



POTENZIALABSCHÄTZUNG DER ERNEUERBARE ENERGIEN IN MECKLENBURG-VORPOMMERN MIT BILANZEN UND NUTZBARKEIT

PROJECT: RES-CHAINS

PROGRAM: SOUTH BALTIC PROGRAM

MADE BY: DR.-ING. FRANK GRÜTTNER - PROJECT LEADER,

M.SC. BURT HARTMANN, DIPL.-ING. ENRICO HEINRICH - COLLEAGUES

ENERGIE-UMWELT-BERATUNG E.V./INSTITUT (EUB)

DEPARTMENT OF RESEARCH AND DEVELOPMENT

FRIEDRICH-BARNEWITZ-STRASSE 4C

18119 ROSTOCK

FOR: SOUTH BALTIC PROGRAM USERS

DATE: ROSTOCK, DECEMBER 16, 2013



1 Einleitung

In einem laufenden EU-Projekt RES-Chains ist der Landkreis Nordwestmecklenburg einer der Projektpartner. In dem Projekt werden die Erneuerbaren Energien (RES/EE) untersucht, u.a. hinsichtlich ihrer Wertschöpfungsketten und Kreisläufe, aber auch in Bezug auf die Möglichkeiten der Kombination von verschiedenen Energieträgern.

Als Beitrag zu dem Projekt sollen hier vorhandene Potenzialanalysen für Mecklenburg-Vorpommern (M-V) ausgewertet werden. Diese weisen zwar die regional verfügbaren EE-Potenziale aus, jedoch handelt es sich dabei in der Regel um technische Einzelpotenziale, die wegen des Zugriffs auf die gleichen Ressourcen (z.B. Acker- oder Dachflächen) nicht parallel zueinander erschließbar sind. Für eine realistische Einschätzung der jeweils erschließbaren Potenzialanteile sowie für eine Abschätzung der dadurch erzielbaren Effekte in entsprechenden Wertschöpfungsketten ist zudem die Kenntnis der wirtschaftlichen Potenziale erforderlich, welche nur den aktuell wirtschaftlich erschließbaren Teil des technischen Potenzials beschreiben. Auf ihnen aufbauend kann dann auch die in einer Region realisierbare Wertschöpfung optimiert werden: durch eine geeignete Kombination verschiedener erneuerbarer Energien in der Anpassung an den Bedarf der Region sowie an ihre standortspezifischen Gegebenheiten und Vorteile.

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung	1
<i>Inhaltsverzeichnis</i>	<i>2</i>
<i>Abbildungsverzeichnis</i>	<i>4</i>
<i>Tabellenverzeichnis</i>	<i>5</i>
<i>Abkürzungsverzeichnis</i>	<i>6</i>
1.1 <i>Projektziel</i>	<i>7</i>
1.2 <i>Vorbemerkungen</i>	<i>7</i>
2 Potenziale von Erneuerbaren Energiequellen	9
2.1 <i>Einflussfaktoren auf die Potenziale von Erneuerbare Energiequellen</i>	<i>10</i>
2.1.1 <i>Windenergie.....</i>	<i>10</i>
2.1.2 <i>Solarenergie</i>	<i>13</i>
2.1.3 <i>Bioenergie (Biogene Energieträger)</i>	<i>17</i>
2.1.4 <i>Geothermie.....</i>	<i>20</i>
2.1.5 <i>Wasserkraft.....</i>	<i>21</i>
2.2 <i>Bedarfsfaktoren und Systemeigenschaften</i>	<i>23</i>
2.2.1 <i>Welche Art von (End-)Energie wird benötigt (Strom, Wärme)?</i>	<i>24</i>
2.2.2 <i>In welcher Form wird die Energie benötigt (Strom, Fernwärme)?</i>	<i>24</i>
2.2.3 <i>Kann überschüssige Energie in das übergeordnete Netz eingespeist werden?.....</i>	<i>25</i>
2.2.4 <i>In welcher Form liefert die Energiequelle Energie? Ist KWK möglich?</i>	<i>25</i>
2.2.5 <i>Wann liefert die Energiequelle Energie? Lässt sich dies mit dem Verbrauch abstimmen? Ist eine Speicherung der Energie möglich?</i>	<i>25</i>
2.2.6 <i>Sind Brenn- oder Einsatzstoffe in räumlicher Nähe vorhanden?</i>	<i>26</i>
2.3 <i>Einflussfaktoren auf das wirtschaftliche Potenzial</i>	<i>27</i>
2.3.1 <i>Investitionskosten, Betriebskosten, Amortisationszeit</i>	<i>27</i>
2.3.2 <i>Vergütung für eingespeiste Energie</i>	<i>31</i>
2.3.3 <i>Platzbedarf einer EE-Anlage (ggf. auch Anbauflächen für Biomasse)</i>	<i>32</i>
2.4 <i>Veränderlichkeit der Potenziale von Erneuerbaren Energiequellen</i>	<i>33</i>
3 EE-Potenziale des Landes M-V	35
3.1 <i>Biomasse-Potenziale im Landesatlas Erneuerbare Energien M-V 2011</i>	<i>35</i>
3.2 <i>Weitere EE-Potenziale im Landesatlas Erneuerbare Energien M-V 2011</i>	<i>45</i>
3.2 <i>Potenziale im Klimaschutzkonzept Westmecklenburg 2012</i>	<i>47</i>
3.3 <i>Potenziale in anderen Untersuchungen</i>	<i>54</i>
4 Wirtschaftlichkeit der Potenzialerschließung	58
4.1 <i>Biomasse.....</i>	<i>59</i>
4.1.1 <i>Vorbemerkungen</i>	<i>59</i>
4.1.2 <i>Technologiespezifische Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit</i>	<i>61</i>
4.1.3 <i>Standortwahl</i>	<i>69</i>
4.1.4 <i>Modellrechnungen zur Wirtschaftlichkeitsbewertung</i>	<i>72</i>
4.1.5 <i>Nutzung der Biomassepotenziale und Ausblick</i>	<i>73</i>
4.2 <i>Solarenergie.....</i>	<i>77</i>
4.2.1 <i>Photovoltaik</i>	<i>78</i>
4.2.2 <i>Solarthermie.....</i>	<i>79</i>

4.2.3 Nutzung der Solarenergie -Potenziale und Ausblick	81
4.3 Geothermie	83
4.3.1 Oberflächennahe Geothermie (Erdwärme).....	83
4.3.2 Tiefe Geothermie	85
4.3.3 Nutzung der Geothermie-Potenziale und Ausblick	86
5 Überlegungen zur Machbarkeit	87
5.1 Generelle Aspekte.....	87
5.2 Rahmenbedingungen für die Potenzialerschließung	89
5.3 Bioenergiedörfer als Treiber der Potenzialerschließung.....	91
6 Untersuchungen zu den Lebenszyklen von EE-Anlagen	94
7 Zusammenfassung	101
8 Quellen.....	104
Anhang 1: Potenzialbegriffe	109
Anhang 2: Globalstrahlung in der Bundesrepublik Deutschland	111

Abbildungsverzeichnis

Lfd. Nr.	Bezeichnung	Seite
1	Entwicklung der WEA-Größe in M-V	13
2	Mittlere jährliche Windgeschwindigkeit in M-V	14
3	Klein-WEA der UGE WindTurbine-Community in Jerseyville, USA	15
4	Klein-WEA von Dela-Rotor an einer Plusenergieschule in Rostock (M-V)	16
5	Mittlere Jahressummen der Globalstrahlung in Norddeutschland 1981 – 2000	17
6	Sonnenstandsdiagramm für Schwerin (M-V)	17
7	Solararchitektur - Solarpyramide von Eurosolar in Defdahl (NRW)	18
8	Geothermisches Potenzial bis 100 m Tiefe in M-V	22
9	Preisentwicklung ausgewählter Energieträger (Mengenpreise)	27
10	Im Landesatlas M-V berücksichtigte Biomassearten und ihre Nutzung	32
11	Berechnung der EE-Potenziale am Beispiel der Biomasse	33
12	Iteration des Potenzialausgleichs am Beispiel des Biogasparcs Güstrow	38
13	Technische EE-Potenziale in der PR Westmecklenburg	43
14	EE-Deckungsbeiträge für Strom und Wärme in der PR Westmecklenburg	46
15	Vergleich der Biomasse-Potenziale im Landesatlas und in (Bio-)Energie land	48
16	Windenergie-Flächenpotenziale des BWE für M-V	49
17	Rentabilität von Biomasse-Anlagen	54
18	Flächenbezogener Gewinn von Biomasse-Anlagen	54
19	Preisentwicklung bei Raps	56
20	Erwartete Preisentwicklung verschiedener Biomassen	57
21	Zeitverlauf von Solarthermie-Ertrag und Wärmebedarf (Beispiel)	68
22	Gewinn einer (Modell-)Anlage für oberflächennahe Geothermie	70
23	Zeitverlauf von PV-Stromerzeugung und Wärmepumpen-Bedarf (Beispiel)	70
24	Gewinn einer (Modell-)Geothermie-Anlage mit 3 MW _{el} und 28 MW _{th}	71
25	Dynamisches interregionales EE-Investitionsmodell LORELEI	74
26	Beispiel-Szenario „Referenz 45 % EE“ im Bruttostromverbrauch	74
27	(Bio-)Energiedörfer in M-V	78
28	Lebenszyklus eines offshore-Windparks	81
29	Lebenszyklus einer EE-Anlage (schematisch)	82
30	Grundansatz der Anlagenerneuerung am Beispiel WEA	83
31	Anlagenerneuerung und installierte Leistung von WEA	83
32	Szenario einer Entwicklung des WEA-Bestandes in M-V bis 2050	84
A-1	Abgrenzung der Potenzialbegriffe	92
A-2	Globalstrahlung in der Bundesrepublik Deutschland	94

Tabellenverzeichnis

Lfd. Nr.	Bezeichnung	Seite
1	Preise für typische Einsatzstoffe von Biomasse-Anlagen 2012	28
2	Anlagenparameter von (Modell-)Biomasse-Anlagen	28
3	Biogasertrag für typische Einsatzstoffe von Biogas-Anlagen	29
4	EEG-Vergütung von Strom aus PV-Anlagen	29
5	Vergütung für typische Einsatzstoffe von Biomasse-Anlagen	30
6	Einspeisepotenziale aus Biomasse in M-V insgesamt	35
7	Einspeisepotenziale nach Abzug genutzter und verplanter Potenziale	36
8	Technische Einspeisepotenziale nach Ausgleich kleinerer negativer Potenziale	39
9	Technische Potenziale der Erneuerbaren Energien in M-V	41
10	EE-Flächeneffizienz in der PR Westmecklenburg	44
11	Nutzbare EE-Potenziale in der PR Westmecklenburg	45
12	EE-(Nutzungs-)Potenziale und Energieverbrauch in der PR Westmecklenburg	45
13	Biomasse-Potenziale in (Bio-)Energie land M-V	47
14	Parameter von (Modell-)Biomasse-Anlagen	51
15	Investitionskosten - normiert auf erzeugte Energie	53
16	Merkmale zur Technologiebewertung von Biomasse-Anlagen	58
17	Merkmale zur Technologiebewertung von Biomasse-Quellen	59
18	Bewertung der Altkreise / kreisfreien Städte nach ihren Anbauflächen	59
19	Kombination aus Technologie- und Standortbewertung	60
20	Einwohnerdichte von Gemeinden als Indikator	60
21	Gemeinde-Eignung für die Biogas-, Biomasse- und Biokraftstoffproduktion	62
22	Ausbeute und Gesamtpotenzial der betrachteten Biomasse-Anlagen	64
23	PV-Anlagen im Vergleich	66
24	Solarthermische Anlagen im Vergleich	68

Abkürzungsverzeichnis

BGA	-	Biogasanlage,
BH KW	-	Blockheizkraftwerk,
BWE	-	Bundesverband WindEnergie e.V. (Berlin),
BWS	-	Bruttowertschöpfung,
CCS	-	Carbon Dioxide Capture and Storage,
DWD	-	Deutscher Wetterdienst (Offenbach),
EE	-	Erneuerbare Energien,
EEG	-	Erneuerbare-Energien-Gesetz,
EFH	-	Einfamilienhaus,
FWL	-	Feuerungswärmeleistung,
GHZ	-	Geothermische Heizzentrale,
GGP	-	Getreideganzpflanze,
GPS	-	Ganzpflanzensilage,
HHS	-	Holzhackschnitzel,
HKW	-	Heizkraftwerk,
HHS	-	Holzhackschnitzel,
KUP	-	Kurzumtriebsplantage,
HW	-	Heizwerk,
KEA	-	kumulierte Energieaufwand,
KWK	-	Kraft-Wärme-Kopplung,
LCA	-	Life Cycle Assessments,
LCSA	-	Life Cycle Sustainability Assessments,
LK	-	Landkreis,
LUNG	-	Landesamt für Umwelt, Naturschutz und Geologie (Güstrow),
MFH	-	Mehrfamilienhaus,
NaWaRo	-	Nachwachsende Rohstoffe,
OWP	-	offshore-Windpark,
PV	-	Photovoltaik,
PVA	-	Photovoltaik-Anlage,
RME	-	Rapsölmethylester (Biodiesel),
RPR	-	Regionale Planungsregion,
RPV	-	Regionaler Planungsverband,
RREP	-	Regionales Raumentwicklungsprogramm,
ST	-	Solarthermie,
WASP	-	Wind Atlas Analysis and Application Programme,
WEA	-	Windenergieanlage,
WEG	-	Windeignungsgebiet,
WKA	-	Wasserkraftanlage
ZFH	-	Zweifamilienhaus,

1.1 Projektziel

In dem hier berichteten Projekt sollten vorhandene Analysen von EE-Potenzialen insbesondere im Hinblick auf mögliche Nutzungsgrade (und -pfade), je nach (technischer, rechtlicher, wirtschaftlicher) Entwicklung in ihrer Erschließbarkeit und Umsetzbarkeit untersucht und bewertet werden. D.h., es war aufzuzeigen, in welchem Umfang z.B. die im *Landesatlas Erneuerbare Energie M-V 2011* angegebenen technischen Potenziale tatsächlich erschließbar sind und welche Verwendungsmöglichkeiten (EE-Verwertungsketten) in M-V tatsächlich realisierbar sind.

Ziel dieser Analysen war also nicht die Ermittlung neuer Daten oder Potenziale, sondern die Synthese vorhandener Analysen, die auch Schlüsse hinsichtlich der Chancen und Hemmnisse einer Implementierung der EE-Potenziale in EE-Anlagen und in einem EE-Mix ableitet.

1.2 Vorbemerkungen

Neuere Potenzialanalysen für M-V insgesamt, z.B. [/1.1/](#), [/1.2/](#), [/1.3/](#) und [/1.4/](#) wie auch für Teilgebiete bzw. Planungsregionen des Landes, z.B. [/1.5/](#), [/1.6/](#) und [/1.7/](#) zeigen erhebliche EE-Potenziale auf. Jedoch wird heute und möglicherweise auch in der näheren Zukunft zumindest bei einigen Energiequellen erst ein kleiner Teil dieser Potenziale genutzt werden. Zu den Gründen hierfür zählen vor allem wirtschaftliche Faktoren, aber auch unternehmerische bzw. akteurspezifische und örtliche Gegebenheiten. Grundsätzlich sind EE-Technologien wie alle Energietechnologien im Vergleich zu vielen anderen wirtschaftlichen Unternehmungen kostenintensiv, d.h. sie erfordern hohe Investitionskosten sowie zum Teil einen nicht unerheblichen Betriebsaufwand. Dies stellt insofern eine hohe Hürde für die EE-Nutzung dar, als die sich dazu entscheidenden Akteure vielfach eben nicht etablierte und KnowHow-reiche Energieunternehmen sind, sondern branchenfernere Akteure vom Landwirt über die Kommune bis zum einzelnen Bürger.

Hier werden hauptsächlich Windenergie, Biomasse, Geothermie und solare Energiequellen (Photovoltaik und Solarthermie) sowie Wasserkraft betrachtet. Die Windenergie folgt aufgrund ihrer Anordnung in Windeignungsgebieten (WEG), aber auch wegen ihrer heute schon gegebenen hohen Renditefähigkeit besonderen Regeln. Wasserkraft hat aufgrund der Geographie des Landes nur ein geringes Potenzial. Welche Energiequelle sich für einen bestimmten Standort eignet, hängt von einer Vielzahl von Faktoren ab. Diese Faktoren lassen sich einteilen in:

Bedarfsfaktoren

- Welche Endenergie wird benötigt (z.B. Strom und / oder Wärme)?
- In welcher Form und mit welchen Parametern wird es benötigt (z.B. elektrische Energie, Biogas, Fernwärme – Mengen und Temperaturniveaus)?
- Kann überschüssige Energie ins übergeordnete Netz eingespeist werden

Systemeigenschaften

- Was liefert die Energiequelle, in welcher Form, ist KWK möglich?
- Wann liefert die Energiequelle Energie (Jahres- und Tageszeitabhängigkeiten)?
- Lässt sich dies mit dem Verbrauch abstimmen (z.B. intelligenter Stromverbrauch) und ist die Energie speicherbar?
- Sind z.B. Brennstoffe in der Nähe vorhanden?

Finanzielle Faktoren

- Investitionskosten, Betriebskosten, Amortisationszeit
- Gibt es eine Vergütung für eingespeiste Energie?
- Platzbedarf der Anlage (ggf. auch Anbauflächen für Biomasse)

2 Potenziale von Erneuerbaren Energiequellen

Hinsichtlich der Nutzung von Erneuerbaren Energiequellen lassen sich verschiedene (Primär-)Energieträger unterscheiden: Darunter befinden sich solche, die ausschließlich für die Stromerzeugung eingesetzt werden können, dann solche für die Strom- und Wärmeerzeugung, solche für die reine Wärmeerzeugung sowie solche für die Kraftstoffherstellung. Zu den ausschließlich Strom erzeugenden Energiequellen zählen die Windenergie, die Photovoltaik und die Wasserkraft. Aus fester Biomasse, Biogas, Abfall sowie Deponie- und Klärgas können dagegen sowohl Strom und Wärme sowie Kraftstoffe gewonnen werden. Die Tiefengeothermie wird vorzugsweise zur Wärmeerzeugung genutzt; es sei denn, die Temperaturen im Untergrund reichen für eine Stromerzeugung aus (erforderlich sind mindestens 100 °C). Auch die oberflächennahe Geothermie und die Solarthermie sind Erneuerbare Energiequellen zur Bereitstellung von Wärme.

Bei der Analyse von regionalen EE-Potenzialen muss im Allgemeinen zunächst das natürliche Potenzial bestimmt werden. Dieses ergibt sich z.B. bei der Solarenergie aus den regionalen Strahlungsgegebenheiten. Anschließend wird der Anteil des natürlichen Potenzials ermittelt, der sich mit heutigen Technologien gewinnen lässt. Er stellt das technische Potenzial dar. Bis zur tatsächlichen Nutzung erfährt dieses Potenzial in seiner Größe weitere Einschränkungen. Z.B. ist nicht jedes technische Potenzial auch wirtschaftlich zu nutzen (wirtschaftliches Potenzial). Und selbst wenn dies möglich wäre, muss es einen Akteur geben, der diese wirtschaftliche Nutzung erkennt und auch realisiert (Erwartungspotenzial)¹.

In der Summe bilden sie den EE-Anteil im Gesamtsystem. Dabei handelt es sich um technische Potenziale. Diese können insofern nicht aufsummiert werden, als ihre Nutzungen sich zum Teil gegenseitig ausschließen (eine mit einer solarthermischen Anlage belegte Dachfläche steht – zumindest mit den derzeit verfügbaren Technologien – für eine photovoltaische Stromerzeugung nicht mehr zur Verfügung).

Nachfolgend werden zunächst für die in M-V genutzten Erneuerbaren Energiequellen wesentliche Merkmale – Eigenschaften und Einflussfaktoren – angesprochen, soweit sie deren jeweilige Potenziale bestimmen oder zumindest beeinflussen (Abschnitt 2.1), von neueren technologischen Entwicklungen berührt sind – und nicht bereits ausführlich beschrieben sind, vgl. etwa /2.1/. Anschließend werden einige generelle, für alle oder zumindest mehrere Erneuerbare Energiequellen gleichermaßen wirksame Einflussfaktoren diskutiert, z.B. Kostenfaktoren (Abschnitt 2.2 ff.).

¹ Die potenzialtheoretischen Grundbegriffe sind im Anhang 1 ausführlicher dargestellt, vgl. aber auch /2.1/.

2.1 Einflussfaktoren auf die Potenziale von Erneuerbare Energiequellen

2.1.1 Windenergie

Bei der Windenergienutzung lassen sich die onshore- und die offshore-Nutzung unterscheiden. Die landseitige Nutzung ist in M-V – gemessen an ihrem Anteil am Primärenergieverbrauch - die mit Abstand wichtigste erneuerbare Energiequelle in M-V. Da die Errichtung von Windenergieanlagen (WEA) – von Ausnahmen abgesehen – in M-V seit 1999 nur noch innerhalb von WEG zulässig ist, setzt deren Fläche eine Obergrenze für den weiteren Ausbau der Windenergie. Tatsächlich hängt dieser von der Auslastung der WEG, von technologischen Neuerungen sowie ggf. von künftigen WEG-Neuausweisungen ab.

Hinsichtlich der für die Nutzung der Windenergie eingesetzten WEA gibt es eine große Bandbreite von Anlagenarten und -konzepten, Aufstellungsarten etc. In der jüngeren technischen Entwicklung, beginnend etwa mit dem Jahr 1990, hat sich die elektrische WEA-Anlagenleistung nahezu verzehnfacht: Lag 1990 die durchschnittliche Leistung neuer WEA bei ca. 160 kW, beträgt die Anlagengröße der heute am häufigsten eingesetzten Anlage ca. 2 MW. Durch diesen „upscaling-Effekt“ konnten nicht nur die Stromerzeugungskosten von WEA gesenkt werden, sondern zunehmend auch WEA an windärmeren Standorten eingesetzt und damit neue Potenziale erschlossen werden. Mittlerweile gehören Anlagen der 2 MW-Klasse zum Stand der Technik und Erfahrungen mit den Anlagen der sog. „Multi-Megawatt-Klasse“ (WEA > 2 MW) wurden bereits gesammelt. Inzwischen befinden sich auch Prototypen mit einer Leistung von ≥ 5 MW in Betrieb ^{/2.2/}. Die Rotordurchmesser dieser WEA erreichen 100 m und mehr, die Nabenhöhen liegen zwischen 100 und 125 m². Kennzeichen dieser Entwicklung sind deutlich wachsende Anlagendimensionen (Turm- bzw. Nabenhöhen, Rotordurchmesser), aber auch Effizienzsteigerungen durch Verbesserungen in der Konstruktion und der Generatortechnik, durch die Entwicklung getriebeloser Anlagen etc. Derzeit bringen führende Hersteller wie GE, Nordex, Vestas, Eno oder Repower Binnenland-WEA der zweiten Generation auf den Markt. Nordex realisiert derzeit ein Anlagenmodell mit einem Rotordurchmesser von 131 m und einer Nennleistung von 3 MW für die im Bau befindliche Technologieplattform *Generation Delta*. Diese Entwicklungen haben auch Auswirkungen auf die technischen Potenziale: Die WEA ermöglichen aufgrund ihrer technologisch weiter entwickelten, auch in ihrer Anpassung an verschiedene typische Standorte zunehmend ausdifferenzierten WEA, immer höhere Energieanteile aus dem Wind zu entnehmen, der an einem bestimmten Standort herrscht (z.B. durch sog. Starkwind-Anlagen).

² Vgl. dazu z.B. den Windmonitor des Fraunhofer Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) in Kassel. Er ist verfügbar unter: [HTTP://WINDMONITOR.IWES.FRAUNHOFER.DE/WINDWEBDAD/WWW_REISI_PAGE_NEW.SHOW_PAGE?LANG=DE](http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/windwebdad/www_reisi_page_new.show_page?lang=de). (zuletzt aufgerufen am 08.12.2013).

Die beschriebene Entwicklung spiegelt sich auch in dem Ausbau der Windenergie in M-V, wo die durchschnittliche Leistung der installierten WEA von 0,2 MW im Jahr 1990 auf 2,5 MW im Jahr 2012 angestiegen ist. Die größten der in den beiden letzten Jahren (2011 und 2012) installierten WEA hatten eine Nennleistung von jeweils 7,5 MW, Abb. 1.

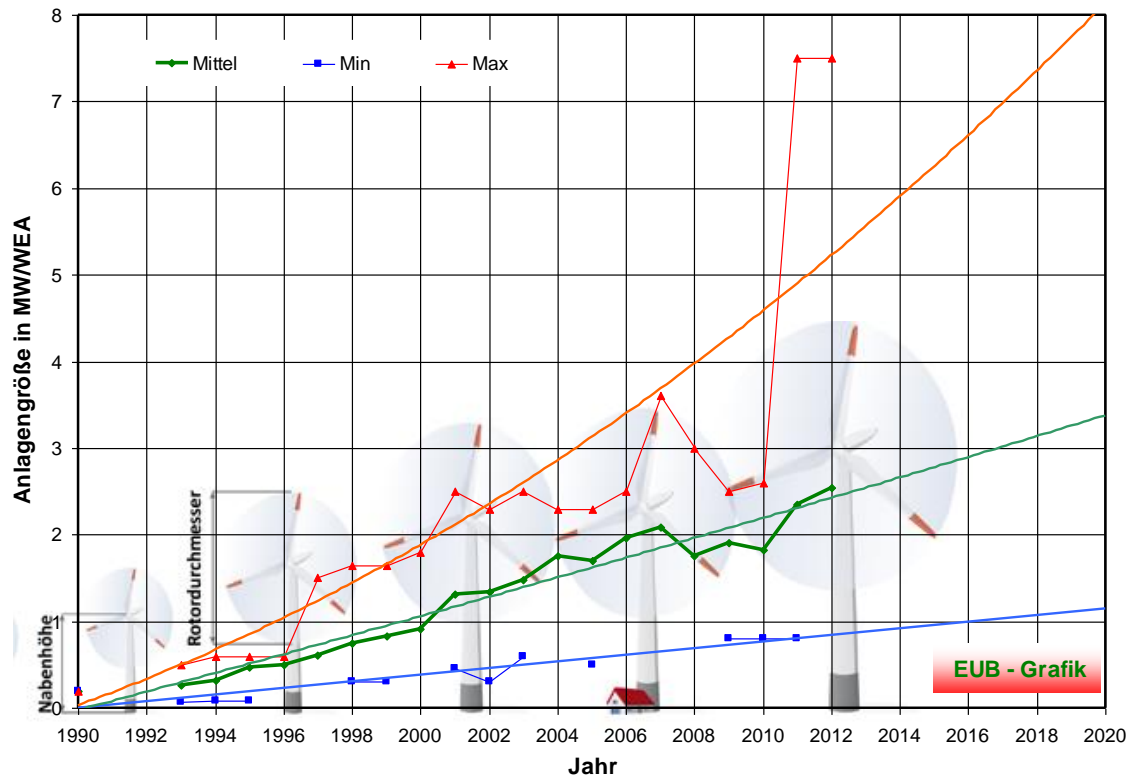


Abb. 1: Entwicklung der WEA-Größe in M-V³

Das technische Windenergiepotenzial ist prinzipiell kaum begrenzt, da WEA aus technischer Sicht an vielen Standorten errichtet werden können, sofern die dortigen Windverhältnisse dieses rechtfertigen. Das abschätzbare technische Potential hängt somit wesentlich von den Standorten ab, welche man für die Windenergienutzung in Betracht zieht: Bei keiner anderen erneuerbaren Energiequelle ist der gewählte Standort, d.h. seine Windhöffigkeit⁴, von so herausragender Bedeutung für den Anlagenertrag wie bei der Windenergie. Üblicherweise werden Standorte mit jahresmittleren Windgeschwindigkeiten oberhalb von 5 m/s als geeignet betrachtet und daher in Potentialberechnungen berücksichtigt, vgl. z.B. /2.3/. Die räumliche Verteilung der jahresmittleren Windgeschwindigkeiten in M-V zeigt Abb. 2. Sie

³ Die Hintergrundgrafik ist verfügbar unter: [HTTP://WWW.WIND-ENERGIE.DE/INFOCENTER/TECHNIK](http://www.wind-energie.de/infocenter/technik). (zuletzt aufgerufen am 08.12.2013). Darin steigt die WEA-Nennleistung ebenfalls von 0,25 MW im Jahr 1990 auf 7,5 MW im Jahr 2010.

⁴ In die Abschätzung des Stromertrags einer WEA geht die mittlere jährliche Windgeschwindigkeit mit der dritten Potenz ein (Beispiel: doppelte Windgeschwindigkeit bedeutet achtfache Stromerzeugung).

wurden auf der Grundlage von Windstatistiken, welche allerdings nur für sehr wenige Standorte vorliegen, mit einem dänischen Modell (WASP) in Schrittweiten von 2×2 km ohne Orographie und Eingabe von Strömungshindernissen berechnet. Daher sind diese Daten zwar nicht für die Beurteilung einzelner Standorte geeignet, können jedoch für Potenzialberechnungen auf regionaler Ebene herangezogen werden.

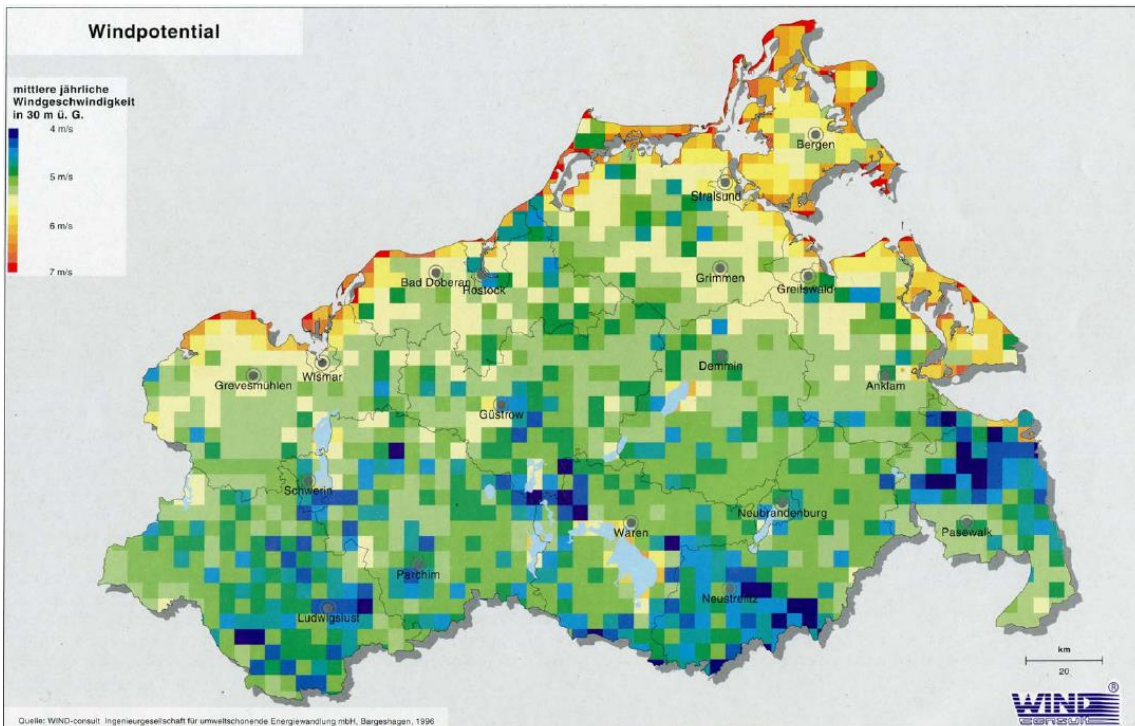


Abb. 2: Mittlere jährliche Windgeschwindigkeit in M-V [/2.7/](#)

Eine wichtige Möglichkeit für den Ausbau und eine bessere Ausnutzung der guten Windstandorte bietet das Repowering, d.h. der Ersatz älterer WEA mit kleiner Nennleistung durch neue WEA mit größerer Nennleistung und verbesserter Effizienz [/2.3/](#), [/2.4/](#), [/2.5/](#).

Die deutlich gestiegenen Anlagenzahlen und -leistungen führen inzwischen zu Einspeiseleistungen, die in den Netzen, welche den Strom aufnehmen und zu entfernt liegenden größeren Verbrauchsschwerpunkten leiten sollen, zu Kapazitätsproblemen. Dies kann sich, da ein Ausbau der betreffenden Stromnetze (auf verschiedenen Spannungsebenen) sehr zeitaufwendig ist, auch hemmend auf den Ausbau der Windenergie auswirken.

Für M-V kann sich eine Potenzialabschätzung auf die WEG konzentrieren, da ein Ausbau der Windenergie auf diese begrenzt ist. Wesentliche potenzialbestimmende Parameter bei der Nutzung der Windenergie sind daher die Anlagengröße (installierte Leistung) von WEA, ihr Gesamtwirkungsgrad sowie der Flächenverbrauch je Anlage.

Wesentlich schwieriger sind dagegen die Potenziale abzuschätzen, die sich in der Nutzung der Windenergie durch Kleinwindenergieanlagen (Klein-WEA) ergeben. Im Kern basiert die Nutzung dieser Anlagen auf der uralten Idee der Selbstversorgung, die auch in Deutschland immer neue Anhänger findet. Klein-WEA können z.B. auch die in den Städten bestehenden

urbanen Windenergiepotenziale unter bestimmten Voraussetzungen wirtschaftlich erschließen, wenn sie z.B. auf exponierten Dächern errichtet werden. Allerdings liegen z.B. zu den charakteristischen Windangeboten in Städten und ihren Auswirkungen auf den WEA-Betrieb vergleichsweise wenige Erkenntnisse vor (z.B. erzeugen Gebäude Turbulenzen, die einen großen Einfluss auf den Ertrag und auf die Stabilität von Klein-WEA haben). Dass politische Programme zur Förderung von Klein-WEA fehlen, wirkt sich zudem begrenzend auf die Potenziale aus. Aus diesen Gründen liegen für dieses Teilpotenzial der Windenergie kaum Potenzialermittlungen vor, vgl. z.B. /2.6/.

Wie eine Windenergienutzung mit Klein-WEA erfolgen kann, zeigt Abb. 3 am Beispiel einer Urban Green Energy (UGE) WindTurbine-Community in Jerseyville (suburban St. Louis, IL – USA, fertiggestellt 2011), wo 32 WEA *eddyGT 1 kW* auf neu gebauten Wohnhäusern (Condominiums!) installiert wurden.



Abb. 3: Klein-WEA der UGE WindTurbine-Community in Jerseyville (USA) /2.8/

Ähnliche Klein-WEA werden auch in M-V von einem in Neubukow angesiedelten Unternehmen hergestellt, Abb. 4. Diese Anlagen haben bei einem Rotordurchmesser von 4 m eine Nennleistung von 2,7 kW, die bei einer Windgeschwindigkeit von 10 m/s erreicht wird.

2.1.2 Solarenergie

Die direkte Nutzung der Solarenergie kann durch Photovoltaik und Solarthermie erfolgen. Die Größe der Potenziale bestimmt sich zunächst durch die verfügbaren Flächen, durch die lokalen klimatischen Bedingungen und die solare Einstrahlung (Strahlungsangebot an der Modulfläche) sowie durch den Jahresnutzungsgrad der Anlagensysteme. Eine Karte im Anhang 2 zeigt die regionalen Unterschiede in den mittleren Jahressummen der Globalstrahlung in der Bundesrepublik Deutschland, welche vom DWD für den Zeitraum von 1981 bis 2010 ermittelt wurden, vgl. auch Abb. 5.



Abb. 4: Klein-WEA von Dela-Rotor an einer Plusenergieschule in Rostock (M-V)⁵

Bei der Solarenergie wird das Potenzial durch den über den Tag und über das Jahr wechselnden Stand der Sonne beeinflusst, der standortspezifisch ist. Für M-V kann näherungsweise das Sonnenstandsdiagramm für den Standort Schwerin genutzt werden, Abb. 6. Aus ihm kann die Besonnung nach Höhe und Richtung der Sonne für jeden Zeitpunkt im Jahr abgelesen werden. Bedeutsam ist dies bei der Beurteilung potenzieller Anlagenstandorte, wenn diese im Vorfeld auf Verschattung geprüft werden sollen: Optimal sind solche Standorte, welche auch bei dem tiefsten Sonnenlauf/-stand (d.h. am 21. Dezember) frei vom Schattenwurf benachbarter Gebäude oder Objekte sind (im Diagramm ist dieser Verlauf der Sonne durch die untere rote Linie gekennzeichnet). Erwartungsgemäß sind die Unterschiede im Strahlungspotenzial zwischen verschiedenen Standorten innerhalb des Landes M-V relativ gering und liegen bei maximal 6 bis 7 Prozent [/2.7/, S.23](#).

Für beide können Energieanlagen in unterschiedlichen Konstellationen installiert werden. Entweder werden sie mittels Standkonstruktionen auf Brach- und Wiesenflächen aufgestellt (sog. Freiflächenanlagen), oder direkt auf Gebäudedächern und an Fassaden montiert.

Bei Freiflächenanlagen wiederum können die Module entweder fest installiert sein oder dem Sonnenstand im Tagesablauf nachgeführt werden. Insbesondere bei nachgeführten Anlagen

⁵ Bildquelle: [HTTP://WWW.KLEINWINDANLAGEN.DE/FORUM/CF3/TOPIC.PHP?P=31302](http://www.kleinwindanlagen.de/forum/CF3/TOPIC.PHP?P=31302). (zuletzt aufgerufen am 08.12.2013).

ist allerdings zu beachten, dass die Konstruktionen stärker gegen Wind und Niederschlag anfällig sind.

Auch auf Gebäudedächern können Standkonstruktionen eingesetzt werden. Bei der direkten Montage auf Gebäudedächern sollte das Dach eine günstige Ausrichtung haben (im Idealfall direkt südlich mit etwa 30° Neigungswinkel und ohne Verschattungen). Diese Variante ist bei Wohngebäuden wahrscheinlicher, da diese normalerweise ein Giebeldach haben. Bei Neubauten sollte direkt beim Bau auf die Eignung für Photovoltaik geachtet werden, d.h. die Ausrichtung einer Dachfläche sollte gen Süden sein und auf dieser Seite sollten sich keine Zusätze, z.B. Gauben oder Schornstein befinden. Die Montage auf Gebäudedächern sollte der Aufstellung im Freien vorgezogen werden, da solche Flächen ohnehin verlorene, versiegelte Flächen sind und oftmals keiner weiteren Nutzung zgedacht sind. Ein gutes Beispiel sind hier die Dächer von Supermärkten und Einkaufszentren. Da diese in der Nähe von Wohngebieten gebaut werden, ist hier auch ein Bedarfspotenzial vorhanden, welches einen erzeugungsnahen Verbrauch der Energie ohne großen Transportaufwand ermöglicht.

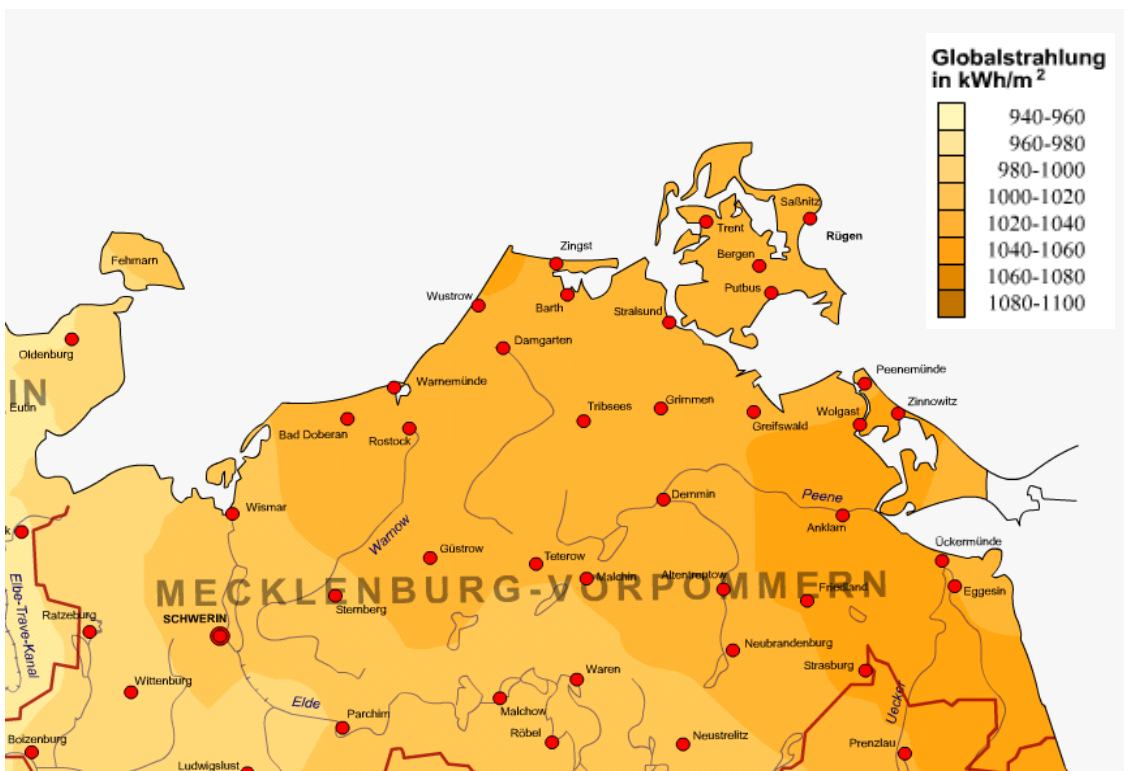


Abb. 5: Mittlere Jahressummen der Globalstrahlung in Norddeutschland 1981 – 2000⁶

⁶ Diese wie die folgende Abbildung (Sonnenstandsdiagramm) wurde aus dem Ertragsdatenkataster von Solarstromanlagen in Norddeutschland entnommen, verfügbar unter: [HTTP://EWS.SH/ERTRAGSKARTE/INDEX/KATASTER.HTML](http://EWS.SH/ERTRAGSKARTE/INDEX/KATASTER.HTML). (Zuletzt aufgerufen am 06.09.2013).

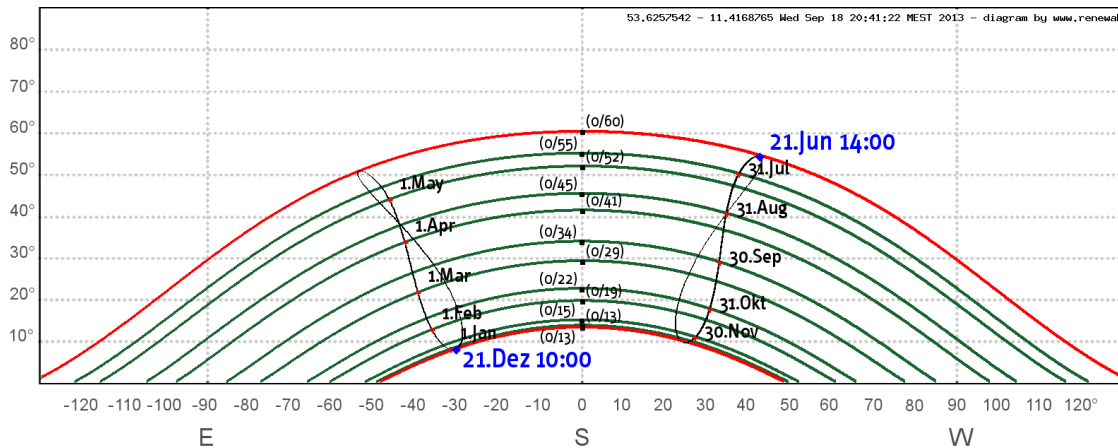


Abb. 6: Sonnenstandsdiagramm für Schwerin (M-V)

Bei der Photovoltaik sind netzgekoppelte Anlagen und Anlagen im Inselbetrieb (z.B. für netzferne ländliche Anwendungen mit oft nur geringer elektrischer Leistung aufweisen) zu unterscheiden.

Ein großes Nutzungspotenzial für Photovoltaik und Solarthermie besteht in der Ausstattung von Ein- und Mehrfamilienhäusern. So wird z.B. in [/2.9/](#) aufgezeigt, dass durch einen intensiven Zubau von solarthermischen Anlagen in diesem Gebäudebestand bis zu 25 Prozent des Wärmeverbrauchs für Raumwärme und Warmwasserbereitung im EFH-Bestand Deutschlands solarthermisch substituiert werden können. Das Potenzial ist zudem nicht auf Neubauten beschränkt, sondern kann auch für bestehende EFH nachgerüstet werden, z.B. durch Systeme mit Rücklaufanhebung als Ergänzung zu bestehenden Heizkesseln. Prinzipiell können Solarthermie-Anlagen auch mit Wärmepumpen kombiniert oder sog. integrierte Solarthermie-Anlagen eingesetzt werden. Dabei werden konventionelle Heizwärmeerzeuger direkt im Pufferspeicher einbaut. Jedoch sind diese infolge deutlich höherer Investitionen nur bei einer gleichzeitig erforderlichen Heizkesselerneuerung wirtschaftlich.

Von besonderer Bedeutung für Potenzialabschätzungen ist die Ermittlung der Dachflächen. Wegen der gebietsbezogen großen Gebäudezahlen werden diese meist anhand von statistischen Größen abgeschätzt oder durch die Auswertung von Luftbildern (Orthophotos) gewonnen. Dabei ist aus der Bruttogrundfläche eines Gebäudes auf die Dachfläche und daraus auf die für solare Anwendungen (ST und PV) nutzbare Teildachfläche zu schließen. Ein durchschnittliches Einfamilienhaus (in klassischer Bauweise mit Giebeldach) hat bei günstiger Lage eine nutzbare Dachfläche von etwa 30 m². Bedarf für Wärme und Strom sind direkt vor Ort vorhanden. Solarenergie kann jedoch den Energiebedarf nicht vollständig decken, sondern nur als Unterstützung dienen.

Faktoren mit Einfluss auf die Flächenpotenziale sind Bestände und Neubauzahlen von Gebäuden bzw. der Umfang ihrer Wohn-, Stell-, und Dachflächen. Hinzu kommt eine Vielzahl

unterschiedlicher Gebäudetypen im Nichtwohngebäudebereich. Bei der Solarthermie werden diese Potenziale nachfrageseitig wegen des (im Allgemeinen erforderlichen) Zusammenfallens des Ortes der Erzeugung und des Verbrauchs der Energie zudem durch die wärmetechnische Qualität der Gebäude, durch deren Beheizungsart sowie durch die lokalen klimatischen Bedingungen beeinflusst (Abhängigkeiten des Wärmebedarf eines Gebäudes insbesondere, aber nicht nur von der Außentemperatur). Als Beispiel für eine gelungene Solararchitektur wird die Solarpyramide von Eurosolar am Standort Defdahl (Nordrhein-Westfalen) bezeichnet, Abb. 7.



Abb. 7: Solararchitektur - Solarpyramide von Eurosolar in Defdahl (NRW)⁷

Technologische Verbesserungen ermöglichen z.B. bei der Photovoltaik auch Potenzialerweiterungen. Die diesbezügliche Forschung und Entwicklung konzentriert sich u.a. auf eine Verbesserung der verfügbaren Module und der Systemkomponenten. So wird z.B. für die nächsten 10 Jahre erwartet, dass sich die Wirkungsgrade kristalliner Siliziumzellen von heute 13 bis 15 Prozent für multikristalline Siliziumzellen und von 14 bis 17 Prozent für monokristalline Siliziumzellen auf 15 bis 20 Prozent erhöhen werden ^[2.9], S.157.

2.1.3 Bioenergie (Biogene Energieträger)

Der Oberbegriff Bioenergie bezeichnet im weitesten Sinne die energetische Nutzung von Biomasse, welche wiederum die Gesamtheit aller organischen Stoffe umfasst. Diese bestehen zum größten Teils aus kohlenstoffhaltigen Verbindungen, die von Pflanzen durch Photosynthese aufgebaut werden (gespeicherte Solarenergie). Da sie aus nachwachsenden Rohstoffen gewonnen wird, ist sie erneuerbar und CO₂-neutral. Festzuhalten ist allerdings, dass hier – anders als bei der quasi-unerschöpflichen Solarenergie – bereits die Biomasseerträge und die verfügbaren Flächen, d.h. die natürlichen Potenziale, begrenzt sind.

Für die energetische Biomassenutzung existieren viele verschiedene Prozessketten und Pfade zur Endenergiebereitstellung. Feste, flüssige und gasförmige Bioenergieträger können über thermische, thermo-chemische, physikalisch-chemische und biologisch-chemische

⁷ Bildquelle: [HTTP://WWW.GEWERBEPARK-DEFDAHL.DE/PHOTOVOLTAIK.HTML](http://www.gewerbepark-defdahl.de/photovoltaik.html). (zuletzt aufgerufen am 08.12.2013).

Konversionsverfahren alternativ in Wärme, Strom und Kraftstoffe überführt werden. Heute und zukünftig wichtige Prozessketten sind z.B.

- die Umwandlung von landwirtschaftlichen Abfällen oder tierischen Exkrementen (Rinder- oder Schweinegülle) in Biogas, welches entweder direkt am Standort in BHKW verwertet oder – ggf. nach entsprechender Aufbereitung – in das örtliche Gasnetz eingespeist werden kann,
- die Umwandlung von festen⁸ Energieträgern (z.B. Anbaubiomasse wie Mais sowie Energieholz und andere mehrjährige Energiekulturen, Landschaftspflegeholz, Nebenprodukte wie Wald- und Waldrestholz und andere land- und forstwirtschaftliche Abfälle, Reststoffe/Ernterückstände aus der Produktion von tierischen und pflanzlichen Nahrungsmitteln wie Getreidestroh⁹ etc.)
- die Umwandlung von flüssigen Energieträgern (z.B. Rapsöl, Ethanol, RME u.ä.) in Strom und/ oder Wärme durch geeignete Biomasse-Heiz(kraft-)werke bzw. Heizungsanlagen sowie
- die Aufbereitung und Umwandlung von gasförmigen Energieträgern (z.B. Deponie- und Klärgas) in Strom und Wärme in BHKW mit Gasmotoren.

Biomasse-Anlagen sind somit Anlagen, die Energie aus organischen, nicht fossilen Einsatzstoffen gewinnen, wobei sie diese Biomasse entweder direkt verbrennen oder in beigestellten oder vorgelagerten Konversionsanlagen in andere Energieträger umwandeln, z.B. zur Gewinnung von Biogas (hierbei entsteht durch anaerobe Bakterien Biogas, welches zu 50 bis 70 Prozent Methan enthält, das wiederum entweder in einem BHKW vor Ort in Strom und Wärme umgewandelt oder in das Gasnetz eingespeist werden kann). Bei der Umwandlung in Biogas werden oft die vollständigen Pflanzen geerntet und siliert, wodurch die sog. Ganzpflanzensilage (GPS) entsteht, die dann in der Biogas-Anlage zu Biogas umgewandelt werden kann. Sowohl der Flächenertrag, der Biogasertrag als auch der Methangehalt des Biogases sind dabei in erheblichem Umfang vom gewählten Einsatzstoff abhängig, d.h. von der Pflanzenart.

Biomasse-Kraftwerke existieren in sehr unterschiedlichen Größen. Von kleinen Anlagen im Kilowatt-Bereich zur Versorgung eines Gebäudes/Hofs bis hin zu Großanlagen mit einer Leistung von mehreren MW. Durch Betrieb mit KWK lassen sich sehr unterschiedliche Nutzungskonzepte realisieren. Im Gegensatz zu anderen EE benötigen Biomasseanlagen jedoch Brennstoff, der kontinuierlich zugeführt werden muss. Bei einem Dauerbetrieb muss also ausreichend Brennstoff vorgehalten werden.

Eine zunehmende Bedeutung erlangt die Erzeugung von Biomasse für energetische Zwecke in Kurzumtriebsplantagen. Beispiele für Untersuchungen zu regionalen Potenzialen, zu ihrer Ermittlung und zu ihrer Nutzung sind, z.B. [/2.10/](#), [/2.11/](#) und [/2.12/](#).

⁸ In einigen Potenzialanalysen werden auch Altholz und Industrierestholz zu den erneuerbaren Energieträgern und -quellen gezählt.

⁹ Bei Getreidestroh für die Energieerzeugung sind Konkurrenznutzungen als Einstreu und Dünger zu berücksichtigen. Insbesondere auf kleineren Flächen verbleibt das erzeugte Stroh ggf. auch vollständig zur Nährstoff- und Humusrücklieferung auf dem Feld.

Neben der Erzeugung von Strom und Wärme aus Biomasse rückt die Produktion von Biokraftstoffen

wieder in den Mittelpunkt des öffentlichen Interesses. Zwar ist ihr Anteil am Kraftstoffverbrauch in Deutschland noch relativ gering (knapp 6 Prozent). Jedoch weisen Biokraftstoffe eine Reihe von Vorteilen auf, welche ihre Bedeutung zukünftig erhöhen werden. Zur Herstellung von Biokraftstoffen werden gegenwärtig hauptsächlich Landpflanzen genutzt (wobei die Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion aktuell zu Konflikten führt). Darüber hinaus rückt die Verarbeitung von Zellulosehaltigen Ernterückständen sowie von Algenbiomasse zu Biokraftstoffen zunehmend in den Fokus der Forschung. Algenbiomasse bietet zahlreiche Vorteile, z.B. läuft die Photosynthese gegenüber Landpflanzen wesentlich effizienter ab. Für die Anzucht von Mikroalgen sind keine landwirtschaftlich nutzbaren Flächen notwendig. Auch die Nutzung der Restbiomasse nach Verwertung der Fettsäurefraktion zur Herstellung von Biokraftstoffen ist möglich /2.13/.

In einer verschiedenen Prozessketten vergleichenden Analyse und Bewertung /2.14/ hat sich gezeigt, dass diese sich in ihren technischen, ökonomischen und ökologischen Aspekten deutlich unterscheiden. Die Wärmebereitstellung stellte sich insgesamt als die vorteilhafteste Nutzungsoption dar. Sie ist aufgrund der höheren Effizienz bei der Biomasseumwandlung sowohl der KWK-Nutzung von Festbrennstoffen als auch der Bereitstellung gasförmiger Kraftstoffe vorzuziehen. Demgegenüber erweisen sich sowohl die Bereitstellung von Biokraftstoffen der 1. Generation, z.B. Biodiesel aus Raps und Ethanol aus Zuckerrüben, als auch die Nutzung von Biogas mit geringen Wärmenutzungsgraden als vergleichsweise wenig vorteilhaft. Insbesondere die Effizienz der Biomassebereitstellung und -konversion hat einen bedeutenden Einfluss auf die Gesamteffizienz der Nutzungspfade, auf die spezifischen Emissionen und auf das Substitutionspotenzial für fossile Energieträger. Zudem wurde klar, dass insbesondere bei den Biokraftstoffen der 1. Generation eine verstärkte energetische Nutzung der Koppelprodukte zur Verbesserung der Gesamteffizienzen dieser Prozessketten (der Energiebilanz) erfolgen muss.

Ein besonderes, ggf. auch die Potenziale beeinflussendes Kennzeichen der Bioenergie ist die Diskussion über die Konkurrenz zwischen der Energiepflanzenproduktion und der Produktion von Lebens- und Futtermitteln um Anbauflächen (sog. „Teller oder Tank“-Diskussion)¹⁰.

Ganz grundsätzlich ist damit die Potenzialermittlung von Biomassen, die auf Anbauflächen erzeugt werden, von dem Anteil abhängig, der dafür als verfügb- bzw. nutzbar eingeschätzt wird. Manchen in der Literatur auffindbaren Potenzialermittlungen liegt z.B. die Annahme zugrunde, dass Energiebiomasse nur auf Flächen angebaut wird, die nicht mehr in die Nahrungsmittel- oder Rohstoffproduktion zur stofflichen Verwertung eingehen (beides erzeugt hochwertige Produkte, die Vorrang vor Energiebiomasse haben), z.B. /2.15/, S.61. Im Vergleich zur Nahrungsmittelproduktion nimmt die stoffliche Nutzung bislang jedoch nur einen geringen Flächenanteil ein.

¹⁰ Bisher wurden in der Europäischen Union Nahrungsmittelüberschüsse produziert, deren Export auf den Weltmarkt zum Teil subventioniert werden musste. Um die Überschüsse zu begrenzen, besteht für europäische Landwirte, die Agrarbeihilfen beziehen, die Verpflichtung, einen Teil ihrer Ackerflächen aus der Produktion zu nehmen /2.16/.

2.1.4 Geothermie

Geothermie kann zur Erzeugung von Strom und Wärme genutzt werden. Man unterscheidet zwischen tief bohrenden Verfahren (hydrothermale, petrothermale Geothermie und tiefe Erdwärmesonden) und oberflächennahen Verfahren (Kollektoren und flache Erdwärmesonden).

Eine Voraussetzung für eine wirtschaftliche geothermische Wärmenutzung ist ein geeigneter geologischer Untergrund, d.h. es müssen dort Aquifere mit ausreichend hohen Temperaturen vorhanden sein, /2.17/, S.449:

- Temperatur für Wärmenutzung > 60 °C,
- gute hydraulische Eigenschaften (Permeabilität > 500 mD, Nutzporosität > 20 %),
- Aquifermächtigkeiten > 20 m mit großräumiger Verbreitung.

Das Gebiet des Landes M-V ist Teil des Nordostdeutschen Beckens (NEDB). In ihm werden insbesondere die Sandstein-Aquifere des Rhät und des Lias für eine hydrothermale Energiegewinnung als geeignet eingeschätzt. Solche Aquifere liegen in M-V vor und werden für die Geothermie-Standorte Neustadt-Glewe, Waren und Neubrandenburg bereits genutzt¹¹.

Mit der Tiefe nimmt die Temperatur um durchschnittlich 3 °C je 100 m zu. Bedingt durch den wechselnden geologischen Aufbau des tieferen Untergrunds und infolge der unterschiedlichen Wärmeleitfähigkeit der Gesteine existieren jedoch häufig Temperaturanomalien.

Tiefe Geothermie nutzt die in bis zu 3.500 m Tiefe vorkommenden hohen Temperaturen aus, die zum Teil über 100 °C betragen. Hydrothermale Systeme sind auf das Vorhandensein einer wasserführenden Schicht angewiesen. Wasser wird durch eine Bohrung in diese Schicht gepumpt und durch eine zweite Bohrung wieder entnommen. Im Untergrund des Landes M-V findet man örtlich solche Schichten, so dass dieses Verfahren hier grundsätzlich möglich ist. Ggf. kann die Wärme an der Oberfläche durch Wärmepumpen weiter aufgewertet werden und so in vorhandene Fernwärmesysteme eingepasst werden (dies ist z.B. für den Standort Rostock untersucht worden /2.18/). Nicht auf eine wasserführende Schicht angewiesen sind dagegen die petrothermalen Technologien. Auch hier wird ein Wärmeträger (meist Wasser oder CO₂) in tiefe Gesteinsschichten gepumpt. Durch künstliche oder natürliche Risse und Störungen gelangt der Wärmeträger zur Quellbohrung. Erdwärmesonden sind auf nur eine Bohrung angewiesen, allerdings ist die Leistung hier geringer, da nur die Mantelfläche der Bohrung als Wärmetauscher dient und somit die Kontaktfläche des Wärmeträgers zum

¹¹ Diese Nutzhorizonte besitzen aufgrund ihrer Tiefenlage entsprechend hohe Temperaturen. Auch die GHZ in Waren an der Müritz (seit 1984), in Neubrandenburg (seit 1988) und in Neustadt-Glewe (seit 1995) nutzen Aquifere des Rhät als Wärmequelle. In M-V sind diese Sandsteine in einem weit verbreiteten Plateau vorhanden, wobei für eine Tiefe von 1.500 m bis 2.000 m unter der Geländeoberfläche ein Temperaturniveau von 60 °C bis 65 °C angegeben wird /2.17/, S.446.

Gestein minimal ist. Vorteil ist allerdings, dass es sich um ein geschlossenes System handelt und kein direkter Kontakt zum Grundwasser besteht. Dadurch können auch andere Wärmeträger eingesetzt werden.

Oberflächennähere Geothermie wird aufgrund von geringeren Temperaturunterschieden vor allem für Raumwärme und nicht zur Stromerzeugung verwendet. Hier reichen jedoch Bohrungen zwischen 10 und 400 m aus. Abb. 8 zeigt beispielhaft das geothermische Potenzial in M-V als spezifische Wärme-Entzugsleistung für Wärmepumpenanlagen für eine Bohrtiefe von 0 bis 100 m bei einer Betriebsstundenzahl von 1.800 h/Jahr.

An der Erdoberfläche beträgt die Temperatur durchschnittlich 8 °C und wird maßgeblich durch die Sonneneinstrahlung beeinflusst. In etwa 10 m Tiefe herrscht ganzjährig eine Temperatur von 10 °C. Mit einer Wärmepumpe kann diese zur Warmwasserbereitung oder Heizung verwendet werden. Bei größeren Tiefen kann ggf. auf eine Wärmepumpe verzichtet werden.

2.1.5 Wasserkraft

Das Wasserkraftpotenzial wird durch zwei wesentliche Komponenten gebildet: Die Energiemenge im Wasser wird von seinem Dargebot im Jahresverlauf und von dessen Fallhöhe bestimmt. Das Wasserdargebot ergibt sich als Bilanz aus den Niederschlagsmengen, welche – bedingt durch die wachsende Entfernung – von den Meeresküsten (Atlantik, Nord- und Ostsee) in der Nord-Süd und in der West-Ostrichtung tendenziell abnehmen sowie der Verdunstung. Die Differenz zwischen Jahresgebietsniederschlag und Gebietsverdunstung verbleibt als mittlere jährliche Abflusshöhe. Diese bestimmt zusammen mit der Abflusshöhe und dem Einzugsgebiet sowie der Grundwasserneubildung den Jahresabfluss (und kann z.B. an größeren Gewässern, wo langjährige Pegelmessungen vorliegen, direkt bestimmt und an kleineren Gewässern in Überschlagsberechnungen abgeschätzt werden). Die Fallhöhe ergibt sich aus den Höhenunterschieden im Gelände. Diese können sich im Verlauf eines Gewässers auch verändern.

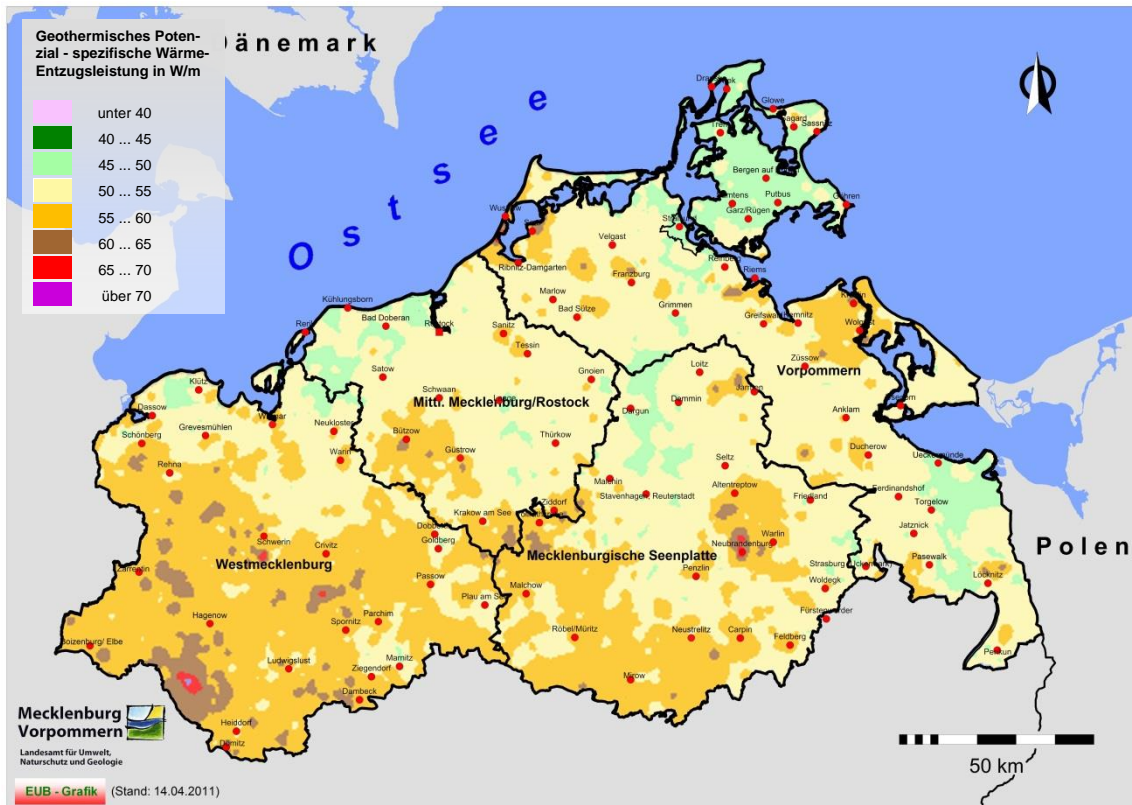


Abb. 8: Geothermisches Potenzial bis 100 m Tiefe in M-V12 /2.19/

Da ein Teil der in M-V vorhandenen Gewässer die Landesgrenzen überquert, fließt dem Land ein gewisses hydroenergetisches Potenzial aus benachbarten Territorien zu. Allerdings gibt es seinerseits die nicht genutzten Anteile in die Ostsee ab.

Wasserkraft-Anlagen können in Laufwasser-, Speicherwasser- und Pumpspeicherkraftwerke unterteilt werden. Laufwasserkraftwerke sind in Flussläufe integriert und nutzen zur Energieerzeugung vorwiegend den Wasserdurchfluss (großes Volumen bei geringer Höhendifferenz – beide Einflussfaktoren gehen linear in die erzeugbare Energiemenge und damit in die Potenzialbestimmung ein). Diese Art der Wasserkraft ist die einzige mögliche Nutzung. Dabei handelt es sich im Allgemeinen um Niederdruckanlagen, die dem Wasser eines Flusses Energie entziehen, ohne dass vorher eine Speicherung des Wassers vorgenommen wurde. Typisch sind Laufwasserkraftwerke mit einer Fallhöhe von bis zu 15 m. Diese werden häufig direkt im Flusslauf errichtet. Dabei sorgt ein Stauwerk für ein konstantes Niveau des Oberwasserspiegels. Die jahreszeitlichen Schwankungen in der Energieproduktion beruhen bei Laufwasserkraftwerken auf der Wasserführung des Flusses (Zusammenhang mit der Niederschlagsverteilung über das Jahr).

¹² Die Karte gilt für Wärmepumpenanlagen von 0 bis 100 m Bohrtiefe bei 1.800 Betriebsstunden/Jahr.

In M-V gibt es keine größeren Höhenunterschiede. Infolgedessen ist auch nur ein sehr kleiner Anteil der bundesweit vorhandenen größeren Wasserkraft-Anlagen ab 1 MW_{el} in M-V installiert (weniger als 1 Prozent – 1 Anlage). Das Potenzial wird insgesamt als so gering eingeschätzt, dass in /2.20/ kein einziges derjenigen Flusseinzugsgebiete vertiefend betrachtet wurde, die ganz oder teilweise in M-V liegen (Warnow, Peene, Recknitz, Ucker und Oder). Gleichwohl gab es in der geschichtlichen Entwicklung der Wasserkraftnutzung des Landes eine Vielzahl von Standorten, an welchen kleine Wasserkraftanlagen betrieben wurden. Davon ist nur eine sehr kleine Anzahl erhalten und befindet sich noch in Betrieb. Ein Ausbau der Wasserkraftnutzung mit kleinen Anlagen ist zwar prinzipiell möglich. Jedoch würde die Herstellung der Durchgängigkeit an Mühlenbauwerken oder Wasserkraftwerken teilweise sehr aufwändige bauliche Maßnahmen oder Verhandlungen mit den Eigentümern von Staurechten erfordern und ist daher in den nächsten Jahren kaum zu erwarten /2.21/, S.83.

2.2 Bedarfsfaktoren und Systemeigenschaften

Von den in M-V genutzten Erneuerbaren Energien stehen insbesondere die Windenergie, die Photovoltaik und Solarthermie sowie verschiedene Formen der Biomassenutzung in direkter Flächenkonkurrenz. Konkurrierende Ansprüche auf gleiche Ressourcen können aber z.B. auch in der Wasserkraftnutzung oder in der Geothermie auftreten, falls von räumlich nah liegenden Standorten auf das Wasserdargebot bzw. auch die im Untergrund vorhandenen Wärmereservoirs zugegriffen wird.

Wie ausgeprägt diese konkurrierenden Ansprüche sein können bzw. sind, wird neben den nutzungsbezogenen Standort- und Systemeigenschaften auch von dem zu deckenden Energiebedarf bestimmt. Dieser kann entweder direkt an den betreffenden Standorten bestehen oder indirekt durch geeignete Transportwege und Netze an diese Standorte angeschlossen sein. In den folgenden Abschnitten sollen – nach einer kurzen grundsätzlichen Betrachtung – wesentliche, den Bedarf determinierende Einflussfaktoren benannt und beschrieben werden.

Bedarfsfaktoren

Bei der Ermittlung von EE-Potenzialen sind – mindestens ab der Ebene der wirtschaftlichen Potenziale – sowohl Einflüsse aus der Angebots- und Nachfrageseite zu berücksichtigen. Ein und dieselben Potenziale können nicht nur mit Technologien genutzt werden, die ggf. eine sehr unterschiedliche Effizienz aufweisen (Angebotsseite). Und insbesondere können angebotsseitige Potenziale, z.B. das resultierende Biogaspotenzial, technisch sehr viel größer sein als das nachfrageseitige Potenzial – zumindest solange als Verwertungspfad nur die direkte Nutzung in einer KWK-Anlage vorgesehen und gleichzeitig die regionale Nachfrage nach Wärme gering ist. Noch deutlicher wird dieser Zusammenhang bei der Geothermie: Angebotsseitig können aufgrund der geologischen Gegebenheiten des Untergrunds an vielen Standorten Erzeugungsmöglichkeiten für Wärme bzw. Strom bestehen. Eine Nutzung kommt jedoch nur an solchen Standorten in Betracht, an denen zugleich eine Wärmenachfrage durch

Siedlungen oder Gewerbestandorte bzw. eine Einspeisemöglichkeit für den Strom (Netznähe) besteht. Ist dagegen das Nachfragepotenzial einer Erneuerbaren Energiequelle größer als das Angebotspotenzial, kann eine intensive Suche nach Erweiterungs- bzw. Substitutionsmöglichkeiten erwartet werden. Bei der Bioenergie z.B. kann eine Erweiterung der – in einem bestimmten Zeitraum – regional nutzbaren Energiemenge erfolgen, indem der Import und/ oder die Eigenerzeugung erhöht bzw. indem der Export reduziert wird oder indem Speicher genutzt werden.

Jedoch sind jeder dieser drei grundsätzlichen Strategien – Eigenerzeugung, Ex-/Import und Speicherung – zur Erweiterung der regional nutzbaren Energiemenge prinzipielle Grenzen gesetzt. Z.B. können größere Transporte von Biomasse (Menge bzw. Distanz) die Wirtschaftlichkeit kippen.

Die zukünftige Energienachfrage bildet somit den Rahmen, an dem der EE-Beitrag zur Energieversorgung gemessen werden muss. Ein zukünftiges Anwachsen ihres Anteils hängt davon ab, ob ihre Nutzung schneller ausgebaut wird als sich die Energienachfrage entwickelt. Über den Ausbau entscheiden neben Wirtschaftlichkeit und politischem Willen vor allem die Potenziale, welche die jeweiligen erneuerbaren Energieträger bieten.

2.2.1 Welche Art von (End-)Energie wird benötigt (Strom, Wärme)?

Während im Winter sowohl Strom als auch Wärme benötigt werden, besteht ein Wärmebedarf im Sommer im Wesentlichen nur zur Warmwasserbereitung. Dies hat zur Folge, dass KWK-Anlagen nur mit einem geringeren Wirkungsgrad betrieben werden können und reine Wärmelieferanten wie Solarthermie oder Geothermie maximal zur Warmwasserbereitung dienen können.

Zusätzlich werden Strom und Wärme tageszeitabhängig benötigt. Beide werden hauptsächlich tagsüber benötigt, wobei abends ab 18 Uhr eine Verbrauchsspitze entsteht.

In einem typischen Einfamilienhaus mit 120 m² Wohnfläche werden jährlich ca. 18.000 kWh Wärme und ca. 4.000 kWh elektrische Energie vor Ort benötigt und es besteht eine Möglichkeit zur Einspeisung von elektrischer Energie in das Stromnetz mit einem Zweirichtungszähler.

2.2.2 In welcher Form wird die Energie benötigt (Strom, Fernwärme)?

Der Bedarf an elektrischer Energie und Wärme ist in Wohngebäuden und Gewerbe-/Bürogebäuden etwa vergleichbar. Nur größere Industrien unterscheiden sich deutlich. In Wohnhäusern wird etwa 100 bis 135 kWh/m² Wärmeenergie jährlich benötigt. Der jährliche Stromverbrauch wird mit etwa 1.300 kWh/Person angegeben, in Büros wird etwas mehr Strom verbraucht.

2.2.3 Kann überschüssige Energie in das übergeordnete Netz eingespeist werden?

Die Einspeisung von Strom ist gesetzlich geregelt und wird gemäß dem EEG vergütet. Wenn ein Fernwärmenetz vorhanden ist, kann auch Wärme aus einem KWK-Prozess eingespeist werden, zur Vergütung müssen Absprachen mit dem Netzbetreiber getroffen werden. Ähnliches gilt für die Einspeisung von Biogas in das Gasnetz.

Systemeigenschaften

2.2.4 In welcher Form liefert die Energiequelle Energie? Ist KWK möglich?

Welche Form der Energie geliefert wird, ist stark von der Energiequelle abhängig. PV-Anlagen liefern ausschließlich Strom. Da kein thermischer Prozess abläuft, auch keine KWK bzw. Wärmelieferung möglich.

Solarthermie- und Geothermie-Anlagen liefern hauptsächlich Warmwasser. Bei hohen Temperaturen, bei hydrothermalen und petrothermalen Kraftwerken kann zusätzlich Strom produziert werden, wobei die Anlage im Allgemeinen wärmegeführt betrieben wird. D.h., der Betrieb richtet sich nach dem Wärmebedarf und Strom wird als Nebenprodukt erzeugt. Oder das Kraftwerk läuft im Grundlastbetrieb, d.h. mit konstanter Leistung, wobei jedoch der Wirkungsgrad im Sommer sinkt, da weniger Wärme benötigt wird.

Ähnliches gilt auch für Biomasseanlagen, welche für den KWK-Betrieb optimiert sind. Bei kleineren Anlagen lässt sich die Produktion sehr gut an den Verbrauch anpassen, wohingegen große Anlagen eher als Grundlastkraftwerk geeignet sind.

Eine weitere Möglichkeit der Biomassenutzung besteht in der ausschließlichen Biogaserzeugung. Das Biogas wird in das örtliche Gasnetz eingespeist und kann dann in vorhandenen Gaskraftwerken und Gasheizungen verwendet werden.

2.2.5 Wann liefert die Energiequelle Energie? Lässt sich dies mit dem Verbrauch abstimmen? Ist eine Speicherung der Energie möglich?

Einige Energiequellen weisen ein bestimmtes jahres- bzw. tageszeitabhängiges Lieferverhalten auf. Die gelieferte Energie kann somit nur vollständig, wenn bestimmte Voraussetzungen erfüllt sind. Z.B. können Energieverbraucher mit einem ähnlichen zeitlichen Verhalten angeschlossen werden oder der Energieverbrauch einiger Verbraucher kann zeitlich gesteuert werden (z.B. intelligenter Stromverbrauch). Eine andere Möglichkeit des zeitlichen Ausgleichs zwischen dem Energieangebot und der Nachfrage ist die Speicherung von Energie.

Die Geothermie kann konstant Energie liefern, d.h. sie ist jahres- und tageszeitunabhängig. Jedoch sinkt im Sommer der Wirkungsgrad, da oft weniger Wärme zu liefern ist. Wird die Anlage mit einer Wärmepumpe betrieben, besteht die Möglichkeit, die Wärme zur Kühlung bzw. Klimatisierung von Gebäuden zu nutzen. Die Betriebsführung von Geothermie-Anlagen erfolgt im Wesentlichen durch die momentane Leistung der Pumpen. Befindet sich eine

Geothermie-Anlage nur im Wärmebetrieb, so kann sie in Zeiten geringer Auslastung heruntergefahren werden. Wird die Anlage jedoch im KWK-Betrieb verwendet und Stromgeführt betrieben, lässt sie sich nicht schnell herunter, bzw. hochfahren. Hier wird in Zeiten geringen Wärmebedarfs Energie ungenutzt abgeführt oder gespeichert werden.

Auch Biomasse-Anlagen sind nicht direkt von Umwelteinflüssen abhängig. jedoch muss der Einsatzstoff bzw. das Biogas vorrätig vorhanden sein, um eine konstante Leistung der Anlage gewährleisten zu können. Durch ertragsschwache Ernten und andere Einflüsse können die Preise für Energiepflanzen bereits innerhalb eines Jahres sehr stark schwanken. Steigende Agrarpreise können aus wirtschaftlicher Sicht eine vorübergehende Abschaltung der Biomasseanlage erforderlich machen.

Die Nutzung der Solarenergie, d.h. sowohl die Photovoltaik als auch Solarthermie, unterliegt starken tageszeitlichen und jahreszeitlichen Schwankungen. Beide Nutzungsarten erzeugen mittags den Hauptanteil der von ihnen gelieferten Energie, während in der Nacht keine Energie produziert werden kann. Gerade im Winter geht der Wirkungsgrad solcher Anlagen deutlich zurück. Wärme von Solarthermie-Anlagen lässt sich ohne großen Aufwand am Tage speichern, um abends bzw. in der Nacht zur Warmwasserbereitung und ggf. zum Heizen zu dienen. Jedoch produzieren diese Anlagen insbesondere in den Sommermonaten Energie, während der Verbrauch in den Wintermonaten am höchsten ist. Eine Speicherung über Monate ist zwar technisch möglich, aber oft unwirtschaftlich. So ist eine Anlage zur Heizungsunterstützung nur in wenigen Wochen im Frühjahr und im Herbst effektiv. Sinnvoller ist es dagegen, eine Anlage zur reinen Warmwasserunterstützung zu betreiben. Warmwasser wird ganzjährig benötigt, sodass hier durchaus eine hohe Einsparung von bis zu 60 Prozent möglich ist. Weiterhin kann die Effektivität einer Anlage durch Verwendung des Warmwassers in Waschmaschinen und Geschirrspülern verbessert werden. Auch PV-Anlagen unterliegen tages- und jahreszeitlichen Produktionsschwankungen in Abhängigkeit von der Sonnenstrahlung. Jedoch hat der Energieverbrauch eines Wohnhauses keine so hohen Schwankungen wie der Heizbedarf. Hier besteht eher das Problem der Kurzzeitschwankungen, da Strom überwiegend am Abend benötigt wird, während die PV-Anlage häufig über die Mittagsstunden ihre höchste Leistung erbringt. Geeignete Energiespeicher analog zur Solarthermie sind noch kaum verfügbar. Vorhandene Technologien sind sehr teuer und haben eine geringe Kapazität. Der überschüssige Strom wird daher im Allgemeinen ins Netz eingespeist, um über das EEG vergütet werden. Somit dient die PV-Anlage neben dem Eigenverbrauch (Kosteneinsparungen aufgrund eines höheren Strompreises) auch als Einnahmequelle für den Betreiber. Anders ist die Situation bei Gewerbe- und Bürogebäuden. Da hier gerade tagsüber der Bedarf besteht, kann die Ausnutzung einer Anlage deutlich erhöht werden.

2.2.6 Sind Brenn- oder Einsatzstoffe in räumlicher Nähe vorhanden?

Die Verfügbarkeit von ausreichenden Mengen an Brenn- oder Einsatzstoffen ist die Voraussetzung für den Betrieb von Biomasse-Anlagen. Aufgrund seines hohen Anteils an landwirtschaftlichen Flächen bietet M-V grundsätzlich günstige Bedingungen für die Biomasseerzeugung.

Je weiter der Einsatzstoff transportiert werden muss, desto unwirtschaftlicher werden Biomasse-Anlagen. Biomasse sollte daher ausreichend in einem Umkreis von maximal 50 km um den Anlagenstandort vorhanden sein.

Weiterhin sollte auf eine genügend diversifizierte Fruchtfolge geachtet werden. Mais als wichtigster nachwachsender Rohstoff sollte in der Fruchtfolge einen Anteil von 50 Prozent nicht überschreiten. Mais-Monokulturen werden zwar derzeit durchgeführt, sind aber langfristig aufgrund von Resistenzbildung von Schädlingen und Bodenerosion ökologisch und ökonomisch problematisch. Einordnen lässt sich der Mais z.B. in eine Fruchtfolge mit Raps und Getreide.

2.3 Einflussfaktoren auf das wirtschaftliche Potenzial

2.3.1 Investitionskosten, Betriebskosten, Amortisationszeit

Der wichtigste, ein Potenzial begrenzende Faktor ist die Wirtschaftlichkeit einer EE-Anlage. In der Regel handelt es sich bei EE-Anlagen um komplette Neuinstallationen, die mit entsprechenden Investitionskosten verbunden sind. Jedoch lassen sich diese Kosten günstig beeinflussen, sofern eine Investition unter den geeigneten Bedingungen getätigt wird. Bei Wohngebäuden ist der beste Zeitpunkt zur Errichtung einer EE-Anlage, oder zumindest dessen baulicher Vorbereitung, entweder beim Neubau eines Gebäudes oder bei einem ohnehin fälligen Austausch der Heizungsanlage. Heizungsanlagen haben eine Lebensdauer von etwa 30 Jahren. Die wichtigste Schnittstelle zwischen Heizung und EE-Anlage ist der Boiler. Bei einem notwendigen Austausch sollte ein Boiler mit entsprechenden Anschlüssen gewählt werden. Weitere Investitionskosten und Vorleistungen hängen von der EE-Anlage ab.

Ein weiterer Kostenfaktor sind die Betriebskosten. Diese fallen jährlich an und sind maßgeblich für die Amortisationsdauer, bzw. den Gewinn über die Lebensdauer der Anlage verantwortlich.

Solarthermie-Anlagen werden nahezu ausschließlich und (zumindest kleinere) PV-Anlagen im Allgemeinen auf Dächern montiert. Zur Montage müssen daher Spezialfirmen beauftragt werden, welche auch Halterungen für die Module anbringen. Die Installationskosten betragen etwa 250 EUR je m². Solarthermie-Module kosten zwischen 600 EUR (Flachkollektoren) und 1.200 EUR (Röhrenkollektoren) pro m² inklusive Montage. Für eine Anlage mit Heizungsunterstützung sind ca. 50 m² Dachfläche erforderlich, was bei klassischen Einfamilienhäusern nicht möglich ist. Bei Belegung der gesamten verfügbaren Dachfläche (ca. 30 m²) liegen allein die Kosten für Module und Installation bei ca. 15.000 bis 35.000 EUR. Sinnvoller ist es dagegen, eine Anlage zur reinen Warmwasserunterstützung zu betreiben. Eine Solarthermie-Anlage für die Warmwasserbereitung benötigt etwa 6 m² Dachfläche (3.000 bis 7.000 EUR Modulkosten). Zusätzlich wird noch ein Speichertank von ca. 300 bis 500 l (ca. 1.000 bis 1.500 EUR) benötigt. Diese Kosten entfallen allerdings, wenn der Boiler bereits mit dem Einbau für die Solarthermie vorbereitet wurde. Solarthermie-Anlagen haben eine lange Amortisationszeit von ca. 20 bis 25 Jahren, da hier ausschließlich die Einsparung

des Warmwassers als finanzielle Entlastung wirkt. PV-Module kosten inkl. Montage ca. 2.000 EUR/kW (installierte Nennleistung). Eine Anlage von 30 m² mit etwa 4 kW_p kostet somit 8.000 EUR und die Amortisationszeit liegt aufgrund eines höheren Einsparpotenzials durch hohe Stromkosten, sowie einer Vergütung bei ca. 17 Jahren. Da eine PV-Anlage im Allgemeinen keine beweglichen Teile besitzt, beschränken sich die Nebenkosten auf Reparatur und Wartung sowie Versicherungen.

Sehr hohe Investitionskosten sind für die Errichtung von geothermischen Anlagen aufzuwenden. Die Investitionskosten teilen sich hauptsächlich auf die Bohrungen und die Wärmepumpe auf. Die Bohrung kostet etwa 30 bis 70 EUR je Tiefenmeter, diese Kosten sind jedoch sehr von der Bohrtiefe und den vorhandenen Gesteinsarten abhängig. Tiefe Geothermie-Anlagen sind deshalb für Privathaushalte nicht relevant, sondern eher als Grundlastkraftwerke für Gemeinden. Diese können durch KWK zur Stromerzeugung genutzt werden und in ein örtliches Fernwärmenetz einspeisen. Oberflächennahe Geothermie-Anlagen stellen eine Alternative für Haushalte dar. Hier sind die Kosten der Bohrung erheblich geringer, jedoch entfallen zusätzlich Kosten auf die Wärmepumpe. Auf die Bohrung entfallen meist zwischen 7.000 und 17.000 EUR, die Wärmepumpe kostet zwischen 8.000 und 12.000 EUR. Beim Betrieb der Wärmepumpe entstehen jährlich Betriebskosten, ansonsten entstehen bei der Nutzung der Geothermie kaum Nebenkosten.

Biomasseanlagen haben je nach Verwendung relativ hohe Investitionskosten sowie einige laufende Nebenkosten. Eine Biogasanlage besteht aus einem Vergaser bzw. Faultrum mit Gasspeicher sowie aus einem BHKW oder aus einem Holzofen für Hackschnitzel bzw. Pellet. Weiterhin sind ausreichend Flächen zur Speicherung der Biomasse notwendig. Durchschnittliche Investitionskosten liegen bei 4.400 EUR je kW installierte Leistung. Hinzu kommen die laufenden Kosten z.B. für Rohstoffe, Personal, Versicherung und Wartung. Der größte Faktor der laufenden Kosten sind die Rohstoffe. Hier konkurriert eine Biomasseanlage mit dem internationalen Markt. Abb. 9 zeigt die Preisentwicklung ausgewählter Energieträger am Markt seit etwa 2004 sowie eine z.B. auf einen Prognosehorizont von 10 Jahren angelegte Prognose bis 2023. Zu erkennen ist ein grundsätzlicher Anstieg aller Preise.

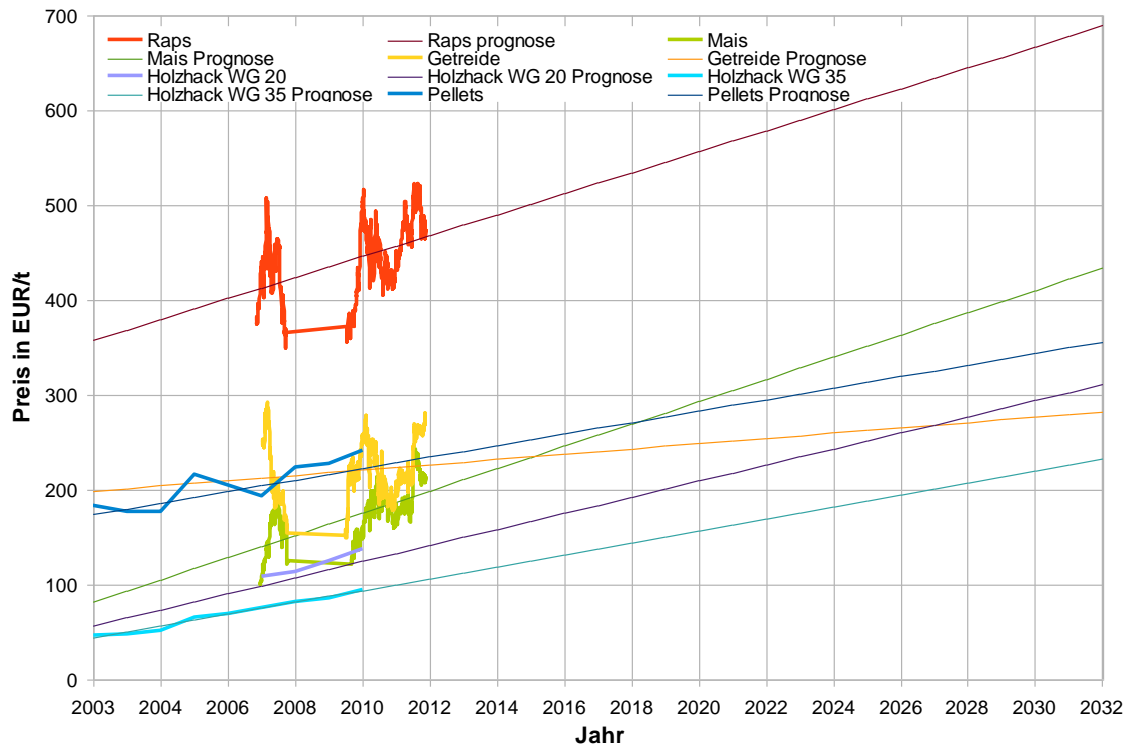


Abb. 9: Preisentwicklung ausgewählter Energieträger (Mengenpreise)

Die Durchschnittspreise im Jahr 2012 sind in Tab. 1 zusammengestellt. Die Preise für Mais, Raps und Getreide schwanken stark, da sie börsennotiert am Markt gehandelt werden. Die Preise für Holzackschnitzel und Holzpellets werden dagegen auf den regionalen Märkten gebildet und sind im Wesentlichen aus dem Erzeugungspreis sowie aus dem Abgleich von Angebot und Nachfrage bestimmt. Der Höchstpreis für Mais liegt etwa 50 EUR höher als der Durchschnittspreis, für Raps etwa 75 EUR und für Getreide 55 EUR. In den Jahren 2008 bis 2010 gab es einen erheblichen Preissturz bei Mais, Getreide und vor allem Raps. Dies hängt mit der weltweiten Wirtschaft- und Finanzkrise, einem extremen Preisabfall von Erdöl und einer unerwartet guten Ernte im Jahr 2008 zusammen. Solche Preisschwankungen zeigen deutlich den Zusammenhang mit sehr unterschiedlichen externen Faktoren auf, welche die Prognose erschweren bzw. ggf. unmöglich machen – z.B. ist die Entwicklung von Ölpreisen eingeständenermaßen kaum verlässlich prognostizierbar¹³. Da eine Biomasse-Anlage mit einer Lebensdauer von mindestens 20 Jahren allerdings über den gesamten Zeitraum mit Rohstoffen versorgt werden muss, sollten Betreiber von Biomassen-Anlagen mindestens den durchschnittlichen Preis überbieten können.

¹³ Vgl. dazu z.B. /2.22/. Schwierigkeiten ergeben sich schon deshalb, weil Ölpreise nicht nur von Angebot und Nachfrage, sondern auch von politischen Einflüssen abhängig sind.

Im Folgenden werden beispielhaft zwei (Modell)Biomasse-Anlagen mit unterschiedlichen (Wärme-) Nutzungskonzepten dargestellt, Tab. 2. Betrachtet wird die Wirtschaftlichkeit der Anlagen bei einem Preisanstieg von 2 Prozent pro Jahr.

Zu erkennen ist, dass außer bei Getreide bei Biomasse-Anlage 1 in jedem Fall der durchschnittliche Preis überboten werden kann. Biomasse-Anlage 2 kann sogar bei Raps, Mais, Holzhackschnitzel und -pellet den Höchstpreis überbieten.

Tab. 1: Preise für typische Einsatzstoffe von Biomasse-Anlagen 2012

Einsatzstoff	Durchschnittspreis in EUR	Höchstpreis in EUR	Anlage 1 in EUR	Anlage 2 in EUR
Mais	187	237	205	275
Raps	457	532	480	650
Getreide	223	278	180	250
Holzhackschnitzel WG35	100	100	190	220
Holzhackschnitzel WG20	133	133	230	290
Holzpellets	228	228	290	340

Tab. 2: Anlagenparameter von (Modell-)Biomasse-Anlagen

Anlage 1	Anlage 2
4 MW el. Leistung	150 kW el. Leistung
7.500 h KWK Laufzeit pro Jahr	7.000 h pro Jahr Stromerzeugung
	davon 3.000 h pro Jahr in KWK

Energieholz wird durch Anbau von schnellwachsenden Gehölzen gewonnen, z.B. Weiden oder Pappeln. Eine Anbaufläche mit Energiegehölzen hat eine Lebensdauer von etwa 20 Jahren. Dies ist von Vorteil, da sich dies etwa mit der Lebensdauer einer Biomasseanlage deckt. Eine Plantage kann nach einer ggf. mehrjährigen Aufwuchsphase periodisch, d.h. etwa alle 3 bis 5 Jahre geerntet werden, ohne dass neu ausgesät oder gepflanzt werden muss. Daher sind Plantagen ggf. zeitlich versetzt anzulegen, damit jedes Jahr Einsatzstoff in ausreichender Menge für die Versorgung der Biomasse-Anlage geerntet werden kann.

Für Landwirtschaftliche Betriebe mit Tierhaltung wird sich der Einsatz von Gülle und Festmist als Einsatzstoff ab einer bestimmten Anzahl von Tierplätzen im Allgemeinen lohnen. Die Biogaserträge sind zwar deutlich geringer als bei nachwachsenden Energieträgern, Tab. 3,

jedoch ist der Methangehalt größer und die Tierexkrememente fallen ohnehin an. Oftmals werden sie von den Betrieben als organischer Dünger vertrieben. Verwerten lassen sich die Exkrememente entweder in einer kleinen Biogas-Anlage direkt auf dem Hof oder bei einer größeren Biogas-Anlage in der näheren Umgebung. Hierzu kann unter Umständen eine Vorbehandlung notwendig werden, um z.B. Gülle einzudicken. In den Exkrementen enthaltene Nährstoff, z.B. Stickstoff, welche wertvoll für Düngemittel sind, bleiben nach der Vergasung erhalten, sodass vergäerte und anschließend gelagerte Exkrememente weiter als Dünger verwendet werden können.

Tab. 3: Biogasertrag für typische Einsatzstoffe von Biogas-Anlagen

Einsatzstoff	Biogasertrag in m ³ /t	Methangehalt in %
Mais GPS	202	52
Getreide	163	52
Hühnermist	80	60
Schweinemist	60	60
Rindermist	45	60
Schweinegülle	28	65
Rindergülle	25	60

2.3.2 Vergütung für eingespeiste Energie

Für nahezu alle Erneuerbaren Energien sind Fördermaßnahmen für die Marktentwicklung derzeit noch von großer Bedeutung. Neben der Einbettung in die EE-Förderung durch das EEG (Einspeisevergütung für Strom erzeugende EE) werden einzelne EE, z.B. die Biomassenutzung, auch speziell gefördert.

Die Vergütung der eingespeisten Energie aus EE wurde zuletzt in der Novelle 2012 des EEG geregelt. Die Stromvergütung ist in dieser Novelle einheitlich geregelt. Die Wärmevergütung ist nicht ausdrücklich in dem Gesetz geregelt und variiert örtlich. Die Vergütung für Strom aus PV-Anlagen ist in Tab. 4 dargestellt:

Tab. 4: EEG-Vergütung von Strom aus PV-Anlagen

Installierte Leistung	Vergütung in ct/kWh
10 kW	19,50
40 kW	18,50
1 MW	16,50
10 MW	13,50

Strom aus Geothermie-Anlagen wird mit 25 ct/kWh, zzgl. 5 ct/kWh Bonus bei Petrothermie, vergütet. Tab. 5 zeigt die Vergütung für Strom aus Biomasse. Biomasse der Einsatzstoffklasse EK o, z.B. Altbrot, Getreidereste etc. erhält eine Grundvergütung. Einsatzstoffe der EK I (NawaRo) und EK II (Landschaftspflegeabfälle etc.), Waldrestholz und Gülle/Mist erhalten zusätzlich einen Bonus. Ab Ende 2013 erhalten Anlagen über 750 kW keine Vergütung mehr. Neben der festen Vergütung kann der Strom auch am freien Markt vertrieben werden. Hier richten sich die Preise nach den aktuellen Strompreisen. Für diese Möglichkeit werden eine sog. Marktprämie sowie eine Flexibilitätsprämie gewährt. Jedoch schwanken die Strompreise am Markt, so dass der Gewinn gegenüber der Vergütung mitunter geringer ausfallen kann.

Tab. 5: Vergütung für typische Einsatzstoffe von Biomasse-Anlagen

Vergütung in ct je kWh	bis 150 kW	bis 500 kW	bis 750 kW	bis 5 MW	bis 20 MW
EK o Grundvergütung	14,3	12,3	11	11	6
EK I Bonus	6	6	5	4	0
EK II Bonus	8	8	8	8	0
Waldrestholz Bonus	6	6	5	3	0
Gülle Bonus	8	8	6	6	0

2.3.3 Platzbedarf einer EE-Anlage (ggf. auch Anbauflächen für Biomasse)

Der Platzbedarf der einzelnen EE-Sparten ist sehr unterschiedlich. PV-Dachanlagen benötigen eine Dachfläche von ca. 7,5 m²/kW_p. Auf einem EFH, dessen durchschnittliche nutzbare Dachfläche mit ca. 30 m² angenommen werden kann, können so ca. 4,2 kW_p installiert werden. Wohn- oder Gartenfläche geht durch die PV-Anlage kaum verloren (allerdings benötigen Wechselrichter und ggf. auch vorgesehene Speicher einen gewissen Raum).

Einen ähnlichen Platzbedarf hat Solarthermie. Hier wird zusätzlich jedoch ein Vorratstank benötigt, welcher aber ggf. mit dem ohnehin notwendigen Boiler kombiniert werden kann.

Die eigentliche Anlage für Geothermie befindet sich unter der Erde und hat so keinen Platzbedarf. Auch hier werden, wie bei der Solarthermie, ein Vorratstank (max. 0,5 m²) und zusätzlich eine Pumpe benötigt. Einen erheblich höheren Platzbedarf haben Biomasse-Anlagen. Zusätzlich zur Anlage kommen hier noch Flächen zur Lagerung der Biomasse, sowie Anbauflächen hinzu.

Weitere Faktoren

Über die vorstehend genannten „harten“ Faktoren hinaus bestimmen auch sog. weiche Faktoren den lokalen Ausbau der Erneuerbaren Energien. Solche, kaum zu quantifizierenden

Faktoren stehen z.B. im Zusammenhang mit der Akzeptanz von bestimmten EE oder einzelnen Technologien oder auch mit den Bildungsniveaus der beteiligten Akteure. Auch die Bereitschaft von Eigentümern und potenziellen Investoren, sich zusammenzuschließen, kann ggf. entscheidend sein, um z.B. größere bzw. effektivere Anlagen zu bauen.

2.4 Veränderlichkeit der Potenziale von Erneuerbaren Energiequellen

Die Potenziale der Erneuerbaren Energiequellen sind nicht unveränderlich, sondern können sich im Lauf der Zeit ändern bzw. können verändert werden. Zudem sind diese Zeitabhängigkeiten der Potenziale für die einzelnen Energiequellen ebenso verschieden wie auf den jeweiligen Potenzialebenen. Die Zeitabhängigkeiten resultieren dabei aus unterschiedlichen Einflüssen.

So wird der Windenergie das Potenzial durch die ausgewiesene Fläche von Windeignungsgebieten bestimmt¹⁴. Derzeit sind in M-V Eignungsgebiete mit einer Gesamtfläche von ca. 13.500 ha ausgewiesen. In der geplanten Ausweisung weiterer Eignungsgebiete wird die Gesamtfläche voraussichtlich deutlich anwachsen, auch wenn die als politische Zielstellung von der Landesregierung bzw. vom BWE angegebene Vergrößerung bzw. Verdoppelung ggf. nicht in allen Regionen des Landes zu erreichen ist¹⁵.

Auch sind das technische und damit letztendlich das wirtschaftliche¹⁶ sowie das erschließbare Potenzial einerseits von Veränderungen des theoretischen Potenzials und andererseits vom technischen Fortschritt abhängig. Dieser lässt tendenziell eine steigende Effizienz der gesamten Energieumwandlungskette und damit eine Verminderung von Verlusten erwarten. Daher sind Potenziale immer mit einem zeitlichen Bezug anzugeben. Die anschließend im Abschnitt 3 ausgewiesenen technischen und erschließbaren Potenziale beziehen sich auf den Zeitraum bis zum Jahr 2020. Sie berücksichtigen somit die – nach heutigem Erkenntnisstand –

¹⁴ Entsprechend den Regionalen Raumentwicklungsprogrammen der Planungsregionen des Landes ist die Errichtung von Windenergieanlagen, der Ersatz sowie die Erneuerung bestehender Anlagen ausschließlich innerhalb der ausgewiesenen Eignungsgebiete für Windenergieanlagen zulässig. Für die Ausweisung von Eignungsgebieten sind dort Ausschluss- und Abstandskriterien definiert.

¹⁵ Die Landesregierung M-V hat in dem Prozess der Teilfortschreibungen der Regionalen Raumentwicklungsprogramme (RREP) im Februar 2012 ihr Ziel erklärt (Vergrößerung der WEG-Gesamtfläche von 0,74 Prozent auf knapp 1,5 Prozent der Landesfläche). Der Bundesverband Windenergie (BWE) sprach dagegen sogar von einem 2 Prozent-Ziel (entsprechend dem gleichen Ziel des BWE für Deutschland insgesamt).

¹⁶ Mehr als die theoretischen und technischen Potenziale unterliegt das wirtschaftliche Potenzial einer Vielzahl von Einflüssen, die sich zudem permanent verändern. Sie könnten daher nur auf höheren Ebenen – oder standortkonkret – bestimmt werden. Zudem ist das wirtschaftliche bzw. das erwartbare Potenzial zumindest für das Basisjahr dieses Energiekonzepts bekannt: Es entspricht eben dem Anteil des Gesamtpotenzials, das sich aktuell bereits in Nutzung befindet.

bis 2020 zu erwartenden Entwicklungen wesentlicher technologischer und energiepolitischer Rahmenbedingungen.

Ein Beispiel für die Potenzialerweiterung durch technologischen Fortschritt sind die Retrofits bei bestehenden Windenergieanlagen (WEA). Mit ihnen können – etwa durch die Nachrüstung kleiner Strömungsleiteinrichtungen an den Rotorblättern – die Schallemissionen gesenkt und die erzielbaren Erträge verbessert werden. So z.B. bietet Siemens seit 2011 ein sog. *Power Curve Upgrade* sowohl für bestehende Anlagen als auch für Neuanlagen (mit älterer Blattgeometrie) an¹⁷.

Bei der Windenergie, bei der Biomasse und auch beim Biogas lassen sich zudem solche Potenzialgrenzen aufzeigen, die aus Sicht von Nutzungskonkurrenzen und der Umweltverträglichkeit eingehalten werden sollten bzw. fortwährender Gegenstand der öffentlich-medialen Diskussionen sind. Diese werden zwar nicht immer fachkundig geführt, sind aber gleichwohl meinungsbildend und damit politikrelevant und können – zumindest in größeren Zeiträumen betrachtet, auch die Agrarpolitik und die Flächennutzung beeinflussen. Da sich die Flächennutzungen und die Erträge in einer Region im Laufe der Zeit auch aus anderen Gründen verändern können, unterliegen auch die einzelnen Biomasse-Potenziale Veränderungen.

Zur Nutzung Erneuerbarer Energien ist eine ausreichend ausgebaute Infrastruktur erforderlich. Hierzu gehört insbesondere der bedarfsgerechte Ausbau des Netzes zur Einspeisung und zur Weiterleitung des elektrischen Stroms. Das Gasnetz gewinnt durch die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz für die erneuerbaren Energien zunehmend an Bedeutung. Dies betrifft auch die Speicherung von gasförmigen Energieträgern. Dezentrale Versorgungsstrukturen auf der Basis von Erneuerbaren Energien stellen eine Alternative zu den überregionalen Energieversorgern dar.

¹⁷ Verfügbar unter: [HTTP://WWW.ENERGY.SIEMENS.COM/US/POOL/HQ/POWER-GENERATION/RENEWABLES/WINDPOWER/ POWERUPGRADE.PDF](http://www.energy.siemens.com/us/pool/hq/power-generation/renewables/windpower/powerupgrade.pdf). (zuletzt aufgerufen am 18.12.2013).

3 EE-Potenziale des Landes M-V

3.1 Biomasse-Potenziale im Landesatlas Erneuerbare Energien M-V 2011

Im Folgenden sollen zunächst kurz am Beispiel der biomassebasierten Stromerzeugungstechnologien die EE-Potenziale beschrieben werden, die im Landesatlas Erneuerbare Energien 2011 /3.1/ ausführlicher dargestellt sind. Alle Potenziale sind jeweils auf der Gemeindeebene ermittelt worden. Dabei handelt es sich im Übrigen um statistisch ermittelte technische Potenziale (vgl. Anhang 1). Sie stellen im Durchschnitt über alle Gemeinden eine Näherung dar und können als Orientierungswerte verwendet werden. Sie werden allerdings im Einzelfall von den tatsächlich vorzufindenden Potenzialen abweichen.

Um die Potenzialanalyse auf Gemeindeebene durchführen zu können, wurde das Land Mecklenburg-Vorpommern in seiner Gemeindestruktur abgebildet. Die Potenzialanalyse erstreckte sich auf die in Abb. 10 genannten Biomassen.

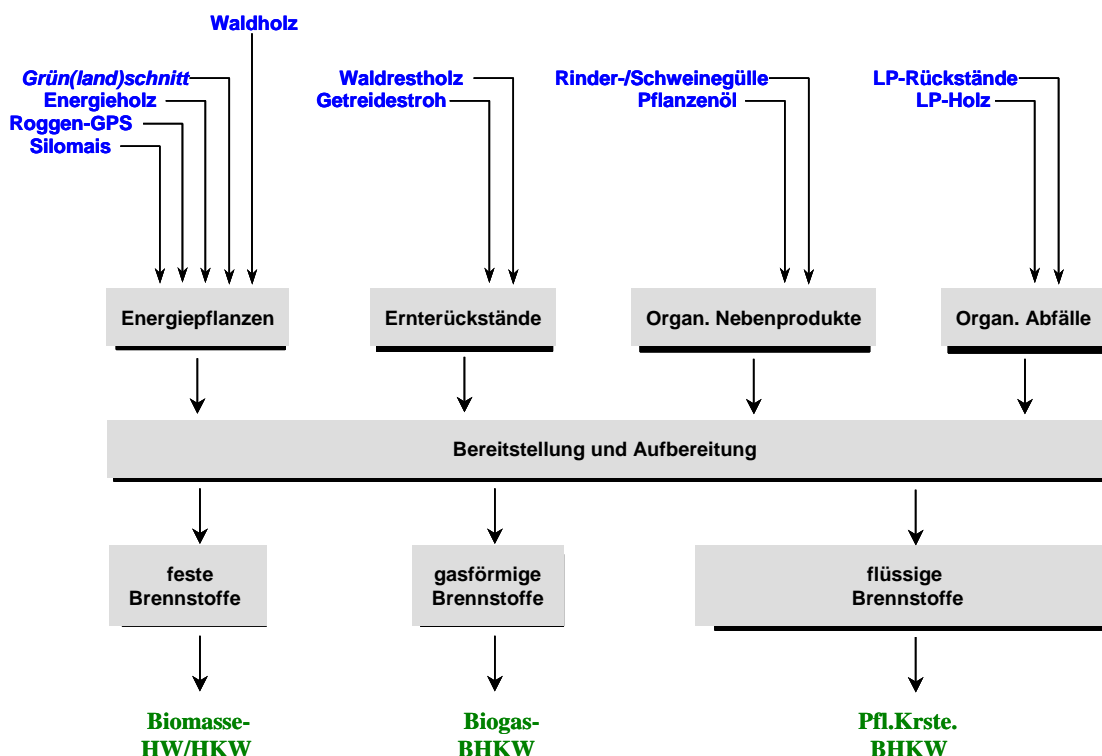


Abb. 10: Im Landesatlas M-V berücksichtigte Biomassearten und ihre Nutzung

In der Potenzialanalyse für den Landesatlas wurde davon ausgegangen, dass diese Biomassen technologiespezifisch zugeordnet werden können: Einige Biomassen eignen sich vorzugsweise bzw. ausschließlich für die Konversion in Biogasanlagen (tierische Exkremente wie Rinder- und Schweinegülle, Silomais, Grünmasse von Grünland, Grünschnitt aus der Garten- und Landschaftspflege, GPS-Roggen). Andere Biomassen werden in Biomasse-Heizkraftwerken bzw. -heizwerken eingesetzt (Holz, Restholz, Holzreste aus der Garten- und Landschaftspflege, Energieholz, Getreidereststroh). Flüssige Bioenergieträger werden in Blockheizkraftwerken eingesetzt (Pflanzenöle und daraus hergestellte Biodiesel). Alle betrachteten Biomassen sind somit für den Einsatz in Stromerzeugungs- bzw. KWK-Anlagen geeignet. Abb. 11 zeigt den Berechnungsgang, welcher der Abschätzung der Biomasse-Potenziale zugrundeliegt.

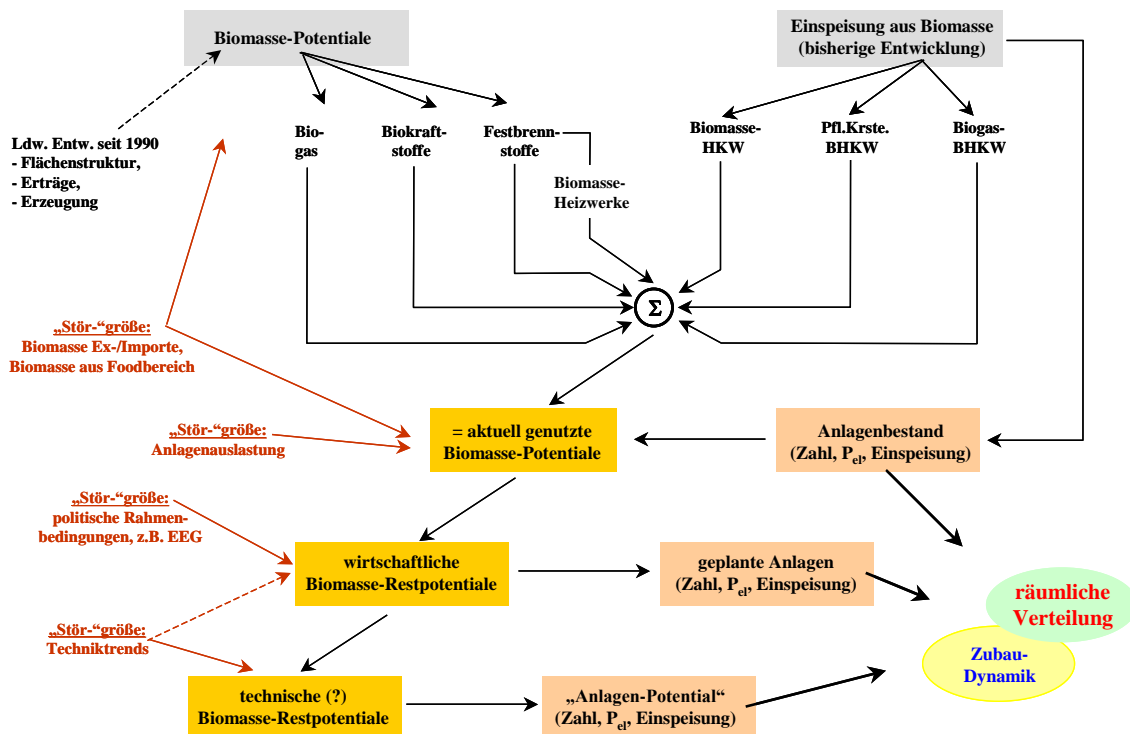


Abb. 11: Berechnung der EE-Potentiale am Beispiel der Biomasse

Zunächst wurde in der Potenzialanalyse auf der Gemeindeebene die erzeugbare Biomasse der einzelnen Arten abgeschätzt, die lokal für eine energetische Nutzung zur Verfügung stehen (theoretische Potenziale). Diese Biomassen werden unter Zugrundelegung von Parametern ihrer Erschließbarkeit in technische Potenziale umgerechnet und in Form von Energiemengen (in GJ/a) bzw. Strommengen (in MWh/a) ausgewiesen. Dazu wird für die Energieumwandlung einheitlich ein elektrischer Wirkungsgrad von 35 bis 40 Prozent zugrunde gelegt. Von den technischen Potenzialen wurden dann diejenigen Anteile abgesetzt, die sich in vorhandenen Anlagen sowie in geplanten Anlagen bereits in Nutzung oder in absehbarer Nutzung befinden.

Im Ergebnis kann sich für einzelne Gemeinden auch ein negatives (kleiner Null) Potential errechnen. Dies ist so zu interpretieren, dass die an einem Standort innerhalb einer Gemeinde

befindliche Bioenergie-Anlage ein größeres Potential verbraucht, als die betreffende Gemeinde selbst zur Verfügung stellen kann. Der Betrieb dieser Anlage setzt somit die Zusammenlegung der Potentiale mehrerer benachbarter Gemeinden voraus. Diesem in der Praxis typischen Fall wird im Weiteren dadurch Rechnung getragen, dass ein rechnerischer Potentialausgleich vorgenommen wird. Dazu werden die negativen Potentiale der betreffenden Gemeinden so lange mit den Potentialen der nächstliegenden Umlandgemeinden verrechnet, bis das Negativpotential der Kerngemeinde zu Null ausgeglichen ist.

Im letzten Schritt der Potentialanalyse werden die – nach Nutzung und geplanter Nutzung sowie nach Potentialausgleich noch verbleibenden – einspeisbaren Strommengen unter Verwendung typischer, empirisch ermittelter Vollaststundenzahlen in installierbare Anlagenleistungen umgerechnet. Diese Angaben können für einzelne Gemeinden vergleichsweise kleine oder untypische Werte annehmen. Diese sind wiederum so zu interpretieren, dass die Installation einer Bioenergie-Anlage mit einer üblichen (Mindest-)Größe erst durch die Zusammenlegung der Potentiale mehrerer Gemeinden möglich wird.

Für die durchgeführten Potenzialberechnungen war eine Vielzahl von Regional- und von Technologiedaten erforderlich. Neben allgemeinen Daten wie der Gebietsfläche und der Flächennutzung waren dies insbesondere Daten zur Landwirtschaft sowie anlagenbezogene Daten für bereits vorhandene EE-Anlagen, z.B. Standort, installierte Leistung, Energielieferung und Inbetriebnahmejahr (diese Daten werden benötigt, um von den vorhandenen Potenzialen die bereits in Nutzung befindlichen Anteile absetzen zu können).

Zur Beschaffung der benötigten Regionaldaten wurden die amtliche Statistik des Landes (insbesondere die Gemeindedatenbücher und die Statistischen Jahrbücher) sowie amtliche Datenbanken wie *Statistik lokal* [/3.2/](#) ausgewertet¹⁸. Außerdem wurden im Umweltbereich geführte Statistiken und Fachinformationssysteme wie BNTK [/3.3/](#) und LINFOS [/3.4/](#) genutzt.

Tab.6 gibt die technischen Potenziale als jährlich einspeisbare Strommengen nach Stromerzeugungstechnologien an. Dazu wurden die Ergebnisse für die (ehemaligen) Landkreise und für die kreisfreien Städte in Mecklenburg-Vorpommern zusammengefasst. Diese Angaben enthalten noch diejenigen Potenzialanteile, die bereits genutzt werden bzw. verplant sind. Im oberen Teil von Tab.6 sind die Einspeisepotenziale für Biogasanlagen angegeben. Insgesamt können aus den technischen Potenzialen ca. 1,242 TWh Strom jährlich aus Biogas-Anlagen eingespeist werden.

Die aus der Nutzung von biogenen Festbrennstoffen einspeisbaren Strommengen sind – wiederum zusammengefasst für die Landkreise und für die kreisfreien Städte in M-V – im unteren Teil von Tab.6 angegeben. Beim Energieholz ist zu berücksichtigen, dass die Angaben das technische Potenzial im Jahr 2020 beschreiben: Zwischenzeitlich steht dieses anteilig in dem Umfang zur Verfügung, wie die für den Aufbau von Energieholzpflanzungen angenommenen Flächen tatsächlich bebaut sind. Zudem benötigen diese Pflanzungen eine

¹⁸ Da alle Daten auf der Gemeindeebene benötigt wurden, stieß die Datenerhebung an Grenzen, die durch den Datenschutz gesetzt werden. Existiert z.B. in einer Gemeinde nur ein Landwirtschaftsbetrieb, sind die entsprechenden Daten in der amtlichen Statistik ausgepunktet. Solche Lücken wurden durch geeignete Abschätzungen geschlossen.

Vorlaufzeit von ca. 4 Jahren, d.h. sie können erstmalig nach dieser Aufwuchsphase beerntet werden. Insgesamt sind können aus der Stromerzeugung auf Basis der technischen Potenziale ca. 3,175 TWh Strom jährlich in Biomasse-Heizkraftwerken eingespeist werden.

Schließlich ist im unteren Teil der Tab. 6 auch das technische Potenzial flüssiger Biobrennstoffe (pflanzliche Öle) angegeben. Dieses beträgt 0,23 TWh, die jährlich aus der Stromerzeugung in BH KW eingespeist werden könnten.

Das technische Gesamtpotenzial der Einspeisung von Strom aus Bioenergieanlagen beläuft sich somit auf 4,65 TWh (zum Vergleich: der Stromverbrauch in M-V betrug z.B. im Jahr 2005 über alle Verbrauchersektoren 6,56 TWh).

Die berechneten Potenziale wurden einer Plausibilitätsprüfung unterzogen. Dazu wurde der Bezug zwischen den technischen Potenzialen und Potenzialangaben hergestellt, die durch Dritte ermittelt wurden. Dafür eignen sich insbesondere die Potenzialangaben für Biomassepotenziale, die in /3.5/ erarbeitet wurden.

Um die zukünftige Einspeiseentwicklung von Strom aus Biomasse einschätzen zu können, wurden im Weiteren die elektrischen Leistungen von Bioenergieanlagen bestimmt, die aufgrund der vorhandenen Potenziale noch entstehen können. Dazu sind von den in Tab. 6 ausgewiesenen technischen Potenzialen insgesamt zunächst diejenigen Anteile abzusetzen, die durch die bereits in Betrieb bzw. in Planung befindlichen Bioenergieanlagen verbraucht sind bzw. verbraucht werden. Tab. 7 zeigt die nach Abzug dieser beiden Potenzialanteile verbleibenden Restpotenziale – wiederum zusammengefasst auf der Kreisebene. Wie Tab. 7 zeigt, ergeben sich negative Potenziale beim Biogas neben der Stadt Schwerin insbesondere für die (alten) Landkreise Güstrow, Ludwigslust und Parchim. Evident ist auch, dass die vorhandenen und die geplanten Anlagen in der Summe ein größeres Potenzial verbrauchen, als in M-V erzeugt werden kann. Dieses Ergebnis verweist (nach

Tab. 6: Technische Einspeisepotenziale aus Biomasse in M-V insgesamt

Kreis/-freie Stadt	Biogas aus Rinder-gülle	Biogas aus Schweine-gülle	Biogas aus Silo-mais	Grünland-Grünschnitt	Grünschnitt aus der Garten- und Landschafts-pflege	Biogas aus GPS-Roggen	gesamt
	MWh/a						
Greifswald, krsfr. Stadt	214	1	270	171	40	0	697
Neubrandenburg, krsfr. Stadt	4	56	0	20	53	0	133
Rostock, krsfr. Stadt	136	3	0	255	130	20	544
Schwerin, krsfr. Stadt	39	4	0	36	68	6	152
Stralsund, krsfr. Stadt	207	0	1.097	139	39	0	1.482
Wismar, krsfr. Stadt	122	1	566	38	22	0	748
Landkreis Bad Doberan	18.168	4.601	53.534	7.740	75	1.063	85.181
Landkreis Demmin	23.466	5.362	84.372	11.004	81	2.128	126.413
Landkreis Güstrow	27.840	13.094	64.082	13.430	56	1.673	120.174
Landkreis Ludwigslust	38.401	8.774	62.299	15.984	124	10.815	136.397
Landkreis Mecklenburg-Strelitz	15.294	2.415	50.307	8.041	141	2.913	79.111
Landkreis Müritz	17.837	4.374	41.282	7.887	48	4.809	76.236
Landkreis Nordvorpommern	27.966	3.254	72.741	12.974	246	1.602	118.782
Landkreis Nordwestmecklenburg	22.300	12.367	90.846	7.063	142	1.634	134.352
Landkreis Ostvorpommern	21.235	2.307	57.819	13.204	108	4.600	99.273
Landkreis Parchim	29.150	7.238	68.764	12.349	96	11.857	129.454
Landkreis Rügen	8.911	760	33.796	5.070	31	464	49.032
Landkreis Uecker-Randow	29.983	1.288	35.766	11.140	17	5.774	83.967
Summe M-V	281.273	65.898	717.541	126.543	1.517	49.358	1.242.131

Kreis/-freie Stadt	Holz	Restholz	Holz aus der Garten- und Landschafts-pflege	nach 4 a	KWK-(HKW)-Strom aus Getreide-reststroh	Biomasse-festbrenn-stoffe gesamt	Pflanzenöl für BHKW
				Energie-holz			
MWh/a							
Greifswald, krsfr. Stadt	190	219	121	264	986	1.781	119
Neubrandenburg, krsfr. Stadt	335	388	139	48	250	1.161	0
Rostock, krsfr. Stadt	1.955	2.261	419	405	1.378	6.419	120
Schwerin, krsfr. Stadt	949	1.098	226	112	189	2.575	0
Stralsund, krsfr. Stadt	57	66	111	1.073	3.729	5.036	345
Wismar, krsfr. Stadt	26	30	93	554	2.610	3.314	80
Landkreis Bad Doberan	8.080	9.345	1.116	50.121	155.676	224.339	19.661
Landkreis Demmin	10.551	12.203	1.289	74.063	238.106	336.212	26.261
Landkreis Güstrow	13.827	15.993	1.521	66.167	213.916	311.424	22.615
Landkreis Ludwigslust	29.442	34.054	2.372	64.581	137.278	267.728	15.380
Landkreis Mecklenburg-Strelitz	25.045	28.969	1.361	52.671	159.219	267.265	15.848
Landkreis Müritz	17.584	20.338	1.095	44.733	109.736	193.486	14.869
Landkreis Nordvorpommern	16.333	18.891	1.523	69.523	230.628	336.898	28.504
Landkreis Nordwestmecklenburg	10.604	12.265	1.612	80.186	266.975	371.641	29.867
Landkreis Ostvorpommern	12.962	14.992	1.411	56.115	167.889	253.369	17.761
Landkreis Parchim	21.626	25.014	1.712	66.909	149.149	264.409	18.483
Landkreis Rügen	6.002	6.942	703	32.568	111.872	158.087	11.626
Landkreis Uecker-Randow	20.385	23.579	1.058	36.061	88.970	170.053	10.724
Summe M-V	195.953	226.649	17.880	696.156	2.038.559	3.175.197	232.262

Tab. 7: Technische Einspeisepotenziale nach Abzug genutzter und verplanter Potenziale

Kreis/-freie Stadt	technisches Einspeise- potential Biogas- anlagen	nach Abzug bestehender Anlagen	nach Abzug geplanter Anlagen
	MWh/a		
Greifswald, krsfr. Stadt	697	697	697
Neubrandenburg, krsfr. Stadt	133	133	133
Rostock, krsfr. Stadt	544	544	544
Schwerin, krsfr. Stadt	152	-13.848	-19.108
Stralsund, krsfr. Stadt	1.482	1.482	1.482
Wismar, krsfr. Stadt	748	748	748
Landkreis Bad Doberan	85.181	67.796	60.296
Landkreis Demmin	126.413	71.953	-21.927
Landkreis Güstrow	120.174	50.294	-201.546
Landkreis Ludwigslust	136.397	47.637	-98.853
Landkreis Mecklenburg-Strelitz	79.111	23.201	-444
Landkreis Müritz	76.236	67.486	54.366
Landkreis Nordvorpommern	118.782	79.657	56.057
Landkreis Nordwestmecklenburg	134.352	115.254	75.614
Landkreis Ostvorpommern	99.273	62.058	52.073
Landkreis Parchim	129.454	60.504	-67.941
Landkreis Rügen	49.032	32.652	29.527
Landkreis Uecker-Randow	83.967	26.497	6.547
Summe M-V	1.242.131	694.749	-71.731

Kreis/-freie Stadt	technisches Einspeise- potential Biomasse-HKW	nach Abzug bestehender Anlagen	nach Abzug geplanter Anlagen
	MWh/a		
Greifswald, krsfr. Stadt	1.781	1.781	1.781
Neubrandenburg, krsfr. Stadt	1.161	1.161	1.161
Rostock, krsfr. Stadt	6.419	6.419	6.419
Schwerin, krsfr. Stadt	2.575	2.575	2.575
Stralsund, krsfr. Stadt	5.036	5.036	5.036
Wismar, krsfr. Stadt	3.314	-519.669	-519.669
Landkreis Bad Doberan	224.339	216.606	216.606
Landkreis Demmin	336.212	229.212	229.212
Landkreis Güstrow	311.424	311.424	311.424
Landkreis Ludwigslust	267.728	235.728	235.728
Landkreis Mecklenburg-Strelitz	267.265	191.467	191.467
Landkreis Müritz	193.486	152.619	152.619
Landkreis Nordvorpommern	336.898	330.232	330.232
Landkreis Nordwestmecklenburg	371.641	366.824	366.824
Landkreis Ostvorpommern	253.369	251.386	251.386
Landkreis Parchim	264.409	264.409	264.409
Landkreis Rügen	158.087	158.087	158.087
Landkreis Uecker-Randow	170.053	168.753	168.753
Summe M-V	3.175.197	2.374.049	2.374.049

Tab. 7: Technische Einspeisepotenziale nach Abzug genutzter und verplanter Potenziale (Fortsetzung)

Kreis/-freie Stadt	technisches Einspeise- potential Pflanzenöl- BHKW	nach Abzug bestehender Anlagen	nach Abzug geplanter Anlagen
	MWh/a		
Greifswald, krsfr. Stadt	119	119	119
Neubrandenburg, krsfr. Stadt	0	0	0
Rostock, krsfr. Stadt	120	120	120
Schwerin, krsfr. Stadt	0	0	0
Stralsund, krsfr. Stadt	345	345	345
Wismar, krsfr. Stadt	80	80	80
Landkreis Bad Doberan	19.661	17.911	17.911
Landkreis Demmin	26.261	22.761	22.761
Landkreis Güstrow	22.615	22.615	22.615
Landkreis Ludwigslust	15.380	15.380	15.380
Landkreis Mecklenburg-Strelitz	15.848	15.768	15.768
Landkreis Müritz	14.869	14.869	14.869
Landkreis Nordvorpommern	28.504	28.504	28.504
Landkreis Nordwestmecklenburg	29.867	29.867	29.867
Landkreis Ostvorpommern	17.761	16.561	16.561
Landkreis Parchim	18.483	18.483	18.483
Landkreis Rügen	11.626	11.626	11.626
Landkreis Uecker-Randow	10.724	10.724	10.724
Summe M-V	232.262	225.732	225.732

Verifikation der Potenziale) darauf, dass die fehlenden Biomassen entweder über die Landesgrenzen importiert oder auf Ackerflächen produziert werden, die bislang nicht zur Erzeugung von Biomasse für energetische Zwecke genutzt wurden.

Im Anschluss an die Berechnung der Restpotenziale sind nun die für eine Reihe von Gemeinden berechneten Potenzialdefizite mit den Potenzialen der umliegenden Gemeinden auszugleichen. Im Ergebnis liegt dann für jede Gemeinde die dort (noch) in Bioenergieanlagen installierbare elektrische Leistung vor. Abb.12 verdeutlicht die Vorgehensweise des Potenzialausgleichs mit den umliegenden Gemeinden am Beispiel der ersten Rechenschritte für den Standort Güstrow. Um den Import von Biomasse und die Erzeugung auf Nahrungsmittelflächen (außerhalb der Potenzialdefinition) zu berücksichtigen, wurden von dem biogasseitigen Potenzialausgleich alle Potenziale ausgeschlossen, die kleiner als - 9.000 MWh/a sind (d.h. Anlagen, die – bei Annahme einer Vollaststundenzahl von 5.500 h/a – eine installierte Leistung von mindestens 1,5 MW aufweisen). Die Ergebnisse des durchgeführten Potenzialausgleichs sind in Tab. 8 für die (Alt-)Kreisebene zusammengestellt.

Ein Vergleich von Tab. 7 und Tab. 8 zeigt für die Biomasse-HKW eine Differenz: In Tab. 8 wurde für den Standort Wismar berücksichtigt, dass die dortigen Biomasseanlagen

Produktionsrückstände aus der Holzverarbeitung nutzen. Deshalb sind die in Tab. 8 ausgewiesenen Potenziale (nach Nutzung bzw. nach Planung) größer als in Tab. 7.

Nachdem für alle Gemeinden die (Rest-)Potenziale als einspeisbare Strommengen bestimmt wurden, konnten unter Verwendung geeigneter VOLLASTSTUNDENZAHLEN die Anlagenleistungen zurückgerechnet werden, mit welchen diese Strommengen erzeugt werden können (zur Ausschöpfung der Restpotenziale).

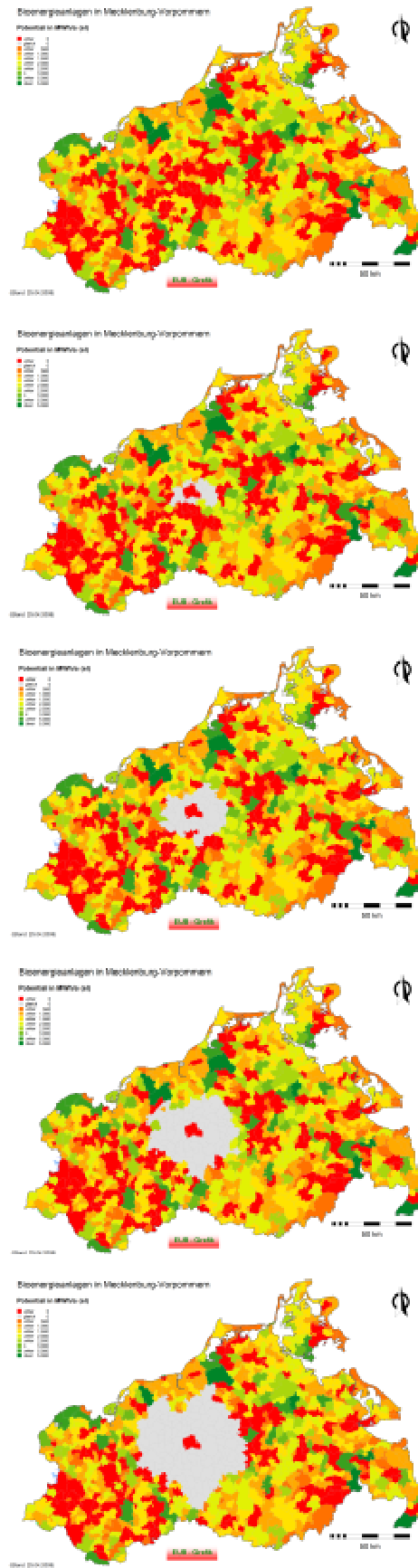


Abb. 12: Iteration des Potenzialausgleichs am Beispiel des Biogasparcs Güstrow (Schritte 1 – 5)

Tab. 8: Technische Einspeisepotenziale nach Ausgleich kleinerer negativer Potenziale

Kreis/-freie Stadt	technisches Einspeise- potential Biogas- anlagen	nach Ausgleich bestehender Anlagen	nach Ausgleich geplanter Anlagen
	MWh/a		
Greifswald, krsfr. Stadt	697	697	697
Neubrandenburg, krsfr. Stadt	133	133	133
Rostock, krsfr. Stadt	544	544	544
Schwerin, krsfr. Stadt	152	-13.848	-19.108
Stralsund, krsfr. Stadt	1.482	1.482	1.482
Wismar, krsfr. Stadt	748	748	748
Landkreis Bad Doberan	85.181	66.184	58.028
Landkreis Demmin	126.413	71.954	-21.926
Landkreis Güstrow	120.174	52.927	-191.175
Landkreis Ludwigslust	136.397	46.709	-98.127
Landkreis Mecklenburg-Strelitz	79.111	28.226	4.992
Landkreis Müritz	76.236	66.465	51.399
Landkreis Nordvorpommern	118.782	79.657	56.057
Landkreis Nordwestmecklenburg	134.352	115.254	73.264
Landkreis Ostvorpommern	99.273	60.643	50.658
Landkreis Parchim	129.454	61.432	-71.451
Landkreis Rügen	49.032	32.652	29.527
Landkreis Uecker-Randow	83.967	22.887	2.526
Summe M-V	1.242.131	694.749	-71.729

Kreis/-freie Stadt	technisches Einspeise- potential Biomasse-HKW	nach Ausgleich bestehender Anlagen	nach Ausgleich geplanter Anlagen
	MWh/a		
Greifswald, krsfr. Stadt	1.781	1.781	1.781
Neubrandenburg, krsfr. Stadt	1.161	1.161	1.161
Rostock, krsfr. Stadt	6.419	6.419	6.419
Schwerin, krsfr. Stadt	2.575	2.575	2.575
Stralsund, krsfr. Stadt	5.036	5.036	5.036
Wismar, krsfr. Stadt	3.314	3.314	3.314
Landkreis Bad Doberan	224.339	220.693	220.693
Landkreis Demmin	336.212	242.069	242.069
Landkreis Güstrow	311.424	298.568	298.568
Landkreis Ludwigslust	267.728	235.728	235.728
Landkreis Mecklenburg-Strelitz	267.265	191.467	191.467
Landkreis Müritz	193.486	159.595	159.595
Landkreis Nordvorpommern	336.898	326.145	326.145
Landkreis Nordwestmecklenburg	371.641	366.824	366.824
Landkreis Ostvorpommern	253.369	251.386	251.386
Landkreis Parchim	264.409	257.433	257.433
Landkreis Rügen	158.087	158.087	158.087
Landkreis Uecker-Randow	170.053	168.753	168.753
Summe M-V	3.175.197	2.897.032	2.897.032

Tab. 8: Technische Einspeisepotenziale nach Abzug genutzter und verplanter Potenziale (Fortsetzung)

Kreis/-freie Stadt	technisches Einspeise- potential Pflanzenöl- BHKW	nach Ausgleich bestehender Anlagen	nach Ausgleich geplanter Anlagen
	MWh/a		
Greifswald, krsfr. Stadt	119	119	119
Neubrandenburg, krsfr. Stadt	0	0	0
Rostock, krsfr. Stadt	120	120	120
Schwerin, krsfr. Stadt	0	0	0
Stralsund, krsfr. Stadt	345	345	345
Wismar, krsfr. Stadt	80	80	80
Landkreis Bad Doberan	19.661	17.911	17.911
Landkreis Demmin	26.261	22.761	22.761
Landkreis Güstrow	22.615	22.615	22.615
Landkreis Ludwigslust	15.380	15.380	15.380
Landkreis Mecklenburg-Strelitz	15.848	15.768	15.768
Landkreis Müritz	14.869	14.869	14.869
Landkreis Nordvorpommern	28.504	28.504	28.504
Landkreis Nordwestmecklenburg	29.867	29.867	29.867
Landkreis Ostvorpommern	17.761	16.561	16.561
Landkreis Parchim	18.483	18.483	18.483
Landkreis Rügen	11.626	11.626	11.626
Landkreis Uecker-Randow	10.724	10.724	10.724
Summe M-V	232.262	225.732	225.732

3.2 Weitere EE-Potenziale im Landesatlas Erneuerbare Energien M-V 2011

Über die Bioenergie-Potenziale hinaus sind im Landesatlas die Potenziale aller Erneuerbaren Energiequellen dargestellt, die derzeit in M-V genutzt werden. Tab. 9 gibt einen Überblick über diese technischen Potenziale.

Zu berücksichtigen ist, dass ein Teil der angegebenen Potenziale durch Faktoren verändert werden, die in Abschnitt 2.4 angesprochen wurden. Das Potenzial für die offshore-Windenergie bezieht sich auf die seinerzeit bekannten, in der Planung, Genehmigung oder Realisierung befindlichen Projekte.

Das Potenzial für die onshore-Windenergie entspricht dem zum damaligen Zeitpunkt bekannten Stand der Ausweisung von WEG. Diese Potenziale sind flächenseitig anzupassen, sobald der Umfang der Neuausweisungen von WEG in den Teilfortschreibungen der RREP der Planungsregionen feststeht. Die Aktualisierung des Potenzials der onshore-Windenergie muss

darüber hinaus den zwischenzeitlich erreichten bzw. absehbaren technologischen Stand der WEA-Entwicklung berücksichtigen (vgl. Abschnitt 2.1.1).

Die angegebenen solarenergetischen Potenziale basieren wesentlich auf den Dachflächen, die dem damaligen Datenstand entsprachen. Diese Dachflächen sind durch den Neubau von Wohn- und Nichtwohngebäuden, welcher den Abriss von Gebäuden in M-V deutlich überwiegt, inzwischen erweitert. Dies gilt sinngemäß auch für die geothermischen Potenziale, insbesondere für die oberflächennahe Geothermie (wegen der Orientierung des möglichen Nutzungsumfangs von Erdreich-Wärmepumpen am Gebäudebestand).

Tab. 9: Technische Potenziale der Erneuerbaren Energien in M-V /3.1/,S.4

Technische Potenziale der Primärenergieträger	
Windenergie onshore	30.100 TJ
Windenergie offshore	49.000 TJ
Photovoltaik	9.400 TJ
Wasserkraft	50 TJ
Biogas	16.600 TJ
Biomasse	37.700 TJ
davon Wald- und Waldrestholz	3.900 TJ
davon Energieholz	7.400 TJ
davon Gala-Holz	200 TJ
davon Getreidestroh	8.100 TJ
davon Pflanzenöl	7.700 TJ
davon Industrierest- und Altholz	10.400 TJ
Tiefengeothermie	5.400 TJ
Solarthermie	20.200 TJ
Oberflächennahe Geothermie	21.600 TJ
Deponie- und Klärgas	1.500 TJ
Abfall	5.500 TJ

Zu den Bioenergiepotenzialen, die auf Acker- und Grünland erzeugt werden, ist festzuhalten, dass diesen bioenergetisch nutzbare Flächenanteile zugrunde liegen, die einer Neubewertung bedürfen (das Problem einer realistischen Einschätzung dieser Anteile war schon in /3.1./ bei der Überblicksdarstellung des Standes und der Perspektiven der Erneuerbaren Energien in M-V angesprochen worden). So wurden z.B. bei der Erzeugung von Silomais als Einsatzstoff in Biogasanlagen Flächenanteile von 2,5 Prozent, 4,0 Prozent und 5,5 Prozent der Ackerfläche des Landes angenommen. Zum einen verändert sich die insgesamt verfügbare Ackerfläche durch agrarstrukturelle Einflüsse und zum anderen sind die genannten Anteile mindestens in

Teilen des Landes inzwischen temporär oder dauerhaft deutlich überschritten¹⁹ (Ähnliches gilt auch für die Erzeugung von Raps, wo für M-V eine Begrenzung der Anbaufläche auf max. 230.000 ha aus phytosanitären Gründen als notwendig eingeschätzt wird, vgl. /3.5/, S.13 und S.16). Für die Entwicklung der Biomassepotenziale, d.h. für die Entwicklung des Anbaus von Energiepflanzen wurde in /3.5/, S.21 eingeschätzt, dass diese – ausgehend von einem Umfang von 175.000 ha (2005) – bis 2020 auf 345.000 ha anwachsen werden. Diese Fläche entsprach einem Anteil von einem Drittel der gesamten Ackerfläche in M-V.

Nach Einschätzung der (Bio)EnergieDörfer Genossenschaft (BEDEG) mit Sitz in Bollewick können bis zu 30 Prozent der landwirtschaftlichen Nutzfläche in M-V ohne Beeinträchtigung der Lebensmittelversorgung für die Produktion von Bioenergie genutzt werden²⁰.

Bei der Fortschreibung diese Potenziale müssen bei den Strom erzeugenden erneuerbaren Energiequellen ggf. auch Bezüge zur Netzstudie M-V 2012 /3.8/ hergestellt werden: Dort sind begründete Annahmen über die Entwicklung der Anlagenleistungen und der Einspeisemengen in die bis 2025 reichenden Szenarien eingeflossen.

Neben dem Landesatlas liegen inzwischen weitere EE-Potenzialanalysen für die Planungsregionen in M-V vor. In ihnen konnten die Potenziale ggf. deutlich genauer erfasst und beschrieben werden. Beispielhaft wird im Folgenden die Potenzialanalyse für die PR Westmecklenburg vorgestellt.

3.2 Potenziale im Klimaschutzkonzept Westmecklenburg 2012

Die Planungsregion Westmecklenburg²¹ hat ein integriertes Klimaschutzkonzept erarbeitet, welches ein Teilkonzept „Potenzialanalyse der verfügbaren Erneuerbaren Energien“ einschließt. Die regional nutzbaren EE waren insbesondere mit Blick auf die Erfüllung von Klimagas-Reduktionszielen umfassend zu ermitteln. Dabei wurde durchweg ein moderater (konservativer) Ansatz gewählt. Die Ermittlung der Potenziale erfolgte mittels Verfahren aus Geoinformationssystemen (GIS) und flächenbasiert auf Ebene der Gemeinden. Die EE-

¹⁹ Lt. einer in /3.5/, S.7 angesprochenen Studie der Landesforschungsanstalt für Landwirtschaft und Fischerei zur Thematik hat der Maisanbau insgesamt in M-V einen Stand von 83,5 Tausend ha und 7,7 Prozent in der Fruchtfolge erreicht. Dieser Umfang wurde als nicht kritisch eingeschätzt.

²⁰ Quelle: [HTTP://WWW.BEDEG.DE/BIO-ENERGIEDOERFER/BIO-ENERGIEDOERFER.HTML](http://www.bedeg.de/bio-energiesdoerfer/bio-energiesdoerfer.html) (letzter Zugriff am 22.04.2013). Diese – inzwischen regional empirisch als bereits erreicht einzuschätzende – Angabe ist insofern bemerkenswert, als die Potenzialermittlungen z.B. im Landesatlas Erneuerbare Energien M-V 2011 /14/ und in anderen etwa zeitgleich entstandenen Potenzialanalysen mit 3 – 5 Prozent noch deutlich zurückhaltender eingeschätzt wurde.

²¹ Die Planungsregion Westmecklenburg umfasst sich 2 Landkreise (Ludwigslust-Parchim und Nordwestmecklenburg mit insgesamt 247 Gemeinden) sowie die Landeshauptstadt Schwerin. In einer Fläche von 6.999 km² leben 474.000 Einwohner (Stand 2010).

Potenziale liegen somit für jede Gemeinde der Planungsregion und für Westmecklenburg insgesamt vor²² /3.6/.

Die geografischen und topografischen Voraussetzungen in der Planungsregion sind für den verstärkten Ausbau der Nutzung von EE geeignet. Dazu zählen insbesondere auch die geologischen Gegebenheiten für die Untergrundspeicherung von Erdgas/Methan und Wärme sowie die Nutzung der in Westmecklenburg flächendeckend verfügbaren Thermalwasservorkommen in 2.000 bis 3.000 m Tiefe mit hinreichenden Temperaturen für eine wirtschaftlich vertretbare Wärmeversorgung.

Die Ermittlung der Potenziale der untersuchten EE erfolgte zunächst auf der sog. Feldebene (z.B. Biomasseaufkommen/Hektar, Globalstrahlung/Quadratmeter, Windgeschwindigkeit in 100 m Höhe). Die Berücksichtigung technischer Einflussfaktoren für die Ermittlung der Potenziale erfolgte auf der Anlagenebene durch Annahme bestimmter Anlagenparameter (z.B. Wirkungsgrad PV-Modul). Die weiteren Berechnungen führten zu Energiefaktoren, die den zuvor ermittelten Potenzialflächen (z.B. Biomasse - Ackerland, Biomasse - Grünland) zugeordnet wurden. Folgende EE wurden auf der Ebene der technischen Potenziale analysiert und anschließend in Nutzungspotenziale überführt:

- Solarenergie (Photovoltaik – Dachanlagen und Freilandanlagen; Solarthermie – Dachanlagen),
- Wasserkraft (Flusswasserkraftanlagen),
- Geothermie (Tiefe Geothermie, Oberflächennahe Geothermie),
- Windenergie (Windkraftanlagen (WKA) an Land bzw. onshore),
- Biomasse (zur Strom- und Wärmezeugung: auf Ackerland erzeugbare Biomasse, Grünland, Grünabfälle / Biotonne; zur Wärmezeugung: Waldrestholz, Landschaftspflegeholz).

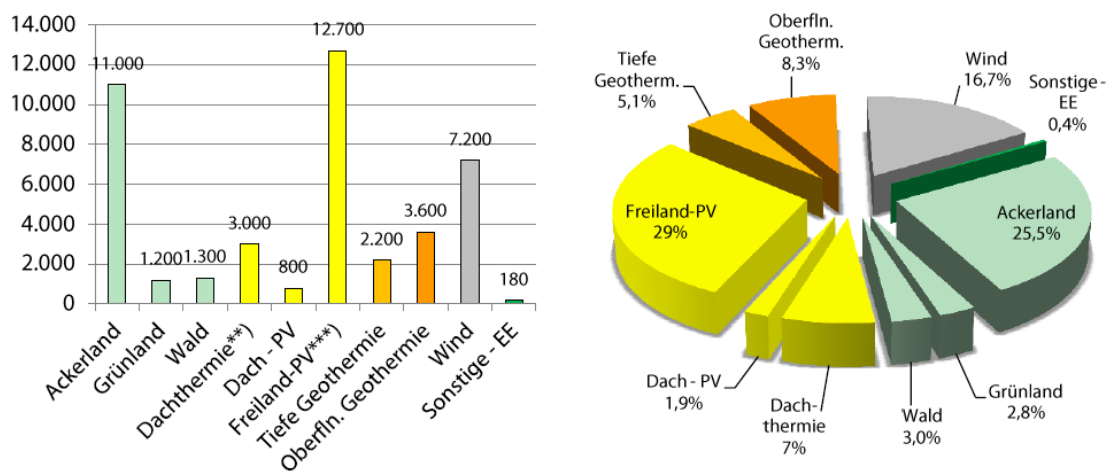
Eine wichtige Grundlage für die Ermittlung der Potenzialflächen waren Geodaten. Von den zunächst nach Nutzungsarten ermittelten Flächen (z.B. Wald) waren die jeweils spezifischen Restriktionsflächen (z.B. Naturwald) abzuziehen. Eine Verknüpfung der so ermittelten Potenzialflächen mit Nutzungsfaktoren und den zuvor ermittelten flächenbezogenen Energiefaktoren ergaben den tatsächlichen bzw. erwartbaren Nutzungsbeitrag einer Energieform.

Die abgeschätzten technischen Potenziale zeigt Abb. 13. Die solaren Dachflächenpotenziale etwa basieren auf einer solar geeigneten Dachfläche von 750 ha, auf der ein technisches Solarthermie-Potenzial von knapp 3.000 GWh realisiert werden kann (für die Planungsregion wurde ein einheitlicher Wert für die Globalstrahlung von 988 kWh/m²a angenommen, für die letztlich gewinnbare solarthermische Nutzwärme ein solcher von 395 kWh/m²a). Bei einem Nutzungsfaktor von 20 Prozent ergibt sich daraus ein nutzbares Potenzial in Höhe von 600 GWh.

²² Aus den erhobenen Daten zur EE-Energieerzeugung und zum Energieverbrauch wurde auf der Basis des Jahres 2010 ein EE-Anlagenkataster sowie unter Hinzuziehung von Regionaldaten der Gemeinden ein entsprechend strukturiertes Gemeindestamtblatt für jede Gemeinde erstellt.

Bei der Photovoltaik (PV) wurden die beiden Erzeugungspfade Dach- und Freilandanlagen betrachtet. Für den Modulwirkungsgrad wird konservativ ein Mittelwert von 15 Prozent angenommen. Neben den Neigungsverlusten sind weitere Einflussfaktoren auf den Stromertrag einer PV-Anlage in ihrem *performance ratio* (PR) zusammengefasst. Für sämtliche Gemeinden der Planungsregion wird es mit 75 Prozent angenommen. Mit der angenommenen Globalstrahlung von 988 kWh/m²a lässt sich somit ein jährlicher Stromertrag von 110 kWh/m² Modulfläche erzielen. Das technische PV-Potenzial beläuft sich auf ca. 825 GWh. Bei einem Nutzungsfaktor von 80 Prozent ergibt sich daraus ein nutzbares Potenzial in Höhe von 660 GWh.

Das Potenzial von Freilandanlagen wird in den Randstreifen der Autobahnen und Bahnstrecken (nach EEG privilegierte Flächen) mit einer Tiefe von maximal 110 m beidseitig der Fahrbahn bzw. der Bahnlinie berücksichtigt. Die Identifizierung der Flächen erfolgte auf Basis amtlicher Geodaten. Wegen der diffusen Datenlage hinsichtlich der Konversionsflächen sind diese Flächen nur dann in die Berechnungen eingeflossen, wenn bestimmte Flächen im Einzelfall (z.B. Aufgabe der militärischen Nutzung des Truppenübungsplatzes in den Gemeinden um Lübtheen) oder im Rahmen der Akteursbeteiligung identifiziert werden konnten. Weiterhin sind Vorbehaltsflächen zur „Rohstoffsicherung“ zur Hälfte als Potenzialflächen für Photovoltaik-Freilandanlagen in die Flächenermittlung einbezogen worden²³. Das technische Potenzial beläuft sich somit auf ca. 12.700 GWh. Bei einem Belegungsfaktor von 30 Prozent ergibt sich daraus ein nutzbares Potenzial in Höhe von 3.815 GWh.



*) Biomasse Acker: Silomais; Biomasse Grünland: Grassilage; sonstige - EE (Landschaftspflege, Grünabfälle, Bioabfälle): 180 GWh bzw. 0,4 %
 **) Mittelwert - Flachkollektor - Paradigma, www.paradigma.de/lexikon/wirkungsgrad-der-solarthermie
 ***) Darin enthalten 50 % der Vorbehaltsgebiete "Rohstoffsicherung"

Abb. 13: Technische EE-Potenziale in der PR Westmecklenburg /3.6/

²³ Bei diesen Flächen ist von einem raumplanerisch sehr langfristigen Vorbehalt und einer entsprechenden Flächensicherung auszugehen, so dass eine mit vergleichsweise geringem Aufwand rückbaubare Zwischennutzung als Photovoltaik-Fläche vertretbar erscheint (mit der gewählten Quotierung von 50 Prozent der raumplanerischen angestrebten Rohstoffsicherung).

Auf der regionalen Ebene betrachtet beansprucht oder belegt die EE-Bereitstellung grundsätzlich eine gewisse von Flächen im Naturraum oder in Siedlungsräumen. Diese Flächenbeanspruchung kann sich auf eine Sekundärnutzung besiedelter Flächen (z.B. Dachanlagen für solare Energienutzung), auf die Betriebsstätte in besiedelten Räumen (z.B. Heizwerk der tiefeingeothermischen Wärmeversorgung), auf betriebliche Anlagen in nicht besiedelten Räumen (z.B. Wasserkraftwerk, Windkraftanlage mit Nebenanlagen, betriebliche Anlagen einer Biogasanlage im Außenbereich) und auf die dauerhafte bzw. sehr langfristige Beanspruchung von Flächen mit Raumbedeutsamkeit erstrecken (z.B. Photovoltaik-Freilandanlagen). Die Geothermie beansprucht dagegen keine unmittelbar raumbedeutsamen Flächen. Bei der geothermischen Wärmenutzung dürfte sich die Flächenbeanspruchung in aller Regel auf den Standort der Betriebsstätte innerhalb bestehender Flächennutzung (z.B. Siedlungsflächen) reduzieren. Andererseits kann die geothermische Wärmenutzung andere Nutzungen des Untergrunds ausschließen. Bei Nutzung der Tiefengeothermie kommt z.B. ein Nutzungskonflikt mit CCS in Betracht. Bei der oberflächennahen Geothermie sind hingegen Restriktionen (z.B. Trinkwasserschutz) zu beachten. Eine Raumbedeutsamkeit ist bei der geothermischen Wärmenutzung jedoch in der Regel nicht anzunehmen. Indessen ist von einer Raumbedeutsamkeit bei der Windenergienutzung grundsätzlich auszugehen. Dennoch macht es keinen Sinn, die Flächenbeanspruchung der Windenergienutzung lediglich auf die technisch erforderliche Fläche für den Standort der Windkraftanlage selbst und die spezifische Erschließungsfläche zu reduzieren.

Die technischen Potenziale wurden daher auf die ihnen jeweils zuzuordnenden Potenzialflächen bezogen. Dadurch kann eine Flächeneffizienz ausgewiesen werden, die sich als Nettoenergieertrag aus der Nutzung der beanspruchten Erzeugungsfläche hinsichtlich der nutzbaren Energien Strom und Wärme errechnet, Tab. 10. Bei der Acker- und bei der Grünlandfläche der Region wird jeweils ein Anteil von 15 Prozent als nutzbar angesetzt (Erschließungsfaktor).

Tab. 10: EE-Flächeneffizienz in der PR Westmecklenburg /3.6/

Erneuerbare Energien Produktionsflächen	Gesamt ha	Eignungsfläche ha	Potenzialfläche ha	Nutzenergie / ha / a	
				Strom kWh	Wärme kWh
Ackerland	343.000	270.000	40.000	12.000	5.000
Grünland	84.000	50.000	8.000	7.000	3.000
Wald	137.000	135.000	135.000		7.000
PV - Freiland	11.000	11.000	3.300	330.000	
WEG	14.000	14.000	14.000	420.000	
Gebäudegrundrissflächen	4.000				
Solarthermie			150		4.000.000
PV - Dach			600	1.100.000	
Tiefengeothermie	4.700	4.700	4.700		470.000
Oberflächennahe Geothermie	4.800	4.800	4.800		740.000

Das nutzbare EE-Potenzial umfasst rund 16.000 GWh. Das entspricht etwa 130 Prozent des Endenergiebedarfs der Region im Basisjahr 2010. Es wird zusammenfassend in Tab. 11 wiedergegeben.

Untersuchungen zur Nutzung der ermittelten Potenziale erfolgten in einem gesonderten Teilkonzept (innerhalb von dort zu entwickelnden Szenarien). Jedoch wird bereits ein Szenario für das Jahr 2050 angegeben, in welchem die Deckung des regionalen Energiebedarfs vollständig auf EE basiert, Tab. 12: Windenergie, Solarstrom und Wasserkraft decken den Strombedarf in Höhe von knapp 1.600 GWh. Der Wärmebedarf – insgesamt ca. 4.200 GWh – soll ebenfalls durch eine diversifizierte EE-Nutzung gedeckt werden. Dazu sollen Waldrestholz zu 7 Prozent, Bio-Reststoffe zu 18 Prozent, und sonstige EE zu 75 Prozent beitragen (letztere setzen sich aus 27 Prozent Fernwärme, 16 Prozent Geothermie, 17 Prozent Solarthermie und 15 Prozent EE-Strom zusammen).

Tab. 11: Nutzbare EE-Potenziale in der PR Westmecklenburg /3.6/

Erneuerbare Energien	Strom GWh /a	Wärme GWh /a
Ackerland (Silomais)	510	200
Grünland	60	24
Waldrestholz (Brennholz)		760
Landschaftspflegeholz		22
Grünabfälle	33	14
Biotonne	5	2
Solarthermie - Dachanlagen		600
Solar – PV	4.500	
Solar - PV - Dach	670	
Solar - PV - Freiland	3.830	
Windenergie	5.700	
Bestehende WEG	1.600	
Potenzielle WEG	4.100	
Wasserkraft	7.4	
Oberflächennahe Geothermie¹⁸⁶		180
Tiefengeothermie¹⁸⁷		1.550
EE -Potenziale - gesamt	10.815	3.352

Alle Potenziale wurden in der Potenzialanalyse für die Planungsregion Westmecklenburg auch auf der Gemeindeebene dargestellt. Abb. 14 zeigt dies beispielhaft für die EE-Deckungsbeiträge bei Strom und bei Wärme, die bei der Deckung des heutigen Energiebedarfs der Gemeinden durch die Nutzung der Erneuerbaren Energien erreichbar sind.

Tab. 12: EE-(Nutzungs-)Potenziale und Energieverbrauch in der PR Westmecklenburg /3.6/

Westmecklenburg	EE - Potenziale		Verbrauch 2010		Szenario 2050 100% - EE0	
	MWh	MWh	Endenergie	MWh	Endenergie	MWh
Energieträger	Strom	Wärme	gesamt	12.250.000	gesamt	8.300.000
Solarthermie		600.000	Strom	1.850.000	Strom	1.570.000
Photovoltaik	4.500.000		EE	23%	Wind	100%
Wasser	7.400		Fossile	77%	Solar/Wasser	
Oberflächennahe ¹ Geothermie		180.000	Wärme	5.400.000	Wärme	4.200.000
Tiefe Geothermie		1.550.000	Waldrestholz	9%	Waldrestholz	7%
Windenergie	5.700.000		Silomais	1%	Bio -Reststoffe	18%
Wald (Restholznutzung)		760.000	Fossile	89%	Sonstige - EE	75% ²
Biomasse (Silomais)	510.000	200.000	Verkehr	5.000.000	Verkehr	2.600.000
) incl. Sonstige Biomasse	10.800.000)	3.350.000*)	Fossile	100%	EE-Mix	100%
						*) davon Biodiesel: 12 %

¹ Oberflächennahe und tiefe Geothermie ermittelt auf der Nachfrageseite.

² Fernwärme 27%, oberflächenn. Geothermie 16%, Sonnenkollektoren 17%, 100% -EE-Strom-Wärme 15%

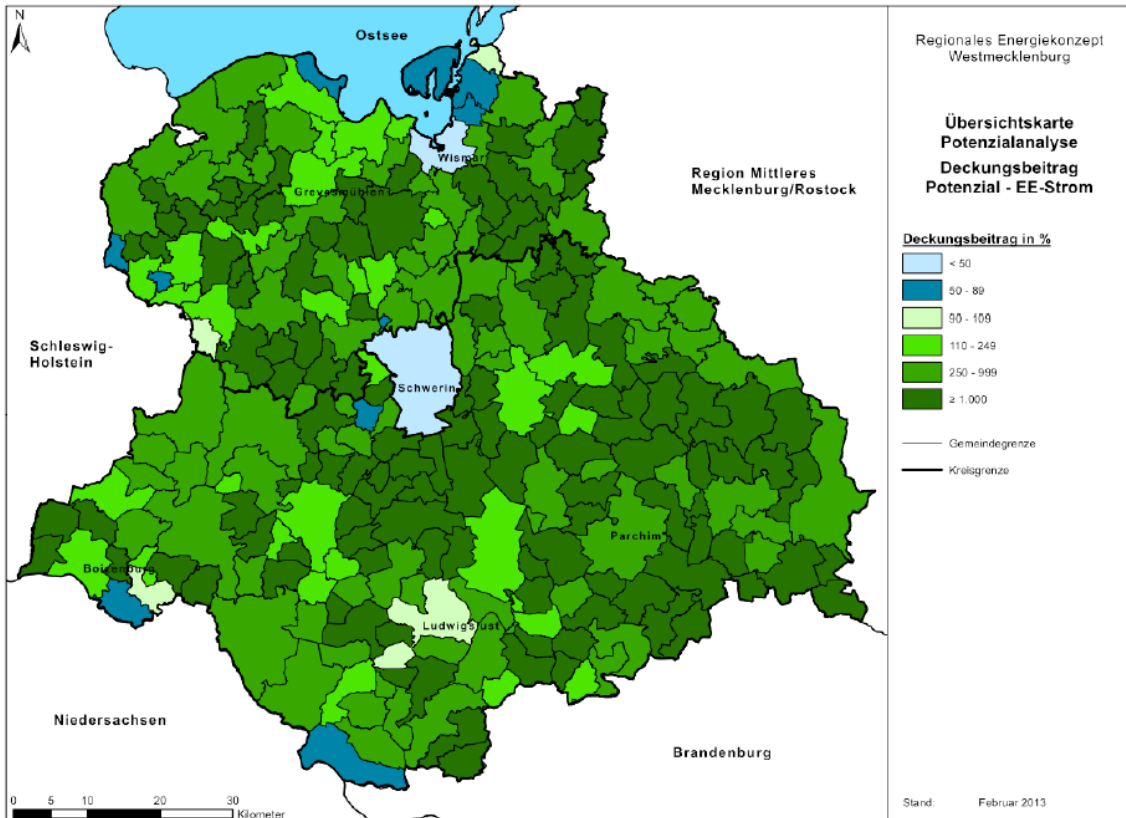
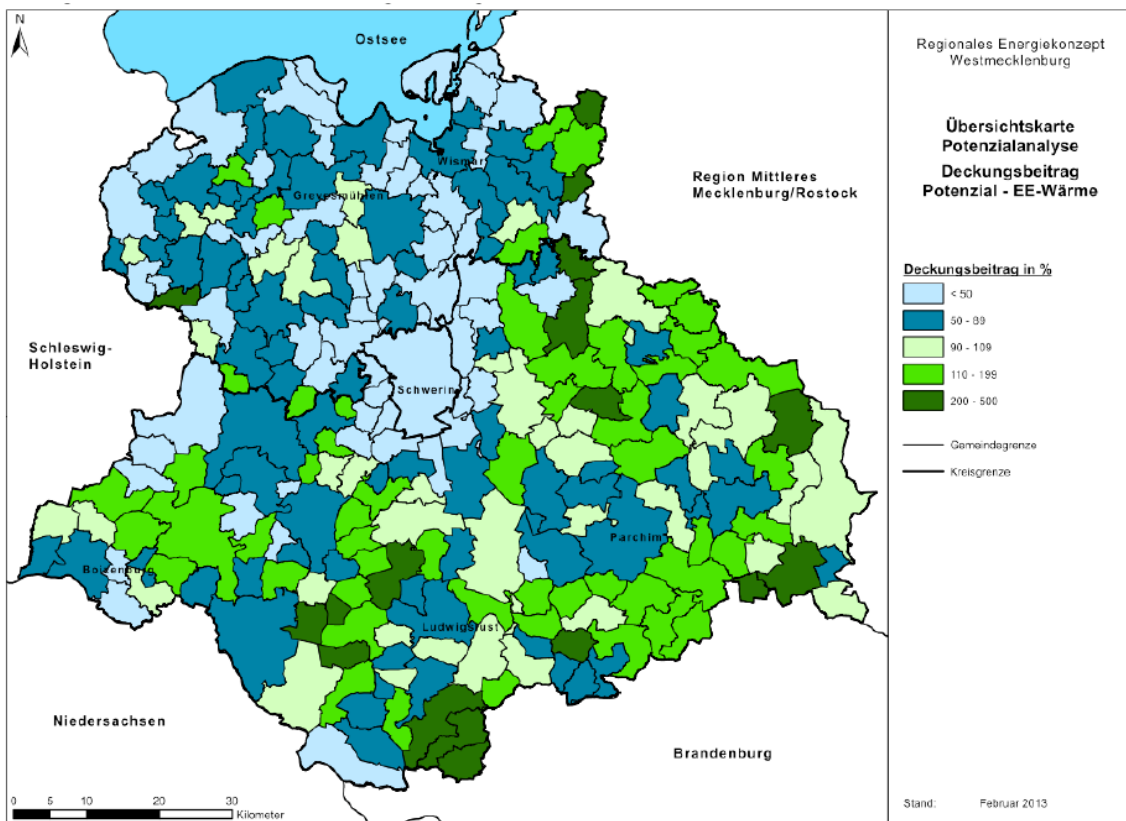


Abb. 14: EE-Deckungsbeiträge für Strom und Wärme in der PR Westmecklenburg /3.6/

3.3 Potenziale in anderen Untersuchungen

Neben den bereits angesprochenen Potenzialermittlungen liegen weitere Analysen vor. Vor allem ist die auf das Land M-V bezogene Ermittlung der technischen Biomassepotenziale zu nennen /3.5/. Die dort ermittelten Potenziale sind in Tab. 13 zusammen mit den ihnen zugrunde liegenden Flächen zusammengestellt.

Tab. 13: Biomasse-Potenziale in (Bio-)Energiewald M-V /3.5/,S.14

	Fläche in ha		Energienmenge in TJ/a	
	Nutzung 2005	technisches Potenzial 2020	Nutzung 2005	technisches Potenzial 2020
a) Landwirtschaftliche Biomasse zur Energiegewinnung				
gezielt angebaute Pflanzen				
Mais als Biogas Kosubstrat	5.000	40.000	821	6.566
Getreidekorn (Bioethanol)	25.000	50.000	1.482	2.964
Getreidekorn (Biogasanlagen)	1.500	10.000	134	892
Getreidekorn (Festbrennstoff)	0	10.000	0	980
Getreideganzpflanzen und Energiegräser (Festbrennstoff)	0	40.000	0	6.720
Getreideganzpflanzen und Energiegräser (Biogasanlagen)	2.000	10.000	98	492
schnellwachsende Baumarten (w=15 %)	0	30.000	0	6.468
Zuckerrüben	0	10.000	0	1.252
Ölpflanzen	140.000	140.000	8.310	8.310
Miscanthus	0	5.000	0	876
Grünland und Landschaftspflegeheu	1.000	17.000	56	960
Winterzwischenfrüchte	1.000	20.000	25	497
Koppelprodukte				
Getreidestroh	0	300.000	0	19.305
Rapsstroh	0	0*		
Neben- oder Abprodukte				
Gülle, Festmist			635	4.230
Aufbereitungsrückstände			0	500
Verarbeitungsrückstände	0**	0**		
b) Forstwirtschaftliche Biomasse zur Energiegewinnung				
Waldholz zur energetischen Nutzung***			1.300	1.950
Sägenebenprodukte			4.000	4.000
Altholz			3.150	1.900
Landschaftspflegeholz			233	233
c) Zusammenfassung				
Summe	174.500	362.000	20.244	69.096
Anteil in % an der Ackerfläche	16,1	32,1		
Anteil in % an der landw. Nutzfläche	12,9	26,7		

* Rapsstroh sollte nicht energetisch genutzt werden, es enthält mehr Wasser als Getreidestroh und wird zur Reproduktion der Bodenfruchtbarkeit benötigt (siehe auch S.21)

** Verarbeitungsrückstände wie Rapskuchen, Melasse aus der Zuckerrübenverarbeitung, Kartoffelpülpe, Kartoffelschalabfälle u. a. sind prinzipiell für die Energieproduktion geeignet. Sie werden jedoch auch in Zukunft vollständig im Bereich der Tierfütterung verwertet.

*** ausnahmsweise wird hier auf das nutzbare anstelle des technischen Potenzials zurückgegriffen

Abb.15 zeigt einen Vergleich zwischen den Bioenergie-Potenzialen, die in den Potenzialanalysen zum Landesatlas /3.1/ ermittelt wurden, und den in Ta.13 genannten Potenzialen, die in /3.5/ ermittelt wurden. Bis auf die Ölpflanzen zeigen alle dargestellten technischen Potenziale, soweit sie überhaupt vergleichbar waren, eine gute Übereinstimmung.

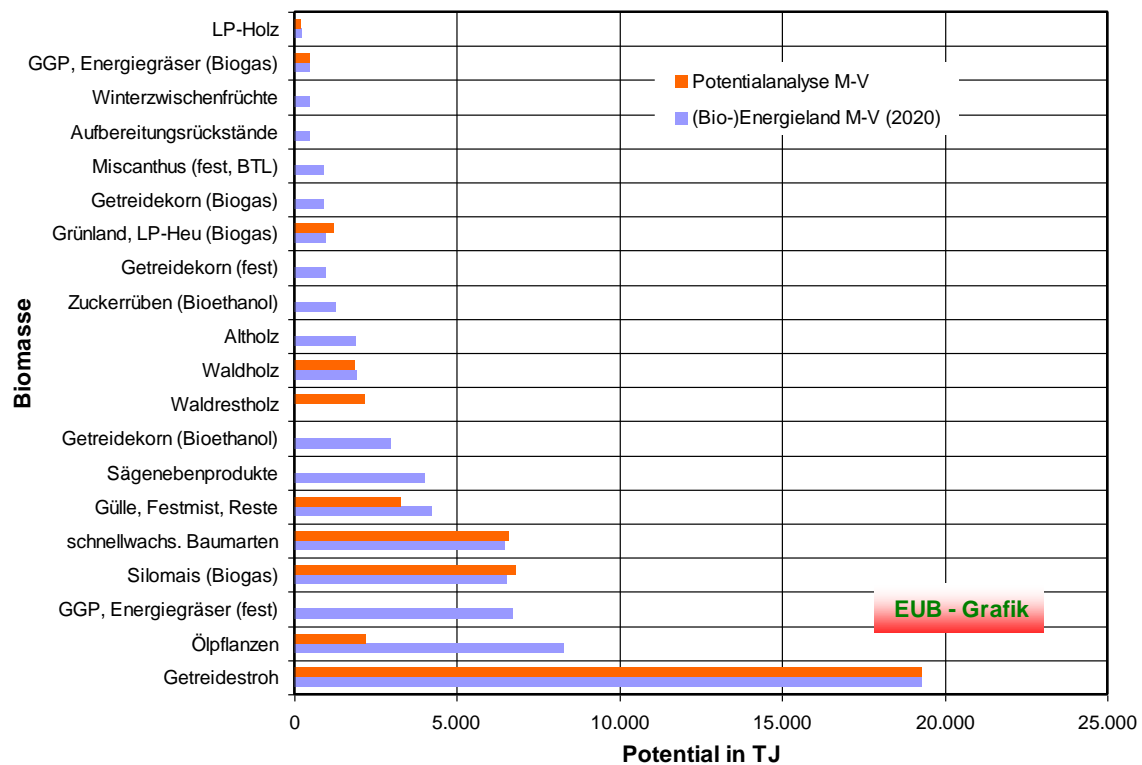


Abb. 15: Vergleich der Biomasse-Potenziale im Landesatlas und in (Bio-)Energiewald

In Deutschland bestehende Windenergiepotenziale sind auf der Ebene der Bundesländer u.a. vom BWE bestimmt worden /3.7/. Dort wird auf der Basis von GIS-Auswertungen²⁴ für M-V ein maximales Potenzial in Höhe von 139 GW ausgewiesen, davon 84 GW Flächen ohne Restriktionen. Für den Fall einer Nutzung der Landesfläche in Höhe von 1 bis 2 Prozent wird eine installierbare Windleistung von 5,7 bis 11 GW genannt. Die Stromlieferungen lassen sich aus diesen Daten einfach berechnen, wenn die in der Studie für M-V verwendete Vollaststundenzahl von 1.985 h/a verwendet wird. Die dazu erforderlichen Flächennutzungen sind in Abb. 16 gezeigt.

Die vom BWE errechneten Anlagenleistungen stimmen weitgehend mit den Daten überein, welche in der Netzstudie M-V 2012 /3.8/ genannt werden. Für die onshore-Windenergie legt die Studie in den drei dort betrachteten und bis 2025 reichenden Szenarien eine installierte

²⁴ Dabei wurden Ausschlussflächen und nutzbare Flächen anhand der Bodenbedeckung sowie geographischer Merkmale wie Siedlungsflächen, Infrastrukturdaten (Straßen, Bahnlinien, usw.) bestimmt, um bestehende Abstandsregelungen geeignet abzubilden und ggf. mit geeigneten Puffern zu versehen.

Windleistung von 3,753 GW (unteres), 5,843 GW (mittleres) bzw. 8,931 GW (oberes Szenario) zugrunde. Diese Leistungen werden durch Analysen begründet, welche die Erwartungen zur weiteren Entwicklung der dann jeweils ausgewiesenen WEG-Flächen mit Abschätzungen zu den zukünftig errichteten WEA-Größen verknüpfen.

	Mecklenburg-Vorpommern		Deutschland	
	Fläche	Anteil an der Gesamtfläche	Fläche	Anteil an der Gesamtfläche
Gesamtfläche	23.117 km ²	100,0 %	357.994 km ²	100,0 %
Fläche ohne Restriktionen	3.378 km ²	14,6 %	28.116 km ²	7,9 %
Nutzbarer Wald (ohne Schutzgebiet)	1.007 km ²	4,4 %	5.673 km ²	4,4 %
Nutzbare Schutzgebiete	1.339 km ²	5,8 %	36.160 km ²	10,1 %
Nutzbare Gesamtfläche	5.724 km ²	24,8 %	79.950 km ²	22,3 %
Nichtnutzbare Fläche	17.394 km ²	75,2 %	278.045 km ²	77,7 %

Abb. 16: Windenergie-Flächenpotenziale des BWE²⁵ für M-V [/3.7/](#)

Die im Landesatlas Erneuerbare Energien [/3.1/](#) angegebenen Windenergie-Potenziale sind jedoch inzwischen überholt. Deren Berechnung ging noch von einer WEG-Fläche von insgesamt ca. 14.650 ha (auf der Basis der RREP 2010) aus, die zum Ende des Jahres 2009 zu knapp 65 Prozent bzw. mit 1.284 WEA bebaut war. Deren Gesamtleistung betrug 1,434 GW. Bei vollständiger WEG-Auslastung sollten 2.100 WEA mit einer durchschnittlichen Leistung von 1 MW installiert sein, d.h. insgesamt 2.100 MW. Zum 31.12.2012 waren bereits knapp 1.450 WEA mit einer Gesamtleistung von 1,844 MW installiert. Die durchschnittliche WEA beträgt derzeit somit ca. 1,273 MW/WEA.

Das Ausbaupotenzial für die Wasserkraft wird in [/3.8/](#) für die deutschen Bundesländer abgeschätzt, indem das zusätzliche technische Potential für bestehende Wasserkraftanlagen (WKA) mit einer Leistung $P \geq 1 \text{ MW}_{\text{el}}$ mit Hilfe der Standort-Methode ermittelt wurde. Dabei wurde das Potential durch die Modernisierung und den Ausbau bestehender Kraftwerke berücksichtigt.

Für M-V wird dort hinsichtlich der einzigen bestehenden WKA > 1 MW_{el} in Zülow ein Ausbaupotenzial des derzeitigen Regelarbeitsvermögens von 2,2 GWh durch Erhöhung des Anlagenwirkungsgrades sowie durch Erhöhung des Ausbaugrades gesehen. Das zuerst genannte Potenzial beläuft sich auf 0,7 GWh/a, während das an zweiter Stelle genannte Potenzial 0,2 GWh/a beträgt.

Aufschluss auf die Potenziale des Landes kann ggf. auch eine Auswertung des Vergleichs der Bundesländer [/3.9/](#) hinsichtlich des erreichten Standes ihres EE-Ausbaus, der periodisch in

²⁵ Die Tabelle wurde einer länderspezifischen Kurzfassung entnommen, welche der BWE erstellt hat. Sie ist auf der Homepage des BWE verfügbar unter [HTTP://WWW.WIND-ENERGIE.DE/SITES/DEFAULT/FILES/FILES/REGION/ MECKLENBURG-VORPOMMERN/MECKLENBURG-VORPOMMERN-POTENZIAL .PDF](http://www.wind-energie.de/sites/default/files/files/region/mecklenburg-vorpommern/mecklenburg-vorpommern-potenzial.pdf). (zuletzt aufgerufen am 18.12.2013).

einem Forschungsprojekt des DIW Berlin und des ZSW Stuttgart im Auftrag und in Kooperation mit der Agentur für Erneuerbare Energien e.V. Berlin veröffentlicht wird (zuletzt 2012 mit Daten für das Jahr 2010). Dort werden für den Vergleich Indikatoren gebildet, die die Energieerzeugung der erfassten erneuerbaren Energiequellen auf das technische Potenzial beziehen. Z.B. hat M-V im Jahr 2010 in der Windstromerzeugung bezogen auf das Erzeugungspotenzial einen Anteil von 10,9 Prozent erreicht. Bereinigte man die Energieerzeugung der erfassten erneuerbaren Energiequellen des betreffenden Jahres, ließe sich errechnen, welche Potenziale der Bildung der Indikatoren zugrunde liegen.

4 Wirtschaftlichkeit der Potenzialerschließung

In den vorhergehenden Abschnitten wurden wesentliche, die Höhe der jeweiligen Potenziale bestimmende Einflussfaktoren diskutiert und die in vorliegenden Untersuchungen ausgewiesenen technischen Potenziale für M-V analysiert. Damit ist jedoch noch keine begründete, d.h. über Trendanalysen hinausgehende Aussage über die zukünftige Entwicklung der ausbaufähigen erneuerbaren Energiequellen möglich.

Dies begründet sich z.B. dadurch, dass einige der vorhandenen Potenziale auf unterschiedliche Weise, d.h. alternativ genutzt werden können. Einige erneuerbare Energiequellen nutzen die gleichen Ressourcen. Dabei kann es sich um Anbauflächen bzw. um die auf diesen erzeugten Biomassen oder auch um potenzielle Anlagenstandorte handeln. EE-Anlagen stehen also innerhalb der jeweils vorhandenen Potenziale in einem Wettbewerb untereinander. Dieser Wettbewerb erzeugt eine Kontingenz, die auf der vorgelagerten Ebene der technischen Potenziale nicht bewertbar ist, weil er anhand von (betriebs-)wirtschaftliche Kriterien entschieden wird.

Eine Eliminierung dieser Mehrdeutigkeit, d.h. eine stärker fundierte Prognose des regionalen EE-Ausbaus erfordert also die Kenntnis der wirtschaftlichen Potenziale. Diese ergeben sich aus der Einschätzung der Wirtschaftlichkeit alternativ zu errichtender EE-Anlagen innerhalb eines betrachteten technischen Potenzials.

Um diese wirtschaftlichen Potenziale ermitteln zu können, wurden für die wichtigsten Erneuerbaren Energien Wirtschaftlichkeitsmodelle genutzt. Mit diesen kann die Wirtschaftlichkeit vorzuzugender EE-Anlagen unter variierbaren Rahmenparametern abgeschätzt werden. Darauf aufbauend kann die Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher, an einem Standort alternativ realisierbarer EE-Anlagen vergleichend analysiert werden.

Im Folgenden werden die Ergebnisse dieser Wirtschaftlichkeitsabschätzungen dargestellt. Nähere Erläuterungen zu den verwendeten betriebswirtschaftlichen Rahmenparametern und zu den Modellen selbst finden sich im Anhang.

4.1 Biomasse

4.1.1 Vorbemerkungen

Als Biomasse werden biogene Stoffe bezeichnet, welche zur Energieerzeugung eingesetzt werden können. Diese werden zumeist aus dem Anbau von Energiepflanzen oder aus der Verwertung von Reststoffen aus der Landwirtschaft oder aus der Industrie gewonnen. Aus Biomasse lässt sich prinzipiell Energie in drei Formen gewinnen:

- feste Biomasse (meist Holzhackschnitzel oder Pellets)
- Pflanzenöle oder Biokraftstoffe sowie
- Biogas.

Die häufigsten Varianten der Verwendung von Biomasse sind:

- Biogasanlagen,
- Anlagen zur Aufbereitung und Einspeisung von Biogas
- Heizanlagen für feste Biomasse sowie
- Ölmühlen zur Herstellung von Biokraftstoff.

Mit diesen Technologien lassen sich unterschiedliche Endprodukte erzeugen. Diese Endprodukte stehen weniger miteinander, sondern insbesondere mit konventionellen Energiequellen in Konkurrenz. Jedoch benötigen alle Technologien für den Substratanbau Ackerfläche, worum sie untereinander konkurrieren. Da die Ackerfläche, welche für erneuerbare Energien verwendet werden kann in M-V begrenzt ist, ist ein Vergleich der Technologien durchaus sinnvoll.

Die Technologien können sich jeweils im verwendeten Substrat (und dessen Anbaumethoden), seiner Verwertung (vergären, verfeuern oder auspressen) und in der Aufbereitung, Lagerung, dem Transport und Verkauf seiner Produkte unterscheiden. Da die Berücksichtigung aller Möglichkeiten den Rahmen dieser Untersuchung sprengen würde, werden hier 9 Anlagen stellvertretend näher untersucht. Diese Anlagen und ihre modellhaft angenommenen Betriebsmodi basieren auf einer Auswertung des in M-V vorhandenen Anlagenbestandes [/4.1/](#) und sind in Tab. 14 zusammengestellt. Als Grundlage dienen hier näherungsweise Mittelwerte aller vorhandenen Anlagen im Anlagenverzeichnis der Landesregierung²⁶.

²⁶ Eine (nicht ganz aktuelle) Übersicht über die in M-V vorhandenen Anlagen kann eingesehen werden unter: [HTTP://WWW.REGIERUNG-MV.DE/CMS2/REGIERUNGSPORTAL_PROD/REGIERUNGSPORTAL/DE/WM/THEMEN/IMMISSIONS-SCHUTZ/BIOMASSEANLAGEN_IN_MECKLENBURG-VORPOMMERN/INDEX.JSP](http://www.regierung-mv.de/cms2/regierungsportal_prod/regierungsportal/de/wm/themen/immissions-schutz/biomasseanlagen_in_mecklenburg-vorpommern/index.jsp). (letzter Zugriff: 26.Juni 2013).

Tab. 14: Parameter von (Modell-)Biomasse-Anlagen

Nr.	Substrat	Anlagengröße	Endprodukt
Biogas-Kraftwerke mit einer Leistung (Laufzeit 8000h/Jahr)			
G1	65 % Mais GPS, 35 % Getreide GPS	500 kW _{el}	Strom, Wärme, Gärrest
G2	65 % Mais GPS, 35 % Gülle	500 kW _{el}	Strom, Wärme, Gärrest
G3	65 % Mais GPS, 35 % Getreide GPS	500 kW _{el}	Strom, Gärrest
G4	65 % Mais GPS, 35 % Gülle	500 kW _{el}	Strom, Gärrest
Anlagen für feste Biomasse			
M1	Holzhackschnitzel WG20	500 kW _{el}	Strom, Wärme
M2	Holzpellets	500 kW _{el}	Strom, Wärme
Anlagen zur Biogaseinspeisung			
E1	65 % Mais GPS, 35 % Getreide GPS	46.000.000 m ³ /Jahr	L-Gas, Gärrest
E2	65 % Mais GPS, 35 % Gülle	46.000.000 m ³ /Jahr	L-Gas, Gärrest
Anlagen zur Herstellung von Biokraftstoff			
K1	Raps	40.000 t/Jahr	Rapsöl, Rapskuchen

Die (Modell-)Anlagen G1 bis G4 stellen Biogas-Anlagen dar, bestehend aus einer Vergärungsanlage und einem Blockheizkraftwerk (BHKW). Die Anlagengröße von 500 kW_{el} ist eine typische Dimension. Anlagen G3 und G4 arbeiten nach einem typischen Betriebsmodus, sie erzeugen nahezu durchgängig Strom, verwerten jedoch nicht immer die Wärme. Gewissermaßen als Gegenpol wurden mit den Anlagen G1 und G2 solche definiert, welche die Wärme vollständig verkaufen. Zwar ist dies in der Praxis wegen des fehlenden Wärmebedarfs oft nicht möglich, jedoch ist es das Bestreben der Politik und sicher auch der Betreiber, diese Wärme einer Nutzung zuzuführen. Derzeit werden realisierte Anlagen je nach Anteil der verkauften Wärme, zwischen diesen beiden gegenpoligen Varianten liegen werden. Die Reste aus der Vergärung (Gärreste) sind zwar energetisch nutzbar, jedoch durch Mikroorganismen „verseucht“ und müssen aufbereitet werden. Da dies recht aufwändig ist, werden sie heute häufig entsorgt, eine Nutzung als Biodünger ist jedoch für die Zukunft absehbar. Weiterhin lassen sich diese Anlagen nach dem Substrat unterteilen. Heutzutage werden Biogas-Anlagen mit einer Vielzahl an unterschiedlichen Substrat-Mixen betrieben, häufig mit mehr als zwei Komponenten. Hier wurde sich auf zwei durchschnittliche Substratmischungen beschränkt. Anlagen G1 und G3 verwenden eine Mischung aus 65 Prozent Mais Ganzpflanzensilage (GPS, d.h. die gesamte Pflanze inklusive Frucht und Stroh) und 35 Prozent Getreide GPS. Mit 65 Prozent Mais GPS und 35 Prozent Gülle erhalten Anlagen G2 und G4 den sog. Gülle-Bonus bei der Stromvergütung.

Bei den (Modell-)Biomasse-Anlagen M1 und M2 handelt es sich um BHKW zur Verbrennung von fester Biomasse. M1 wird mit Holzhackschnitzeln mit 20 Prozent Restfeuchte (WG20) betrieben, M2 mit Holzpellets. Beide Verfahren bieten gegenüber anderer fester Biomasse den Vorteil, dass die Beschickung der Anlage typischerweise automatisch geschieht.

In M-V gibt es derzeit nur eine Anlage zur Einspeisung von Biogas (Biogaspark Güstrow), daher orientieren sich die Modell-Anlagen E1 und E2 an dieser. Die Anlagen speisen jeweils 46 Mio. m³ Biogas mit Erdgas-Qualität (L-Gas Qualität) ein, was einer Dauerleistung von etwa 50 MW entspricht. Wie die Biogas-Kraftwerke besitzen diese Anlagen einen Anlagenteil zur Vergärung der Biomasse. An die Stelle des BHKW tritt jedoch eine Gasaufbereitungsanlage. Roh-Biogas hat nicht dieselbe Qualität (Methan- und Inertgasgehalt, etc.) wie Erdgas und muss deshalb aufbereitet werden. Das Gas aus den Anlagen E1 und E2 hat L-Gas Qualität (ca. 80 bis 90 Prozent Methangehalt). Eine Aufbereitung auf H-Gas Qualität (90 bis 99 Prozent Methangehalt) ist auch möglich, dies wäre teurer würde aber einen höheren Preis erzielen. Auch hier fallen zusätzlich Gärreste an.

Als Beispiel für Anlage zur Herstellung von Biokraftstoff dient K1. Hier handelt es sich um eine Ölmühle mit einer Produktionsleistung von 40.000 t Öl pro Jahr (entspricht etwa 43 Mio. Liter Rapsöl) Als Substrat wird hier Raps eingesetzt, jedoch im Gegensatz zu den anderen Anlagen nicht als GPS, da nur die Samen Öl enthalten. Hier entsteht neben dem Öl auch der sog. Rapskuchen. Hier handelt es sich um die festen Rückstände der Frucht nach dem Auspressen des Öls. Dieser ist energiereich und beinhaltet nicht wie Gärreste Mikroorganismen. Deshalb wird der Rapskuchen oft als Energiefutter für Nutztiere verwendet.

Die wichtigsten Faktoren für die eingesetzte Technologie, sowie den optimalen Standort sind wirtschaftliche Faktoren. Diese lassen sich weiter unterteilen in technologiespezifische und standortspezifische Faktoren. Technologiespezifische Faktoren sind z.B.:

- Rentabilität,
- Gewinn pro Fläche,
- Verkaufsmöglichkeiten für Produkte,
- Konkurrenz zu bestehenden Anlagen,
- Preisstabilität des Substrates,
- Flexibilität im Substrat,
- Technologiereife.

4.1.2 Technologiespezifische Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit

Rentabilität

Bei der Rentabilität wird der Gesamtgewinn einer Anlage auf die Investitionskosten bezogen. Somit können Anlagen unterschiedlicher Größe, bzw. unterschiedlichen Endprodukten mit einander verglichen werden. In der Rechnung hier wird der Netto-Gewinn, welcher schon alle laufenden Kosten und Einnahmen enthält auf die Ursprüngliche Investition zur Errichtung der Anlage bezogen. Die Rentabilität hängt im Wesentlichen von der Investition, Inflation, den Substratkosten, den verkauften Gütern, sowie den Marktbedingungen ab. Der Verkauf von Gärresten, obwohl möglich, wurde in dieser Rechnung nicht berücksichtigt, da dieser in der Regel entsorgt wird. Rapskuchen, welcher bei der Herstellung von Rapsöl anfällt wird jedoch als energiereiches Futtermittel verkauft und ist fester Bestandteil der Rentabilitätsrechnung für Ölmühlen.

Biogas-Kraftwerke haben Investitionskosten von etwa 2.000 bis 7.000 EUR/kW [4.2]. Für eine Anlage mit einer Leistung von 500 kW fallen Kosten von etwa 3.000 EUR/kW an, also insgesamt 1,5 Mio. EUR. Ähnliche Investitionskosten haben Anlagen für feste Biomasse (M1 und M2). Anlagen G1 und G2 stellen den Zustand mit vollständigem Wärmeverkauf dar, während Anlagen G3 und G4 ausschließlich Strom liefern. Diese beiden Betriebsmodi sind die möglichen Extreme. Reale Anlagen liegen im Vergleich zwischen diesen beiden Varianten, je nach Anteil an verkaufter Wärme. Anlagen zur Biogaseinspeisung E1 und E2 haben Investitionskosten von 20 Mio. EUR. Investitionskosten der Anlage K1 liegt bei 8 Mio. EUR. Da sich diese Angaben nur schwer miteinander vergleichen lassen, werden die Investitionskosten in Tab. 15 auf die produzierte Energie (Strom, Wärme aus den Produkten der Anlage).

Tab. 15: Investitionskosten - normiert auf erzeugte Energie

Nr.	Leistung/Produktion in ...	Energieproduktion in kWh	Investition in EUR	genormte Investition in EUR/kWh
G1	500 kW _{el}	14.060.606	1.500.000	0,107
G2	500 kW _{el}	14.060.606	1.500.000	0,107
G3	500 kW _{el}	4.000.000	1.500.000	0,375
G4	500 kW _{el}	4.000.000	1.500.000	0,375
M1	500 kW _{el}	14.060.606	1.500.000	0,107
M2	500 kW _{el}	14.060.606	1.500.000	0,107
E1	46.000.000 m ³ /Jahr	414.000.000	20.000.000	0,048
E2	46.000.000 m ³ /Jahr	414.000.000	20.000.000	0,048
K1	40.000 t/Jahr	421.739.132	8.000.000	0,019

Der Netto-Gewinn der Anlagen ist in Abb. 17 dargestellt. Die Angaben beziehen sich jeweils auf den Gewinn nach einer Laufzeit von 20 Jahren. Die Balken zeigen den Gewinn bei durchschnittlichen Substratpreisen, die Abweichungsbalken zeigen jeweils die Schwankung verursacht durch die Höchst- und Niedrigstpreise des Substrates (siehe hierzu auch Kapitel 1.1.5). Mit Abstand die höchste Rentabilität hat Anlage K1 (Biokraftstoff) mit ca. 15,50 EUR Gewinn für jeden investierten Euro. Dies ist zurückzuführen auf relativ einfache und ausgereifte Technik und damit geringe Investitionskosten. Jedoch ist, Aufgrund einer großen Schwankung bei den Substratkosten, auch die Abweichung vom mittleren Gewinn sehr hoch. Weiterhin fällt auf, dass Biogasanlagen ohne Wärmeverkauf wesentlich ungünstiger abschneiden (jedoch im Mittel immer noch gewinnbringend arbeiten) als Solche mit vollständigem Wärmeverkauf. Bei Höchstpreisen erzielen diese Anlagen nach 20 Jahren sogar einen Verlust. Bei Anlage G4 ist zu beachten, dass der maximale Gewinn bereits nach 18 Jahren erreicht wird und die Anlage in den letzten beiden Betriebsjahren aufgrund steigender Unterhaltskosten einen Verlust erwirtschaftet, somit ist es ökonomisch sinnvoll, die Anlage zwei Jahre früher abzuschalten.

Flächengewinn

Zusätzlich zur Rentabilität wurde der Gewinn auf die benötigte Fläche für den Substratanbau bezogen. Mit diesem „Flächengewinn“ lässt sich erkennen, welche Technologie bei Ausnutzung des Potenzials die größten Gewinnspannen hat. Die Ergebnisse der Berechnung des Flächengewinns sind in Abb. 18 dargestellt.

Festzustellen ist, dass Anlagen zur Herstellung von Biokraftstoffen im Gegensatz zur Rentabilität hier eher schlecht abschneiden. Bei der Herstellung von Biokraftstoff/Rapsöl können nur die Samen der Rapspflanze verwendet werden. Für Biogasherstellung wird in der Regel Ganzpflanzensilage verwendet, somit wird mehr Biomasse von einem Feld gewonnen. Bei den übrigen Technologien lassen sich Parallelen ziehen zu der Rentabilität.

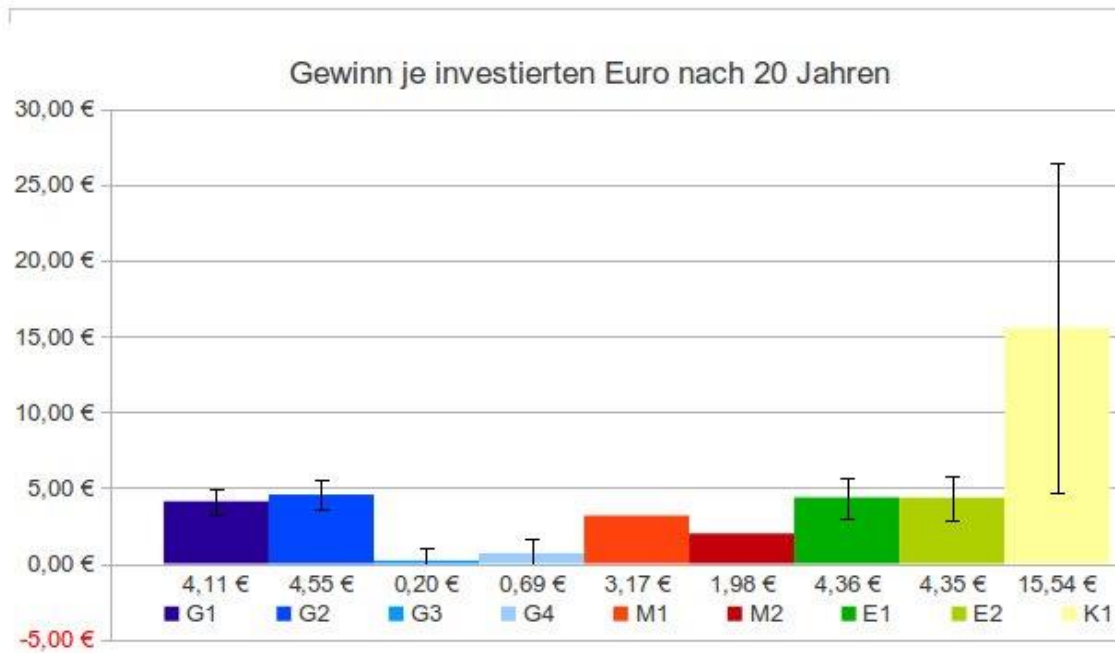


Abb. 17: Rentabilität von Biomasse-Anlagen

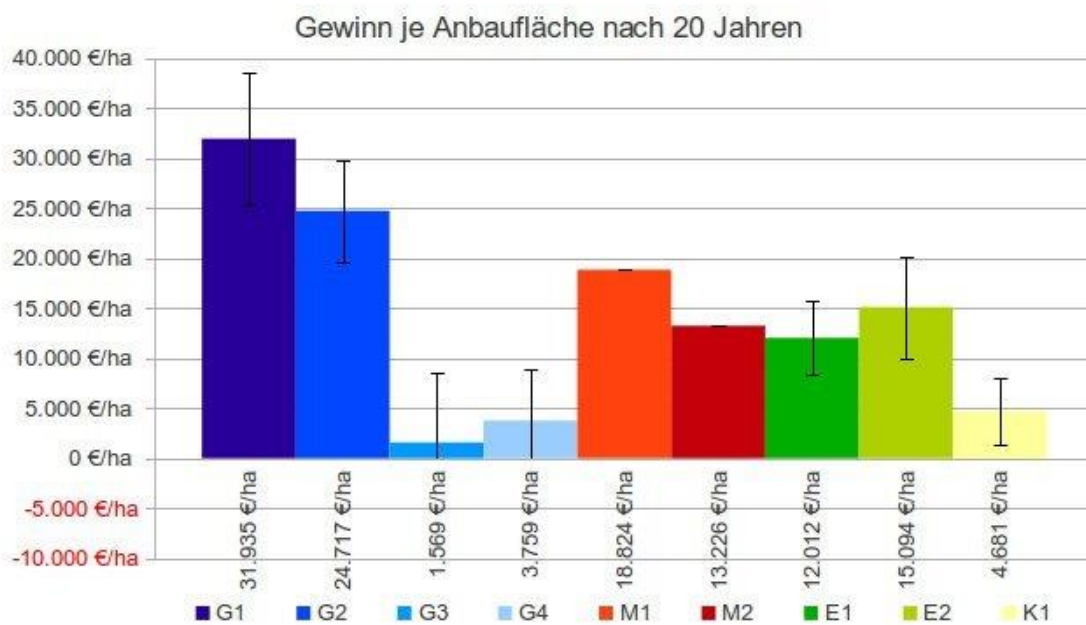


Abb. 18: Flächenbezogener Gewinn von Biomasse-Anlagen

Verkaufsmöglichkeiten für Produkte

Da die Anlagen unterschiedliche Produkte herstellen, unterscheiden sich auch die Möglichkeiten zum Verkauf, die Vergütungen, sowie die Schwankungen und Abhängigkeit von anderen Produkten/Märkten.

Vergütung von Strom aus Biomasse-Anlagen ist in der EEG-Novelle 2012 geregelt. Die Sätze sind fest vorgeschrieben (12 ct/kWh für Anlagen mit 500 kW_{el}) und für die Laufzeit der Anlage garantiert. Zusätzlich gibt es Boni für die Verwendung von Nachwachsenden Rohstoffen und Gülle. Der Vergütungssatz sinkt um 2% jährlich über die Laufzeit der Anlage.

Um Wärme zu verkaufen muss ein Wärmenetz vor Ort vorhanden sein. Aufgrund der Investitionskosten sind Fernwärmenetze hier eher unwahrscheinlich. Vergütung für Wärme ist nicht durch das EEG geregelt und muss mit dem jeweiligen Netzbetreiber verhandelt werden. In den hier betrachteten Beispielen wird mit einer Vergütung von 5 ct/kWh gerechnet.

Ähnlich wie Wärmeeinspeisung ist die Einspeisung von Biogas. Dieses muss jedoch vor der Einspeisung auf Erdgas-Qualität (L-Gas oder H-Gas) aufbereitet werden, was zusätzliche Kosten verursacht. Hier wurde mit 5 ct/kWh gerechnet.

Der Preis für Biokraftstoff bzw. Rapsöl wird mit 90 ct/l angesetzt.

Konkurrenz zu bestehenden Anlagen

Die Konkurrenz kann sowohl im Absatz von Produkten, sowie um Anbauflächen für Substrat bestehen. Da das Potenzial für Biomasse bei weitem noch nicht ausgeschöpft ist, ist die Wahrscheinlichkeit der Konkurrenz zu bereits bestehenden Anlagen auf der Seite der Anbauflächen relativ gering. Größer ist die Konkurrenz auf Abnehmerseite. Hier stehen die Biomasse-Anlagen jedoch nicht in Konkurrenz zu anderen Biomasse-Anlagen, sondern zu konventionellen Energien. Strom einspeisende Anlagen haben, rein theoretisch, gegenüber anderen erneuerbaren Energie wie z.B. Windkraft, den Vorteil, dass sie als Spitzenlastkraftwerke arbeiten können, da sich Biogas relativ einfach und verlustarm lagern lässt und BHKW'en schnell hochfahren lassen. Oft steht dies jedoch im Gegensatz zum tatsächlichen Betrieb der Anlage. Anlagenbetreiber lassen Biomassekraftwerke im Grundlastprinzip, d.h. sie laufen kontinuierlich um den Gewinn aus der Stromvergütung zu maximieren.

Anlagen mit Wärme- oder Gasverkauf stehen in Konkurrenz zu relativ preiswerten konventionellen Lieferanten. Der Gaspreis liegt momentan bei ca. 6 ct/kWh (vgl. Strompreis bei 26 ct/kWh) und auch der Wärmepreis bei etwa 5 ct/kWh.

Preisstabilität (Substrat)

Biomasse-Anlagen benötigen einen konstanten Zufluss an Substrat. Somit verursacht das Substrat laufende Kosten über die Betriebsdauer der Anlage. Biomasse-Anlagen haben Laufzeiten von etwa 20 Jahren. In diesem Zeitraum können sich die Substratkosten

dramatisch verändern können. Ein Beispiel für Preisänderungen eines Substrates in den letzten 5 Jahren ist in Abb. 19 anhand von Raps dargestellt [4.3]. Zu erkennen ist ein nomineller Preisanstieg von 2,3 Prozent jährlich mit einer Schwankungsbreite von etwa 16 Prozent. Weiterhin ist die direkte Abhängigkeit von anderen Ereignissen gut zu erkennen. In den Jahren von 2008 bis 2010 sind die Preise sehr stark gesunken. Dies ist auf ungewöhnlich gute Ernten und den Beginn der weltweiten Wirtschaftskrise zurückzuführen. Auch andere Rohstoffe, wie Rohöl oder Gold sind in diesem Zeitraum stark eingebrochen.

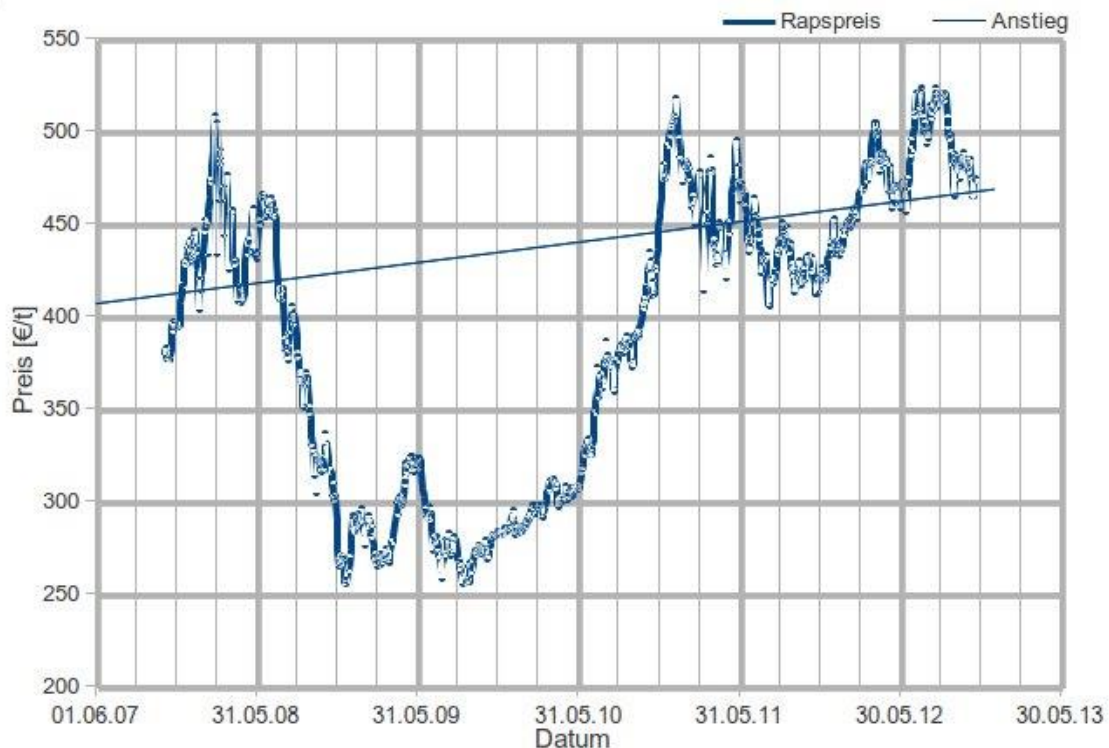


Abb. 19: Preisentwicklung bei Raps

An der Börse werden Raps, Getreide und Mais als Rohstoffe gehandelt. Jedoch handelt es sich hierbei nur um die Frucht. In Biogas-Anlagen werden in der Regel jedoch Ganzpflanzensilagen (GPS) verwendet. Da GPS neben der Frucht auch das Stroh enthält, ist der Preis pro Tonne wesentlich unterhalb desjenigen für die reine Frucht (1/10 für Getreide, 1/5 für Mais). Abb. 20 zeigt die voraussichtliche Preisentwicklung für Raps, Holzpellets, Holzhackschnitzel, Mais GPS und Getreide GPS für die nächsten 20 Jahre. Die Graphen stellen jeweils den Mittelwert dar, welcher auf wie im oberen Beispiel für berechnet und in die Zukunft extrapoliert wurde. Mit Abstand den höchsten Preis hat Raps mit ca. 470 EUR/t in 2013. Der mittlere Anstieg hier ist 3 Prozent jährlich. Holzhackschnitzel und Pellet kosten etwa halb so viel (Holzhackschnitzel: 140 EUR/t, Pellet: 235 EUR/t in 2013) mit einem mittleren Anstieg von 2,3 Prozent und 1,6 Prozent. Weitaus günstiger sind die GPS. GPS-Mais kostet 2013 etwa 34 EUR/t mit einem jährlichen Anstieg von 3,2 Prozent, Getreide GPS 22 EUR mit einem Anstieg von 0,7 Prozent.

Flexibilität (Substrat)

Als Flexibilität wird die Eigenschaft bezeichnet, möglichst einfach und kurzfristig auf alternative Substrate umsteigen zu können. Durch die Wirtschaftlichkeitsrechnung vor dem Bau einer Anlage ist das Substrat oft festgelegt und ein späterer Wechsel könnte den Wegfall von Boni bei der Einspeisung (z.B. NaWaRo-Bonus, Gülle-Bonus) zur Folge haben. So muss die Wirtschaftlichkeit in diesem Falle erneut berechnet werden.

Ein Substratwechsel kann z.B. bei einem überdurchschnittlichen Preisanstieg des verwendeten Substratmixes eine Möglichkeit zur Erhaltung der Wirtschaftlichkeit einer Anlage sein.

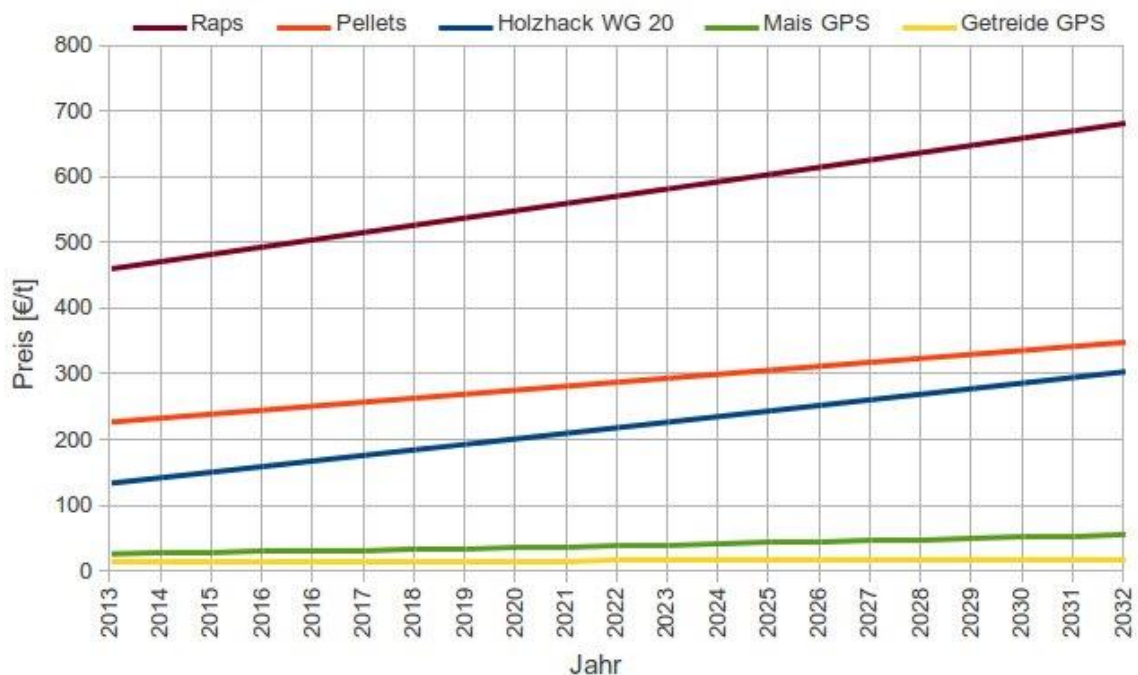


Abb. 20: Erwartete Preisentwicklung verschiedener Biomassen

Biogas-Anlagen (G1-4, E1-2) können eine Vielzahl an Substraten verwenden, neben den oben genannten z.B. Rüben, Bioabfälle, Mist, Klärschlamm. Hier sind jeweils der unterschiedliche Gasertrag, sowie die Vergütungsklasse zu beachten.

Biomasse-Anlagen für feste Biomasse benötigen Substrat in relativ spezifischer Form. Diese hängt von der Förderanlage ab, häufige Beispiele hierfür sind Hackschnitzel und Pellet. Bei einem Wechsel muss unter Umständen das neue Substrat erst in die richtige Form konvertiert werden.

Ölmühlen können neben Raps auch andere stark ölhaltige Pflanzen verwenden, z.B. Sonnenblumen. Da jedoch der Anbau von ölhaltigen Pflanzen außer Raps in MV nur in geringem Umfang betrieben wird, ist ein Wechsel relativ schwierig.

Technologiereife

Unter Technologiereife soll hier die Zuverlässigkeit einer Technologie verstanden werden. Die vergleichsweise am weitesten ausgereifte Technologie ist die Herstellung von Biokraftstoff. Ölmühlen werden seit mehreren Hundert Jahren betrieben und die Technologie wurde ständig weiterentwickelt. Zudem hat eine Ölmühle einen relativ einfachen Aufbau.

Auch die Komponenten von Biogas-Kraftwerken sind seit mehreren Jahrzehnten in Erprobung und arbeiten somit zuverlässig. um Biogas einzuspeisen, muss es zusätzlich noch Aufbereitet werden. Dies geschieht chemisch und mechanisch.

Anlagen zur Verfeuerung von fester Biomasse sind vom Aufbau her sehr einfach. Dieser Teil der Technologie würde an sich eine gute Bewertung erhalten. Jedoch betrachtet dieser Bericht die Verfeuerung von Biomasse aus dem Kurzumtrieb. Der Kurzumtrieb selbst ist noch nicht sehr weit erforscht.

Zusammenfassung der Technologieparameter

In Tab. 16 wurden die Technologien in Bezug auf die oben genannten Faktoren bewertet. In den einzelnen Kategorien wurden Platzierungen vergeben. (Die beste Technologie 1, Zweitbeste 2, usw., inklusive Doppelplatzierungen.) Für den Gesamtwert wurde das arithmetische Mittel gewählt.

Den besten Gesamtwert erhalten die Biogas-Anlagen. Hinsichtlich der Rendite schneiden sie jedoch im Vergleich zu den anderen Technologien ungünstiger ab. Hier ist jedoch zu beachten, dass die Rendite stark davon abhängt, ob anfallende Wärme verkauft wird oder nicht.

Einen nur wenig höheren Wert weisen die Anlagen zur Biogas-Einspeisung auf. Da diese beiden Technologien das (Roh-)Biogas auf gleiche Weise erzeugen, fällt die Bewertung hier ähnlich aus. Jedoch stehen Anlagen zur Einspeisung in Konkurrenz zu konventionellem Gas, welches in der Regel einen viel geringeren Preis hat als Strom. Vorteil ist allerdings, dass das Gasnetz sehr gut ausgebaut ist und sie deshalb flexibler in der Wahl des Standortes sind.

Tab. 16: Merkmale zur Technologiebewertung von Biomasse-Anlagen

Technologie	Biogas (G)	Einspeisung (E)	Biomasse (M)	Biokraftstoff (K)
Merkmal	Mais, Getreide, Gülle		Holz/Pellets	Raps
Rentabilität	3	3	2	1
Flächengewinn	2	1	2	4
Verkauf	2	1	3	4
Konkurrenz	1	3	1	4
Flexibilität	1	1	3	4
Preisschwankungen	2	2	1	3
Technologiereife	2	3	4	1
Gesamt	1,86	2,00	2,29	3,00

4.1.3 Standortwahl

Die Kriterien der Standortwahl in diesem Bericht beziehen sich auf die Landkreise vor der Kreisgebietsreform 2011 sowie Gemeinden. Somit lassen sich die Potenziale genauer einteilen als nach neuen Landkreisen. Für die Wahl des Standortes ist sowohl die Nähe zu Anbauflächen – hier bezeichnet als standortspezifisches Angebot – für Biomasse als auch zu Abnehmern für erzeugte Produkte – standortspezifische Nachfrage. Die Angebotsseite wird in Landkreisen betrachtet, wohingegen die Nachfrageseite auf Gemeindeebene diskutiert wird. Eine Stadt mit hoher Einwohnerdichte (Basis für Nachfrage -berechnung, siehe unten) hat tendenziell wenig Anbaufläche. Somit würden alle Gemeinden sehr ähnliche Bewertungen erhalten. Außerdem lässt sich Substrat einige Kilometer zu einer Biogasanlage transportieren, während ein weiter Transport von z.B. Wärme mit hohen Investitionskosten behaftet ist und somit nicht wirtschaftlich sinnvoll ist. Das so begründete Bewertungsmodell ist in Tab. 17 noch einmal zusammengefasst.

Auf der Potenzialseite wurden die Kreise nach Anbaufläche bewertet, das Ergebnis ist in Tab. 18 zu sehen. Die Indikatoren wurden wie folgt vergeben:

Während sich Mais, Getreide und Raps nach der Ackerfläche richten, wurde die Bewertung für Holz nach Fläche der Waldflächen geführt und die Bewertung für Gülle anhand der Anzahl der Rinder/Schweine. Zellen in Grau stellen den jeweils besten Wert für einen Kreis dar. Die Kreise mit den geringsten Bewertungen eignen sich am ehesten für die jeweilige Biomasse-Technologie.

Tab. 17: Merkmale zur Technologiebewertung von Biomasse-Quellen

Bewertung	Ackerfläche	Waldfläche	Rinder + Schweine
1	> 100.000 km ²	> 60.000 km ²	> 170.000 Stück
2	80.000-99.999 km ²	40.000-59.999 km ²	130.000-169.999
3	60.000-79.999 km ²	20.000-39.999 km ²	80.000-129.999
4	40.000-59.999 km ²	10.000-19.999 km ²	30.000-79.999
5	< 40.000 km ²	< 10.000 km ²	< 30.000 Stück

Tab. 18: Bewertung der Altkreise / kreisfreien Städte nach ihren Anbauflächen

Angebot Standort	Biogas/Einspeisung			Biomasse	Biokraftstoff
	Gülle	Mais	Getreide	Holz	Raps
Greifswald, krsfr. Stadt	5	5	5	5	5
Neubrandenburg, krsfr. Stadt	5	5	5	5	5
Rostock, krsfr. Stadt	5	5	5	5	5
Schwerin, krsfr. Stadt	5	5	5	5	5
Stralsund, krsfr. Stadt	5	5	5	5	5
Wismar, krsfr. Stadt	5	5	5	5	5
Landkreis Bad Doberan	3	3	3	3	3
Landkreis Demmin	3	1	1	3	1
Landkreis Güstrow	1	1	1	3	1
Landkreis Ludwigslust	2	2	2	1	2
Landkreis Mecklenburg-Strelitz	4	2	2	1	2
Landkreis Müritzkreis	3	3	3	2	3
Landkreis Nordvorpommern	3	1	1	2	1
Landkreis Nordwestmecklenburg	1	1	1	3	1
Landkreis Ostvorpommern	4	2	2	3	2
Landkreis Parchim	2	1	1	2	1
Landkreis Rügen	5	4	4	4	4
Landkreis Uecker-Randow	4	4	4	2	4

Eine Kombination der Faktoren aus Tab. 17 und Tab. 18 ist in Tab. 19 vorgenommen worden. Hier lässt sich nun ableiten, welche Technologie, welches Substrat in welchem Landkreis am effektivsten genutzt werden kann.

Zu erkennen ist, dass in den südlichen, stärker bewaldeten Kreisen (z.B. Ludwigslust) die feste Biomasse geeigneter ist als der Anbau von Energiepflanzen. Jedoch muss beachtet werden, dass Kurzumtrieb auf Ackerflächen stattfindet, die auch in anderen Kreisen verfügbar sind. Allerdings ist der Kurzumtrieb noch nicht hinreichend erforscht, weshalb für feste Biomasse eher Waldrestholz und Abfälle aus der Holzverarbeitung infrage kommen. Biogas/Einspeisung ist eher in den nördlichen Kreisen geeignet. Hier gibt es große Ackerflächen. Die Herstellung von Biokraftstoff ist überall aufgrund einer ungünstigen Bewertung der Technologie weniger geeignet als andere Technologien.

Tab. 19: Kombination aus Technologie- und Standortbewertung

Standort-Angebot * Technologie	Biogas/Einspeisung			Biomasse	Biokraftstoff
	Gülle	Mais	Getreide		
Greifswald, krsfr. Stadt	9	9	9	11	15
Neubrandenburg, krsfr. Stadt	9	9	9	11	15
Rostock, krsfr. Stadt	9	9	9	11	15
Schwerin, krsfr. Stadt	9	9	9	11	15
Stralsund, krsfr. Stadt	9	9	9	11	15
Wismar, krsfr. Stadt	9	9	9	11	15
Landkreis Bad Doberan	6	6	6	7	9
Landkreis Demmin	6	2	2	7	3
Landkreis Güstrow	2	2	2	7	3
Landkreis Ludwigslust	4	4	4	2	6
Landkreis Mecklenburg-Strelitz	7	4	4	2	6
Landkreis Müritz	6	6	6	5	9
Landkreis Nordvorpommern	6	2	2	5	3
Landkreis Nordwestmecklenburg	2	2	2	7	3
Landkreis Ostvorpommern	7	4	4	7	6
Landkreis Parchim	4	2	2	5	3
Landkreis Rügen	9	7	7	9	12
Landkreis Uecker-Randow	7	7	7	5	12

Durch gut ausgebaute Strom- und Gasnetze ist eine Einspeisung an den meisten Orten möglich, jedoch kann Wärme nur in der Nähe von entsprechenden Abnehmern verkauft werden. Wärmeabnehmer, z.B. verarbeitende Betriebe, sind eher in Städten zu finden als auf dem Land. Der Einfachheit halber wurden Standorte nach der Einwohnerdichte bewertet. Tab. 21 zeigt die Bewertung der Standorte am Beispiel des (Alt-)Kreises Nordwestmecklenburg. Jede Gemeinde erhält zwei Indikatoren (Spalten 5 und 6): Der Erste bezieht sich auf die Einwohnerdichte der Gemeinde, Tab. 20.

Tab. 20: Einwohnerdichte von Gemeinden als Indikator

Indikator	Einwohnerdichte in EW/km ²
1	> 500
2	300-499
3	200-299
4	100-199
5	< 99

Der zweite Indikator bezieht sich auf die benachbarten Gemeinden. Eine Gemeinde bekommt einen Rang schlechter als der Nachbar mit der höchsten Bewertung, z.B. Bastorf hat eine Bewertung von 5 erhalten. Das es aber in direkter Nachbarschaft zu Kühlungsborn (Bewertung: 2) liegt erhält es insgesamt eine 3. Der Grund für diese Vorgehensweise ist, dass Biomasse-Anlagen sich nicht zwingend in dem Gebiet einer Gemeinde befinden müssen, was bei größeren Städten wie z.B. Wismar eher unwahrscheinlich ist. Aufgrund der höheren Distanz zu potentiellen Abnehmern erhalten diese Standorte jedoch eine schlechtere Bewertung als die Stadt selbst.

Außerdem wird in die Gesamtwertung (Technologie * Standort-Angebot * Standort-Nachfrage) gezeigt (Spalten 7 – 11). Hier sind die Gemeinden und Technologien mit der geringsten Wertung am besten geeignet. Zu erkennen ist, dass Standorte wie Graal-Müritz, Kühlungsborn und Bad Doberan, deren Nachbarn sowie die Nachbargemeinden von Rostock eine gute Wertung erhalten. Als Technologie wird hier systematisch Biogas bzw. -einspeisung bevorzugt, da alle Gemeinden in einem „Ackerland-Kreis“ liegen.

4.1.4 Modellrechnungen zur Wirtschaftlichkeitsbewertung

Das Hauptwerkzeug für die hier beschriebenen Modellrechnungen ist ein Modell zur Beschreibung der wesentlichen wirtschaftlichen Auswirkung von Biomasse-Anlagen. Wichtigste Eingangsgrößen sind etwa allgemeine Daten (Anlagengröße, Wirkungsgrad, Substrat) Investitionskosten, diverse laufende Kosten (Personal, Instandhaltung, Versicherung etc.), Vergütung, Angaben zum Darlehen (Laufzeit, Zinsen, etc.) und globale Randdaten (z.B. Inflationsrate). Aus diesen werden dann die jährlichen Gewinne, Kosten, Tilgung und Zinsen, sowie Steuern und Gesamtgewinn.

Biogas-Kraftwerke haben Investitionskosten von etwa 2.000 bis 7.000 EUR/kW. Hierauf entfallen etwa 1.000 EUR auf das BHKW und der Rest auf den Vergaser, inklusive aller Planungskosten.

Die laufenden Kosten werden unterteilt in Personalkosten, Kosten für die Instandhaltung, Versicherungs- und sonstige Kosten sowie in Biomassekosten (die Kosten für Instandhaltung und Versicherung orientieren sich an den Investitionskosten).

Der Investitionsbetrag kann entweder vollständig oder teilweise als Kredit gezahlt werden. Die Kreditrechnung orientiert sich an Krediten der KfW-Bank ~~/4.4/~~, jedoch sind nicht die genauen Bedingungen eines bestimmten Kredites aufgezeichnet. Die Kreditgrundlage ist in allen Berechnungen gleich. Notwendige Angaben hierzu sind die Kredithöhe (in Prozent der Investition), Laufzeit, tilgungsfreie Zeit, Zinsbindung, sowie der Zinssatz vor und nach der Zinsbindung. Als Laufzeit und Zinsbindung wurden typischerweise 10 Jahre angenommen ohne tilgungsfreie Zeit. Die Zinsen der KfW-Kredite beginnen ab 1 Prozent jährlich, in dieser Rechnung wurde ein etwas höherer Zins von 4 Prozent angenommen.

Aus Diesen Kosten, sowie einigen anderen Variablen werden zunächst allgemeine technische Daten der Anlage, und anschließend jährliche Kosten, Einnahmen, Zinsen, Tilgung,

Abschreibung, Steuern und Gewinn, sowie der kumulative Gewinn berechnet. Der kumulative Gewinn wird als Endergebnis über die Zeit graphisch dargestellt. Dies stellt die Rentabilität dar.

4.1.5 Nutzung der Biomassepotenziale und Ausblick

Die oben genannte wirtschaftliche Rechnung stellt die Situation dar, wenn die Anlagen unter derzeitigen gesetzlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen gebaut werden.

Als Fixpunkt wird hier die verfügbare Fläche, bzw. die Anzahl der Rinder und Schweine angesehen. Das zugrunde gelegte Potenzial bezieht sich auf eine Fläche von etwa 100.000 ha (ca. 10 Prozent der gesamten Ackerfläche) und rund 1,2 Mio. Rinder und Schweine. Je nach Technologie und Betriebsmodus wird eine unterschiedlich große Ackerfläche und die Gülle von unterschiedlich viel Vieh zur Versorgung der Anlage benötigt. Die Ausbeute sowie das Gesamtpotenzial der hier betrachteten Anlagen sind in Tab. 22 zu erkennen. Für Anlage K1 wurden zwei Varianten errechnet, K1 ist die Anlage mit Verkauf des Rapskuchens als Futtermittel, bei Anlage K1* hingegen wird der Rapskuchen als Brennstoff verwendet. Das höchste Gesamtpotenzial hat Anlage E1, das niedrigste Anlage G4.

Tab. 21: Eignung der Gemeinden für die Biogas-, Biomasse- und Biokraftstoffproduktion

AGS	STANDORT	Allg. Daten			Eignung		Gesamtwertung				
		Einwohner Anzahl	Gebiets- fläche in km ²	Einwohner- dichte Pers./km ²	nach EW- Dichte	nach Nachbarn	Biogas			Biomasse	Biokraft- Stoff
							Gülle	Mais	Getreide		
13058001	Alt Meteln	1.271	23,1	55,1	4	4	7	7	7	27	12
13058003	Bad Kleinen	3.643	23,4	155,5	3	3	6	6	6	21	9
13058004	Badow	372	10,2	36,6	5	5	9	9	9	34	15
13058005	Barnekow	639	15,6	41,0	5	5	9	9	9	34	15
13058007	Benz b Wismar, Meckl	627	22,6	27,8	5	4	9	9	9	34	15
13058008	Bernstorf	339	17,6	19,3	5	4	9	9	9	34	15
13058009	Bibow	406	23,1	17,6	5	5	9	9	9	34	15
13058010	Blowatz	1.173	30,2	38,8	5	5	9	9	9	34	15
13058012	Boiensdorf	522	12,7	41,2	5	5	9	9	9	34	15
13058014	Boltenhagen	2.465	18,1	136,3	3	3	6	6	6	21	9
13058015	Börzow	735	17,4	42,1	5	4	9	9	9	34	15
13058016	Brüsewitz	2.103	29,9	70,4	4	2	7	7	7	27	12
13058018	Carlow	1.247	31,3	39,8	5	5	9	9	9	34	15
13058019	Cramonshagen	518	10,1	51,2	4	4	7	7	7	27	12
13058020	Dalberg-Wendelstorf	526	9,5	55,4	4	4	7	7	7	27	12
13058021	Damshagen	1.331	17,3	77,1	4	4	7	7	7	27	12
13058022	Dassow	4.028	66,5	60,5	4	4	7	7	7	27	12
13058023	Dechow	199	15,0	13,3	5	5	9	9	9	34	15
13058025	Dorf Mecklenburg	2.857	30,0	95,3	4	2	7	7	7	27	12
13058026	Dragun	810	20,5	39,4	5	4	9	9	9	34	15
13058028	Gadebusch	5.640	47,7	118,4	3	3	6	6	6	21	9
13058029	Gägelow	2.551	22,6	112,8	3	2	6	6	6	21	9
13058030	Glasin	848	39,3	21,6	5	4	9	9	9	34	15
13058031	Gottesgabe	797	22,3	35,8	5	5	9	9	9	34	15
13058032	Grambow b Schwerin, Meckl	660	19,8	33,3	5	5	9	9	9	34	15
13058034	Grevesmühlen	10.623	52,3	203,0	3	3	6	6	6	21	9
13058035	Grieben b Grevesmühlen	160	6,2	25,8	5	5	9	9	9	34	15
13058038	Groß Molzahn	383	6,4	60,1	4	4	7	7	7	27	12
13058041	Groß Siemz	292	14,7	19,9	5	4	9	9	9	34	15
13058042	Groß Stieten	612	6,5	94,2	4	4	7	7	7	27	12
13058045	Hanshagen b Grevesmühlen	391	12,3	31,8	5	5	9	9	9	34	15
13058047	Hohen Viecheln	651	19,0	34,3	5	4	9	9	9	34	15
13058048	Holdorf b Gadebusch	406	13,5	30,0	5	4	9	9	9	34	15
13058049	Hornstorf	1.139	14,9	76,5	4	2	7	7	7	27	12
13058050	Insel Poel	2.624	36,0	72,8	4	4	7	7	7	27	12
13058051	Jesendorf	478	21,2	22,5	5	5	9	9	9	34	15
13058053	Klein Trebbow	911	25,3	36,0	5	2	9	9	9	34	15
13058054	Klütz	2.557	44,1	58,0	4	4	7	7	7	27	12
13058055	Kneese	308	15,9	19,4	5	5	9	9	9	34	15
13058056	Köchelstorf	414	13,6	30,5	5	5	9	9	9	34	15
13058058	Krembz	918	39,1	23,5	5	4	9	9	9	34	15
13058059	Krusenhagen	537	11,2	47,9	5	2	9	9	9	34	15
13058060	Lockwisch	396	13,9	28,5	5	4	9	9	9	34	15
13058062	Lübberstorf	221	13,0	17,0	5	5	9	9	9	34	15
13058063	Lübow	1.293	19,4	66,8	4	2	7	7	7	27	12
13058064	Lübstorf	1.462	43,7	33,5	5	2	9	9	9	34	15
13058065	Lüdersdorf, Meckl	5.104	54,2	94,1	4	4	7	7	7	27	12
13058066	Lützow	1.461	24,8	58,8	4	4	7	7	7	27	12
13058067	Mallentin	699	13,8	50,8	4	4	7	7	7	27	12
13058068	Menzendorf	257	9,8	26,3	5	4	9	9	9	34	15
13058069	Metelsdorf	503	8,2	61,6	4	2	7	7	7	27	12
13058071	Mühlen Eichsen	1.000	23,7	42,2	5	5	9	9	9	34	15
13058072	Nesow	236	8,6	27,4	5	4	9	9	9	34	15
13058073	Neuburg	2.029	43,9	46,2	5	5	9	9	9	34	15
13058074	Neukloster	3.926	27,5	142,8	3	3	6	6	6	21	9

Tab. 21: Eignung der Gemeinden für die Biogas-, Biomasse- und Biokraftstoffproduktion (Fortsetzung)

AGS	STANDORT	Allg. Daten			Eignung		Gesamtwertung				
		Einwohner Anzahl	Gebiets- fläche in km ²	Einwohner- dichte Pers./km ²	nach EW- Dichte	nach Nachbarn	Biogas			Biomasse	Biokraft- Stoff
							Gülle	Mais	Getreide		
13058075	Niendorf b Schönberg, Meckl	284	11,5	24,7	5	5	9	9	9	34	15
13058076	Papenhusen	312	13,8	22,6	5	4	9	9	9	34	15
13058078	Passee	177	16,1	11,0	5	5	9	9	9	34	15
13058079	Perlin	378	13,4	28,1	5	5	9	9	9	34	15
13058080	Pingelshagen	517	2,1	249,8	3	2	6	6	6	21	9
13058081	Plüschow	506	19,8	25,5	5	4	9	9	9	34	15
13058082	Pokrent	713	15,6	45,6	5	4	9	9	9	34	15
13058084	Rehna	2.991	22,5	132,8	3	3	6	6	6	21	9
13058085	Renzow	450	9,2	48,8	5	5	9	9	9	34	15
13058086	Rieps	379	12,2	31,2	5	5	9	9	9	34	15
13058087	Roduchelstorf	260	9,8	26,5	5	4	9	9	9	34	15
13058088	Roggendorf	1.014	31,1	32,6	5	4	9	9	9	34	15
13058089	Roggenstorf	458	19,9	23,0	5	5	9	9	9	34	15
13058090	Rögnitz	194	11,4	17,0	5	5	9	9	9	34	15
13058091	Rüting	548	15,2	36,2	5	5	9	9	9	34	15
13058092	Schimm	284	15,9	17,9	5	5	9	9	9	34	15
13058093	Schlagsdorf	1.102	20,1	54,8	4	4	7	7	7	27	12
13058094	Schönberg, Meckl	4.288	38,1	112,6	3	3	6	6	6	21	9
13058095	Seehof	930	4,3	214,8	3	2	6	6	6	21	9
13058096	Selmsdorf	2.745	36,1	76,0	4	4	7	7	7	27	12
13058098	Testorf-Steinfurt	644	23,9	27,0	5	5	9	9	9	34	15
13058099	Thandorf	176	9,1	19,4	5	5	9	9	9	34	15
13058100	Upahl	714	16,0	44,8	5	4	9	9	9	34	15
13058101	Utecht	376	11,0	34,1	5	5	9	9	9	34	15
13058102	Veelbäken	702	32,5	21,6	5	4	9	9	9	34	15
13058103	Ventschow	722	13,6	53,3	4	4	7	7	7	27	12
13058104	Vitense	334	13,2	25,4	5	4	9	9	9	34	15
13058105	Warin	3.477	44,3	78,6	4	4	7	7	7	27	12
13058106	Warnow b Grevesmühlen	641	16,0	40,1	5	4	9	9	9	34	15
13058107	Wedendorf	270	11,3	23,9	5	4	9	9	9	34	15
13058108	Zickhusen	561	12,4	45,1	5	4	9	9	9	34	15
13058109	Zierow	763	10,1	75,6	4	2	7	7	7	27	12
13058110	Zurow	1.392	40,7	34,2	5	4	9	9	9	34	15
13058111	Zisow	321	19,4	16,6	5	4	9	9	9	34	15
13058112	Moor-Rolofshagen	522	21,2	24,7	5	5	9	9	9	34	15
13058113	Kalkhorst	1.834	51,9	35,3	5	5	9	9	9	34	15
13058114	Bobitz	2.576	65,5	39,3	5	4	9	9	9	34	15
13058115	Königsfeld	975	32,4	30,1	5	4	9	9	9	34	15
13058116	Hohenkirchen	1.417	41,0	34,6	5	4	9	9	9	34	15

Im Jahr 2011 wurden in M-V ca. 2.900 Mio. kWh Energie aus Biomasse erzeugt, davon ca. 1.250 Mio. kWh aus Biogas und ca. 1.650 Mio. kWh aus fester Biomasse. Die jährliche Zunahme betrug bis 2011 etwa 350 Mio. kWh /4.5/. Bei einem gleich bleibenden Zubau wird das Potenzial an Ackerfläche und Gülle in etwa 3 bis 13 Jahren ausgeschöpft sein. Dies ist stark von der Technologie, bzw. der technologischen Struktur des Anlagenbestands im Land sowie von den Entwicklungstrends abhängig. Die Angaben in Tab. 22 beziehen sich auf einen Zubau mit nur einer Art von Anlage (bei einer Zunahme von 350 Mio. kWh/a).

Durch die EEG-Novelle 2012 ist ein Rückgang des Zubaus um bis zu 70% in 2012 eingetreten /4.6/. Da dieser Trend auch zukünftig anhalten wird ist das Erreichen des Potenzials erst in 11 bis 40 Jahren zu erwarten. Künftige Novellierungen des EEG können diesen Trend jedoch sehr stark ändern. Mit der EEG-Novelle 2012 wurde ein Zwang zu KWK eingeführt, d.h. Anlagen zur reinen Stromerzeugung (G3 und G4) erhalten keine Vergütung mehr. (gilt nur für Neuanlagen) Somit ist mit einer Zunahme an KWK zu rechnen.

Tab. 22: Ausbeute und Gesamtpotenzial der betrachteten Biomasse-Anlagen

Nr.	benötigte Fläche	benötigter Tierbestand	Energieproduktion (kWh)	Ausbeute kWh/ha	Ausbeute kWh/Tier	Gesamtpotenzial in kWh	CO ₂ -Einsparung (Potenzial) in Tonnen	Potenzial erreicht in (Jahren)
G1	276	0	14.060.606	50944	0	5.486 Mio.	2.428.436	11
G2	193	8238	14.060.606	72853	1707	2.143 Mio.	948.622	1
G3	276	0	4.000.000	14493	0	1.561 Mio.	690.993	0
G4	193	8238	4.000.000	20725	486	610 Mio.	270.023	0
M1	253	0	14.060.606	55576	0	2.753 Mio.	1.218.645	3
M2	225	0	14.060.606	62492	0	3.096 Mio.	1.370.477	4
E1	7.264	0	414.000.000	56993	0	6.137 Mio.	2.716.608	13
E2	5.765	171970	414.000.000	71813	2407	3.023 Mio.	1.338.163	4
K1	26.549	0	421.739.132	15885	0	1.710 Mio.	756.950	0
K1*	26.549	0	871.565.216	32829	0	3.535 Mio.	1.564.805	5

Die Herstellung von Pflanzenölen ist in den letzten Jahren nur leicht gestiegen. Auch dieser Trend wird sich voraussichtlich zumindest in der näheren Zukunft nicht ändern.

Ein wichtiger limitierender Faktor für Biogaseinspeisung sind die Kosten für die Aufbereitung des Biogases auf eine einspeisefähige Qualität. Durch technische Fortschritte können diese Kosten ggf. deutlich gesenkt werden. Gegenüber direkt verstromenden Anlagen haben einspeisende Anlagen den Vorteil, dass sich Gas wesentlich leichter transportieren und speichern lässt. Somit sind auch Standorte, welche für verstromende Anlagen aufgrund fehlender Strom- und vor allem Wärmeabnehmer unattraktiv sind, jedoch durch die Nähe von geeigneten Betrieben (z.B. Rindermastställe etc.) ein Angebot an Substraten bieten für einspeisende Anlagen vorteilhaft.

Noch im experimentellen Stadium befindet sich der Kurzumtrieb von Energiepflanzen. Durch diesen lassen Ackerflächen sehr effizient nutzen (ca. 55.000 kWh/ha für Anlage M1 im Gegensatz zu 50.000 kWh/ha für Anlage G1). Ist die Einführung des Kurzumtriebs in M-V erfolgreich, steht für Anlagen M1 und M2 auch ein zusätzliches Potenzial zur Verfügung.

Die Nutzung von Biomasse-Anlagen geschieht derzeit im Grundlastbetrieb, d.h. es wird möglichst durchgängig Strom produziert. Alle Berechnungen in diesem Bericht basieren auf einer jährlichen Laufzeit von 8.000 Volllaststunden. Dies maximiert den Ertrag aus der EEG-Vergütung und somit den Gewinn. Jedoch haben Biomasse-Anlagen gegenüber anderen erneuerbaren Energien den Vorteil, dass sich das Substrat, sowie die Zwischenprodukte Gas und Öl leicht speichern und transportieren lassen. Durch fortschreitenden Ausbau von unberechenbaren Energiequellen wie Solarenergie gewinnt diese Eigenschaft an Bedeutung. Es ist also vorhersehbar, dass zukünftige Novellierungen des EEG Anreize (z.B. in Form neuer Vergütungsmodelle) für eine Spitzenlast-Nutzung von Biomasse-Anlagen beinhalten.

Jährlich werden seit 2001 im Durchschnitt etwa 26 MW Biomasse-Anlagen und 27 MW Biogas-Anlagen (ab 2006) neu gebaut. In Zukunft ist mit einer leichten Abflachung dieses Trends zu rechnen. Die ersten Anlagen werden ab etwa 2020 ausgemustert. Ab diesem Zeitpunkt ist

zusätzlich zum jährlichen Zubau auch noch eine Rate zum Repowering vorhanden, da alte Anlagen durch neue ersetzt werden.

Auch der CO₂-Ausstoß wird durch die Verwendung von Biomasse auf Dauer verringert. Derzeit beträgt der durchschnittliche Energieausstoß für den bundesweiten Energiemix 576 g pro produzierter kWh /4.7/. Beim Anbau der Substratpflanzen gibt es zwei wesentliche CO₂-Quellen: die Landmaschinen und das Düngemittel. Wenn Dünger verwendet wird, gibt es zwei unterschiedliche Varianten: mineralisch und organisch. Ohne Dünger, d.h. nur durch den Kraftstoff für die Fahrzeuge, werden 5179 kg CO₂ pro Hektar Anbaufläche ausgestoßen. Dies entspricht etwa 133 g/kWh Strom. Mit mineralischem Dünger werden ca. 6.100 kg CO₂ pro Hektar ausgestoßen (entsprechend 157 g/kWh) und mit organischem Dünger 4501 kg CO₂/ha (entspricht 116 g/kWh) /4.8/. Die Werte liegen somit alle bei etwa einem Fünftel des deutschen Energiemixes. Die Einsparung bei theoretischem Maximalausbau der jeweiligen Anlagenart ist in Tab. 22 dargestellt. Die Werte beziehen sich auf die Einsparung ohne Dünger.

4.2 Solarenergie

Als Solarenergie wird die Energie der Sonnenstrahlung bezeichnet. Die Solarenergie ist die älteste und größte Energiequelle der Erde. Pflanzen wandeln die Strahlungsenergie in chemische Energieträger um, welche dann unter Anderen auch den Menschen als Energiequelle dienen. Im Sinne der erneuerbaren Energien lässt sie sich auf zwei Weisen nutzen:

- direkte Umwandlung in elektrische Energie (Photovoltaik, PV)
- Umwandlung in thermische Energie (Solarthermie)

Deutschland und darin M-V ist allerdings insofern kein hocheffizientes Solarland, als die auf die Erdoberfläche auftreffende Energie deutlich geringer ist als in südlicher gelegenen Ländern wie Spanien. Trotzdem ist die Nutzung der Solarenergie in MV eine sinnvolle Ergänzung zum EE-Mix. Gegenüber anderen Energiequellen hat die Solarenergie die Vorteile, dass es sehr wartungsarm ist, und dass für Solarenergie auch ungenutzte, versiegelte Flächen, z.B. Dachflächen verwendet werden können. Ein Nachteil ist die sehr starke jahres- und tageszeitliche Schwankung in der Energieproduktion, sowie die teilweise Unberechenbarkeit aufgrund von Wettereinflüssen. Aufgrund dieser Eigenschaften ersetzt die Solarenergie nicht die alternativen Systeme, sondern komplementiert sie.

Für die Standortwahl bieten sich zwei grundsätzliche Möglichkeiten:

Für freistehende Anlagen bieten sich *erstens* Grün- und Brachflächen an. Diese Variante eignet sich in M-V eher für PV. Durch die EEG-Novelle 2012 erhalten freistehende Anlagen jedoch bis auf wenige Ausnahmen keine Förderung mehr und haben keinen Anspruch auf Stromvergütung. Ausnahmen hierzu sind Anlagen auf ohnehin „verlorenen“ Flächen, z.B. neben Bahnlagen. Baulich haben solche Anlagen einige Vorteile, so sind sie für

Wartungszwecke einfacher zu erreichen und es bietet sich die Möglichkeit eine Sonnennachführung für höhere Erträge einzurichten.

Zweitens werden Solar-Anlagen als Aufdach-Anlagen direkt auf Hausdächern installiert. Diese Variante eignet sich sowohl für PV als auch Solarthermie. Auf Schrägdächern können diese direkt auf die Oberfläche montiert werden oder in diese integriert. Für eine optimale Ausnutzung der eingestrahelten Energie sollte die Dachfläche einen Winkel von ca. 30° haben und eine Ausrichtung direkt gegen Süden aufweisen.

4.2.1 Photovoltaik

Photovoltaik wandelt aufgrund des photoelektrischen Effekts Energie aus der Sonneneinstrahlung direkt in nutzbare elektrische Energie um. Das Spektrum der Anwendungsmöglichkeiten reicht hier von kleinen Insel-Anlagen (z.B. Parkscheinautomaten) zu mehreren Megawatt großen Kraftwerken. Am weitesten verbreitet sind die Aufdach-Anlagen für Wohnhäuser und Gewerbegebäude. Der erzeugte Strom wird entweder direkt verbraucht oder in das Stromnetz zu festen Vergütungssätzen eingespeist. Zum PV-System gehören die Solarmodule, ein Wechselrichter, ein 2- oder 3-Wege-Zähler und optional ein Energiespeicher.

Die Leistung von PV-Anlagen wird in sog. Watt Peak (W_p oder kW_p) angegeben. Dies stellt eine genormte, unter Laborbedingungen gemessene Größe dar und wird bei einer Strahlungsintensität von $1.000 W/m^2$ bei senkrechtem Auftreffen des Strahls und einer Umgebungstemperatur von 25 °C gemessen. Diese Bedingungen werden in der Realität (fast) gar nicht erreicht, sodass diese Angabe eher zum Vergleich von PV-Modulen untereinander dient.

In diesem Bericht werden drei PV-Anlagen mit einander verglichen, Tab. 23. Es handelt sich bei PV₁ und PV₂ um die gleiche Anlage, jedoch ist PV₂ mit einem Speicher ausgestattet, welcher es ermöglicht, mehr gewonnene Energie selbst zu nutzen. Anlage PV₃ stellt eine kommerzielle Anlage mit 1 MW Nennleistung dar.

Tab. 23: (Modell-)PV-Anlagen im Vergleich

Fall	Anlage				Investition		Einnahmen (1.Jahr)	Gewinn n. 20 Jahren	Gewinn/ Investition
	Installierte Fläche	Speicher	Leistung	Eigen- nutzung	gesamt In EUR	pro kW_p			
PV ₁	31 m ²	nein	5,00 kWp	20 %	7.084	1.417 EUR/ kWp	840,19 EUR	2.833,61 EUR	0,40 EUR
PV ₂	31 m ²	ja	5,00 kWp	86 %	15.084	3.017 EUR/ kWp	1.111,14 EUR	743,75 EUR	0,05 EUR
PV ₃	6.800 m ²	nein	999,08 kWp	0 %	1.097.054	1.098 EUR/ kWp	128.312,07 EUR	20.003,37 EUR	0,02 EUR

Die Anlagen PV₁ und PV₂ sind als Aufdach-Anlagen ausgelegt und haben eine nutzbare Fläche von 31 m², etwa die Hälfte der Dachfläche eines Einfamilienhauses. Die Kosten für die Solarmodule belaufen sich auf etwa 800 EUR/kW_p und sind von aktuellen preisen abgeleitet. Hinzu kommt die Installation von 220 EUR/kW_p, ein Wechselrichter von 2.000 EUR und laufende Kosten von etwa 2 Prozent der Investition pro Jahr. Der Energiespeicher für Anlage PV₂ hat eine Kapazität von 12 kWh und kostet 8.000 EUR.

PV₃ ist eine im Freien installierte Anlage, welche allerdings noch eine Vergütung erhält (z.B. ist sie neben einer Eisenbahnstrecke erbaut). Die Investitionskosten betragen hier rund 1 Mio. EUR, also etwa 1.000 EUR/kW_p. Die geringere Investition ist auf eine einfachere Installation und auf einen günstigen Wechselrichter (Preis pro kW) zurückzuführen.

Die Vergütung des eingespeisten Stromes wird über den zu erwartenden Zubau in diesem Jahr sowie über den Monat der Inbetriebnahme gestaffelt. Für fertig gebaute Anlagen gilt eine Degression von 2 Prozent jährlich. In diesem Beispiel wird mit der geringsten Vergütung gerechnet, welche bei einem Zubau von 6.000 bis 8.500 kW_p in Deutschland gezahlt wird. Der Strompreis wird mit 26 ct/kWh angenommen.

Der Strompreis liegt etwa 10 Cent über der Vergütung für eingespeisten Strom. Deshalb liegen die Einnahmen bei Anlage PV₂ etwa 20 Prozent höher als bei Anlage PV₁, jedoch ist der Speicher etwa so teuer wie die gesamte restliche Anlage, wodurch sich der Gewinn stark verringert (von 40 ct je investierten Euro auf 5 ct).

Wesentlich weniger Gewinn (in Bezug auf die Investition) wird mit Anlage PV₃ mit ca. 2 ct erzielt. Dies liegt an der geringeren Vergütung für größere Anlagen (ca. 5 ct/kWh weniger).

4.2.2 Solarthermie

Auch Solarthermie wandelt Strahlungsenergie der Sonne in nutzbare Energie (in diesem Fall thermisch) um. Solarthermie-Kollektoren erzeugen warmes Wasser (Temperatur variiert nach Wetterlage) welches dann in einen thermischen Speicher geführt wird. Dieser besitzt i.d.R. einen zusätzlichen Gasboiler um zusätzlich benötigte Energie bereitzustellen. Sonnenkollektoren gibt es in zwei unterschiedlichen Ausführungen: Flachkollektoren und Vakuum-Röhren-Kollektoren. Röhrenkollektoren bestehen aus zwei konzentrisch angeordneten Röhren, zwischen denen ein Vakuum herrscht, in der inneren Röhre befindet sich das Übertragungsmedium. Durch das Vakuum sind diese Kollektoren besser isoliert und haben einen höheren Wirkungsgrad als Flachkollektoren (etwa doppelten Ertrag), sind aber etwa dreimal so teuer. In diesen Beispielen wird daher mit den Daten von Flachkollektoren gerechnet.

Solarthermie kann im Wohnhaus sowohl zur Heizungsunterstützung als auch zur reinen Warmwasserbereitung genutzt werden. Eine Solarthermie-Anlage besteht aus den Sonnenkollektoren, einer Pumpe und dem Speicher. Der Einbau einer Solarthermie-Anlage oder zumindest die bauliche Vorbereitung geschieht am besten beim Neubau eines Wohnhauses, bzw. einer Heizungsanlage. So kann die (Gas-)Therme direkt mit den entsprechenden Anschlüssen ausgestattet werden und ein nachträglicher Austausch ist nicht notwendig.

In diesem Bericht werden 2 Solarthermie-Anlagen untersucht, Tab. 24. Die Wirtschaftlichkeit der Solarthermie-Anlagen wird im Gegensatz zu anderen EE in diesem Bericht nicht durch den Mehrertrag zu den Investitionskosten gerechnet, sondern entsteht aus einem Vergleich der jeweiligen Solarthermie-Anlage und einer äquivalenten konventionellen Heizungsanlage.

Anlage ST₁ dient zur reinen Warmwasserbereitung. Hierfür sind ca. fünf bis sechs Quadratmeter ausreichend. Die Investition liegt hier bei etwa 3000 EUR, im Vergleich zu allen anderen EE sehr gering. Die Solarthermie-Anlage besteht hier aus 6 m² Kollektorenfläche und einem Speicher mit einem Fassungsvermögen von 400 l. (Ausreichend für einen 5-Personenhaushalt). Jedoch ist der jährliche Gewinn, die Einsparung der Heizkosten, ebenfalls gering, wodurch eine Wirtschaftlichkeit der Anlage bei einer Laufzeit von 20 Jahren nicht zustande kommt. Die Laufzeit muss in diesem Beispiel mindestens 24 Jahre betragen damit sich die Anlage vollständig amortisiert. Solarthermie-Anlagen haben typischerweise Lebenserwartungen von 20 bis 25 Jahren.

Als Solarthermie-Anlage mit zusätzlicher Heizungsunterstützung wird ST₂ untersucht. Für Anlagen mit Heizungsunterstützung gibt es von der BAFA eine Förderung von 90 EUR/m² bis zu einer Kollektorenfläche von 40 m². Anlagen zur Heizungsunterstützung benötigen eine sehr viel größere Fläche um den Wärmebedarf eines Einfamilienhauses zu decken, die nutzbare Dachfläche aber in diesem Beispiel auf 31 m² begrenzt. Auch der Speichertank benötigt nun ein größeres Volumen, in diesem Beispiel wurden 600 l gewählt. Auch ST₂ amortisiert sich erst nach 25 Jahren.

Der wesentliche Nachteil von Solarthermie-Anlagen gegenüber PV-Anlagen ist das Bedarfsmuster für Wärme, Abb. 21. Strom wird das ganze Jahr über relativ konstant benötigt, auch im Sommer wenn sowohl PV- als auch Solarthermie-Anlagen am meisten Energie liefern. Wärme und Warmwasser werden hauptsächlich im Winter benötigt. Nur im Juli ist es mit Anlage ST₂ möglich, den gesamten Warmwasser- und Heizbedarf eines Einfamilienhauses zu decken. Im Winter, wo eine Einsparung am effektivsten wäre, liefert die Solarthermie-Anlage kaum Energie. Derzeit gibt es keine effizienten Möglichkeiten, Wärmeenergie in kleinen Mengen über einen Zeitraum von 6 Monaten zu speichern.

Tab. 24: Solarthermische (Modell-)Anlagen im Vergleich

Fall	Anlage				Investition			Gewinn nach 20 Jahren	Gewinn/Investition
	Fläche	Speicher	Leistung	Eigenutzung	Investition	Erzeugung (1. Jahr)	Einsparung		
ST1	6 m ²	400 l	4,09 W	100%	3.135,15 EUR	501 kWh	45,55 EUR	-760,80 EUR	-0,24 EUR
ST1 25 Jahre	6 m ²	400 l	4,09 W	100%	3.135,15 EUR	501 kWh	45,55 EUR	157,26 EUR	0,05 EUR
ST2	31 m ²	800 l	21,12 W	100%	10.773,26 EUR	2.548 kWh	231,67 EUR	-2.441,76 EUR	-0,23 EUR
ST2 25 Jahre	31 m ²	800 l	21,12 W	100%	10.773,26 EUR	2.548 kWh	231,67 EUR	813,43 EUR	0,08 EUR

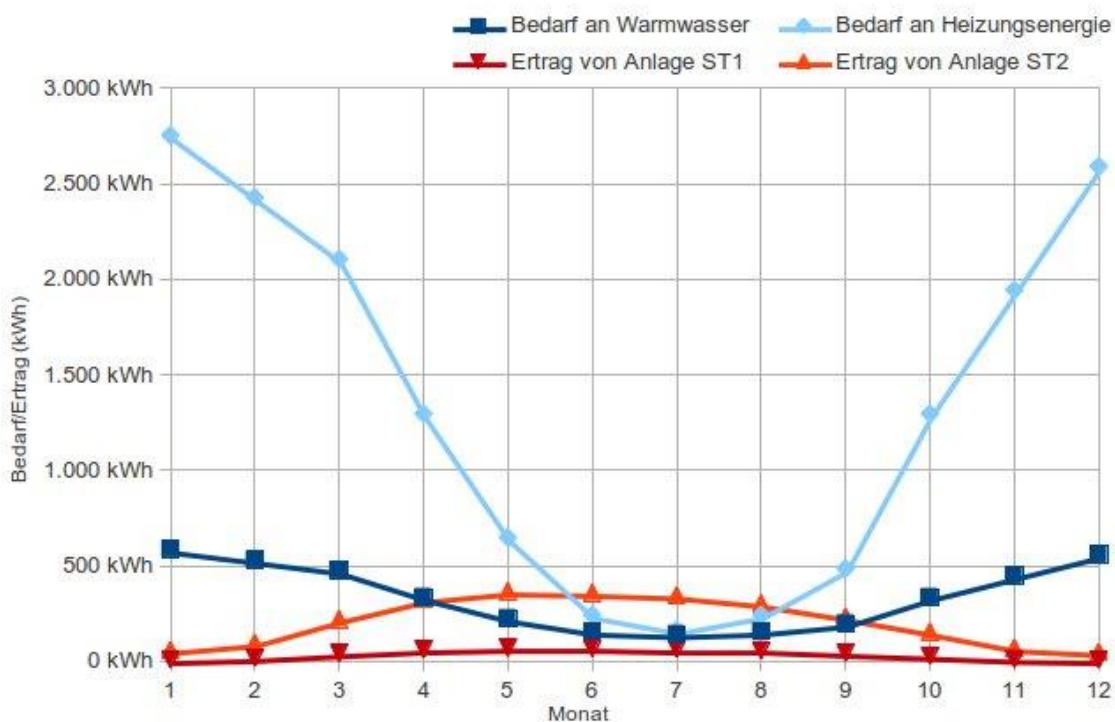


Abb. 21: Zeitverlauf von Solarthermie-Ertrag und Wärmebedarf (Beispiel)

4.2.3 Nutzung der Solarenergie -Potenziale und Ausblick

Aufgrund der hohen Schwankungen im Ertrag von Solarenergie-Anlagen ist eine Dominanz auf dem Energiemarkt nicht möglich. Jedoch wird hier eine Ressource, Dachflächen, verwendet, welche ohnehin als versiegelte, selten genutzte Fläche „verloren“ ist. Somit stehen die beiden Systeme der Solarenergie auf der Rohstoff-Seite nur in Konkurrenz mit einander und nicht zu anderen Systemen. Auf der Bedarfsseite können sie, ggf. mit geeigneten Speichern eine sinnvolle Ergänzung zum EE-Energiemix darstellen. Noch haben beide Technologien in Relation zum jeweiligen Ertrag sehr hohe Investitionskosten, was auf teure Einzelkomponenten zurückzuführen ist. Bei der PV sind dies hauptsächlich die PV-

Module. Seit einigen Jahren sind die Preise für diese Module jedoch stark gefallen (von ca. 5000 EUR/kW_p im Jahr 2006 auf ca. 2000EUR/kW_p im Jahr 2011). Dieser Trend wird sich voraussichtlich in den nächsten Jahren fortsetzen. Die Einspeisevergütung richtet sich teilweise nach diesem Preis und fällt dementsprechend auch mit diesem. Wenn die feste Einspeisevergütung den Bruttobetrag für Energie (derzeit etwa 14 ct./kWh /4.8/) erreicht, ist der Betrieb von PV-Anlagen theoretisch auch ohne feste Einspeisevergütung möglich. Die Vergütung erreicht bei einem voraussichtlichem Zubau von 8.500 kW_p die 14 ct-Marke im August 2013 (bei vor. maximal 6.000 kW_p Zubau im November und bei max. 3000 kW_p im nächsten Jahr). Auch bei der Solarthermie sind die Kollektoren die teuersten Einzel-Elemente. Insbesondere der Preis von Röhren-Kollektoren muss noch sinken, um diese wirtschaftlich betreiben zu können. Da die Kapazität einer typischen Dachfläche nicht ausreichend ist, ist eine Solarthermie-Anlage mit Heizungsunterstützung gegenüber einer PV-Anlage nicht wirtschaftlich, eher eine Anlage zur Warmwasserunterstützung. Da diese Anlage nur etwa 6 m² Dachfläche einnimmt, lässt sich der Rest noch für eine PV-Anlage nutzen.

4.3 Geothermie

Als Geothermie wird die Wärme aus dem Erdinneren bezeichnet, welche sich als Energiequelle nutzbar ist. Um die Energie zu gewinnen, wird Wasser in das Erdreich gepumpt, welches durch heißes Gestein erwärmt wird und dann wieder hinaus gepumpt und weiter verwendet wird. Im weiteren Sinne umfasst die Geothermie die oberflächennahe Geothermie (Erdwärme) und die tiefe Geothermie (hydro- und petrothermale Geothermie).

4.3.1 Oberflächennahe Geothermie (Erdwärme)

Die Nutzung der oberflächennahen Geothermie eignet sich faktisch für jedes Grundstück. Hier wird die konstante Jahrestemperatur in geringer Bodentiefe (typischerweise bis 50 m) ausgenutzt. Mit einer Wärmepumpe wird ein Temperatursausgleich zu einem Gebäude geschaffen.

Größere Investitionskosten liegen bei der Wärmepumpe (etwa bei 10.000 EUR) und der Bohrung, bzw. den Bohrungen. Diese können preislich sehr unterschiedlich sein und bei 80 bis 150 EUR pro Tiefenmeter liegen. Bei einer Bohrtiefe von ca. 50 m belaufen diese sich auf 4.000 bis 7.500 EUR

Die Wärmepumpe muss den ganzen Heizzeitraum konstant laufen und verbraucht dabei Strom. Zwar bieten manche Stromanbieter Sonderkonditionen für Strom für Wärmepumpen an, aber auch dieser liegt bei ca. 23 Cent/kWh (vgl. 26 Cent/kWh für sonstigen Strom). Erdgas zum heizen kostet etwa 6 Cent/kWh. Um einen operativen Gewinn zu erzielen, muss die Wärmepumpe eine Jahresarbeitszahl von mindestens 4 haben, d.h. mit jeder kWh Strom werden 4 kWh Wärme erzeugt, somit kostet die kWh Wärme 5,75 Cent. Jedoch sind die Investitionskosten im Vergleich zu einer konventionellen Gasheizung sehr hoch. Diese werden erst ab einer Jahresarbeitszahl von 5 in der Lebensdauer der Anlage wieder erwirtschaftet. Moderne Wärmepumpen haben jedoch nur eine Jahresarbeitszahl von 3,5. Abb. 22 zeigt den Gewinn einer Erdwärmeanlage mit einer Jahresarbeitszahl von 4.

Durch diese hohen laufenden Kosten ist es unmöglich, eine Erdwärmeanlage allein rentabel zu betreiben. Eine Möglichkeit, die Stromkosten der Wärmepumpe zu senken, ist die Kombination aus Geothermie- und PV-Anlage. Hier wird die Gesamtanlage Wärmegeführt betrieben und in Zeiten des Stromüberschusses (im Sommer) Strom aus der PV-Anlage in das Netz eingespeist. Eine solche Anlage hat Investitionskosten von etwa 27.000 EUR (Anlage PV1 + Wärmepumpe).

In Abb. 23 ist die Strombilanz der Anlage in einem Jahr dargestellt. Zu erkennen ist, dass die Stromproduktion der PV-Anlage gegenläufig zum Bedarf der Wärmepumpe (angelehnt an den Heizbedarf eines Einfamilienhauses) ist. Zum Ausgleich wird zusätzlich also noch Strom aus dem Netz benötigt, bzw. wird in dieses eingespeist. Insgesamt benötigt die Wärmepumpe 4.050 kWh in einem Jahr und die PV-Anlage produziert 4.100 kWh. Von der PV-Anlage werden 1.660 kWh direkt in der Wärmepumpe genutzt (40 Prozent) und der Rest eingespeist.

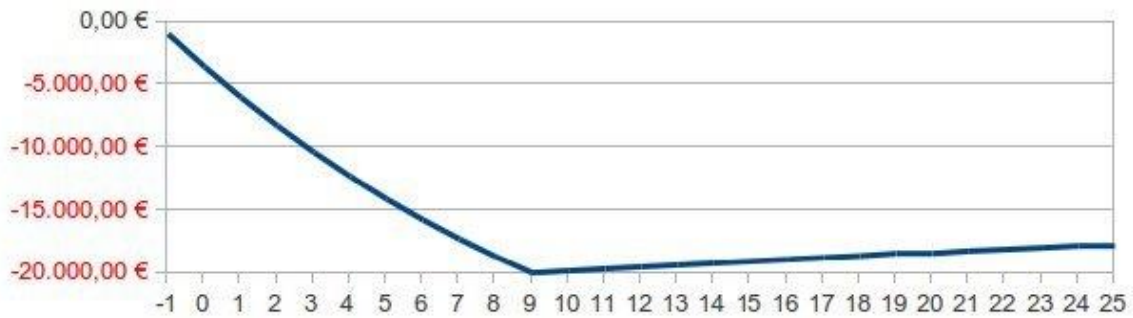


Abb. 22: Gewinn einer (Modell-)Anlage für oberflächennahe Geothermie

Die berechnete Anlage erzielt letztlich ca. 11 EUR Gewinn (Einspeisevergütung - Stromkosten). Jedoch kann auch diese Anlage die (nun höheren) Investitionskosten bei derzeitigen Bedingungen nicht erwirtschaften. Anlagen zur oberflächennahen Geothermie sind zumindest nach derzeitigen Rahmenbedingungen nur schwer betriebswirtschaftlich sinnvoll zu gestalten.

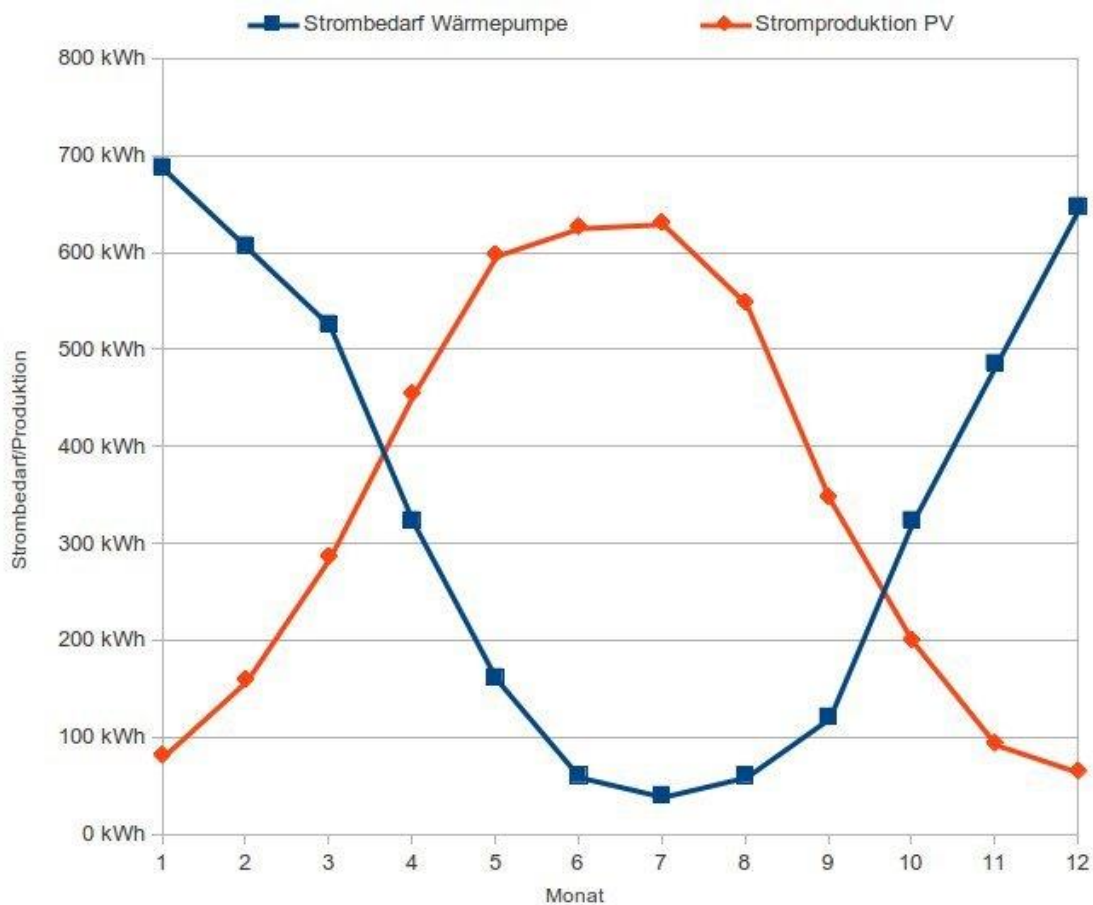


Abb. 23: Zeitverlauf von PV-Stromerzeugung und Wärmepumpen-Strombedarf (Beispiel)

4.3.2 Tiefe Geothermie

Projekte für tiefe Geothermie sind grundsätzlich größer und teurer. Solche Anlagen bewegen sich typischerweise im 1 bis 50 MW-Bereich (thermische Leistung) und sind eher kommunale Anlagen, bzw. für große Betriebe mit hohem Wärmebedarf (z.B. Thermalbäder). Die Bohrungen solcher Anlagen sind bis zu 4.000 Meter tief. Im Gegensatz zur flachen Geothermie kommen hier keine Erdwärmesonden zum Einsatz, sondern zwei Bohrungen. Wasser wird durch Eine in eine Wasserführende Gesteinsschicht gepumpt (Lias-Schicht) und durch die andere Bohrung wieder abgesaugt. Die Tiefe der Bohrungen hängt stark von örtlichen Gegebenheiten ab (Z.B. Tiefe der wasserführenden Lias-Schicht, Gesteinstemperaturen, etc.). Die für Hydrothermie notwendige Lias-Schicht ist in fast ganz M-V vorhanden. Abhängig von der Temperatur des geförderten Wassers ist auch Stromproduktion möglich. Petrothermie ist eine Form der Hydrothermie, bei der keine wasserdurchlässige Schicht benötigt wird. Hier werden mittels hohem Drucks Risse im Gestein erzeugt und so ein Wasserkreislauf sichergestellt. Erzeugter Strom aus Geothermie wird mit 25 Cent/kWh vergütet und für petrothermale Geothermie ein Bonus von 5 Cent angesetzt. Die Vergütungsdegression setzt bei der Geothermie erst im Jahr 2018 ein.

Die Investitionskosten inklusive Planung, Bohrung und Bau betragen etwa 1.500 bis 3.000 EUR/kW thermische Leistung. Abb. 24 zeigt den Gewinn einer Geothermie-Anlage mit einer Leistung von 3 MW_{el} (28 MW thermisch). Investitionskosten wurden hier mit 1500EUR/kW, also 42 Mio. EUR angenommen. Die Anlage produziert im Winter unter KWK Wärme (3.000 Stunden) und insgesamt 7.000 Stunden Strom im Jahr. Durch eine hohe Vergütung von Strom (25 Cent/kWh) und Wärme (2 Cent/kWh) erzielt die Anlage nahezu 20 Mio. EUR Gewinn nach 20 Jahren Laufzeit. Diese Anlage lässt sich wirtschaftlich betreiben. Sie stellt jedoch insofern ein allgemeines Beispiel dar, da die örtlichen Gegebenheiten sehr stark schwanken können.

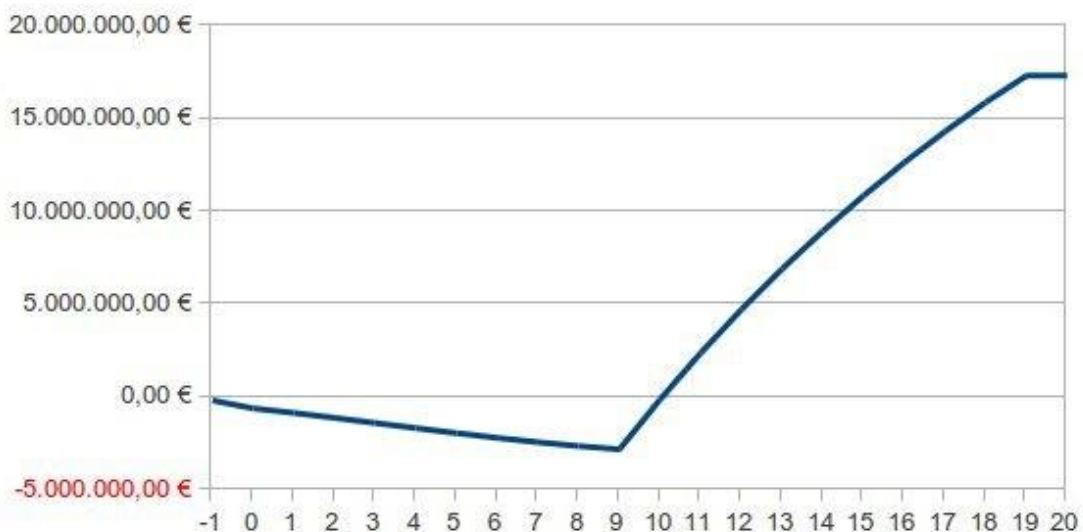


Abb. 24: Gewinn einer (Modell-)Geothermie-Anlage mit 3 MW_{el} und 28 MW_{th}

Tiefe Geothermie ist jedoch, speziell in Deutschland, ein sehr junges Gebiet der erneuerbaren Energien. Somit gibt es hier noch einige Gefahren und großes Entwicklungspotenzial. Die größten Unsicherheiten der Geothermie sind die Fündigkeit, welche wirtschaftlich gefährlich ist, und die Gefahr von Kleinerdbeben in der Umgebung der Anlage. (z.B. Geothermiekraftwerk Landau). Tiefe Geothermie hat jedoch gegenüber der Erdwärme den Vorteil, dass aufgrund der höheren Wassertemperaturen keine Wärmepumpen eingesetzt werden müssen, hier ist der Einsatz von normalen Pumpen mit höheren Wirkungsgraden, bzw. niedrigerem Energieverbrauch möglich. Dadurch lässt sich die tiefe Geothermie bei ausreichender Auslastung eher wirtschaftlich zu betreiben. Potenzielle Abnehmer sind hier Industrien mit hohem Wärmebedarf wie z.B. Thermalbäder, Wäschereien etc.

4.3.3 Nutzung der Geothermie-Potenziale und Ausblick

Aus Betrachtungen zur geologischen Situation in M-V und aus den einschlägigen Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen lässt sich folgendes feststellen: Hinsichtlich der hydrogeothermalen und petrothermalen Wärmeengewinnung bestehen in einigen Regionen schon seit längerem genutzte, aber auch bislang ungenutzte Potenziale, z.B. in Rostock und im näheren Umfeld. Es durchaus interessante Möglichkeiten, die jeweils mit spezifischen Vor- und Nachteilen verbunden sind und deren Untersuchung sich insbesondere auch ökonomisch als sinnvoll erweisen könnte.

Insbesondere auch die Region Mecklenburgische Seenplatte hat bei der energetischen Nutzung der hydrothermalen Geothermie eine lange Tradition. Bedingt durch die geologische Situation in der Region ist die hydrothermale Geothermie zur Wärmeherzeugung fast flächendeckend möglich. Potenzialbestimmende bzw. -begrenzende Faktoren für die Anwendung sind die lokalen Wärmebedarfe und die hohen Investitionskosten, die insbesondere durch die Kosten für die Herstellung der Bohrungen beeinflusst werden.

5 Überlegungen zur Machbarkeit

5.1 Generelle Aspekte

Die im Abschnitt 2 analysierten bestimmenden Faktoren für den Bau von EE-Anlagen sind im Wesentlichen wirtschaftliche Faktoren. D.h., EE-Anlagen werden dann gebaut, wenn sie einen betriebswirtschaftlichen Gewinn erwarten lassen oder wenn sie sich zumindest selbst finanzieren können. Die Wirtschaftlichkeit von PV, Solarthermie und Geothermie wird hauptsächlich durch Investitionskosten, durch die Einspeisevergütung (nur PV) und durch die Einsparung von Strom- und Wärmekosten bestimmt. Da die Investitionskosten tendenziell sinken und die Energiepreise tendenziell steigen, und zudem in Zukunft ggf. ein beschleunigter Anstieg zu erwarten ist, sollte auch die Wahrscheinlichkeit steigen, dass solche EE-Anlagen installiert werden²⁷.

Anders ist dies bei Biomasse-Anlagen. Hier kommen zu den Investitions- und Betriebskosten noch laufende Brennstoffkosten hinzu. Bei der Wirtschaftlichkeit gilt es, unterschiedliche Anlagentypen (Feststoffverbrennung, Herstellung von Flüssigbrennstoff/Biogas) mit möglichen Betriebsmodi (stromgeführte Betriebsführung, reine Wärmeproduktion, KWK) in unterschiedlichen Größen zu betrachten. Es sollen mit einem dafür entworfenen Werkzeug unter Berücksichtigung unterschiedlicher wirtschaftlicher Parameter einige mögliche Beispielanlagen untersucht werden. Diese Beispiele sollen die Grenzwerte der Wirtschaftlichkeit ermitteln, sowie Gewinnpotenziale und damit die Wahrscheinlichkeit der Installation solcher Anlagen aufzeigen. Die Entwicklung der Wirtschaftlichkeit und Gewinnpotenziale soll für die nächsten 20 Jahre prognostiziert werden.

Diese prognostizierte Wirtschaftlichkeit ist ein wichtiges Kriterium, um die einzelnen Nutzungspfade erneuerbarer Energien, soweit sie untereinander in einem Ressourcenwettbewerb stehen, gegeneinander abzuwägen. Dadurch können die in den vorliegenden Potenzialanalysen, z.B. im Landesatlas [/5.2/](#), angegebenen technischen Potenziale in wirtschaftliche Potenziale überführt und erwartbare Entwicklungen ihrer Nutzung abgeleitet werden. Diese bilden zugleich die Basis für die Abschätzung der damit verbundenen regionalwirtschaftlichen Effekte, insbesondere der Wertschöpfung. Für letztere kann dann auf regionaler und lokaler Ebene der Versuch einer Maximierung unternommen werden, soweit die Nutzung der erneuerbaren Energien sich dort zukünftig als steuerbar erweist.

Wie dies durchgeführt werden kann, wird in [/5.3/](#) mittels eines mathematischen Modells LORELEI gezeigt, Abb.25. Nachdem der Darstellung und Diskussion einer umfangreichen Datenbasis wurde dort ein dynamisches interregionales EE-Investitionsmodell entwickelt, mit

²⁷ Diese Entwicklung ist bereits deutlich erkennbar: Haben z.B. kleinere Industrie- und Gewerbebetriebe PV-Anlagen bislang als reine Investitionsobjekte betrachtet, erkennen sie diese Anlagen im Zuge der gestiegenen Strompreise zunehmend als eine Möglichkeit, durch den Eigenverbrauch des PV-Stroms die steigenden Strombezugskosten zu senken [/5.1/](#).

dem alle für die Investition in EE entscheidungsrelevanten Parameter abgebildet und darauf basierend zukünftige Entwicklungspfade der EE abgeleitet werden können²⁸. Die Konstruktion, Berechnung und Analyse verschiedener Ausbaupfade (Szenarien), Abb. 26, ergab Hinweise auf eine kostenoptimale Ausbaustrategie. So liegen für ein vorgegebenes langfristiges EE-Ausbauziel die EE-Ausbaukosten bei einem degressiven EE-Zubau mit ambitionierten Zwischenzielen stets höher als bei einem progressiven EE-Ausbaupfad auf Basis einer langfristigen Optimierung. Die Ergebnisse zeigen außerdem, wie sich die Höhe des Kostenvorteils eines langfristig optimalen EE-Ausbaupfads durch die Variation verschiedener zentraler Parameter verändert.

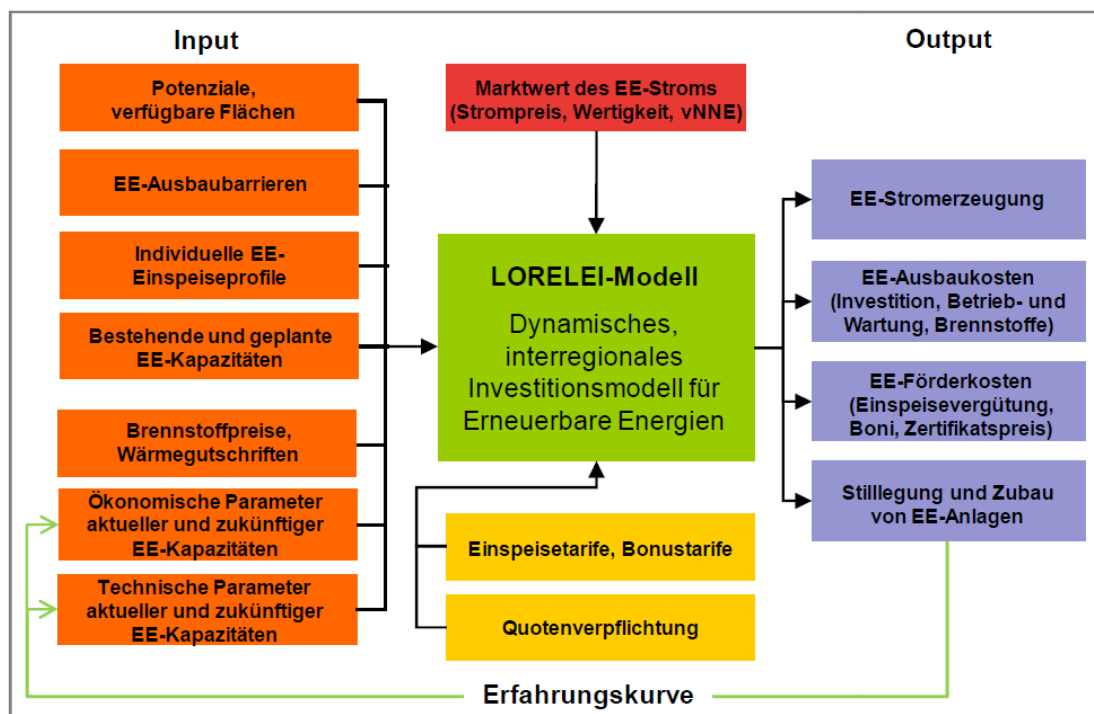


Abb. 25: Dynamisches interregionales EE-Investitionsmodell LORELEI /5.1/,S.190

²⁸ Neben den detaillierten wirtschaftlichen (z.B. Investitionskosten, jährliche Fixkosten, Abschreibungsdauer, Zinssatz) und technischen Parametern (z.B. Wirkungsgrad, Anlagengröße, technische Lebensdauer) von EE lagen werden zusätzlich Brennstoffpreise und Wärmegutschriften für Bioenergie-Anlagen ins Modell implementiert. Neben anlagenspezifischen Parametern werden die EE-Bestandsanlagen erfasst, deren Stilllegungspfade auf Basis ihrer Lebensdauer vorgegeben sowie außerdem kurz- und langfristige Zubaurestriktionen berücksichtigt.

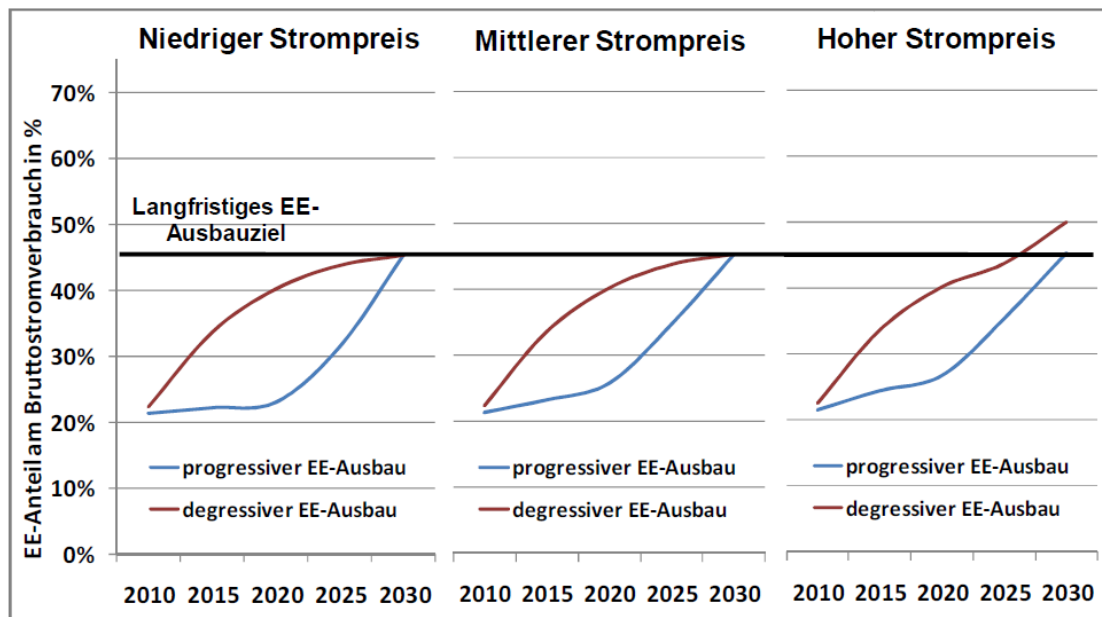


Abb. 26: Beispiel-Szenario „Referenz 45 % EE“ im Bruttostromverbrauch /5.1/, S.240

Allerdings sollten zur Klärung der Frage nach einer vorteilhaften Gestaltung z.B. der Biomassenutzung bzw. zur Bewältigung der Konkurrenz unterschiedlicher Nutzungsoptionen weitere Kennziffern herangezogen werden. Vorgeschlagen werden dafür z.B. der kumulierte Energieaufwand (KEA) und der Erntefaktor /5.4/, S.10 ff. In früheren Untersuchungen wurde z.B. mit Blick auf den Rohstoff Holz festgestellt, dass die Substitutionswirkung des Einsatzes von Kraftstoffen aus Holz im Verkehrsbereich lediglich 50 bis 70 Prozent der Substitutionswirkung des Einsatzes von Holz in einer Holzheizung erbringt. Die Wärmeerzeugung ist daher aus der Sicht der Ressourcenökonomie der Treibstoffherstellung vorzuziehen. Auch aus ökologischer und ökonomischer Sicht stellte sich die Wärme- bzw. Stromproduktion im Gegensatz zur Kraftstoffbereitstellung vorteilhafter dar.

5.2 Rahmenbedingungen für die Potenzialerschließung

Für die Abschätzung einer möglichen Art und Weise der Erschließung der in M-V bestehenden EE-Potenziale sind einige Randbedingungen zu berücksichtigen. Diese Rahmenbedingungen charakterisieren eine Umbruchsituation, sie führen ggf. nicht nur zu einer (energie-)politischen Neubewertung der Erneuerbaren Energien, sondern erhöhen auch die Komplexität des Umfeldes, in welchem sich die Erneuerbaren Energien entwickeln werden.

Zunächst ist zu erwarten, dass die **Wirtschaftlichkeit** und die Vermarktbarkeit der Erneuerbaren Energien in den anstehenden EEG-Anpassungen deutliche Veränderungen erfahren werden. Dies bedeutet auch, dass viele Wirtschaftlichkeitsrechnungen – nicht nur die hier durchgeführten, sondern auch die in der Literatur vorgestellten vielfältigen Analysen – soweit sie z.B. EEG-Daten wie technologiespezifische und zeitabhängige Vergütungen einbeziehen, in ihrer Gültigkeit für zukunftsbezogene Aussagen eingeschränkt sein werden.

Zwar gab es auch in den vergangenen Jahren immer wieder Anpassungs- und Nachführungserfordernisse wegen sich permanent ändernder politischer, rechtlicher und ökonomischer Rahmenbedingungen. Jedoch könnte die schon von der vorherigen Bundesregierung angekündigte (und in ihrer grundsätzlichen Notwendigkeit auch kaum bestrittene) EEG-Anpassung diesmal deutlich stärker ausfallen und als Zäsur im EE-Ausbau wirksam werden, wobei nicht nur im Strombereich betroffen sein wird.

Eine weitere Feststellung betrifft die bestehenden und bereits angesprochenen **Flächennutzungskonkurrenzen**. Diese bestehen zwischen einzelnen Erneuerbaren Energiequellen, insbesondere zwischen den beiden Formen der Solarenergienutzung sowie in der Biomasseerzeugung. Während die Windenergie durch die Einhegung in WEG flächenmäßig konkurrenzlos gestellt ist, müssen sich die Solarenergienutzungen zumindest die Dachflächen teilen. Diese Konkurrenzsituation ist jedoch vergleichsweise einfach beschreibbar. Anders stellt sich die Situation im Biomassebereich dar. Hier können prinzipiell alle Bioenergieträger, die auf Ackerflächen erzeugt werden, einander substituieren. Zunächst steht die Bioenergieerzeugung im Wettbewerb mit der Nahrungs- und Futtermittelproduktion.

Ein Grund für die Flächenkonkurrenz besteht z.B. in der mangelnden Harmonisierung der räumlichen Planung – für keine Erneuerbare Energiequelle ist bislang eine eigenständige Fachplanung entwickelt worden */5.5/*. Weder bestehen Festlegungen darüber, ob eine Steuerung der Nutzungskonkurrenzen über Gebietsfestlegungen oder über Parameter erfolgen soll. Zunächst jedoch müssen Energieziele in die Planungshierarchie integriert werden, damit überhaupt eine angemessene Flächensicherung erfolgen kann. Erforderlich erscheint außerdem eine möglichst frühzeitige Einbeziehung der Flächeneigentümer in die Planung. Nicht zuletzt besteht ein Widerspruch auch zwischen der Flächenversiegelung, die auch für EE-Anlagen und für die zugehörigen Infrastrukturen erforderlich sind, und dem Ziel einer Reduktion des täglichen Flächenverbrauchs.

Weitere damit verbundene Aspekte sind die Auswirkungen der Flächenansprüche von Erneuerbaren Energien auf die Grundstücks- und Immobilienpreise²⁹, die Möglichkeiten und Grenzen der ländlichen Bodenordnung, die mit Flurbereinigung und Flurneuordnung ein Flächenmanagement betreibt, Landnutzungskonflikte löst (z.B. durch freiwilligen Landtausch) und so zur Schaffung bzw. Verbesserung der Voraussetzungen für einen fortgesetzten EE-Ausbau beiträgt.

Nicht zu übersehen ist die mit der technologischen Entwicklung verbundene **Tendenz, Flächenkonkurrenzen zu wandeln**, d.h. sie einerseits aufzuweichen bzw. sogar zum Verschwinden zu bringen und andererseits neue entstehen zu lassen. Ein Beispiel dafür sind die Hybridkollektoren zur Nutzung der Solarenergie, mit welchen eine simultane Strom- und Wärmeerzeugung in ein und demselben Kollektor möglich ist.

²⁹ Eigentümer werden zunehmende Widerstände gegen eine Entwertung ihrer Grundstücke entfalten, die sie ggf. im Falle einer Nutzung für die Energieerzeugung erwarten.

Damit in engem Zusammenhang steht, dass sich die Potenziale der einzelnen Erneuerbaren Energien stärker als bisher wechselseitig beeinflussen bzw. sogar durchdringen. Beispiele dafür sind:

- die Nutzung der Abwärme von PV-Anlagen für Heizzwecke,
- die Nutzung von Wärme zur Stromerzeugung in Solarzellen und
- die Kombination von PV-Anlage (zur Stromerzeugung) mit der Wärmepumpe, die den PV-Strom zur Wärmeerzeugung nutzt.

Von besonderer Bedeutung sind (virtuelle) Großkraftwerke, die durch den Zusammenschluss verschiedener EE-Anlagen entstehen und die zunehmend als Instrument für den gegenseitigen Ausgleich fluktuierender Leistung/Einspeisung erkannt werden. Da hierfür verschiedene EE in ein Portfolio zu integrieren sind, könnte die gezielte Suche nach Einspeisern die Erschließung solcher Potenziale befördern, die mit ihren spezifischen Eigenschaften ein ggf. schon vorhandenes Profil ergänzen bzw. vervollständigen können. Neue Konkurrenzen können z.B. auftreten durch

- die Nutzung von PV-Strom zum Antrieb konventioneller Klimaanlage, die in Wettbewerb zur solarthermischen Kühlung steht,
- die zunehmende fachweltliche Akzeptanz der Nutzung von (temporär) überschüssigem Strom für Wärmeanwendungen (Heizung).

Eine weitere für den EE-Ausbau bedeutsame Rahmenbedingung ist darin zu sehen, dass **nachfrageseitige Restriktionen für die Potenzialerschließung** in dem Maße an Bedeutung verlieren wie bestimmte Technologien marktreif werden. Dies betrifft z.B. die Kombination von PV-Anlagen mit kleinen Hausspeichern in Wohngebäuden. Mit ihnen kann ein (größerer) Teil des erzeugten PV-Stroms selbst verbraucht und so zur Begrenzung der steigenden Stromkosten genutzt werden. Diese Entwicklung wird dazu führen, dass Dachflächen hinsichtlich ihrer Nutzbarkeit für die Strom- oder Wärmeerzeugung neu bewertet werden. Sie hat damit auch Auswirkungen auf Umfang und Geschwindigkeit der Erschließung der betreffenden Potenziale.

Einen derzeit erst in ihren Anfängen erkennbare und daher noch kaum zu prognostizierenden Einfluss auf die Erschließung von EE-Potenzialen hat die zunehmende **Vernetzung energetischer Infrastrukturen**, die bislang weitgehend unabhängig voneinander ausgebaut und betrieben wurden. Die Verknüpfung von Strom-, Gas- und Fernwärmenetzen durch Technologien wie *power to gas* und *power to heat* eröffnen auch den Erneuerbaren Energien neue Perspektiven.

5.3 Bioenergiedörfer als Treiber der Potenzialerschließung

Ein bedeutsame Gruppe von Akteuren bei der Erschließung der EE-Potenziale in M-V sind solche Gemeinden sowie Gebietskörperschaften, die in dem Bereich der Erneuerbaren Energien und des Klimaschutzes tätig sind. Diesen geht es einerseits um Beiträge zu einer

möglichst weitgehenden Vermeidung des Klimawandels (*mitigation*) und andererseits um eine vorausschauende Anpassung an den Klimawandel (*adaptation*). Hierunter werden alle Prozesse verstanden, die der Umstellung und Ausrichtung von natürlichen und gesellschaftlichen Systemen³⁰ an tatsächliche oder zu erwartende Klimaänderungen dienen. Diese Aktivitäten zielen nicht nur auf die Minderung negativer Auswirkungen, sondern insbesondere auch auf die Nutzung von Chancen und Vorteilen, die sich aus dem globalen Klimawandel auf lokaler Ebene auch ergeben können, darin eingeschlossen und mit besonderer Bedeutung ist die Nutzung der Erneuerbaren Energien. Die auch mit politischer Unterstützung tätigen Akteure setzen sich zunächst mit der Entwicklung von Konzeptionen und Maßnahmen auseinander. In der anzuschließenden Umsetzung geht es aber auch um die Umsetzung dieser Maßnahmen in konkreten Projekten (Klimaschutz-Teilkonzepte und Klimaschutzmanagement, Investitionen in stromeffiziente Technologien³¹). Viele dieser Aktivitäten werden durch die Nationale Klimaschutzinitiative³² gefördert.

Dies sind zum Beispiel die im ländlichen Raum entstehenden (Bio-)Energiedörfer, die in wachsendem Umfang die Energieversorgung ihrer Gemeinden übernehmen und diese oft ganz in eigener Verantwortung betreiben möchten. Dabei soll diese vorzugsweise oder auch ausschließlich auf Erneuerbaren Energien basieren³³.

³⁰ Diese Anpassungsstrategien beziehen sich vor allem auf die Vulnerabilität einer Gesellschaft bzw. von Räumen und Raumstrukturen, die im Übrigen auch in den Zuständigkeitsbereich der Raumordnung fallen, vgl. z.B. /5.6/ und /5.7/. Vgl. auch den Homepage Klima und Raum der Akademie für Raumforschung und Landesplanung (ARL)/ Leibniz-Forum für Raumwissenschaften mit Sitz in Hannover: [HTTP://WWW.KLIMA-UND-RAUM.ORG/](http://www.klima-und-raum.org/) (letzter Zugriff am 22.04.2013).

³¹ Dazu gehören neben Anlagen zur effizienten Stromerzeugung wie kleine KWK-Anlagen auch Stromtechnologien zur effizienten Stromverwendung. Hier können z.B. Maßnahmen zur Erneuerung von Straßenbeleuchtungen durch den Einsatz von LED-Technik durchgeführt werden.

³² Vgl. hierzu z.B. [HTTP://WWW.BMU-KLIMASCHUTZINITIATIVE.DE/](http://www.bmu-klimaschutzinitiative.de/) (dort sind auch nähere Informationen zu bereits geförderten Aktivitäten abrufbar) und zu den betreffenden Förderprogrammen, die von dem Projektträger Jülich im Auftrag des BMU betreut werden, z.B. [HTTP://WWW.PTJ.DE/KLIMASCHUTZINITIATIVE](http://www.ptj.de/klimaschutzinitiative). (letzter Zugriff am 22.04.2013).

³³ Wie die Verwendung des Begriffs ist auch das Selbstverständnis der (Bio-)Energiedörfer nicht einheitlich. Die (Bio)EnergieDörfer Genossenschaft (BEDEG) mit Sitz in Bollewick definiert ein (Bio)EnergieDorf oder eine (Bio)EnergieStadt als räumlich zusammenhängende Siedlung (eine Gemeinde, ein Gemeindeteil oder auch ein Verbund mehrerer Gemeinden oder Ortsteile), die ihre Energieversorgung mit selbst erzeugten EE sicherstellt. Dabei soll mindestens so viel Strom erzeugt werden, wie verbraucht wird und wenigstens 70 Prozent der benötigten Wärme lokal erzeugt wird. Dies kann durch verschiedene EE-Kombinationen erfolgen, z.B. durch WEA, PV, Solar- und Geothermie oder Wärmepumpen. Im ländlichen Raum ist die Biomasse wichtig. Hinzu kommen weitere Aspekte wie ausgewogene Landnutzungskonzepte und die Verbesserung der Energieeffizienz. Von besonderer Bedeutung dürfte jedoch sein, dass die Erzeuger und Nutzer der Energie in einer Gemeinschaft zusammengeschlossen sind, die in verschiedenen Formen organisiert sein kann: durch die Kommune, als Energiegenossenschaft der Bürger, als Verein, Stiftung oder auch in Netzwerken mit landwirtschaftlichen oder gewerblichen Unternehmen. Wichtig sind die Mitbestimmung, Teilnahme und Teilhabe der Bevölkerung, z.B. durch günstige und stabile Energiepreise, durch den Erwerb von Eigentumsanteilen durch Gewinnausschüttung oder durch den Einsatz der Erlöse für kommunale, soziale und kulturelle Zwecke. Quelle: [HTTP://WWW.BEDEG.DE/BIO-ENERGIEDOERFER/BIO-ENERGIEDOERFER.HTML](http://www.bedeg.de/bio-energieerdoerfer/bio-energieerdoerfer.html) (letzter Zugriff am 22.04.2013). Eine enger gefasste Definition des Bioenergiedorfs findet sich in /5.8/.

Impulse zur Realisierung von Nahwärmesystemen im ländlichen Raum gehen darüber hinaus auch von dem (Bio-)Energiedörfer-Coaching aus, welches durch die Akademie für Nachhaltige Entwicklung M-V mit Sitz in Güstrow gesteuert wird³⁴. Ziel des Coachings ist der Aufbau von Strukturen zur nachhaltigen Nutzung von Erneuerbaren Energien in M-V. Dazu werden z.B. die Potentiale einer Gemeinde analysiert und darauf aufbauend ein Konzept entwickelt. Neben dem Aufzeigen der unterschiedlichen Fördermöglichkeiten steht dann die fachliche Begleitung und Unterstützung bei der Umsetzung des Konzeptes im Mittelpunkt des Coachings.

Ein solches Nahwärmenetz ist z.B. in der Gemeinde Bollewick entstanden (Amt Röbel-Müritz im Landkreis Mecklenburgische Seenplatte). Das dort errichtete Nahwärmenetz hat eine Anschlussleistung von 1,2 MW. Das Netz wird aus zwei Biogas-Anlagen gespeist (2 x 500 kW_{el}/500 kW_{th} Hofbiogas auf der Grundlage von Nachwachsenden Rohstoffen)³⁵. In einem ersten Bauabschnitt wurden in Bollewick ca. 50 Haushalte sowie 5 öffentliche Gebäude angeschlossen. Ein zweiter Bauabschnitt sieht die Einbeziehung des Ortsteils Kambs in die Nahwärmeversorgung vor. Dazu soll eine dort vorhandene Hof-BGA von 350 kW auf 500 kW erweitert werden. Diese Anlage nutzt Nachwachsende Rohstoffe, Rindergülle und Energiepflanzen als Input-Stoffe. Um die in den BGA entstehende Wärme ganzjährig nutzen zu können, soll in Bollewick eine technische Trocknung mit einer HHS-Feuerung mit 300 kW Leistung umgerüstet werden.

Einen Überblick über den derzeitigen Stand der (Bio-)Energiedörfer in M-V gibt Abb. 27.

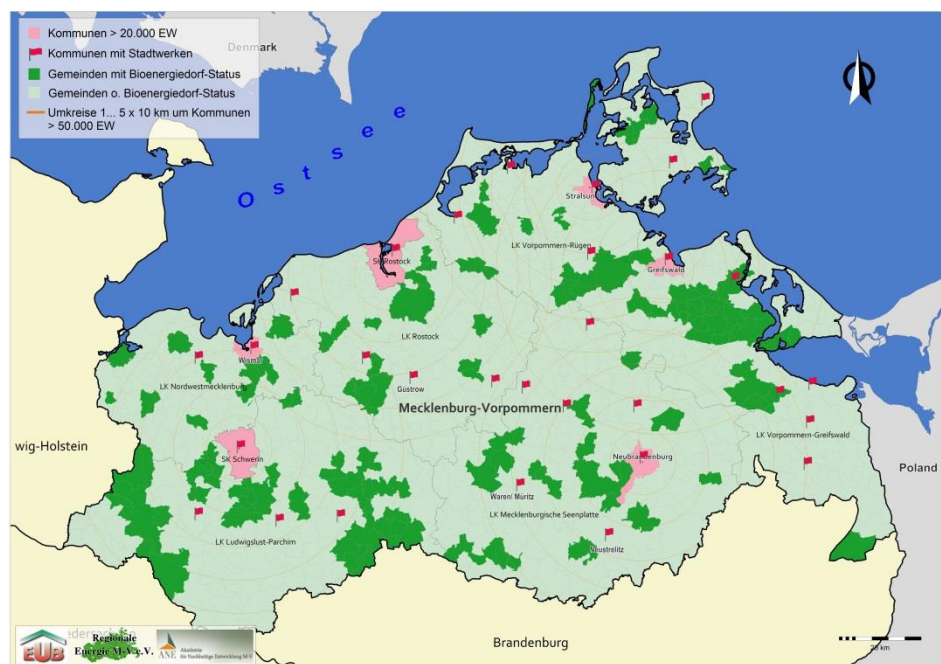


Abb. 27: (Bio-)Energiedörfer in M-V

³⁴ Homepage: [HTTP://WWW.NACHHALTIGKEITSFORUM.DE/401](http://www.nachhaltigkeitsforum.de/401) (letzter Zugriff am 20.09.2012).

³⁵ Weitere Informationen sind verfügbar unter: [HTTP://WWW.BEDEG.DE/BIO-ENERGIEDOERFER/BOLLEWICK.HTML](http://www.bedeg.de/bio-energiedoerfer/bollewick.html). (letzter Zugriff am 13.08.2012).

6 Untersuchungen zu den Lebenszyklen von EE-Anlagen

Die Bereitstellung von Energie ist einerseits mit unerwünschten Auswirkungen auf Mensch und Umwelt verbunden. Diese können nicht nur durch den Prozess der End- oder Nutzenergiebereitstellung, sondern auch durch vor- und nachgelagerte Prozesse wie beispielsweise Brennstoffgewinnung, Transport und Umwandlung von Energieträgern oder auch den Bau und den Rückbau der Energiewandlungsanlagen verursacht werden. Andererseits sind der Aufbau, der betrieb und die Unterhaltung und schließlich auch der Rückbau von Energieanlagen wesentliche Bestandteile regionaler Wertschöpfungsprozesse, die deutlich über die Bereitstellung von Energie hinausgehen.

Für eine optimale Einbindung dieser Prozesse in eine regionale Wirtschaft ist es erforderlich, diese Prozesse zu beschreiben, in ihren erwünschten und unerwünschten Wirkungen zu bilanzieren und – soweit möglich, zu gestalten und zu optimieren (Management³⁶).

Als Instrument zur systematischen Erfassung und Bewertung von Produkten und Dienstleistungen hat sich in den letzten Jahren der Ansatz des Life Cycle Assessment (LCA) durchgesetzt. Neben dem LCA werden in Abhängigkeit von den untersuchten Auswirkungen und dem Gegenstand der Bilanzierung, dessen Lebensweg analysiert wird, verschiedene Bezeichnungen wie z. B. Ökobilanz, Produktlinienanalyse oder ganzheitliche Bilanzierung verwendet. Sie verfolgen eine ähnliche Zielsetzung und unterscheiden sich nur zum Teil voneinander. Um den LCA-Ansatz abzugrenzen, wird in /6.1/, S.9 ff. folgende Definition vorgeschlagen:

Ziel der Lebenszyklusanalyse ist es, den gesamten Lebensweg eines Bilanzobjektes - beispielsweise eines Produktes, einer Dienstleistung, einer Technik oder eines Unternehmens - im Hinblick auf Auswirkungen auf Mensch, Umwelt und Gesellschaft zu untersuchen. Die Lebenszyklusanalyse gliedert sich in Zieldefinition, Sachbilanz, Wirkungsabschätzung und Auswertung. Die Sachbilanz umfasst die modellhafte Beschreibung der menschlichen Aktivitäten, die mit dem Bilanzobjekt direkt oder indirekt in Zusammenhang stehen. Die Wirkungsabschätzung umfasst die Abschätzung der Auswirkungen dieser Aktivitäten auf Mensch, Umwelt und Gesellschaft und deren Bewertung. Die Auswertung kann zum Ziel haben, ergebnisbestimmende Parameter zu ermitteln, Schwachstellen im Lebensweg aufzuzeigen oder verschiedene Bilanzobjekte miteinander zu vergleichen. Ist der Nutzen miteinander zu vergleichender Objekte unterschiedlich, sind auch Nutzendifferenzen in die Auswertung mit einzubeziehen.

³⁶ Ein solcher Ansatz geht weit über das etablierte Verständnis des Life Cycle Managements (LCM) hinaus: Dieses meint ein Produktmanagement, welches das ‚Lebenszyklusdenken‘ (life cycle thinking) auf die Unternehmensebene überträgt, mit dem Ziel, den gesamten Lebenszyklus der Produkte und Dienstleistungen nachhaltiger zu gestalten – und zwar innerhalb eines Unternehmens und als Erweiterung dortiger Umweltmanagementsysteme, vgl. /6.2/, S.33 ff.

Dieser Ansatz ist verschiedentlich auf Energietechnologien angewandt worden. Insbesondere in [/6.1/](#) werden fossile, nukleare und regenerative Stromerzeugungstechniken einer Lebenszyklusanalyse unterzogen (stein- und braunkohle- sowie erdgasgefeuerte GuD-Kraftwerke, Kernkraft mit Wiederaufarbeitung, Photovoltaik, Windenergie und Wasserkraft³⁷). Dazu werden die Sachbilanz in einem Hybrid-Ansatz aus Prozesskettenanalyse und Input-Output-Analyse aufgestellt und die Wirkungsabschätzung auf der Basis von in Modellen abgebildeten Wirkungen durchgeführt (Treibhauseffekt, Versauerung und Eutrophierung von Böden und Gewässern, Auswirkungen auf die menschliche Gesundheit, Schädigung von Materialien und Nutzpflanzen, Verbrauch endlicher Rohstoffe). Anhand der Sachbilanzen wird gezeigt, dass für die betrachteten Stromerzeugungstechniken unterschiedliche Lebenswegabschnitte identifizierbar sind: Bei den fossil gefeuerten Stromerzeugungssystemen sind der Kraftwerksbetrieb und die Brennstoffbereitstellung die wichtigsten Lebenswegabschnitte in Bezug auf die monetäre Bewertung der untersuchten Wirkungskategorien. Die Bereitstellung von betrieblichen Vorleistungen für den Betrieb sowie der Bau und der Rückbau des Kraftwerkes sind dagegen von untergeordneter Bedeutung. Das Resultat für die Stromerzeugung aus Kernkraft wird bestimmt durch die Brennstoffbereitstellung und -entsorgung, die Bereitstellung von Vorleistungen für den Betrieb des Kraftwerkes und den Bau des Kraftwerkes. Betrieb und Rückbau des Kraftwerkes sind dagegen von geringerer Bedeutung. Die Bilanzen für photovoltaische Stromerzeugungssysteme werden durch den Bau der Anlagen bestimmt, wobei die Elektrizitätsbereitstellung von besonderer Bedeutung ist. Backup-Aufwendungen, Betrieb und Rückbau der Anlage sind von geringerer Bedeutung. Bei Wind- und Wasserkraft beeinflussen neben dem Bau der Anlagen auch die Backup-Aufwendungen das Bilanzergebnis, obwohl sie geringer sind als für die PV-Anlagen.

Am Beispiel von GuD-Kraftwerken werden in [/6.2/](#) eine Lebenszyklusanalyse durchgeführt und Einflussfaktoren zur nachhaltigen Produktgestaltung solcher Kraftwerke bestimmt. Dazu werden diese in Teilsysteme untergliedert, für die jeweils eine Sachbilanz aufgestellt wird. In der anschließenden Wirkungsabschätzung werden die Wirkungspotentiale für die Lebensphasen des Produktsystems quantifiziert. Als Lebensphasen werden Herstellung, Betrieb (Grund- und Spitzenlast), Service sowie End of Life betrachtet.

In [/6.3/](#) werden ein integrierter Ansatz zu vergleichenden Technologieanalyse entwickelt (Verbindung von Helmholtz-Konzept und LCSA-Konzept, Integration sozialer oder institutioneller Aspekte) und zusätzliche soziale Indikatoren in die Lebenszyklusanalyse einbezogen.

Für die IT-Unterstützung des Lebenszyklusmanagements von Windenergieanlagen im offshore-Bereich wird in [/6.4/](#) ein generisches Objektmodell entwickelt. Der dort betrachtete Produkt-Nutzungs-Zyklus untergliedert sich in mehrere Phasen, angefangen von der Planung

³⁷ Da diese Technologien mit einem fluktuierenden Primärenergieangebot arbeiten, benötigen sie einerseits zusätzliche Techniken, um die Differenz zwischen der Nachfrage und dem EE-Nutzenergieangebot auszugleichen (Backup- Kraftwerke zur Bereitstellung von Reserveleistung). Andererseits führt die Integration der Erneuerbaren Energien zu ungünstigeren Betriebsbedingungen der konventionellen Kraftwerke. Die daraus resultierende Erhöhung ihrer Umweltwirkungen wird ebenfalls den EE-Technologien zugeschrieben (und als Backup-Aufwendungen bezeichnet).

und Entwicklung von Produkten und ihren zugehörigen Betriebsmitteln und Ressourcen (Planungsphasen), über deren Fertigungs- und Montageprozesse inklusive deren Herstellung sowie Nutzung bis hin zum Recycling (Arbeitsphasen). Erweitert wird dieser Zyklus durch einen sog. Servicezyklus³⁸, der gerade für offshore-Windparks durch die typische, lange Laufzeit eine erhebliche Bedeutung erhält. Abb. 28 zeigt die Komplexität des Lebenszyklus eines OWP, der in ähnlicher Weise auch bei landseitigen Windparks dargestellt werden kann. Das IT-Modell soll das des OWP-Lebenszyklusmanagement unterstützen. Dessen Ziele sind die Minimierung der Kosten, der Risiken und der Umweltbeeinträchtigungen über alle Phasen des Lebenszyklus hinweg. Von Bedeutung sind hierbei nicht nur die Art und Weise der Abbildung der in allen Lebensphasen zu verwaltenden Prozesse, Wissen und Daten etc. Wichtig ist auch die Integration der verschiedenen Teilsysteme (Einzelanlagen) zu einem Gesamtsystem OWP, wobei die Lebenszyklen aller Teilsysteme konvergieren, d.h. sich aufeinander zu bewegen sollten (Transportschiffe, WEA, Plattformen, Netzanbindungen etc.).

Ein ebenfalls die unterschiedlichen Lebenszyklen von EE-Anlagen einbeziehender Ansatz wird in [/6.5/](#) bei der Einbindung von Solar- und Windenergieanlagen in dezentrale Energieversorgungssysteme verfolgt. Dieser Ansatz kann die Sachbilanzen und Wirkungsabschätzungen einzelner Anlagenarten nicht in der gleichen Tiefe wie in den zuvor beschriebenen Untersuchungen analysieren. Er muss vielmehr die (möglichst einheitliche) Abbildung solcher Anlagen innerhalb eines übergeordneten, regionalen bzw. lokalen Gesamtsystems ermöglichen. Dies erfolgt z.B. durch Energieerntefaktoren und Amortisationszeiten sowie Schadstoffemissionen. Allerdings werden die zu den dezentralen Energieanlagen entwickelten Modelle nur für die Simulation vergleichsweise kurzer Versorgungszeiträume herangezogen (Tages- und Wochensimulationen). Eine Betrachtung langer Zeiträume, die den Lebenszyklus der Anlagen im Ganzen abbilden kann, erfolgt nicht. Die für die gesamte Lebensdauer ermittelten Kennwerte (aus den Sachbilanzen und Wirkungsabschätzungen) werden stattdessen auf kurze Zeitabschnitte oder auf erzeugte Energiemengen (kWh) umgelegt.

³⁸ Der Servicezyklus für OWP's startet mit der Übergabe des Produktes, verläuft zeitlich parallel zum Nutzungszyklus und überdauert diesen, da auch nach Marktaustritt noch Serviceverpflichtungen bestehen können.

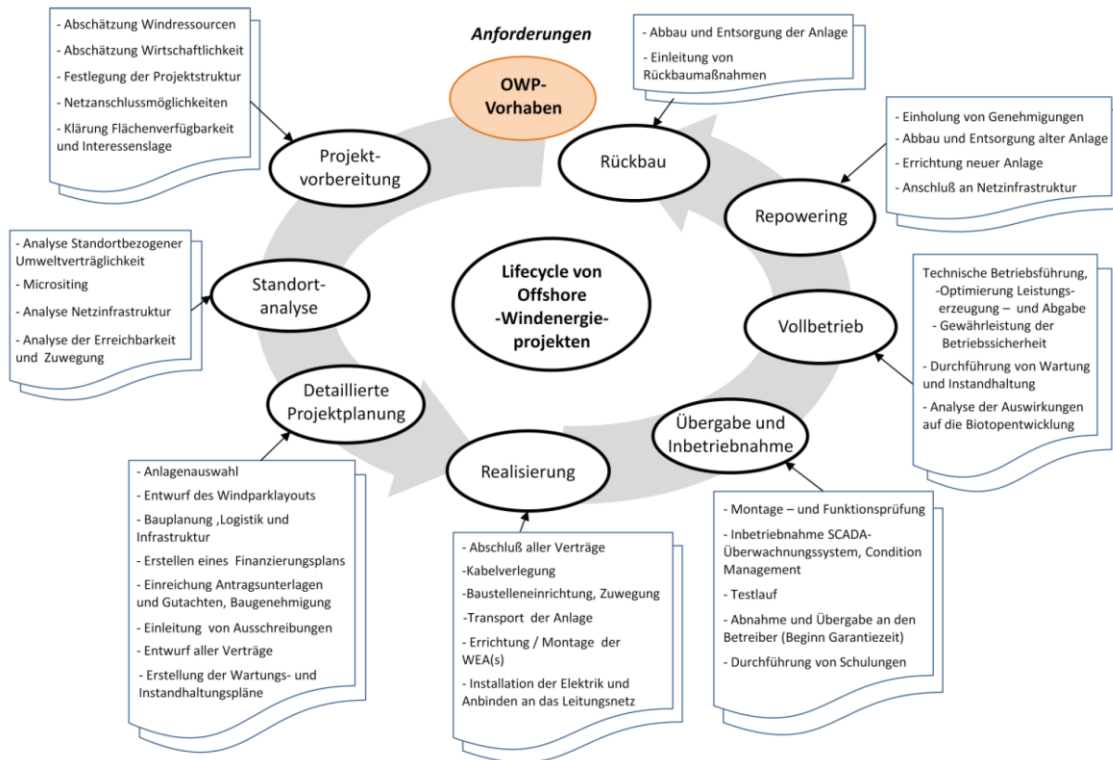


Abb. 28: Lebenszyklus eines offshore-Windparks /6.4/,S.41

Diese und weitere Untersuchungen zusammenfassend, bestätigt sich der z.B. auch in /6.7/,S.7 erhobene Befund, dass parallel zu den Potenzialerhebungen und -berechnungen in den letzten Jahren zunehmend auch Arbeiten im Bereich der ganzheitlichen Bilanzierung und der Lebenszyklusanalyse auf der Grundlage von Prozesskettenanalysen für die energetische Nutzung von Biomasse durchgeführt wurden. Die Untersuchungen weisen zum Teil deutlich unterschiedliche Herangehensweisen und Untersuchungsrahmen auf. Daher sind deren Ergebnisse nur bedingt vergleichbar und tragen daher auf unterschiedliche Weise zu der Diskussion um eine vorteilhafte EE-Nutzung bei. Für die Mehrheit der Studien gilt zudem, dass in der Biomassenutzung die Bereiche Strom-, Wärme- und Kraftstoffbereitstellung dabei weitestgehend getrennt voneinander betrachtet werden bzw. es wird in den Studien zumeist einer der Endenergieträger in den Fokus gerückt. Die grundsätzliche Frage nach einer zu bevorzugenden Art der energetischen Biomassenutzung.

Wie in der Auswertung der vorliegenden Untersuchungen ebenfalls deutlich wird, ist die Erstellung umfassender Sachbilanzen, die möglichst alle vor- und nachgelagerten Prozesse eines Energiesystems in die Betrachtung einbeziehen, jedoch mit einem erheblichen Aufwand verbunden /6.6/. Die Durchführung einer ganzheitlichen Bilanzierung – insbesondere die Erstellung einer Sachbilanz – erfordert zudem die Verwaltung großer Datenmengen.

Hier soll es daher im Weiteren darum gehen, die Entwicklung eines EE-Anlagenbestands in einer Region anhand typischer Lebenszyklen zu beschreiben. Damit wird die Grundlage geschaffen, um in weiterführenden Untersuchungen die Auswirkungen zu untersuchen, die sich aus der Bestandsentwicklung ergeben.

Nach der Abschätzung der Potenziale und nach der wirtschaftlichen Abwägung der (konkurrierenden) Nutzungen einzelner Erneuerbarer Energiequellen bzw. der dazu zu errichtenden EE-Anlagen steht die Frage nach dem zeitlichen Ablauf der Potenzialerschließung in einem engen Zusammenhang zu deren Lebenszyklen, Abb. 29.

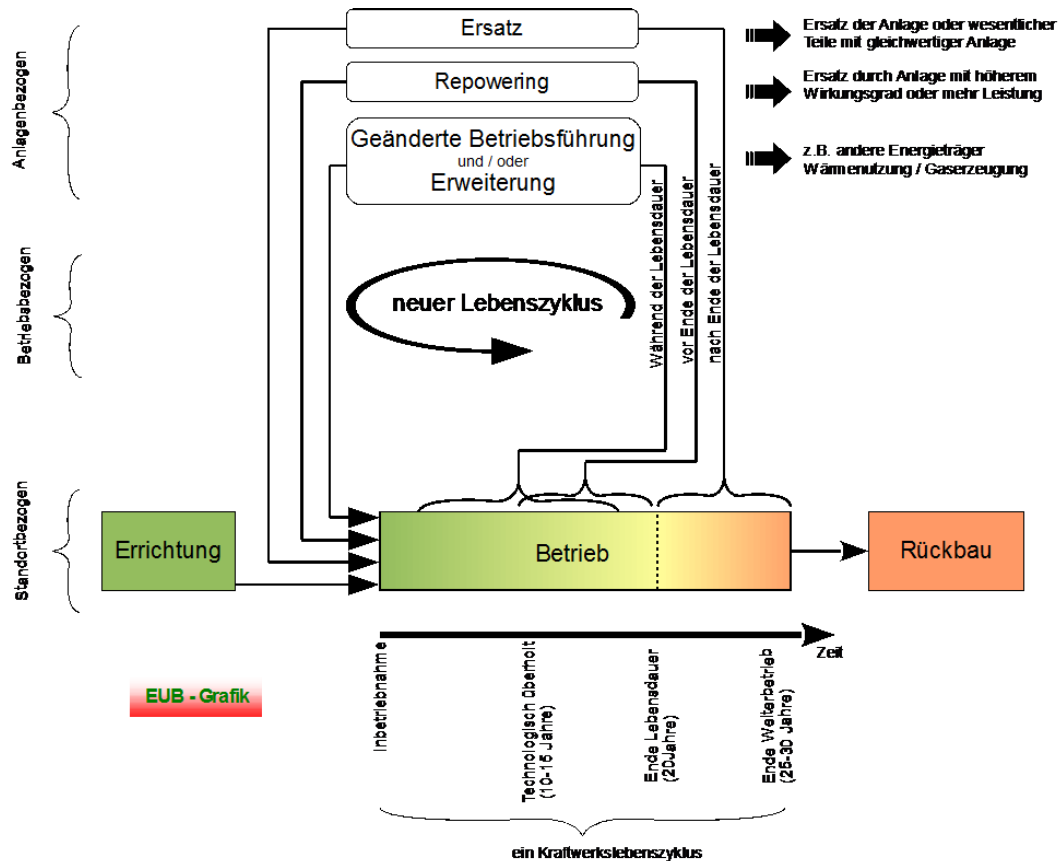


Abb. 29: Lebenszyklus einer EE-Anlage (schematisch)

Da auch EE-Anlagen eine Lebensdauer aufweisen, die aus verschiedenen Gründen möglichst auszuschöpfen ist, kann die Erneuerung einmal errichteter EE-Anlagen/-bestände zwar z.B. durch Repowering und anderweitig motivierte Anlagenerneuerungen beschleunigt werden. Dies ist jedoch sowohl volks- als auch betriebswirtschaftlich nur bis zu einem gewissen Grade sinnvoll.

Daher stellt sich die Frage, welche Zeiträume erforderlich sind, um z.B. im Bereich von WEA einen Generationswechsel im Anlagenbestand herbeizuführen. Zu diesem Zweck wurden einige Modellrechnungen durchgeführt, die in den folgenden Abbildungen dargestellt sind. Abb. 30 zeigt zunächst den grundlegenden Ansatz der Anlagenerneuerung. Er kann durch Repowering und andere Maßnahmen weiter ausgestaltet werden.

Abb. 31 stellt in Erweiterung dieses Grundansatzes der Anlagenerneuerung den Zusammenhang zwischen (Einzel-)Anlagenlebenszyklus und installierter Leistung her: Mit jeder neuen Anlagengeneration wächst auch die installierte Leistung.

In Abb. 32 wurde der Grundansatz unter Verwendung geeigneter (Modell-)Parameter auf den WEA-Bestand in M-V angewandt und dieser in einer möglichen Entwicklung seiner durchschnittlichen Anlagenleistung bis zum Jahr 2050 vorausberechnet.

Die Durchmischung des heute vorhandenen Anlagenbestandes mit zukünftigen (größeren) WEA führt zu einer steigenden Durchschnittsleistung, die wesentlich davon abhängt, in welchem Umfang Anlagen ersetzt werden und welche Anlagen(größe-/n) als Ersatz zum Einsatz kommen.

In weiterführenden Modellrechnungen lässt sich unter Zugrundelegung der Entwicklung der WEG-Fläche auch die Entwicklung der Gesamtleistung des WEA-Bestandes ermitteln.

Dies hier am Beispiel der Windenergie gezeigte Vorgehen lässt sich prinzipiell auf die anderen erneuerbaren Energiequellen übertragen.

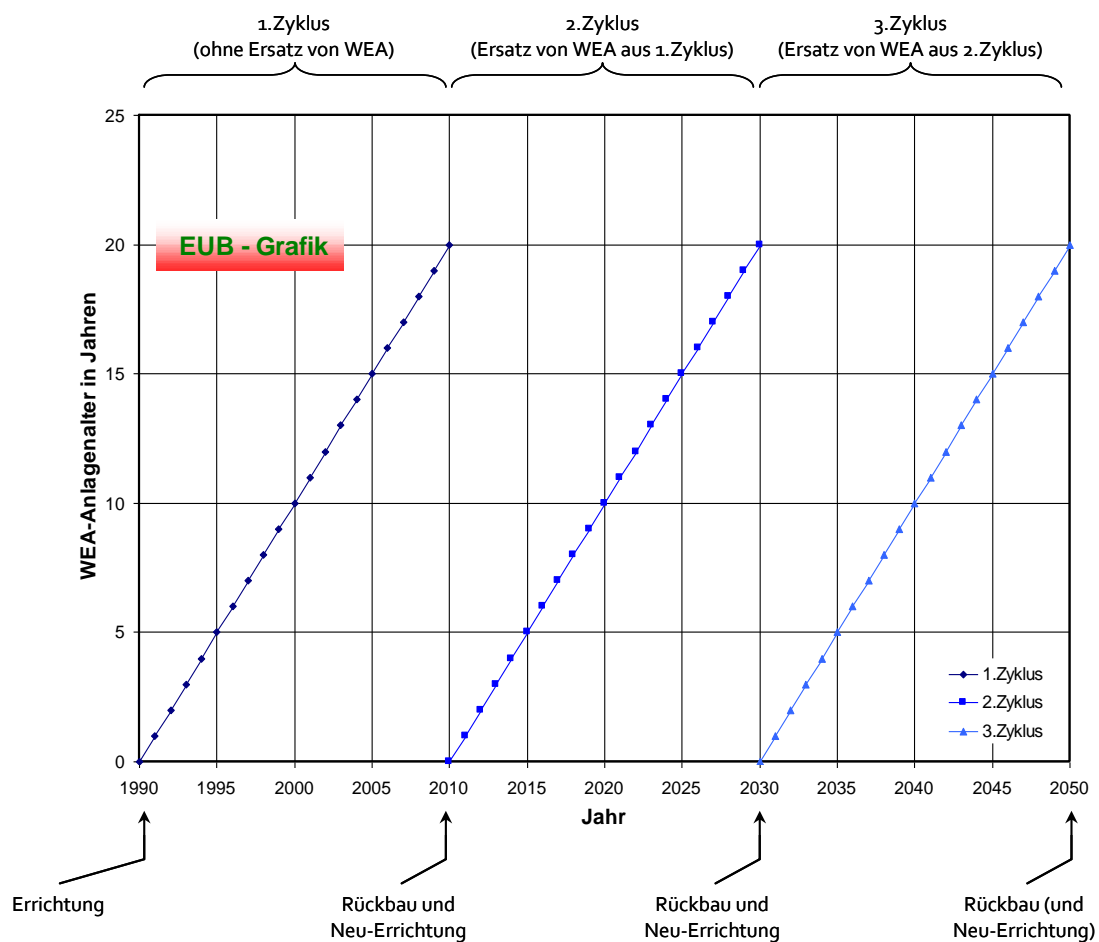


Abb. 30: Grundansatz der Anlagenerneuerung am Beispiel WEA

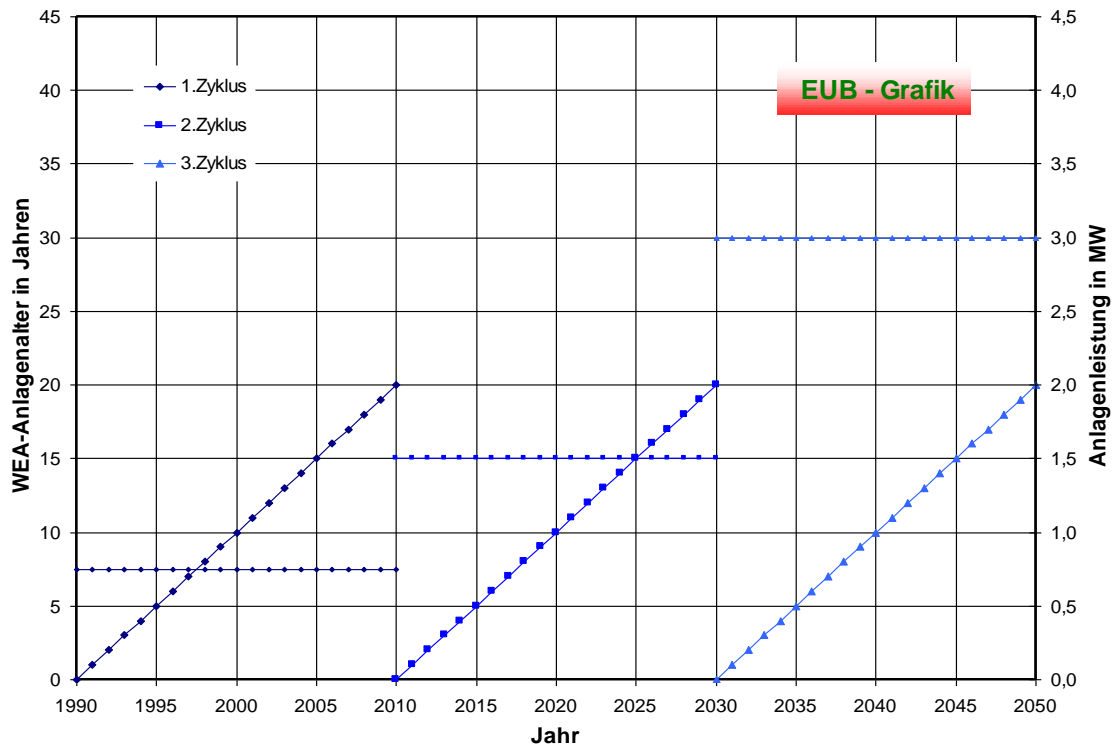


Abb. 31: Anlagenerneuerung und installierte Leistung von WEA

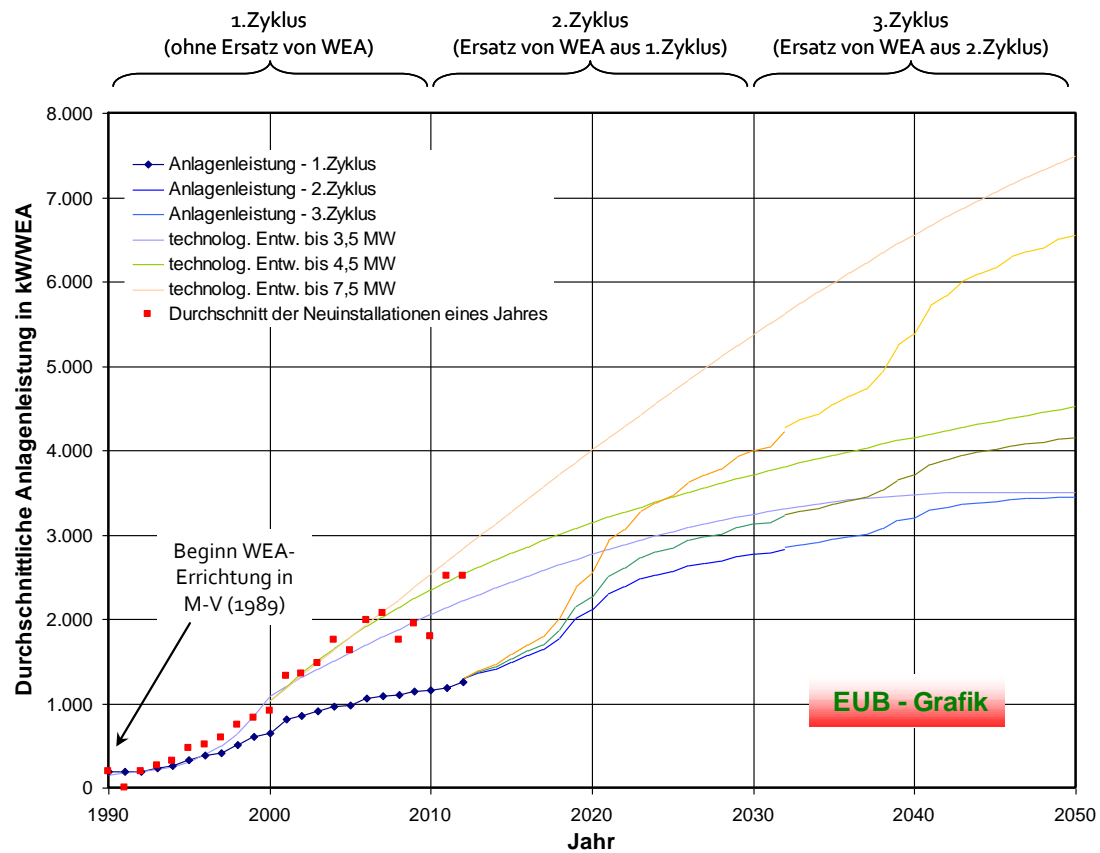


Abb. 32: Szenario einer resultierenden Entwicklung des WEA-Bestandes in M-V bis 2050

7 Zusammenfassung

In einem einleitenden Abschnitt des vorliegenden Berichtes werden nach der Zielstellung nachfrageseitige Merkmale und Technologiemerkmale benannt, welche die Eignung eines Standortes zur Nutzung einer bestimmten Erneuerbaren Energiequelle beeinflussen.

Auf der zu Beginn des zweiten Abschnitts thematisierten Angebotsseite bestimmen die Potenziale von Erneuerbaren Energiequellen ihre Nutzbarkeit. Deshalb werden in einem zweiten Abschnitt solche Einflussfaktoren diskutiert, die bestimmend sind für die Größe und für die Eigenschaften von EE-Potenzialen sowie für die Nutzbarkeit durch vorhandene bzw. absehbare Technologien. Dazu werden z.B. bei der Windenergie nicht nur regionale Windeigenschaften beschrieben, sondern auch die Entwicklungslinien der WEA-Technologie skizziert. Während die Beschreibung der Potenziale und ihrer Nutzbarkeit im Bereich der etablierten großen WEA keine Unsicherheiten birgt, entsteht mit den Klein-WEA ein bislang kaum prognostisch einzuschätzende Technologie- und Marktfeld. Die Potenziale, für deren Abschätzung gegenwärtig kaum anerkannte Methoden vorliegen, dürften gleichwohl enorm sein. Die weiteren angesprochenen Erneuerbaren Energiequellen sind die Bioenergie, die tiefe und die oberflächennahe Geothermie sowie die (in M-V sehr begrenzte, jedenfalls kaum genutzte) Wasserkraft.

Weiterhin werden im zweiten Abschnitt ausgewählte Bedarfsfaktoren und Systemeigenschaften von Erneuerbaren Energien angesprochen. Bedarfsfaktoren sollen die Ansprüche kennzeichnen, die eine Energiequelle erfüllen muss, wenn sie für die Deckung eines bestimmten Energiebedarfs geeignet sein soll. Dazu gehört nicht nur die Höhe und Struktur des Energieverbrauchs, sondern z.B. auch sein zeitliches Verhalten. Umgekehrt beschreiben Systemeigenschaften die (Erneuerbaren) Energiequellen in ihrer Eignung zur Erfüllung bestimmter Versorgungsaufgaben, z.B. Möglichkeiten der Anpassung an den momentanen Verbrauch, der Speicherung, der Verfügbarkeit der jeweils erforderlichen Energieträger u.ä.

Einen wichtigen Teil dieses Abschnittes bilden die Einflussfaktoren auf die wirtschaftlichen Potenziale von Erneuerbaren Energien. Hierzu gehören insbesondere die Investitions- und Betriebskosten sowie die Amortisationszeit, aber auch die EEG- Vergütung für eingespeiste Energie etc. Alle Faktoren werden diskutiert und ggf. tabellarisch dargestellt.

Im letzten Teil des zweiten Abschnittes wird die Veränderlichkeit der Potenziale von Erneuerbaren Energiequellen thematisiert. Definitionsgemäß ist ein Potenzial im Sinne eines Vermögens unabhängig von temporären Einflüssen. Jedoch lassen sich mit den Potenzialebenen zunehmend – neben dem technischen Fortschritt – Einflussfaktoren beschreiben, welche sowohl erweiternd als auch begrenzend auf die Potenziale wirken können, z.B. die Neuausweisung oder Streichung von Eignungsgebieten für die Windenergie.

Die für M-V ermittelten EE-Potenziale stehen im Mittelpunkt des dritten Abschnitts. Zunächst werden die im Landesatlas Erneuerbare Energien M-V 2011 (auch kartographisch) dargestellten Biomasse-Potenziale in ihren Datengrundlagen, in ihrer Berechnung sowie in

ihren Ergebnissen beschrieben. Diese Darstellung wird dann ergänzt um die weiteren, derzeit im Land genutzten EE-Potenziale.

Inzwischen gibt es auch auf der Ebene der Planungsregionen EE-Potenzialanalysen, die im Rahmen von Klimaschutz- oder Energiekonzepten entstanden sind. Stellvertretend wird hier die EE-Potenzialanalyse für die Region Westmecklenburg referiert.

Zuletzt werden Potenzialangaben dargestellt, welche in anderen Untersuchungen genannt werden, z.B. auf der Bundesebene. Solche Potenzialanalysen können mit den Ergebnissen im Land verglichen werden. Ggf. auftretende Differenzen können z.B. Hinweise auf unterschiedliche Daten oder Sichtweisen sein, die zu hinterfragen sich in aller Regel lohnt.

Die Wirtschaftlichkeit der Potenzialerschließung ist Gegenstand des vierten Abschnittes. Hier werden auf der Grundlage von Wirtschaftlichkeitsmodellen der untersuchten EE-Anlagen – Biomasse, Solarenergie, Geothermie – Modellanlagen definiert und mit den im zweiten Abschnitt zusammengetragenen Daten parametrisiert. Die Ergebnisse können im Weiteren herangezogen werden, um die im dritten Abschnitt angegebenen technischen Potenziale in wirtschaftliche Potenziale und in Erwartungspotenziale zu überführen. Zu diesem Zweck werden über die reine Wirtschaftlichkeit hinaus weitere Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit in ihren technologiespezifischen Ausprägungen analysiert: die Rentabilität, der erzielbare Gewinn pro Fläche, die Verkaufsmöglichkeiten für erzeugte Energie, die Konkurrenz zu bestehenden Anlagen, die Preisstabilität und Flexibilität bzgl. ggf. benötigter Rohstoffe sowie die Technologiereife. Die Ergebnisse werden beispielhaft für die Gemeinden des Landkreises Nordwestmecklenburg dargestellt. Ergänzt werden diese Betrachtungen zur Biomassenutzung um die Nutzung der Solarenergie (elektrisch und thermisch) sowie um die Geothermie (oberflächennah und tief).

Im fünften Abschnitt werden Überlegungen zur Machbarkeit angestellt. Neben generellen Aspekten wie der Wirtschaftlichkeit und der Ressourcenkonkurrenz werden hier methodische Aspekte angesprochen, wie die einzelnen Nutzungspfade der Erneuerbaren Energien in Szenarien ihrer zukünftigen Entwicklung zusammengeführt werden können. Beispielhaft wird ein in der Forschung verwendetes Modell beschrieben, mit dem die Ökonomik unterschiedlicher Ausbaudynamiken der Erneuerbarer Energien szenarienbasiert analysiert werden kann.

Den Hauptteil dieses Abschnittes bilden die aktuellen und zukünftigen Rahmenbedingungen für die Potenzialerschließung der Erneuerbaren Energien. Diese Rahmenbedingungen befinden sich in deutlichen, in ihrer Reichweite noch kaum absehbaren Veränderungen. Dabei handelt es sich nicht allein um politische Rahmenbedingungen wie die Förderung der Erneuerbaren Energien durch das EEG. Es handelt sich auch um technologische und (energie-)systemische Rahmenbedingungen, deren Veränderungen zu einem erheblichen Teil durch das enorme Wachstum der Erneuerbaren Energien bedingt sind. In der Summe führen diese Rahmenbedingungen dazu, dass prognostische Aussagen über die EE-Entwicklung mit besonderen Unsicherheiten verbunden sind.

Aber nicht nur die Rahmenbedingungen für die Erschließung der EE-Potenziale verändern sich. Auch die Akteure, die dies bewirken, entwickeln sich. Als ein Treiber der

Potenzialerschließung von besonderer Bedeutung (nicht nur) für M-V sind die (Bio-)Energiedörfer zu nennen.

Im letzten Abschnitt wird schließlich ein weiterer Einflussfaktor untersucht, der die zukünftige EE-Entwicklung beeinflussen wird. Nachdem Anfang der 1990er Jahre die ersten EE-Anlagen errichtet wurden, erreichen diese ersten Anlagen nun die Grenzen ihrer Lebensdauer. Sofern sie nicht zuvor bereits repowert wurden, schließt sich damit auch der Lebenszyklus der einen oder anderen EE-Anlage. Für den weiteren EE-Ausbau ist es daher nicht nur bedeutsam, äußere Einflussfaktoren und Rahmenbedingungen einschätzen zu können. Ebenso gewinnt nun auch die Einschätzung der inneren Einflüsse auf die Entwicklung des Bestands der EE-Anlagen an Bedeutung. Deshalb werden hier – exemplarisch – für den WEA-Bestand in M-V Möglichkeiten der Beschreibung und der Analyse von Lebenszyklen durchgeführt. Am Ende wird ein Szenario angegeben, das die mögliche Entwicklung des WEA-Bestandes in M-V unter Einbeziehung von WEA-Generationswechseln beschreibt.

Vergleicht man die Entwicklung der EE-Energieerzeugung in M-V mit den dort vorhandenen Potenzialen, ist festzustellen, dass die Erneuerbaren Energien derzeit insbesondere Strom erzeugen – hier konnte M-V inzwischen den Schritt vom Stromimporteur zum Stromexporteur vollziehen. Die Nutzung der Erneuerbaren Energien schöpft damit bislang die EE-Potenziale allerdings insbesondere wärmeseitig nur zu einem vergleichsweise geringen Teil aus!

Die Nutzung z.B. von Biomasse für die Wärmeversorgung kann insbesondere in den (Bio-)Energiedörfern deutlich ausgebaut werden. Neben der Nutzung der in Biogas-Anlagen (KWK) entstehenden Wärme kommt hier insbesondere dem Waldholz (Scheit-, Restholz, Holzhackschnitzel), den Holzpellets sowie ggf. dem Energieholz (Erzeugung in Kurzumtriebsplantagen) eine wachsende Bedeutung zu.

8 Quellen

- / 1.1/ Ministerium für Bau, Landesentwicklung und Umwelt M-V: Landesatlas Erneuerbare Energien 1996. Schwerin. 1997.
- / 1.2/ Umweltministerium M-V: Landesatlas Erneuerbare Energien 2002. Schwerin. 2003.
- / 1.3/ Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus M-V: Landesatlas Erneuerbare Energien 2011. Schwerin. 2011.
- / 1.4/ Ministerium für Ernährung, Landwirtschaft, Forsten und Fischerei M-V: (Bio-)EnergieLand M-V. Von der Vision zur Realität. Schwerin. 2006.
- / 1.5/ Energiemanagement Agentur emma e.V.: Regionales Energiekonzept Westmecklenburg. Teilkonzept 1 Potenzialanalyse der verfügbaren Erneuerbaren Energien. Im Auftrag des RPV Westmecklenburg. Schwerin. 2013.
- / 1.6/ EUB e.V./Institut: Regionales Energiekonzept Vorpommern. Teil 2: Kommunale Potenziale und Teilhabe. Im Auftrag des RPV Vorpommern. Rostock. 2014.
- / 1.7/ EUB e.V./Institut: Regionales Energiekonzept Mecklenburgische Seenplatte. Im Auftrag des RPV Mecklenburgische Seenplatte.
-
- / 2.1/ Kaltschmitt,M.; Wiese,A. (Hrsg.): Erneuerbare Energieträger in Deutschland : Potentiale und Kosten. Springer-Verlag. Berlin/Heidelberg/New York. 1993.
- / 2.2/ Trittin,T.: „NO SMOKING“ - CO₂-arme Stromerzeugung in einem nachhaltigen deutschen Energiesystem – ein Vergleich der CO₂-Vermeidungskosten von erneuerbaren Energiequellen und Carbon Capture and Storage. Diss. Universität Flensburg. 2012.
- / 2.3/ Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE): Potenzial der Windenergienutzung an Land. Studie (Kurzfassung). Berlin. 2012.
- /2.3/ Deutscher Städte- und Gemeindebund: Repowering von Windenergieanlagen – Kommunale Handlungsmöglichkeiten. DStGB DOKUMENTATION No.94. Berlin. 2009.
- /2.4/ Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE): Repowering von Windenergieanlagen. Effizienz, Klimaschutz, regionale Wertschöpfung. Berlin. 2012.
- /2.5/ Möhring,T.: Leitfaden Repowering. Handlungsempfehlungen und Strategien für die Entwicklung von Windenergiestandorten. Technische Universität Berlin. Berlin. 2010.
- /2.6/ Lütkehaus,I. et al.: Potenzial der Windenergie an Land. Studie zur Ermittlung des bundesweiten Flächen- und Leistungspotenzials der Windenergienutzung an Land. UBA. Dessau-Roßlau. 2013.
- / 2.7/ Ministerium für Bau, Landesentwicklung und Umwelt M-V: Landesatlas Erneuerbare Energien 1996. Schwerin. 1997.

- / 2.8/ EcoPlanetEnergy: A Sustainable Community - Case study 2. Verfügbar unter: <http://www.eco-planetenergy.com/all-about-eco-energy/inspired-leaders/case-study-2/>. (zuletzt aufgerufen am 20.12.2013).
- / 2.9/ Corradini,R.: Regional differenzierte Solarthermie-Potenziale für Gebäude mit einer Wohneinheit. Diss. Ruhr-Universität Bochum. 2013.
- /2.10/ Wirkner,R.: Energieholzproduktion im Kurzumtrieb - Chancen und Probleme bei ihrer Umsetzung. Diss. TU Cottbus. 2010.
- /2.11/ Aust,C.: Abschätzung der nationalen und regionalen Biomassepotentiale von Kurzumtriebsplantagen auf landwirtschaftlichen Flächen in Deutschland. Diss. Universität Freiburg i. Brsg. 2012.
- /2.12/ Petzold,R.: Standortsökologische Aspekte und Anbaupotenziale von Kurzumtriebsplantagen in Sachsen. Diss. TU Dresden. 2013.
- /2.13/ Hempel,S.: Biodieselproduktion aus Mikroalgen. Diss. TU Berlin. 2013.
- /2.14/ König,A.: Ganzheitliche Analyse und Bewertung konkurrierender energetischer Nutzungspfade für Biomasse im Energiesystem Deutschland bis zum Jahr 2030. Diss. Universität Stuttgart. 2009.
- /2.15/ Simon,S.M.: Szenarien nachhaltiger Bioenergiepotenziale bis 2030 – Modellierung für Deutschland, Polen, Tschechien und Ungarn. Diss. TU München. 2007.
- /2.16/ Verordnung (EG) Nr. 1782/2003 des Rates vom 29. September 2003 mit gemeinsamen Regeln für Direktzahlungen im Rahmen der Gemeinsamen Agrarpolitik und mit bestimmten Stützungsregelungen für Inhaber landwirtschaftlicher Betriebe und zur Änderung der Verordnungen (EWG) Nr. 2019/93, (EG) Nr. 1452/2001, (EG) Nr. 1453/2001, (EG) Nr. 1454/2001, (EG) Nr. 1868/94, (EG) Nr. 1251/1999, (EG) Nr. 1254/1999, (EG) Nr. 1673/2000, (EWG) Nr. 2358/71 und (EG) Nr. 2529/2001. Amtsblatt der Europäischen Union 46 (L270): 1-70.
- /2.17/ Katzung,G. (Hrsg.): Geologie von Mecklenburg-Vorpommern. E.Schweizerbarth'sche Verlagsbuchhandlung. Stuttgart. 2004.
- /2.18/ Energie-Umwelt-Beratung e.V./Institut (EUB): Nutzung der Geothermie zur Fernwärmeversorgung in Rostock. Machbarkeitsstudie im Auftrag der Stadtwerke Rostock AG. Rostock. 2011.
- /2.19/ Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus M-V: Landesatlas Erneuerbare Energien 2011. Schwerin. 2011.
- /2.20/ Anderer,P. et al.: Potentialermittlung für den Ausbau der Wasserkraftnutzung in Deutschland als Grundlage für die Entwicklung einer geeigneten Ausbaustrategie. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Aachen. 2010.
- /2.21/ Landesamt für Umwelt, Naturschutz und Geologie: Bewirtschaftungsplan nach Artikel 13 der Richtlinie 2000/60/EG für die Flussgebietseinheit Warnow/Peene. Güstrow. 2009.
- /2.22/ Fulda,E.; Härter,M. (Hrsg.): Neue Ansätze der Prognostik. Verlag Peter Lang. Frankfurt a.M. 1997.

- / 3.1/ Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus M-V: Landesatlas Erneuerbare Energien 2011. Schwerin. 2011.
- / 3.2/ Statistische Ämter des Bundes und der Länder (Hrsg.): Statistik Lokal. Ausgabe 2006. Mit Gemeindedaten für ganz Deutschland. Wiesbaden. Verschiedene Jahrgänge.
- / 3.3/ -: Biotop- und Nutzungstypen-Kartierung M-V BNTK/LINFOS. Region Biosphärenreservat Schaalsee. LUNG M-V. Güstrow. 2003.
- / 3.4/ -: Bereitstellung von Daten aus dem LINFOS M-V 4.0 (Landesweite Analyse und Bewertung der Landschaftspotenziale) für die Quantifizierung von Biomassepotenzialen in ausgewählten Gemeinden des Bundeslandes M-V. LUNG M-V. Güstrow. 2007.
- / 3.5/ Ministerium für Ernährung, Landwirtschaft, Forsten und Fischerei M-V: (Bio-)Energiewelt M-V. Von der Vision zur Realität. Schwerin. 2006.
- / 3.6/ Energiemanagement Agentur emma e.V.: Regionales Energiekonzept Westmecklenburg. Teilkonzept 1 Potenzialanalyse der verfügbaren Erneuerbaren Energien. Im Auftrag des RPV Westmecklenburg. Schwerin. 2013.
- / 3.7/ Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE): Potenzial der Windenergienutzung an Land. Studie (Kurzfassung). Berlin. 2012.
- / 3.8/ Ministerium für Energie, Infrastruktur und Landesentwicklung M-V: Netzstudie M-V 2012: Netzintegration der Erneuerbaren Energien im Land Mecklenburg-Vorpommern. Endbericht. Universität Rostock. Rostock. 2013.
- / 3.9/ DIW Berlin/ZSW Stuttgart: Vergleich der Bundesländer: Analyse der Erfolgsfaktoren für den Ausbau der Erneuerbaren Energien 2012 - Indikatoren und Ranking. Endbericht. Berlin und Stuttgart. September 2012.
- / 4.1/ Biomasseanlagen in Mecklenburg-Vorpommern 2012. Verfügbar unter: http://www.regierung-mv.de/Biomasseanlagen_in_Mecklenburg-Vorpommern/index.jsp. (zuletzt aufgerufen am 17.Juli 2013).
- / 4.2/ Faustzahlen Biogas 2012. Verfügbar unter: [HTTP://WWW.BIOGASPORTAL.INFO/](http://WWW.BIOGASPORTAL.INFO/). (zuletzt aufgerufen am 15.Juli 2013).
- / 4.3/ Rohstoff-Preise 2013. Verfügbar unter: [HTTP://WWW.BOERSE.DE/ROHSTOFFE/](http://WWW.BOERSE.DE/ROHSTOFFE/). (zuletzt aufgerufen am 27.Dezember 2013).
- / 4.4/ KfW-Bank, 2012. Verfügbar unter: [HTTPS://WWW.KFW.DE/](https://WWW.KFW.DE/). (zuletzt aufgerufen am 27.Dezember 2013).
- / 4.5/ föderal erneuerbar, 2013. Verfügbar unter: [HTTP://WWW.FOEDERAL-ERNEUERBAR.DE](http://WWW.FOEDERAL-ERNEUERBAR.DE). (zuletzt aufgerufen am 27.Dezember 2013).
- / 4.6/ Biogas: Neuanlagenmarkt bricht ein. Verfügbar unter: [HTTP://WWW.AGRARHEUTE.COM/NEUANLAGENBAU-2012](http://WWW.AGRARHEUTE.COM/NEUANLAGENBAU-2012). (zuletzt aufgerufen am 27.Dezember 2013).

- / 4.7/ Generalfaktor für die CO₂-Emissionen aus der bundesdeutschen Stromerzeugung. Verfügbar unter: [HTTP://WWW.LAK-ENERGIEBILANZEN.DE/SEITEN/DOWNLOAD/CO2BILANZEN/METHODIK/GENERAL-FAKTOR.XLS](http://www.lak-energiebilanzen.de/seiten/download/co2bilanzen/methodik/general-faktor.xls). (zuletzt aufgerufen am 27.Dezember 2013).
- / 4.8/ BDEW-Strompreisanalyse. Mai 2013. Haushalte und Industrie. Berlin, 27.Mai 2013. Verfügbar unter: [HTTPS://WWW.BDEW.DE/INTERNET.NSF/ID/123176ABDD9ECE5DC1257AA20040E368/\\$FILE/13%2005%2027%20BDEW_STROMPREISANALYSE_MAI%202013.PDF](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/123176ABDD9ECE5DC1257AA20040E368/$FILE/13%2005%2027%20BDEW_STROMPREISANALYSE_MAI%202013.PDF). (zuletzt aufgerufen am 27.Dezember 2013).
- / 5.1/ Jakobi,M.: Eigenversorgung im Gewerbe: Solarstrom als Kostensenker. In: Sonne Wind & Wärme 37(2013)11.S.74-75.
- / 5.2/ Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus M-V: Landesatlas Erneuerbare Energien 2011. Schwerin. 2011.
- / 5.3/ Wissen,R.: Die Ökonomik unterschiedlicher Ausbaudynamiken Erneuerbarer Energien im europäischen Kontext – eine modellbasierte Analyse. Diss. Universität zu Köln. 2011.
- / 5.4/ König,A.: Ganzheitliche Analyse und Bewertung konkurrierender energetischer Nutzungspfade für Biomasse im Energiesystem Deutschland bis zum Jahr 2030. Diss. Universität Stuttgart. 2009.
- / 5.5/ Klärle,M. (Hrsg.): Erneuerbare Energien, unterstützt durch GIS und Landmanagement. Verlag Wichmann. Berlin. 2012.
- / 5.6/ Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS): Erneuerbare Energien: Zukunftsaufgabe der Regionalplanung. Bonn. 2011.
- / 5.7/ Sustainability Center Bremen (Hrsg.): Klimaanpassung in Planungsverfahren. Leitfaden für die Stadt- und Regionalplanung. O.Jg.
- / 5.8/ Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (Hrsg.): Wege zum Bioenergiedorf. Leitfaden für eine eigenständige Wärme- und Stromversorgung auf Basis von Biomasse im ländlichen Raum. Gülzow. 2008.
- / 6.1/ Marheineke,T.: Lebenszyklusanalyse fossiler, nuklearer und regenerativer Stromerzeugungstechniken. Diss. Universität Stuttgart. 2002.
- / 6.2/ Parthey,F.: Lebenszyklusanalyse und Bestimmung von Einflussfaktoren zur nachhaltigen Produktgestaltung von GuD-Kraftwerken. Diss. BTU Cottbus. 2010.
- / 6.3/ Lehmann,A.: Lebenszyklusbasierte Nachhaltigkeitsanalyse von Technologien. Diss. TU Berlin. 2013.
- / 6.4/ Dietrich,U.: Ein generisches Objektmodell zum IT-unterstützten Lebenszyklusmanagement von Windkraftanlagen im Offshore-Bereich. Diss. Universität Rostock. 2012.

/ 6.5/ Lange,A.: Einbindung von Solar- und Windkraft-Anlagen in dezentrale Energieversorgungssysteme. Diss. Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg. 2005.

/ 6.6/ Mansour,M.: Informations- und Wissensbereitstellung für die lebenszyklusorientierte Produktentwicklung. Diss. TU Braunschweig. 2006.

/ 6.7/ König,A.: Ganzheitliche Analyse und Bewertung konkurrierender energetischer Nutzungspfade für Biomasse im Energiesystem Deutschland bis zum Jahr 2030. Diss. Universität Stuttgart. 2009.

Anhang 1: Potenzialbegriffe

Gegenstand einer Potenzialanalyse ist die Erfassung der Energieträger bzw. Energiemengen, die auf regionaler Ebene innerhalb eines gegebenen Zeitraumes – z.B. innerhalb eines Jahres – unter Berücksichtigung verschiedener Randbedingungen zur Verfügung gestellt werden können. Auf der Grundlage einer Systematik dieser Randbedingungen können verschiedene Potenzialbegriffe gegeneinander abgegrenzt werden, Abb. A 1.

Das theoretische Potenzial ist das aus naturwissenschaftlichen Randbedingungen (verfügbare Flächen, Anbaumöglichkeiten, Erträge u.ä.) ableitbare Biomasseangebot. Es stellt somit die theoretische Obergrenze eines Energieangebotes dar, welches aufgrund verschiedener, prinzipiell unaufhebbarer (technischer oder landwirtschaftlich-pflanzenbaulicher) Schranken nicht vollständig genutzt werden kann.

Das technische Potenzial beschreibt demgegenüber den Anteil des theoretischen Potenzials, der unter Berücksichtigung derzeitiger technischer Randbedingungen nutzbar ist. Diese werden durch die verfügbaren Nutzungstechniken, ihre Wirkungsgrade, durch die Verfügbarkeit von Standorten auch im Hinblick auf konkurrierende Nutzungen sowie strukturelle, ökologische und sonstige Beschränkungen begrenzt. In Abhängigkeit von unterschiedlichen Nutzungstechniken und sonstigen Randbedingungen (produktionsseitige Begrenzungen, bedarfsseitige Restriktionen) kann es somit auch unterschiedliche technische Potenziale eines regenerativen Energieträgers geben.

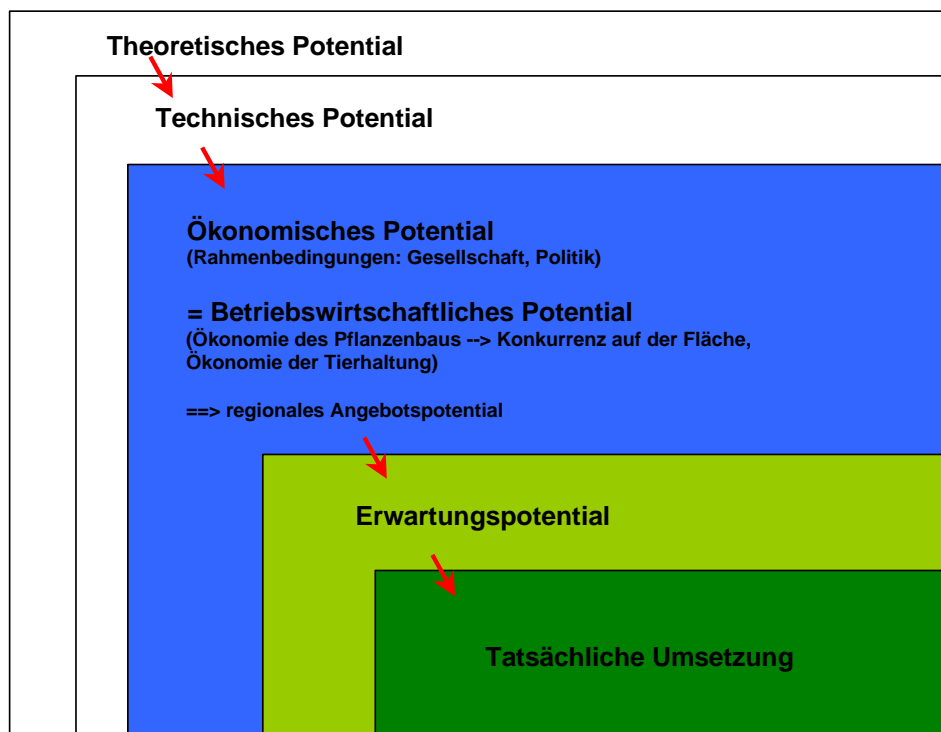


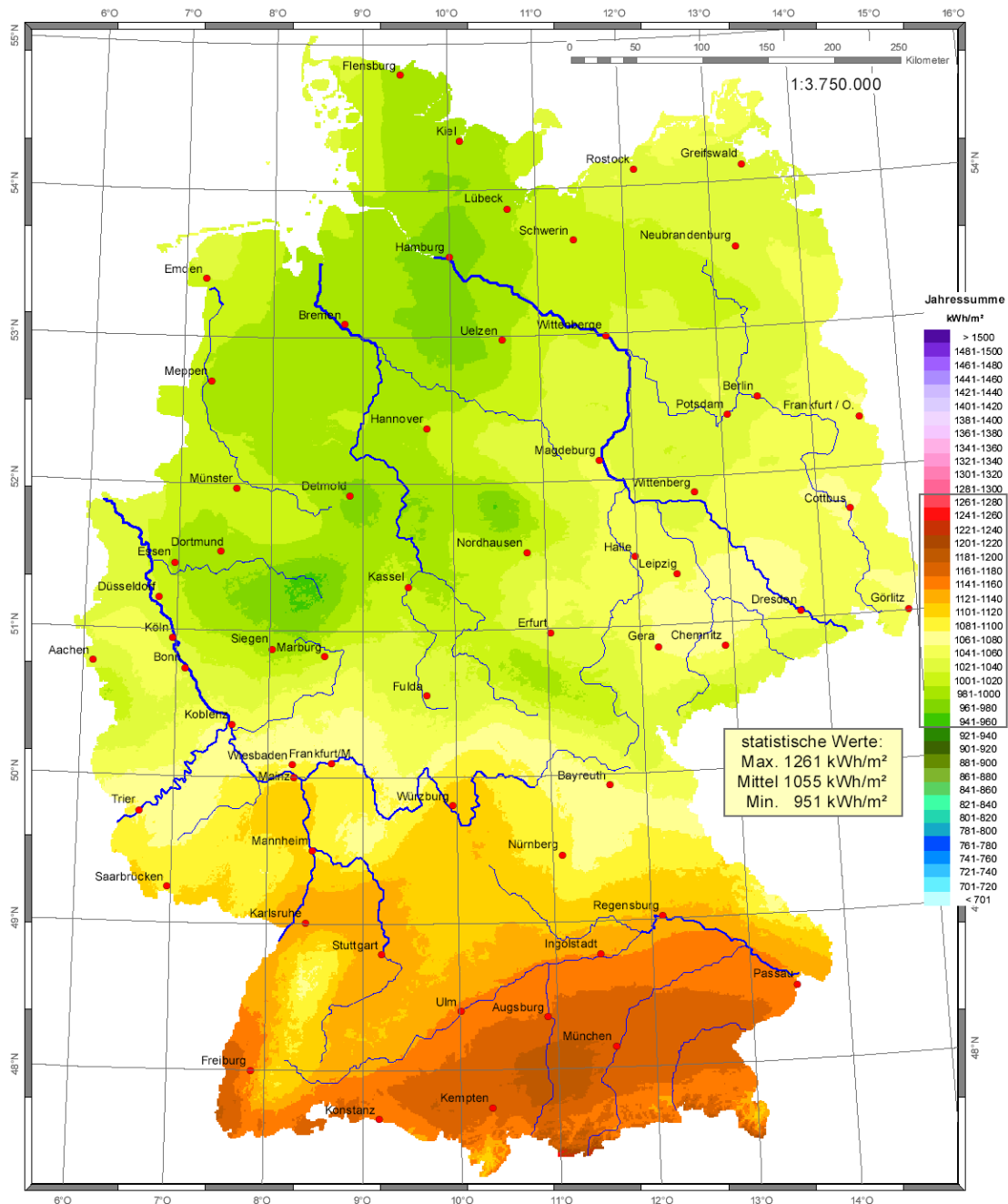
Abb. A 1: Abgrenzung der Potenzialbegriffe (modifiziert)

Das wirtschaftliche Potenzial ist der Anteil des technischen Potenzials, der – unter gegebenen ökonomischen Randbedingungen – genutzt würde, wenn alle wirtschaftlich konkurrenzfähigen Maßnahmen durchgeführt werden. Zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit sind die jeweiligen Einsatzbereiche und die innerhalb dieser Bereiche mit ihnen konkurrierenden anderen Energiebereitstellungssysteme zu berücksichtigen. Das wirtschaftliche Potenzial einer regenerativen Energiequelle wird damit stark von den konventionellen Systemen und den Energiepreisen beeinflusst. Aufgrund der schwankenden Preise fossiler Energieträger unterliegt somit auch das wirtschaftliche Potenzial von regenerativen Energieträgern Schwankungen.

Das ausschöpfbare oder Erwartungspotenzial biogener Energieträger gibt den zu erwartenden tatsächlichen Beitrag zur Energieversorgung an. Dieser Beitrag ist im Allgemeinen geringer als das wirtschaftliche Potenzial, da es nicht sofort, sondern nur innerhalb eines längeren Zeitraumes erschlossen werden kann (z.B. aufgrund begrenzter Kapazitäten der Anlagenfertigung, noch bestehender Anlagen, sonstiger Hemmnisse wie Informationsdefizite, rechtliche und administrative Grenzen).

Anhang 2: Globalstrahlung in der Bundesrepublik Deutschland

Mittlere Jahressummen, Zeitraum: 1981 - 2010



Wissenschaftliche Bearbeitung:
DWD, Abt. Klima- und Umweltberatung, Pf 30 11 90, 20304 Hamburg
 Tel.: 040 / 66 90-19 22; eMail: klima.hamburg@dwd.de

Deutscher Wetterdienst
Wetter und Klima aus einer Hand

05.09.2012 / DN