte genutzt werden. Dies lässt den Schluss zu, dass Mikrowasserkraftwerke neben dem Ausbau von Großkraftwerken einen Beitrag dazu leisten können die gesetzten Ausbauziele von 23 bis 25 % in Bayern zu erreichen. Aus diesem Grund werden in dieser Studie die derzeitigen Kostenfaktoren von ausgewählten Mikrowasserkraftwerken untersucht. Mit Hilfe eines Target-Costing-Modells werden die maximalen Lebenszykluskosten (LCC) berechnet, welche nicht überschritten werden dürfen, soll die Mikrowasserkraftanlage wirtschaftlich eingesetzt werden können. Hierbei wird insbesondere die Standortqualität mitberücksichtigt. Vorab folgt eine Übersicht über den Stand der Technik im Bereich der Wasserkraft mit besonderem Fokus auf ausgewählte Mikrowasserkraftanlagen.

### **3.2.1 Stand der Technik im Bereich der Wasserkraft**

Wasserkraftwerke können nach der installierten Leistung unterteilt werden. Dabei gilt in Deutschland die in Tabelle 8 angegebene Klassifizierung [21]:

Tabelle 8: Klassifizierung von Wasserkraftanlagen nach installierter Leistung

Große Kraftwerke	> 1 bzw. 5 MW im alpinen Bereich
Kleinkraftwerke	100 kW bis 1 bzw. 5 MW
Mikro- oder Kleinstkraftwerke	< 100 kW

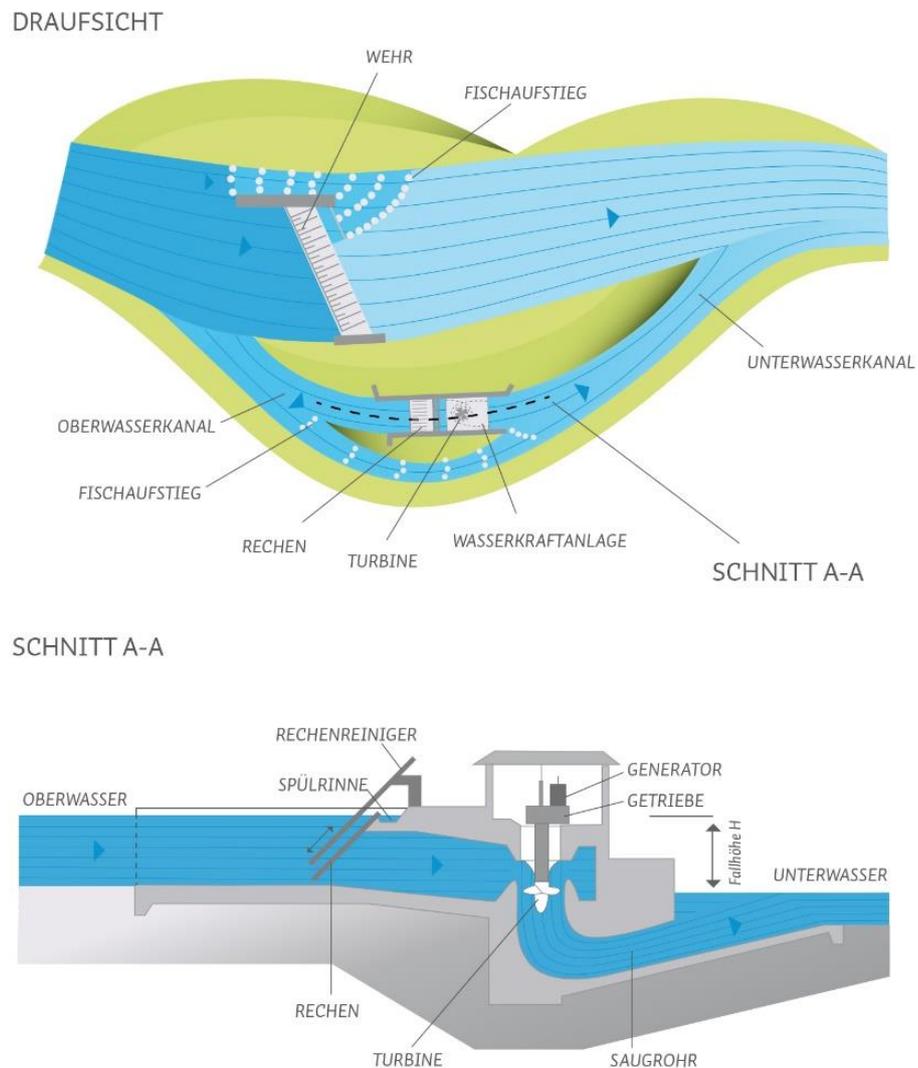


Abbildung 13: Komponenten einer Wasserkraftanlage (Bildquelle: Bayerische Landeskraftwerke GmbH)

Eine Übertragung dieser Klassifizierung auf andere Energieträger (z.B. Windkraftanlagen) ist nicht möglich, vielmehr weichen die jeweiligen Leistungsbereiche oftmals stark voneinander ab (vgl. Tabelle 5). Um eine Vergleichbarkeit gewährleisten zu können, wurde im Rahmen der vorliegenden Studie der Bereich der Mikrokraft einheitlich auf kleiner gleich 5 kW definiert.

Unabhängig davon werden derzeit 91 % des Wasserkraftstroms mit Hilfe von konventionellen Kraftwerken mit einer Ausbauleistung von über 1 MW erzeugt [22]. Ein

konventionelles Wasserkraftwerk besteht im Wesentlichen neben einem eventuellen Wehr und einem Oberwasser- bzw. Einlasskanal, sowie einem Unterwasserkanal bzw. Abfluss aus vier Komponente (siehe

Abbildung 13): Dem Rechen, welcher die Anlage vor Treibgut und Verschmutzung schützt, sowie aus dem Generator, dem Getriebe und der Turbine. Letztere dienen der Stromerzeugung.

Im Fall von konventionellen Wasserkraftwerken ist die Fallhöhe und die Wasserdurchflussmenge entscheidend für die Leistung  $P$  eines Wasserkraftwerks und damit für die Stromerzeugung [18]:

$$c_p = \frac{P}{P_0} P = Q \cdot h \cdot g \cdot \rho \cdot \eta \quad (8)$$

mit

$Q$ : Wasserdurchfluss [ $\text{m}^3/\text{s}$ ]

$h$ : Fallhöhe [m]

$g$ : Erdbeschleunigung [ $\text{m}/\text{s}^2$ ]

$\rho$ : Dichte von Wasser [ $\text{kg}/\text{m}^3$ ]

$\eta$ : Gesamtwirkungsgrad [%]

Im Bereich der konventionellen Großwasserkraftwerken kann zwischen vier Kraftwerkstypen unterschieden werden. Dem Speicher-, dem Pumpspeicher-, dem Laufwasser- und dem Ausleitungskraftwerk. Alle diese Kraftwerkstypen nutzen einen gegebenen Höhenunterschied zur Stromerzeugung. Lauf- und Ausleitungskraftwerke sind im Vergleich zu Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken dazu in der Lage kontinuierlich Strom zu erzeugen. Werden diese an Flüssen und Kanälen installiert nutzen die Kraftwerke hierfür Gefälle zwischen Oberwasser und Unterwasser. Standortabhängig kommen in konventionellen Wasserkraftanlagen verschiedene Turbinenarten zum Einsatz. Hierzu zählen die Francis-, Kaplan- und Pelton-Turbine sowie die Durchström-turbine, welche auch als Ossberger Turbine bezeichnet wird. Werden neben konventionellen Großkraftwerken Mikrowasserkraftwerke eingesetzt können, wie bereits erläutert, weitere Standorte zur Erzeugung von Strom mittels Wasserkraft genutzt werden. Im Vergleich zu konventionellen Großkraftwerken ist der Stand der Technik im Bereich der Mikrowasserkraft weniger weit fortgeschritten. In einem Leistungsbereich kleiner gleich 5 kW ist eine Vielfalt an neuen Technologien, welche vor kurzem auf dem Markt erschienen sind, und eine Reihe von innovativen Pilotanlagen zu finden. Etablierte Technologien gibt es vor allem Leistungsbereichen kleiner gleich 100 kW. In diesem Bereich werden teilweise die gleichen Turbinentypen wie im Fall der konventionellen Großkraftwerke eingesetzt [23, 18]. Jedoch müssen die Turbinen spezifisch auf die Fallhöhe und die vorhandene Wassermenge angepasst werden, was eine Standardisierung und damit eine Serienproduktion erschwert. Des Weiteren ist mit zunehmend höheren Kosten zu rechnen, je kleiner der Leistungsbereich für den die Turbine ausgelegt wird ist. Laut einer Studie der technischen Universität Malaysia muss

bei einer Fallhöhe von etwa 3 m und einer Leistung von etwa 5 kW mit Investitionskosten von über 35.000 US\$/kW allein für die Turbine gerechnet werden [23]. Vermutlich ist es daher nicht wirtschaftlich bei heutigem Stand der Technik, die Mechanik großer Wasserkraftanlagen auf Mikrowasserkraftebene anzupassen, wenn von einer maximalen Leistung von 5 kW ausgegangen wird. Aus Gründen der Wirtschaftlichkeit wurden deswegen im Rahmen dieser Studie alternative Konzepte in Betracht gezogen. Untersucht wurden speziell drei Technologien: Wasserkraftschnecken, kinetische Wasserkraftanlagen und Mikrowasserkraftwerke auf Basis von dielektrischen Elastomergeneratoren. Letztere Technologie befindet sich derzeit noch auf Forschungsniveau, wohingegen es sich bei der Wasserkraftschnecke um eine bereits etablierte Technologie handelt, welche derzeit in einem Leistungsbereich größer gleich 30 kW eingesetzt wird. Generell bieten Mikrokraftwerke im Vergleich zu Großkraftwerken den Vorteil kürzerer Bauphasen und eines kleineren Flächenbedarfs. Ein massiver Eingriff kann vermieden werden [24, 25]. Im Folgenden wird explizit auf die untersuchten Wasserkrafttechnologien eingegangen:

### **Wasserkraftschnecke**

Abbildung 14 zeigt den Aufbau einer Wasserkraftschnecke. Diese Technologie arbeitet nach dem umgekehrten Prinzip einer Archimedischen Schnecke, welche zur Wasserförderung genutzt wird. Die Wasserkraftschnecke wird in einem Rohr oder einem Trog mit einem Neigungswinkel von 20 bis 30 ° installiert. Durch dieses fließt herabfallendes Wasser, welches die Schnecke durch das Eigengewicht antreibt. Dabei fließt das Wasser nur im unteren Sektor. Es werden etwa 50 % des Schneckendurchmessers zur Stromproduktion verwendet. Ein Generator wird eingesetzt, um die Drehbewegung der Wasserkraftschnecke in elektrische Energie umzuwandeln. Dabei erreicht die Schnecke eine Drehzahl von 20 bis 40 Umdrehungen pro Minute [26]. Die Wasserkraftschnecke bietet den Vorteil einer wartungsarmen Technik, günstiger Anschaffungskosten, langer Lebensdauer und einer vollständigen Recyclbarkeit. Auf Grund des Abstands der Schneckenblätter und der geringen Drehzahlen ist außerdem eine gute abwärts gerichtete Durchgängigkeit für Fische und für andere Lebewesen gegeben.

Der Einsatzbereich von Wasserkraftschnecken liegt typischerweise bei einer Wasserdurchflussmenge von etwa 0,25 bis 6,5 m<sup>3</sup>/s und einer Fallhöhe von etwa 1,0 bis 6,5 m (max. 0,5 bis 8,0 m). Derzeit ist eine Wirtschaftlichkeit bis zu einer installierten Leistung von 30 kW gegeben. Technisch gesehen ist es jedoch möglich eine Wasserkraftschnecke auf eine Leistung von 5 kW auszulegen. Soll eine installierte Leistung von 5 kW bei einer Fallhöhe von 2 m erreicht werden muss ein Wasserdurchfluss von 0,36 m<sup>3</sup>/s gegeben sein. Die derzeit minimalste denkbare skalierbare Leistung liegt bei 0,5 bis 1 kW. Bei einer gegebenen Fallhöhe von 1 m müsste der Schneckendurchmesser hierfür mindestens 800 mm betragen. Zu den Unternehmen am Markt, welche Wasserkraftschnecken herstellen, gehören die Rehart Power GmbH (Deutschland),

Rocunzzi (Italien) und Hydro Power Plant (Frankreich) sowie das chinesische Unternehmen Dalian LingFeng.

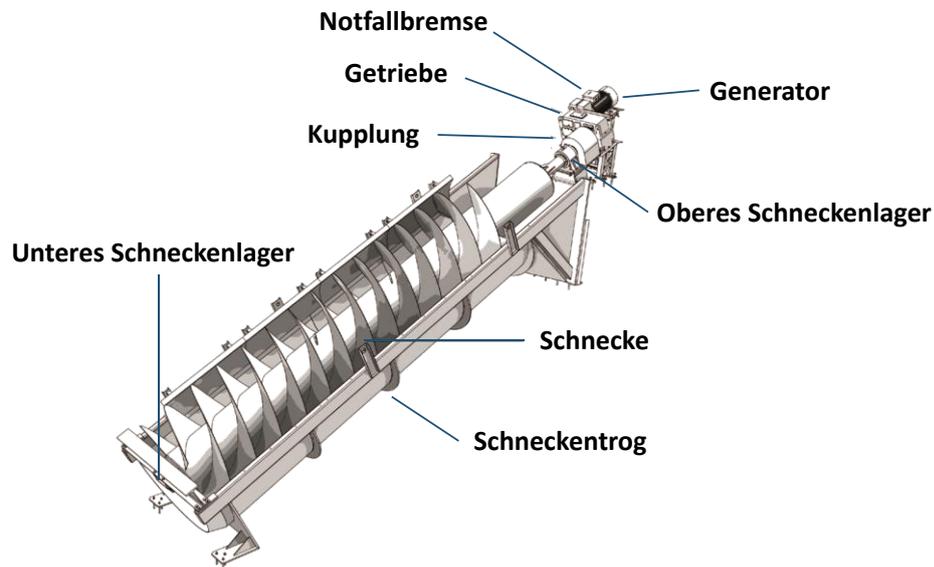


Abbildung 14: Aufbau einer Wasserkraftschnecke (Bildquelle: Rehart Power)

### Kinetische Wasserkraftanlagen

Im Vergleich zur Wasserkraftschnecke handelt es sich bei der kinetischen Wasserkraft um eine recht junge Technologie. Im Rahmen der vorliegenden Studie wurden speziell die Wasserkraftanlagen des Unternehmens Smart Hydro Power berücksichtigt, da diese bereits am Markt erhältlich sind.

Abbildung 15: Aufbau eines Smart Monofloats (Bildquelle: Smart Hydro Power)

und Abbildung 16 stellen den Aufbau eines Smart Monofloats und eines Smart Free Stream dar.

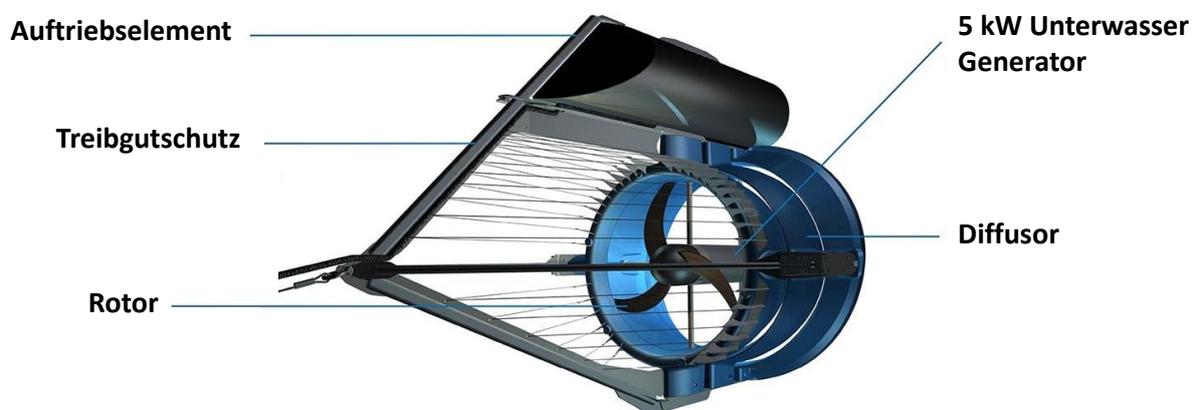


Abbildung 15: Aufbau eines Smart Monofloats (Bildquelle: Smart Hydro Power)

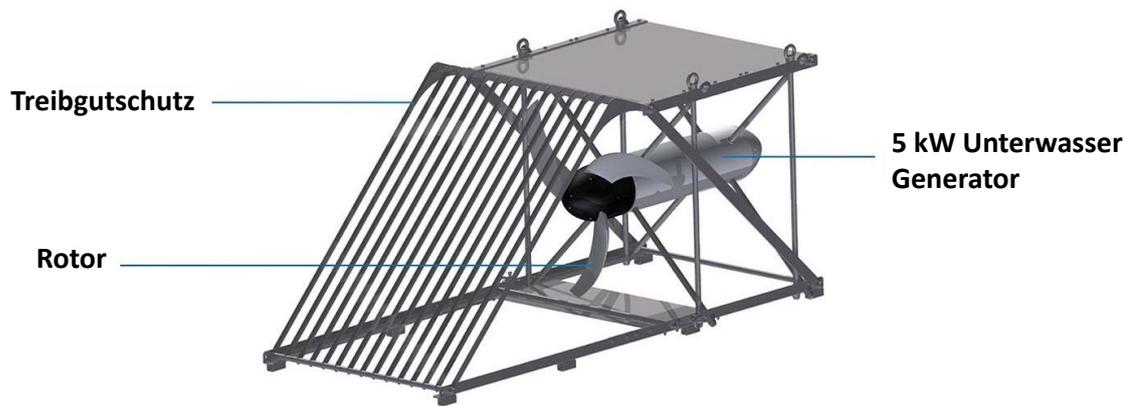


Abbildung 16: Aufbau eines Smart Free Stream (Bildquelle: Smart Hydro Power)

Beide Technologien nutzen keinen Höhenunterschied zur Erzeugung von Strom, sondern die kinetische Energie des Wassers. Bei der Wasserkraftanlage Smart Monofloat handelt es sich um eine schwimmende hydrokinetische Anlage. Die Smart Free Stream stellt hingegen eine hydrokinetische Unterwasseranlage dar, welche fest am Grund eines Flusses oder Kanals befestigt ist.

Kinetische Wasserkraftanlagen sind speziell für den Einsatz in kleineren Leistungsbe-  
reichen konzipiert, da allein die natürliche kinetische Energie des fließenden Wassers  
genutzt wird. Selbst modular aufgebaut ist eine installierte Gesamtleistung von 200 kW  
bereits sehr hoch. Anders als bei konventionellen Wasserkraftanlagen, wird die Leis-  
tung  $P_{kin}$  vor allem durch die Fließgeschwindigkeit des Wassers beeinflusst:

$$P_{kin} = \frac{1}{2} \times \rho \times A \times v^3 \quad (9)$$

mit

$\rho$ : Dichte von Wasser [kg/m<sup>3</sup>]

$A$ : Fläche [m<sup>2</sup>]

$v$ : Geschwindigkeit [m/s]

Die Anlagen des Unternehmens Smart Hydro Power besitzen beide eine installierbare Leistung von maximal 5 kW, wobei der Wirkungsgrad auf Grund des fehlenden Dif-  
fusors im Fall des Smart Free Streams bei gleicher Wassergeschwindigkeit um etwa  
10 % geringer ist. Die Anlagen stellen einzelne Module dar, die miteinander zu größte-  
ren Wasserkraftanlagen kombiniert werden können. In Kombination mit einer integrier-  
ten Photovoltaik Einheit können die Anlagen ebenfalls als eine Hybrid-Anlage genutzt  
werden. [27]

Kinetische Wasserkraftwerke sind ebenfalls wie konventionelle Kraftwerke grundlast-  
fähig, haben aber den Vorteil eines geringen Installationsaufwands. Es können bereits  
vorhandene Infrastrukturen genutzt werden, wie beispielsweise Flüsse, Kanäle, Leit-  
werke traditioneller Wasserkraftwerke oder Wasserregulierungsdämme. Der zeitliche

Aufwand der Installation eines Smart Monofloats oder eines Smart Free Streams beträgt in etwa zwei Wochen, eine Woche Vorbereitung und eine Woche Installation. Für die Installation wird nur ein Ankerpunkt benötigt.

### **Dielektrische Elastomergeneratoren**

Einen innovativen Ansatz der Wasserkraftnutzung stellt eine Entwicklung des Fraunhofer-Institut für Silicatforschung (ISC) dar. Im Rahmen des Projektes Degreen wurde ein Mikrokraftwerk auf Basis von dielektrischen Elastomergeneratoren entwickelt. Dabei handelt es sich um speziell elektrodierte Elastomerfolien, welche nach dem Prinzip eines dehnbaren Kondensators funktionieren. Eine detaillierte Beschreibung der Funktionsweise von dielektrischen Elastomergeneratoren sowie potenzielle Bauformen von Kraftwerken befindet sich in Kapitel 4.3. Ein bereits prototypisch umgesetztes und damit evaluierbares System nutzt die mechanische Bewegungsenergie der Wasserströmung, um diese in elektrische Energie umzuwandeln [28].

Abbildung 17 zeigt den Aufbau dieser Mikrokraftanlage auf Basis von dielektrischen Elastomerfolien. Die Anlage setzt sich zusammen aus Venturiedüsen, einem Luftschlauchsystem, einem Ventil und den Elastomergeneratoren. Strömt Wasser durch eine Rohrverengung, auch bezeichnet als Venturidüse, entsteht ein Unterdruck im angeschlossenen Rohr, dem Steigrohr, was zu einer Dehnung der Elastomerfolie bzw. des Kondensators führt, wobei eine maximale Dehnung der Folie über 100 % möglich ist. Nach der Dehnung des Kondensators wird dieser durch das Anlegen einer elektrischen Spannung aufgeladen. Wird das angebrachte Belüftungsventil geöffnet, fällt der Druck und die Folie wird wieder entspannt und kehrt in den ungedehnten Zustand zurück. Durch die mechanische Entspannung vergrößert sich der Abstand zwischen den Elektroden des Kondensators, wodurch eine Erhöhung der elektrischen Spannung erreicht wird. Durch die entstandene Spannungsdifferenz kann bei der anschließenden Entladung des Kondensators elektrische Energie gewonnen werden. Bei einer 60 % Dehnung der Elastomerfolie und einer Wasserfließgeschwindigkeit von etwa 0,7 m/s kann eine Leistung von rund 0,02 W erzeugt werden.

Genauso wie das kinetische Wasserkraftwerk ist auch diese Anlage modular ausgelegt und kann durch Zusammenschluss mehrerer Einheiten erweitert werden, wie in Abbildung 17 zu sehen ist. Dabei ist eine einzelne Venturidüse mit einem Durchmesser von 500 mm dazu in der Lage bei 1 m/s Wasserfließgeschwindigkeit und bei einem Volumenstrom von 300 l/s ausreichend Unterdruck für 80 Elastomerfolien zu erzeugen. Mit Hilfe von drei Venturiedüsenaufbauten könnte somit eine Leistung von ca. 100 W erreicht werden. Es ist sowohl ein mobiler, schwimmfähiger Aufbau möglich, als auch ein versenkbarer. Je nach gegebenem Flussquerschnitt ist außerdem eine modulare Anordnung neben- oder hintereinander möglich. Die Anlage kann bei sehr kleinen Wasserfließgeschwindigkeiten ab 1 m/s und Wassertiefen ab 0,5 m auch ohne anstauende Querbauwerke genutzt werden, kann aber auch an bestehenden Querbauwerken eingesetzt werden.

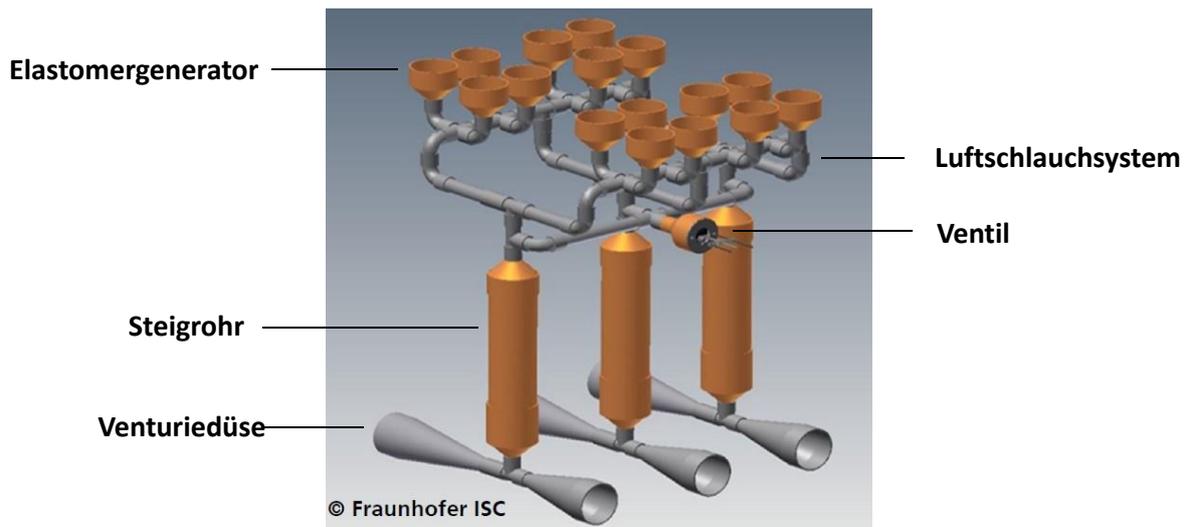


Abbildung 17: Aufbau eines Mikrokraftwerks auf Basis von dielektrischen Elastomergeneratoren (Bildquelle: Fraunhofer ISC)

Dabei kann ein geräuschloser Betrieb ermöglicht werden bei einer gleichzeitigen geringen Änderung des Strömungsverhältnisses. Gleichzeitig ist ein inhärenter Fischschutz gegeben. Derzeit ist die Anlage noch in der Testphase, wobei im Moment Freilandversuche durchgeführt werden. Unter einer extremen Dauerbelastung der Elastomerfolien durch eine hohe mechanische Wechseldehnung von bis zu 100 % und einer gleichzeitig hohen elektrischen Feldstärke von bis zu 60 kV/mm ist von einer Lebensdauer von etwa 200 Mio. Zyklen bei fünf Jahren Betrieb auszugehen. Dabei kann potentiell eine Jahresproduktion von 8 MWh erreicht werden. Diese ist ausreichend um zwei bis drei 4 Personenhaushalte mit Strom zu versorgen [28].

Tabelle 9: Übersicht über die betrachteten Mikrowasserkrafttechnologien

	Wasserkraftschnecke	Smart Monofloat/Smart Free Float	Wasserkraftanlage auf Basis dielektrischer Elastomergeneratoren
<b>Leistung eines Moduls</b>	0,5 bis 560 kW	5 kW	33 W
<b>Wirkungsgrad</b>	70 bis 75%	95 %	noch nicht bekannt
<b>Lebensdauer</b>	60 Jahre	20 Jahre	5 Jahre
<b>Fischfreundlichkeit</b>	Ist gegeben	Ist gegeben	Ist gegeben

Die dielektrischen Elastomergeneratoren stellen nicht nur einen Forschungsansatz im Bereich der Wasserkraft dar, sondern können auch in anderen Bereichen eingesetzt werden. Aus diesem Grund befasst sich Kapitel 4.3 noch einmal vertiefend mit dem Hintergrund der allgemeinen Technologie von dielektrischen Elastomergeneratoren.

Eine Übersicht über die genannten Eckdaten der drei Technologien ist in Tabelle 9 gegeben. Betrachtet werden Leistung, Wirkungsgrad, Lebensdauer und Frischfreundlichkeit.

### **Mögliche Einsatzgebiete von Mikrowasserkraftwerken**

Durch den Einsatz von Mikrowasserkraftwerken können neue potenzielle Standorte genutzt werden, die für Großkraftwerke nicht geeignet wären. Mikrowasserkraftanlagen werden derzeit oft in isolierten Gebieten oder in isolierten Netzwerken, off-grid oder in mini-grids eingesetzt. Mikrowasserkraftwerke können beispielsweise für eine lokale Versorgung an abgelegenen Standorten oder in gebirgigen Gebieten ohne Netzanbindung aber mit Wasserzugang genutzt werden [24]. Mikrokraftwerke sind sehr gut für die rurale Elektrifizierung von Gebieten geeignet. Dies betrifft vor allem Entwicklungs- und Schwellenländer, welche einen großen Markt für kostengünstige Mikrowasserkrafttechnologie darstellen. In Bezug auf Deutschland und Bayern verfolgt die Studie hingegen den Ansatz des privaten Einsatzes von Mikrokraftwerken zur Deckung des eigenen Strombedarfs. Berücksichtigt wird dabei die private Nutzung in Haushalten und die private Nutzung in Industrien. Interessante Einsatzgebiete neben Flüssen und Kanäle sind des Weiteren Bewässerungskanäle oder der Betrieb an Sohlschwellen. Neben Industrien und privaten Haushalten, ist der Einsatz von Mikrowasserkraftwerken ebenfalls interessant für Klärwerksbetreiber. Entweder im Auslauf der Klärwerke unter der Voraussetzung, dass lebensmittelechte Materialien verwendet werden, oder im Prozess selbst. Gleichzeitig kann auch der Auslauf von Großkraftwerken genutzt werden. Mit Hilfe der zusätzlichen Nutzung von Mikrokraftwerken könnten diese ausgebaut werden und somit auch das Restpotential ausgenutzt werden. Mikrowasserkraftwerke können auch in Trinkwasser- und Abwasserleitungen eingesetzt werden. Hierbei muss jedoch berücksichtigt werden, dass zunächst Energie aufgewendet wird um einen entsprechenden Wasserdruck für den Transport des Wassers aufzubauen. Der Einsatz darf folglich nur dort erfolgen, wo ein Druckverlust keine Auswirkungen hat oder sogar gewünscht ist. Ein weiteres potentiell Einsatzgebiet, was über die Jahre hinweg immer wieder diskutiert wurde ist die Nutzung von Regenwasser. Jedoch liegt hier laut Expertenmeinungen nur ein geringes Potential vor. Um Regenwasser zur Stromerzeugung nutzen zu können, kann Wasser auf dem Dach eines Hauses gesammelt und gebündelt über die Regenrinne abgeleitet werden. Am Ende von dieser wird eine Mikrowasserkraftanlage installiert, welche den gegebenen Höhenunterschied zur Energiegewinnung nutzt. Im Jahr 2017 betrug die Niederschlagsmenge in Bayern 950 l/m<sup>2</sup> [29]. Ausgehend hiervon ergibt sich bei einer Fallhöhe von 50 m und einem theoretisch angenommenen Wirkungsgrad von 90 % der potentielle Energieinhalt pro Jahr und pro Quadratmeter Sammelfläche:

$$P_{\text{Regenwasser}} = V \cdot h \cdot g \cdot \rho \cdot \eta = 419 \frac{\text{kW}}{\text{m}^2 \text{a}} \quad (10)$$

mit

V: Wassermenge pro Jahr [ $\text{l/m}^2\cdot\text{a}$ ]

h: Fallhöhe [m]

g: Erdbeschleunigung [ $\text{m/s}^2$ ]

$\rho$ : Dichte von Wasser [ $\text{kg/m}^3$ ]

$\eta$ : Gesamtwirkungsgrad [%]

Mit  $419 \text{ kW/m}^2\text{a}$  könnten eine tatsächliche Leistung von  $47 \text{ Wh/m}^2$  erzielt werden. Liegt der Wirkungsgrad bei 60 % und die Fallhöhe bei 10 m ergibt sich hingegen ein Energieinhalt von nur etwa  $6 \text{ Wh/m}^2$  Sammelfläche liegen.

### 3.2.2 Kostenbetrachtung heutiger Wasserkraftanlagen

Im Fall von Wasserkraftwerken kann generell zwischen drei übergeordneten Kostenblöcken unterschieden werden. Hierzu zählt die Anlagentechnik, die Installation, welche auch mögliche Baumaßnahmen berücksichtigt, sowie die Kosten für Planung und Design. Bei konventionellen Großkraftwerken nimmt die Installation und die anfallenden Baumaßnahmen mit 70 bis 75 % den größten Kostenblock ein, was durch durchgeführte Interviews mit Anlagenbetreiber und Herstellern von Wasserkraftwerken bestätigt wurde. An zweiter Stelle folgt die Anlagentechnik mit 20 % und an dritter der Kostenblock Planung und Design mit 5 bis 10 % [30].

bestätigt wurde. An zweiter Stelle folgt die Anlagentechnik mit 20 % und an dritter der Kostenblock Planung und Design mit 5 bis 10 % [30].

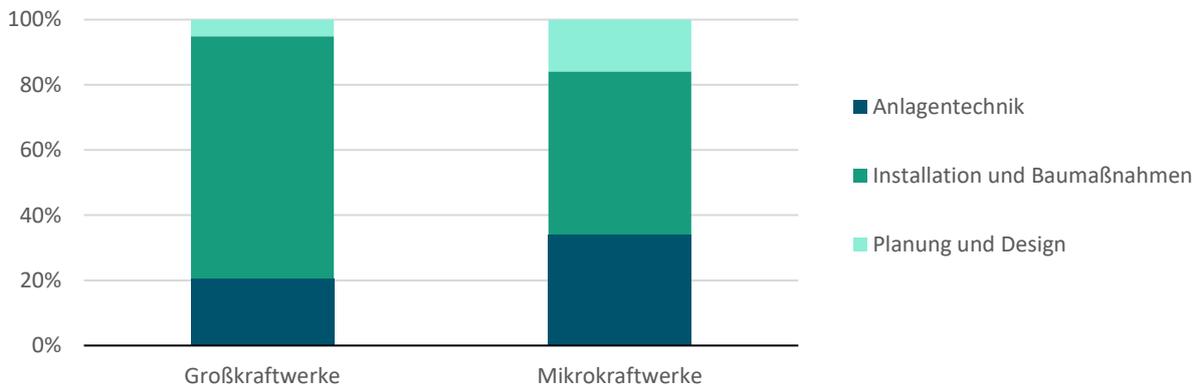


Abbildung 18: Vergleich der Kostenverteilung von Großkraftwerken und Mikrokraftwerken (vgl. [30])

Die Dominanz der Installationskosten ist damit zu begründen, dass beim Bau großer Kraftwerke teils massive Eingriffe in die Umwelt vorgenommen oder schwierige Standorte erst erschlossen werden müssen. Große LKW's sind für den Transport nötig und Bau- und Autokräne werden für die Installation eingesetzt. Zusätzlich muss mit extrem lange Bauzeiten gerechnet werden, welche im Mittel bei 8,6 Jahren liegen. Die Folge sind nicht nur höhere Planungszeiten, sondern auch höhere Investitionskosten im Vergleich zu Mikrowasserkraftanlagen [31].

Der Anteil der Kosten für die Installation und die Baumaßnahmen im Fall von Mikrowasserkraftwerken mit einer installierten Leistung von kleiner 100 kW liegt bei nur 40 bis 50 % der Gesamtinvestitionskosten [30]. Im Fall von kleineren Anlagen mit einer

installierten Leistung von bis zu 5 kW können die Installationskosten noch weiter gesenkt werden, indem ein „out of the box“ Konzept gewählt wird. Hierdurch wird eine schnellere und weniger komplexe Installation vor Ort ermöglicht. Baumaßnahmen sind hingegen keine bzw. wesentlich geringere durchzuführen. Die Anlagentechnik nimmt bei Mikrowasserkraftwerken hingegen 35 bis 40 % ein und liegt somit anteilmäßig höher im Vergleich zu konventionellen Anlagen, gefolgt von der Planung und dem Design mit 15 bis 20 % [30]. In Bezug auf die Anlagentechnik ist die Turbine ein großer Kostenfaktor, da diese derzeit nur in kleineren Stückzahlen produziert wird. Außerdem ist die Entwicklung standortspezifischer Turbinen für kleinere Leistungsbereiche sehr zeit- und kostenintensiv. Eine Standardisierung im Bereich der Fertigung und der Installation kann zu erheblichen Einsparungen führen. Im Bereich der Wasserkraftschnecken wäre hier beispielsweise laut Experteneinschätzung eine potentielle Senkung der Investitionskosten um bis zu 80 % denkbar.

Abbildung 19 stellt die Gesamtinvestitionskosten für den Bau einer neuen Wasserkraftanlage in Abhängigkeit der Anlagengröße dar. In den Investitionskosten sind die Gesamtkosten für die Herstellung der Energieerzeugungsanlage sowie Kosten für ökologische Maßnahmen, Maschinenteknik und sonstige Kosten enthalten. Anfallende Investitionskosten für eventuelle Baumaßnahmen sind hierbei nicht berücksichtigt worden, da diese standortspezifisch sind und deswegen nicht objektiv miteinbezogen werden können. Wird eine bereits bestehende Stauanlage für den Bau des Wasserkraftwerkes genutzt kann mit spezifischen Kosten von 0 bis 8.000 €/kW für die anfallenden Baumaßnahmen gerechnet werden. Dies ist abhängig davon, ob und in welchem Maße eine Stauanlage zuvor saniert werden muss [26]. Die Daten in Abbildung 19 beziehen sich auf einen Bericht des Ingenieurbüros Floecksmühle, welcher im Rahmen einer Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie erstellt wurde [26]. Es wird ersichtlich, dass derzeit die Investitionskosten konventioneller Anlagen mit sinkender Anlagengröße zunehmen.

In Abbildung 20 sind die Stromgestehungskosten für den Neubau von Wasserkraftanlagen in Abhängigkeit der installierten Leistung dargestellt. Die herangezogenen Daten beziehen sich ebenfalls auf den Bericht des Ingenieurbüros Floecksmühle, Hierbei wurden neben den Investitionskosten auch die jährlichen Instandhaltungskosten berücksichtigt. Diese liegen ohne Personalkosten, aber mit Kapitalkosten zwischen 3 bis 5 % der Investition. Der prozentuale Anteil nimmt in der Regel mit der Anlagengröße ab [32]. Für eine Anlagengröße von kleiner gleich 500 kW wurden die Stromgestehungskosten der durchschnittliche EEG Förderung gegenübergestellt.

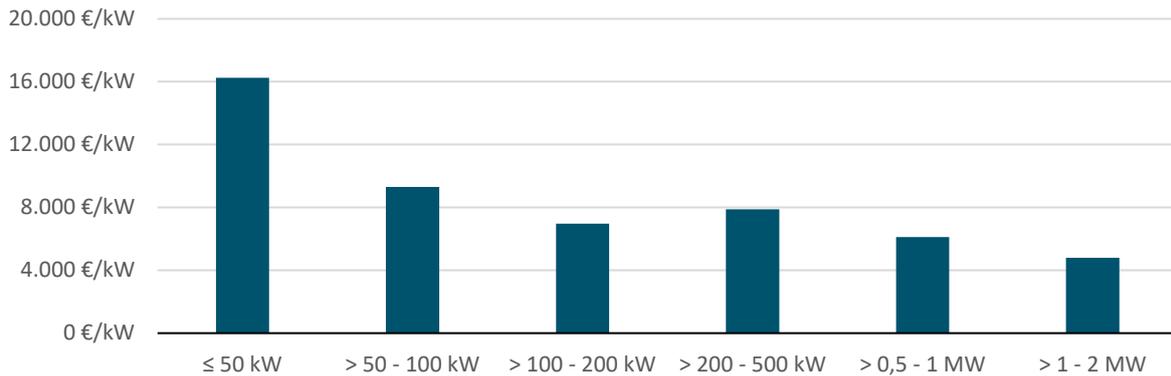


Abbildung 19: Mittlere Investitionskosten für den Neubau von Wasserkraftanlagen nach Leistungsklasse (vgl. [26])

Abbildung 20 zeigt, dass Generell ist die Höhe der EEG-Förderung abhängig von der Größe der Anlage. Der anzulegende Wert für die EEG-Einspeisevergütung bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 500 kW beträgt 0,1240 €/kWh und gilt für 20 Jahre. Für Anlagen die nach dem 1. Januar 2018 in Betrieb genommen wurden verringert sich die Vergütung jährlich jeweils um 0,5 % gegenüber dem im jeweils vorangegangenen Kalenderjahr geltenden anzulegendem Wert. Dies bezieht sich jedoch nur auf den Startwert der Förderung. Innerhalb der 20-jährigen Laufzeit bleibt die Vergütung konstant [33]. Im Fall von Wasserkraftwerke mit einer installierten Leistung größer 500 kW wird eine Direktvermarktung angenommen [21].

Insgesamt ergeben sich, abhängig von der Leistungsklasse, die folgenden Stromgestehungskosten für Wasserkraftanlagen bei einer Variation der Vollaststunden um +/- 20 % und einer Inbetriebnahme im Jahr 2017:

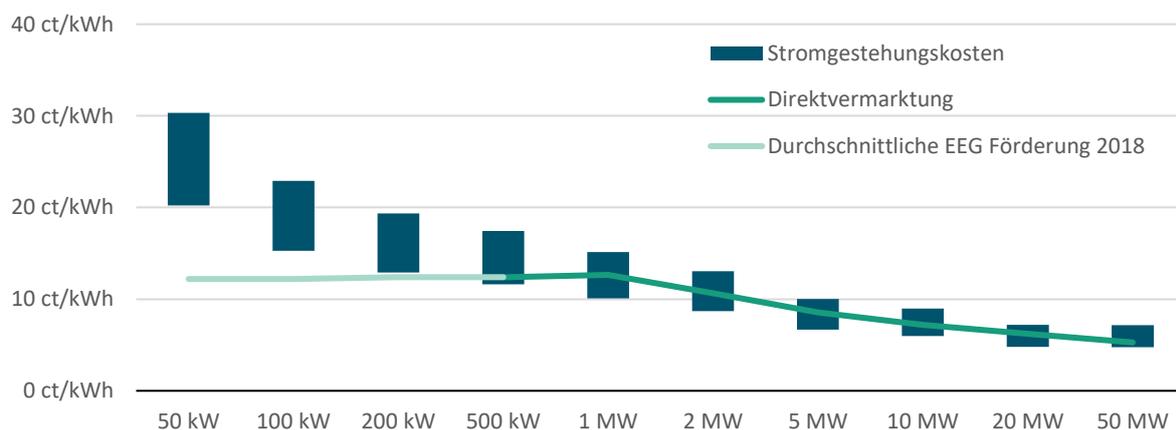


Abbildung 20: Stromgestehungskosten für den Neubau von Wasserkraftanlagen in Abhängigkeit der installierten Leistung (vgl. [33, 26])

Abbildung 20 zeigt, dass eine EEG-Vergütung abnehmender Anlagengröße zunehmend unwirtschaftlicher wird. Die EEG-Förderung ist nicht ausreichend um die Stromgestehungskosten einer neuen Anlage in kleineren Leistungsbereichen zu decken. Daher ist zu empfehlen den erzeugten Strom vorrangig zur Deckung des Eigenbedarfs

zu nutzen, um durch den Einsatz eines Mikrowasserkraftwerks Stromkosten zu sparen. Bei einem derzeitigen Strompreis für den privaten Haushaltsstrom von 0,2944 €/kWh, gilt dies vor allem im privaten Bereich. Doch auch im industriellen Bereich können deutliche Einsparungen erzielt werden unter Berücksichtigung des derzeitigen industriellen Strompreises. Dieser liegt für Unternehmen mit einem Jahresverbrauch zwischen 160.000 bis 20 Mio. kWh bei 0,1717 €/kWh und damit deutlich über der EEG Vergütung von 0,1240 €/kWh [34].

Der Vorteil der im Rahmen der vorliegenden Studie betrachteten Wasserkrafttechnologien gegenüber der in Abbildung 20 berücksichtigten Kleinkraftwerke ist, dass diese speziell für kleine Leistungsbereiche ausgelegt wurden. Vor allem kinetische Wasserkraftanlagen können kostengünstiger hergestellt werden, als Wasserkraftwerke, deren ursprüngliche Technologie von konventionellen Kraftwerken übernommen wurde. In Abbildung 21 werden die Investitionskosten einer Wasserkraftschnecke, einer kinetischen Wasserkraftanlage und einer Wasserkraftanlage auf Basis von dielektrischen Elastomergeneratoren gegenübergestellt. Betrachtet wird jeweils eine installierte Leistung von 5 kW.

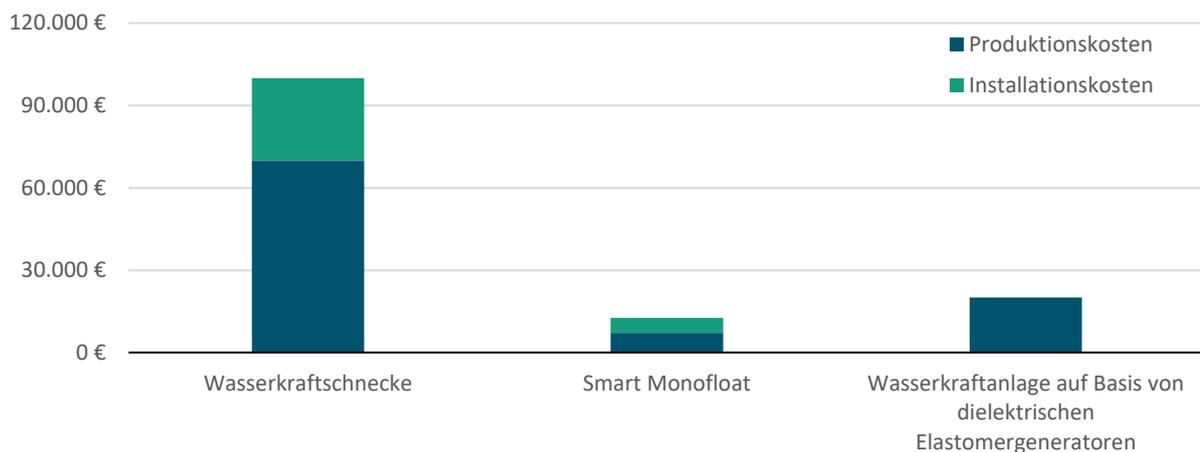


Abbildung 21: Gegenüberstellung der Investitionskosten für Anlagen mit einer Leistung von 5 kW

Unter Berücksichtigung der gegebenen Produktions- und Installationskosten in Abbildung 21 liegen die Gesamtinvestitionskosten pro Kilowatt installierter Leistung für eine Wasserkraftschnecke bei 20.000 €/kW, für ein kinetisches Wasserkraftwerk bei etwa 5.000 €/kW und für ein Wasserkraftwerk auf Basis von dielektrischen Elastomergeneratoren bei etwa 4.000 €/kW. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass es sich der letztgenannten Technologie derzeit um eine Prototypenanlage handelt. Die 4.000 €/kW beziehen sich auf die als realistisch eingeschätzten erreichbaren Produktionskosten. Die genauen Installationskosten sind derzeit nicht bekannt. Jedoch sollten diese aufgrund des gewählten „out of the box“ Prinzip gering sein und vergleichbar zu denen des kinetischen Wasserkraftwerks, welches ein ähnliches Prinzip verfolgt. Auffällig sind die hohen Investitionskosten der Wasserkraftschnecke im Vergleich zu den

anderen betrachteten Kraftwerksarten. Dies ist dem Umstand geschuldet, dass Wasserkraftschnecken generell für einen höheren Leistungsbereich als 5 kW ausgelegt sind. Im Vergleich würden die Investitionskosten einer 30 kW Wasserkraftschnecke in etwa 3.300 €/kW betragen. Wird jedoch berücksichtigt, dass im Fall einer Standardisierung ein potentiell mögliches Einsparpotential von 80 % besteht, könnten auch kleine Anlagen Investitionskosten von etwa 4.000 €/kW erreichen. Damit lägen Wasserkraftschnecken in einem vergleichbaren Bereich zu den anderen betrachteten Kraftwerksarten.

Die in Abbildung 21 dargestellten Produktionskosten setzen sich aus den Herstellkosten der einzelnen Komponenten zusammen. Zur Ermittlung der größten Kostenfaktoren werden in Abbildung 22 die Produktionskosten näher betrachtet. Es wird der prozentuale Anteil der Komponenten für eine Wasserkraftschnecke und das kinetische Wasserkraftwerk Smart Monofloat dargestellt:

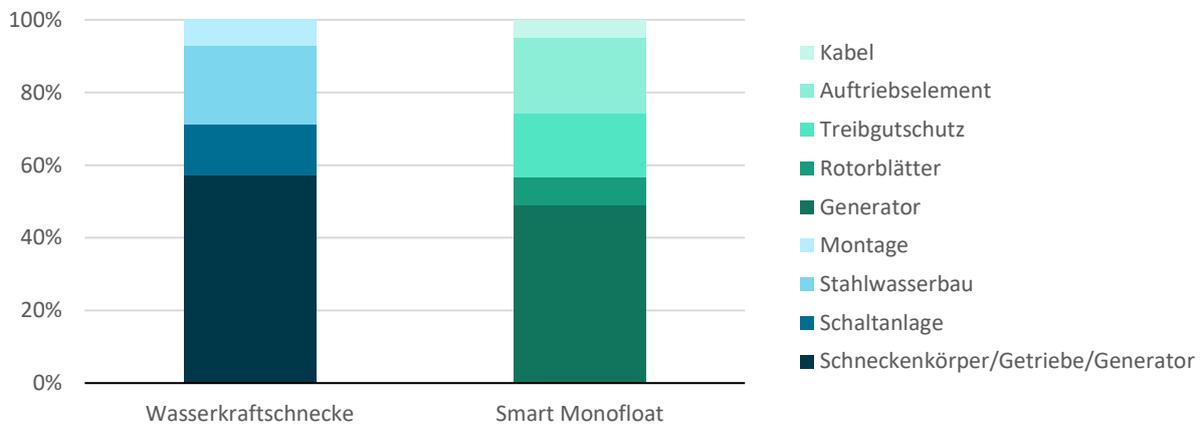


Abbildung 22: Anteil der Anlagenkomponenten an den Gesamtkosten

Im Fall der Wasserkraftschnecke nehmen der Schneckenkörper, das Getriebe und der Generator den größten Kostenfaktor ein. Im Vergleich fällt beim kinetischen Wasserkraftwerk vor allem der Generator mit einem Anteil von etwa 50 % überproportional ins Gewicht und bildet demnach einen starken Ansatzpunkt, um die Gesamtkosten zu verringern. Wie hoch die Lebenszykluskosten sein dürfen, damit eine Mikrowasserkraftanlage wirtschaftlich ist wird im Folgenden ermittelt. Hierzu wird ein Target-Costing durchgeführt. Dieses zeigt auf wie hoch die Lebenszykluskosten einer Mikrowasserkraftanlage sein dürfen, um am Markt wirtschaftlich genutzt werden zu können. Berücksichtigt werden dabei sowohl die jährlichen Betriebskosten als auch die jährlichen Erträge. Das Target-Costing basiert auf dem unter Kapitel 3 vorgestellten Modell, welches im Rahmen der vorliegenden Studie entwickelt wurde.

### 3.2.3 Target-Costing-Modell für Mikrowasserkraftanlagen

Zur Berechnung des Target-Costings für Mikrowasserkraftanlagen wurden die folgenden Annahmen getroffen:

Tabelle 10: Getroffene Annahmen zur Berechnung des Target-Costings für Mikrowasserkraftanlagen

Sektor	Privat	Industrie	Großkraftwerk
Strompreis in €/kWh	0,27	0,12	0,05
Zinssatz in %	2	8	5
Betriebskosten in €/a	341	341	341
Recyclingkosten in €/a	0	0	0
Ertrag in kWh/kWp*a	2.000 bis 4.000	2.000 bis 4.000	2.000 bis 4.000

Im Vergleich zu anderen erneuerbaren Technologien, wie beispielsweise Windkraft und Photovoltaik, besitzt Wasserkraft den Vorteil der Grundlastfähigkeit. Als Folge können für Wasserkraftanlagen höhere Volllaststunden bzw. ein höherer Ertrag in kWh/kWp pro Jahr angesetzt werden. Laut dem Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft konnten im Jahr 2017 im Bereich der Lauf- und Speicherwasserkraftwerke durchschnittlich Jahresvolllaststunden in Höhe von 3.570 h erreicht werden [35]. Dies stimmt in etwa mit den Ergebnissen der Expertenbefragungen überein, laut welchen Volllaststunden pro Jahr im Bereich von 4.000 h als realistisch angesehen werden. Dies wird im Folgenden als oberer Grenzwert für die Bestimmung des Ertrags angesetzt. Als unterer Grenzwert wurde bewusst ein niedrigerer Wert von 2.000 h angenommen, um auch Standorte zu berücksichtigen, welche nur bedingt Potential für den Einsatz von Mikrowasserkraftwerken aufweisen. Zur Bestimmung der durchschnittlichen Betriebskosten einer Mikrowasserkraftanlage wurde der Bericht des Ingenieurbüros Floecksmühle herangezogen. Für die kleinste betrachtete Leistungsklasse kleiner 50 kW liegen die Betriebskosten bei 341 €/kW pro Jahr [26]. Die Entsorgungskosten werden hingegen vernachlässigt. Laut Expertenbefragungen sind diese, sobald Stahl als Material eingesetzt wird, sehr gering. Dies betrifft die Technologie der Wasserkraftschnecke. Die kinetische Wasserkraft und der Bereich der Elastomerwasserkrafttechnologie sind hingegen beides noch sehr junge Technologien, weswegen keine näheren Kosten-Informationen zum Thema Recycling bekannt sind.

Der Einsatz von Mikrowasserkraftwerken in privaten Haushalten und in der Industrie wurde im Rahmen des Target-Costings unter Berücksichtigung der Annahme untersucht, dass die erzeugte elektrische Energie zur Deckung des Eigenverbrauchs genutzt wird. Die Lebenszykluskosten-Kennlinien in Abbildung 23 stehen dabei jeweils für die Mindestkosten ab welchen meine Anlage kostendeckend betrieben werden kann. Dies bedeutet in diesem Fall, dass die jährlichen Kosten der Wasserkraftanlage den Kosten entsprechen, die entstehen wird der Strom zum Haushaltsstrompreis eingekauft. Die Szenarien „Privat“ (entspricht einem privaten Haushalt) und „Industrie“ (entspricht dem privaten Einsatz in einer Industrie) werden mit dem Ertrag eines Großkraftwerks verglichen. Wasserkraftwerke mit einer Leistung über 5 MW werden nicht über das EEG gefördert. Für sie stellt der Börsenpreis die Vergütung dar. Selbst bei bilateralen Stromlieferverträgen orientiert sich der Preis am baseload-Börsenpreis des

Terminmarktes, wobei sich heutige Börsenpreise gegen 0,05 €/kWh bewegen. Aus diesem Grund wurde für das Szenario „Sektor Großkraftwerk“ ein Strompreis von 0,05 €/kWh angenommen. Unter Berücksichtigung der erläuterten Rahmenbedingungen ergeben sich aus dem Target-Costing-Modell die in Abbildung 23 dargestellten maximalen Lebenszykluskosten in Abhängigkeit des Ertrags und der Amortisationsdauer.

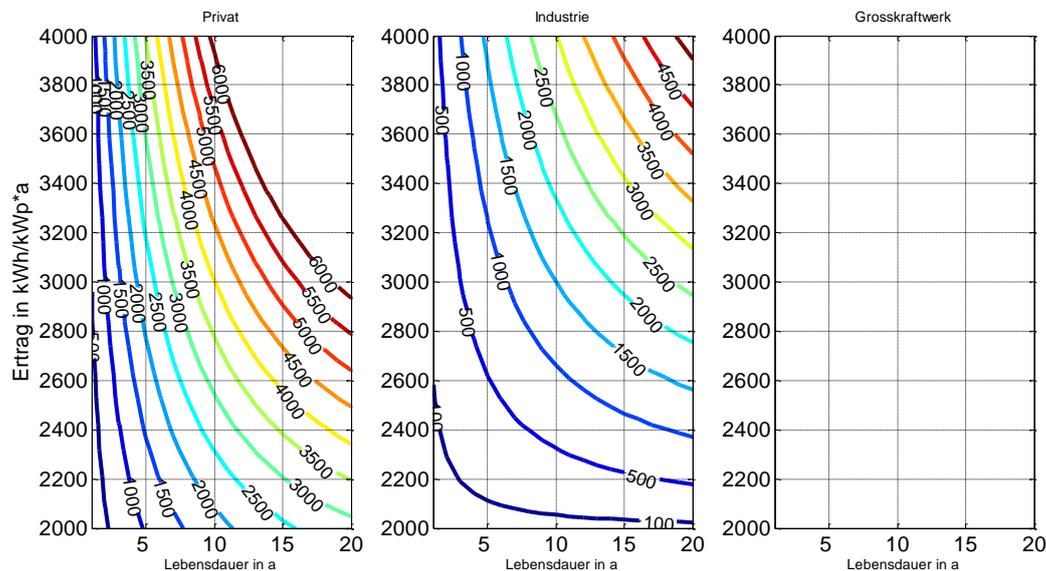


Abbildung 23: Kennfeld der Lebenszykluskosten pro Anwendungsfall im Bereich Wasserkraft

Angenommen eine Mikrowasserkraftanlage wird an einem optimalen Standort installiert, dann kann mit einem jährlichen Ertrag von 4.000 kWh/kWp gerechnet werden. Dies entspricht 4.000 Vollaststunden pro Jahr. Erreicht die Anlage zusätzlich eine Lebensdauer von 10 Jahren dürfen die jährlichen Lebenszykluskosten laut Abbildung 23 insgesamt bei 6.000 € liegen, wird die Mikrowasserkraftanlage im privaten Bereich eingesetzt. Wird sie im industriellen Bereich eingesetzt, dürfen die Lebenszykluskosten pro Jahr maximal 3.000 € betragen. In beiden Fällen sinken die maximalen wirtschaftlichen Lebenszykluskosten pro Jahr mit abnehmendem Ertrag und abnehmender Lebensdauer.

Expertenbefragungen ergaben, dass im Rahmen der hier spezifizierten Anwendungsbereiche die Amortisationsdauer für den Bereich der Wasserkraft grundsätzlich zwischen 5 und 10 Jahren liegen sollte. Bei Anschaffungskosten von etwa 20.000 €/kW muss für eine Wasserkraftschnecke laut Abbildung 23 eine Amortisationszeit von mindestens 10 Jahren angesetzt werden, wird sie an einem nicht optimalen Standort genutzt. Ein nicht optimaler Standort bedeutet in diesem Fall einen jährlichen Ertrag von über 2.000 kWh/kWp. Dies gilt jedoch nicht für den industriellen Bereich. Hier muss ein optimaler Standort mit einem Ertrag von etwa mindestens 3.600 kWh/kWp pro Jahr gewählt werden, um die Investitions- und Betriebskosten innerhalb von 10 Jahren auszugleichen. Das kinetische Wasserkraftwerk und das Mikrowasserkraftwerk auf Basis

von dielektrischen Elastomeren haben mit Investitionskosten von 5.000 bzw. 4.000 € einen deutlichen Vorteil gegenüber der Wasserkraftschnecke. Doch auch hier können geringere Amortisationszeiten im industriellen Umfeld nur für mittlere bis größere jährliche Erträge erreicht werden.

Liegen die Betriebskosten bei 341 €/kW pro Jahr, wie es in den Kennfelder der Lebenszykluskosten in Abbildung 23 angenommen worden ist, gibt es keine Möglichkeit ein Großkraftwerk wirtschaftlich zu betreiben, wenn ein Strompreis von 0,05 €/kWh herangezogen wird. Die Betriebskosten müssten mindestens auf einen Wert von 200 €/kW im Fall von 4.000 Volllaststunden pro Jahr bzw. auf 100 €/kW im Fall von 2.000 Volllaststunden pro Jahr sinken. Betriebskosten in Höhe von 341 €/kWh sind jedoch, bezogen auf höhere Leistungsklassen, nicht als realistisch anzusehen. Mit steigender installierter Leistung sinken die jährlichen Betriebskosten. Im Fall eines Neubaus liegen diese für ein Kraftwerk mit einer maximal installierten Leistung größer 5 MW zwischen 90 und 130 €/kWh [26]. Handelt es sich um weitestgehend abgeschriebene Kraftwerke mit meist nur noch geringen Kapitalkosten, liegen die Erzeugungskosten für ein Wasserkraftwerk mit einer installierten Leistung größer 5 MW im Schnitt bei 0,03 bis 0,035 €/kWh.

### **3.2.4 Fazit im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit von Mikrowasserkraftanlagen**

Das Target-Costing-Modell für den Bereich Wasserkraft hat gezeigt, dass Mikrowasserkraftanlagen unter Berücksichtigung der derzeitigen Kosten wirtschaftlich eingesetzt werden können. Jedoch gilt dies nur unter der Voraussetzung, dass Standorte gewählt werden, welche einen genügend hohen Ertrag aufweisen. Jedoch ist es fraglich, ob Mikrowasserkraftwerke am Markt bei den heutigen Investitionskosten auch als wettbewerbsfähig einzustufen sind. Die Gesamtinvestitionskosten sind im Vergleich zu Mikrowindkraft- und Mikrophotovoltaikanlagen deutlich höher (siehe Kapitel 3.1 und Kapitel 3.3). Eine Wirtschaftlichkeit ist nur durch die Grundlastfähigkeit von Wasserkraftanlagen und die damit einhergehenden höheren jährlichen Volllaststunden gegeben. Gleichzeitig muss berücksichtigt werden, dass in Deutschland und vor allem in Bayern zwar noch Ausbaupotential vorhanden ist, dieses vor allem im Vergleich zu Wind- und Solarenergie deutlich ausgeschöpft ist. Deswegen stellt sich hier neben der Frage nach der Wettbewerbsfähigkeit ebenfalls die Frage nach dem potentiellen Marktvolumen. Wasserkraftanlagen weisen gegenüber Windkraft- und Photovoltaikanlagen den Nachteil einer begrenzten Verfügbarkeit auf. Zudem sind nicht alle Gewässer für die Nutzung von Mikrowasserkraftwerken geeignet, da bestimmte Fallhöhen bzw. Fließgeschwindigkeiten gegeben sein müssen. Die Verfügbarkeit von Standorten mit einem ausreichend hohen jährlichen Ertrag kann demnach nicht als gegeben angesehen werden. Aus den genannten Gründen müssen Mikrowasserkraftanlagen folglich kostengünstiger werden. Dabei steht vor allem die Reduktion der Anschaffungskosten im Fokus. Inbegriffen sind dabei sowohl die Produktions- als auch die Installationskosten. Durch ein „out of the box“ Prinzip können die Installationskosten vor Ort

minimiert werden. Bauliche Maßnahmen sollten vermieden oder zumindest auf ein Minimum reduziert werden. Des Weiteren muss die Anlage auf eine entsprechende Fallhöhe und Wassermenge standardisiert werden bzw. durch einen modularen Aufbau variabel auf die Standortgegebenheiten eingestellt werden können. Gleichzeitig ermöglicht eine Modularität die Erweiterung auf einen größeren Leistungsbereich durch die Kopplung mehrerer modularer Einheiten. Eine Standardisierung der Anlage ist die Voraussetzung für eine effiziente Serienproduktion und einer kosteneffizienten Fertigungsprozesskette.

Expertenbefragungen haben gezeigt, dass im Bereich der Wasserkraft nicht allein das Thema Wirtschaftlichkeit eine Hürde für den Einsatz von Mikrowasserkraftwerken darstellt. Es konnten weitere Faktoren identifiziert werden, welche berücksichtigt werden müssen, sollen Mikrowasserkraftwerke nicht nur wirtschaftlich, sondern auch wettbewerbsfähig am Markt eingesetzt werden. Vor allem die rechtliche Genehmigung stellt in Deutschland derzeit ein großes Hemmnis dar. Hier würde ein standardisiertes Genehmigungsverfahren helfen. Allerdings muss auch der ökologische Schutz gewährleistet sein. Kleine Mikrowasserkraftanlagen bieten meist den Vorteil, dass die Umwelt nur in einem sehr geringen Maße beeinflusst wird. Große Themen sind vor allem das Vorhandensein einer Fischdurchgängigkeit und die schwere des Eingriffs in die Umwelt durch Baumaßnahmen sowie der notwendige Flächenverbrauch.

Wissenschaftlich gesehen bietet die Wasserkraft hingegen ein interessantes Einsatzgebiet, da der Stand der Technik im Bereich der Mikrokräfttechnologie nicht so weit fortgeschritten ist, wie im Fall der Windkraft und Photovoltaik. Zudem ist die Vielfalt an möglichen Technologien ausgeprägter. Vor allem im Hinblick auf die zunehmenden Erzeugungsschwankungen durch den Ausbau von Photovoltaik und Windkraft sollte die Wasserkraft auf Grund der Grundlastfähigkeit nicht vernachlässigt werden. Wasserkraftanlagen können auch zukünftig einen großen Beitrag zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit leisten.

### **3.3 Solarenergie in Bayern**

Laut des 2017 skizzierten konservativen Szenarios der International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV) wird bis zum Jahr 2023 weltweit 1 TWp an Photovoltaik installiert sein und bis 2050 auf 4,5 TWp ansteigen. In der gleichen Zeit wird sich der globale PV-Markt von derzeit 100 GWp/a Produktion auf knapp 200 GWp/a verdoppeln. Zu diesem Zeitpunkt werden in Deutschland 50 GWp an Photovoltaik installiert sein, davon alleine 15 GWp in Bayern. Dies positioniert Bayern mit 1,2 kWp/Einwohner an die Spitze der weltweiten Regionen im PV-Ausbau (in MWp/Einwohner). Damit bietet der Freistaat beste Voraussetzungen, um Technologien zur Herstellung von Photovoltaiklösungen zu entwickeln, erproben und zu kommerzialisieren. Diese werden künftig weltweit benötigt, wie die Ausführungen der ITRPV zeigen. Getrieben wird diese Entwicklung durch ein immer besser werdendes

Verständnis der Grundlagen, kontinuierliche Verbesserungen in Prozessen und Materialien sowie den daraus resultierenden Kostensenkungen. Die hohe Forschungstätigkeit der letzten 25 Jahre hat zu einer enormen Steigung der Effizienz geführt (Abbildung 24). [36]

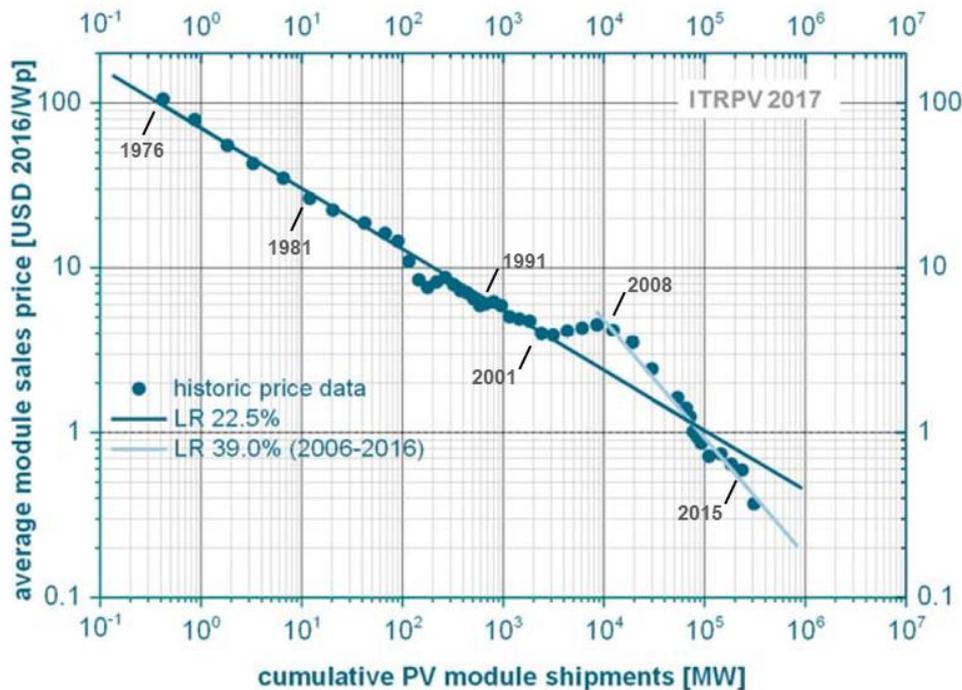


Abbildung 24: Effizienzsteigerung der Photovoltaikherstellung in Abhängigkeit von der kumulativen globalen Produktion an PV. (Bildquelle [36])

Die Stromerzeugung mittels Photovoltaik führt in Deutschland zu einem derzeitigen Solarstrompreis von unter 0,06 €/kWh (die niedrigsten Gebote bei den Ausschreibungen 2017 lagen bei 0,0566 €/kWh). Damit liegt dieser unter den Industriestrompreisen und ist bereits erheblich günstiger als der Haushaltsstrompreis. Die erneuerbaren Energien insbesondere Photovoltaik (PV), sind flächendeckend wettbewerbsfähig bei der Eigennutzung von Strom. Diese enorme Kostenreduktion spiegelt sich in dem raschen Zuwachs wider, mit dem die Photovoltaik zur deutschen Stromerzeugung beiträgt.

Die Kostensenkungen der letzten Jahre im Bereich PV sind im Wesentlichen durch die Verbesserung von Materialien und Prozessen im Rahmen von Skaleneffekten bei der Si-Photovoltaik realisiert worden. Hingegen hat die Technologie, v.a. die mono-kristallinen Siliziumsolarzellen, seit fast 20 Jahren kaum technische Fortschritte gemacht haben, da sich die Spitzeneffizienzen hier bereits nahe am theoretischen Limit befinden. Viele andere Technologien konnten sich in den letzten zehn Jahren deutlich im Bereich der Effizienz, speziell der Lichtkonversionseffizienzen (PCE) verbessern, insbesondere durch Innovationen im Bereich neuer Materialien und Prozesse. [37]

Viele neue PV-Technologien weisen ähnliche oder höhere theoretische Spitzeneffizienzen wie monokristallines Silizium auf und haben gleichzeitig deutlich höhere Kostensenkungspotenziale als die Siliziumtechnologie. Die Kosten von Produkten, die mittels Drucktechnologien hergestellt werden, werden aufgrund der geringen Investitionskosten und des hohen Durchsatzes eher durch die Materialkosten („Bill of Materials“) und gegebenenfalls durch die Ausbeute des Prozesses bestimmt. Daher wird weltweit intensiv an der Entwicklung von Druckmethoden für die Halbleiterfertigung und insbesondere für die Photovoltaikfertigung geforscht. Durch den konsequenten Einsatz von Drucktechnologien für jede einzelne Schicht, wird eine nachhaltige Reduktion der Herstellungskosten von PV-Modulen erwartet. Dieser Wandel von der Wafer-basierten Photovoltaikfertigung hin zur gedruckten Photovoltaik bedingt jedoch einen Durchbruch in der Materialforschung und Prozessentwicklung, insbesondere bei den Halbleitermaterialien.

Unabhängig davon konnten gerade in der gedruckten PV in den letzten Jahren außergewöhnliche Fortschritte erzielt werden. Die Spitzeneffizienzen für gedruckte Photovoltaik konnten in den letzten acht Jahren um ca. 2,6% pro Jahr gesteigert werden (siehe Abbildung 25). Dies ist ca. 3,5-mal schneller als die Fortschritte bei anderen „reiferen“ PV-Technologien. Diese außergewöhnlichen Erfolge sind insbesondere den organischen Solarzellen und seit einigen Jahren nun auch den Perowskit-Solarzellen zu verdanken.

Mit den Perowskiten konnte eine völlig neue Klasse von Halbleitern erschlossen werden, die sowohl durch Materialinnovation getrieben wurde als auch durch die bereits gewonnenen Erfahrungen aus der Prozessierung von organischen, gedruckten Solarzellen profitiert hat. Obwohl die Effizienzen der Perowskit-PV mit 22,1% bereits beachtliche Werte erreicht haben, bedarf es weiterer Forschung, um bestehende Probleme zu lösen. Diese liegen insbesondere im Bereich der Toxizität, da die meisten bisher eingesetzten Perowskite Blei enthalten. Ebenso ist die Stabilität eine große Herausforderung für die Technologie.

Neben den etablierten Technologien der mono- und polykristallinen Halbleitersolarzellen auf Siliziumbasis, zeigen die neuen Technologien der Perowskit-Solarzellen und organischen Solarzellen ein hohes Marktpotenzial.

### **Perowskit-Solarzellen**

Als sehr aussichtsreich wird aufgrund der günstigen Herstellung die Entwicklung von Solarmodulen auf Perowskit-Basis beurteilt. Die Zellen können deutlich dünner als Siliziumzellen gebaut werden. Da Perowskitzellen auch grünes und blaues Licht gut verwerten können, während Siliziumzellen hauptsächlich den roten und infraroten Bereich des Lichts wandeln, gelten sie auch als aussichtsreiche Kandidaten für Tandem-Solarzellen. Problematisch ist bisher jedoch noch die geringe Haltbarkeit, der Schutz gegen Feuchtigkeit und der bei manchen Perowskitzellen notwendige Anteil von Blei, da aufgrund der RoHS-Richtlinie die wirtschaftliche Verwertbarkeit in Frage steht. [1-3]

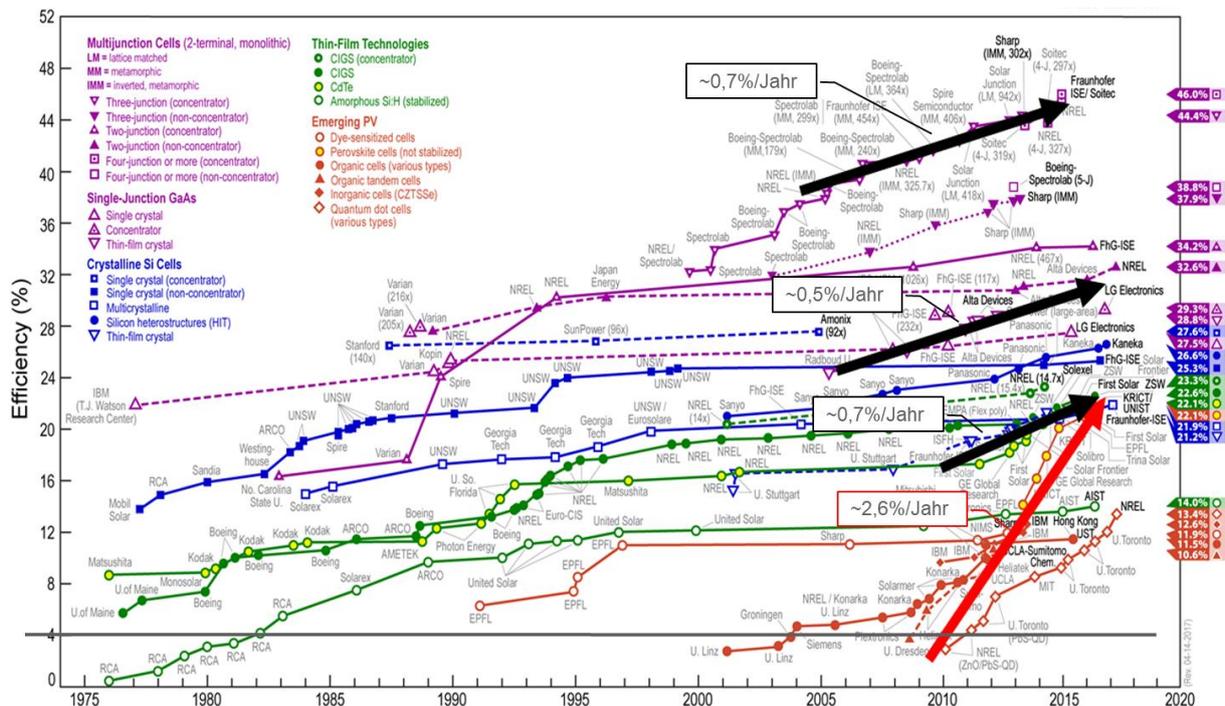


Abbildung 25: NREL Effizienz Chart für die einzelnen PV Technologien (Bildquelle [37])

Perovskit-Solarzellen haben in wenigen Jahren den Sprung auf eine Effizienz von 22% geschafft und damit Werte erreicht, die vergleichbar zu denen von Si-Modulen sind. Im Gegensatz zu diesen sind sie jedoch aus Flüssigphase ohne Hochtemperaturprozesse im Rolle-zu-Rolle (R2R)-Verfahren und daher potentiell deutlich kostengünstiger herstellbar. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit der Fertigung von Si/Perovskit-Tandemzellen, mit denen erstmals eine kommerziell attraktive PV-Technologie mit Effizienzen von über 30% zur Verfügung stehen wird. LCOE-Analysen sagen eine deutlich günstigere Stromproduktion voraus als mit herkömmlichen Si-Modulen. [4-6]

Die Perovskit-basierte PV hat daher das Potential, zumindest im Bereich Zubau zur dominierenden PV-Technologie des nächsten Jahrzehnts zu werden. Um das globale Potential ausschöpfen zu können, müssen innerhalb weniger Jahre Produktionskapazitäten von einigen Hundert GWp/Jahr geschaffen werden. Auf dem Weg dahin sind allerdings noch wesentliche Probleme technischer Art zu lösen. Zunächst ist der Übergang von Laborzellen zu großflächigen Solarmodulen, v.a. aufgrund der unzureichenden Kontrolle über die Kristallisation der aktiven Schicht, noch mit hohen Effizienzverlusten verbunden, so dass großflächige Perovskit-Solarmodule mit mehr als 10% Effizienz heute noch nicht mit zufriedenstellender Ausbeute herzustellen sind. Zudem werden teilweise noch teure Materialien für die Zwischenschichten bzw. Elektroden benötigt, vor allem wenn Lebensdauern von mehr als 25 Jahren garantiert werden müssen, was beim angestrebten Einsatz in Solarkraftwerken unabdingbar ist.

### Organische Solarzellen

Organische Solarzellen basieren auf organischen Kohlenwasserstoffverbindungen mit einer spezifischen Struktur, die dem betreffenden Material die wesentlichen Eigenschaften von Halbleitern verleihen. Typische Vertreter organischer Halbleiter sind konjugierte Polymere und Moleküle, wobei auch speziell synthetisierte Hybridstrukturen verwendet werden. Aus technologischer Sicht stellen konjugierte Polymere und funktionalisierte Moleküle aufgrund ihrer Prozessierbarkeit aus der Flüssigphase attraktive Basismaterialien für die kostengünstige Massenproduktion flexibler PV-Elemente mit vergleichsweise einfacher Struktur dar. Die organische Photovoltaik (OPV) hat das somit das technologische Potenzial, als sogenannte „Low-cost Energy Source“ Einzug zu halten. Unterstützt wird dies auch aufgrund der kostengünstigen Massenfertigung auf Basis etablierter Druckverfahren.

Verschiedene Hersteller organischer Module, wie Heliatek, Infinity und Belectric OPV, sind bereits in diesem Markt aktiv. Module mit 2D-Mustern wurden von verschiedener Seite gezeigt, allerdings bietet einzig Belectric OPV momentan solche Module kommerziell an, da der Herstellungsprozess nur teilweise R2R-kompatibel, damit relativ aufwändig und somit der Verwendung in Repräsentationsbauten vorbehalten ist. [7-9]

### **3.3.1 Einsatzpotenziale neuer Solarzellentechnologien**

Obwohl Großstädte nur 1% der Erdoberfläche bedecken, verbrauchen sie 75 % der eingesetzten Primärenergie und verursachen 80 % der Treibhausgasemissionen. Die EU-Kommission hat daraus bereits Konsequenzen gezogen: ab 2020 dürfen in Europa nur noch Gebäude errichtet werden, die sich als Nullenergiehäuser selbst versorgen. Die Bundesregierung zielt auf einen klimaneutralen Gebäudebestand im Jahr 2050 ab. Dieses Ziel erscheint zumindest für die Stromversorgung realistisch, da das „Auf Dach“-Potential für Solarstrom-Anlagen in Deutschland auf eine Fläche von ca. 1700 km<sup>2</sup> geschätzt wird, was einer jährlichen Energieproduktion von 170 TWh entspricht. Damit könnte rein rechnerisch der elektrische Energiebedarf eines durchschnittlichen deutschen Haushalts von 3,15 MWh/Jahr gedeckt werden. Allerdings stehen in Mittel- und Großstädten nur 10 % der oben genannten Dachfläche zur Verfügung, dagegen werden dort 4/5 des Stroms verbraucht. Zur Verringerung dieses Ungleichgewichts ist es notwendig, Strategien und Technologien zur flächenneutralen Erhöhung der Stromproduktion im urbanen Bereich zu entwickeln. Eine naheliegende Möglichkeit ist die extensive Nutzung von Fassadenflächen für Photovoltaikanlagen. Dieses Potential wird allerdings momentan in kaum nennenswertem Umfang ausgeschöpft. Die Ursachen dafür liegen im schlechten Kosten-/Nutzen-Verhältnis, der aufwändigen technischen Integration und in der mangelnden Ästhetik.

Die flächenneutrale Realisierung der Stromautarkie in Städten in günstigen Fällen durchaus machbar. Die Deckung des elektrischen Eigenbedarfs von Privathaushalten in Mittelstädten, aber auch in Großstädten wie Osnabrück oder Leipzig, ist demnach möglich, wenn alle verfügbaren Fassaden- und Nutzbauwerkflächen in die Stromerzeugung einbezogen werden. Selbst in verdichteten Ballungsräumen, wie Stuttgart, ist

eine Deckung von 40 % des Bedarfs realistisch. Deutschlandweit wird die für PV-Integration geeignete Fassadenfläche auf ca. 580 km<sup>2</sup> geschätzt, was einer zusätzlichen Energieproduktion von ca. 50 TWh/a entspricht. Um die Dach- und Fassadenflächen im städtischen Bereich für die Solarstromerzeugung zu erschließen, müssen die Kosten für Solarstrom deutlich gesenkt werden, idealerweise auf weniger als 0,05 €/kWh.

Die größten Kostenreduktionspotentiale liegen in der Erhöhung der Produktivität durch R2R-Fertigung der Solarmodule sowie in der Integration der Module in Fassadenelemente während deren Herstellung. Beide Potentiale können mit klassischen PV-Technologien aufgrund ihrer intrinsischen Eigenschaften nur schwer ausgeschöpft werden. Eine weitere Voraussetzung für die Erhöhung des PV-Stromanteils im städtischen Bereich ist die Verbesserung der Akzeptanz, insbesondere im Fassadenbereich, durch die Anpassung der Ästhetik der Module an die Ansprüche urbaner Architektur. Auch hier stoßen klassische PV-Technologien an enge Grenzen. Von Heliatek und Belectric OPV werden bereits designtechnisch anspruchsvolle Lösungen auf der Basis organischer PV angeboten. Allerdings beschränken sich die Anwendungsbeispiele bisher aus Kostengründen auf Repräsentationsbauten (Singapur, Mailand, Addis Abeba).

### 3.3.2 Kostenstruktur aktueller Photovoltaiksysteme

Bereits 2018 gelten konventionelle Photovoltaiksysteme als denkbare oder, in einigen Kalkulationen, als die günstigste Form zur Erzeugung von elektrischem Strom. Hierbei werden Stromgestehungskosten ab 0,04 €/kWh in neuen MW-Kraftwerken unter der Voraussetzung produziert, dass der Strom gemäß der aktuellen Erzeugungsleistung vollständig abgenommen wird. Die Höhe dieser Stromgestehungskosten [7] wird dabei vor allem durch

- die Anschaffungsinvestitionen für Bau und Installation der Anlage
- die Finanzierungsbedingungen
- die Betriebskosten
- das Einstrahlungsangebot
- die Lebensdauer
- die Degradation

bestimmt. Da die jährlichen Betriebskosten von ca. 1 % der Investitionskosten einer PV-Anlage im Verhältnis zu anderen Kraftwerkssystemen gering sind, dominieren die Investitionskosten gegenüber den weiteren Kostenanteilen signifikant. Bei Betrachtung der Endkundenpreise für PV-Module pro kWp seit 2006 lässt sich zudem der positive Effekt der Serienproduktion auf die Herstellkosten ablesen (vgl. Abbildung 26).

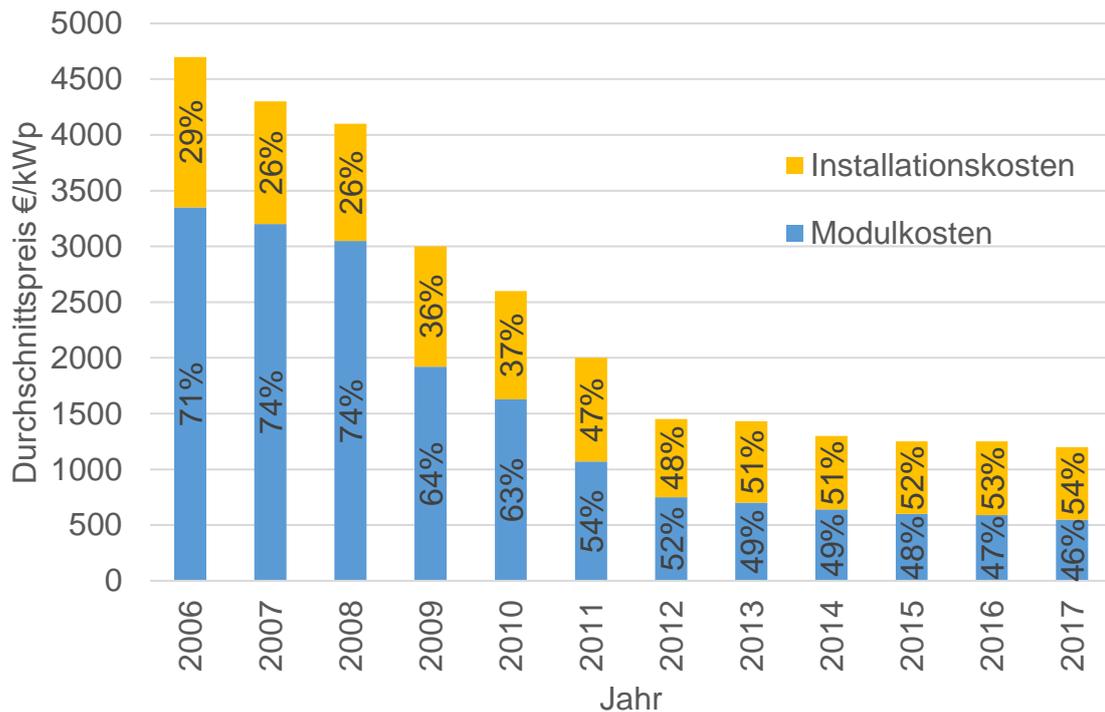


Abbildung 26: Entwicklung der Systempreiskosten für fertig installierte Aufdachanlagen von 10-100 kWp in Deutschland (Datenquelle [38])

Die Kosten für die Module sanken wegen des steigenden Produktionsvolumens aufgrund des technologischen Fortschritts der Produktionstechnik sowie der Skalen- und Lerneffekte signifikant, was zu einer drastischen Reduzierung der Investitionskosten führte. Da diese Masseneffekte bei den Installationskosten nicht greifen, konnten diese nicht im gleichen Verhältnis gesenkt werden und tragen seit 2013 mit mehr als 50 % zu den Systempreiskosten bei.

Neben den Modulen selbst stellt der notwendige Wechselrichter den zweitgrößten Kostenblock für die Hardware dar. Da der Herstellungsaufwand im üblichen Leistungsbereich von Aufdachanlagen skalierbar ist, werden üblicherweise 200 €/kW Wechselrichterleistung bei der Projektierung veranschlagt.

Neben den Investitions- und Betriebskosten stellen die Rückbaukosten den dritten Kostenblock eines PV-Systems dar. Die Module werden seit 2012 von der WEEE-Richtlinie (Waste Electrical and Electronic Equipment) erfasst, wodurch alle Produzenten zur Rücknahme und Entsorgung rückgebauter Photovoltaikmodule verpflichtet sind und die Entsorgung für den Endkunden kostenfrei ist. Somit fallen beim Rückbau lediglich Kosten für die Demontage an. Bei einem Austausch von alten Modulen zu leistungsfähigeren, neuen Modulen, ist hierbei zudem zu berücksichtigen, dass die Montagehilfen wie Aufdachinstallationen nicht zurückgebaut werden und somit die Rückbaukosten deutlich unter den Installationskosten liegen.

### 3.3.3 Target Costing von Photovoltaiksystemen

Für das Modell der Zielkostenberechnung (Target Costing) werden die in Kapitel 2 vorgestellten Rahmenbedingungen hinsichtlich der Stromkosten und Zinssätze der drei unterschiedlichen Anwendungen (Privat- und Industrieverbraucher sowie Großkraftwerksbereich) herangezogen. Die notwendigen Annahmen in Bezug auf die Betriebs- und Entsorgungskosten werden im Weiteren erläutert und in folgende drei Szenarien unterschieden:

- Konventionelle Anlagen in Serienproduktion mit aktuellen Installationskosten
- Konventionelle Technik mit vereinfachter und standardisierter Installation
- Organische PV-Systeme ohne Installationskosten

Neben der Zielkostenberechnung liegt der Fokus zudem auf einer Abschätzung der potenziellen Anwendungsfelder.

#### **Konventionelle Anlagen in Serienproduktion mit aktuellen Installationskosten**

Wie zuvor erläutert, werden aktuelle PV-Anlagen bereits in Serie produziert, wodurch eine deutliche Kostendegression im Modulpreis erkennbar ist. Dies führt dazu, dass die Installationskosten, getrieben von der manuellen Montage durch Fachbetriebe, die Modulkosten bereits übersteigen. In der Zielkostenberechnung nach Abbildung 27 gehen als Betriebskosten bei aktuellen siliziumbasierten Photovoltaikanlagen relativ geringe Kostenblöcke, wie die Instandhaltung, die Reinigung der Module sowie eine mögliche Versicherung, ein. Die Kosten werden nach aktuellen Berechnungen mit ca. 1 % der Modulkosten angesetzt. Weiterhin beträgt die Degradation der Anlagen 1 % pro Jahr. Neben den laufenden Kosten fallen bei einer PV-Anlage Sondereinzelkosten an, da die Lebenszeit der Frequenzumformer mit zehn Jahren veranschlagt wird. Für kleine Anlagen liegen die Kosten für einen Frequenzumformer im Mittel bei 200 €/kWp. Neben den Investitionskosten fallen bei einer PV-Anlage auch Entsorgungskosten an. Zwar werden, wie bereits beschrieben, die Module selbst recycelt, jedoch müssen Systeme, wie z. B. Aufdachinstallationen, zurückgebaut werden. Diese Kosten werden im Target Costing Modell mit 50 % der Installationskosten angesetzt.

Aus den Kennfelder der Abbildung 27 ist deutlich der Einfluss der Sondereinzelkosten erkennbar, der aufgrund des Austauschs der Frequenzumrichter anhand der Unstetigkeit der Graphen in den Betriebsjahren 10 und 20 auftritt. Weiterhin werden lediglich Kosten bis zu einem Installationspreis von 2.000 €/kWp dargestellt, da dies die aktuellen Preise für Aufdachinstallationen bereits übersteigt. Die Stromausbeute aus PV-Anlagen liegt in Bayern, je nach Güte des Standorts, zwischen 800 und 1.000 kWh/kWp im Jahr. Die Zielkostenberechnung für Privatanwender zeigt, dass sich aktuelle Anlagen spätestens nach zehn Jahren amortisiert haben. Die Amortisationszeit für Industrieunternehmen liegt aktuell bei 10-15 Jahren, je nach Standort.

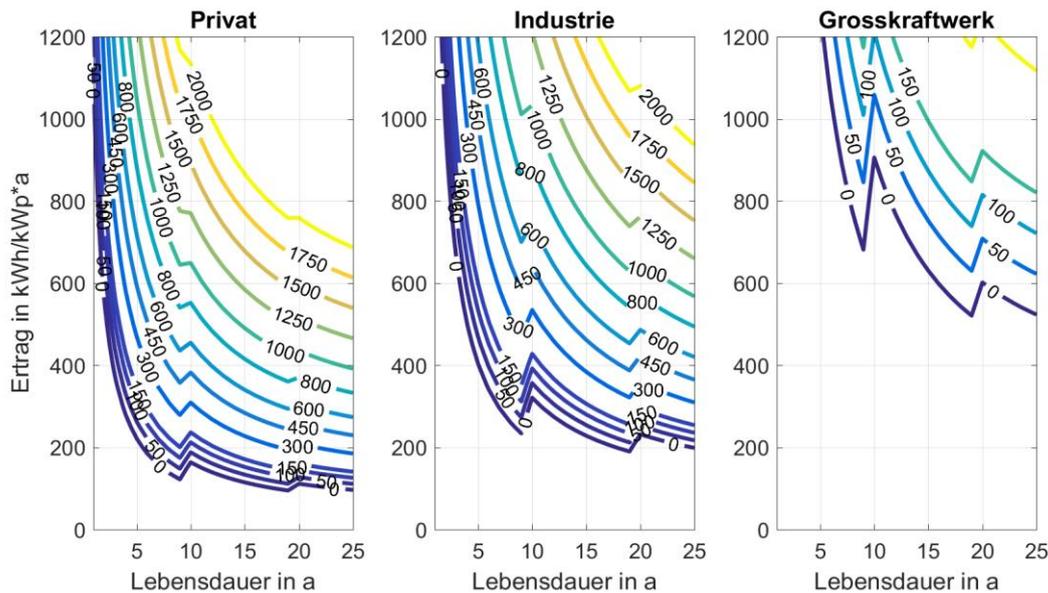


Abbildung 27: Kennfeld der Investitionskosten von konventionellen PV-Anlagen unter aktuellen Betriebs- und Installationskosten

### Konventionelle Technik mit vereinfachter und standardisierter Installation

Das zweite Szenario des Target Costing beschreibt die Verwendung von konventionellen siliziumbasierten PV-Anlagen mit den Prämissen einer vereinfachten und standardisierten Installation der Systeme sowie einer deutlichen Kostendegression des Frequenzumformers aufgrund einer erweiterten Standardisierung. In der Berechnung werden die Installationskosten mit 150 €/kWp angesetzt, was zwar einer Kostendegression von über 75 % entspricht, jedoch in Hinblick auf die Modulpreisentwicklung durch Serienproduktion und Standardisierung (vgl. Abbildung 26) als realistisch erscheint. Zudem betragen die Installationskosten in diesem Szenario ca. 1/4 der Modulkosten. Für den Rückbau wird ein Kostenfaktor von 1/3 gegenüber dem Installationsaufwand angesetzt. Aufgrund von Masseneffekten wird zudem eine Reduktion der Austauschkosten der Frequenzumformer auf 20 €/kWp in der Berechnung berücksichtigt. Die Degradation von 1 % pro bleibt unverändert.

Die Kennfelder zeigen, dass sich im angenommenen Szenario die Installation von konventionellen siliziumbasierten PV-Anlagen bei einem Ertrag von 800 bis 1.000 kWh/kWp und Systemkosten von unter 750 € bereits nach drei bis fünf Jahren einstellt. Bei einer Mindestamortisationszeit von zehn Jahren sind hier sogar ertragsarme Standorte von bis zu 400 kWh/kWp wirtschaftlich erschließbar, wodurch sich die Anwendungsfelder deutlich erweitern. Weiterhin lässt sich bei den angenommenen Installations- und Betriebskosten eine Amortisationszeit für Bezieher von Industriestrom von fünf bis sieben Jahren realisieren. Die Ertragsschwelle für Industriebetreiber liegt bei einer zehnjährigen Betriebsdauer bei 600 kWh/kWp.

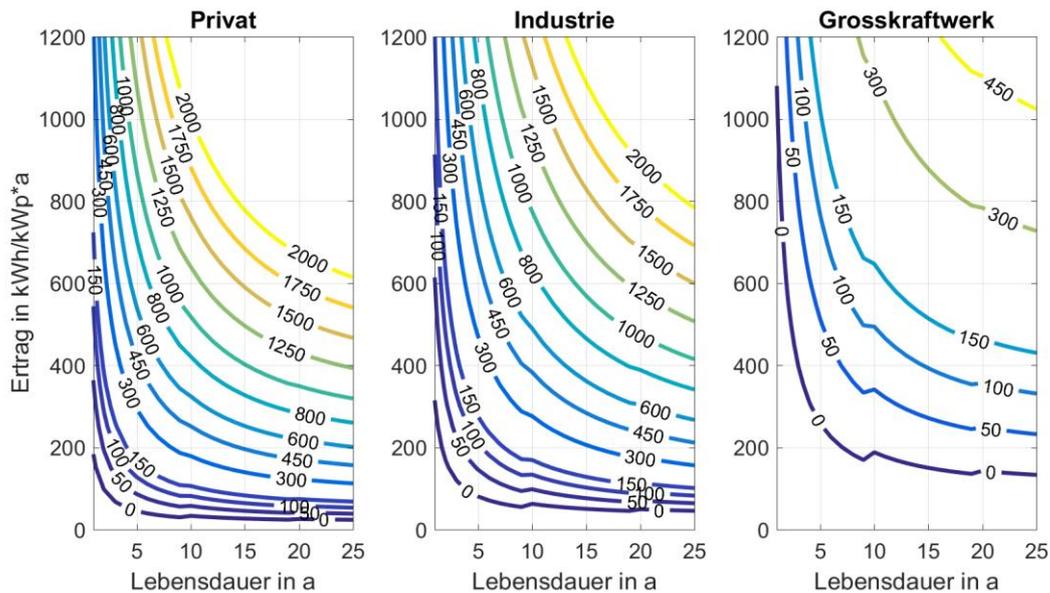


Abbildung 28: Kennfeld der Investitionskosten von konventionellen PV-Anlagen unter der Prämisse einer vereinfachten und standardisierten Installation

### Organische PV-Systeme ohne Installationskosten

Das dritte Szenario beschreibt den Einsatz von organischen PV-Systemen auf Basis einer industrialisierten Großserienproduktion auf Folienbasis, die in einem R2R-Verfahren hergestellt werden. Aufgrund der Anwendungsfelder und des vereinfachten Aufbaus der Systeme und der Integration der PV-Folien in vorhandenen Strukturelemente werden bei diesem Szenario keinerlei zusätzliche Betriebskosten angesetzt. Zudem wird davon ausgegangen, dass aufgrund der Integration der Folien die Frequenzumformer während der Betriebszeit nicht getauscht werden, bzw. ein Defekt aufgrund der geringen Systemkosten gegenüber den Instandhaltungskosten zum kompletten Austausch des Strukturelements führt. Weiterhin sind für die Entsorgung der Strukturelemente mit organischen PV-Systemen (z. B. Fenster) keine höheren Entsorgungskosten zu erwarten als bei Strukturelementen ohne PV-System. Die Degradation der Anlagen beträgt auch in diesem Szenario 1% pro Jahr.

In diesem Szenario ist zu erwarten, dass signifikant geringere Herstellkosten erzielbar sind als bei konventionellen siliziumbasierten Modulen. Die Integration einer semitransparenten organischen PV-Folie, beispielsweise in eine Glasscheibe, führt bei einer standardisierten Großserienproduktion zu marginalen Mehrkosten und erschließt Anwendungsfelder, die mit konventionellen siliziumbasierten Modulen nicht darstellbar sind. Geht man von Systemkosten von 100 €/kWp und einer Amortisationszeit von zehn Jahren aus, sind organische PV-Systeme auf Folienbasis bis zu einem Ertrag von 50 kWh/kWp bei Privatanwendern und 100 kWh/kWp bei Industrieanwendern rentabel und damit in quasi allen Bereichen mit Sonneneinstrahlung einsetzbar. Das Szenario zeigt zudem das Potenzial dieser Technologie, in speziellen Anwendungsfeldern

den aktuell günstigen Stromgestehungspreis von Großkraftwerken von 0,05 €/kWh zu erreichen.

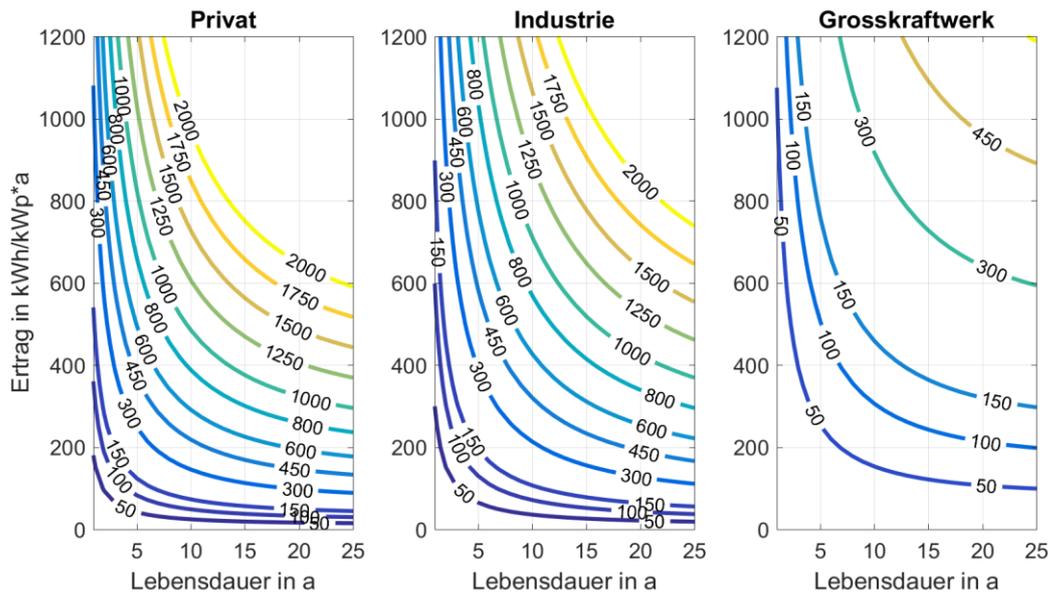


Abbildung 29: Kennfeld der Investitionskosten von organischen PV-Anlagen unter der Prämisse einer Großserienproduktion auf Folienbasis und der Integration in vorhandene Strukturelemente

### 3.3.4 Fazit und detektierter Forschungsbedarf

Die Szenarien des Target Costing zeigen folgende grundsätzliche Handlungsbedarfe im Bereich der PV-Systeme auf:

- Reduzierung der Installationskosten konventioneller Systeme
- Erforschung einer großserienfähigen Produktion von organischen Photovoltaiksystemen

Aufgrund der signifikanten Kostenreduktion von konventionellen siliziumbasierten Modulen überwiegen aktuell die Installationskosten bei der Beschaffung, da die Montage durch Fachpersonal in einer Baustellenfertigung durchgeführt wird. Um in diesem Bereich weitere Kostendegressionen zu ermöglichen, ist eine erweiternde Standardisierung und Vereinfachung der Installation von PV-Modulen notwendig.

Ergänzend zu konventionellen Anwendungen zeigt der Einsatz von organischen Photovoltaiksystemen ein breites Einsatzspektrum, da durch die Semitransparenz weitere Applikationsszenarien ermöglicht werden. Der primäre Innovationsbedarf liegt bei dieser Technologie in der Erforschung und Standardisierung großserientauglicher Herstellungsprozesse für organische PV-Folien, wie dem R2R-Verfahren. Die Verfahren sind bereits aus der Elektronikproduktion bekannt, müssen jedoch für eine wirtschaftliche Herstellung bei PV-Folien übertragen werden.

### 3.4 Biomasse in Bayern

Die Verstromung von Biogas ist die bedeutendste Verfahrensart der Stromerzeugung aus Biomasse. So wurden im Jahr 2016 ca. 51,6 TWh Strom aus Biomasse erzeugt. Davon entfielen mit 32,4 TWh rund 63 % der aus Biomasse erzeugten elektrischen Energie auf Biogasanlagen. Zusätzlich stellten Biogasanlagen im gleichen Zeitraum mit 16,9 TWh ungefähr 15 % der aus Biomasse bereitgestellten Wärmeenergie bereit [39]. Im Gegensatz zu Photovoltaik- und Windkraftanlagen ermöglichen Biogasanlagen eine flexible Energieerzeugung ohne Abhängigkeit von der Witterung. Aus diesem Grund wäre es sinnvoll, wenn die rund 8.930 Biogasanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 4,17 GW einen dynamischen Anlagenbetrieb mit diskontinuierlicher Leistungsanforderung hätten, der auf dem Intraday-Spotmarkt durchgeführt werden könnte.

Biogasanlagen erzeugen Biogas durch Umsetzung von Biomasse durch Mikroorganismen in einem Fermenter, was auch als Vergärung bezeichnet wird (Abbildung 30). Hierbei werden neben tierischen Exkrementen und Energiepflanzen auch Bioabfall genutzt. Das bei der Vergärung entstandene Biogas wird aufbereitet und anschließend in einem Blockheizkraftwerk verstromt oder nach einer weiteren Aufbereitung in das Erdgasnetz eingespeist. Als Nebenprodukte fallen Gärreste, die als Wirtschaftsdünger verwendet werden können, sowie Wärme an.

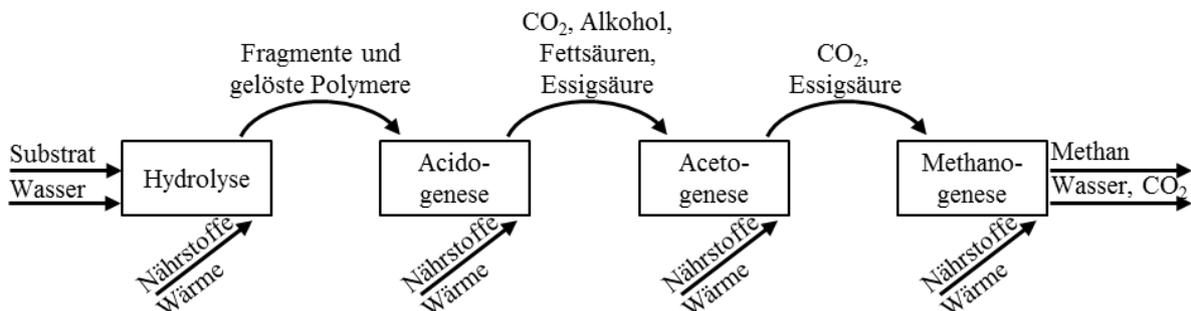


Abbildung 30: Methanogenese in einer Biogasanlage (vgl. [40])

Das grundlegende Funktionsprinzip einer Biogasanlage basiert auf der Kombination eines Fermenters, eines Nachfermenters und eines Blockheizkraftwerks. Üblicherweise werden landwirtschaftliche Rohstoffe, meist Energiepflanzen und Abfallprodukte, als Inputsubstrate für die Pflanzen verwendet. Biogas oder Faulgas aus der Abwasserbehandlung, Abfallbehandlung oder grundsätzlich jede Art von organischer Substanz wird in einigen Fällen auch als Brennstoff verwendet. Für die meisten Substrate wird die Nassfermentation eingesetzt. Diese Input-Substrate, im Folgenden als Ausgangsstoffe bezeichnet, werden zunächst vor Ort gebracht und in einem Umfang gelagert, der einen kontinuierlichen Anlagenbetrieb gewährleistet. Vor der Einspeisung in die Anlage wird das Ausgangsmaterial entsprechend der Anlagenspezifikation vorverarbeitet. Durch Zerkleinerungs- und Mischvorgänge sowie die dosierte Zugabe von

Wasser entsteht so eine für mikrobielle Stoffwechselprozesse optimierte Suspension [41].

Nach der Vorbehandlung wird das Ausgangsmaterial einem Bioreaktor zugeführt, in dem das Verbrennungsgas durch anaerobe Vergärung in Mikroorganismen erzeugt wird. Der Bioreaktor oder Fermenter ist ein gegen die Umgebungsluft isolierter Behälter, in dem die Temperatur des Substrats durch eine Heizung in einem günstigen, mesophilen Bereich eingestellt werden kann. Während des Fermentationsprozesses wird die Aufschlammung durch eine Rührvorrichtung gerührt. Für die Rührwerke stehen verschiedene Konstruktionsprinzipien zur Verfügung. Aufgrund ihres signifikanten Anteils an der örtlichen Leistung einer Biogasanlage im Bereich von 6 % bis 58 % muss das Rührwerksdesign entsprechend der verwendeten Substratzusammensetzung sorgfältig ausgewählt werden [42].

In vielen Fällen wird das Substrat nach Abschluss des Fermentationsprozesses bzw. nach Durchlaufen des Fermenters in einen Nachfermenter transportiert, wo die Methanausbeute durch weiteren Abbau der organischen Bestandteile des Inputsubstrats erhöht wird (Abbildung 31). Nach dem Durchlauf durch den Nachgärbehälter wird das Gärgut gelagert und schließlich als Düngemittel auf Ackerflächen ausgebracht. Sowohl der Fermenter - Haupt- und Nachfermenter - als auch die Gärrestspeicherung können als umweltgerechte Behälter betrachtet werden, um ein anaerobes Milieu zu erhalten und das entstehende Gasgemisch zu enthalten. Für kleine Anlagen sind diese Behälter hauptsächlich als zylindrische Betonbehälter ausgelegt, die mit einer gasdichten Plane abgedeckt sind. Das bei der Fermentation entstehende Gas hat eine geringere Dichte als das Gärsubstrat und sammelt sich oberhalb des Substrats unterhalb der Plane an.

Überwiegend Biogasanlagen mit Nassfermentation werden kontinuierlich betrieben, da die Rohstoffe in regelmäßigen Abständen zugeführt werden und Biogas sowie vergorene Reststoffe in Form von Altschlamm aus dem Fermenter entnommen werden.

Eine wesentliche Aufgabe zur Bewertung der Erlössituation von Biogasanlagen ist die Bestimmung der Kosten der erzeugten elektrischen Energie. Das Target Costing Modell erlaubt den Vergleich der Kostenstrukturen von Biogasanlagen mit den bereits vorgestellten Ausführungsformen anderer Erzeugungsanlagen. Ziel ist die Gegenüberstellung sämtlicher über die geplante Lebenszeit anfallender Kosten mit der im gleichen Zeitraum produzierten Menge elektrischer Energie.

Demnach hängen die Stromgestehungskosten von den Investitionsausgaben, den jährlichen Gesamtkosten, der produzierten Strommenge im Jahr, dem kalkulatorischen Zinssatz und der wirtschaftlichen Nutzungsdauer ab. Die Investitionskosten umfassen alle Kosten für die Beschaffung und Errichtung der Anlage einschließlich der Fermenter, der Gasanlage sowie des Blockheizkraftwerks. Zu den jährlichen Gesamtkosten zählen alle im Rahmen des Anlagenbetriebs erforderlichen fixen und variablen Kosten

einer Periode. Dies sind Zinskosten, Lohnkosten, Versicherungskosten sowie Wartungskosten und Kosten für das Substratmaterial.

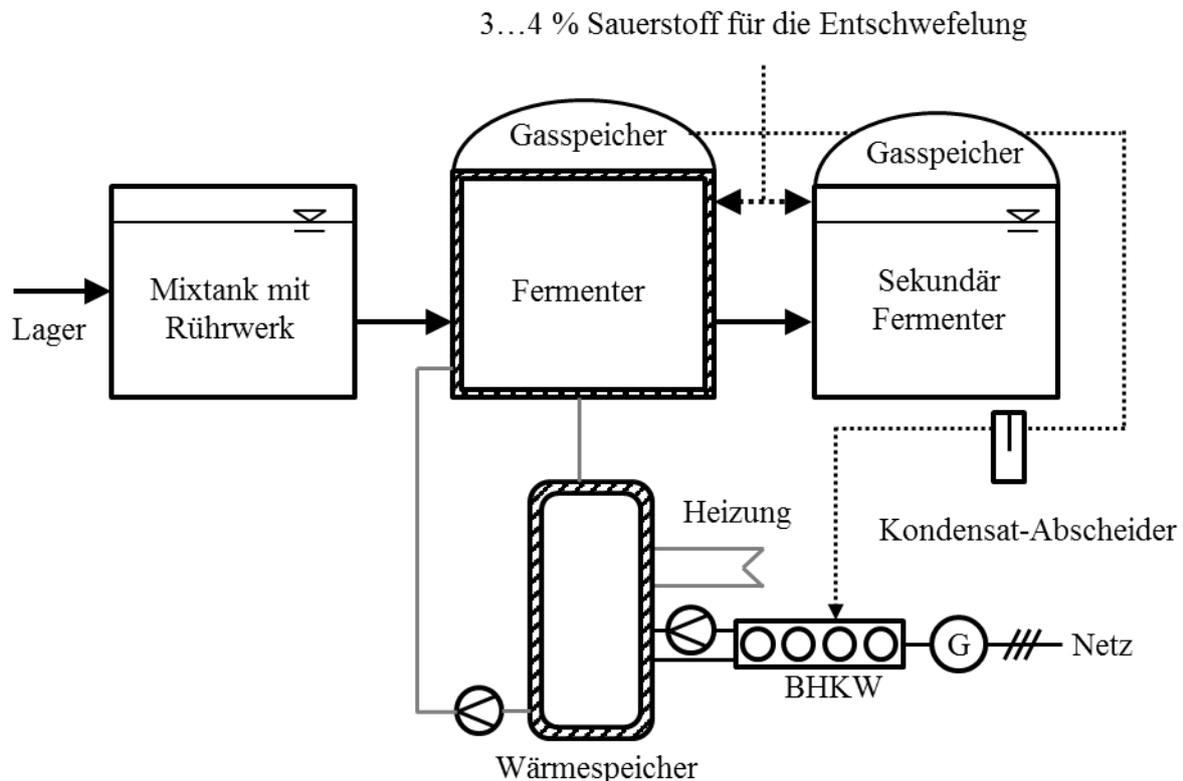


Abbildung 31: Aufbau und Elemente einer Biogasanlage (vgl. [40])

Die spezifischen Investitionskosten konventioneller Großbiogasanlagen variieren in Abhängigkeit der installierten elektrischen Leistung. Ähnliches gilt für Kosten für Betriebsstoffe, Wartung und Reparatur variieren in Abhängigkeit der installierten Leistung, die in €/kWh abgeschätzt werden. Es kann festgestellt werden, dass sowohl die Installationskosten als auch die Betriebskosten mit abnehmender Anlagengröße stark ansteigen. Aus diesem Grund und bedingt durch abnehmende garantierte Einspeisevergütungen sind heute konventionelle Biogasanlagen in niedrigen Leistungsklassen nicht wirtschaftlich betreibbar, sofern keine Sondervergütungen durch den Betrieb z. B. als Güllekleinanlage erzielt werden. [43]

Eine Kleinstbiogasanlage zur energetischen Nutzung von biologischen Abfällen nutzt ein Substrat, welches einen relativ niedrigen Gehalt an Organik aufweist. Hierdurch wird die mögliche Gasausbeute begrenzt. Unter Laborbedingungen beträgt die Gasproduktion 74 Nm<sup>3</sup> je Tonne Input. Während des Betriebs einer Biogasanlage unter Nutzung von Bioabfall lag die Gasausbeute im Mittel bei 50 Nm<sup>3</sup> je Tonne Input. [44]

Pro Einwohner fielen im Jahr 2016 in Bayern 153 kg Bio- und Grünabfälle an [45]. Einem durchschnittlichen Haushalt mit zwei Personen stehen entsprechend rund 300 kg Bioabfall pro Jahr zur Verfügung, aus dem im Idealfall 22 Nm<sup>3</sup> Biogas gewonnen werden können. Wird ein Methangehalt des Biogases von 50 % angenommen, so

stehen 11 Nm<sup>3</sup> Methan pro Jahr zur Verfügung. Ein Nm<sup>3</sup> Methan besitzt einen Energieinhalt von 9,97 kWh [46], entsprechend beträgt die jährlich verfügbare Energiemenge für einen Zwei-Personen-Haushalt rund 110 kWh. Aufgrund der geringen Anlagengröße und des angesichts der geringen Gasmenge unregelmäßigen Betriebs des Gasmotors für die Verstromung des Biogases ist von einem niedrigeren Wirkungsgrad des Wandlers gegenüber von Großanlagen auszugehen, der in dieser Schätzung mit 28 % angesetzt wird.

Folglich können rund 30 kWh elektrische Energie pro Jahr aus einer Kleinbiogasanlage für einen Zwei-Personen-Haushalt gewonnen werden. Wird eine vollständige Eigennutzung dieser elektrischen Energie angenommen und hierdurch der Bezug elektrischer Energie substituiert, so kann ein günstiges Erlösszenario von 0,30 €/kWh angesetzt werden. Hierdurch stehen aus dem Betrieb der Biogasanlage bestenfalls 9 €/a zur Verfügung, die für die Refinanzierung der Investitions- und Betriebskosten herangezogen werden können.

Aus dieser überschlägigen Betrachtung lässt sich daher ableiten, dass ein ökonomischer Betrieb von Kleinbiogasanlagen nicht realisierbar ist.

## 4 Befähigende Querschnittstechnologien

Im Rahmen der Analyse der Kraftwerksarten konnten folgende übergreifende Querschnittstechnologien ermittelt werden, die essentiell für einen wirtschaftlichen Einsatz für Mikrokraftwerke sind:

- Urform und spanende Fertigungstechnologien
- Herstellung von kostengünstigen Kleingeneratoren
- Herstellung von dielektrischen Elastomergeneratoren

Diese systemübergreifenden Technologien werden in den weiteren Ausführungen im Detail beleuchtet.

### 4.1 Kosteneffiziente Fertigungstechnologien

Eine wirtschaftliche, material- und energieeffiziente Serienfertigung von Mikrokraftanlagen erfordert den Einsatz von innovativen Fertigungstechnologien. In den Interviews wurden dabei Faserverbundstofftechnologien, die additive Fertigung, die spanende Fertigung und in bestimmten Teilen auch die Gießereitechnik als relevante Technologien identifiziert. Die Fertigungstechnologien sind für die kostenintensiven Bauteile der Mikrokraftanlagen zu prüfen. Dabei versprechen insbesondere die mechanischen und elektronischen Komponenten von Kleinwindkraftanlagen und Kleinwasserkraftanlagen erhebliches Einsparpotenzial. Neben der Anwendung von innovativen Fertigungsverfahren sind auch die etablierte Fertigungsverfahren für die Fertigung von Komponenten für Kleinkraftwerken zu prüfen. Bei der Bewertung von innovativen Fertigungstechnologien sind die Serienfähigkeit und die Kostendegressionspotenziale durch eine Serienfertigung zu berücksichtigen.

Im Zuge der Studie wurden für Kernkomponenten innovative Fertigungsverfahren identifiziert, die ein hohes Potenzial zur Kostendegression der Einzelkomponenten und somit der Gesamtanlagen versprechen. Im Bereich Faserverbundstofftechnologien gilt eine Pultrusion von Rotorblättern von Kleinwindkraftanlagen vielversprechend. Bei der Pultrusion werden Faserverbundwerkstoffe in einem Strangziehverfahren gefertigt. Aufgrund des einheitlichen Querschnitts, ist dieses Herstellungsverfahren zur Fertigung von faserverstärkten Kunststoffprofilen besonders gut geeignet. Im Allgemeinen werden bei Kleinwindkraftanlagen glasfaserverstärkte Kunststoffe (GFK) verwendet, bei besonders großen Rotorblättern kommt carbonfaserverstärkter Kunststoff (CFK) zum Einsatz, um den Anforderungen an die Steifigkeit zu genügen.

Die additive Fertigung kann beispielsweise bei Wasserturbinenblättern und Rotorblättern eingesetzt werden. Des Weiteren können kleinere Komponenten und komplexe Geometrien von Mikrokraftanlagen additiv gefertigt werden. Additive Fertigung weist auch in der Regel eine höhere Ressourceneffizienz auf, da das Material direkt einer Funktion im Bauteil zugeordnet werden kann. Aktuelle Forschungsprojekte befassen sich mit der Kostenreduzierung der von additiv gefertigten faserverstärkten Bauteilen. Im Projekt ASM Additive Sandwich Manufacturing beispielsweise soll eine Reduktion der

Produktionskosten von über 25 % erreicht werden. In der Betrachtung der Fertigungstechnologien verspricht auch der Einsatz von Gießereitechniken bei seriengefertigten Mikrokraftwerkkomponenten ein hohes Potenzial, da durch die Serienfertigung hohen Einmalkosten für Werkzeuge eine geringe Auswirkung auf die Stückkosten des Serienbauteils haben.

Am Beispiel von kristallinen Module im Bereich der Photovoltaik zeigen sich auch die enormen Kostendegressionen durch eine Serienfertigung der Anlagen. Im Bereich der organischen Module werden durch innovative Fertigungsverfahren wie den Druck die Module neben einer erheblichen Kostendegression bei der Serienfertigung auch die Erweiterung der Anwendungsmöglichkeiten wie Gebäudeintegration erwartet.

## 4.2 Kostengünstige Kleingeneratoren

Elektrische Energiewandler bestehen aus elektrischer Maschine, elektronischer Ansteuerung und Regelung sowie ggf. auch mechanischem Getriebe. Sie werden einerseits als Antriebssystem für lineare oder rotatorische Bewegungen (Elektromotoren) oder andererseits zur Erzeugung von elektrischer Energie (Generatoren) eingesetzt. Der wachsende Bedarf an Energie kann nur mit elektrischer Antriebstechnik gelöst werden. Leistungsoptimierte Generatoren erzeugen elektrischen Strom in nahezu allen Kraftwerken, unabhängig von der Primärenergie. Innovative Generatorkonzepte mit Permanentmagneten oder Kupferrotoren sind energieeffizienter und sparen so deutlich Strom.

Der gegenwärtige Markt von Kleinwindkraft- und Wasserkraftanlagen ist sehr vielfältig und heterogen, wobei insbesondere die Generatoren dieser Anlagen häufig durch geringe Effizienz, mangelhafte Qualität und einer geringen Lebensdauer gekennzeichnet sind. Weiterhin weisen die bisher kommerziell verfügbaren Anlagen hohe spezifische Investitionskosten (2.000 – 9.000 €/kW) auf, so dass ein wirtschaftlicher Betrieb nur unzureichend in der breiten Anwendung zu realisieren ist. Aus technischer Sicht stellen sich für die Integration von Kleinwindenergieanlagen in urbanen und vorstädtischen Gebieten noch folgende Herausforderungen dar:

- niedrige aerodynamische Effizienz der Kleinwindturbine unter dem Einfluss von turbulenten, komplexen Windprofilen
- schwierige Regelung der Leistungselektronik und des Generators bei stark schwankenden Drehzahlen
- Vibration und Lärm
- hohe spezifische Investitionskosten

Wie zuvor beschrieben, ist es notwendig, innovative Prozesstechnologien für dezentrale, kostengünstige und wartungsfreie Multi-kW-Kleinenergieerzeugeranlagen zu adressieren, die sich für den Einsatz im Endkunden-Bereich eignen. Um die Wettbewerbsfähigkeit dieser Anlagen zu erhöhen, soll die Effizienz erheblich verbessert und die Herstellkosten gesenkt werden.

## Auswahl eines geeigneten Generatorkonzepts entsprechend der Anforderungen der Applikation

Wichtige Auswahlkriterien für eine Generatorbauform sind die Netzanforderungen, wie möglichst geringe Leistungs- und Spannungsschwankungen sowie hohe Harmonischensuppression auf der einen Seite, sowie Art und Qualität der Energieeinspeisung auf der anderen Seite. Die Stromqualität wird bestimmt durch den Einsatz von Leistungselektronik in Form von Frequenzumrichtern für Drehstromkonzepte und Wechselrichtern im Falle von Gleichstromgeneratoren. Die sich bisherig im Einsatz befindlichen Generatortopologien umfassen einen Großteil an Bauarten elektrischer Maschinen mit radial geführten (Wechsel-)Feldern, welches in Abbildung 32 aufgezeigt wird.



Abbildung 32: Bauarten elektrischer Maschinen im Überblick

### Gleichstrommaschinen

Der Einsatz von Gleichstrommaschinen ist prinzipiell auch denkbar, was den Vorteil eines Betriebs bei beliebiger Drehzahl bewirkt. Demgegenüber ergeben sich Nachteile beziehentlich der kurzen Wartungsintervalle, die durch den Verschleiß der Bürsten an den Kommutatoren verursacht werden. Die Ersatzteile generieren zudem hohe Betriebskosten. Das entstehende Rauschen durch das auftretende Bürstenfeuer erfordert den Aufwand einer Schirmung um die elektromagnetische Verträglichkeit mit elektronischen Geräten in der direkten Umgebung gewährleisten zu können. Aus den voranstehenden Gründen erweisen sich Gleichstromgeneratoren für den Einsatz in Kleinkraftanlagen als nicht zielführend.

### Drehstrommaschinen als Generator

Die Bauarten von Drehstrommaschinen gliedern sich in Asynchron- und Synchronmaschinen. Dabei bleibt der statorseitige Aufbau similär, während sich in der Konstruktion des Läufers Unterschiede ergeben, welche die Differenzierung ermöglichen. Bei Asynchronmaschinen mit geschlossenen Wicklungen wird in den Leitern der Läuferfalten durch das Drehfeld des Ständers eine Spannung induziert, welche einen elektrischen Strom zur Folge hat. Dessen magnetisches Feld wirkt dem Statorfeld entgegen (Lenz'sches Gesetz) und ein die Rotation des Läufers verursachendes Drehmoment wird über Tangentialkräfte generiert. Bei Schleifringläufern werden die elektrischen Kontakte zu den Leitern in den Läuferfalten nach außen geführt, um zusätzliche elektrische Widerstände schalten zu können, was den Schlupf und damit die Drehzahl beeinflusst (bei Netzbetrieb). Für den Betrieb als Generator ist ein Erregerstrom notwendig, welcher als Blindstrom von außen zugeführt werden muss. Im Inselbetrieb werden zur Blindstromkompensation Anlaufkondensatoren zur Bereitstellung der induktiven Blindleistung eingesetzt, welche einen zusätzlichen Wartungs- und Kostenaufwand bedeuten (eine mitlaufende Phasenschieber-Synchronmaschine erhöht die Kosten gegenüber einem Kondensatorkonzept). Während bei Netzparallelbetrieb diese Blindstromkompensation durch das Verbraucherstromnetz erfolgen kann und im Endkundenbereich auch möglich ist.

Die Vorteile der Bauart lassen den Schluss vermuten, dass dies der ideale Wandler für den Generatoreinsatz ist:

- Robustheit und Wartungsarmut
- Keine Verschleißteile außer Lager der Welle
- Günstiges Preis-Leistungsverhältnis

Trotzdem ist der Einsatz von Asynchronmaschinen in der Generatortechnik in höheren Leistungsklassen heutzutage unüblich [47]. Die Nachteile sind:

- Kein Inselbetrieb möglich ohne Kondensator
- Notwendige Blindleistungszuführung
- Geringer Leistungsfaktor  $\cos \varphi$

Bei einer Synchronmaschine erfolgt die Erregung durch Permanentmagneten oder einer Fremderregung durch gleichstromdurchflossene Leiter im Läufer. Der Läufer wiederum kann bauartbedingt ausgeführt werden als Vollpol- oder Schenkelpolläufer. Die Läuferbauart beeinflusst das Einsatzgebiet in Bezug auf die Drehzahlen. Während sich Vollpolläufer für hohe Drehzahlen geeignet zeigen (Turboläufer in Dampfturbinen), werden die Schenkelpolmaschinen mit mehr Polpaaren für niedrigere Drehzahlen bis 750 U/min eingesetzt und eignen sich somit für langsam laufende Energiewandler, wie z. B. Wasserkraftwerke [47].

Der Wirkungsgrad ist dabei immer höher als bei Asynchronmaschinen, auch wenn eine Abhängigkeit des Nennwirkungsgrads von Baugröße und relativer Leistung besteht

und der Teillastbetrieb gegenüber dem Volllastbetrieb mit abfallenden Wirkungsgraden verbunden ist.

### Auswahl eines qualifizierten Generatorkonzepts für den Einsatz in Kleinenergieerzeugungsanlagen

Um einen geeigneten Generator für Kleinenergieerzeugeranlagen auswählen zu können, sind vordringlich die Kriterien der diese Auswahl gehorchen soll zu manifestieren. Abbildung 33 zeigt zehn Kriterien, welche zusätzlich durch Gewichtung der Eigenschaften zu einer Entscheidung führen sollen.

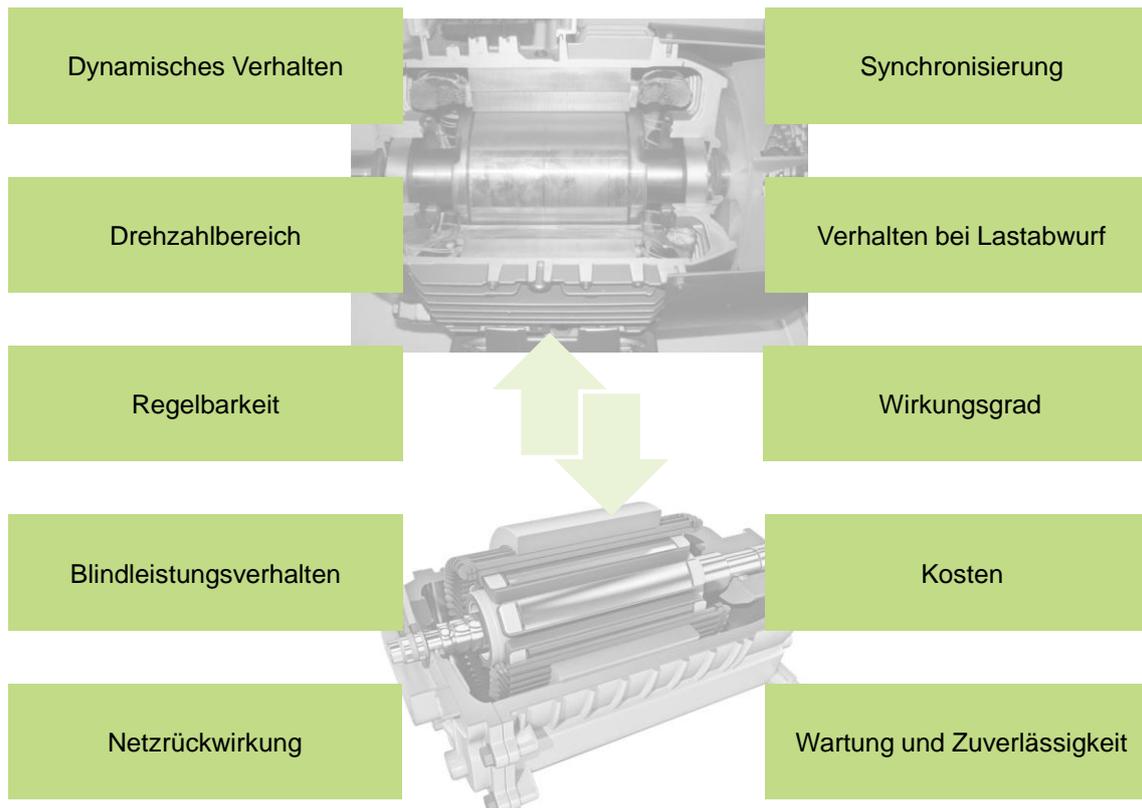


Abbildung 33: Kriterien für die Auswahl einer Generatortopologie

Bei Betrieb des Generators am frequenzstarrten Netz ergeben sich Abweichungen zwischen der durch das Netz vorgegebenen konstanten Drehzahl und der Winkelgeschwindigkeit des Rotors, welche den lokalen Windverhältnissen folgt. Asynchronmaschinen können über den Schlupf die für eine bessere Drehzahlelastizität erforderlichen 1,5 bis 2 % Schwankung ausgleichen. Auch ist die Dämpfung einer Schwankung in der Drehzahl durch die Asynchronmaschine vorteilhafter als bei Synchronmaschinen. Der erforderliche Drehzahlbereich kann durch moderne Leistungselektronik bereitgestellt werden ohne eine der Bauarten zu bevorzugen. Durch elektronische Regelbarkeit des Drehmoments und der Drehzahl des Generators sinken die Anforderungen an die Regelung der Aerodynamik des Rotors. Wie obenstehend erwähnt, ist ein Inselbetrieb von Asynchronmaschinen aufgrund des Blindleistungsbedarfs nicht möglich. Auch bei Netzparallelbetrieb muss die Blindleistung durch zusätzlichen Aufwand

bereitgestellt werden, der bei Leistungsfaktorregelung mit moderner Leistungselektronik entfällt. Bezüglich der Netzurückwirkungen bildet der Blindleistungsbedarf ebenfalls parasitäre Effekte, wo hingegen Oberwellen durch die Suppression mit entsprechenden Tiefpassfiltern unter Verwendung moderner Wechselrichter keine zu berücksichtigende Problematik darstellen.

Die Synchronisierung mit dem Netz erfolgt über die Regelung der Leistungselektronik, um beispielsweise Sanftanläufe oder den Betrieb von Synchrongeneratoren am Netz überhaupt zu ermöglichen. Einschaltstöße durch hohe Anlaufströme bei Zuschalten von Asynchrongeneratoren müssen beachtet werden und können durch Thyristoren reduziert werden. Bei Lastabwurf (Stromausfall oder Defekt) soll die Anlage sicher gebremst werden, was bei Synchronmaschinen über einen Bremswiderstand einfach umgesetzt werden kann. Das Erregerfeld für den Asynchronläufer muss dagegen über eine Rückspeisung oder Kondensatoren aufrechterhalten werden. Die Wirkungsgradunterschiede bilden keine Grundlage für eine Entscheidungsfindung. Die Herstellungskosten sowie der Wartungsaufwand indes schon. Der wartungsarme Käfigläufer aus Aluminiumdruckguss für die Asynchronmaschine ist gegenüber permanentenerregten Synchronläufern mit teurem Magnetmaterialien in der Herstellung entsprechender Stückzahlen günstiger (Werkzeugkosten berücksichtigt).

### Potentieller Forschungsbedarf

Die Ständerwicklungen, welche zumeist aus Kupferlackdraht hergestellt werden, können kostengünstig durch Aluminiumdrähte substituiert werden, da in der Anwendung als Generator weniger die Leistungsdichte denn die möglichst frühe Amortisation der Anlageninvestition im Vordergrund steht. Um einen möglichst kostengünstigen Generator zu erhalten, ist das bis zu viermal teurere (siehe Abbildung 34) Edelmetall Kupfer durch Aluminium zu ersetzen. Dabei sind einige Gesichtspunkte zu berücksichtigen, wie der erhöhte spezifische Widerstand von Al gegenüber Cu-Legierungen. Der Quotient der elektrischen Leitfähigkeit der beiden Materialien (je nach Reinheit):

$$Q_{el} = \frac{\sigma_{Al}}{\sigma_{Cu}} \approx 0,64$$

Bei gleichbleibendem Strombelag ist demzufolge der Nutenquerschnitt um den Kehrwert von  $Q_{el}$  zu erhöhen, um den Wirkungsgrad nicht zu verschlechtern, was insbesondere bei der Stator konstruktion zu berücksichtigen ist. Indessen führt der Quotient der Dichte der beiden Materialien zu einem weiteren Vorteil für Aluminium:

$$Q_p = \frac{\rho_{Al}}{\rho_{Cu}} \approx 0,3 \tag{11}$$

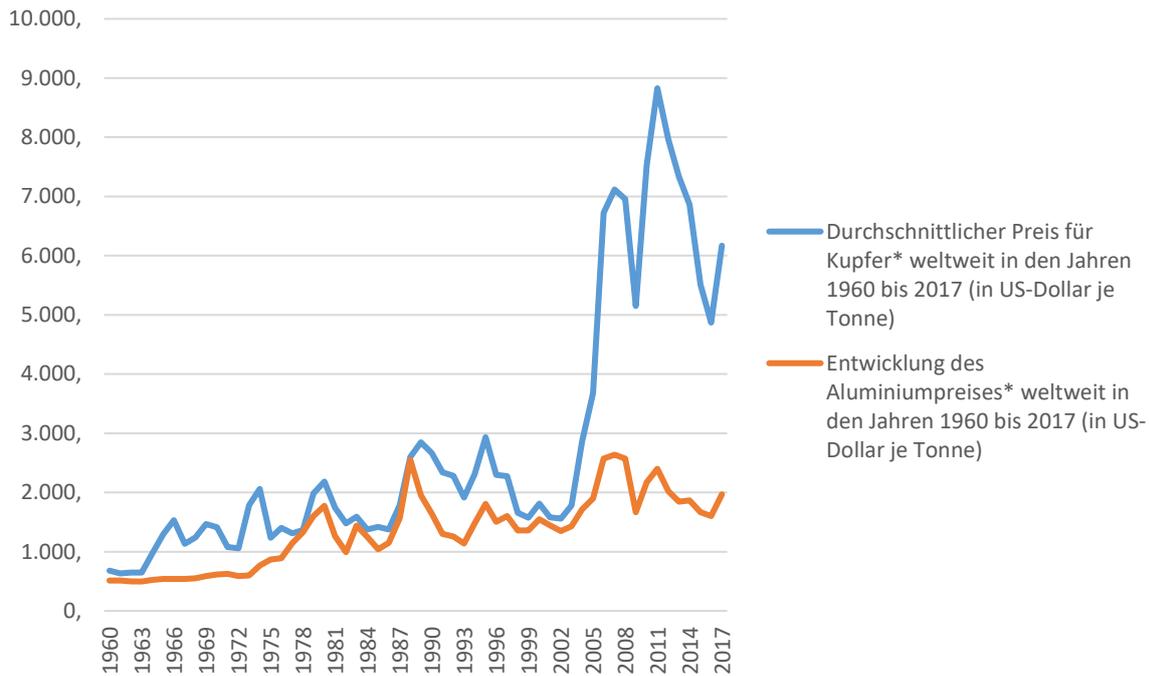


Abbildung 34: Entwicklung der Rohstoffpreise für Aluminium und Kupfer zwischen 1960 und 2017 gemäß Datenerhebung der World Bank

In anderen Worten heißt das, dass der Querschnitt der Leiter aufgrund der verminderten elektrischen Leitfähigkeit um ca. 53 % erhöht werden muss, um die zusätzlichen ohm'schen Verluste von Aluminium gegenüber Kupfer als Leitermaterial zu parieren. Die geringe Dichte des Aluminiums führt hiergegen zu einer besseren spezifischen Stromtragfähigkeit als bei Kupfer, da lediglich 46 Gew.-% des Kupfers aufgewendet werden müssen, um gleiche elektrische Verhältnisse zu erhalten. Der absolute Kostenvorteil des Aluminiums wird demzufolge ergänzt durch die materialspezifischen Charakteristika, so dass der Einsatz als Leiterwerkstoff eine Kosteneinsparung je nach Handelspreis von derzeit 85 % erzielt. Das Ziel, einen möglichst kostengünstigen Generator für den Endkundeneinsatz zu produzieren drängt aluminiumbasierte Asynchrongeneratoren auf.

Die Verarbeitung von Aluminiumdrähten ohne Primärisolation in Form der üblichen PA-PI-Lacksysteme für die Statorproduktion wurde bislang nicht evaluiert. Das Aluminiumoxid an den Mantelflächen des Drahts ist eine elektrische isolierende Keramik, welche theoretisch als Primärisolation in Niederspannungsmaschinen dienen kann [48]. Die niedrige Duktilität des Oxids stellt eine besondere Herausforderung für eine automatisierte Verarbeitung von oxidierten Aluminiumdrähten dar [49]. Forschungsbedarf besteht überdies bei der automatisierten Kontaktierung des Leiterwerkstoffs, vor allem im Hinblick auf Materialkombinationen an der Kontaktstelle, welche durch gewöhnliche Schmelzschweißprozesse aufgrund der Ausbildung intermetallischer Phasen nicht abgebildet werden können [50].

### 4.3 Dielektrische Elastomergeneratoren

Dielektrische Elastomere werden derzeit überwiegend für sensorische bzw. aktorische Anwendungen entwickelt. Aufgrund ihres einfachen strukturellen Aufbaus ist ebenfalls eine Verwendung als Generator möglich. Die funktionelle Einheit besteht aus einem elastischen, inkompressiblen Dielektrikum sowie auf dessen Ober- und Unterseiten aufgebrachtene Elektroden, welche ebenfalls elastisch sind (siehe Abbildung 35). Durch diese Eigenschaften sowie durch ihren einfachen Aufbau analog zu einem Plattenkondensator qualifizieren sich dielektrische Elastomere generell für elektromechanische Transformatoren in aktorischen, sensorischen und auch generatorischen Anwendungen im klein- und großskaligen Bereich. Dieser Technologie wird eine hohe Leistungsdichte und Effizienz bei der elektromechanischen Energiewandlung sowie eine hohe Dehnfähigkeit und Elastizität zugesprochen.

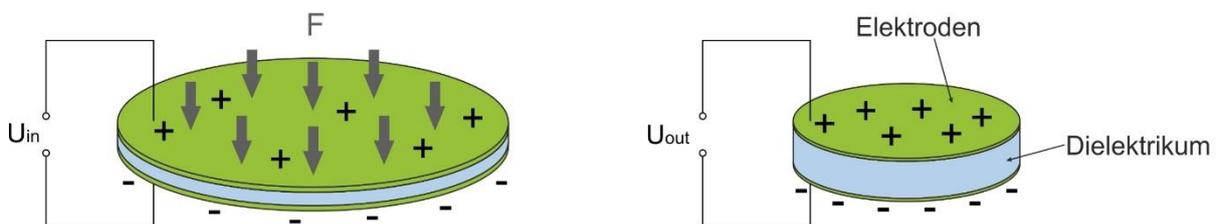


Abbildung 35: Aufbau eines dielektrischen Elastomergenerators

Die positiven intrinsischen Eigenschaften von dielektrischen Elastomergeneratoren lassen sich wie folgt zusammenfassen [51–54]:

- Geräuschloser Betrieb
- Hoher Freiheitsgrad bei der Formgebung sowie hohe Nachgiebigkeit (mechanische Dehnung bis zu 380 %)
- Übertragung linearer Bewegungen, wodurch zusätzliche Mechanismen zur Wandlung in rotatorische Bewegungen nicht notwendig sind, was zu einer Erhöhung des gewichtsbezogenen Wirkungsgrads führt
- Hohes Leistungs-Gewichts-Verhältnis und Effizienz bei der elektromechanischen Energiewandlung
- Geringer Ressourceneinsatz im Herstellungsprozess sowie geringe Wartungskosten aufgrund der werkstoffbedingten Rostfreiheit
- Hohe Energiedichte (bis zu 0,4 J/g, vergleichbar mit mittelgroßen elektromagnetischen Generatoren)
- Minimaler Platzbedarf sowie geringe Investitionskosten bei vergleichbarer Stromerzeugungsleistung (z. B. 5,4 J pro Wellengang bei 0,3 Hz mit 40 g DEG, entspricht 2 kW auf 40 kg)

Das Funktionsprinzip eines dielektrischen Elastomergenerators lässt sich stets in vier Schritte unterteilen. Diese sind ebenfalls in Abbildung 35 skizziert: [55, 56]

- Z0 bis Z1:  
Im ersten Schritt wird durch von außen aufgebraachte mechanische Arbeit (bspw. Dehnung oder Stauchung) die Kapazität des DEG erhöht, wobei gleichzeitig diese mechanische Energie gespeichert wird.
- Z1 bis Z2:  
Anschließend wird ein externes elektrisches Feld am Generator angelegt, wodurch die Elektroden mit Ladungen versehen werden. Die Kapazität bleibt bei diesem Schritt konstant.
- Z2 bis Z3:  
Durch die Rückformation des DEG, welche bspw. durch zyklische Bewegungen ermöglicht werden, nimmt der Generator wieder die ursprüngliche Kapazität an, wobei in Abhängigkeit davon, welcher Parameter (Ladung, Spannung, elektrisches Feld) konstant gehalten wird, die mechanische Energie in elektrische Energie umgewandelt wird.
- Z3 bis Z0:  
Diese zusätzliche elektrische Energie kann im letzten Schritt nach dem Prinzip des Energy Harvestings „geerntet“ werden bevor der folgende Zyklus beginnt.

Dabei gibt es drei unterschiedliche Herangehensweisen, welche sich vor allem in der Zeitspanne  $t_2$  bis  $t_3$  unterscheiden. Bei den unterschiedlichen Ansätzen, wird entweder die Ladung (Abbildung 36 a)), die Spannung (Abbildung 36 b)) oder das elektrische Feld (Abbildung 36 c)) am Generator konstant gehalten.

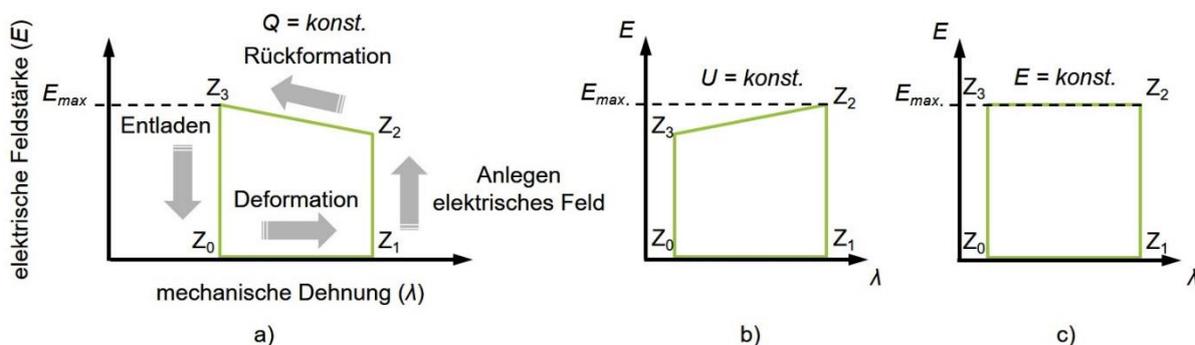


Abbildung 36: Skizzierte Funktionsweisen des generatorischen Betriebs dielektrischer Elastomere bei konstanten Parametern zwischen Z2 und Z3: konstante Ladung (a), konstante Spannung (b) und konstantes elektrisches Feld (c).

In Tabelle 11 ist zum Vergleich der in Abbildung 36 dargestellten Funktionsweisen eine Übersicht der jeweiligen möglichen Ausbeute nach [56] dargestellt.

Anhand der Tabelle kann somit die Verfahrensweise des Zyklus mittels konstanter Spannung als nicht empfehlenswert betrachtet werden. Da in der dritten Variante aufgrund des konstanten elektrischen Felds theoretisch keine Grenzen hinsichtlich der

Verformung bestehen, die zu einem elektrischen Durchschlag im dielektrischen Elastomergenerator führen würden, ist dieses Konzept vor allem für großflächige Harvestingapplikationen mit hoher Dehnung geeignet.

Tabelle 11: Vergleich der unterschiedlichen Funktionsweisen dielektrischer Elastomergeneratoren

	Konstante Ladung Q	Konstante Spannung U	Konstantes el. Feld E
<b>Eingangsenegie zum Laden des DEG <math>E_{in}</math></b>	$\frac{1}{2} \varepsilon_0 \varepsilon_r V E_{max}^2 \frac{A_{min}^2}{A_{max}^2}$	$\frac{1}{2} \varepsilon_0 \varepsilon_r V E_{max}^2$	$\frac{1}{2} \varepsilon_0 \varepsilon_r V E_{max}^2$
<b>Verstärkung der el. Energie während der Relaxation <math>E_{Relax}</math></b>	0	$\varepsilon_0 \varepsilon_r V E_{max}^2 \left( \frac{A_{min}^2}{A_{max}^2} - 1 \right)$	$\varepsilon_0 \varepsilon_r V E_{max}^2 \ln \frac{A_{min}}{A_{max}}$
<b>Veränderung der el. Energie während des Entladens <math>E_{Entl}</math></b>	$\frac{1}{2} \varepsilon_0 \varepsilon_r V E_{max}^2 \left( \frac{A_{min}^2}{A_{max}^2} - 1 \right)$	$\frac{1}{2} \varepsilon_0 \varepsilon_r V E_{max}^2 \left( 1 - \frac{A_{min}^2}{A_{max}^2} \right)$	0
<b>Gesamt geerntete Energie</b> $E_{Ges} = -E_{Relax} - E_{Entl}$	$\frac{1}{2} \varepsilon_0 \varepsilon_r V E_{max}^2 \left( 1 - \frac{A_{min}^2}{A_{max}^2} \right)$	$\frac{1}{2} \varepsilon_0 \varepsilon_r V E_{max}^2 \left( 1 - \frac{A_{min}^2}{A_{max}^2} \right)$	$\varepsilon_0 \varepsilon_r V E_{max}^2 \ln \frac{A_{max}}{A_{min}}$
<b>Relativer Energiegewinn</b> $E_{rel} = \frac{E_{Ges}}{E_{in}}$	$\frac{A_{max}^2}{A_{min}^2} - 1$	$1 - \frac{A_{min}^2}{A_{max}^2}$	$2 \ln \frac{A_{max}}{A_{min}}$

mit

$\varepsilon_0$ : Dielektrizitätskonstante

$\varepsilon_r$ : relative Permittivität

$V$ : Volumen

$E_{max}$ : max. elektr. Feld

$A_{min}^2$ : minimale Elektrodenfläche

$A_{max}^2$ : maximale Elektrodenfläche

Energy Harvester auf Basis dielektrischer Elastomere werden in zahlreichen Patenten für unterschiedliche Anwendungsbereiche beschrieben [57–61], welche auf Konzepten der Umwandlung mechanischer Energie in Form periodischer Bewegungen in elektrische Energie beruhen. Beispielsweise behandelte ebenfalls ein bereits abgeschlossenes Forschungsprojekt (EPoSil – Elektroaktive Polymere auf Silikonbasis zur Energiegewinnung) die Gewinnung von Energie aus Meereswellen (siehe Abbildung 37).

Die technische Realisierbarkeit von dielektrischen Elastomergeneratoren sowie das Potenzial konnte in zahlreichen Projekten und Veröffentlichungen bereits gezeigt werden. Aufgrund der noch fehlenden Wirtschaftlichkeit (zwar niedrige Materialkosten, allerdings hohe Prozesskosten sowie ein erhöhter Flächenbedarf aufgrund aktuell un-

geeigneter Materialparameter) im Vergleich zu etablierten Energiegewinnungsmethoden sind diese Generatoren allerdings bisher noch nicht wettbewerbsfähig und daher auf dem Markt bis dato nicht zu finden.

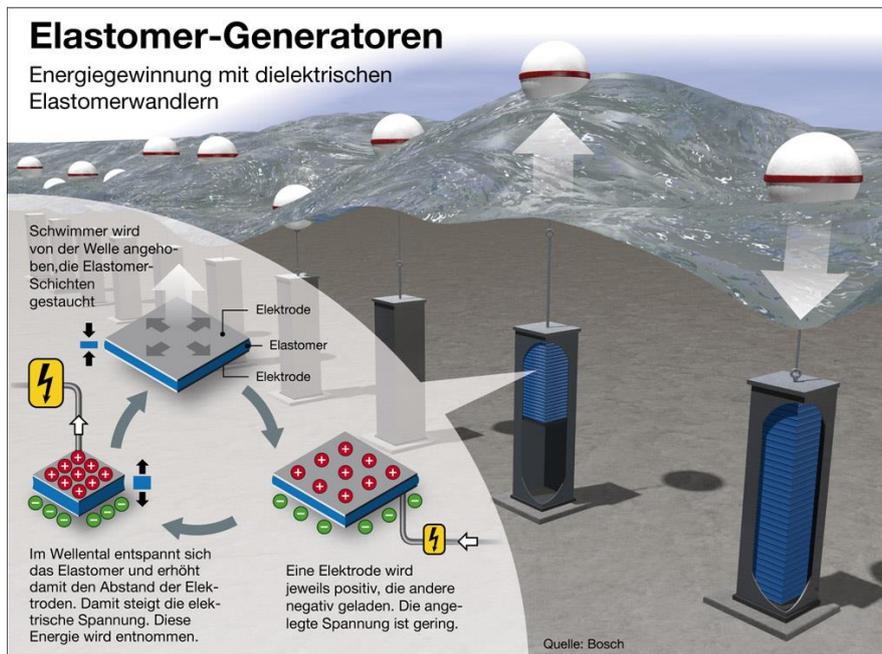


Abbildung 37: Gewinnung elektrischer Energie aus der Bewegung durch Meereswellen mittels dielektrischer Elastomergeneratoren im Rahmen des Forschungsprojekts EPoSil. Grafik: Bosch

Der Forschungsfokus zahlreicher internationaler Gruppen liegt bisher schwerpunktmäßig auf der Identifizierung geeigneter dielektrischer Werkstoffe sowie deren Charakterisierung und mathematischen Modellierung der elektromechanischen Eigenschaften vor allem im aktorischen und sensorischen Betrieb dielektrischer Elastomere. Daher lassen sich folgende Forschungsschwerpunkte identifizieren:

- Material und Prozessentwicklung:
  - Erzeugung homogener Dielektrikumsschichten im geringen  $\mu\text{m}$ -Bereich sowie hohe Zuverlässigkeit und Sicherheit gegen Schichtablösung (Delamination) der Elektroden
  - Materialoptimierung hinsichtlich ideal leitfähiger Elektroden und Dielektrikum mit hoher Permittivität
  - Erhöhung der Materiallebensdauer hinsichtlich dehnungsabhängiger Zyklen, bspw. für Wellenbewegungen, für einen langwierigen Einsatz
  - Automatisierte Herstellungsverfahren dielektrischer Elastomere
  - Elektrische Kontaktierung einzelner DE-Einheiten mit nachgiebigen Elektroden
- Konzipierung:
  - Identifikation geeigneter und ergiebiger Anwendungsszenarien und Generatorkonzepte sowie geeignete Hersteller

- Identifizierung anwendungsspezifischer Geometrien sowie Konstruktion effizienter mechanischer Wandler sowie sinnvoller Vergleich hinsichtlich herkömmlicher Energieerzeugern (Offshore, Kohle, Verbraucherpreis)
- Serienfertigung:
  - Entwicklung automatisierter und Seriengerechter Herstellungsprozesse für eine wirtschaftliche Fertigung dielektrischer Elastomere
  - Entwicklung geeigneter Steuerungsalgorithmen und Leistungselektronik inkl. Energiespeicher sowie Implementierung eines energieeffizienten optimalen Energy Harvesting Zyklus

### **Fazit**

Trotz des hohen Potenzials dielektrischer Elastomere ist diese Technologie für den Einsatz als dielektrische Elastomergeneratoren in seriengefertigten Mikrokraftwerken bisher noch nicht geeignet. Für eine Etablierung der potenzialreichen Technologie sind vor dem Schritt zur Serienfertigung noch weitere Forschungsaspekte zu berücksichtigen und zu untersuchen. Daher würde sich zunächst ein dreistufiges Forschungs- und Entwicklungsverfahren anbieten:

1. Optimierung von Materialparametern, wie bspw. Permittivität, Durchbruchfeldstärke und Elastizitätsmodul, sowie Untersuchung geeigneter automatisierter Verfahrenstechnologien zur Herstellung dielektrischer Elastomere
2. Entwicklung und Untersuchung verschiedener Generatorkonzepte sowie Proof-of-Concept der Umsetzungen und Evaluierung auf Basis Aufbau aktueller Materialien und Verfahrenstechniken
3. Entwicklung automatisierter Herstellung geeigneter Generatorkonzepte bis hin zur Serienfertigung mit dem Ziel, kostengünstige und effiziente Mikrogeneratoren zu realisieren

## 5 Netzintegration

In Deutschland wird die Stromerzeugung in einem Verbundnetz organisiert, in das auch Mikrokraftwerke technisch sinnvoll eingebunden werden müssen. Somit stehen dem erhöhten Potential für die regenerative Erzeugung von Strom durch die Mikrokraftwerke, die Restriktionen einer bestehenden Infrastruktur gegenüber. Die Bewertung der Netzintegration von Mikrokraftwerken muss anhand der Versorgungszuverlässigkeit und Systemstabilität erfolgen. Diese sollte sich gegenüber dem heutigen Niveau nicht verschlechtern.

Zur qualitativen Evaluation der Besonderheiten von Mikrokraftwerken wurden ausführliche Recherchen und Experteninterviews durchgeführt. Die Ergebnisse dieser Untersuchungen sind in diesem Kapitel dargestellt. Zuerst wird aufgezeigt, welche Eigenschaften Mikrokraftwerke, durch ihre besondere Stellung am Markt, gegenüber anderen EEG-Anlagen besitzen. Anschließend werden die technischen Voraussetzungen für den Anschluss eines Mikrokraftwerkes beschrieben, die den sicheren Betrieb für den Anwender ermöglichen und einen Einfluss auf die Installationskosten aufweisen. Weiterführend werden die Anforderungen an die Netzplanung und Netzbetrieb erarbeitet. Die Netzplanung und Netzführung müssen sicherstellen, dass die Versorgungszuverlässigkeit und Versorgungsqualität durch die sich ändernde Erzeugungsstruktur nicht beeinträchtigt werden. Darauf aufbauend sind mögliche Technologien und Maßnahmen dargestellt, welche die Netzintegration in die bestehende Infrastruktur erleichtern können, jedoch noch Forschungsbedarf aufweisen.

### 5.1 Anwendungsbereich und Netzverknüpfung

Im Fokus dieser Studie stehen Energieanlagen kleiner Leistungsklassen, die sowohl günstig in der Herstellung als auch in der Installation sind. Damit wirken auf diese Anlagentechnik ökonomische Kräfte, welche die Ausgestaltung dieser Anlagen beeinflussen und somit das elektrische Verhalten im Betrieb. Im Folgenden sind die Annahmen aufgeführt, welche durch die Literaturrecherche zutage gefördert wurden bzw. Ergebnisse der Expertenbefragung sind.

Bedingt durch die niedrige Leistungsklasse der Mikrokraftwerke, ist der vorwiegende Anwendungsfall im häuslichen Bereich. Im Gegensatz zum industriellen Umfeld kann im häuslichen Umfeld nicht davon ausgegangen werden, dass elektrotechnische Fachwissen vorhanden ist. Zudem sind lediglich Elektrofachkräfte berechtigt, elektrische Anlagen zu errichten. Für die Anlagenhersteller besteht ein zentraler Erfolgsfaktor darin, eine einfache und kostengünstige Installation zu ermöglichen.

Durch den Anwendungsfall beschränkt sich die Installation der Mikrokraftwerke auf die Niederspannungsebene mit einer Spannung von 230 V (Phase-Neutralleiter) bzw. 400 V (Phase-Phase). Mit 1.190.704 km Stromkreislänge (Stand 2016) zeichnet sich die Niederspannungsebene die größte elektrische Ausdehnung und durch die geringste Durchdringung von Messtechnik aus [62]. Die teilweise großen lokalen

Unterschiede und vergleichsweise spärliche Datenlage beschreiben die besonderen Herausforderungen zur Netzintegration in der Niederspannungsebene.

Mit einer Anlagenleistung von 0-5 kW befinden sich die Mikrokraftwerke genau in dem Leistungsbereich, in dem die Fragestellung besteht, ob ein einphasiger oder ein dreiphasiger Netzanschluss gewählt wird. Bis zu einer Anlagenleistung von 4,6 kVA ist es zulässig Erzeugungsanlagen einphasig anzuschließen [63]. Für den Anlagenbetreiber besitzt der einphasige Anschluss den Vorteil der geringeren Wechselrichter- und Installationskosten. Für eine erfolgreiche Netzintegration ist das jedoch problematisch, da dadurch eine unsymmetrische Leistungsverteilung auf die drei Phasen erfolgen kann (Schieflast). Dies wird ebenfalls in den Planungsmethoden nach dem heutigen Stand der Technik nicht berücksichtigt. Im Rahmen der Studie wird von einem einphasigen Netzanschluss ausgegangen.

Des Weiteren wird angenommen, dass der Großteil an Mikrokraftwerken mithilfe eines Wechselrichters an das öffentliche Stromnetz angeschlossen werden. Bei solaren Mikrokraftwerken ist der Anschluss mittels eines Wechselrichters unumgänglich. Dies beruht auf der Tatsache, dass Solarzellen Gleichstrom erzeugen. Daher kann es nicht direkt in das öffentliche Stromnetz eingespeist werden. Mikrokraftwerke der Energieträger Wind und Wasser sind Erzeugungsanlagen mit dargebotsabhängiger, volatiler Leistung. Dies ist bedingt durch die schwankende Anströmgeschwindigkeit des Mediums auf die Rotorblätter. Die technisch einfachste Option hierfür ist der Netzanschluss mit einem Frequenzumrichter. Da Mikrokraftwerke mit dem Energiemedium Biomasse, einen Brennstoff (z. B. Biogas) als Zwischenmedium besitzen, ist eine Drehzahlregelung unter anderem zur Synchronisierung mit dem Hauptnetz möglich. Aus diesem Grund ist hierbei sowohl der direkte Anschluss mittels eines Generators als auch der Netzanschluss mittels Wechselrichter möglich. Um die Bewertungen der Mikrokraftwerke bezüglich der Netzintegration vergleichbar zu machen, wird bei jedem Anlagentyp der Netzanschluss mittels Wechselrichter zugrunde gelegt.

## **5.2 Gültige Normen und Vorschriften**

Bevor die Integration vieler Anlagen erörtert wird, ist es hilfreich die relevanten Regelungen und Vorschriften für die Installation eines Mikrokraftwerkes zu kennen. Darin sind die technischen und regulatorischen Rahmenbedingungen einer Erzeugungsanlage definiert. Diese sind auch wichtig bei der Bewertung einer Vielzahl von Mikrokraftwerken, da sich das kollektive Verhalten der Mikrokraftwerke aus der Summe der einzelnen Mikrokraftwerke ergibt.

In diesem Kapitel sind exemplarisch einige Vorschriften näher ausgeführt, da diese besonders in den kleinen Leistungsklassen der Mikrokraftwerke zu tragen kommen. Alle weiteren Regelungen sind den einschlägigen Normen und Richtlinien zu entnehmen.

Die Anforderungen in den Anschlussrichtlinien nach der Anlagenleistung gestaffelt. Bei Mikrokraftwerken ist zu beachten, dass die gesamte installierte Erzeugungskapazität an einem Netzanschlusspunkt für die Leistungsgrenzen bestimmend ist. Falls an einem Hausanschlusspunkt mehrere Mikrokraftwerke installiert sind, kann mit einem zusätzlichen Mikrokraftwerk die Grenze zur höheren gesamten Leistungsklasse überschritten werden und die Auflagen an die Gesamtanlage zunehmen. Ein Beispiel ist hierbei der zentrale Netz- und Anlagenschutz (NA-Schutz), welcher ab einer kumulierten Anlagenleistung ab 30 kVA gefordert ist. Entsprechend der europaweit gültigen „Requirements for Generator“ gelten Erzeugungsanlagen bis zu einer Anlagenleistung von 0,8 kW als nicht signifikant für die Anwendung der VDE-AR-N-4105 [64].

Ein Mikrokraftwerk unterliegt wie jede Energieanlage dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Darin ist in § 49 die grundsätzliche Anforderung zur Errichtung einer Anlage formuliert. „Energieanlagen sind so zu errichten und zu betreiben, dass die technische Sicherheit gewährleistet ist. Dabei sind vorbehaltlich sonstiger Rechtsvorschriften die allgemein anerkannten Regeln der Technik zu beachten“ [65]. Im Falle elektrischer Energieanlagen wird davon ausgegangen, wenn die Regelungen des Verbandes der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (VDE) eingehalten sind.

Geltende Regelungen sind immer eine Reaktion auf Entwicklungen und deren Effekte. Sie bieten einen guten Anhaltspunkt wie die derzeitige technische und regulatorische Bereitschaft bezüglich der Integration eines gewissen Anlagentyps ist. Aus der Sicht des Verteilnetzbetreibers (VNB) handelt es sich um feste Regeln, die eingehalten werden müssen, um einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten. Änderungen in diesen Regularien geschehen langsam und schrittweise, da die betroffenen Zweige des Handwerks und der Industrie sich darauf anpassen müssen. Aus diesem Grund kann davon ausgegangen werden, dass die bestehenden Regelungen in aktueller oder abgewandelter Form für die Netzintegration von Mikrokraftwerken noch länger gültig bleiben.

Die zentralen Normen für Mikrokraftwerke stellen folgende Regelungen dar:

- VDE-AR-N-4100: Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb (Zum Zeitpunkt der Studie liegt der Entwurf vor, welcher voraussichtlich ab 27. April 2019 in Kraft tritt [66])
- VDE-AR-N-4105: Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz (bisher gültig: [67], zum Zeitpunkt der Studie liegt der Entwurf vor, welcher voraussichtlich ab 27. April 2019 in Kraft tritt [63])
- DIN VDE V 0100-551-1: Zusätzliche Anforderungen für Anlagen, bei denen ein Parallelbetrieb der Stromerzeugungseinrichtung mit anderen Stromquellen einschließlich einem öffentlichen Stromverteilungsnetz zulässig ist [68]

- DIN VDE V 0628-1: Energiesteckvorrichtungen zur Einspeisung in einen separaten Stromkreis [69]
- DIN VDE V 0124-100: Netzintegration von Erzeugungsanlagen - Niederspannung - Prüfanforderungen an Erzeugungseinheiten vorgesehen zum Anschluss und Parallelbetrieb am Niederspannungsnetz [70]
- DIN EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen [71]
- IEC 61000-2-2: Verträglichkeitspegel für niederfrequente, leitungsgeführte Störgrößen und Signalübertragung in öffentlichen Niederspannungsnetzen [72]
- IEC 61000-3-2: Gerätenorm: Grenzwerte für Oberschwingungsströme für Geräte bis zu einem Eingangsstrom von 16 A je Leiter [73]

### **Relevante Regelungen betreffend die Netzkonformität**

Vor dem eigentlichen Netzanschluss müssen die Anlagen die Konformität bezüglich der bestehenden technischen Anschlussrichtlinien nachweisen. Die hierfür nötigen Prüfungen sind in DIN VDE V 0124-100 beschrieben [70]. Die Prüfungen umfassen folgende Punkte:

- Nachweis zulässiger Netzurückwirkungen: Beinhaltet Tests zu schnellen Spannungsänderungen, Flicker, Oberschwingungen, Zwischenharmonische, Höhere Frequenzen
- Nachweis des Symmetrieverhaltens von dreiphasigen Wechselrichtern
- Nachweis des Verhaltens der Erzeugungseinheit am Netz: Wirkleistungseinspeisung, Blindleistungsabgabe, Einstellgenauigkeit der Kennlinien
- Nachweis des NA-Schutzes: Beinhaltet Tests zur funktionellen Sicherheit, Spannungs- und Frequenzschutzeinrichtung, Inselnetzerkennung
- Zuschaltbedingung und Synchronisierung: Beinhaltet Tests ob der Wechselrichter bei verschiedenen Frequenz und Spannungsbereichen den netzparallelen Betrieb aufnimmt

### **Relevante Regelungen betreffend der Anlageninstallation**

Ein Mikrokraftwerk muss nach den anerkannten Regeln der Technik installiert und angeschlossen werden. Während bisher Erzeugungsanlagen lediglich über einen separaten Einspeisestromkreis angeschlossen werden durften, ist es mit der Neufassung der DIN VDE V 0628-1 auch möglich die Erzeugungsanlage über eine spezielle Energiesteckdose anzuschließen. Diese Energiesteckdose ist durch eine Elektrofachkraft zu installieren, welche im Vorfeld beurteilt, ob die Installation mit dem Leitungsbestand zulässig ist und eventuell die Schutzeinrichtungen entsprechend anpasst. Um eine sichere Anregung der Schutzeinrichtung zu gewährleisten, ist die Schutzeinrichtung so zu dimensionieren, dass der maximale Ausgangsstrom der Erzeugungseinheit und der Bemessungsstrom der Sicherung in Summe geringer als die maximale Strombelastbarkeit der Leiter im Endstromkreis sind. Jedoch ist dieses

Verfahren für Mikrokraftwerke im Bereich 0-2,3 kW praktikabel (bei einer Strombelastbarkeit der Leiter von 16 A), da es ansonsten bereits im Normalbetrieb zu Schutzanregungen kommen kann. [69, 74]

Insbesondere für Mikrokraftwerke verspricht diese Art der Installation den wirtschaftlichen Vorteil, dass kein neuer Stromkreis für die Erzeugungsanlage geschaffen werden muss. Bei Neubauten ist es möglich bereits eine Energiesteckdose vorzusehen und die Elektroinstallation entsprechend auszulegen.

Sobald die erste Erzeugungsanlage in an einem Hausanschlusspunkt installiert wird, muss ein Zweirichtungszähler installiert werden. Bei diesem werden der Bezug und die Lieferung elektrischer Energie separat gemessen. Sofern die Erzeugungsanlage nach dem EEG abgerechnet wird, ist mindestens noch ein zweiter Zähler notwendig, der die Erzeugungsleistung separat misst.

Entsprechend dem Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) wird derzeit eine Vielzahl der Zähler durch den grundzuständigen Messstellenbetreiber (i. d. R. der VNB) durch intelligente Messsysteme getauscht. Bei einer Anlagenleistung über 7 kW haben die grundzuständigen Messstellenbetreiber in den nächsten sieben Jahren die Anlagenbetreiber mit einem intelligenten Messsystem auszustatten. Dabei gilt eine Preisobergrenze für den Messstellenbetrieb von 100 € pro Jahr. [75]

### **5.3 Netzintegration einer Vielzahl von Mikrokraftwerke**

Obwohl der Anschluss eines einzelnen Mikrokraftwerkes, bei Einhaltung der oben beschriebenen Vorschriften, keinen signifikanten Einfluss auf den Netzbetrieb aufweist, stellen sich ganz andere Fragestellungen bei der flächendeckenden Installation von Mikrokraftwerken. Im folgenden Kapitel wird bezüglich des Szenarios eines flächendeckenden Zubaus von Mikrokraftwerken auf wesentliche Aspekte des Netzbetriebes eingegangen. Diese wurden in Experteninterviews herausgearbeitet und analysiert.

#### **Betriebsmittelauslastung**

Alle Betriebsmittel im Niederspannungsnetz sind auf einen maximalen Bemessungsstrom ausgelegt, dessen Überschreitung lediglich für einen kurzen Zeitraum zulässig ist. Eine dauerhafte Überschreitung verringert die Lebensdauer des Betriebsmittels. Da das Niederspannungsnetz im Gegensatz zu den überlagerten Netzebenen üblicherweise nicht redundant geplant ist, bedeutet ein Betriebsmittelversagen die unmittelbare Versorgungsunterbrechung der angeschlossenen Netzkunden. Die im Wesentlichen belasteten Betriebsmittel sind die Hauptleitungen, welche üblicherweise entlang der Verkehrsstraßen verlegt sind und der Ortsnetztransformator (ONT), welcher das Ortsnetz mit dem Mittelspannungsnetz verbindet. Die Hausanschlussleitung ist für die Betrachtung der Betriebsmittelauslastung weniger relevant, da diese auf die maximal mögliche Belastung ausgelegt ist und die maximal mögliche Belastung durch die Hauptsicherung des Hausanschlusses begrenzt ist. Die Hauptleitung und der ONT sind entsprechend der typischen Lastverläufe ausgelegt. Eine Auslegung auf die

maximal mögliche Belastung würde in diesem Fall enorme Überdimensionierungen verursachen. Abbildung 38 illustriert den Aufbau eines beispielhaften Niederspannungsnetzes.

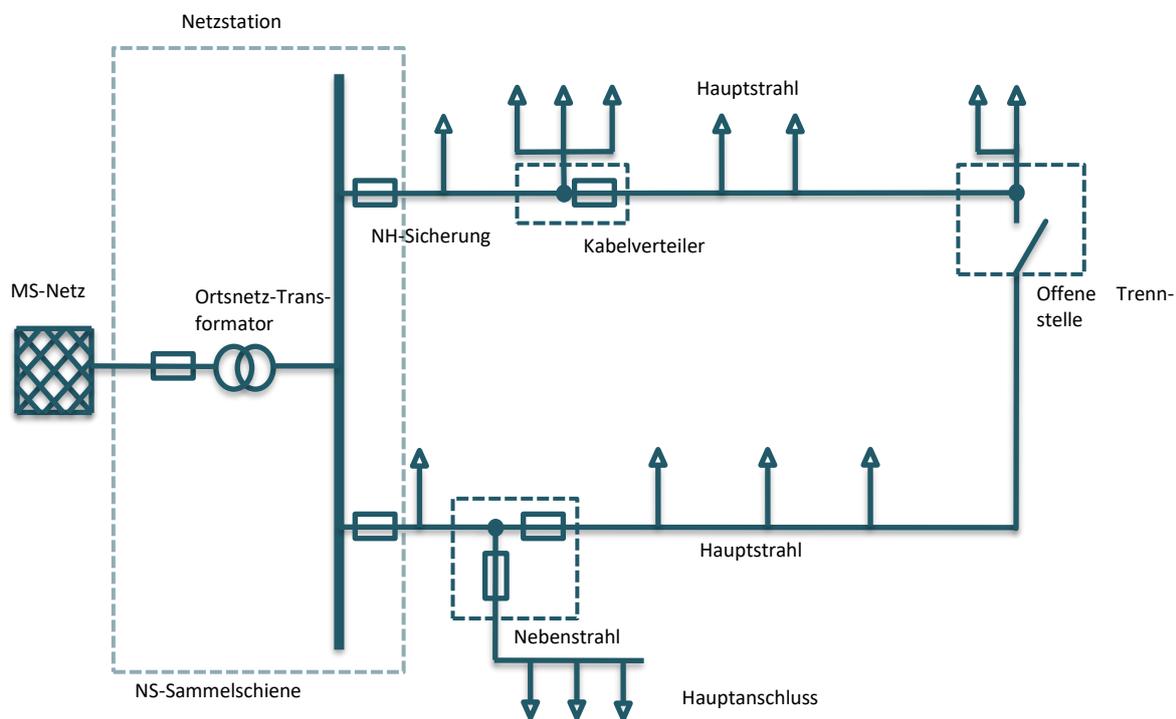


Abbildung 38: Beispielhafter Aufbau eines Niederspannungsnetzes als offenes Ringnetz mit den wesentlichen Elementen (nach [76])

Bei der Stromerzeugung aus Mikrokraftwerken dient die erzeugte Leistung in der Regel dem Eigenverbrauch. Diese Leistung muss nicht durch das elektrische Netz übertragen werden. Somit wird die mittlere Auslastung der Leitungen geringer ausfallen. Bei der Netzplanung ist hingegen der Spitzenwert der Leitungsauslastung bestimmend und dieser wird durch den Zubau erneuerbarer Erzeugungsleistung ansteigen. Besonders in Zeiten, in denen eine hohe regenerative lokale Einspeisung auf eine geringe lokale Stromnachfrage trifft. Bei typischen EEG-Anlagen ist dieser Effekt genauso vorhanden wie bei Mikrokraftwerken, jedoch bieten Mikrokraftwerke durch die vermehrten standortbedingten Unterschiede im Erzeugungsverhalten geringer Gleichzeitigkeit der Erzeugungsspitzen.

### Spannungshaltung

Die Spannungswerte an Knoten bzw. Sammelschienen sind im Niederspannungsnetz von 230 V bzw. 400 V sind nicht konstant, sondern dürfen entsprechend der Norm DIN EN 50160 um  $\pm 10\%$  der Nennspannung schwanken [71]. Diese Abweichung ist maßgeblich von der lokalen Einspeise- und Verbrauchssituation abhängig, wie in Abbildung 38 illustriert ist. Der Bezug elektrischer Energie kann die Netzspannung senken und die Einspeisung elektrischer Energie kann die Netzspannung anheben (siehe Abbildung 39). Entsprechend der Richtlinie VDE-AR-N-4105 darf die Spannungsänderung bedingt durch Erzeugungsanlagen maximal 3 % betragen [63].

Die Verletzung des 3 %-Kriteriums ist typischerweise der Grund für die Nichterteilung der Anschlussgenehmigung, bis der nötige Netzausbau in der Niederspannungsebene geschehen ist. In den letzten Jahren wurden einige Schritte unternommen, um die Aufnahmefähigkeit der Niederspannungsnetze zu steigern. Beispiele dafür sind der regelbare Ortsnetztransformator (rONT) und die Einspeisung von Blindleistung durch die PV-Wechselrichter (z. B.  $\cos \varphi(P)$ - oder  $Q(U)$ -Regelung).

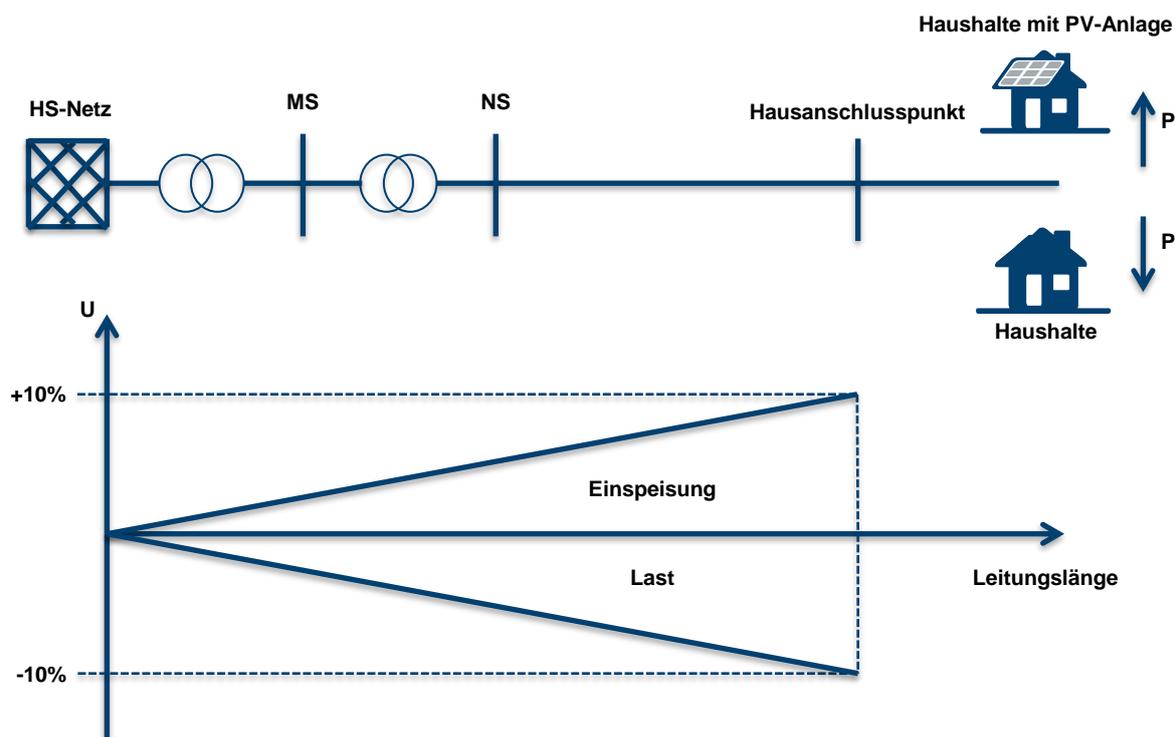


Abbildung 39: Vereinfachte Darstellung der Spannung an einem Netzstrahl bei Einspeisung und Verbrauch (nach [76])

Die Erzeugungsleistung der Mikrokraftwerke führt nach denselben Wirkmechanismen zu einer Spannungserhöhung im Niederspannungsnetz wie Anlagen einer größeren Leistungsklasse. Jedoch ist die Bilanz aus Erzeugung und Verbrauch an einem Hausanschlusspunkt ausschlaggebend für die Spannungsänderung.

Da Mikrokraftwerke vorwiegend den Eigenverbrauch der Haushalte decken und die Erzeugungsleistung homogener auf das Niederspannungsnetz verteilt wird, sind Sie bezüglich der Einhaltung des Spannungsbandes weniger kritisch zu beurteilen als typische EEG-Anlagen. Zudem können die größeren standortbedingten Unterschiede der Erzeugungsprofile niedrigeren Gleichzeitigkeit der Erzeugungsleistung verursachen und somit zu einem geringeren Spannungshub in einem Strang führen als wenige große Anlagen.

### Spannungsqualität

Das elektrische Energieversorgungssystem in Deutschland wird mit dreiphasigem Wechselstrom betrieben. Diese drei Phasen sind i. d. R. jeweils  $120^\circ$  zueinander phasenverschoben. Bei komplett symmetrischer Belastung der drei Phasen – wie es beim Anschluss eines dreiphasigen Motors der Fall ist – heben sich die Ströme im Neutralleiter auf und belasten diesen nicht. In der Hausinstallation werden diese drei Phasen innerhalb einer Wohneinheit aufgeteilt. Dabei sollte durch den Elektroinstallateur auf eine möglichst gleichmäßige Aufteilung der voraussichtlich angeschlossenen Last auf diese drei Phasen geachtet werden. So wird beispielsweise der Lichtstromkreis in einer Wohnung auf der Phase L1 angeschlossen, in einer anderen Wohnung auf der Phase L2 und in der dritten Wohnung auf der Phase L3. Diese Maßnahmen begrenzen die Phasenunsymmetrie, können sie jedoch keinesfalls ganz vermeiden.

Ein unsymmetrischer Netzbetrieb hat die Konsequenz einer höheren Belastung der einzelnen Leitern. Besonders kritisch dabei ist die Mehrbelastung des Neutralleiters, da dieser weder geschaltet noch abgesichert werden darf. Eine unsymmetrische Belastung führt zu unterschiedlichen Amplituden der Netzspannung. Infolgedessen wird die Einhaltung der Spannungsgrenzwerte nach DIN EN 50160 erschwert.

Es ist anzunehmen, dass die Mikrokraftwerke in der Regel einphasig angeschlossen sind, wie es bis zu einer Leistung von 4,6 kVA zulässig ist. Die Folge sind Schiefasten, die die Symmetrie des Netzbetriebes negativ beeinflussen [63]. Bei einer Häufung mehrerer Mikrokraftwerke auf derselben Phase kann es zu vermehrten Unsymmetrien im Netzbetrieb kommen. Dies gilt ebenfalls bei der Integration der Elektromobilität im Niederspannungsnetz.

Für Netzbetreiber ist es schwierig die unsymmetrische Netzbelastung in der Planung zu berücksichtigen, da erst in den neuen Anschlussrichtlinien die Information der angeschlossenen Phase dokumentiert werden wird (vgl. Vordruck des Inbetriebsetzungsprotokolls in [63]). Über die Bestandsanlagen liegt diese Information nicht vor (vgl. Vordruck des Inbetriebsetzungsprotokolls in [67]). Des Weiteren besteht keine flächendeckende Information über die Unsymmetrien der Verbrauchslast.

Neben den Unsymmetrien stellen noch weitere NetZRückwirkungen einen störenden Einfluss auf den Netzbetrieb dar. Diese umfassen Oberschwingungen, Zwischenharmonische, Flicker und Spannungsänderungen [77]. Mit zunehmenden Einsatz von Leistungselektronik in der elektrischen Energieversorgung gewinnen diese Aspekte der Spannungsqualität zunehmend an Relevanz. Insbesondere Oberschwingungen entstehen durch die Wechselrichter, welche zur Netzverknüpfung dezentraler Erzeugungsanlagen vorwiegend eingesetzt werden. Die Nachbildung der sinusförmigen Netzspannung geschieht mit dem Verfahren der Pulsweitenmodulation (PWM). Bei der PWM wird mittels leistungselektronischer Ventile (z. B. IGBT, MOSFET) zwischen  $+U_{DC}$  und  $-U_{DC}$  (2-Level-Wechselrichter) bzw. zwischen  $+U_{DC}$ ,  $-U_{DC}$  und  $0\text{ V}$  (3Level-Wechselrichter) mit einer Frequenz von mehreren Kilohertz

geschaltet. Die Abbildung 40 zeigt einen berechneten Schaltverlauf für einen 2-Level-Wechselrichter mit Sinus-Dreieck PWM. Aus Darstellungsgründen wurde die Trägerfrequenz ( $u_c$ ) zu 450 Hz gewählt.

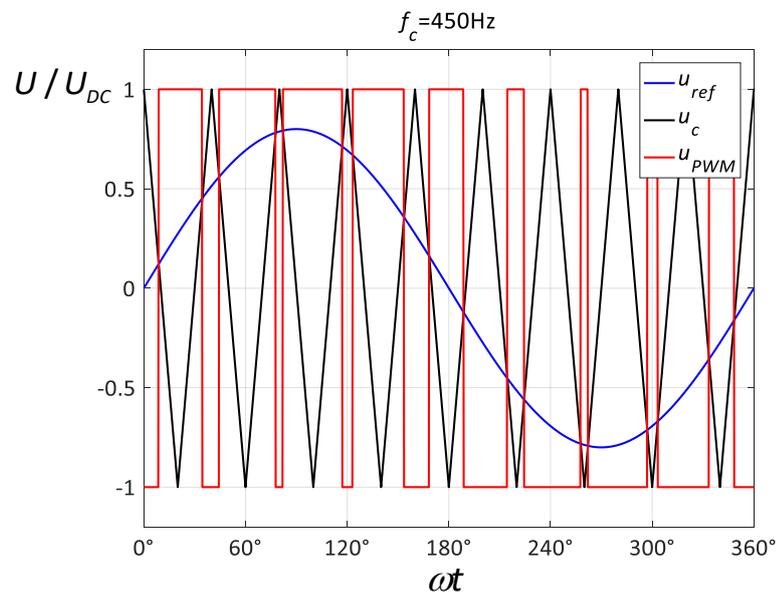


Abbildung 40: Exemplarischer Verlauf der PWM eines 2-Level-Wechselrichters. Referenznetzspannung (blau), Trägerspannung (grau), Ausgangsspannung (rot)

Durch die hochfrequenten Schalthandlungen entstehen hochfrequente Spannungsverzerrungen, welche durch Filter begrenzt werden müssen. Die Oberschwingungen können empfindliche elektronische Geräte (insbesondere IT-Systeme) stören. Vielfache der 3. Harmonischen können auch im symmetrischen Betrieb zu einer höheren Neutralleiterbelastung führen. Weiterführend ist auch die gegenseitige Beeinflussung der Wechselrichter durch harmonische Interaktionen möglich.

Mikrokraftwerke, sowie typische EEG-Anlagen werden über Wechselrichter mit dem Stromnetz verbunden. Diese Wechselrichter müssen die Konformität zu den Normen [72] und [73] nachweisen. Somit sind dieselben Anforderungen an beide Anlagenkonzepte gestellt. [66]

Mit der Zunahme wechselrichtergekoppelter Erzeugung in der Niederspannung ist mit einem Anstieg der Oberschwingungen und der damit einhergehenden Verminderung der Spannungsqualität im Niederspannungsnetz zu rechnen. Der VNB hat auf die Spannungsqualität im Verteilnetz entsprechend DIN EN 50160 zu achten. Sofern die Verletzungen der Spannungsqualität auf bestimmte Anlagen zurückzuführen sind, hat der Anlagenbesitzer Maßnahmen zur Begrenzung der Netzzrückwirkungen zu treffen. Diese Klausel kann auch greifen, wenn die Störungen auf eine Häufung von Einzelanlagen zurückzuführen sind. [63]

Vor diesen Hintergrund kann es für alle Parteien vorteilhaft sein, bereits bei der Auslegung des Mikrokraftwerkes auf die Netzzrückwirkungseigenschaften des Wechselrichters zu achten. Die Möglichkeiten zur Eingrenzung der Netzzrückwirkungen

reichen vom Einsatz von Filtern und Drosseln bis hin zu Wechselrichterkonzepten mit weniger Netzurückwirkungen (z. B. Multilevel-Converter). [78]

### **Netzschutz**

Im Falle eines Fehlers, einer drohenden Überlastung oder für Wartungs- und Reparaturarbeiten werden Teile des Netzes abgeschaltet.

Als in der Niederspannungsebene lediglich Verbraucher angeschlossen waren, war die Organisation des Netzschutzes vergleichsweise einfach. Aufgrund der vollständigen Speisung des Kurzschlussstroms aus der überlagerten Netzebene, war das Verhalten im Fehlerfall vergleichsweise einfach zu bestimmen und mit Strangsicherungen abzusichern.

Mit der Zunahme der elektrischen Erzeugung in der Niederspannungsebene gestaltet sich der Netzschutz komplexer, da die verteilten Erzeugungseinheiten einen Beitrag zum Kurzschlussstrom leisten. Dadurch geschieht eine Verlagerung der Kurzschlussleistung in die niedrigeren Spannungsebenen, was Auswirkungen auf die Koordination des Netzschutzes hat. Die zunehmende Komplexität erschwerte die Erstellung eines verlässlichen Schutzkonzeptes, welches einen Fehler sicher erkennt und selektiv abschaltet.

Ein weiterer Aspekt ist die sichere Abschaltung eines Netzteiles. Sofern das Leistungsgleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch in einer Netzebene ausgeglichen ist, besteht kein Stromfluss am Netzverknüpfungspunkt mit der überlagerten Spannungsebene. In dem Fall wird das Leistungsgleichgewicht beim Freischalten am Netzverknüpfungspunkt nicht gestört und das unterlagerte Netz bleibt als „ungewolltes Inselnetz“ aktiv bis das Leistungsgleichgewicht nicht mehr erfüllt ist. Für die Arbeitssicherheit an elektrischen Netzen bedeutet dies, dass einen höheren Grad an Vorsichtsmaßnahmen, um sicher zu stellen, dass der entsprechende Netzbereich spannungsfrei und gegen Wiedereinschalten gesichert ist. Entsprechend der neuen Technischen Anschlussregeln (TAR) muss der NA-Schutz mit einer automatischen Inselnetzerkennung ausgestattet sein, mit der die Erzeugungsanlage nach spätestens 8 Sekunden abgeschaltet wird. [63]

Sofern bei Mikrokraftwerken der NA-Schutz denselben Anforderungen wie bei typischen EEG-Anlagen entspricht, stellen sich aus netztechnischer Sicht dieselben Herausforderungen wie bei typischen EEG-Anlagen. Wie auch bei typischen EEG-Anlagen muss auch bei Mikrokraftwerken organisatorisch sichergestellt werden, dass im Fehlerfall das Wissen über die Erzeugungsanlage bekannt ist und diese auch an einer zugänglichen Stelle freigeschaltet werden kann. Insbesondere bei einem Hausbrand ist die sichere Freischaltung entscheidend um Stromunfälle im Zuge der Löscharbeiten zu vermeiden.

### **Netzplanung**

Die Herausforderungen bei der Niederspannungs-Netzplanung unterscheiden sich weitestgehend von den Herausforderungen in den höheren Spannungsebenen. In der

Niederspannung ist bisher sehr wenig Messtechnik verbaut und somit ist die tatsächliche Leitungsauslastung meist nicht bekannt. Deshalb bestimmt sich der Investitionsbedarf an die Netzinfrastruktur durch die Planungs-Netznutzungsfälle. Diese Planungsdaten befinden sich stets im Spannungsfeld zwischen Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit. Zur Gewährleistung einer hohen Versorgungssicherheit ist ein gewisser Sicherheitsabstand zur nicht genau bekannten realen Netzbelastung notwendig. Um das Niederspannungsnetz nicht maßlos zu überdimensionieren, besteht ein wirtschaftliches Bestreben die bestehenden Netze höher auszulasten und Netzausbau zeitlich zu verschieben oder zu vermeiden. Im konkreten Einzelfall muss entschieden werden, ob eine Netzausbaumaßnahme – welche durch die Netzentgelte finanziert wird und somit alle Netzkunden betrifft – durchgeführt wird oder nicht.

Durch die größeren standortbedingten Unterschiede der Mikrokraftwerke untereinander ist es schwieriger die individuelle Charakteristik der Anlage zu modellieren. Diese Unsicherheiten können zu einer konservativeren Netzplanung führen, obwohl sich im Netzbetrieb die Schwankungen eher ausgleichen und zu einer niedrigeren Netzbelastung führen. Auf überlagerten Netzebenen gestaltet sich zudem die Erzeugungs- und Lastprognose schwieriger.

Eine kleinteiligere Erzeugungsstruktur bei einer Energieversorgung basierend auf Mikrokraftwerke, stellt für die Netzplanung vorwiegend eine organisatorische Herausforderung dar. Eine explizite Genehmigung der Anlagen ist auch bei sehr kleinen Leistungsklassen aus technischer Sicht empfehlenswert, jedoch sollte es dem Netzbetreiber obliegen das Genehmigungsverfahren zu beschleunigen und zu vereinfachen, da dieser auch die Verantwortung für das Netz trägt. Somit bleibt der rechtliche Rahmen erhalten, dass der Netzbetreiber Anlagen vorerst nicht genehmigt, wenn diese den sicheren Netzbetrieb gefährden würden. Gleichzeitig besteht ein Spielraum die Genehmigungsverfahren zu vereinfachen. Da die Entwicklung der Verkaufszahlen von Mikrokraftwerken nicht absehbar ist, spielt diese Option für die Erhaltung der Versorgungssicherheit eine besondere Rolle.

Die VNB sind durch den Anschlussnutzungsvertrag gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet gewisse Grenzen einzuhalten [79]. Die Grenzen kann der Übertragungsnetzbetreiber seiner Netzplanung zur Auslegung der Netzinfrastruktur zugrunde legen. Die große Herausforderung des VNBs besteht darin, die Einhaltung der vertraglichen Grenzen des überlagerten Netzbetreibers mit den lokalen Grenzen des eigenen Netzgebiets zu vereinbaren.

Ein exemplarisches Spannungsfeld zeigt sich im Bereich der Blindleistung (beschrieben durch den Leistungsfaktor  $\cos \varphi$ ). Zur Steigerung der Aufnahmefähigkeit dezentraler Einspeiseanlagen im Niederspannungsnetz werden die Wechselrichter oft induktiv betrieben (siehe Kapitel 0). Infolgedessen verändert sich die Blindleistungsbilanz im Netz und am Verknüpfungspunkt zum überlagerten

Netzbetreiber. Für den VNB kann es dadurch schwieriger werden die Blindleistungsgrenzen einzuhalten. Für den ÜNB ergibt sich daraus die Herausforderung das Blindleistungsmanagement seiner Infrastruktur durchzuführen, zumal als Folge des Wegfalls von Großkraftwerken die klassischen Methoden der steuerbaren Blindleistungsbereitstellung abnehmen.

Mikrokraftwerke sowie typische EEG-Anlagen stehen in dem Spannungsfeld zwischen den Grenzen der lokalen Infrastruktur und den Vorgaben des überlagerten Verbundbetriebs. Der VNB besitzt die Möglichkeit mithilfe von verbesserten Kennlinienvorgaben für die Wechselrichter der Erzeugungsanlagen Verbesserungen herbei zu führen [63]. Jedoch stellt sich bei jeder Umstellung die Frage nach der praktischen Umsetzung. Die kleinteiligere Erzeugungsstruktur bei Mikrokraftwerken bietet einerseits das Risiko, das sich der Aufwand jeder Umstellung intensiviert. Dem könnte durch eine sichere und standardisierte Kommunikationsschnittstelle entgegengewirkt werden.

### **Energiespeicher**

Elektrische Energiespeicher wie z. B. Batteriespeichersysteme (BSS) in der Energieversorgung bieten die Möglichkeit den volatilen, dargebotsabhängigen Strom in Zeiten hoher Produktion zu speichern und in Zeiten niedriger Produktion zu verwenden. Dieser Ausgleich kann auf unterschiedlichen Bilanzebenen erfolgen, welche in unterschiedlichen Betriebsstrategien münden. Auf der lokalen Ebene kann für den Netzkunden der Anteil an eigenverbrauchten Strom erhöht werden. Auf der regionalen bzw. überregionalen Ebene ist es möglich Systemdienstleistungen wie z. B. Primärregelleistung zu erbringen [80]. Die unterschiedlichen Betriebsstrategien haben jeweils eigene Effekte auf das Verteilnetz. Während die Eigenverbrauchoptimierung insbesondere mit einem intelligenten, lokalen Energiemanagementsystem das Verteilnetz entlastet, kann die Erbringung von überregionalen Systemdienstleistungen das Verteilnetz zusätzlich belasten. Falls der Speicheransatz nach Marktpreisen vonstattengeht, kann das markante lokale Netzbelastungen verursachen. Dies führt auf die gleichzeitige Einspeisung der Erzeugungseinheit und des BSS zurück.

Typischerweise sind die regenerative Erzeugungsanlage und das BSS als zwei getrennte Anlagen ausgeführt. Diese können auf der Gleichstrom- oder auf der Wechselstromseite gekoppelt sein. Eine Kopplung auf der Wechselstromseite hat den Vorteil, dass das System einfach erweiterbar ist. Eine Systemkonfiguration mit Kopplung auf der Gleichstromseite ist aufgrund der geringen Anzahl an Wechsel- und Gleichrichtern vorteilhaft. Dies resultiert in niedrigeren Anlagenkosten.

Die kleine Leistungsklasse von Mikrokraftwerken bietet den Vorteil, dass ein BSS vergleichsweise kleiner Leistung und Kapazität zur Ermöglichung eines kombinierten netzdienlichen Betriebs ausreicht. Beide Systeme können abgestimmt als ein System vertrieben werden. Dies verringert den Projektierungs- und Planungsaufwand und kann zu standardisierten Anlagenmodellen führen. Diese können mit einem

definierten, planbaren Betriebsverhalten besser in der Netzplanung berücksichtigt werden. Beispielsweise könnte die vereinbarte Anschlussleistung reduziert werden und alle darüberhinausgehenden Erzeugungsspitzen werden in BSS eingespeichert. Die entsprechenden Grundlagen in den TAR werden derzeit geschaffen [63].

### **Systemstabilität**

Nach IEC 603-03-01 wird Netzstabilität bzw. Systemstabilität als die Fähigkeit eines Energiesystems definiert, nach einer Störung, beispielsweise aufgrund einer Änderung der Leistung oder Impedanz, einen stationären Zustand wiederzugewinnen, welcher durch den synchronen Betrieb der Generatoren gekennzeichnet ist.

Durch die Erbringung von Systemdienstleistungen können Mikrokraftwerke einen Beitrag zur Systemstabilität leisten. Hierzu zählen beispielsweise die Erbringung von Regelleistung oder die Bereitstellung von Blindleistung zur Spannungsstützung. Die regulatorischen Voraussetzungen hierfür wurden in [63] geschaffen.

Im Gegensatz zu den herkömmlichen Kraftwerken mit Synchrongeneratoren, leisten über Wechselrichter angebundene Mikrokraftwerke keinen Beitrag zur Momentanreserve. Im Falle eines Leistungsungleichgewichts in Energiesystemen wirkt nämlich die in den rotierenden Massen großer Generatoren gespeicherte Energie unmittelbar stabilisierend auf das System. Bei einem flächendeckenden Einsatz von über Wechselrichter ans Netz angeschlossenen Mikrokraftwerken und die Substitution konventioneller Erzeugung wird die Momentanreserve abnehmen. Es bleibt zu erwägen, ob ein Teil dieser wegfallenden Momentanreserve in Form von „Virtueller Trägheit“ auch über Mikrokraftwerke bereitgestellt werden kann. [81]

Darüber hinaus besteht die Möglichkeit von Ausgleichsvorgängen, sowohl zwischen einzelnen Reglern von Mikrokraftwerken als auch Reglern und passiven Netzelementen. Die resultierenden harmonischen Instabilitäten können zu Resonanzerscheinungen oder dem Auftreten nicht charakteristischer Oberschwingungen führen. Kritisch sind hier die Stromregelung und die Phasenregelschleife (engl. Phase-Locked-Loop), welche Oberschwingungen im Bereich einiger hundert Herz hervorrufen, die Resonanzstellen im Netz anregen können. Aufgrund der höheren Dämpfung im Niederspannungsnetz ist die Wahrscheinlichkeit derartiger Vorgänge allerdings als geringer einzuschätzen, als beispielsweise im Übertragungsnetz wo derartige Vorgänge bereits bekannt sind. [82]

## **5.4 Forschungs-, Entwicklungs- und Umsetzungsbedarf**

Der weitreichende Ausbau verteilter EEA in der NS-Ebene führte bereits in den letzten Jahren zu einem erhöhten Forschungsbedarf in der niedrigsten Spannungsebene. Dabei müssen sich die Konzepte mit den besonderen Voraussetzungen dieser Spannungsebene messen. Der begrenzte Datenbestand, die kleinteilige Erzeugungsstruktur und die große Netzausdehnung benötigen andere Konzepte wie beispielsweise die Hochspannungsebene.

In diesem Kapitel werden speziell die Technologien und Maßnahmen aufgezeigt, welche die besonderen Herausforderungen einer Integration von Mikrokraftwerken adressieren. Nichtsdestotrotz bieten die genannten Technologien und Maßnahmen generell für die Integration verteilter regenerativer Erzeugungsanlagen eine sinnvolle Ausrichtung der Untersuchungen. Jedes dieser Felder besteht aus einer Vielzahl von einzelnen Aspekten, welche einen unterschiedlichen technologischen und organisatorischen Reifegrad aufweisen. Abhängig davon geht die Spanne von Forschungsfragen bis zu den Fragen der organisatorischen Umsetzung.

### **Einspeisebegrenzung pro Hausanschluss ( $P_{AV,E}$ -Überwachung)**

Durch ihren kleinen Leistungsbereich wird bei Mikrokraftwerken der Strom vorwiegend vor Ort verbraucht. Somit ist es ein seltenerer Fall, dass eine bilanzielle Rückspeisung am Hausanschlusspunkt auftritt. Im Falle der Begrenzung der aufsummierten Rückspeisung an einem Hausanschlusspunkt in das Verteilnetz kann in der Netzplanung mit dieser niedrigeren vereinbarten Anschlussleistung ( $P_{AV,E}$ ) geplant werden [63]. Dadurch kann einerseits mehr Erzeugungsleistung im jeweiligen Haus installiert werden, als nach konventionellen Planungsmethoden möglich wäre. Andererseits kann der dafür nötige Netzausbau begrenzt werden.

Die Messung der summierten Rückspeiseleistung geschieht mit einem Messgerät, welches an einer zentralen Stelle den Leistungsfluss misst (z. B. unmittelbar nach der Hausanschlussleitung). Bei einer möglichen Überschreitung  $P_{AV,E}$  können vorhandene BSS geladen, die Erzeugungsleistung reduziert oder auch die überschüssige Leistung in Wärme umgewandelt werden.

Da hierbei die Einspeiseüberwachung und die Eingriffe im selben Haus stattfinden, ist für die Umsetzung dieses Konzepts keine steuernde Schnittstelle nach außen nötig. Deshalb fallen alle Fragen bezüglich der Ausfallsicherheit und der Manipulationssicherheit der Kommunikationsinfrastruktur weg. Der Hausanschlusspunkt ist der rechtliche Übergabepunkt zwischen dem VNB und Hausbesitzer. Damit stellt das Verhalten am Hausanschlusspunkt die zentrale Planungsgröße für die NS-Netzplanung dar. Für die Netzplanung wäre es eine große Erleichterung das aggregierte Verhalten des gesamten Hauses zu kennen und die Netzanalysen nicht auf die Betrachtungsebene der Einzelanlagen durchführen zu müssen. Dies erfordert jedoch standardisierte Verfahren zur Modellierung dieser Gesamtlast. Bei diesem Ansatz ergibt sich eine Vielzahl weiterer Fragestellungen. Vom möglichen Effekt auf die Netzplanung, über die Veränderungen der aggregierten Erzeugungsprofile bis hin zur Einbindung in Smart-Home-Anwendungen.

### **Erforschung der Unsymmetrie in der Niederspannungsebene**

Aufgrund der erwarteten Zunahme dauerhaft mit dem Niederspannungsnetz verbundener einphasiger Erzeugungsanlagen (z. B. Mikrokraftwerke) und große Verbrauchsanlagen (z. B. Elektrofahrzeug-Ladesäulen) ist mit einer Erhöhung der unsymmetrischen Netzbelastung zu rechnen. Die unsymmetrische Netzbelastung

setzt sich aus der unsymmetrischen Erzeugung und der unsymmetrischen Verbrauchslast zusammen. Sofern die angeschlossene Phase bekannt ist, kann die unsymmetrische Erzeugung in Netzberechnungen berücksichtigt werden. Die organisatorische Grundlage hierfür wurde mit [63] geschaffen und ist ab 27. April 2019 in Kraft. Die unsymmetrische Verbrauchslast und die unsymmetrische Erzeugung an einer unbekanntem Phase sind weitestgehend nicht erfasst. Mit einer Ausweitung der Messtechnik in der Niederspannungsebene kann eine bessere Verteilnetzplanung ermöglicht werden. Das kann zu einer höheren Planungssicherheit und niedrigeren Überkapazitäten in der Niederspannungsebene führen.

In den vielen Pilotprojekten der letzten Jahre wurden einzelne Niederspannungsnetze messtechnisch ausgestattet. Mit der Sammlung und statistischen Auswertung dieser Lastdaten bezüglich der Phasenunsymmetrie ist es möglich die entsprechenden Kenngrößen abzuleiten.

### **Automatisierung der Anmelde- und Genehmigungsverfahren**

Die aktuellen Prozesse bei der Anmeldung und Genehmigung einer Mikrokraftanlage resultieren in bürokratischem Aufwand wie bei einer typischen EEG-Anlage. Mit der Reduktion dieses Aufwandes sowohl auf der Kundenseite als auch auf der Seite des VNB, kann die Netzintegration von einer großen Anzahl an Mikrokraftwerken maßgeblich erleichtert werden.

Die Anmeldung des Mikrokraftwerkes beim Netzbetreiber kann automatisch erfolgen, indem die Anlage Netzbetreiber die Anlagendaten. Hierfür sind einheitliche Standards der Anlagendaten und Protokolle nötig. Anschließend Selbsttest (z. B. NA-Schutz) können vor der Freigabe durch den Netzbetreiber erfolgen. Beim Netzbetreiber kann durch die Anmeldung des Mikrokraftwerkes eine (automatische) Netzanalyse angestoßen werden, welche überprüft, ob die Genehmigungsentscheidung für das Mikrokraftwerk eindeutig ausfällt. Dadurch kann der organisatorische Aufwand vieler Einspeiseanfragen im Niederspannungsnetz für die Ingenieure der Netzplanung begrenzt werden. Anschließend kann das Mikrokraftwerk mit einer gut abgestimmten Blindleistungskennlinie parametrisiert werden und für den Netzbetrieb freigeschaltet werden. Die Vereinfachung weiterer Schritte, wie beispielsweise die automatische Weiterleitung der Anmeldedaten an die Bundesnetzagentur, sind organisatorische und regulatorische Möglichkeiten zur Vereinfachung des Prozesses.

### **DC-Kopplung Netzanschluss über Zentralwechselrichter**

Wesentliche Vorteile ergeben sich durch den Anschluss mehrerer Mikrokraftwerke an einen gemeinsamen DC-Bus und der anschließenden AC-Netzanbindung über einen dreiphasigen Zentralwechselrichter. Bei diesem Konzept erfolgt die Parallelschaltung mehrere Mikrokraftwerke auf der DC-Seite über sogenannte Power Optimizer (DC/DC Wandler). Durch den DC-Verbundbetrieb mehrerer Mikrokraftwerke werden höhere Leistungsklassen erreicht, die eine dreiphasige Netzanbindung sinnvoll machen. Insofern können keine Schiefasten auftreten. Der Einsatz eines Modulare Multilevel

Converters (MMC) als Zentralwechselrichter bietet weitere Vorteile. Die niedrigeren Spannungsverzerrungen im Vergleich zu 2- oder 3-Level Umrichtern erlaubt den Einsatz kleiner AC-Filter oder sogar den kompletten Verzicht auf Filter. Durch die niedrigen Sperrspannungen über den Leistungshalbleitern können in dem MMC LV-MOSFETs verbaut werden.

Planerisch können in diesem Konzept die gemeinsam angebundene Mikrokraftwerke wie konventionelle EEG-Anlagen betrachtet werden, was aus Sicht des Netzbetreibers deutliche Vorteile bringt. Für den Anlagenbetreiber bestehen wirtschaftliche Vorteile, da in einem Zentralwechselrichter Schutz und Überwachungssysteme für mehrere Mikrokraftwerke integriert werden können. Auf der DC-Seite des Wechselrichters lässt sich bei Bedarf ein Batteriespeicher einbinden, der dann von mehreren Mikrokraftwerken gespeist wird. Hierbei können sich Vorteile bei der Speicherdimensionierung ergeben. Ein gewisser Grad an Flexibilität ist dadurch gegeben, dass defekte Anlagen einfach ersetzt werden können. Neu zu installierende Mikrokraftwerke können ebenso an den DC-Bus angebunden werden. Hierbei muss allerdings die Dimensionierung des Speichers und des MMC mit einbezogen werden. Aktuell ist die Voraussetzung dieses Konzepts die räumliche Nähe der Mikrokraftwerke, was beispielsweise bei der Installation mehrere Kleinstwindanlagen und/oder PV-Module auf einem Hausdach gegeben ist. Zukünftig ist bei einem Ausbau von DC-Heimnetzen vorstellbar, dass Mikrokraftwerke wie oben beschrieben einfach auf der DC-Seite angeschlossen werden.

### **Koordinierter Systembetrieb der Erzeugungsanlagen im Verteilnetz**

Sofern Mikrokraftwerke als typische EEA mit einer Kommunikationsschnittstelle ausgestattet sind, sind die Voraussetzungen für einen koordinierten Netzbetrieb als Teil einer automatisierten Systemführung geschaffen. Dies ermöglicht auf der einen Seite Systemdienstleistungen für die überlagerten Spannungsebenen sowie für das gesamte Energiesystem zu erbringen. Auf der anderen Seite können die lokalen Überlastungen im Niederspannungsnetz vermieden werden. Hierfür wird ein zentrales koordinierendes Element (z. B. ein Microgrid-Controller) im Verteilnetz eingesetzt. Dieser ist kommunikativ mit den dezentralen Erzeugungsanlagen, Energiespeicher, Messgeräten und den überlagerten Netzleitstellen verbunden. Die Regelaufgaben können von vereinfachten Aktualisierungen für Wechselrichter, aktives Einspeisemanagement, netzdienliche Speicherbewirtschaftung bis zur Erbringung von Regelleistung reichen. Diese erweiterte Kontrolle und Sicherheit in der NS-Ebene kann den Netzausbaubedarf verschieben bzw. verringern. Das tatsächliche Potential ist abhängig von den örtlichen Gegebenheiten und kann nur im Kontrast zum nicht koordinierten Betrieb bewertet werden.

Der koordinierte Betrieb führt nur zu tatsächlichen Verringerungen des Netzausbaubedarfs, sofern die nötige Zuverlässigkeit gewährleistet ist, um darauf aufbauend Investitionsentscheidungen für die Netzinfrastruktur zu fällen. Deshalb ist

für die Netzplanung insbesondere die Rückfallebene (z. B. bei Ausfall der Kommunikationsinfrastruktur) der bestimmende Planungsfall. Wie auch bei den Kennlinienvorgaben, besteht bei der Rückfallebene die Möglichkeit ein Verhalten zu parametrieren, welches netzdienlicher wirkt.

Die Wahl der kommunikativen Anbindung ist ein wesentlicher Kostenaspekt im koordinierten Betrieb, sowohl für den Netzbetreiber als auch für den Anlagenbetreiber. Insbesondere bei Mikrokraftwerken stellt sich die Frage, ob bei entsprechend ausgestalteter Rückfallebene die Zuverlässigkeit von Ethernet in Form von LAN oder WLAN ausreichen kann.



## 6 Speichertechnologien und -strategien

Eine Möglichkeit, die durch Mikrokraftwerke erzeugte Energie in unmittelbarer Umgebung des Erzeugungsortes speichern zu können, ist die Verwendung von Energiespeichersystemen in Form von Batteriespeichern. Die Besonderheiten, die sich im Einsatz von batteriebetriebenen Heimspeichern in Kombination mit der Energiegewinnung aus Mikrokraftwerken ergeben, werden im folgenden Kapitel thematisiert. Es werden die Ergebnisse aus Recherchen und Experteneinschätzungen sowie ein mögliches Vorgehen zur Auslegung entsprechender Speichersysteme dargestellt.

### 6.1 Stand der Technik: Batteriespeicher- und Heimspeichersysteme

Die Einspeisevergütung für Strom aus solarer Strahlungsenergie beläuft sich im Oktober 2018 auf 0,1183 €/kWh für Dachanlagen bis 10 kWp und auf 0,0818 €/kWh für Anlagen auf Nichtwohngebäuden. Die Vergütung für Strom aus On-Shore-Windenergie 2018 entspricht bei Anlagen in den ersten 5 Jahre 0,0657 €/kWh und anschließend 0,0347 €/kWh [83]. Für Haushalte liegt der durchschnittliche Strompreis im Jahr 2018 bei 0,2944 €/kWh (bei einem angenommenen Verbrauch von 3500 kWh/a). Für die Industrie liegt dieser bei 0,1717 €/kWh (bei einem angenommenen Verbrauch von zwischen 160.000 und 20 Mio. kWh/a) [84]. Die Differenz des Strompreises und der Einspeisevergütung entspricht den Kosten, die für die Speicherung des selbst erzeugten Stroms maximal aufgewendet werden können, um einen Kostenvorteil bei einer Speicherung statt einer Einspeisung zu erzielen. Diese beträgt bei Privathaushalten derzeit 0,1761 €/kWh für Stromerzeugung aus Solarenergie und 0,2287 €/kWh für Windkraftanlagen unter 5 Jahren bzw. 0,2597 €/kWh für ältere Windkraftanlagen. In der Industrie beträgt die Differenz derzeit 0,0899 €/kWh für Solarstrom und 0,106 €/kWh für Windkraftanlagen unter 5 Jahren bzw. 0,137 €/kWh für ältere Windkraftanlagen. Während aufgrund sinkender Einspeisevergütung die Einspeisung von selbst erzeugtem Strom in das Stromnetz an Attraktivität verliert, wird gegenläufig die Nutzung des aus dezentralen Energieerzeugern stammenden Stromes attraktiver. Für den Ausgleich zeitlicher Schwankungen in der Verfügbarkeit von selbsterzeugter elektrischer Energie sind Energiespeicher in Form von Batteriesystemen, den sog. „Heimspeichern“, notwendig.

#### Produktions- und Absatzvolumina

Durch die stark ansteigende Nachfrage in vielen Bereichen nimmt die Batterie als Energiespeicher (insbesondere die Lithium-Ionen-Batterien) einen immer größeren Stellenwert am Markt ein. Erkennbar ist dies am rasanten Anstieg des Produktionsvolumens, der seit mehr als zwei Jahrzehnten zu beobachten ist. Als Vergleichsgröße wird die Summe an Energie aller produzierten Batteriezellen herangezogen, ausgedrückt in der Einheit Wattstunden. Diese hat sich seit dem Jahr 2000 jährlich um 21 % im Vergleich zum Vorjahr vergrößert [85]. Im Jahr 2015 lag das weltweite Produktionsvolumen aller Batteriezellen noch bei 20,6 Mio. GWh. Nach den Prognosen einer von

Roland Berger durchgeführten Studie, wird sich das Produktionsvolumen bis 2020 auf 129,7 Mio. GWh erhöhen, was einer Steigerung um den Faktor sechs entspricht [86]. Derzeit befinden sich die größten Produktionskapazitäten für Lithium-Ionen-Batteriezellen im asiatischen Raum. So kommen beispielsweise 79 % aller Lithium-Ionen-Zellen für die Automobilbranche aus Japan [87].

Im Juli 2018 wurden über 360 Heimspeichersysteme verglichen, die aktuell auf dem deutschen Markt verfügbar sind [88]. Daraus resultierte, dass der Kapazitäts-Peak bei diesen Systemen üblicherweise zwischen 10 und 20 kWh liegt. Die Kapazität bezeichnet in diesem Zusammenhang die Menge an Energie, die in der Batterie gespeichert werden kann. Im Vergleich zum Vorjahr 2017 hat sich die Anzahl der erweiterbaren Systeme mit einer Kapazität von bis zu 40 kWh verdoppelt. Die Garantie seitens der Hersteller beläuft sich im Durchschnitt auf zehn Jahre, wobei die tatsächliche Lebensdauer der Produkte mindestens doppelt so hoch eingeschätzt wird. Die Speicherstromkosten für die untersuchten Systeme bewegen sich, gemessen an der garantierten Lebensdauer, im Durchschnitt zwischen 0,24 und 0,25 €/kWh [89].

### **Grundlagen Batteriespeicher**

Während Stromnetze dem räumlichen Transfer elektrischer Energie dienen, erfüllen Batterien den Zweck des zeitlichen Energietransfers durch Umwandlung der elektrischen in chemische Energie [90]. Zur Umsetzung ebendieser Vorgänge existiert eine Reihe verschiedener Materialsysteme, auf die im Detail nicht weiter eingegangen wird. Aufgrund ihrer hohen Energie- und Leistungsdichte, guter Zyklenfestigkeit sowie hoher Entladeraten erfreuen sich v.a. Lithium-Ionen-Batterien (LIB) einem weit verbreiteten Einsatz mit weiterhin steigender Tendenz [91, 92]. Die Forschung und Entwicklung in diesem Bereich gewinnt zunehmend an Relevanz und verfolgt als zentrale Forschungsziele eine höhere Zellspannung, eine höhere verfügbare Leistung sowie Kapazität, und eine bessere Zyklen- und kalendarische Lebensdauer [92].

Eine Lithium-Ionen-Zelle besteht im Wesentlichen aus zwei Elektroden, die durch einen ionendurchlässigen und gleichzeitig elektrisch isolierenden Separator getrennt und von einem ionenleitfähigen Elektrolyten durchtränkt sind. Die Anode besteht aus einem Stromableiter aus Kupferfolie, die meist mit dem Aktivmaterial Graphit beschichtet wird, da sich dieser aufgrund seines geschichteten Aufbaus für die Einlagerung der Lithium-Ionen eignet. Die Kathode besteht aus einer Aluminiumfolie, die in vielen Fällen mit Aktivmaterialien aus Mischoxiden beschichtet ist, die Hauptvertreter sind Lithium-Nickel-Mangan-Cobald-Oxide oder Lithium-Eisenphosphate [91]. Die Stromableiterfolien beider Elektroden sind mit den Polen der Batteriezelle verbunden, welche wiederum über einen Leiter und einen Stromverbraucher miteinander verbunden werden können. Beim Entladevorgang wandern die positiv geladenen Lithium-Ionen von der Anode zur Kathode. Parallel zu diesem Vorgang fließen Elektronen durch einen externen Leiter über den angeschlossenen Verbraucher ebenfalls von der Anode zur

Kathode, um die entstehende Ladungsdifferenz auszugleichen. Beim Ladevorgang kehrt sich dieser Prozess um. [91]

Abhängig von der Wahl und der Kombination der Aktivmaterialien ergeben sich unterschiedliche Zellspannungen, die sich bei LIB zwischen 3,0 und 4,2 V bewegen [93]. Die verfügbare Kapazität der Zelle, also die Menge an Energie, die in der Zelle gespeichert werden kann, hängt von der Menge an Aktivmaterial und damit von dem Format der Batteriezelle ab. Derzeit gibt es mit Rund-, Pouch- und prismatischen Zellen drei verschiedene Formate, die sich sowohl in ihrem Aufbau, als auch in ihrer Herstellung unterscheiden.

Um die Anforderungen an den Energiespeicher hinsichtlich Nennspannung und Gesamtkapazität für die jeweilige Anwendung zu erreichen, werden einzelne Zellen zu Modulen verschaltet. Bei serieller Verschaltung addieren sich die Einzelspannungen, bei paralleler Verschaltung die Einzelkapazitäten. Die einzelnen Module werden bei Bedarf zu sog. „Packs“ oder „Racks“ zusammengeschlossen. [90]

### **Heim Speicher**

Neben den mobilen Anwendungen in der Unterhaltungselektronik und der Automobilindustrie ist der Markt für stationäre Energiespeichersysteme in den letzten Jahren gewachsen [91]. Dabei reichen die Anwendungen von unterbrechungsfreier Stromversorgung und Inseln Systemen bis zur Integration von erneuerbaren Energien. Bei den vermehrt zum Einsatz kommenden regenerativen Kraftwerkstechnologien ist die Stromerzeugung nicht mehr an den Energiebedarf der Verbraucher angepasst, sondern vielmehr von externen Faktoren, wie beispielsweise dem Wetter oder der jahreszeitenbedingten Sonneneinstrahlung, abhängig. Passende Speichertechnologien werden künftig zur Aufgabe haben, die erzeugte Energie zwischenzuspeichern sowie das Stromnetz bei Schwankungen zu stabilisieren [91].

Viele Betreiber von privaten Photovoltaikanlagen haben mittlerweile Batterien installiert, um den überschüssigen Strom zum späteren Eigenverbrauch einzuspeichern, anstatt ihn in das Stromnetz einzuspeisen [94]. Die speziellen Anforderungen an die Heim Speicher ergeben sich aus deren Betriebsbedingungen.

Oft befinden sich Heim Speicheranlagen in einer vor Witterung geschützten Umgebung ohne Temperaturschwankungen und sehen sich nicht den extremen Anforderungen an Gewicht und Ausdehnung gegenüberstehen, wie dies bei den mobilen Anwendungen der Fall ist. Hohe Anforderungen an die Systemsicherheit bei gleichzeitig möglichst niedrigen Anschaffungs- und Betriebskosten spielen jedoch auch hier eine bedeutende Rolle. Bei Heim Speichern steht zur Versorgung der angeschlossenen Energieverbraucher ein mehrstündiger Entladezyklus mit einer hohen Entladetiefe im Fokus. Das besondere Augenmerk liegt auf der kalendarischen und zyklischen Lebensdauer der Batterie. Die Anzahl der Zyklen ist dabei abhängig von der Stromerzeugung, dem Stromverbrauch sowie der Speichergröße. Im Idealfall entspricht die Lebenserwartung der verbauten Batteriezellen der des gesamten Energiespeichersystems. Das

Lebensende einer Zelle ist erreicht, sobald nur noch rund 80 Prozent der ursprünglichen Kapazität nutzbar sind [91].

Während es sich 2013 noch bei 70 % der neu installierten Heimspeicher um Blei-Säure-Akkus handelte, wurden diese mittlerweile fast vollständig von Lithium-Ionen-Batteriesystemen vom Markt verdrängt. Außerdem lässt sich feststellen, dass aktuell etwas mehr als die Hälfte aller neu installierten Energiespeicher AC-gekoppelt sind. Der Vorteil liegt hier in der einfacheren Dimensionierung und Nachrüstung der einzelnen Komponenten im Vergleich zur DC-Kopplung. Die durchschnittlich nutzbare Energiemenge eines Lithium-Ionen-Heimspeichers lag 2017 bei 7,8 kWh, wobei tendenziell mit steigender Größe der PV-Anlagen bzw. des Stromverbrauchs auch die Größe des entsprechenden Energiespeichers zunimmt [95].

Zwei beispielhafte Systeme im Bereich Heimspeicher sind die „Powerwall“ des amerikanischen Automobilproduzenten „Tesla“ und das „S10E“ bzw. das „S10E Pro Hauskraftwerk“- des Herstellers „E3/DC“. Die „Powerwall“ von Tesla weist laut Herstellerangabe eine nutzbare Speicherkapazität von 13,5 kWh auf. Die Energieeffizienz wird mit 90 % angegeben. Im Dauerbetrieb ist eine Leistung von 4,6 kW abrufbar. Das S10 E-/ S 10 E Pro-Hauskraftwerk verspricht eine nutzbare Speicherkapazität von 5 bzw. 11,7 kWh bei einem maximalen Wirkungsgrad von mehr als 88 %. Die Dauerleistung des Energiewandlers wird mit 3 bzw. 9 kW angegeben. Beide Firmen gewähren eine Garantiedauer von zehn Jahren [96, 97].

## **6.2 Markteinschätzung durch die Expertenbefragung: Potentiale und Hemmnisse**

Die grundlegende These dieser Studie wird im Interview mit Experten aus dem Bereich der Batteriezellen- und Batteriemodulproduktion als realistisch eingestuft. Als Vorteile von Mikrokraftwerken gegenüber großen Anlagen werden die höhere Sicherheit und die zuverlässigere Instandhaltung durch private Betreiber genannt. Außerdem sei das Ausfallrisiko kleinerer Anlagen besser planbar. Vorteile werden auch in der dezentralen Stromversorgung gesehen. So werden der geringe Aufwand für Aufbau und Absicherung, die geringen Investitionskosten und der erleichterte Netzausbau positiv hervorgehoben. Probleme könnten sich aufgrund der verwendeten Energiegewinnungsmethoden ergeben. So wird auch hier die Biomasse als nicht vielversprechend eingestuft und bei Wasserkraft darauf hingewiesen, dass diese stark von der Umgebung abhängt. Bei der Windenergie ist die Akzeptanz seitens der Bevölkerung zu beachten.

### **Markteinschätzung**

Am Markt werden überwiegend Heimspeicher mit einer Kapazität in der Größenordnung von 10 kWh angeboten, während der Leistungsbedarf eines Einfamilienhauses bei 5 bis 10 kW liegt. In der Industrie ist das Verhältnis zwischen der Vergütung und der Eigennutzung zu beachten. Energiepuffer in Form von Batteriespeichern spielen für den Fall eines Netzausfalles eine wichtige Rolle, mit denen womöglich anfallende

Kosten für Notstromgeneratoren eingespart werden können. Laut Experteneinschätzung beträgt die durchschnittliche Mitarbeiterzahl der Unternehmen in dieser Branche rund 100 Angestellte pro Firma. Derzeit gibt es in Deutschland zwischen 10 und 20 Unternehmen in diesem Marktumfeld. Der Umsatz ist steigend.

Im Fokus der Entwicklung und Produktion stehen die mobilen Anwendungen von Energiespeichern. Ein Aufgabengebiet ist die Anpassung von individuellen Speichern auf den verfügbaren Bauraum und eine Standardisierung kleinerer Speicher für individuelle Kundenlösungen.

### **Technologiebewertung**

Als allgemeines Ziel werden die Sicherung des Technologiestandortes Bayern und Deutschland angeführt. Ökonomische Vorteile und die Sicherstellung des Exports sollen durch Forschung und Entwicklung gesichert werden. Ein weiteres Bestreben ist das Vorantreiben der Energiewende. Für die Integration von Batteriespeichern in Mikrokraftwerke wird eine Spannung von 60 V empfohlen, da die damit verbundenen Sicherheitsanforderungen verhältnismäßig gering sind. Die Batterie sollte nach Möglichkeit im Haus untergebracht werden, da dort eine konstante Temperatur herrscht und die Witterungseinwirkungen vernachlässigbar wären. Dadurch können die Entwicklungskosten geringgehalten werden. Als Batterietechnologie werden Lithium-Ionen-Zellen favorisiert, da diese als vielversprechendste Technologie gelten. Gründe hierfür sind die hohe Lebensdauer, die Kompaktheit, das geringe Gewicht, der geringe bis vernachlässigbare Wartungsaufwand und die hohe Energieeffizienz.

### **Hemmnisse**

Für die Integration von Batteriespeichern in Mikrokraftwerke müssen hohe Investitionen getätigt werden, was eine Hemmschwelle zur Folge hat. Der Verschleiß der Kraftwerke und Batterien kann nach längerer Betriebsdauer zu einer Verschlechterung des Gesamtwirkungsgrads führen. Auch die Zyklfestigkeit der Batterie über einen langen Zeitraum ist fragwürdig. Außerdem ergibt sich weiterhin die Frage nach dem Recycling der Batteriezellen. Hinsichtlich der Massenproduktion von Batteriemodulen wird die begrenzte Verfügbarkeit von Batteriezellen in Deutschland kritisch gesehen, aktuell besteht eine Abhängigkeit von ausländischen Herstellern. Hinsichtlich der in Batteriezellen verwendeten Rohstoffe ist zu beachten, dass deren Verfügbarkeit nicht garantiert werden kann und somit steigende Preise oder Rohstoffknappheit zukünftig nicht ausgeschlossen werden können. Ein weiterer Punkt sind die enorm hohen Investitionskosten für Produktionsanlagen, die für eine Massenproduktion von Batteriespeichern unabdingbar sind. In Bezug auf die Installation wird auf die Notwendigkeit von elektrischem Fachpersonal für den Einbau des Heimspeichersystems hingewiesen, da der Anschluss an das 230-Volt-Stromnetz durchgeführt werden muss.

## **Einsatzmöglichkeiten und Anwendungen**

Es werden vielfältige Einsatzmöglichkeiten für Mikrokraftwerke mit zugehörigem Energiespeicher genannt. Denkbar ist die Zwischenspeicherung der Energie in einem Batteriespeicher, der Einsatz einer Batterie als Backup zur Kompensation von Ausfällen oder als reine Ergänzung zum bezogenen Netzstrom. In Bezug auf die Thematik der dezentralen Stromerzeugung wird der Einsatz von Kleinstkraftwerken mit vielen kleineren, dezentralen Energiespeichern angeführt.

Aufgrund der kurzen Produktlebenszyklen wird eine kurze Lebensdauer von 10 bis 20 Jahren abgeschätzt. Die Wartungsabstände müssten sich dabei auf mindestens 10 Jahre belaufen. Denkbar wäre auch eine Fernwartung der Anlagen durch Online-Monitoring. Die Amortisationsdauer sollte ebenfalls maximal 10 Jahre betragen, auf jeden Fall sollte sie jedoch kürzer sein als die zu erwartende Lebensdauer des Systems.

## **Anforderungen**

Als eine Grundvoraussetzung wird angesehen, dass die Kleinkraftwerke in Verbindung mit LIB-Batteriespeichern möglichst flexibel einsetzbar sind. So müssen sie sich auf jeden Fall für den häuslichen Gebrauch eignen und die gültigen CE-Richtlinien erfüllen. Gleichmaßen müssen die Energiespeicher Eigenschaften wie Einfachheit (bei Installation, Betrieb und Wartung), Sicherheit und natürlich Wirtschaftlichkeit aufweisen. Rechtliche und politische Rahmenbedingungen müssen ebenfalls eingehalten werden.

## **Kosten**

Bei einer Massenproduktion von Mikrokraftwerken belaufen sich die Kosten der Batteriespeicher inklusive Elektronik und Gehäuse auf maximal 200 bis 300 €/kWh. Durch Multiplikation der Nennkapazität mit der maximalen Zyklenanzahl über die Lebensdauer (ca. 2000-3000 Zyklen) ergibt sich der gesamte Energieeinsatz der Batterie. Diesen gilt es im Anschluss mit dem Energiebezug aus dem Stromnetz zu vergleichen. Gemäß Schätzungen entfallen 90 % der Kosten auf den Kauf des Batteriesystems. Die verbleibenden 10 % teilen sich zu gleichen Teilen auf die Installation und das Recycling auf. Die Wartung beansprucht idealerweise einen vernachlässigbar geringen Kostenanteil.

## **6.3 Auslegung von Energiespeichern für Mikrokraftwerke**

Es wird im Folgenden ein Eigenverbrauchssystem mit Mikrokraftwerk und Batteriespeicher betrachtet, das am öffentlichen Stromnetz angeschlossen ist (vgl. Abbildung 41). Für die Stromerzeugung werden die beiden Energiequellen Windkraft und Photovoltaik jeweils getrennt voneinander betrachtet.

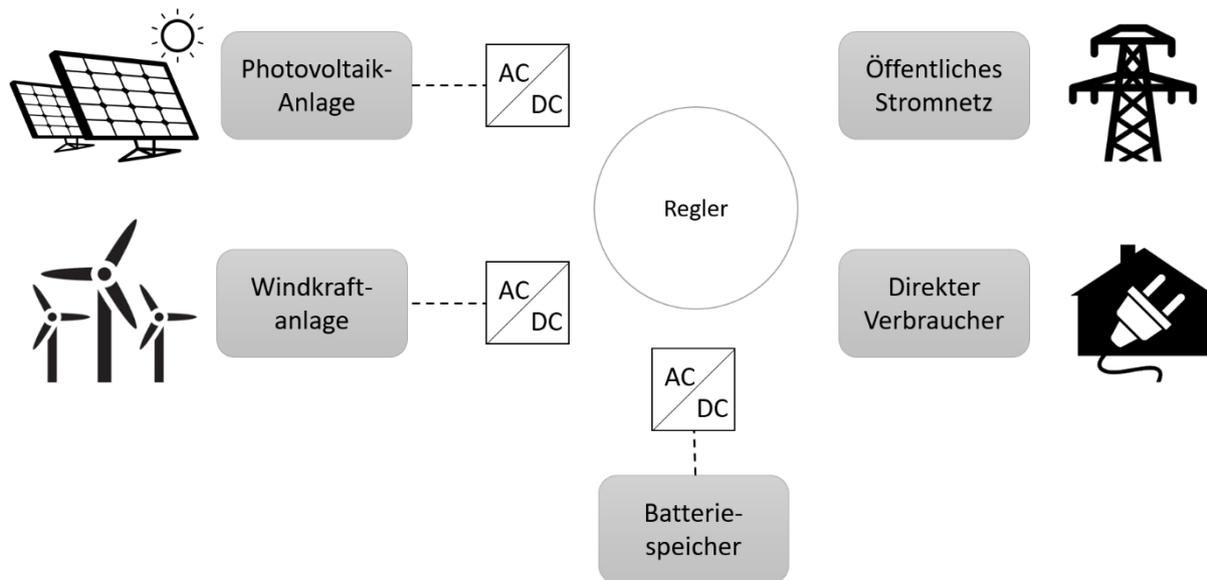


Abbildung 41: Darstellung des betrachteten Eigenverbrauchssystems

Die Auslegung des Energiespeichers umfasst sowohl die Dimensionierung als auch die Konfiguration, d. h. es werden verschiedene Verschaltungsmöglichkeiten der einzelnen Batteriezellen betrachtet und erörtert, welche Unterschiede sich bei Verwendung der gängigen Zellformate, sowie bei dem Einsatz verschiedener Kraftwerksgrößen und -arten ergeben.

### Dimensionierung

Bei der Konfiguration des Batteriespeichersystems ist es notwendig festzulegen, welche Kapazität und Leistung der Speicher maximal bereitstellen können muss. Im ersten Schritt wird mithilfe eines Modells der Energieertrag von verschiedenen Typen von Kleinkraftwerken simuliert und dieser anschließend mit dem Standardlastprofil eines Haushalts verrechnet. Bei den jeweils separat betrachteten Kleinkraftwerken handelt es sich um Photovoltaikanlagen und Windkraftanlagen mit einer erzeugten Peak-Leistung von ungefähr 5 kW.

### Datengenerierung für Stromerzeuger und -verbraucher

Da der Stromverbrauch eines Haushalts und auch die erzeugte Energie im Jahresverlauf schwanken, wird zur besseren Abschätzung des Systemverhaltens ein gesamtes Jahr betrachtet. Der Verbraucher wird durch das Standardlastprofil „H0“ des Verbands der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) repräsentiert, das für das Jahr 2016 erstellt und auf einen Jahresverbrauch von 4200 kWh skaliert wurde [98]. Dieser Wert entspricht in etwa dem Verbrauch eines Vier-Personen-Haushalts in einem Ein- oder Zweifamilienhaus mit einem mittleren Stromverbrauch [99].

Da der Energieertrag regenerativer Energiekraftwerke entscheidend von den Wetterbedingungen abhängt, wurde für Windkraftanlagen die mittlere Windgeschwindigkeit in zehn Metern Höhe sowie für Photovoltaikanlagen die mittlere Globalstrahlung über

ganz Bayern betrachtet, um auf Basis dieser Werte verschiedene Standorttypen abzugrenzen [100]. Die verschiedenen Standortbedingungen werden in einer gesonderten Simulation mit jeweils an das Potenzial angepassten Kraftwerksgrößen berücksichtigt. Für die unterschiedlichen Standorttypen werden stündliche Mittelwerte zu Windgeschwindigkeit, Lufttemperatur und Globalstrahlung den Testreferenzjahren (TRY) des Deutschen Wetterdienstes (DWD) entnommen. Dabei handelt es sich um repräsentative Wetterdaten für 15 verschiedene Regionen, in die Deutschland anhand seiner Großwetterlage eingeteilt wurde [101]. Da die Datensätze der TRY nicht differenziert genug für lokale Betrachtungen sind, werden zusätzlich die Wetterdaten von 2016 für die zuvor ermittelten Standorttypen verwendet.

### Ablauf der Simulation

Zur genauen Ermittlung von benötigter Leistung und Kapazität bzw. der zu speichernden Energiemenge des Batteriespeichers, werden Modelle für die jeweiligen Stromerzeuger und für einen Laderegler mit Hilfe der Software Matlab® implementiert. Mithilfe stündlicher Wetterdaten kann der Leistungsgang der Kleinkraftwerke ausgegeben werden. Je nach auftretendem Lastfall wird die Batterie nun geladen oder entladen. Gegebenenfalls wird Strom aus dem Netz bezogen. In verschiedenen Simulationsläufen wird der maximale Energieinhalt des Speichers inkrementell vergrößert. Um den Einfluss der Batterie bewerten zu können, werden zum einen der Eigenverbrauchsanteil  $e$  und der Autarkiegrad  $a$  [102] des Systems als Kenngrößen betrachtet.

$$e = \frac{\sum \bar{P}_{Eigen} \Delta t}{\sum \bar{P}_{Generator} \Delta t} = \frac{\sum \bar{P}_{Direkt} \Delta t + \sum \bar{P}_{Bat,Laden} \Delta t}{\sum \bar{P}_{Generator} \Delta t} \quad (12)$$

$$a = \frac{\sum \bar{P}_{Verbrauch} \Delta t - \sum \bar{P}_{Bezug} \Delta t}{\sum \bar{P}_{Verbrauch} \Delta t} = \frac{\sum \bar{P}_{Direkt} \Delta t + \sum \bar{P}_{Bat,Laden} \Delta t}{\sum \bar{P}_{Verbrauch} \Delta t} \quad (13)$$

Das Ziel ist es, einen möglichst großen Eigenverbrauchsanteil bei einem gleichzeitig möglichst hohen Autarkiegrad zu erzielen, ohne dass die Batterie dadurch überdimensioniert wird, d. h. die real mögliche, nutzbare Entladetiefe nicht mehr voll ausgeschöpft wird. Nachteilig an der stündlichen Betrachtung von Energieerzeugung und -verbrauch ist, dass sich auftretende Spitzenwerte möglicherweise nivellieren könnten und somit insgesamt ein zu hoher Eigenverbrauchsanteil ergibt [102].

Es zeigt sich, dass mit zunehmender Anlagen- und Batteriegröße der Autarkiegrad des betrachteten Gesamtsystems steigt, während der Eigenverbrauchsanteil sinkt [95]. Des Weiteren kann aus dem zeitlichen Verlauf des Energiegehalts der Batterie die Zyklenzahl über das Jahr berechnet werden. Auf dieser Grundlage kann eine Abschätzung der zyklischen Alterung über die Betriebsdauer hinweg erfolgen.

### Konfiguration des Energiespeichers

Es wurden zwei verschiedene Zellformate, die sich in ihrer Geometrie und Speicherkapazität deutlich unterscheiden, hinsichtlich ihrer Eigenschaften untersucht und mit-

einander verglichen [103]. Darauf aufbauend wurden verschiedene Verschaltungskonzepte für die Batteriemodule je Kraftwerk, Standorttyp und Zellformat entwickelt. Hierbei wurde darauf geachtet, dass die im ersten Schritt an die Speicher ermittelten Anforderungen hinsichtlich Dimensionierung sowie die generellen Erwartungen an Heimspeicher erfüllt werden. Aus produktionstechnischer Sicht wird generell ein modularer Aufbau angestrebt, damit sich die Speichersysteme mit möglichst geringem Aufwand an unterschiedliche Größen von Energieerzeugern und -verbrauchern anpassen lassen. Die Berechnung der benötigten Anzahl an Zellen in Parallel- und Reihenschaltung erfolgt in Anlehnung an [104] über:

$$N_{\text{seriell}} = \frac{U_{\text{gefordert}}}{U_{\text{Zelle}}} \quad (14)$$

$$N_{\text{parallel}} = \frac{E_{\text{gefordert}}}{\eta_{\text{Wh}}(N_{\text{seriell}} \cdot U_{\text{Zelle}}) \cdot \text{DoD}_{\text{erlaubt}} \cdot C_{\text{Zelle}}} \quad (15)$$

Aus produktionstechnischer Sicht wird angestrebt bei der Konfiguration eines Energiespeichers die optimale Konstellation aus der Größe (bezogen auf die Speicherkapazität) der Einzelzelle und der Anzahl an notwendigen Kontaktierungen, die zum Aufbau eines Batteriemoduls mit geforderter Gesamtkapazität notwendig sind, zu erzielen. Die Auswirkungen bei verschiedenen Konstellationen und die Definition eines entsprechenden Optimums sind Gegenstand aktueller und zukünftiger Forschungsvorhaben und übersteigen die Möglichkeiten, die durch das beschriebene mathematische Modell zur Konfiguration eines Energiespeichers für Kleinkraftwerke zur Verfügung stehen.

Das im Rahmen der Studie erläuterte Modell zur Auslegung eines Batteriespeichers kann dem Anwender als Unterstützung zur Konfiguration eines Energiespeichers zur Anbindung an ein Kleinkraftwerk dienen.

#### **6.4 Wirtschaftliche Betrachtung der Möglichkeit zur Integration von Batteriespeicher in Mikrokraftwerke**

Die Produktion und die Integration eines Batteriespeichers in ein neues oder bestehendes Mikrokraftwerk erzeugt Kosten, die durch den Mehrwert einer späteren Verfügbarkeit des zwischengespeicherten Stroms aus Eigenerzeugung kompensiert werden müssen.

Es muss eine wirtschaftliche Betrachtung vorgenommen werden, welche ausschließlich Aspekte berücksichtigt, die direkt die Kosten des Verbrauchers betreffen. Das umfasst alle Kosten, die mit der Anschaffung, der Installation und der Instandhaltung des Kleinkraftwerks und insbesondere des Batteriespeichers verbunden sind, sowie den Strompreis bei Bezug aus dem Verteilernetz und die Einspeisevergütung bei Einspeisung in das Verteilernetz. Des Weiteren müssen andere staatliche Subventionen oder gesetzliche Rahmenbedingungen bei Bedarf mit einbezogen werden, sofern sie Einfluss auf die betrachteten Kosten haben. Zudem können Stromverbrauch und -erzeugung und deren Änderungen abhängig von der Tageszeit eine wichtige Rolle spielen.

Auf die Situation der Stromanbieter und die Auswirkung auf deren Geschäft wird nicht eingegangen. Ebenfalls werden Aspekte, die nicht monetär bewertet werden können, wie Recycling, Netzentlastung oder Nachhaltigkeit nicht berücksichtigt.

Es werden sowohl bei der Stromgewinnung als auch beim Verbraucher je zwei verschiedene Szenarien unterschieden. Die Speicherung erfolgt in diesen Szenarien mittels Lithium-Ionen-Batterien. Zur Stromerzeugung werden Windkraftanlagen oder Solaranlagen und als Verbraucher werden private Haushalte oder Unternehmen aus der Industrie in Betracht gezogen, wodurch sich vier verschiedene Szenarien ergeben.

Als Ausgangslage wird angenommen, dass ein Kraftwerk vorhanden ist, dessen erzeugter Strom nicht unmittelbar verbraucht wird. Damit ergeben sich zwei Möglichkeiten, die gegeneinander abgewogen werden:

- Der Strom wird in das Verteilernetz eingespeist.
- Der Strom wird vor Ort gespeichert.

Weitere Alternativen, wie das Einspeisen in ein autarkes Inselnetz, die Speicherung durch andere Energiespeicher oder die Anpassung des Verbrauchs, werden hier nicht erwogen.

Bei der Ermittlung der Wirtschaftlichkeit kann folgendermaßen vorgegangen werden:

#### 1. Vergleich: Stromverbrauch und -gewinnung über Tagesverlauf

- Frage: Wie stark weicht der Bedarf an Strom vom tatsächlich erzeugten Strom ab und was bedeutet das für den Batteriespeicher?
- Ergebnis: Anforderungen an Kapazität des Batteriespeichers

#### 2. Betrachtung von Stromkosten und Einspeisevergütung

- Frage: Was darf die Integration eines Batteriespeichers maximal kosten?
- Ergebnis: Maximale Speicherstromkosten

Es wird die Differenz des Strompreises und der Einspeisevergütung berechnet, was die Kosten ergibt, die für die Speicherung des selbst erzeugten Stroms maximal aufgewendet werden können, um einen Kostenvorteil bei einer Speicherung statt einer Einspeisung zu erzielen. Diese Kosten werden als Speicherstromkosten bezeichnet. Als Stromkosten werden im Haushalt 0,2944 €/kWh und in der Industrie 0,1717 €/kWh angenommen [84]. Die Einspeisevergütung und die berechnete Differenz von den Stromkosten zu der Einspeisevergütung ist in Tabelle 12 zusammengefasst.

*Tabelle 12: Einspeisevergütung und Differenz zu den Stromkosten im Oktober 2018 lt. Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017*

---

<b>Einspeisevergütung [€/kWh]</b>	<b>Sonnenenergie</b>	<b>Windenergie</b>	<b>Windenergie</b>
		<b>(Anfangswert)</b>	<b>(Grundwert)</b>

---

<b>Haushalt</b>	0,1183	0,0657	0,0347
<b>Differenz</b>			
	0,1761	0,2287	0,2597
<b>Industrie</b>	0,0818	0,0657	0,0347
<b>Differenz</b>			
	0,0899	0,1060	0,137

Mit den berechneten Werten ergibt sich ein oberer Grenzwert, den die Speicherstromkosten nicht überschreiten dürfen, damit ein wirtschaftliches Ergebnis erzielt werden kann. Um die Speicherstromkosten berechnen zu können, werden Informationen zu der Lebensdauer (in Jahren oder in Zyklen), der Zyklenzahl pro Jahr und den Kosten des Stromspeichers benötigt.

### 3. Berechnungsmöglichkeit der Speicherstromkosten

- Frage: Wie werden die Speicherstromkosten ermittelt?
- Ergebnis: Formel für Speicherstromkosten

Als nächstes wird eine Formel für die Speicherstromkosten erstellt. Dazu werden zunächst die Kostenanteile, die mit der Integration des Batteriespeichers einhergehen, festgehalten:

- Kosten für Batteriespeicher ( $K_{BS}$ ),
- Kosten für Installation ( $K_{Inst}$ )
- Sonstige Kosten ( $K_{sonst}$ ).

Die Speicherstromkosten werden auf Kilowattstunden bezogen. Das bedeutet, dass die tatsächlich genutzte Energie aus dem im Energiespeicher gespeicherten Stroms über die gesamte Einsatzdauer als Bezugsgröße dient. Um diese zu berechnen, werden folgende Werte benötigt: Erwartete Lebensdauer des Batteriespeichers in Jahren ( $T_{BS}$ ), Zyklenzahl pro Jahr ( $n_{Zyk}$ ), Kapazität des Batteriespeichers ( $C_{BS}$ ), Energieeffizienz des Batteriespeichers ( $\eta_{BS}$ ). Diese Anteile werden wie folgt verrechnet:

$$K_{SS} = \frac{K_{Bl}}{E_{ges}} = \frac{K_{BS} + K_{Inst} + K_{sonst}}{T_{BS} \cdot n_{Zyk} \cdot C_{BS} \cdot \eta_{BS}} \quad (16)$$

Bezogen auf die garantierte Lebensdauer, bewegen sich laut Produktdatenbank Batteriespeichersysteme 2018 [88] die Speicherstromkosten im Jahr 2018 zwischen 0,24 und 0,50 €/kWh für Systeme in der Zehn-Kilowatt-Klasse. Es wird angestrebt, die Speicherstromkosten möglichst weit zu senken. Dazu werden die Kosten des Batteriespeichers untersucht, um festzustellen, mit welchen Maßnahmen diese verringert werden können. Die Speicherkosten verhalten sich proportional zu den Kosten für die Integration des Batteriespeichers und indirekt proportional zum über die gesamte Lebensdauer gespeicherten und genutzten Strom.

### 4. Optimierbare Kostenanteile: Produktion & Integration der Batteriespeicher

- Frage: Wie setzen sich die Kosten für die Produktion und Integration von Batteriespeichern zusammen und wie können diese gesenkt werden?
- Ergebnis: Aufstellung und Bewertung der optimierten Kosten der Produktion von Batteriespeichern und Integration in das Batterie- und Stromnetz

Die Kosten der Batterie ergeben sich zu Anteilen, wie in Abbildung 42 dargestellt [86]. Bevor auf die Installationskosten eingegangen wird, werden alle Kostentreiber, die sich direkt auf den Batteriespeicher beziehen, untersucht.

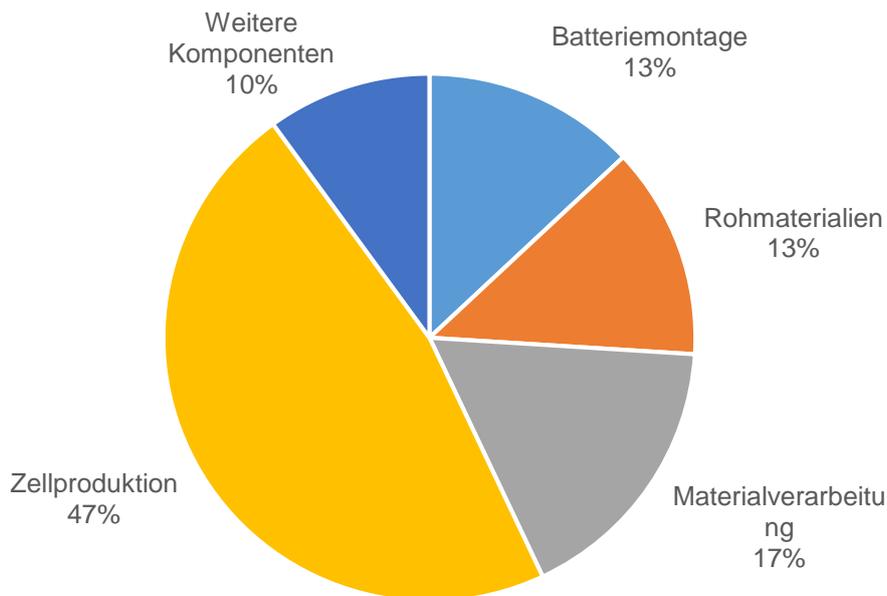


Abbildung 42: Zusammensetzung der Batteriekosten nach [86]

Die Zellproduktion beansprucht den größten Teil der Gesamtkosten. Falls hier signifikante Kostensenkungen erreicht werden können, wirkt sich das besonders stark auf die Gesamtkosten aus. Ebenfalls müssen die Qualitätsanforderungen für die Materialverarbeitung und die Batteriemontage erfüllt werden. Durch Automatisierung der Produktionsprozesse können diese effizienter gestaltet werden. Vergleichsweise geringes Potential bergen Rohmaterialkosten. Parallel müssen die einzelnen Produktionsschritte aufgezeigt und der Grad der Automatisierung ausgemacht werden. So können Potenziale für die Steigerung der Prozesseffizienz sichtbar gemacht werden.

Zuerst müssen die Materialien betrachtet und nach ihren Kosten bewertet. Anschließend werden die Produktionsprozesse untersucht. Dazu zählen die Materialverarbeitung, die Zellproduktion und die Batteriemontage. Abschließend die Kosten für die Installation behandelt. Der Fertigungsprozess der Batterie kann in drei wesentliche Schritte unterteilt werden: Zellherstellung (Elektrodenfertigung, Zellaussortierung, Formierung) (Abbildung 43), Modulmontage.

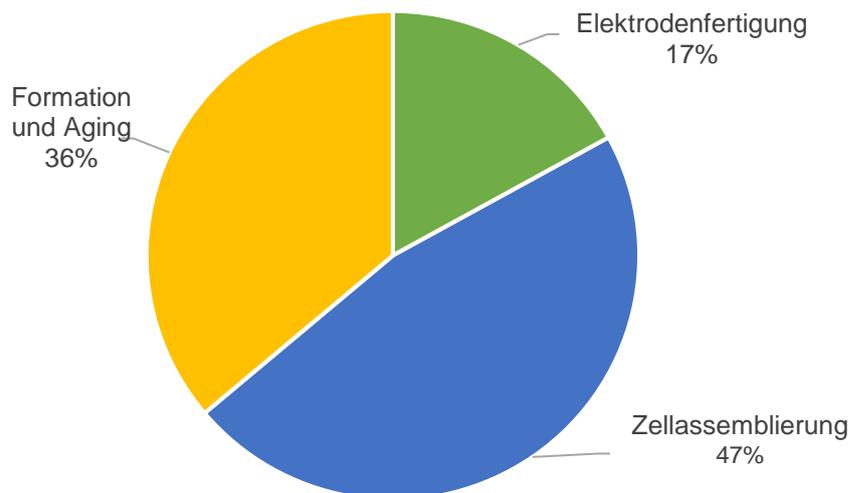


Abbildung 43: Kostenanteile am Maschinen- und Anlagen-Investment nach Produktionsschritten [87]

Die Investitionskosten der Batteriemodulmontage setzen sich aus folgenden Bestandteilen zusammen [87]:

- Vormontage der Zellmodule (Investitionskosten: ca. 11 Mio. €)
- Isolierung und Verspannung (Investitionskosten: ca. 14 Mio. €)
- Elektrische Kontaktierung (Investitionskosten: ca. 5 Mio. €)
- Montage von Platine und Sensoren (Investitionskosten: ca. 4 Mio. €)
- Montage der Schlussplatte und Prüfung (Investitionskosten ca. 2 Mio. €)

Der Zusammenbau setzt sich aus folgenden Bestandteilen zusammen [87]:

- Einsatz der Zellmodule (Investitionskosten: ca. 6 Mio. €)
- Befestigung der Zellmodule (Investitionskosten: ca. 5 Mio. €)
- Elektrische und thermische Integration (Investitionskosten: ca. 3 Mio. €)
- Schlussplatte & Dichtheitstest (Investitionskosten: ca. 2 Mio. €)
- Laden und Flashen (Investitionskosten: ca. 2 Mio. €)
- End of Line (Investitionskosten: ca. 7 Mio. €)

Zusammenfassend können die Arbeiten im Bereich der Energiespeicher zeigen, dass Batteriesysteme ein geeignetes Mittel darstellen, um Kleinkraftwerke in ein Stromnetz zu integrieren. Es wurde eine Analyse der Auslegungsmöglichkeit und ein Vorgehen zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit dargelegt. Auch die Expertenbefragung hat ergeben, dass Batteriespeichersysteme die Nutzung von Kleinkraftwerken unterstützen können. Weitere Recherchen haben jedoch auch gezeigt, dass bereits am Markt verfügbare Heimspeicher als Zwischenspeicher für die Kraftwerke fungieren könnten.

## **7 Zusammenfassung und Handlungsempfehlung**

### **Resümee und Handlungsempfehlungen Wind**

Der Markt für Kleinwindkraftanlagen ist auf Grund vieler Anbieter und Technologien sehr vielfältig. Die Installation von Kleinwindkraftanlagen in Deutschland erfolgt meist für den Eigenverbrauch von Strom und netzautarke Anwendungen. Beim Eigenverbrauch werden Energiebezugskosten substituiert. Durch innovative Fertigungstechnologien sowie den Einsatz neuer Technologien und Werkstoffe kann die Qualität von Kleinwindkraftanlagen gesteigert werden, bei einer deutlichen Kostenreduktion.

### **Resümee und Handlungsempfehlungen Wasser**

Mikrowasserkraftanlagen haben gegenüber den anderen Technologien den Vorteil der Grundlastfähigkeit. Die Vollaststunden bewegen sich abhängig vom Standort mit 2.000 bis 4.000 Stunden pro Jahr in einem deutlich höheren Bereich. Folglich kann bei gleicher installierter Leistung ein höherer Ertrag erzielt werden. Dem gegenüber stehen jedoch deutlich höhere Investitionskosten, wodurch der Einsatz von Mikrowasserkraftwerken derzeit nur wirtschaftlich ist, wird sie an einem optimalen Standort eingesetzt.

Im Vergleich zu Photovoltaik und Windkraft ist das Ausbaupotential von Wasserkraft deutlich ausgeschöpft. Dies hat einen begrenzenden Einfluss auf das vorhandene Marktvolumen. Durch den Einsatz von Mikrowasserkraftwerke können im Vergleich zur konventionellen Wasserkraft weitere Standorte genutzt werden. Es ist jedoch fraglich ob es sich hierbei um optimale Standorte handelt. Damit Mikrowasserkraftwerke trotz dieses Umstandes wirtschaftlich eingesetzt werden können, müssen die Investitionskosten reduziert werden. Ansatzpunkte sind hierbei die Konzeption der Anlage, die Installation und vor allem die Fertigungsprozesskette der Anlagen. Durch eine Standardisierung der Fertigung und einen modularen Aufbau der Mikrowasserkraftanlage können die Investitionskosten gesenkt werden.

### **Resümee und Handlungsempfehlungen Sonne**

Das Potenzial von Photovoltaiksystemen erstreckt sich sowohl auf den Bereich konventioneller siliziumbasierter Module oder deren Substitution durch neue Systeme wie Perowskit-Solarzellen mit höheren Wirkungsgrad, als auch auf großserientaugliche organische Solarmodule auf Folienbasis mit geringen Herstellungskosten. Der Handlungsbedarf der konventionellen Anwendungsszenarien beruht dabei auf der Reduzierung der Installationskosten durch eine Standardisierung der Montage und vereinfachte Inbetriebnahme.

Im Bereich der organischen Solarmodule liegt der Handlungsbedarf in der Erforschung großserientauglicher Herstellungsprozesse von organischen Photovoltaikfolien, wie z. B. dem R2R-Verfahren. Hierdurch werden signifikant günstigere Herstellungskosten gegenüber konventionellen Systemen erwartet und damit einhergehenden zusätzlichen Anwendungsszenarien eine erweiterte Durchdringung des PV-Einsatzes erwartet. Dadurch ist es möglich, die Zubauraten auch in Zukunft deutlich zu erweitern.

### **Resümee und Handlungsempfehlungen Biomasse**

Im Bereich der Stromerzeugung aus Biomasse wurde im Rahmen dieser Studie kein wirtschaftliches Potenzial für Kleinkraftwerke erkannt. Aufgrund der aufwendigen Anlagentechnik und des Zwischenprodukts Methangas ist eine Amortisation der notwendigen Anlagentechnik erst ab einer mittleren Leistungsklasse sinnvoll. Da Biogasanlage im Gegensatz zu Photovoltaik- und Windkraftanlagen eine flexible Energieerzeugung ohne Abhängigkeit von der Witterung ermöglichen, ist die Stromerzeugung aus Biomasse im Strommix sinnvoll, jedoch im Bereich der Kleinkraftanlagen nicht zielführend.

### **Resümee und Handlungsempfehlungen Netzintegration**

Der Netzanschluss von Mikrokraftwerken ist grundsätzlich möglich, sofern die Installation geordnet und nach den anerkannten Regeln der Technik durchgeführt wird. Die Netzintegration einer Vielzahl von Mikrokraftwerken stellt den Verteilnetzbetreiber vor ähnliche technische Herausforderungen wie die zunehmende Netzintegration einer Vielzahl der bisher üblichen EEG-Anlagen. Durch die zu erwartende hohe Anzahl der Mikrokraftwerke ergeben sich insbesondere organisatorische Herausforderungen in der Netzplanung (u. A. Vermeidung von Überdimensionierung der Netzbetriebsmittel bei individueller Erzeugungscharakteristik einzelner Mikrokraftwerke) und im Netzbetrieb (u. A. Einhaltung der Betriebsgrenzen zum überlagerten Netzbetreiber). Um diesen Herausforderungen zu begegnen können neuartige Organisationskonzepte bei Netzanschluss, Netzplanung und Netzbetrieb angewandt werden. Diese umfassen folgende Punkte (sortiert von umsetzungsnahen Maßnahmen bis zu innovativen Konzepten):

- Einspeisebegrenzung pro Hausanschluss ( $P_{AV,E}$ -Überwachung)
- Erforschung der Unsymmetrien in der Niederspannungsebene
- Automatisierung der Anmelde- und Genehmigungsverfahren
- DC-Kopplung Netzanschluss über Zentralwechselrichter
- Koordinierter Systembetrieb der Erzeugungsanlagen im Verteilnetz

### **Resümee und Handlungsempfehlungen Speichertechnologien**

Im Rahmen dieser Studie konnte in Bezug auf Energiespeicher gezeigt werden, dass das Potenzial für die Verwendung von Energiespeichern für Kleinkraftwerke als hoch angesehen wird. Es konnte durch Recherchen und Berechnungen gezeigt werden, dass der größte Hebel zur Kostendegression in der Zellproduktion liegt. Bei Betrachtung der Forschungslandschaft in Deutschland ist auffällig, dass bereits viele Projekte existieren, die sich mit der Degression von Batteriekosten beschäftigen. Des Weiteren konnte festgestellt werden, dass möglicherweise die Nutzung eines bereits kommerziell erhältlichen Heimspeichers zur Veranschaulichung der Integration von Batteriespeichern in Kleinkraftwerke ausreichend ist, da sich die Anforderungen stark überschneiden.

**Notwendigkeit einer ökologischen ökonomischen Betrachtung wichtig**

Die genannten technischen Untersuchungen der Herstellung von Mikrokraftwerken sind unumgänglich, um die Machbarkeit der Serienproduktion festzustellen. Für die Schaffung konkreter Aussagen bezüglich der ökonomischen Auswirkungen sind allerdings weitere detaillierte Analysen notwendig. Diese müssen der Serienproduktion z. B. mit Hilfe von Materialflusssimulationen eine wirtschaftlich sinnvolle Umsetzung attestieren. Des Weiteren gilt es die umweltbezogenen Effekte der Produktion von Mikrokraftwerken mit innovativen Technologien zu untersuchen, um eine übergreifende Aussage zu den gesamtgesellschaftlichen ökologischen und ökonomischen Auswirkungen treffen zu können.



## 8 Danksagung

Die Ergebnisse fußen auf den wissenschaftlichen Recherchen folgender Autoren:

- Kerstin Angerer, Fraunhofer-Einrichtung für Gießerei-, Composite- und Verarbeitungstechnik (IGCV)
- Gregor Badel, Lehrstuhl Umweltgerechte Produktionstechnik (LUP)
- Ralf Böhm, Lehrstuhl für Fertigungsautomatisierung und Produktionssystematik (FAPS)
- Tobias Deß, Lehrstuhl für Elektrische Energiesysteme (EES)
- Prof. Dr.-Ing. Frank Döpfer, Fraunhofer Institut für Produktionstechnik und Automatisierung (IPA), Projektgruppe Prozessinnovation, Lehrstuhl Umweltgerechte Produktionstechnik (LUP)
- Prof. Dr.-Ing. Jörg Franke, Lehrstuhl für Fertigungsautomatisierung und Produktionssystematik (FAPS)
- Annika Höft, Lehrstuhl für Fertigungsautomatisierung und Produktionssystematik (FAPS)
- Andrea Hohmann, Fraunhofer-Einrichtung für Gießerei-, Composite- und Verarbeitungstechnik (IGCV)
- Fabian Konwitschny, Institut für Werkzeugmaschinen und Betriebswissenschaften (iwb)
- Dr.-Ing. Alexander Kühl, Lehrstuhl für Fertigungsautomatisierung und Produktionssystematik (FAPS)
- Maximilian Landgraf, Lehrstuhl für Fertigungsautomatisierung und Produktionssystematik (FAPS)
- Gerald Lothes, Fraunhofer Institut für Produktionstechnik und Automatisierung (IPA), Projektgruppe Prozessinnovation
- Prof. Dr.-Ing. Matthias Luther, Lehrstuhl für Elektrische Energiesysteme (EES)
- Dr.-Ing. Gert Mehlmann, Lehrstuhl für Elektrische Energiesysteme (EES)
- Prof. Dr.-Ing. Gunther Reinhart, Fraunhofer-Einrichtung für Gießerei-, Composite- und Verarbeitungstechnik (IGCV), Institut für Werkzeugmaschinen und Betriebswissenschaften (iwb)
- Valerie Scharmer, Institut für Werkzeugmaschinen und Betriebswissenschaften (iwb)
- Michael Schneider, Lehrstuhl für Fertigungsautomatisierung und Produktionssystematik (FAPS)
- Michael Scholz, Lehrstuhl für Fertigungsautomatisierung und Produktionssystematik (FAPS)
- Peter Simon, Fraunhofer-Einrichtung für Gießerei-, Composite- und Verarbeitungstechnik (IGCV)
- Kishan Veerashekar, Lehrstuhl für Elektrische Energiesysteme (EES)

Besonderer Dank gilt zudem den Partner aus der Wissenschaft und Wirtschaft die Ihre Fach- und Marktexpertise in die Studie eingebracht haben:

- Aquakin
- Autobahndirektion Nordbayern
- Bayerische Elektrizitätswerke GmbH
- Bundesverband Kleinwindanlagen, Regionalgruppe Süd
- egrid applications & consulting GmbH
- elektron Systeme und Komponenten GmbH & co. KG
- Energiepark Hirschaid
- ESTW - Erlanger Stadtwerke AG
- Fraunhofer-Institut für Silicatforschung ISC
- Hofer eds GmbH
- iKratos Solar- und Energietechnik GmbH
- Invenox
- Kleinwindkraft-Portal
- MDN Main-Donau Netzgesellschaft mbH
- NeoVenti GmbH
- Rehart Power GmbH
- Smart Hydro Power
- SWW Wunsiedel GmbH
- Wacker Chemie AG
- Wassermann Projekt + Controlling GmbH
- Zentrum für Angewandte Energieforschung e.V. (ZAE Bayern)

## Literaturverzeichnis

- [1] CADUFF, M., M.A.J. HUIJBREGTS, H.-J. ALTHAUS, A. KOEHLER und S. HELLWEG. Wind power electricity: the bigger the turbine, the greener the electricity? [online]. *Environmental science & technology*, 2012, **46**(9), 4725-4733. Verfügbar unter: doi:10.1021/es204108n
- [2] FORD, H. *MEIN LEBEN UND WERK (CLASSIC REPRINT)*. [Place of publication not identified]: FORGOTTEN Books, 2016. ISBN 978-1333164607
- [3] BAYERISCHES STAATSMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT, LANDESENTWICKLUNG UND ENERGIE. *Startseite - Energie-Atlas Bayern* [online] [Zugriff am: 10. Dezember 2018]. Verfügbar unter: <https://www.energieatlas.bayern.de/index.html>
- [4] SCHULTE-HENKE, C. *Kundenorientiertes Target Costing und Zuliefererintegration für komplexe Produkte. Entwicklung eines Konzepts für die Automobilindustrie*. Zugl.: Saarbrücken, Univ., Diss., 2007. Wiesbaden: Gabler / GWV Fachverlage GmbH Wiesbaden, 2008. Gabler Edition Wissenschaft. ISBN 9783834908827
- [5] BAYERISCHES STAATSMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT, ENERGIE UND TECHNOLOGIE. *Bayerisches Energieprogramm*. München, 2018
- [6] VDMA. VDMA 34160, *Prognosemodell für die Lebenszykluskosten von Maschinen und Anlagen*
- [7] FRAUNHOFER ISE. *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*, 2018
- [8] HEIER, S. *Windkraftanlagen*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2018. ISBN 978-3-8348-1426-5
- [9] DEUTSCHE WINDGUARD GMBH. *Status des Windenergieausbaus an land in Deutschland*, 2017
- [10] BAYERISCHES LANDESAMT FÜR STATISTIK. *Erneuerbare Energien erreichen erstmalig Spitzenplatz in der bayerischen Stromerzeugung*. Pressemitteilung 277/2017/36/E, 14. November 2017
- [11] TWELE, J. *Qualitätssicherung im Sektor der Kleinwindenergieanlagen. Bildung von Kategorien, Anforderungen an technische Angaben*. Stand: Februar 2011. Hannover: Technische Informationsbibliothek u. Universitätsbibliothek; Bundesverband WindEnergie, 2011. BWE Studie. ISBN 978-3-942579-21-6
- [12] HAU, E. *Windkraftanlagen*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2008. ISBN 978-3-540-72150-5
- [13] BUNDESNETZAGENTUR. *Beendete Ausschreibungen 2018*, 2018
- [14] EPEX SPOT. *Marktdaten*, 2018

- [15] BUNDESVERBAND WINDENERGIE E.V. *Qualitätssicherung im Sektor der Kleinwindenergieanlagen. Bildung von Kategorien / Anforderungen an technische Angaben*, 2011
- [16] *Volllaststunden* [online] [Zugriff am: 10. Dezember 2018]. Verfügbar unter: [http://windmonitor.iee.fraunhofer.de/windmonitor\\_de/3\\_Onshore/5\\_betriebs-ergebnisse/1\\_volllaststunden/](http://windmonitor.iee.fraunhofer.de/windmonitor_de/3_Onshore/5_betriebs-ergebnisse/1_volllaststunden/)
- [17] BAYERISCHES LANDESAMT FÜR UMWELT. *Windenergie in Bayern* [online]. *UmweltWissen – Klima & Energie*, 2018
- [18] PAISH, O. Small hydro power: technology and current status [online]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2002, **6**(6), 537-556. ISSN 13640321. Verfügbar unter: doi:10.1016/S1364-0321(02)00006-0
- [19] E.ON WASSERKRAFT UND BAYRISCHE ELEKTRIZITÄTWERKE. *Potenzialstudie.Ausbaupotentiale Wasserkraft in Bayern. Bericht aus Sicht der beiden großen Betreiber von Wasserkraftanlagen in Bayern* [online] [Zugriff am: 10. Dezember 2018]. Verfügbar unter: <https://www.energieatlas.bayern.de/file/pdf/2054/>
- [20] INGENIEURBÜRO FLOCKSMÜHLE. Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG. Marktanalyse zur Vorbereitung von Ausschreibungen. Vorhaben IId, Wasserkraft. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, 2015
- [21] ZENTRUM FÜR SONNENENERGIE- UND WASSERSTOFF-FORSCHUNG BADEN-WÜRTTEMBERG. Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG [online]. Vorhaben I. Spartenübergreifende und integrierende Themen sowie Stromerzeugung aus Klär-, Deponie- und Grubengas. Endbericht. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2011. Verfügbar unter: [http://www.ifne.de/download/EEG-Erfahrungsbericht\\_2011\\_1.pdf](http://www.ifne.de/download/EEG-Erfahrungsbericht_2011_1.pdf)
- [22] BAYERISCHES LANDESAMT FÜR UMWELT. Webseite des Bayrischen Landesamts für Umwelt (LfU) [online]. Verfügbar unter: <https://www.lfu.bayern.de/index.htm>
- [23] ELBATRAN, A.H., O.B. YAAKOB, Y.M. AHMED und H.M. SHABARA. Operation, performance and economic analysis of low head micro-hydropower turbines for rural and remote areas [online]. A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2015, **43**, 40-50. ISSN 13640321. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.rser.2014.11.045
- [24] DUDHANI, S., A.K. SINHA und S.S. INAMDAR. Assessment of small hydro-power potential using remote sensing data for sustainable development in India [online]. *Energy Policy*, 2006, **34**(17), 3195-3205. ISSN 03014215. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.enpol.2005.06.011

- [25] GAUDARD, L. und F. ROMERIO. The future of hydropower in Europe [online]. Interconnecting climate, markets and policies. *Environmental Science & Policy*, 2014, **37**, 172-181. ISSN 14629011. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.envsci.2013.09.008
- [26] INGENIEURBÜRO FLOCKSMÜHLE. Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz [online]. Teilvorhaben II d: Wasserkraft. Zwischenbericht. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, 2018. Verfügbar unter: [https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi\\_de/bericht-eeg-5-wasserkraft.html](https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/bericht-eeg-5-wasserkraft.html)
- [27] KOLMSEE, K. und E.A. SAWHNEY. Using cooling canals of thermal power plants for Kinetic Hydropower. Zur Verfügung gestellt von Dr. Karl Kolmsee (Smart Hydro Power) am 12.09.2018, o. J.
- [28] FRAUNHOFER FÜR SILICATFORSCHUNG (ISC. Projekt DEGREEN. Strom aus Gummi - Neue Kleinwasserkraftwerke auf Basis von Dielektrischen Elastomergeneratoren, 2018
- [29] STATISTA. Niederschlagsmenge im Jahr 2017 nach Bundesländern (in Liter/Quadratmeter) [online], 2018. Verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/249926/umfrage/niederschlag-im-jahr-nach-bundeslaendern/>
- [30] JAIN, S.V. und R.N. PATEL. Investigations on pump running in turbine mode [online]. A review of the state-of-the-art. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014, **30**, 841-868. ISSN 13640321. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.rser.2013.11.030
- [31] ANSAR, A., B. FLYVBJERG, A. BUDZIER und D. LUNN. Should we build more large dams? [online]. The actual costs of hydropower megaproject development. *Energy Policy*, 2014, **69**, 43-56. ISSN 03014215. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.enpol.2013.10.069
- [32] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE. Innovation durch Forschung - Erneuerbare Energien und Energieeffizienz: Projekte und Ergebnisse der Forschungsförderung 2017
- [33] BUNDESMINISTERIUM FÜR JUSTIZ UND VERBRAUCHERSCHUTZ. Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017) [online], 2017, (5) [Zugriff am: 19. Dezember 2018]. Verfügbar unter: doi:10.1007/s10357-018-3338-x
- [34] BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT. BDEW-Strompreisanalyse Mai 2018 [online]. Haushalte und Industrie, 2018. Verfügbar unter: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/>

- [35] BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT. Jahresvolllaststunden 2010 bis 2017 [online]. Gesamte Elektrizitätswirtschaft, 2018. Verfügbar unter: [https://www.bdew.de/media/documents/Jahresvolllaststunden-2010\\_2017\\_o\\_online\\_jaehrlich\\_Ba\\_26042018.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/Jahresvolllaststunden-2010_2017_o_online_jaehrlich_Ba_26042018.pdf)
- [36] VDMA. *International Technology Roadmap for Photovoltaik* [online], 2016. Verfügbar unter: <http://www.itrpv.net/Reports/Downloads/2017/>
- [37] *National Renewable Energy Laboratory (NREL) Home Page | NREL* [online] [Zugriff am: 20. Dezember 2018]. Verfügbar unter: <https://www.nrel.gov/>
- [38] *Preisindex BSW-Solar - Bundesverband Solarwirtschaft e. V.* [online] [Zugriff am: 20. Dezember 2018]. Verfügbar unter: <https://www.solarwirtschaft.de/preisindex>
- [39] *Erneuerbare Energien* [online] [Zugriff am: 20. Dezember 2018]. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen>.
- [40] BÖHM, R., R.M. SCHAIDHAUF, R. SPANHEIMER, D.M. ERDMANN und J. FRANKE. Flexibilization of Biogas Plants through Intelligent Automation Generates Earning Opportunities [online]. *Advanced Engineering Forum*, 2016, **19**, 74-80. Verfügbar unter: doi:10.4028/www.scientific.net/AEF.19.74
- [41] WEILAND, P. Biogas production: current state and perspectives [online]. *Applied microbiology and biotechnology*, 2010, **85**(4), 849-860. Verfügbar unter: doi:10.1007/s00253-009-2246-7
- [42] KISSEL, R., R. KLICHE, G. STREICHER und M. EFFENBERGER. *Empfehlungen für die Auswahl von Rührwerken für Gärbehälter und Gärrestlager* [online]. Verfügbar unter: [http://www.biogas-forum-bayern.de/publikationen/Empfehlungen\\_fur\\_die\\_Auswahl\\_von\\_Ruhrwerken\\_fur\\_Garbehalter\\_und\\_Garrestlager\\_2\\_Auflage.pdf](http://www.biogas-forum-bayern.de/publikationen/Empfehlungen_fur_die_Auswahl_von_Ruhrwerken_fur_Garbehalter_und_Garrestlager_2_Auflage.pdf), Stand 21.06.2016
- [43] BÖHM, R., R.M. SCHAIDHAUF, B. WYTOPIIL und J. FRANKE. Analyse der Marktaussichten von Biogasanlagen [online]. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 2018, **42**(2), 167-176. ISSN 0343-5377. Verfügbar unter: doi:10.1007/s12398-018-0224-4
- [44] BIOABFALL. *Kompost und Biogas kombinieren* [online]. Verfügbar unter: [http://www.bine.info/fileadmin/content/Publikationen/Projekt-Infos/2014/Projekt\\_17-2014/ProjektInfo\\_1714\\_internetx.pdf](http://www.bine.info/fileadmin/content/Publikationen/Projekt-Infos/2014/Projekt_17-2014/ProjektInfo_1714_internetx.pdf)
- [45] STATISTA. *Spezifisches Bio- und Grünabfallaufkommen\* in Deutschland nach Bundesland im Jahr 2016 (in Kilogramm je Einwohner)* [online]. Verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/257316/umfrage/prokopf-bio-und-gruenabfallaufkommen-nach-bundesland/>
- [46] *FNR - Biogas: Faustzahlen* [online] [Zugriff am: 20. Dezember 2018]. Verfügbar unter: <https://biogas.fnr.de/daten-und-fakten/faustzahlen/>

- [47] HAU, E. *Windkraftanlagen*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2014
- [48] DEL FERRARO, L. und F. GIULII CAPPONI. Aluminium Multi-Wire for High-Frequency Electric Machines [online], 89-93. Verfügbar unter: doi:10.1109/07IAS.2007.9
- [49] SPEARS, J.L. Reliability testing of aluminum magnet wire connections for hermetic motors [online], 95-98. Verfügbar unter: doi:10.1109/EIC.1973.7468653
- [50] WEIGL, M., A. GRIMM und M. SCHMIDT. Laser-welded connections for high-power electronics in mobile systems [online], 88-92. Verfügbar unter: doi:10.1109/EDPC.2011.6085556
- [51] WAKI, M., S. CHIBA, R. KORNBLUH, R. PELRINE und U. KUNIHICO. Electric Power from Artificial Muscles. In: *OCEANS 2008 MTS/IEEE - Kobe Techno-Ocean. OTO '08*; Kobe, Japan, 8 - 11 April 2008; [joint holding ... of . two conferences. Piscataway, NJ: IEEE Service Center, 2008, S. 1-3. ISBN 978-1-4244-2125-1
- [52] KOH, S.J.A., C. KEPLINGER, T. LI, S. BAUER und Z. SUO. Dielectric Elastomer Generators: How Much Energy Can Be Converted? [online]. *IEEE/ASME Transactions on Mechatronics*, 2011, **16**(1), 33-41. ISSN 1083-4435. Verfügbar unter: doi:10.1109/TMECH.2010.2089635
- [53] KOH, S.J.A., X. ZHAO und Z. SUO. Maximal energy that can be converted by a dielectric elastomer generator [online]. *Applied Physics Letters*, 2009, **94**(26), 262902. ISSN 0003-6951. Verfügbar unter: doi:10.1063/1.3167773
- [54] KORNBLUH, R.D., R. PELRINE, H. PRAHLAD, A. WONG-FOY, B. MCCOY, S. KIM, J. ECKERLE und T. LOW. From boots to buoys: promises and challenges of dielectric elastomer energy harvesting. In: Y. BAR-COHEN und F. CARPI, Hg. *Electroactive Polymer Actuators and Devices (EAPAD) 2011*: SPIE, 2011, S. 797605
- [55] DUE, J., S. MUNK-NIELSEN und R.O. NIELSEN. Energy harvesting with Di-Electro Active Polymers. In: *PEMD 2010. Power electronics, machines and drives : 19-21 April 2010, the Thistle Hotel, Brighton, UK*. Stevenage: IET, 2010, S. 244. ISBN 978 1 84919 231 6
- [56] GRAF, C., J. MAAS und D. SCHAPELER. Optimized energy harvesting based on electro active polymers. In: *10th IEEE International Conference on Solid Dielectrics (ICSD), 2010. 4 - 9 July 2010, University of Potsdam, Potsdam, Germany*. Piscataway, NJ: IEEE, 2010, S. 1-5. ISBN 978-1-4244-7945-0

- [57] . Electroactive polymer energy converter. Erfinder: R. HITCHCOCK, S. BIGGS UND W. JENNINGER. Anmeldung: 9. März 2011. US20140145550A1
- [58] . Elektrisch leitendes Material und dessen Verwendung als Elektrode in einem dielektrischen Elastomerkomposit oder als elektrisch leitende, dehnbare Faser. Erfinder: H. BÖSE, D. UHL, R. RABINDRANATH UND R. HERBORN. EP2775483B1
- [59] . Energierückgewinnungssystem im Fahrzeug. Erfinder: G. SCHLAGER. Anmeldung: 16. Mai 2012. DE102012208285B3
- [60] . Electroactive polymer actuated air flow thermal management module. Erfinder: A. MUIR, M. LIPTON UND R. HITCHCOCK. Anmeldung: 15. März 2013. WO2015020698A3
- [61] . Electromechanical converter, method for producing same, and use thereof. Erfinder: W. JENNINGER, J. WAGNER, D. LOVERA-PRIETO, D. SCHAPELER UND P. JEAN. Anmeldung: 23. Juni 2010. US20130307370A1
- [62] BUNDESNETZAGENTUR FÜR ELEKTRIZITÄT, GAS, TELEKOMMUNIKATION, POST UND EISENBAHNEN. Monitoringbericht 2017
- [63] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. E VDE-AR-N 4105 (VDE -AR-N 4105):2017-07, *Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*
- [64] Europäische Kommission. *Requirements for Generators. RfG*, 14. April 2016
- [65] *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG)* [online] [Zugriff am: 28. Oktober 2018]. Verfügbar unter: [http://www.gesetze-im-internet.de/enwg\\_2005/\\_\\_\\_49.html](http://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/___49.html)
- [66] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. E VDE-AR-N 4100 Anwendungsregel:2017-05, *Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Niederspannung)*
- [67] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. VDE-AR-N 4105, *VDE-AR-N 4105 Anwendungsregel:2011-08 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*
- [68] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. VDE V 0100-551-1:2018-05, *Errichten von Niederspannungsanlagen - Teil 5-55: Auswahl und Errichtung elektrischer Betriebsmittel – Andere Betriebsmittel – Abschnitt 551: Niederspannungsstromerzeugungseinrichtungen – Anschluss von Stromerzeugungseinrichtungen für den Parallelbetrieb mit anderen Stromquellen einschließlich einem öffentlichen Stromverteilungsnetz*

- [69] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. VDE V 0628-1:2018-02, *Energiesteckvorrichtungen - Teil 1: Einspeisung in separate Stromkreise*
- [70] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. VDE V 0124-100:2013-10, *Netzintegration von Erzeugungsanlagen - Niederspannung - Prüfanforderungen an Erzeugungseinheiten vorgesehen zum Anschluss und Parallelbetrieb am Niederspannungsnetz*
- [71] Deutsche Institut für Normung e. V. DIN EN 50160:2011-02, *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*
- [72] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. E DIN EN 61000-2-2/A2 VDE 0839-2-2/A2:2018-05, *Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) Teil 2-2: Umgebungsbedingungen – Verträglichkeitspegel für niederfrequente leitungsgeführte Störgrößen und Signalübertragung in öffentlichen Niederspannungs-Versorgungsnetzen*
- [73] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. DIN EN 61000-3-2, *Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) Teil 3-2: Grenzwerte – Grenzwerte für Oberschwingungsströme, Geräte-Eingangstrom 16 A je Leiter*
- [74] VDE VERBAND DER ELEKTROTECHNIK ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK E. V. *Steckerfertige PV-Anlagen* [online] [Zugriff am: 28. Oktober 2018]. Verfügbar unter: <https://www.vde.com/de/fnn/themen/tar/tar-niederspannung/erzeugungsanlagen-steckdose>
- [75] *Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen (Messstellenbetriebsgesetz - MsbG)* [online] [Zugriff am: 28. Oktober 2018]. Verfügbar unter: [https://www.gesetze-im-internet.de/messbg/\\_\\_\\_29.html](https://www.gesetze-im-internet.de/messbg/___29.html)
- [76] KERBER, G. *Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen*
- [77] JÜRGEN HERR. *Harmonische Oberschwingungen - Netzqualität - energie.ch* [online]. 2013 [Zugriff am: 24. Oktober 2018]. Verfügbar unter: <http://www.energie.ch/harmonische-oberschwingungen-netzqualitaet>
- [78] SCHNEIDER ELECTRIC. *Oberschwingungserfassung und -filterung – Planungskompodium Energieverteilung* [online]. 14 September 2017 [Zugriff am: 25. Oktober 2018]. Verfügbar unter: [http://de.electrical-installation.org/dewiki/Oberschwingungserfassung\\_und\\_-\\_filterung](http://de.electrical-installation.org/dewiki/Oberschwingungserfassung_und_-_filterung)
- [79] AMPRION. *Anschlussnutzungsvertrag Verteilnetzbetreiber* [online]. 2018 [Zugriff am: 28. Oktober 2018]. Verfügbar unter: <https://www.amprion.net/Strommarkt/Netzkunde/Netzanschlussregeln/Industriekunden-und-Verteilnetzbetreiber.html>

- [80] VEERASHEKAR, K., S. WEIß und M. LUTHER. Frequency Regulation in Transmission Grids Using Virtually Interconnected Battery Storage Systems. International CIGRÉ Symposium - Experiencing the Future Power System Toda, 2017
- [81] DEUTSCHE ENERGIE - AGENTUR GMBH (DENA), TECHNISCHE UNIVERSITÄT DORTMUND / EF.RUHR GMBH. Dena - Studiedienstleistungen 2030. Voraussetzungen für eine sichere und zuverlässige Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien.
- [82] BUCHHAGEN, C. *Proceedings of International ETG Congress 2015. Die Energiewende - blueprints for the new energy age : date: 17-18 Nov. 2015.* Piscataway, NJ: IEEE, 2015. ISBN 9783800741212
- [83] VBEW VERBAND DER BAYERISCHEN ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V. *EEG-Vergütungsübersicht für Inbetriebnahmehjahr 2018*, 2018
- [84] BDEW BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V. *BDEW-Strompreisanalyse Mai 2018. Haushalte und Industrie*, 2018
- [85] CHRISTOPHE PILLOT. *Battery Market Development for Consumer Electronics, Automotive, and Industrial: Materials Requirements and Trends.* Xining, China, 2015. International Forum on Lithium-Ion Batteries
- [86] DR. THOMAS SCHLICK, GUIDO HERTEL, BERNHARD HAGEMANN, DR. ERIC MAISER, MICHAEL KRAMER. *Zukunftsfeld Elektromobilität. Chancen und Herausforderungen für den deutschen Maschinen- und Anlagenbau*, 05/2011
- [87] PEM RWTH AACHEN und VDMA. Produktionsprozess einer Lithium-Ionen-Batteriezelle, 2015
- [88] PV MAGAZIN. Marktübersicht Batteriespeicher für Photovoltaikanlagen [online]. *pv magazin*, 2018. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.de/marktuebersichten/batteriespeicher/>
- [89] FUHS, M. Marktübersicht für Photovoltaik-Heimspeicher [online]. *pv magazin*, 2018. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.de/2018/07/17/pv-magazine-veroeffentlicht-aktualisierte-marktuebersicht-fuer-photovoltaik-heim-speicher/>
- [90] ENGEL, B., H. HESSE, A. JOSSEN, H. LOGES, M. MÜLLER, M. NAUMANN, B. OSTERKAMP, M. PUCHTA, M. SCHIMPE, M. SCHWALM und N. TRUONG. Technik der Batteriespeicher. In: J. BÖTTCHER und P. NAGEL, Hg. *Batteriespeicher: De Gruyter*, 2018, S. 139-230. ISBN 9783110458480
- [91] KORTHAUER, R., Hg. *Handbuch Lithium-Ionen-Batterien: Springer Vieweg*, 2013. ISBN 978-3-642-30653-2

- [92] KURZWEIL, P. Lithiumionen-Batterien. In: P. KURZWEIL und O.K. DIETLMEIER, Hg. *Elektrochemische Speicher*: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2018, S. 165-263. ISBN 978-3-658-21828-7
- [93] KURZWEIL, P. und O.K. DIETLMEIER, Hg. *Elektrochemische Speicher*: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2018. ISBN 978-3-658-21828-7
- [94] METZGER, C., J. KANACHER und F.-D. DRAKE. Perspektiven für Energiespeicher. In: J. BÖTTCHER und P. NAGEL, Hg. *Batteriespeicher*: De Gruyter, 2018, S. 529-537. ISBN 9783110458480
- [95] FIGGENER, J., D. HABERSCHUSZ, K.-P. KAIRIES, O. WESSELS, B. TEPE und D.U. SAUER. Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0: Jahresbericht 2018. Jahresbericht 2018, 2018. Verfügbar unter: <http://www.speichermonitoring.de>
- [96] . Die Powerwall - Ihr Stromspeicher [online]. Verfügbar unter: [https://www.tesla.com/de\\_DE/powerwall](https://www.tesla.com/de_DE/powerwall)
- [97] . S10 E Hauskraftwerk [online]. Verfügbar unter: <https://www.e3dc.com/produkte/s10-e/>
- [98] FÜNFELD, C. und R. TIEDEMANN. Anwendung der Repräsentativen VDEW-Lastprofile step - by - step, 2000
- [99] CO2ONLINE GGMBH. Stromspiegel für Deutschland 2017, 2017
- [100] STMWI. *Karten und Daten zur Energiewende | Energie-Atlas Bayern - Windgeschwindigkeit* [online], 2010 [Zugriff am: 22. Oktober 2018]. Verfügbar unter: [https://geoportal.bayern.de/energieatlas-karten/?lon=4444368.0&lat=5447616.0&zoom=2&base=910&layers=905\(1.0\)searchResultLayer\(1.0\)verwaltungseinheitenLayer\(1.0\)landConsumptionLayer\(1.0\)vectorgeolocation\(1.0\)digitize2014\(1.0\)244\(0.7\)](https://geoportal.bayern.de/energieatlas-karten/?lon=4444368.0&lat=5447616.0&zoom=2&base=910&layers=905(1.0)searchResultLayer(1.0)verwaltungseinheitenLayer(1.0)landConsumptionLayer(1.0)vectorgeolocation(1.0)digitize2014(1.0)244(0.7))
- [101] BEER, M. *Regionalisiertes Energiemodell zur Analyse der flexiblen Betriebsweise von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen*. Dissertation
- [102] QUASCHNING, V. *Regenerative Energiesysteme: Technologie ; Berechnung ; Simulation ; mit 119 Tabellen. Technologie ; Berechnung ; Simulation ; mit 119 Tabellen*. 9., aktualisierte und erw. Aufl.: Hanser, 2015. ISBN 9783446442672
- [103] HETTESHEIMER, T., A. THIELMANN, C. NEEF und K.-C. MÖLLER. Entwicklungsperspektiven für Zellformate von Lithium-Ionen-Batterien in der Elektromobilität, 2017
- [104] PATEL, M.R. *Wind and solar power systems*: CRC Press, 1999. ISBN 0849316057