

Forschungsbericht

Potential- und Speicheranalyse im Bereich regenerative Energien in Oberfranken

PuSA_iOfr

Untersuchung energetischer Daten von 1980 bis 2019 im Bereich Windkraft-,
Wasserkraft-, Bio-/ Klärgas, Photovoltaik- und Speicheranlagen zur regenerativen
Energieversorgung des Untersuchungsgebiets

Bearbeiter:

Name: Christoph Langguth
Universität: Technische Hochschule Nürnberg
Fakultät: Maschinenbau und Versorgungstechnik
Vertiefungsrichtung: Energietechnik
Email: langguthch70282@th-nuernberg.de

Prüfer: Prof. Dr.-Ing. Matthias Popp

Analysevertiefung: Aktuelle Kosten und Technik von Solaranlagen

1 Inhaltsverzeichnis

I.	Abbildungsverzeichnis.....	IV
II.	Tabellenverzeichnis.....	VI
1	Einleitung.....	1
1.1	Ausgangssituation, Untersuchungsgebiet & Forschungsablauf	1
1.2	Forschungsfragen.....	3
2	Stromverbrauch (2018).....	4
2.1	Einführung	4
2.2	Höhe des Stromverbrauchs in 2018	5
2.3	Lastverlauf des Jahres 2018	6
3	Bestehende Windkraft-, Wasserkraft-, Biogas-/Klärgas-, Photovoltaik- & Speicheranlagen.....	8
3.1	Einführung	8
3.2	Windkraftanlagen.....	9
3.3	Wasserkraftanlagen.....	10
3.4	Biogas-/ Klärgasanlagen	11
3.5	Photovoltaikanlagen	12
3.6	Speicheranlagen	13
3.6.1	Batteriespeicher	13



3.6.2	Weitere Speicher	13
3.7	Zusammenfassung	13
4	Wettertechnisch ungünstigste Jahre von 1980 bis 2019 zur Nutzung von Sonnen- und Windkraft	16
5	Offener Strom- & Speicherbedarf sowie dessen Deckung	21
5.1	Photovoltaikanlagen	21
5.2	Windkraftanlagen.....	22
5.3	Geotechnische Speicher	23
6	Aktuelle Technik und Kosten der Solarenergie.....	23
6.1	Einführung	23
6.2	Solaranlagen – Aktuelle Technik	29
6.3	PV Dachanlagen - Kosten	33
6.4	748kWp PV Freiflächenanlage - Kosten.....	35
6.5	104MWp PV Freiflächenanlagen - Kosten.....	36
6.6	Preisnachweis	38
6.7	Gewichteter Gesamtpreis, Abschreibungszeitraum, Betriebskosten und kalkulatorischer Zins	40
6.8	Zusammenfassung	42
7	Zusammenfassung	43
7.1	Stromverbrauch.....	43
7.2	Bestehende erneuerbare Energieerzeugungs- und Speicheranlagen.....	43



7.3	Wettertechnisch ungünstigste Jahre.....	44
7.4	Nötiger Zubau von Photovoltaik-, Windkraft- und geotechnischen Speicheranlagen	44
7.5	Aktuelle Technik und Kosten der Solarenergie (Photovoltaik).....	45
8	Anlagen	47
8.1	Batteriespeicher, welche ausschließlich aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen eingespeist werden	47
8.2	350 W MBB Half-Cell Module JAM60S10 330-350/MR Series.....	55
9	Literaturverzeichnis	57

I. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Klimawandel.....	S.1
Abbildung 2:	Untersuchungsgebiet Oberfranken.....	S.2
Abbildung 3:	Übersicht über die EMN Gebiete.....	S.5
Abbildung 4:	Prozentualer Minimal- und Maximalverbrauch der EMN-Teilgebiete.....	S.6
Abbildung 5:	Lastverlauf des Untersuchungsgebietes.....	S.7
Abbildung 6:	Speicherleerungsdauerlinie Sleer [TL].....	S.17
Abbildung 7:	Auffindung minimaler Stromgestehungskosten – Vorgehensstrategie.....	S.20
Abbildung 8:	Entwicklung des Anteils erneuerbarer Energien am Brutto-Stromverbrauch in Deutschland, Daten aus [BMWi1],[BDEW3],[ISE4]	S.24
Abbildung 9:	Anwendungen für die Integration von Photovoltaik.....	S.27
Abbildung 10:	Anteile der verschiedenen Zelltechnologien in Prozent über die Jahre: Kristallines Silizium dominiert nach wie vor den Weltmarkt mit einem Anteil von über 95 % [ISE19].....	S.30
Abbildung 11:	Vergleich der verschiedenen Zelltechnologien.....	S.31
Abbildung 12:	Technical Description & Commercial Proposal an die Firma IES.....	S.36
Abbildung 13:	PV PLANT MAIN DATA.....	S.37
Abbildung 14:	Kosten Photovoltaikanlagen 4-10kWp.....	S.38

Abbildung 15: Durchschnittlicher Endkundenpreis (Systempreis, netto) für fertig installierte Aufdachanlagen von 10-100kWp [ISE10].....S.39

II. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Erläuterungen.....	S.8
Tabelle 2:	Daten Windkraftanlagen.....	S.9
Tabelle 3:	Daten Wasserkraftanlagen.....	S.10
Tabelle 4:	Daten Bio- & Klärgasanlagen.....	S.11
Tabelle 5:	Daten Photovoltaikanlagen.....	S.12
Tabelle 6:	Zu deckender jährlicher Energiebedarf im Untersuchungsgebiet.....	S.15
Tabelle 7:	Kostenstruktur und Berechnungswerte als Berechnungsgrundlage für geotechnische Speicher.....	S.18
Tabelle 8:	Kostenstruktur und Berechnungswerte als Berechnungsgrundlage für Power to Gas to Power Anlagen.....	S.18
Tabelle 9:	Kostenstruktur und Berechnungswerte als Berechnungsgrundlage für Batteriespeicher.....	S.19
Tabelle 10:	Stromgestehungskosten der verschiedenen Speicherarten	S.20
Tabelle 11:	Solardaten aus Best Mix Analyse und Verbrauchsanalyse.....	S.21
Tabelle 12:	Winddaten aus Best Mix Analyse und Verbrauchsanalyse.....	S.22
Tabelle 13:	Geotechnische Speicherdaten aus Best Mix Analyse und Verbrauchsanalyse.....	S.23
Tabelle 14:	Solare Stromerzeugungsdaten des Netzbetreibers TenneT, Jahresabrechnung 2018.....	S.28

Tabelle 15:	6kWp Photovoltaik Dachanlage Kostenkalkulation.....	S.34
Tabelle 16:	40kWp Photovoltaik Dachanlage Kostenkalkulation.....	S.34
Tabelle 17:	Zinszusammensetzung.....	S.42
Tabelle 18:	Zusammenfassung der Preise der jeweiligen Anlagenart.....	S.42
Tabelle 19:	Zusammenfassung der installierten erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen.....	S.43
Tabelle 20:	Zusammenfassung der installierten Speicher.....	S.43
Tabelle 21:	Verbrauch, Erzeugung und Differenz.....	S.44
Tabelle 22:	Zubau von erneuerbaren Energieanlagen.....	S.44
Tabelle 23:	Kosten von Photovoltaikanlagen.....	S.45

1 Einleitung

1.1 Ausgangssituation, Untersuchungsgebiet & Forschungsablauf

In Zeiten der CO_2 – Anreicherung in unserer Atmosphäre und dem damit verbundenen Klimawandel, ist es von immenser Bedeutung, baldmöglichst von konventioneller Energieerzeugung zurückzutreten und sich den regenerativen Energien zuzuwenden. Sofern wir uns als Gesellschaft nicht intensiv mit diesen Themen auseinandersetzen, wird der Klimawandel stark negative Ausmaße annehmen, um hier nur einige Beispiele, nach Angaben des Umweltbundesamtes (Quellenpfade siehe Literaturverzeichnis), zu nennen:

- Enorme Temperaturzunahmen – lange und intensive Hitzewellen
- Zunahme der Niederschläge in Nordeuropa – Entstehung von Trockenzeiten in Südeuropa
- Kurzzeitige Starkniederschlagsentstehung in ganz Europa
- V.a. in Südeuropa: Wüstenbildung, Wasserknappheit und Waldbrandzunahme



Abb. 1, Klimawandel (<https://www.news.de/panorama/855818956/klimawandel-aktuell-mit-folgen-fuer-erde-aktuelle-studie-zur-meereserwaermung/1/>)

Um hierbei einen weiteren Schritt in Richtung der vollständig regenerativen Energieversorgung zu gehen, werden im Rahmen des „Projekt Energietechnik“ Wetterdaten von 1980 bis 2019, welche u.a. die NASA sowie der bayerische Staat den Universitäten und Hochschulen zu Forschungszwecken zur Verfügung stellt, in den

Bereichen Windkraft, Wasserkraft, Bio-/ Klärgas, Solarstrahlung und Energiespeicher, analysiert.

Das diesem Teilprojekt zugeteilte Gebiet umfasst größtenteils die Region Oberfranken



(siehe Abb. 2; Gebietsmittelpunkt: 11.25°E 50.00°N).

Im ersten Schritt wird geprüft, wie hoch der Stromverbrauch heute im Untersuchungsgebiet ist (Verbrauchsanalyse mit Hilfe einer bereits bestehenden Bachelorarbeit). Daraufhin wird festgestellt, wie viele Windkraft-, Wasserkraft-, Bio-/ Klärgas- und Photovoltaikanlagen sowie Energiespeicher in welcher Größenordnung bereits bestehen. Im Weiteren werden, die durch die NASA zur Verfügung gestellten Daten, analysiert werden, um den

Abb. 2, Untersuchungsgebiet Oberfranken
<https://www.google.de/intl/de/earth/index.html>

wettertechnisch ungünstigsten Zeitraum bzgl. der Ausbeute, von 1980 bis 2019, herauszufinden. Dieser Zeitraum soll als Grundlage dafür dienen, wie viele Energieumwandlungsanlagen noch zuzubauen sind, um den Bedarf zu decken (Auslegung auf den ungünstigsten Fall). Im nächsten Schritt wird der noch offene Energiebedarf ermittelt, um den Stromverbrauch im Untersuchungsgebiet ausschließlich mittels regenerativer Energien zu decken. Hierbei wird die erzeugte Energiemenge, aus bereits bestehenden regenerativen Energieanlagen, vom Stromverbrauch subtrahiert. Mit den zur Verfügung gestellten Daten kann interpretiert werden, welche Arten der Energieerzeugung im Mix (Windkraft, Wasserkraft, Bio-/ Klärgas oder Photovoltaik) am sinnvollsten und damit am wirtschaftlichsten, ist. Hiermit kann schlussendlich der Zubau von regenerativen Energieerzeugungsanlagen (Windkraft- und Photovoltaikanlagen) sowie Speicheranlagen, unter Berücksichtigung

des wettertechnisch ungünstigsten Zeitraums aus den letzten 40 Jahren, sowie der geringsten Stromgestehungskosten, ermittelt werden.

Letztlich soll in dieser Arbeit die Thematik *Aktuelle Technik und Kosten der Solarenergie* ein entscheidendes Thema darstellen.

1.2 Forschungsfragen

Im Folgenden werden die Fragestellungen aufgeführt, welche sich aus obigem Ablauf ergeben und welche im Laufe des Projekts geklärt werden sollen:

- 1) Wie viel Strom wird heute im Untersuchungsgebiet verbraucht (Zuhilfenahme der Bachelorarbeit von Fr. Katharina Will)?
- 2) Wie viele Windkraft-, Wasserkraft-, Bio-/ Klärgas-, Photovoltaik- und Speicheranlagen bestehen bereits heute und wie viel Strom wird dadurch erzeugt und speichertechnisch umgesetzt?
- 3) Welche Jahre von 1980 bis 2019 sind die wettertechnisch ungünstigsten für die Nutzung von Windkraft und Photovoltaik?
- 4) Wie viel Strom muss noch zusätzlich aus Sonnen- und Windkraft erzeugt werden, um den gegenwärtigen Strombedarf aus reinen regenerativen Quellen zu decken? Wie kann diese regenerative Energieversorgung, unter Berücksichtigung der geringsten Stromgestehungskosten und der wettertechnisch ungünstigsten Zeiträume, zu den bereits bestehenden Energiespeichern ausgelegt werden?
- 5) Wie ist der aktuelle Stand der Technik bzgl. Photovoltaik und wie hoch sind die Kosten für solche Anlagen?

2 Stromverbrauch (2018)

2.1 Einführung

In diesem Teilbereich der Analyse soll der Fokus auf die Thematik Stromverbrauch gelenkt werden. Hierbei sollen zwei wesentliche Aspekte betrachtet werden:

- 1) Höhe des Stromverbrauchs im Jahr 2018
- 2) Lastverlauf des Jahres 2018

Für die Höhe des Stromverbrauchs sowie den Lastverlauf wird die Bachelorarbeit *Aufbereitung realer Verbrauchsdaten zur Modellierung einer regenerativen elektrischen Vollversorgung in der Metropolregion Nürnberg* von Fr. Katharina Will herangezogen.

Das grundlegende Ziel hierbei ist es die Höhe des Stromverbrauchs sowie die mittlere Last im Untersuchungsgebiet festzustellen. Diese Werte sollen im weiteren Verlauf als Grundlage dafür dienen, wie viele regenerativen Energieerzeugungsanlagen in welcher Höhe Strom produzieren müssen, um eben diesen Jahresbedarf sowie die mittlere Last zu decken. Zudem dienen diese Werte auch als Grundlage für die Auswahl der erneuerbaren Speicher sowie deren Kapazität.

Diese Werte werden im weiteren Verlauf mit den Wetteranalysedaten aus dem Merra-2 Verzeichnis (Wetterdatenbank der NASA), dem Energieertrag aus bereits bestehenden Energieerzeugungsanlagen, den Kostenfaktoren für solche Anlagen sowie den wettertechnisch ungünstigsten Zeiträumen der letzten 40 Jahre schlussendlich ein Ergebnis liefern, wie viele regenerative Energieerzeugungsanlagen noch errichtet werden müssen.

Gleichermaßen wird grundlegend bei den Speichern, von regenerativ erzeugter Energie, vorgegangen.

2.2 Höhe des Stromverbrauchs in 2018

In der folgenden Tabelle wird u.a. der Jahresverbrauch von 2018 in kWh aller 17 Teilgebiete der europäischen Metropolregion Nürnberg dargestellt. Hierbei ist das Gebiet 6 (Untersuchungsgebiet) das entscheidende Gebiet.

	Jahresverbrauch [kWh]	Einwohner	Pro-Kopf-Verbrauch [kWh]	Mittlere Last [kW]	vollständig in EMN
Gebiet 1	64.925.728	10.174	6.382	7.412	nein
Gebiet 2	1.174.484.288	177.395	6.621	134.074	nein
Gebiet 3	857.625.807	100.684	8.518	97.902	nein
Gebiet 4	136.638.723	29.606	4.615	15.598	nein
Gebiet 5	1.908.192.802	280.109	6.809	217.850	nein
Gebiet 6	1.944.135.054	321.730	6.043	221.933	ja
Gebiet 7	1.020.583.767	302.285	6.382	220.272	ja
Gebiet 8	294.327.629	45.446	6.476	33.599	nein
Gebiet 9	360.299.468	80.445	4.479	41.130	nein
Gebiet 10	1.813.336.029	342.240	5.298	207.002	ja
Gebiet 11	7.152.779.479	1.264.893	5.655	816.527	ja
Gebiet 12	1.854.434.018	257.567	7.200	211.693	nein
Gebiet 13	211.368.574	33.361	6.336	24.129	nein
Gebiet 14	126.124.075	19.299	6.535	14.398	nein
Gebiet 15	592.509.453	149.077	3.975	67.638	nein
Gebiet 16	751.696.328	134.026	5.609	85.810	nein
Gebiet 17	159.617.772	25.193	6.336	18.221	nein
Gesamte EMN	21.332.078.994	3.579.527	5.959	2.435.169	

Abb. 3, Übersicht über die EMN Gebiete (aus Bachelorarbeit von Katharina Will, Abb.32 S. 45)

Wie in Abbildung 3 dargestellt, ist der für das Untersuchungsgebiet (Gebiet 6) vorliegende Jahresverbrauch: 1.944.135.054 kWh. Dieser Wert ergab sich aus der Summe der stündlichen Werte des Lastgangs (Will, 2019, S. 45). Daraus ergibt sich bei 321.730 Einwohnern ein Pro-Kopf-Verbrauch von 6.043 kWh. Hierbei ist jedoch nicht nur der Haushaltsverbrauch, sondern auch der industrielle Strombedarf, pro Kopf eingerechnet.

2.3 Lastverlauf des Jahres 2018

In diesem Abschnitt wird die Last sowie deren Verlauf näher betrachtet:

Das prozentuale Minimum und Maximum, bezogen auf die mittlere Last von 221.933 kW, lag 2018, wie in Abbildung 4 zu sehen, zwischen 50,93% (Minimum) und 150,93% (Maximum). Dies entspricht einer minimalen Last von 113.030kW und einer maximalen Last von 334.964 kW. Bezüglich der Deckung wird sich im Weiteren auf die mittlere Last sowie den Gesamtjahresverbrauch bezogen.

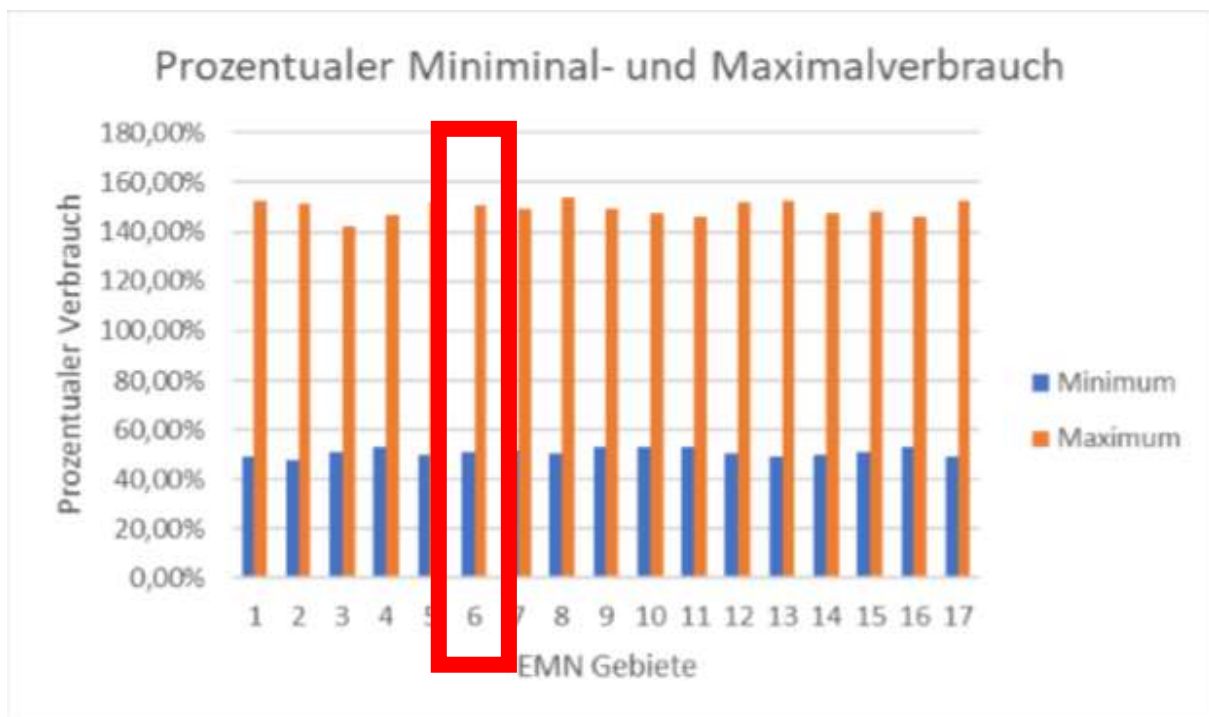


Abb. 4, Prozentualer Minimal- und Maximalverbrauch der EMN-Teilgebiete (aus Bachelorarbeit von Katharina Will, Abb.36, S.49)

Um den zeitlichen Lastverlauf aus dem Jahr 2018 zu interpretieren wird im Folgenden das dazugehörige Diagramm dargestellt (siehe Abbildung 5). Hier wird auf der x-Achse der zeitliche Jahresverlauf, sowie auf der y-Achse der Lastverlauf in [kW], dargestellt.

Hierbei ist zu erkennen (der orangene Verlauf der Abbildung 5 beschreibt den Verlauf des Untersuchungsgebietes), dass im Bereich Januar bis März die mittlere Last über 200.000 kW lag. Im Bereich April bis Oktober hingegen lag diese unter 200.000 kW,

wobei von Mai bis August die Minima erreicht wurden. Im November und Dezember betrug die mittlere Last wieder über 200.000 kW.

Aus den erhöhten Schwankungen kann man schließen, dass in diesem Gebiet in Zukunft ein erhöhter Bedarf an regenerativen Energiespeichern von Nöten sein wird, v.a. dann, wenn der Strom ausschließlich regenerativ erzeugt werden soll.

Letztlich ist anzumerken, dass es sich hierbei um aktuelle Lastdaten handelt (aus 2018), woraus man schließen kann, dass dieses Lastverhalten dem heutigen (2020) stark ähneln wird.

Der blaue Diagrammverlauf ist der des Gebietes 11. Dieser wurde mit dem Gebiet 6, in der Bachelorarbeit von Fr. Will direkt verglichen und ist hier zu vernachlässigen.

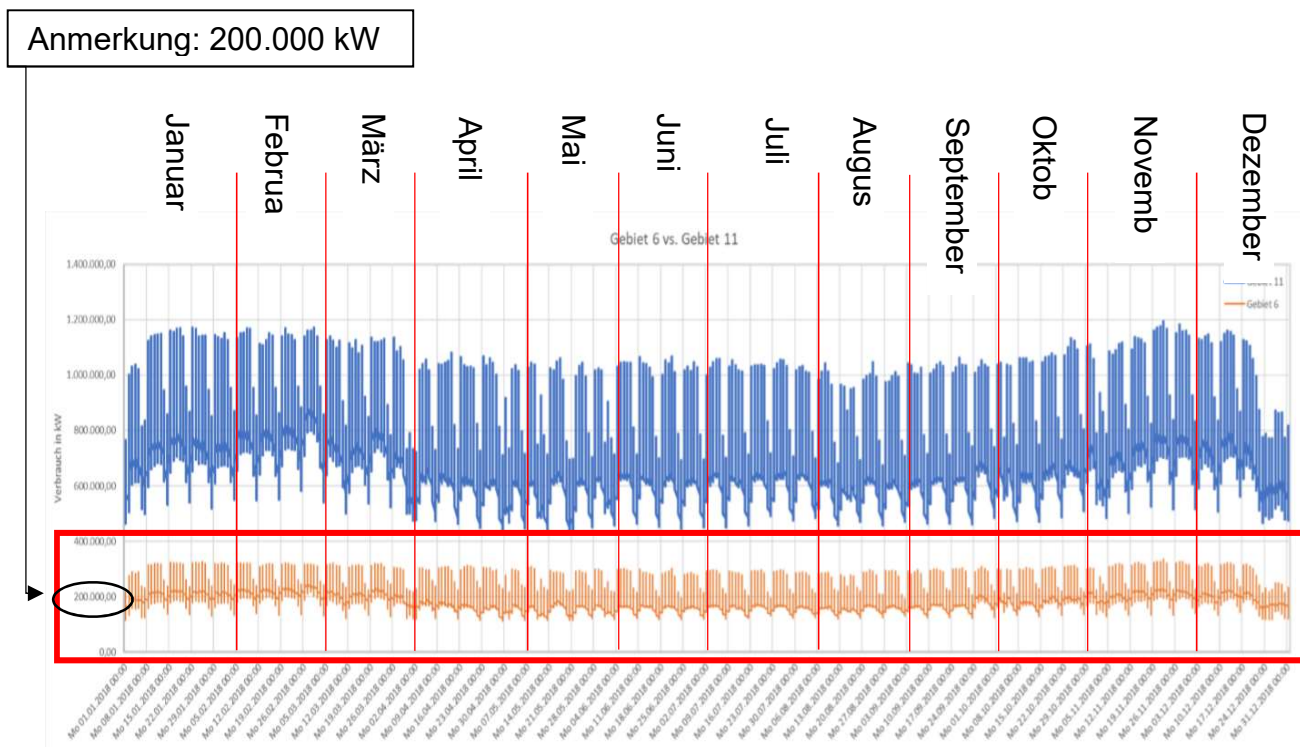


Abb. 5, Lastverlauf des Untersuchungsgebietes (aus Bachelorarbeit von Katharina Will, Abb.39, S.53)

3 Bestehende Windkraft-, Wasserkraft-, Biogas-/Klärgas-, Photovoltaik- & Speicheranlagen

3.1 Einführung

Nach der Feststellung des jährlichen Stromverbrauchs und der mittleren Last, ist nun von Relevanz, wie viele erneuerbare Energieerzeugungsanlagen bestehen und wie viel Energie diese erzeugen. Im Anschluss wird die Höhe des Benutzungsgrades bestimmt; d.h. wie viel der installierten Leistung als Durchschnittsleistung ins Netz eingespeist wird.

Die durchschnittlich eingespeiste Energie pro Stunde errechnet sich aus:

$$\frac{\sum \text{Strommenge [kWh]}}{8.760 [h]}$$

Der Benutzungsgrad errechnet sich aus:

$$\frac{\text{Durchschnittlich eingespeiste Energie pro Stunde [kW]}}{\sum \text{Gesamtinstallation [kW]}} \times 100 [\%]$$

Hierbei wurden die Stamm- und Bewegungsdaten des Netzbetreibers TenneT (<https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten>) als Grundlage für das Untersuchungsgebiet herangezogen. Diese Daten wurden durch Hr. Prof. Dr.-Ing. Matthias Popp mit den zugehörigen Geokoordinaten verbunden und für die Analyse zur Verfügung gestellt.

Die in den folgenden Tabellen zu sehenden, möglicherweise unverständlichen, Begrifflichkeiten werden zunächst kurz erläutert:

Tab. 1, Erläuterungen

RGB_LON Mitte 11.25	Östlicher Breitengrad
RGB_LAT Mitte 50.00	Nördlicher Breitengrad
Gesamtinstallation [kW]	Gesamte installierte Leistung pro Anlagenanzahl [Stück]
Strommenge [kWh]	Gesamte, aus der Gesamtinstallation, erzeugte Strommenge, pro Anlagenanzahl [Stück]

Im Folgenden werden nun die einzelnen Energiebereiche Windkraftanlagen unter Punkt 3.2, Wasserkraftanlagen unter Punkt 3.3 und Gasanlagen unter Punkt 3.4 (Bio- & Klärgasanlagen) sowie Photovoltaikanlagen unter Punkt 3.5 näher betrachtet. Außerdem wird die bereits heute bestehende Speicherkapazität unter Punkt 3.6 ermittelt.

3.2 Windkraftanlagen

Tab. 2, Daten Windkraftanlagen (<https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten>)

Energieträger	Spannungsebene	Leistungsgemessene Anlage	Anzahl [Stück]	Gesamtinstallation [kW]	Strommenge [kWh]
Wind an Land	HöS/HS	Ja	11	28500,00	54534333,00
Wind an Land	HS	Ja	17	41500,00	91403422,00
Wind an Land	HS/MS	Ja	18	49215,00	112046236,00
Wind an Land	MS	Ja	29	57760,00	130043502,00
Wind an Land	NS	Nein	4	25,93	877,00
Wind an Land	NS	Ja	2	2300,00	4345914,00
		Gesamtsummen:	81	179300,93	392374284,00
				Durchschnittlich eingespeiste Energie pro h:	44791,58 kW
				Benutzungsgrad:	24,98 %

Nach Auswertung der Winddaten, ergibt sich eine Anzahl an installierten Windkraftanlagen von 81 im Untersuchungsgebiet. Diese entsprechen einer gesamten installierten Leistung von 179,30MW. Daraus werden jährlich 392,37GWh erzeugt. Folglich wird pro Stunde durchschnittlich eine Energiemenge von 44,80MW eingespeist. Daraus ergibt sich ein Benutzungsgrad von 24,98%.

3.3 Wasserkraftanlagen

Tab. 3, Daten Wasserkraftanlagen (<https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten>)

Energieträger	Spannungsebene	Leistungsgemessene Anlage	Anzahl [Stück]	Gesamtinstallation [kW]	Strommenge [kWh]
Wasser	HS/MS	Ja	1	3900,00	18728169,00
Wasser	MS	Ja	2	18,50	7579,21
Wasser	MS	Ja	5	2130,00	4496665,90
Wasser	MS/NS	Ja	2	95,00	148894,00
Wasser	MS/NS	Nein	14	619,50	2219090,00
Wasser	MS/NS	Ja	6	1347,00	4177526,00
Wasser	NS	Ja	8	347,00	1150372,76
Wasser	NS	Nein	86	1990,55	5549834,86
Wasser	NS	Ja	6	1041,00	2885523,24
		Gesamtsummen:	130	11488,55	39363654,97
				Durchschnittlich eingespeiste Energie pro h:	4493,57 kW
				Benutzungsgrad:	39,11 %

Nach Auswertung der Wasserdaten, ergibt sich eine Anzahl an installierten Wasserkraftanlagen von 130 im Untersuchungsgebiet. Diese entsprechen einer gesamten installierten Leistung von 11,55MW. Daraus werden jährlich 39,36GWh erzeugt. Folglich wird pro Stunde durchschnittlich eine Energiemenge von 4,49MW eingespeist. Daraus ergibt sich ein Benutzungsgrad von 39,11%.

3.4 Biogas-/ Klärgasanlagen

Tab. 4, Daten Bio- & Klärgasanlagen (<https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten>)

Energieträger	Spannungsebene	Leistungsgemessene Anlage	Anzahl [Stück]	Gesamtinstallation [kW]	Strommenge [kWh]
Biomasse	HS/MS	Ja	1	765,00	7958782,00
Biomasse	MS	Ja	45	33795,00	245596423,20
Biomasse	MS/NS	Ja	1	55,00	378076,00
Biomasse	MS/NS	Nein	1	30,00	859,00
Biomasse	MS/NS	Ja	16	7255,00	51637573,00
Biomasse	NS	Ja	4	325,00	2112050,63
Biomasse	NS	Nein	20	804,50	4845007,85
Biomasse	NS	Ja	16	4159,00	30180438,62
Klärgas	MS	Ja	1	55	109490
Klärgas	NS	Nein	1	50,00	294600
		Gesamtsummen:	106	47293,50	343113300,30
				Durchschnittlich eingespeiste Energie pro h:	39168,18 kW
				Benutzungsgrad:	82,82 %

Hierbei ist vorab zu erkennen, dass sich im Untersuchungsgebiet lediglich 2 Klärgasanlagen mit einer im Gesamten installierten Leistung von 105,00kW befinden. Betrachtet man die Biogasanlagen, befinden sich im Untersuchungsgebiet davon 104 mit einer im Gesamten installierten Leistung von 47,19MW.

Aufsummiert befinden sich folglich 106 Bio- und Klärgasanlagen mit einer Gesamtinstallation von 47,29MW im Untersuchungsgebiet. Hiermit werden jährlich 343,11GWh erzeugt, durchschnittlich eine Energiemenge von 39,17MW eingespeist, woraus sich letztlich ein Benutzungsgrad von 82,82% ergibt.

3.5 Photovoltaikanlagen

Tab. 5, Daten Photovoltaikanlagen (<https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten>)

Energieträger	Spannungsebene	Leistungsgemessene Anlage	Anzahl [Stück]	Gesamtinstallation [kW]	Strommenge [kWh]
Solar	HS	Ja	10	42852,95	48699097
Solar	HS/MS	Ja	2	898,56	732323
Solar	HS/MS	Ja	3	173,19	143121
Solar	MS	Ja	17	573,48	576124
Solar	MS	Nein	3	37,85	34345
Solar	MS	Ja	167	77485,60	81133419,52
Solar	MS	Ja	28	1792,21	1652989,87
Solar	MS	Nein	3	181,55	181478,4
Solar	MS/NS	Nein	12	179,18	164365
Solar	MS/NS	Ja	19	667,15	598714,77
Solar	MS/NS	Nein	132	3436,80	3249132,02
Solar	MS/NS	Ja	77	10921,31	10805004,90
Solar	MS/NS	Nein	2	112,90	107892,00
Solar	MS/NS	Ja	17	1471,82	1453462,46
Solar	MS/NS	Nein	99	4598,73	4255516,00
Solar	NS	Ja	8	108,73	77324,73
Solar	NS	Nein	2435	20173,45	14441850,62
Solar	NS	Ja	60	2379,42	2249703,33
Solar	NS	Nein	7617	90656,61	90058788,52
Solar	NS	Ja	126	16533,41	14845439,83
Solar	NS	Nein	37	920,91	892087,30
Solar	NS	Ja	88	5585,69	5316845,28
Solar	NS	Nein	2029	45438,58	42395561,16
		Gesamtsummen:	12991	327180,08	324064585,71
				Durchschnittlich eingespeiste Energie pro h:	36993,67 kW
				Benutzungsgrad:	11,31 %

Nach Auswertung der Solardaten, ergibt sich eine Anzahl an installierten Photovoltaikanlagen von 12.991 im Untersuchungsgebiet. Diese entsprechen einer gesamten installierten Leistung von 327,18MW. Daraus werden jährlich 324,06GWh erzeugt. Folglich wird pro Stunde durchschnittlich eine Energiemenge von 36,99MW eingespeist. Daraus ergibt sich ein Benutzungsgrad von 11,31%.

3.6 Speichieranlagen

3.6.1 Batteriespeicher

Um die Anzahl an Batteriespeichern herauszufinden wurden zunächst die Daten aller registrierten Batteriespeicher von 11/2017 bis 01/2019, welche ausschließlich durch Strom aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen gespeist werden, von der Bundesnetzagentur(https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/Elektrizitaet_undGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html) herangezogen. Innerhalb der Excel Datei wurden im Anschluss nur jene Postleitzahlgebiete ausgewählt, welche mindestens zu 50% im Untersuchungsgebiet liegen. Hierzu wurde eine Postleitzahlsuchmaschine aus dem Internet verwendet (<https://www.plz-suche.org/de/plz-karte/postleitzahlengebiet-9>). Hierbei müssen geringe Abweichungen in Kauf genommen werden, da das Rastergebiet in den Randbereichen viele Postleitzahlgebiete nicht gänzlich einschließt.

Wie in Anlage 8.1 zu sehen ist, wurde festgestellt, dass bereits heute 171 Batteriespeicher, welche ausschließlich aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen gespeist werden, eine summierte nutzbare Speicherkapazität von 1,33MWh, im gesamten Untersuchungsgebiet, aufweisen. Der kleinste installierte Batteriespeicher hat eine nutzbare Speicherkapazität von 2kWh, wohingegen der größte Batteriespeicher eine Kapazität von 21,50kWh hat. Die mittlere Batteriespeichergröße über alle Batteriespeicher beträgt 8,10kWh.

3.6.2 Weitere Speicher

Im Untersuchungsgebiet gibt es keine weiteren Speicher außer der im vorherigen Kapitel genannten Batteriespeicher.

3.7 Zusammenfassung

Nach Analyse der Daten ist unmittelbar zu erkennen, dass die Bio- & Klärgasanlagen den größten Teil zur durchschnittlich eingespeisten Leistung, bezogen auf die installierte Nennleistung, mit einem Benutzungsgrad von 82,82%, ergeben. Dies liegt

vor allem daran, dass diese Anlagen konstant betrieben werden können, und damit konstant Energie erzeugen. Bezogen auf die insgesamt durch erneuerbare Energien eingespeiste Energie von 125,45MW tragen die Bio-/ Klärgasanlagen mit 39,17MW zu 31,20%, bei. Bezieht man die gesamte erzeugte Strommenge dieser Anlagen von 343,11GWh auf den Jahresenergieverbrauch von 1,94TWh, ist ersichtlich, dass die Bio-/ Klärgasanlagen schon heute mit 17,65% den zweitgrößten Anteil zur Deckung des Jahresstromverbrauchs beitragen.

Direkt folgend bzgl. des Benutzungsgrades sind die Wasserkraftanlagen, mit einem Wert von 39,11%. Hierbei ist jedoch anzumerken, dass die Wasserkraft ein äußerst volatiles Verhalten aufweist. Dies hängt vor allem mit den Witterungsbedingungen zusammen. In Zeiten kontinuierlichen Regens ist der Wassermassenstrom in den einzelnen Fließgewässern stärker als nach bspw. Trockenperioden. Auch können z.B. Überschwemmungen, nach kurzzeitigem Starkregen, oder auch langanhaltende Hitzeperioden erheblichen Einfluss nehmen. Folglich ist die Wasserkraft, trotz des relativ hohen Benutzungsgrades im Vergleich zu Biogas-/ Klärgasanlagen, im Allgemeinen nicht als kontinuierlicher Energielieferant einzuordnen. Bezogen auf die insgesamt durch erneuerbare Energien eingespeiste Energie von 125,45MW tragen die Wasserkraftanlagen mit 4,50MW zu 3,60%, bei. Bezieht man die gesamte erzeugte Strommenge dieser Anlagen von 39,36GWh auf den Jahresenergieverbrauch von 1,94TWh, ist ersichtlich, dass die Wasserkraftanlagen heute lediglich mit 2% zur Deckung des Jahresstromverbrauchs beitragen.

Die Analyse der im Untersuchungsgebiet installierten Windkraftanlagen ergeben einen Benutzungsgrad von 24,98%. Bezogen auf die insgesamt durch erneuerbare Energien eingespeiste Energie von 125,45MW tragen die Windkraftanlagen mit 44,80MW zu 35,70%, bei. Bezieht man die gesamte erzeugte Strommenge dieser Anlagen von 392,40GWh auf den Jahresstromverbrauch von 1,94TWh, ist ersichtlich, dass die Windkraftanlagen heute mit 20,18% den größten Anteil zur Deckung des Jahresstromverbrauchs beitragen.

Letztlich ist die Sonnenenergie (Photovoltaikanlagen), mit einem Benutzungsgrad von 11,31% zu betrachten. Hierbei muss man berücksichtigen, dass die

Photovoltaikanlagen ausschließlich tagsüber genutzt werden können, weshalb sich dabei der geringste Benutzungsgrad errechnet. Bezogen auf die insgesamt durch erneuerbare Energien eingespeiste Energie von 125,45MW tragen die Photovoltaikanlagen mit 37MW zu 29,50%, bei. Bezieht man die gesamte erzeugte Strommenge dieser Anlagen von 324,10GWh auf den Jahresenergieverbrauch von 1,94TWh, ist ersichtlich, dass die Photovoltaikanlagen heute mit 16,66% den drittgrößten Anteil zur Deckung des Jahresstromverbrauchs beitragen.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass im Untersuchungsgebiet insgesamt eine Leistung von 565,28MW an erneuerbaren Energieanlagen installiert ist und diese eine gesamte Energiemenge von 1,09TWh jährlich erzeugen. Bemerkenswert ist, dass der Jahresstromverbrauch (2018) von 1,94TWh schon heute (nach Jahresabrechnung TenneT 2018) durch erneuerbare Energien zu 56,19%, gedeckt ist.

Vergleicht man nun den Wert des im Untersuchungsgebiet erzeugten Energiebedarfs mit dem Verbrauch, ergibt sich nach Tabelle 6 folgendes jährliches Defizit:

Tab. 6, zu deckender jährlicher Energiebedarf im Untersuchungsgebiet

Regenerativ erzeugte Energiemenge im Untersuchungsgebiet:	1.098.915.825 kWh
Jährlicher Verbrauch im Untersuchungsgebiet:	1.944.135.054 kWh
Noch zu deckender jährlicher Energiebetrag:	- 845.219.229 kWh

Darüber hinaus muss hierbei berücksichtigt werden, dass aktuell keine zentralen Speicherkraftwerke (Pumpspeicherkraftwerke o.ä.) betrieben werden. Lediglich im Bereich der Batteriespeicher lässt sich seit Ende 2017 ein Zuwachs vermerken. Da die nutzbare Speicherkapazität der Batteriespeicher im gesamten Untersuchungsgebiet jedoch lediglich 1,33MWh beträgt, müssen die Energiespeicher momentan im Untersuchungsgebiet vernachlässigt werden. Folglich müssen Windkraft- und Photovoltaikanlagen zugebaut werden, welche ein jährliches Defizit von 845,22GWh, sowie eine mittlere Last von 221.933kW, decken können. Wie viele und welche Speicher dazu noch errichtet werden müssen, soll im Folgenden noch beantwortet werden.

4 Wettertechnisch ungünstigste Jahre von 1980 bis 2019 zur Nutzung von Sonnen- und Windkraft

Um den wettertechnisch ungünstigsten Zeitraum festzustellen wurde ein Programm von Hr. Prof. Popp zur Verfügung gestellt. Dieses Programm hat in einer Versorgungsdatenanalyse alle Daten zur Errechnung herangezogen. Hierbei wurden die gemessenen Einstrahlwerte der Sonne sowie die Winddaten, welche aus dem Merra-2 Verzeichnis der NASA stammen, genutzt. Zudem wurde in dem Gebiet analysiert, welche Flüsse welche Laufwasserleistung erbringen. Hierbei wurde die Püttlach (Messstelle bei Pottenstein, Laufwasseranteil ca. 20%), die Wiesent (Messstelle bei Muggendorf, Laufwasseranteil ca. 30%) sowie der Main (Messstelle bei Schwürbitz, Laufwasseranteil ca. 50%) berücksichtigt. Letztlich wurden die Bio- und Klärgasanlagen als konstante Energielieferquelle angenommen. Sowohl die Wasserkraft als auch das Bio-/ Klärgas wurden als konstanter Energielieferant betrachtet (hier Wasserkraft als konstant angenommen im Vergleich zu Sonne und Windkraft). Die Windkraft sowie die Einstrahlwerte der Sonne wurden mit den stündlich gemessenen Werten berücksichtigt. Zur Optimierung der Analyse müsste das Bio-/ Klärgas sowie die Wasserkraft noch genauer betrachtet werden.

Im nächsten Schritt wurde durch das Programm der stündliche Lastverlauf für das Untersuchungsgebiet, welcher vom Netzbetreiber TenneT veröffentlicht wurde, integriert. Hierbei wurde jedoch modelliert, dass der Lastverlauf der letzten vier Jahre, auch dem der letzten 40 Jahre, entsprach.

Daraufhin wurden dem Programm die spezifischen Herstellkosten für Windenergieanlagen, Solarenergieanlagen, Laufwasserkraftwerke, Bio-/ Klärgasanlagen, Speicherladeanlagen, Speicherentnahmeanlagen, Maximalleistungsanlagen sowie Speicherkapazität vorgegeben. Hierbei wurde nicht nur der jeweilige Kostenansatz berücksichtigt, sondern auch die Abschreibungsdauern, die kalkulatorischen Zinsen sowie die Betriebskostenfaktoren. Außerdem wurde der jeweilige Speicherwirkungsgrad einbezogen. Diese spezifischen Daten entstammen aus den Projektarbeiten, welche sich mit den Fachgebieten

auseinandergesetzt haben. Nicht berücksichtigt wurden Steuern und Kosten bzgl. der Netzübertragung. Gerechnet wurde hierbei auf der Basis geotechnischer Speicher.

Um nun die wettertechnisch ungünstigsten Jahre zu erhalten, hat das Programm diese Daten ausgewertet, indem es die vorzuhaltende Speicherkapazität der jeweiligen Jahre errechnet hat (vorzuhaltende Kapazität = rechnerischer Kapazitätsbedarf + 10% Sicherheit). Die Jahre, in welchem die vorzuhaltende Speicherkapazität (gemessen in Tagesladungen) am größten war, wurden als die wettertechnisch ungünstigsten zur weiteren Berechnung (Stromgestehungskosten unter Berücksichtigung aller Wetterdaten und Kostensätze für Batterie, geotechnische Speicher sowie Power-to-Gas-to-Power Anlagen) herangezogen.

Hierbei ergaben sich folgende Zeiträume: 1988/ 1989, 1996/ 1997, 2015/ 2016 sowie 2018/ 2019.

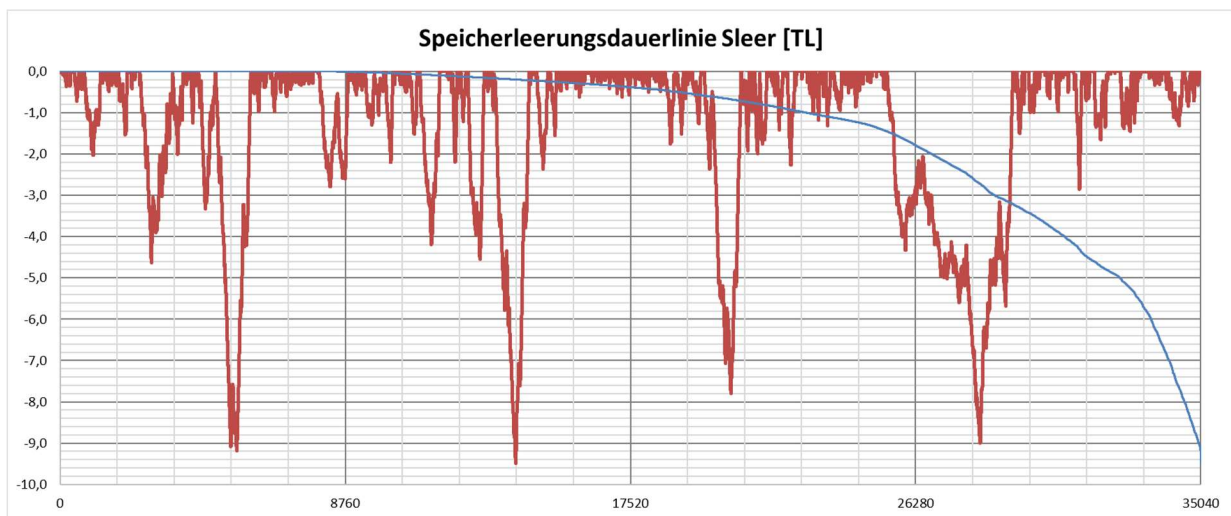


Abb. 6, Speicherleerungsdauerlinie Sleer [TL]

Hierbei entspricht die horizontale Achse den „schlechtesten Jahren“ (8.760h = erstes schlechtestes Jahr = 1988/ 1989; analog für die drei weiteren Zeiträume) und die vertikale Achse der Entladungstiefe, welche bei einem Speicher zur Überbrückung der Defizitphasen aufgetreten wäre (gemessen in Tagesladungen). Deutlich zu erkennen sind die vier Entladungsspitzen der jeweiligen Zeiträume im Bereich von 7,9 bis 9,5 Tagesladungen.

Im Folgenden wurden diese Zeiträume aus der 40 Jahresdatei entnommen und nur für diese Zeiten ein Best Mix erstellt. Dieser Best Mix musste mit den vorgegebenen Kosten für die erneuerbaren Energieanlagen drei Mal gerechnet werden, das erste Mal für geotechnische Speicher, das zweite Mal für Batteriespeicher und letztlich für Power-to-Gas-to-Power Anlagen. Hierbei wurden die in Tabelle 7, 8 und 9 gezeigten Kostenstrukturen/ Werte angenommen:

Geotechnik						
Speicherwirkungsgrad	EtaS	75,0%				
spezifische Herstellkosten	Größe	Ansatz	Einheit	ASD	Zins	BKF
Windenergieanlagen	sWHK	1.500	€/kW	25	5,0%	4,0%
Solarenergieanlagen	sSHK	1300	€/kW	25	5,0%	0,5%
Laufwasserkraftwerke	sLHK	6.200	€/kW	50	5,0%	1,0%
Biomasseleistungsanlagen	sBHK	3.800	€/kW	20	5,0%	20,0%
Speicherladeanlagen	sSLHK	200	€/kW	40	5,0%	1,0%
Speicherentnahmeanlagen	sSEHK	200	€/kW	40	5,0%	1,0%
Maximalleistungsanlagen	sSMHK	200	€/kW	40	5,0%	1,0%
Speicherkapazität	sSKHK	20	€/kWh	40	5,0%	1,0%

Tab. 7, Kostenstruktur und Berechnungswerte als Berechnungsgrundlage für geotechnische Speicher

P2G2P						
Speicherwirkungsgrad	EtaS	30,0%				
spezifische Herstellkosten	Größe	Ansatz	Einheit	ASD	Zins	BKF
Windenergieanlagen	sWHK	1.500	€/kW	25	5,0%	4,0%
Solarenergieanlagen	sSHK	1300	€/kW	25	5,0%	0,5%
Laufwasserkraftwerke	sLHK	6.200	€/kW	50	5,0%	1,0%
Biomasseleistungsanlagen	sBHK	3.800	€/kW	20	5,0%	20,0%
Speicherladeanlagen	sSLHK	2.500	€/kW	20	5,0%	2,0%
Speicherentnahmeanlagen	sSEHK	1.000	€/kW	25	5,0%	2,0%
Maximalleistungsanlagen	sSMHK	100	€/kW	40	5,0%	2,0%
Speicherkapazität	sSKHK	1	€/kWh	40	5,0%	2,0%

Tab. 8, Kostenstruktur und Berechnungswerte als Berechnungsgrundlage für Power to Gas to Power Anlagen

Batterie						
Speicherwirkungsgrad	EtaS	85,0%				
spezifische Herstellkosten	Größe	Ansatz	Einheit	ASD	Zins	BKF
Windenergieanlagen	sWHK	1.500	€/kW	25	5,0%	4,0%
Solarenergieanlagen	sSHK	1300	€/kW	25	5,0%	0,5%
Laufwasserkraftwerke	sLHK	6.200	€/kW	50	5,0%	1,0%
Biomasseleistungsanlagen	sBHK	3.800	€/kW	20	5,0%	20,0%
Speicherladeanlagen	sSLHK	0	€/kW	20	5,0%	1,0%
Speicherentnahmeanlagen	sSEHK	0	€/kW	20	5,0%	1,0%
Maximalleistungsanlagen	sSMHK	110	€/kW	20	5,0%	1,0%
Speicherkapazität	sSKHK	350	€/kWh	20	5,0%	1,0%

Tab. 9, Kostenstruktur und Berechnungswerte als Berechnungsgrundlage für Batteriespeicher

Bei dieser Best Mix Analyse wurde berechnet, bei welchem Wind-, Solar-, Laufwasser- und Bio-/ Klärgasanteil, unter Berücksichtigung der jeweiligen Speicherparameter, sich die geringsten Stromgestehungskosten ergeben.

Diese Stromgestehungskosten ergeben sich aus:

- Herstellungs-/ Errichtungskosten,
- Jährlich umzulegende Kapitalkosten, sowie
- Jährlich anfallende Betriebskosten, für den Anlagenpark (O&M – Operating & Maintenance)

Bzgl. der Stromgestehungskosten wird hier folglich nur der bedarfsgerecht bereit gestellte Strom, ohne Berücksichtigung von Steuern, Netzkosten, etc., verstanden.

Hierbei geht das Programm, nach Prof. Popp (Vortrag - *Regionale Selbstversorgung kontra Gleichstromtrassen – Neue Materialien Bayreuth – 05.12.2017*, Quelle: <http://www.poppware.de/Veranstaltungen/>), wie in Abbildung 7 dargestellt, vor:

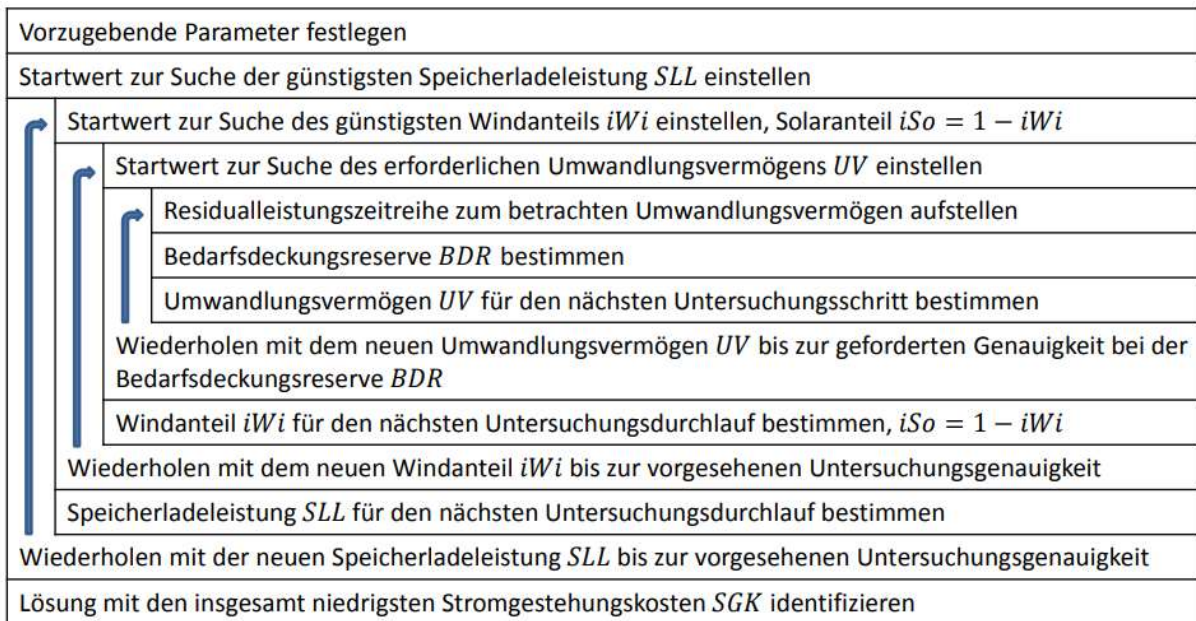


Abb. 7, Ermittlung der minimalen Stromgestehungskosten – Vorgehensstrategie

Hierbei wurden die in Tabelle 10 dargestellten Stromgestehungskosten festgestellt:

Tab. 10, Stromgestehungskosten der verschiedenen Speicherarten

	Stromgestehungskosten
Für geotechnische Speicher:	13,12 Ct/ kWh
Für P2G2P:	16,06 Ct/ kWh
Für Batteriespeicher:	53,02 Ct/ kWh

Da für geotechnische Speicher die geringsten Stromgestehungskosten ermittelt wurden (hierbei anteilig Wind mit 70% und Photovoltaik mit 30%), wurden diese Daten für die weiteren Berechnungen, bzgl. des Zubaus an geotechnischen Speichern, Photovoltaik- sowie Windkraftanlagen, herangezogen.

5 Offener Strom- & Speicherbedarf sowie dessen Deckung

Grundsätzlich ergeben sich nun drei abschließende Fragen:

- 1) Wie viele Photovoltaikanlagen müssen noch errichtet werden?
- 2) Wie viele Windkraftanlagen müssen noch errichtet werden?
- 3) Wie viele geotechnische Speicher müssen errichtet werden?

5.1 Photovoltaikanlagen

Um den Zubau an PV-Anlagen zu ermitteln, sind folgende Werte, aus der Best Mix- sowie Verbrauchsanalyse, nötig:

Tab. 11, Solardaten aus Best Mix Analyse und Verbrauchsanalyse

Solaranteil	iSo	30 %
Solar Nennleistung	SN	204,58 %
Mittlere Last im Untersuchungsgebiet	V_D	222 MW
Leistung der Solaranlagen	$P_{S,WEA}$	$150 \frac{W}{m^2}$
Vorhandene Solarleistung (PV)	$P_{N,Solar,vorhanden}$	327 MW
Frei regenerativ ausbaubarer Anteil	FA	113,35 %
Sonnenleistungsdurchschnitt	S_D	34,01 %
Solarenergie	E_{Solar}	662 GWh
Solarleistung (PV) bez. auf mittlere Last	$P_{N,Solar}$	455 MW

$$P_{N,Solar} = V_D \times SN = 222 \text{ MW} \times 2,0485 = 455 \text{ MW}$$

$$A_{Solarfläche} = \frac{P_{N,Solar} - P_{N,Solar,vorhanden}}{P_{S,WEA}} = \frac{455 \text{ MW} - 327 \text{ MW}}{150 \times 10^{-6} \frac{\text{MW}}{\text{m}^2}} = 853.333 \text{ m}^2 = 0,853 \text{ km}^2$$

(reine Modulfläche, nicht bebaute Fläche)

$$S_D = FA \times iSo = 1,1335 \times 0,3 = 34,01 \%$$

$$E_{Solar} = V_D \times S_D \times 8.760 \text{ h} = 222 \text{ MW} \times 0,34 \times 8.760 \text{ h} = 662 \text{ GWh}$$

$$\text{Bei durchschnittlich } 1.000 \frac{kWh}{kWp}: \quad \frac{662 \text{ GWh}}{0,001 \frac{MWh}{kWp}} = 662 \text{ MWp}$$

Im Untersuchungsgebiet müssen also noch 662MWp PV-Anlagen errichtet werden, welche eine Strommenge von 662GWh erzeugen müssen. Dabei wird eine reine Solarfläche von 853.333 m² benötigt. Hierbei ist die jährliche Degradation von ca. 0,5% jedoch nicht berücksichtigt.

5.2 Windkraftanlagen

Um den Zubau an Windkraftanlagen zu ermitteln, sind folgende Werte, aus der Best Mix- sowie Verbrauchsanalyse, nötig:

Tab. 12, Winddaten aus Best Mix Analyse und Verbrauchsanalyse

Windanteil	iWi	70 %
Wind Nennleistung	WN	207,82 %
Mittlere Last im Untersuchungsgebiet	V_D	222 MW
Leistung der Windenergieanlagen	$P_{N,WEA}$	4 MW
Vorhandene Windleistung	$P_{N,Wind,vorhanden}$	327 MW
Frei regenerativ ausbaubarer Anteil	FA	113,35 %
Windleistungsdurchschnitt	W_D	79,35 %
Windenergie	E_{Wind}	1,54 TWh
Windleistung bez. auf mittlere Last	$P_{N,Wind}$	461 MW
Anzahl Windkraftanlagen	n_{WKA}	116

$$P_{N,Wind} = V_D \times WN = 222 \text{ MW} \times 2,0782 = 461 \text{ MW}$$

$$n_{WKA} = \frac{P_{N,Wind}}{P_{N,WEA}} = \frac{461 \text{ MW}}{4 \text{ MW}} = 115,25 \hat{=} 116$$

$$W_D = FA \times iWi = 1,1335 \times 0,7 = 79,35 \%$$

$$E_{Wind} = V_D \times W_D \times 8.760 \text{ h} = 222 \text{ MW} \times 0,79 \times 8.760 \text{ h} = 1,54 \text{ TWh}$$

Im Untersuchungsgebiet müssen also noch 116 Windkraftanlagen mit einer Leistung von 4MW errichtet werden, welche eine Strommenge von 1,54TWh erzeugen müssen.

5.3 Geotechnische Speicher

Um den Zubau an geotechnischen Speichern zu ermitteln, sind folgende Werte, aus der Best Mix- sowie Verbrauchsanalyse, notwendig:

Tab. 13, Geotechnische Speicherdaten aus Best Mix Analyse und Verbrauchsanalyse

Tagesladungen	TL	10,44
Mittlere Last im Untersuchungsgebiet	V_D	222 MW
Speicherenergie	E_{Speicher}	55,7 GWh

$$E_{\text{Speicher}} = TL \times V_D \times 24 h = 10,44 \times 222 \text{ MW} \times 24 h = 55,7 \text{ GWh}$$

Im Untersuchungsgebiet müssen folglich geotechnische Speicher mit einer Speicherkapazität von 55,7GWh errichtet werden.

6 Aktuelle Technik und Kosten der Solarenergie

6.1 Einführung

Innerhalb des Vertiefungsthemas sollen mehrere Aspekte erläutert werden, dabei stellen sich vorab 2 grundlegende Fragen, welche die generellen Möglichkeiten der Photovoltaik in Deutschland, betreffen:

- 1) Wie haben sich der Photovoltaik- und Windkraftanteil am Brutto-Stromverbrauch in Deutschland entwickelt?
- 2) Gibt es in Deutschland genügend Flächen für Photovoltaik?

Für das Untersuchungsgebiet wurden bzgl. Energiepotential und Ausbau-/ Errichtungsflächen keine Forschung betrieben.

Darüber hinaus ist vor der Kostenthematik zu klären, welche Größenordnungen von Photovoltaikanlagen im Untersuchungsgebiet mit welchem prozentualen Anteil bereits vorhanden sind. Hiermit kann besser abgeschätzt werden, für welche Anlagengrößen eine tiefere Kostenrecherche lohnend ist. Daraufhin wird auf die aktuelle Technik von Photovoltaik eingegangen, bevor schlussendlich die Kostenfrage geklärt wird.

Vorab werden nun die ersten beiden Fragen erläutert:

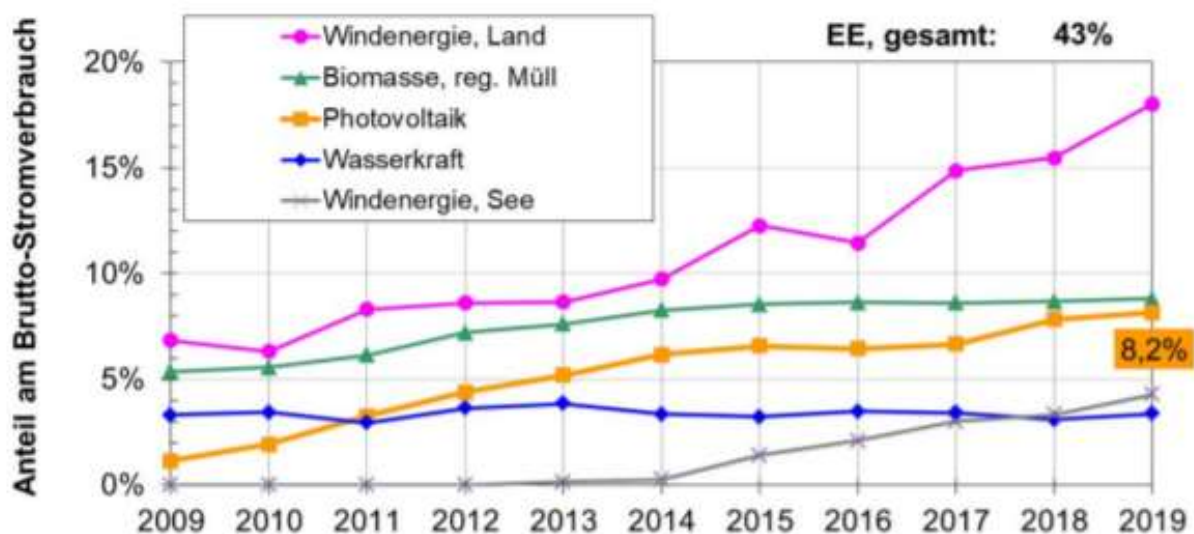


Abb. 8, Entwicklung des Anteils erneuerbarer Energien am Brutto-Stromverbrauch in Deutschland, Daten aus [BMW1],[BDEW3],[ISE4] (<https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.html>)

Betrachtet man die Abbildung 8 erkennt man, dass sich die erneuerbaren Energien bis 2018 stark entwickelt haben. Hierbei hat der Anteil der Photovoltaik einen Zuwachs von ca. 7%, ausgehend von 2009 bis 2019, erfahren. Der logische Umkehrschluss hierbei ist, dass sich dementsprechend auch die Qualität und die Technik weiterentwickelt haben muss, was wiederum die Preise heute für solche Anlagen beeinflusst. Der Zuwachs an Windkraftanlagen erfuhr im gleichem Zeitraum hingegen einen Zuwachs von ca. 11%. Im Weiteren wird jedoch ausschließlich auf die Nutzung von Solarenergie eingegangen.

Die Frage, ob überhaupt genügend Flächen in Deutschland für Photovoltaik vorliegen, beantwortet Hr. Dr. Wirth, H. (Bereichsleiter Photovoltaik, Fraunhofer ISE) in seiner Ausarbeitung *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland* in der Fassung vom 26.03.2020, sehr einschlägig:

Ja, und zwar ohne nennenswerte Konflikte mit der Landwirtschaft.

Bei der Analyse von Potenzialen wird zwischen einem theoretischen, einem technischen und einem wirtschaftlich-praktischen bzw. umsetzbaren oder erschließbaren Potenzial unterschieden. Das **theoretische Potenzial** betrachtet die maximal mögliche Umsetzung einer Technologie auf Basis des gesamten Angebots (physikalische Überschlagsrechnung). Das **technische Potenzial** fällt geringer aus, weil es grundlegende technische Randbedingungen berücksichtigt (technische Überschlagsrechnung). Das **wirtschaftlich-praktische Potenzial** berücksichtigt alle relevanten Randbedingungen, insbesondere rechtliche (inkl. Naturschutz), ökonomische (inkl. Infrastruktur), soziologische (inkl. Akzeptanz), dazu bspw. konkurrierende Nutzung (bspw. Solarthermie und PV auf Dächern). Verschiedene Quellen ziehen etwas unterschiedliche Grenzen zwischen den Kategorien.

Eine Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur schätzt das Ausbaupotenzial an restriktionsfreien Freiflächen für PV auf 3164 km² [BMVI]. Bei einem Flächenverbrauch von 1,4 ha/MWp nach aktuellem Stand der Technik [ZSW] bieten diese Flächen ein technisches Potenzial von **226 GWp**. Die landwirtschaftlich genutzte Fläche in Deutschland betrug im Jahr 2017 rund 16,7 Millionen Hektar (theoretisches Potenzial). Mit Agrophotovoltaik (APV) lassen sich Landwirtschaft und Stromproduktion auf derselben Fläche kombinieren (www.agrophotovoltaik.de). Eine Reihe von Nutzpflanzen zeigen kaum Ertragseinbußen bei reduzierter Einstrahlung, andere profitieren sogar. Wird die aktuelle Anbaufläche dieser beiden Pflanzenklassen in Deutschland als technisches Potenzial angenommen, so entspricht dies einer Nennleistung von **1,7 TW**. Weltweit wird APV bereits im

GW-Maßstab genutzt. Gebäudehüllen, d.h. Dächer und Fassaden, bieten ein technisches Potenzial von mindestens **800 GWp**. Dabei wurden nur Flächen berücksichtigt, die mindestens 500 kWh/(m² a) Einstrahlung empfangen. PV-Module können nicht nur auf bestehende Flach- oder Schrägdächer montiert werden, auch Produkte für die Gebäudeintegration (BIPV) sind kommerziell verfügbar. Dazu zählen PV-Dachziegel, PV-Dachfolien, Module für Kaltfassaden, Wärmedämm-Verbundsysteme (WDVS) mit PV, opake und transparente PV Isoliergläser. Der Braunkohletagebau hat in Deutschland eine Fläche von 1773 km² [UBA4] zerstört, mehr als die dreifache Fläche des Bodensees (theoretisches Potenzial). Wird ein Viertel dieser Fläche geflutet und mit schwimmender PV (FPV, von „Floating PV“) belegt, so eröffnet sich ein technisches Potenzial von **55 GWp**. Weltweit sind bereits über 1 GWp an schwimmenden PV-Anlagen installiert. Eine Studie des Umweltbundesamtes geht von 670 km² versiegelten Siedlungsflächen aus [UBA], entsprechend **134 GWp** an technischem Potenzial für PV-Installationen. Hierzu zählen baulich geprägte Siedlungsflächen, jedoch ohne Gebäudeflächen und ohne Verkehrsflächen wie Straße oder Schiene. Ein Teil dieser Fläche lässt sich mit PV-Modulen als Schattenspender überdachen oder mit speziellen, befahrbaren Modulen belegen (UPV, von „Urbaner PV“). Weiteres Potenzial im GW-Maßstab bieten Lärmschutzwände, ausgesuchte Verkehrsflächen, Gleiskörper (RIPV, von „Road Integrated PV“) und perspektivisch die Dächer von Elektrofahrzeugen (VIPV, von Vehicle Integrated PV“).

(Dr. Wirth, H. (2020). Fraunhofer ISE. *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland*. S.37-38)



Abb. 9, Anwendungen für die Integration von Photovoltaik (<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>)

Um die prozentualen Anteile an PV-Anlagen in gewissen Größenordnungen zu erhalten müssen die veröffentlichten Daten des Netzbetreibers TenneT (zuständiger Netzbetreiber des Untersuchungsgebietes) näher betrachtet werden.

Hierbei wird die Jahresabrechnung 2018 als Grundlage herangezogen. Diese Daten wurden, wie in Tabelle 14 dargestellt, wie folgt aufbereitet und der prozentuale Anteil errechnet:

Die Anzahl der installierten PV-Anlagen, die Gesamtinstallation sowie die produzierte Strommenge, des Untersuchungsgebietes, sind hierbei von besonderer Bedeutung. Teilt man die Gesamtinstallation [kW] durch die jeweilige Anzahl [Stück], erhält man die installierte Leistung pro installierte Anlage [kWp]. Um den prozentualen Anteil an der gesamten Strommenge zu errechnen, muss die Anzahl der Strommenge [kWh] der jeweiligen Anzahl [Stück] durch die gesamte Strommenge [kWh] des Untersuchungsgebietes geteilt werden.

Tab. 14, solare Stromerzeugungsdaten des Netzbetreibers TenneT, Jahresabrechnung 2018 (<https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten>)

Energieträger	Spannungsebene	Anzahl [Stück]	Gesamtinstallation [kW]	Strommenge [kWh]	Installierte Leistung pro Anzahl [kW]	Prozentualer Anteil an ges. Strommenge [%]
Solar	HS	2435	20173,45	14441850,62	8,28	4,46
Solar	HS/MS	7617	90656,61	90058788,52	11,90	27,79
Solar	HS/MS	3	37,85	34345	12,62	0,01
Solar	MS	8	108,73	77324,73	13,59	0,02
Solar	MS	12	179,18	164365	14,93	0,05
Solar	MS	2029	45438,58	42395561,16	22,39	13,08
Solar	MS	37	920,91	892087,30	24,89	0,28
Solar	MS	132	3436,80	3249132,02	26,04	1,00
Solar	MS/NS	17	573,48	576124	33,73	0,18
Solar	MS/NS	19	667,15	598714,77	35,11	0,18
Solar	MS/NS	60	2379,42	2249703,33	39,66	0,69
Solar	MS/NS	99	4598,73	4255516,00	46,45	1,31
Solar	MS/NS	2	112,90	107892,00	56,45	0,03
Solar	MS/NS	3	173,19	143121	57,73	0,04
Solar	MS/NS	3	181,55	181478,4	60,52	0,06
Solar	NS	88	5585,69	5316845,28	63,47	1,64
Solar	NS	28	1792,21	1652989,87	64,01	0,51
Solar	NS	17	1471,82	1453462,46	86,58	0,45
Solar	NS	126	16533,41	14845439,83	131,22	4,58
Solar	NS	77	10921,31	10805004,90	141,84	3,33
Solar	NS	2	898,56	732323	449,28	0,23
Solar	NS	167	77485,60	81133419,52	463,99	25,04
Solar	NS	10	42852,95	48699097	4285,30	15,03
	Gesamtsummen:	12991	327180,08	324064585,71		100,00

Zur Verdeutlichung soll hierzu ein Beispiel (hierzu lediglich Zeile 1 der Tabelle 14 betrachten) aufgeführt werden:

Die Anzahl an PV-Anlagen, mit einer Gesamtinstallationsleistung von 20.173,45kW (Zeile 1, Spalte 4), welche eine gesamte Strommenge von 14.441.850,62kWh (Zeile 1, Spalte 5) erzeugen, beträgt 2.435 (Zeile 1, Spalte 3). Teilt man nun die Gesamtinstallationsleistung von 20.173,45kW durch die Anzahl 2.435, erhält man die installierte Leistung pro Anlage, in diesem Fall 8,28kWp (Zeile 1, Spalte 6). Teilt man darüber hinaus die durch diese Anlagengröße erzeugte Strommenge von 14.441.850,62kWh (Zeile 1, Spalte 5) durch die im gesamten Untersuchungsgebiet erzeugte Strommenge von 324.064.585,69kWh (Zeile 1, Spalte 24 - Gesamtsummen) erhält man den prozentualen Anteil der Anlagen, in der Größenordnung 8,28kWp, der

in diesem Fall 4,46% (Zeile 1, Spalte 7) beträgt. D.h. schlussendlich, dass die Anlagengröße von 8,28kWp 4,46% aller installierten PV Anlagen im Untersuchungsgebiet ausmacht.

Analysiert man nun den prozentualen Anteil der jeweiligen Anlagengrößen, wird ersichtlich, dass Anlagengrößen zwischen 8,28 und 24,89kWp für 45,69% der gesamten solar erzeugten Strommenge verantwortlich sind. Die Anlagengrößen zwischen 26,04 und 449,28kWp sind lediglich für 14,25% verantwortlich. Ein weiterer relevanter Größenbereich ist von 464kWp bis 4,29MWp, dieser schlägt mit 40,06% zu Buche.

Für die Kostenermittlung sind folglich Kleinanlagen (ausgewählter Bereich 6-40kWp) und Großanlagen (ausgewählter Bereich >450kWp) von besonderer Bedeutung. Um dies näher zu betrachten wird im weiteren Verlauf eine Anlagengröße von 6kWp und 40kWp (Dachanlagen) kostentechnisch bestimmt, woraus sich ein Kostenmittelwert für diese Kleinanlagen ergibt. Für den Bereich der Großanlagen (Freiflächenanlagen) wird der Kostenfaktor einer 748kWp sowie der einer 104MWp Freiflächenanlage aus konkreten Planungen/ Angeboten vorgestellt und ebenfalls verglichen.

Zunächst wird jedoch auf die aktuelle Technik von Solaranlagen eingegangen.

6.2 Solaranlagen – Aktuelle Technik

Nach der Einführung ist folglich zu erkennen, dass genügend Platz in Deutschland für Photovoltaikanlagen vorhanden und die Photovoltaikbranche stark am Wachsen, ist. Dies ist nach Auswertung der Angaben des Netzbetreibers TenneT (Jahresabrechnung 2018) für das Untersuchungsgebiet zu bestätigen, da bereits Ende 2018 12.991 Photovoltaikanlagen in Betrieb waren.

Bei der Analyse der Jahre 2000 bis 2017 ergab sich an der Hochschule Münster, unter Leitung von Hr. Prof. Dr.-Ing. Mertens, K., dass die kristallinen Siliziumwafer den Weltmarkt mit über 95% dominieren (siehe Abbildung 10).

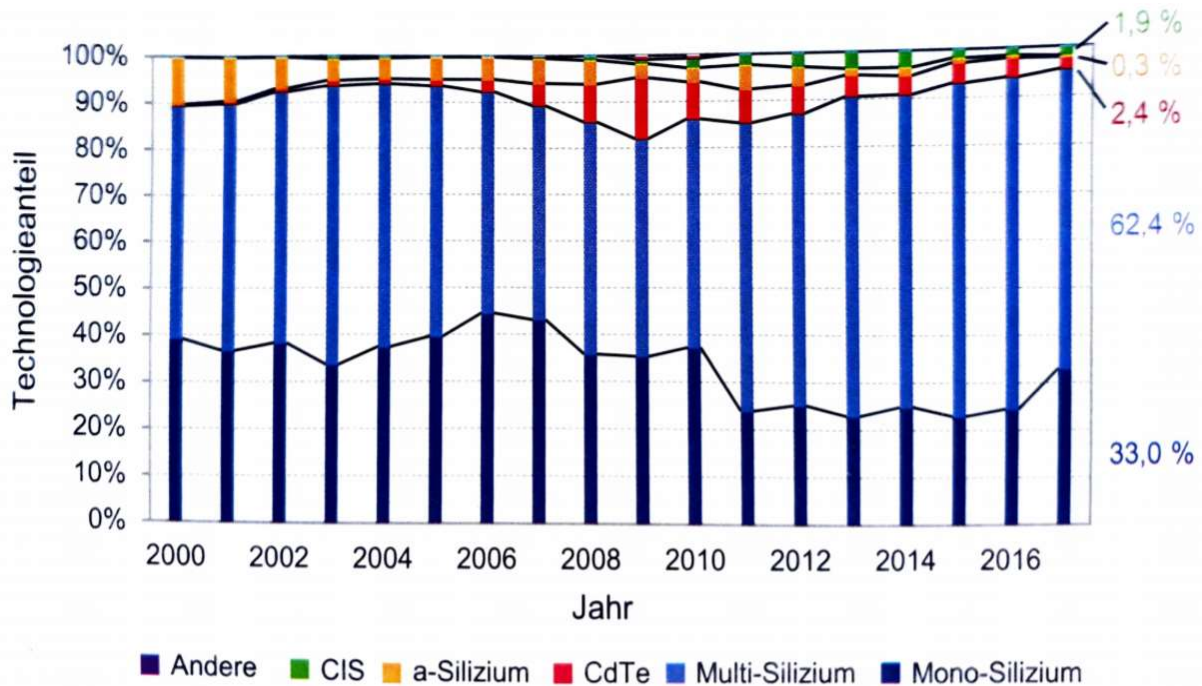


Abb. 10, Anteile der verschiedenen Zelltechnologien in Prozent über die Jahre: Kristallines Silizium dominiert nach wie vor den Weltmarkt mit einem Anteil von über 95 % [ISE19] (Prof. Dr.-Ing. Mertens, K. (2020). Photovoltaik Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis (5., aktualisierte Auflage, S. 162). München, Deutschland: Karl Hanser Verlag München)

Dies liegt sowohl an den höchsten Wirkungsgraden bei geringsten Kosten, im Vergleich zu anderen Zelltechnologien, als auch an der nahezu unbegrenzten Verfügbarkeit des Rohstoffs. Andere Zelltechnologien wurden zwar ebenso entwickelt, und einige davon scheinen in Zukunft vielversprechend zu sein, können allerdings im Vergleich zu poly- oder monokristallinen Siliziumwafern, in Punkto Wirkungsgrad in Verbindung mit Verfügbarkeit und Kosten, nicht mithalten. Betrachtet man hierbei beispielsweise das Cadmiumtellurid oder CIS (Gruppe der Chalkopyrite, z.B. Kupfer-Indium-Diselenid oder Kupfer-Gallium-Disulfid, etc.), so sieht man, dass der Wirkungsgrad nicht weit von der Siliziumtechnologie entfernt ist. Allerdings muss hierbei die Verfügbarkeit der Rohstoffe betrachtet werden. Bezieht man dies mit ein, ist es umso verständlicher, weshalb die kristallinen Siliziumwafer den Weltmarkt heute dominieren. Um sich einen besseren Überblick über die Wirkungsgrade sowie Vor- und Nachteile der gängigsten Zelltechnologien zu machen, siehe hierzu Abbildung 11.

Zelltechnologie	$\eta_{\text{Zelle Labor}}$	η_{Modul}	Wichtigste Vor- und Nachteile
mono-c-Si	26,1 %	22,8 %	+ sehr hohe Wirkungsgrade + unbegrenzte Verfügbarkeit – bislang hohe Energierücklaufzeit
multi-c-Si	22,8 %	19 %	+ hohe Wirkungsgrade + unbegrenzte Verfügbarkeit + akzeptable Energierücklaufzeit
mono-c-Si/a-Si (HIT-Zelle)	26,7 %	21 %	+ sehr hohe Wirkungsgrade + hohes Steigerungspotential
a-Si (Single)	10,1 %	7 %	+ geringer Temperaturkoeffizient
a-Si (Tandem)		8 %	– zu geringe Wirkungsgrade
a-Si (Triple)	14 %	8,2 %	
a-Si/ μ c-Si	12 %	10 %	– geringe Wirkungsgrade
CdTe	22,1 %	18 %	+ akzeptable Wirkungsgrade – Imageproblem + Steigerungspotential – Verfügbarkeitsproblem + geringe Energierücklaufzeit
CIS	23,4 %	17 %	+ akzeptable Wirkungsgrade + Steigerungspotential + geringe Energierücklaufzeit – Verfügbarkeitsproblem
III/V-Halbleiter	39,2 %	n. a.	+ extrem hohe Wirkungsgrade (mit Konzentration über 46 %) – ggf. Verfügbarkeitsproblem – nur in Konzentratorsystemen sinnvoll
Perowskit (nicht stabilisiert)	25 %	n. a.	+ hohe Anfangswirkungsgrade – bislang nicht stabil
Organische Zellen	17,4 %	n. a.	– bislang nicht stabil

Abb. 11, Vergleich der verschiedenen Zelltechnologien

(Prof. Dr.-Ing. Mertens, K. (2020). Photovoltaik Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis (5., aktualisierte Auflage, S. 162). München, Deutschland: Karl Hanser Verlag München)

Darüber hinaus soll auf die Frage eingegangen werden, ob Module mit z.T. Spitzenleistungsangaben von über 400Wp bis sogar 500Wp+ etwas mit der aktuellen Technik zu tun haben. Dies muss klar verneint werden, denn betrachtet man die Abmessungen des Moduls auf dem jeweiligen Datenblatt näher, stellt man fest, dass diese nicht den Standardabmessungen von ca. 1,00m x 1,70m entsprechen. Oftmals haben diese Module Abmessungen von z.B. 1,20m x 2,00m, womit die hohe Spitzenleistungsangabe zwar begründet ist, jedoch ersichtlich wird, dass dies nichts mit der aktuellen Technik zu tun hat. Die aktuell höchsten Spitzenleistungen von Modulen mit Abmessungen von 1,00m x 1,70m betragen 350Wp, siehe hierzu als

Beispiel das Datenblatt (Anhang 8.2. 350 W MBB Half-Cell Module JAM60S10 330-350/MR Series) der Firma JA Solar.

Worauf sollte folglich beim Erwerb von Photovoltaikanlagen geachtet werden?

Grundsätzlich sollte darauf geachtet werden, dass alle technischen Produkte (Wechselrichter, PV-Module, Stecker, Unterkonstruktion, Kabel, etc.) von einer offiziell anerkannten Prüfstelle geprüft und zertifiziert sind. Außerdem ist es von qualitativem Vorteil sich bestätigen zu lassen, dass der Hersteller DEKRA (oder vergleichbare Prüfstelle) zertifiziert ist. Dies ist vor allem bei den jeweiligen Herstellern, welche die elektrischen Materialien, die Unterkonstruktion und die Wechselrichter herstellen, von besonderer Bedeutung, da diese Geräte/ Materialien den vorgeschriebenen Normen unterliegen müssen. Die Photovoltaikmodule hingegen sind zusätzlich noch in ihrer Leistungsfähigkeit zu differenzieren. Diese können, wie bereits vorher erwähnt, unter den Modulherstellern stark abweichen.

Für die im Folgenden kalkulierten Kosten (Dachanlagen) wurden ausschließlich hochqualitative Materialien und Geräte verwendet, diese sind:

- PV-Module: LG
- Wechselrichter: SMA Solar Technology & Kostal Solar Electric GmbH
- Unterkonstruktion: Schletter Solar

6.3 PV Dachanlagen - Kosten

Für die Dachanlagen wird ein Logistikaufwand von ca. 200-500€ abgeschätzt. Für einen Monteurlohn werden $50\frac{\text{€}}{\text{h}}$ (für die Montagezeit) veranschlagt, die Materialkosten für die Photovoltaikanlagen werden, aus der jeweiligen Quelle (siehe Tabellen - Material (PV Anlage) - sowie Literaturverzeichnis), übernommen. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass in der Kostenkalkulation für die 40kWp Dachanlage keine Unterkonstruktions- und Kabel-/ Steckerkosten berücksichtigt sind (bei der 6kWp Dachanlage sind diese bereits im Materialpreis enthalten). Deshalb wurde hier ein Kostenfaktor von $200\frac{\text{€}}{\text{kWp}}$ dafür zusätzlich veranschlagt. Dieser Kostenfaktor wurde wie folgt bestimmt: alle benötigten Unterkonstruktionsmaterialien (Dachhaken, Dachschrauben, Schienen, Modulklemmen, Hammerschrauben + Muttern) und Kabel-/ Steckerkosten DC-seitig (4x40m=160m DC Kabel 6mm² für 2 Strings, 10 Anschluss-/ Verbindungsstecker für DC Kabel) wurden für eine 10kWp Anlage im öffentlich einsehbaren Großhandel kostentechnisch berechnet und schlussendlich auf ein kWp heruntergerechnet. Die Elektrikerkosten wurden mit $50\frac{\text{€}}{\text{h}}$ einbezogen, dabei ist auch die Arbeitszeit für die Anmeldung der Anlage beim Energieversorger berücksichtigt. Die Materialkosten (Elektriker) umfassen die Hauptleitungsklemmen, den Sicherungskasten, die Phasenschienen, die Leitungsschutzschalter, den FI-Schalter, den ÜS-Ableiter, Kleinmaterial und Zubehör sowie die Kabel (AC).

Tab. 15, 6kWp Photovoltaik Dachanlage Kostenkalkulation

6kWp Photovoltaik Dachanlage		
Elektriker		
Anzahl Elektriker	1	
Arbeitszeit	5 h	(mit Anmeldung beim Energieversorger)
Preis pro Stunde	50 €	(pro Elektriker)
Arbeitskosten	250 €	
Material (Elektriker)	650 €	Sicherungskasten, Sicherungen, Kabel, etc.
Gesamtkosten (E)	900 €	
Photovoltaik		
Anzahl Monteure	2	
Arbeitszeit	16 h	
Preis pro Stunde	50 €	(pro Monteur)
Arbeitskosten	1600 €	
Material (PV Anlage)	5705 €	(www.photovoltaik4all.de, siehe Literaturverz.)
Gesamtkosten (PV)	7305 €	
Logistikkosten		
Gesamtkosten (L)	200 €	(geschätzt)
Gewinn Montagefirma	2000	(geschätzt)
Kumulierte Gesamtkosten	10405 €	
Preis pro kWp	1734 €	

Tab. 16, 40kWp Photovoltaik Dachanlage Kostenkalkulation

40kWp Photovoltaik Dachanlage		
Elektriker		
Anzahl Elektriker	2	
Arbeitszeit	8 h	(mit Anmeldung beim Energieversorger)
Preis pro Stunde	50 €	(pro Elektriker)
Arbeitskosten	800 €	
Material (Elektriker)	650 €	Sicherungskasten, Sicherungen, Kabel, etc.
Gesamtkosten (E)	1450 €	
Photovoltaik		
Anzahl Monteure	4	
Arbeitszeit	32 h	
Preis pro Stunde	50 €	(pro Monteur)
Arbeitskosten	6400 €	
Material (PV Anlage)	30148 €	(www.sauerläänder-solarmarkt.de, siehe Literaturverz.)
Unterkonstruktion & Kabel	8000	(200€/kWp geschätzt)
Gesamtkosten (PV)	44548 €	
Logistikkosten		
Gesamtkosten (L)	500 €	(geschätzt)
Gewinn Montagefirma	4000	(geschätzt)
Kumulierte Gesamtkosten	50498 €	
Preis pro kWp	1262 €	

Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass diese Preise auch von der Montageschwierigkeit abhängig sind. Können bspw. Ziegeln auf einem Dach ineinandergeschoben werden (Bsp.: einfache Frankfurter Pfanne), ist die Montagezeit der Unterkonstruktion wesentlich kürzer, als bei Ziegeln, welche aufgrund von Halterungen/ Wasserleitern an der Ziegelunterseite, komplett herausgenommen werden müssen. Auch sind die Elektrikerkosten stark davon abhängig, ob z.B. ein zusätzlicher Sicherungskasten angebracht werden muss, weil im bereits vorhandenen Sicherungskasten kein Platz mehr für zusätzlich anzubringende Phasenschiene (für FI-Schutzschalter, ÜS-Ableiter, Leitungsschutzschalter, etc.) ist. Letztlich kann der Kostenfaktor für Logistik ebenfalls stark schwanken, da die Logistikkosten erheblich sinken, sobald eine Montagefirma Material für viele Anlagen gleichzeitig anliefern lässt. Die Kalkulationen hier berücksichtigen die einmalige Anlieferung des Materials lediglich für die genannte Größenordnung.

Wie hierbei zu sehen ist, wurde bzgl. der Kostenkalkulationen, immer der schlechteste/ aufwändigste und damit teuerste Fall angenommen. Je nachdem wie viel Gewinn die jeweilige Montagefirma für sich veranschlagt, kann der Preis pro kWp noch etwas sinken oder steigen.

6.4 748kWp PV Freiflächenanlage - Kosten

Die zugrundeliegende Analyse dieser 748kWp Freiflächenanlage wurde durch Herrn Markus Kürzdörfer im Rahmen einer Bachelorarbeit durchgeführt. Diese Bachelorarbeit wurde in Zusammenarbeit mit Hr. Dr. Brunner, Bürgersolaranlagen (Biologisches Büro Brunner), sowie Prof. Dr.-Ing. Matthias Popp (Leiter des Studienschwerpunkts Energietechnik an der Fakultät Maschinenbau der TH Nürnberg), im Raum Kronburg, zwischen Nürnberg, Schwabach und Feucht, durchgeführt. Die Arbeit ist nicht öffentlich einsehbar, deshalb müssen für alle Informationen, welche über den hier verwendeten Preis pro kWp hinausgehen, von Hr. Kürzdörfer, sowie Hr. Dr. Brunner, eine Genehmigung erteilt werden.

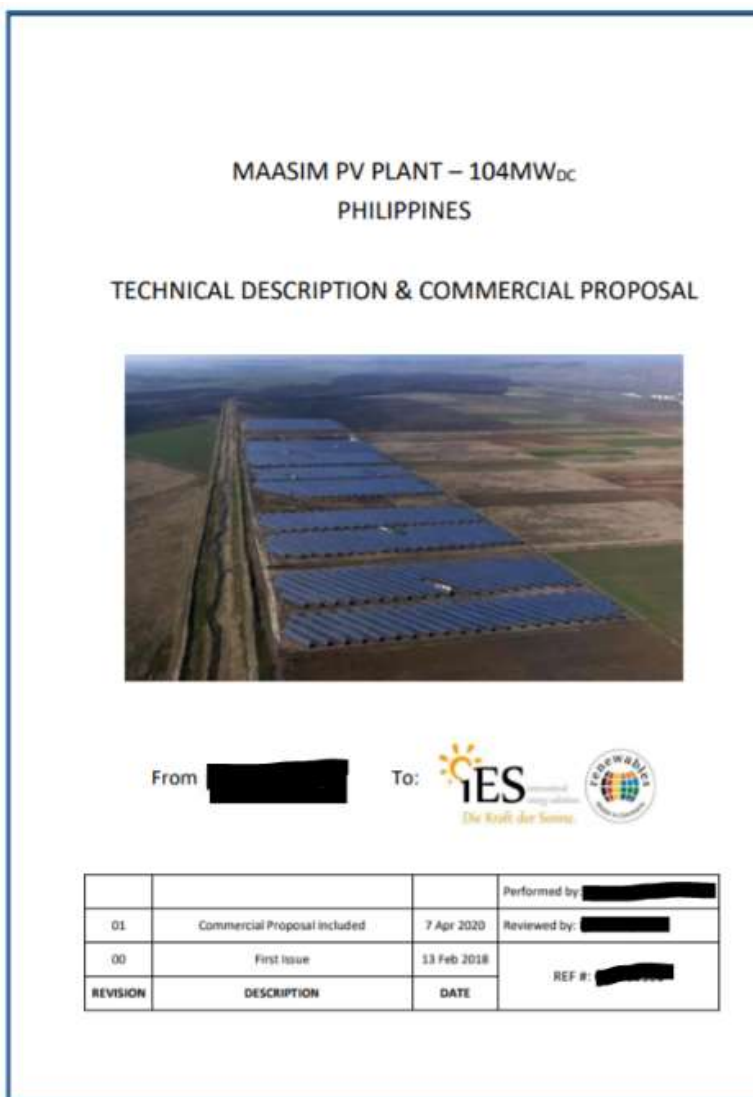
In dieser Bachelorarbeit, *Projektierung einer Photovoltaikanlage an einem Lärmschutzwall*, ging Hr. Kürzdörfer nicht nur auf die theoretischen Grundlagen, sowie

die praktische/ technische Umsetzung ein, sondern stellte auch eine finanzielle Planung, anhand eines konkreten Angebotes, dar.

Den in der Bachelorarbeit ermittelten Preis pro kWp in Euro wird zur Errechnung des Durchschnittswertes herangezogen, dieser beträgt $845 \frac{\text{€}}{\text{kWp}}$ (netto).

6.5 104MWp PV Freiflächenanlagen - Kosten

Eine Internetrecherche von PV-Freiflächenanlagen im Megawatt-Bereich ergab keine



realistischen Ergebnisse. Hierbei wurde vorab ein Preisniveau von 800 bis $1.000 \frac{\text{€}}{\text{kWp}}$ abgeschätzt, da bei diesen Anlagen die Kosten, aufgrund von zusätzlicher Einzäunung, zusätzlichen Überwachungsanlagen und Umrichtern, etwas höher liegen müssen, als bei PV-Anlagen im unter 1MWp Bereich. Mittels Internetrecherche ergaben sich z.B. Preise im Bereich $400 \frac{\text{€}}{\text{kWp}}$ oder auch über $4.000 \frac{\text{€}}{\text{kWp}}$, welche als unrealistisch eingeschätzt und damit verworfen, wurden.

Abb. 12, Technical Description & Commercial Proposal an die Firma IES

Offer # [REDACTED] rev. 1 [REDACTED]
MAASIM PV PLANT - (PHL)

2.4. PV PLANT MAIN DATA

The main figures of the PV Plant included in this document are following:

ITEM	UNIT	QTY
AC Installed Power (@25°C)	MW _{AC}	92.40
DC Installed Power (@ STC)	MW _{DC}	103.74
DC/AC Ratio (AC Power @25°C)		12.27%
Power Blocks	ea	42
Power Blocks AC Power (@ 25°C)	MW _{AC}	2.20
Inverters per Power Block	ea	1
PV Modules Power	W _{DC}	325
DC LV Level	V	1,000
String length	ea	20
Table Configuration		6Lx205
Tilt	°	8
Pitch	m	7.90
GCR		74.61%
MV System Voltage level	kV	30
Occupied land	ha	93.70

Abb. 13, PV PLANT MAIN DATA

welchem dieser Großanlagenbauer eine $104MW_{pDC}$ PV Anlage Anfang 2020 in Maasim, Philippinen geplant hatte (Deckblatt 'Proposal' siehe Abbildung 12). Hierbei wurde sowohl von diesem Großanlagenbauer als auch IES ausdrücklich darauf hingewiesen, dass ausschließlich die Hauptdaten (siehe Abbildung 13), die Komponentenhersteller sowie der Verkaufspreis genannt werden darf, weshalb keine planungstechnischen Hintergründe erläutert oder veranschaulicht werden können. Bei den Komponentenherstellern handelt es sich im Bereich PV-Module u.a. um Trina- und Canadian Solar, im Bereich Wechselrichter u.a. um SMA, im Bereich Netzanschluss/ Transformatoren um Siemens und im Bereich Unterkonstruktion/ Überwachungsanlagen/ Umzäunung u.a. um die Firma Krinner.

Der Verkaufspreis („schlüsselfertig“) dieser Anlage beträgt nach Angaben des Großanlagenbauers und IES: $980 \frac{\text{€}}{kWp}$ netto.

Folglich wurde der Kontakt über die Firma IES (International Energy Solutions), welche ein Planungs- & Koordinierungsbüro für erneuerbare Großenergieanlagen ist, zu einem europäischen Großanlagenbauer für Energieanlagen jeglicher Art, hergestellt, welcher aus wirtschaftlichen/ Wettbewerbsgründen nicht genannt werden möchte. Hierbei wurde ein 'Proposal' zur Verfügung gestellt, in

6.6 Preisnachweis

Da die Freiflächenanlagen auf konkreten Angeboten beruhen kann hierzu kein Preisnachweis präsentiert werden. Es wird im Folgenden lediglich auf die 6kWp und 40kWp Dachanlage, bzgl. des Nachweises, eingegangen.

Hr. Fuchs Giuliano erläuterte im Online-Energie-Magazin www.net4energy.com im Dezember 2019, dass 2019 der Preis für PV-Anlagen im 3-4kWp Bereich bei ca. $1.700 \frac{\text{€}}{\text{kWp}}$ (netto) lag, während der Preis bei 8-10kWp Anlagen im Bereich $1.400 \frac{\text{€}}{\text{kWp}}$ (netto), lag (Fuchs, G., 2019, Abs. 4).

ANLAGENGRÖSSE	GESAMTKOSTEN	GESAMTKOSTEN MIT SPEICHER
4 kWp	7.000 € – 8.000 €	12.000 € – 15.000 €
5 kWp	8.000 € – 8.500 €	13.000 € – 16.000 €
6 kWp	8.500 € – 9.500 €	13.000 € – 18.000 €
7 kWp	9.000 € – 11.000 €	14.000 € – 21.000 €
8 kWp	10.000 € – 12.000 €	15.000 € – 22.000 €
9 kWp	11.000 € – 14.000 €	18.000 € – 25.000 €
10 kWp	12.500 € – 15.000 €	20.000 € – 27.000 €

Abb. 14, Kosten Photovoltaikanlagen 4-10kWp (<https://www.wegatech.de/ratgeber/photovoltaik/kosten-und-wirtschaftlichkeit/photovoltaikanlagen/>)

Die Firma Wegatech, welche im Bereich der Planung von erneuerbarer Energietechnik tätig ist, gibt auf ihrer Internetseite (siehe hierzu Abbildung 14) an, dass PV-Anlagen im Bereich 6kWp im Mittel 9.000€ (netto) kosten, d.h. dass sich der Preis auf ein kWp bezogen, auf $1.500 \frac{\text{€}}{\text{kWp}}$ beläuft. Weiterhin gibt die Firma an, dass 10kWp Anlagen im Mittel 13.750€ (netto) kosten, was auf ein kWp bezogen einen Preis von $1.375 \frac{\text{€}}{\text{kWp}}$ ergibt (<https://www.wegatech.de/ratgeber/photovoltaik/kosten-und-wirtschaftlichkeit/photovoltaikanlagen/>).

Hr. Dr. Wirth, H. (Bereichsleiter Photovoltaik, Fraunhofer ISE) gibt in seiner Ausarbeitung *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland* vom 26.03.2020 an (siehe hierzu Abbildung 15), dass sich der Preis für Aufdachanlagen von 10 bis 100kWp im vierten Quartal 2018 bei ca. $1.200 \frac{\text{€}}{\text{kWp}}$ (netto), befand (<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>).

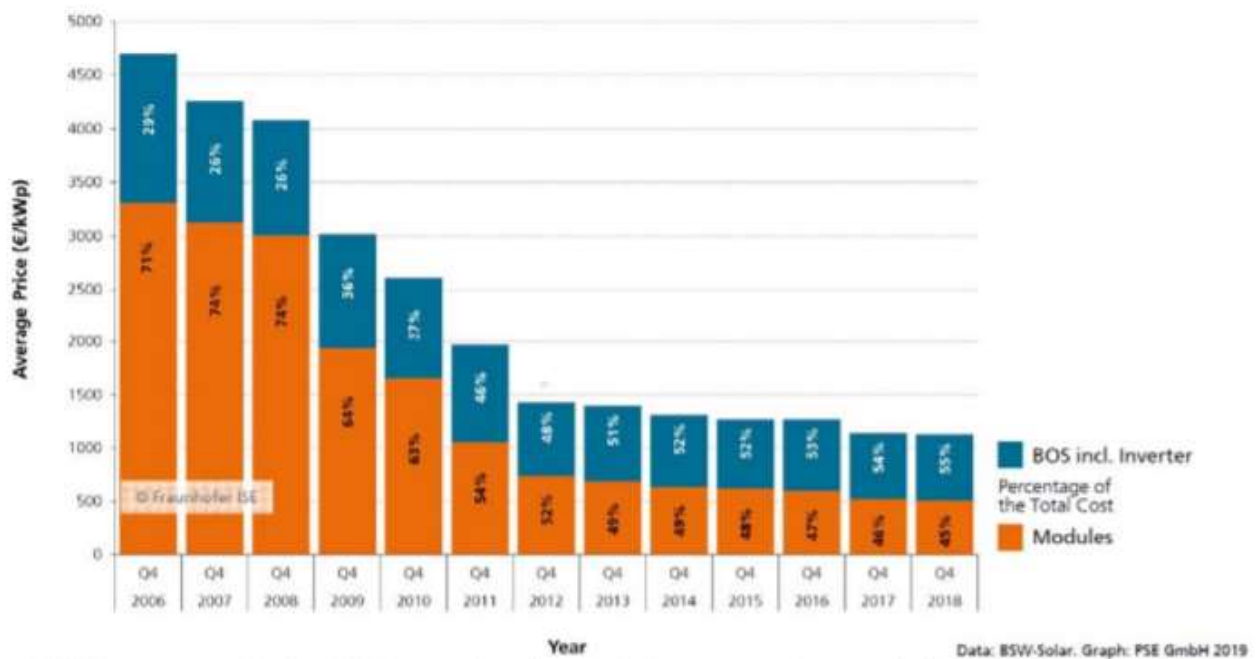


Abb. 15, Durchschnittlicher Endkundenpreis (Systempreis, netto) für fertig installierte Aufdachanlagen von 10-100kWp [ISE10] (<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>)

Wie deutlich zu erkennen ist, weichen die Angaben geringfügig voneinander ab. Dies hängt v.a. mit den schon genannten Schwierigkeiten im Bereich der Montage, etc. zusammen. Letztlich ist festzustellen, dass sich die hier ermittelten Preise, für eine 6 und eine 40kWp PV Aufdachanlage, mit den in den Quellen genannten Preisen, weitestgehend decken.

6.7 Gewichteter Gesamtpreis, Abschreibungszeitraum, Betriebskosten und kalkulatorischer Zins

Da in der Projektarbeit mit einem Kostenwert gerechnet werden muss, welcher alle Anlagengrößen berücksichtigt, muss auf die prozentuale Verteilung der jeweiligen Anlagengrößen zurückgegriffen werden. Hierbei ergibt sich folgende Verteilung:

Kleinanlagen (6kWp):	Anteil an installierten PV-Anlagen von ca. 45%
	Preis: $1.734 \frac{\text{€}}{\text{kWp}}$
Mittelgroße Anlagen (40kWp):	Anteil an installierten PV-Anlagen von ca. 15%
	Preis: $1.262 \frac{\text{€}}{\text{kWp}}$
Großanlagen (748kWp):	Anteil an installierten PV-Anlagen von ca. 40%
	Preis: $845 \frac{\text{€}}{\text{kWp}}$

Hieraus ergibt sich ein gewichteter Gesamtpreis von:

$$1.734 \frac{\text{€}}{\text{kWp}} \times 0,45 + 1.262 \frac{\text{€}}{\text{kWp}} \times 0,15 + 845 \frac{\text{€}}{\text{kWp}} \times 0,4 = 1.307 \frac{\text{€}}{\text{kWp}} \text{ (netto)}$$

Die Gewichtung für die Analyse ist hierbei jedoch kritisch zu betrachten, da diese anhand der schon bestehenden Anlagen aus den Daten des Netzbetreibers TenneT, festgelegt wurden. Exakter wäre es, die noch zur Verfügung stehenden Flächen zu analysieren und daraufhin die Gewichtung festzulegen.

Da die meisten Modulhersteller eine Leistungsgarantie von 25 Jahren vergeben, ist auch mit einer minimalen Lebensdauer von 25 Jahren zu rechnen (siehe z.B. u.a. Datenblatt Honey TSM-DE06M.08(II), TRINA Solar: <https://www.mg-solar-shop.de/Trina-Solar-Honey-M-TSM-340-DE06M.08-II-340Wp-Solarmodul-mono?sPartner=310724?number=112768>). Nach Erfahrungswerten der Firma IES werden die aktuell produzierten/ modernen Photovoltaikanlagen vermutlich einen Nutzungszeitraum von 30 bis 35 Jahren bieten. Hierbei ist die physikalische Grenze des Wechselrichters jedoch nicht berücksichtigt; dieser ist, je nach Auslastung, zwischen 11 und 14 Jahren defekt. Dies wird unter dem Punkt Betriebskostenfaktor

einfließen. Im weiteren Projektverlauf soll für die Berechnungen eine Mindestnutzungsdauer von 25 Jahren herangezogen werden.

Bezüglich des Betriebskostenfaktors ist das Ableben des Wechselrichters nach 13 Jahren sowie die Zusatzkosten für die Versicherung (Aufnahme in die Gebäudeversicherung) zu berücksichtigen. Für die Aufnahme der Photovoltaikanlage in die Gebäudeversicherung werden Kosten von 10€ monatlich, dementsprechend 120€ jährlich, veranschlagt (dies ist jedoch stark versicherungsabhängig). Der Kostenfaktor für den Tausch des Wechselrichters hängt von der Größe der Photovoltaikanlage, also von der installierten Leistung, ab. Der Wechselrichter Sunny Boy 2.0 von SMA (max. Generatorleistung DC von 4kWp bei einer Bemessungsleistung AC von 2kW) kostet bei der Vertriebsfirma solar-pur AG 579€ (netto), während der Sunny Tripower 20000TL-30 von SMA (max. Generatorleistung DC von 36kWp bei einer Bemessungsleistung AC von 20kW) bei selbiger Vertriebsfirma 2.192€ (netto), kostet.

Betrachtet werden soll das Beispiel einer 35kWp Anlage:

Berücksichtigt man die Kosten von $1.307 \frac{\text{€}}{\text{kWp}}$, ergeben sich 45.745€ Gesamtkosten (netto). Der Sunny Tripower 20000TL-30 ist für diese Anlagengröße ausreichend, muss allerdings nach ca. 13 Jahren getauscht werden. D.h. dass dieser innerhalb des angenommenen Lebenszyklus von 25 Jahren einmal gewechselt werden muss. Dies ergibt jährliche Kosten von $2.192\text{€} \div 25 = 87,68\text{€}$. Hinzu kommen die jährlichen Versicherungskosten von 120€. Dies ergibt also einen jährlichen Gesamtkostenwert von 207,68€.

Der Betriebskostenfaktor der 35kWp Photovoltaikanlage errechnet sich nun wie folgt:

$$BKF = \frac{207,68\text{€}}{45.745\text{€}} \times 100 = 0,45\%$$

Ebenso wie der Preis, der Nutzungsdauerzeitraum sowie der Betriebskostenfaktor ist der kalkulatorische Zins für die Analysen der Projektarbeit relevant. Dieser Zins setzt sich wie folgt zusammen:

Tab. 17, Zinszusammensetzung

	Zins	Anteil	
Fremdkapital	4%	80%	Für das Fremdkapital mit einem Anteil von 80% wird ein Bankzins von 4% angenommen.
Eigenkapital	7%	20%	Das Eigenkapital von 20% wird mit einem Zinssatz des Investors von 7% berücksichtigt.
Kalkulatorischer Zins	5%		

Daraus ergibt sich der kalkulatorische Zins wie folgt:

Kalkulatorischer Zins

$$= \text{Fremdkapitalzinssatz} \times \text{Fremdkapitalanteil} \\ + \text{Eigenkapitalins} \times \text{Eigenkapitalzinssatz} = 5\%$$

Hierbei muss der Zins von 4% kritisch betrachtet werden, da für Dachanlagen bereits KfW-Darlehen ab 1% zur Verfügung gestellt werden.

6.8 Zusammenfassung

Bei den untersuchten Anlagengrößen ergeben sich folgende Nettokosten:

Tab. 18. Zusammenfassung der Preise der jeweiligen Anlaaenart

Anlagengröße in [kWp]	Anlagenart	Nettopreis in [$\frac{\text{€}}{\text{kWp}}$]
6	Dachanlage	1.734
40	Dachanlage	1.262
748	Freiflächenanlage	845
104.000	Freiflächenanlage	980

Das arithmetische Mittel liegt hierbei für Dachanlagen im Bereich 6-40kWp bei $1.498 \frac{\text{€}}{\text{kWp}}$ und für Freiflächenanlagen im Bereich 748kWp-104MWp bei $912,50 \frac{\text{€}}{\text{kWp}}$.

Hiermit soll der Trend deutlich gemacht werden, dass der Preis mit zunehmender Anlagengröße sinkt. Vergleicht man also Klein- mit Großanlagen direkt, ergibt sich

eine Preisspanne von ca. $600 \frac{\text{€}}{\text{kWp}}$ (netto). Dies sollte unbedingt bei präzisen

Kalkulationen berücksichtigt werden, da viele städtische Gebiete keinen Raum für große Freiflächenanlagen besitzen, sondern fast ausschließlich Dachflächen für Kleinanlagen. Im Umkehrschluss gibt es ländlichere Gebiete, welche Raum für beide Arten zur Verfügung stellen kann. Hierbei liegt es nahe, eher an den Bau von großen

Freiflächenanlagen zu denken, sofern man eine zentrale, konventionelle Energieversorgung ersetzen möchte. Hierbei ist jedoch der Gedanke der „grünen Netzunabhängigkeit – dezentrale Energieversorgung“ nicht berücksichtigt.

7 Zusammenfassung

Abschließend werden im Folgenden die Ergebnisse aller behandelten Themen zusammengefasst:

7.1 Stromverbrauch

Im untersuchten Gebiet liegt ein Stromverbrauch von 1,94TWh, mit einer mittleren Last von 221,93MW, vor. Der Pro-Kopf-Verbrauch liegt hier in einer Höhe von 6.043 kWh, bei 321.730 Einwohnern (Daten aus der Bachelorarbeit von Fr. Will), vor. Dabei sind sowohl der Haushalts- als auch der Industrieverbrauch berücksichtigt.

7.2 Bestehende erneuerbare Energieerzeugungs- und Speichieranlagen

Hierbei ergaben sich nach Tabelle 19 und 20 folgende Daten:

Tab. 19, Zusammenfassung der installierten erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen

	Anzahl	Installierte Leistung	Stromerzeugung
Windkraftanlagen	81	179,30 MW	392,37 GWh
Wasserkraftanlagen	130	11,50 MW	39,40 GWh
Bio-/ Klärgasanlagen	106	47,30 MW	343,10 GWh
Photovoltaikanlagen	12.991	327,18 MW	324,10 GWh
Summen	13.308	565,28 MW	1.098,97 GWh

Tab. 20. Zusammenfassung der installierten Speicher

	Anzahl	Speicherkapazität
Batteriespeicher	171	1,33 MWh
Weitere Speicher	0	0
Summen	171	1,33 MWh

Tab. 21, Verbrauch, Erzeugung und Differenz

Stromverbrauch	1.944.135.054
Erneuerbar erzeugte Energie	1.098.915.825
Differenz	- 845.219.229

7.3 Wettertechnisch ungünstigste Jahre

Bei der Analyse ergaben sich mit Hilfe der zur Verfügung gestellten Analysetools von Hr. Prof. Popp folgende wettertechnisch ungünstigsten Jahre:

1988/ 1989 1996/ 1997 2015/ 2016 2018/ 2019

Hierbei wurden die Stromgestehungskosten, mit geotechnischen Speichern sowie bei einem Mix von 70% Windkraftanlagen und 30% Photovoltaikanlagen (den Zubau betreffend), in einer Höhe von $13,12 \frac{\text{Cent}}{\text{kWh}}$, festgestellt.

7.4 Nötiger Zubau von Photovoltaik-, Windkraft- und geotechnischen Speicheranlagen

Tab. 22, Zubau von erneuerbaren Energieanlagen

	Spitzenleistung	Stromerzeugungshöhe/ Speicherkapazität	Bemerkungen
Photovoltaik	662 MWp	662 GWh	$A_{\text{Solar,nötig}} = 853.333 \text{ m}^2$
Windkraft		1,54 TWh	$\text{Anzahl}_{\text{WKA}} = 116 \left(4 \frac{\text{MW}}{\text{Anlage}} \right)$
Geotechnische Speicher		55,7 GWh	

7.5 Aktuelle Technik und Kosten der Solarenergie (Photovoltaik)

Wie durch Hr. Prof. Dr.-Ing. Mertens, K. festgestellt wurde, war die Technologie vom Jahr 2000 bis 2017, mit einem Weltmarktanteil von über 95%, die der Siliziumwafer. Auch heute überwiegt dieser Anteil maßgeblich. Zwar gibt es viele andere Zelltechnologien daneben, wie bspw. die Nutzung von Cadmiumtellurid oder organische Wafer, jedoch können diese bzgl. Kosten, Rohstoffvorkommen sowie Wirkungsgrad nicht mit den kristallinen Siliziumwafern mithalten.

Auch die Module mit Leistungsspitzenangaben von 400Wp und darüber hinaus haben nichts mit einer besonderen oder neuen Technologie zu tun. Vielmehr werden hier größere Modulabmessungen verwendet. Die aktuell höchsten Leistungsspitzen liegen, bei Abmaßen von ca. 1m x 1,7m, bei 350Wp.

Die festgestellten Kosten für Photovoltaikanlagen werden in nachfolgender Tabelle dargestellt:

Tab. 23. Kosten von Photovoltaikanlagen

Anlagenart	Spitzenleistung	Gesamtpreis (netto)	Preis pro kWp (netto)
Dachanlage	6 kWp	10.405 €	1.734 $\frac{\text{€}}{\text{kWp}}$
Dachanlage	40 kWp	50.498 €	1.262 $\frac{\text{€}}{\text{kWp}}$
Freiflächenanlage	748 kWp	629.525 €	845 $\frac{\text{€}}{\text{kWp}}$
Freiflächenanlage	104 MWp	101.920.000 €	980 $\frac{\text{€}}{\text{kWp}}$

Bei der Ermittlung von realen Preisen von Photovoltaikanlagen ergaben sich die größten Schwierigkeiten, da nahezu alle angefragten Montagefirmen, aus wirtschaftlichen Gründen, nicht bereit waren Angaben zu machen. Darüber hinaus bestanden die meisten auf den gänzlichen Verzicht der Nennung des Firmennamens.

Deshalb werden abschließend noch zwei Punkte erwähnt:

- 1) Die Kosten für Kleinstanlagen (hier 6kWp Dachanlagen) sind auf einen äußerst ungünstigen Fall ausgelegt (schwierige Montage und Kabelverlegung, lange Arbeitsdauer sowie hohe Elektrikerkosten).
- 2) Zwar ist tendenziell festzustellen, dass mit immer größer werdenden Anlagen die Kosten stetig sinken, jedoch gilt das nur bis zu einem gewissen Punkt, welcher den Netzanschluss beinhaltet. Ab einer gewissen Größenordnung steigen die Netzanschlusskosten immens, was den Preis ansteigen lässt. Hierzu wurden jedoch keine tiefer gehenden Untersuchungen angestellt. Hiermit sollen lediglich Aussagen mehrerer Fachleute festgehalten werden.

8 Anlagen

8.1 Batteriespeicher, welche ausschließlich aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen eingespeist werden

3.4 PLZ	3.5 Ort	4.1 Nutzbare Speicherkapazität [kWh]	4.3 Batterie-technologie	4.4 Bruttoleistung [kW]	Anzahl
96247	Michelau			8,000	1
96123	Litzendorf	5,900	Lithium-Ionen-Batterie	4,200	1
95463	Bindlach			4,600	1
95463	Bindlach	10,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,500	1
95512	Neudrossenfeld			4,600	1
96215	Lichtenfels	9,300	Lithium-Ionen-Batterie	5,000	1
91320	Ebermannstadt	9,300	Lithium-Ionen-Batterie	5,000	1
95339	Wirsberg	2,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,000	1
96215	Lichtenfels	7,400	Blei-Säure-Batterie	5,200	1
96231	Bad Staffelstein	9,300	Lithium-Ionen-Batterie	9,800	1
95488	Eckersdorf	12,000	Lithium-Ionen-Batterie	3,300	1
91352	Hallerndorf	9,300	Lithium-Ionen-Batterie	9,800	1
96268	Mitwitz	9,300	Lithium-Ionen-Batterie	5,000	1
96242	Sonnefeld	6,600	Lithium-Ionen-Batterie	3,500	1
96114	Hirschaid	7,500	Lithium-Ionen-Batterie	2,500	1
95359	Kasendorf	4,000	Lithium-Ionen-Batterie	3,300	1
91365	Weilersbach	8,000	Lithium-Ionen-Batterie	3,300	1
96271	Grub am Forst	9,300	Lithium-Ionen-Batterie	5,000	1
91330	Eggolsheim	9,200	Lithium-Ionen-Batterie	2,500	1
96110	Scheßlitz	5,900	Lithium-Ionen-Batterie	3,000	1

96247	Michelau	9,300	Lithium-Ionen-Batterie	3,500	1
96114	Hirschaid	11,800	Lithium-Ionen-Batterie	11,400	1
95488	Eckersdorf	2,500	Lithium-Ionen-Batterie	9,600	1
95488	Eckersdorf	3,600	Lithium-Ionen-Batterie	2,400	1
95445	Bayreuth	2,200	Lithium-Ionen-Batterie	2,200	1
96215	Lichtenfels	9,300		9,800	1
91332	Heiligenstadt	9,300	Lithium-Ionen-Batterie	3,500	1
91330	Eggolsheim	6,400	Lithium-Ionen-Batterie	3,300	1
95447	Bayreuth	6,000	Lithium-Ionen-Batterie	3,300	1
96167	Königsfeld	9,300	Lithium-Ionen-Batterie	3,500	1
95445	Bayreuth	8,800	Lithium-Ionen-Batterie	2,500	1
95445	Bayreuth	6,340	Lithium-Ionen-Batterie	2,250	1
96129	Strullendorf	12,000	Lithium-Ionen-Batterie	12,800	1
96142	Hollfeld	5,900	Lithium-Ionen-Batterie	3,300	1
96199	Zapfendorf	9,300	Lithium-Ionen-Batterie	3,500	1
95490	Mistelgau	6,900	Lithium-Ionen-Batterie	7,500	1
91344	Waischenfeld	6,900	Lithium-Ionen-Batterie	3,750	1
96231	Bad Staffelstein	4,000	Sonstige Batterie	2,500	1
95511	Mistelbach	9,200	Lithium-Ionen-Batterie	4,600	1
96110	Scheßlitz	9,300	Lithium-Ionen-Batterie	9,800	1
95511	Mistelbach	13,200	Lithium-Ionen-Batterie	4,600	1
96117	Memmelsdorf	10,000	Lithium-Ionen-Batterie	10,000	1
95349	Thurnau	6,000	Lithium-Ionen-Batterie	3,300	1
96123	Litzendorf OT Tiefenellern	9,300	Lithium-Ionen-Batterie	3,680	1

95445	Bayreuth	4,600	Lithium-Ionen-Batterie	2,500	1
95503	Hummeltal	7,500	Lithium-Ionen-Batterie	2,500	1
95500	Heinersreuth	6,900	Lithium-Ionen-Batterie	7,500	1
96110	Schesslitz	9,300	Lithium-Ionen-Batterie	3,680	1
95488	Eckersdorf	6,000	Lithium-Ionen-Batterie	3,300	1
96369	Weißbrunn	12,000	Lithium-Ionen-Batterie	3,300	1
95500	Heinersreuth	7,000	Lithium-Ionen-Batterie	3,000	1
95447	Bayreuth	12,000	Lithium-Ionen-Batterie	3,300	1
95488	Eckersdorf	5,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,500	1
95326	Kulmbach	9,600	Blei-Säure-Batterie	4,600	1
91327	Gößweinstein	7,500	Lithium-Ionen-Batterie	2,500	1
95326	Kulmbach-Mangersreuth	7,500	Lithium-Ionen-Batterie	2,500	1
95463	Bindlach	5,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,500	1
95463	Bindlach	5,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,500	1
95463	Bindlach	13,200	Lithium-Ionen-Batterie	2,500	1
95463	Bindlach	5,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,500	1
95463	Bindlach	2,500	Lithium-Ionen-Batterie	2,500	1
95491	Ahorntal	5,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,500	1
95512	Neudrossenfeld	13,200	Lithium-Ionen-Batterie	2,500	1
96142	Hollfeld	7,500	Lithium-Ionen-Batterie	2,500	1
95445	Bayreuth	5,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,500	1
95447	Bayreuth	5,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,500	1
95447	Bayreuth	10,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,500	1
95500	Heinersreuth	5,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,500	1

95511	Mistelbach	13,200	Lithium-Ionen-Batterie	4,600	1
95445	Bayreuth	6,900	Lithium-Ionen-Batterie	2,500	1
91346	Wiesenttal-Gößmannsberg	7,500	Lithium-Ionen-Batterie	2,500	1
95496	Glashütten	7,500	Lithium-Ionen-Batterie	2,500	1
95349	Thurnau	10,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,500	1
95463	Bindlach	10,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,500	1
96114	Hirschaid	9,300	Lithium-Ionen-Batterie	5,000	1
95326	Kulmbach	3,240	Lithium-Ionen-Batterie	3,600	1
96231	Bad Staffelstein	9,300	Lithium-Ionen-Batterie	10,680	1
91365	Weilersbach	10,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,500	1
95500	Heinersreuth	8,800	Lithium-Ionen-Batterie	5,000	1
91278	Pottenstein	6,000	Lithium-Ionen-Batterie	3,000	1
95326	Kulmbach	10,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,500	1
96114	Hirschaid	7,500	Lithium-Ionen-Batterie	2,500	1
96215	Lichtenfels	7,500	Lithium-Ionen-Batterie	2,500	1
96114	Hirschaid	20,000	Lithium-Ionen-Batterie	20,000	1
96199	Zapfendorf	9,300	Lithium-Ionen-Batterie	3,500	1
95496	Glashütten	14,700	Lithium-Ionen-Batterie	9,200	1
91327	Gößweinstein	8,800	Lithium-Ionen-Batterie	9,800	1
95496	Glashütten	7,500	Lithium-Ionen-Batterie	2,500	1
95367	Trebgast	7,500	Lithium-Ionen-Batterie	2,500	1
95336	Mainleus	7,500	Lithium-Ionen-Batterie	2,500	1
96224	Burgkunstadt	9,300	Lithium-Ionen-Batterie	16,000	1

91330	Eggolsheim	6,000	Lithium-Ionen-Batterie	3,000	1
91327	Gößweinstein	8,000	Lithium-Ionen-Batterie	3,300	1
91327	Gößweinstein	8,000	Lithium-Ionen-Batterie	3,300	1
95512	Neudrossenfeld	7,500	Lithium-Ionen-Batterie	2,500	1
96271	Grub am Forst	12,000	Lithium-Ionen-Batterie	3,300	1
95463	Bindlach	5,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,500	1
95463	Bindlach/Deps	10,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,500	1
96117	Memmelsdorf	9,300	Lithium-Ionen-Batterie	10,680	1
95336	Mainleus	6,000	Lithium-Ionen-Batterie	3,300	1
91278	Kirchenbirkig	10,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,500	1
91330	Eggolsheim	6,400	Lithium-Ionen-Batterie	5,000	1
95349	Thurnau	10,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,500	1
95326	Kulmbach	5,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,500	1
95326	Kulmbach	7,500	Lithium-Ionen-Batterie	2,500	1
95512	Neudrossenfeld	7,500	Lithium-Ionen-Batterie	2,500	1
96117	Weichendorf	9,300	Lithium-Ionen-Batterie	3,680	1
91330	Eggolsheim	4,000	Blei-Säure-Batterie	1,250	1
95488	Eckersdorf	12,000	Lithium-Ionen-Batterie	12,000	1
96187	Stadelhofen	10,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,500	1
91352	Hallerndorf	5,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,250	1
96114	Hirschaid	9,300	Lithium-Ionen-Batterie	10,000	1
96187	Stadelhofen	10,000	Lithium-Ionen-Batterie	10,000	1
96224	Burgkunstadt			6,400	1
96114	Hirschaid OT Sassanfahrt	14,000	Lithium-Ionen-Batterie	9,300	1

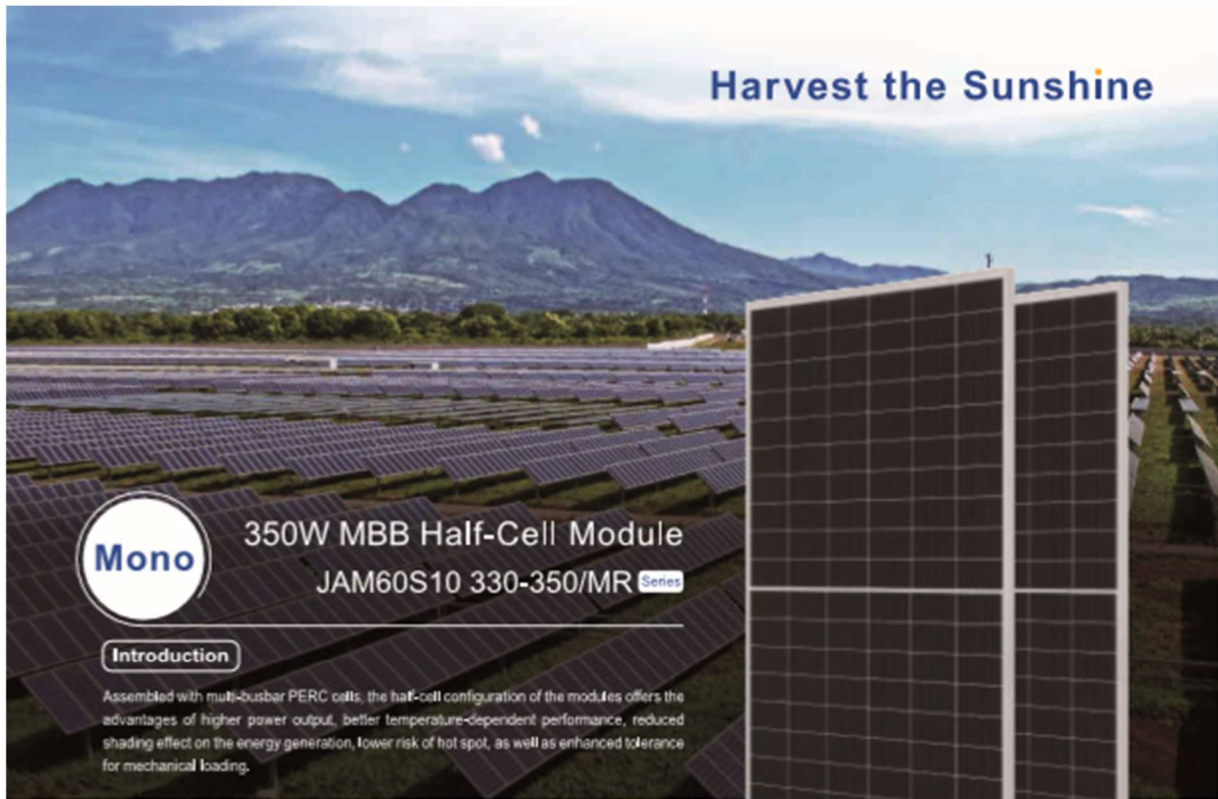
96114	Hirschaid OT Sassanfahrt	5,600	Lithium-Ionen-Batterie	3,700	1
96114	Hirschaid OT Sassanfahrt	5,600	Lithium-Ionen-Batterie	3,700	1
91278	Pottenstein	8,000	Lithium-Ionen-Batterie	3,300	1
96114	Hirschaid		Lithium-Ionen-Batterie	5,100	1
95512	Neudrossenfeld	6,000	Lithium-Ionen-Batterie	3,300	1
95488	Eckersdorf	10,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,500	1
95349	Thurnau	5,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,500	1
96117	Memmelsdorf	9,300	LI	5,000	1
96142	Hollfeld	15,840	Lithium-Ionen-Batterie	3,000	1
95361	Ködnitz	10,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,500	1
95488	Eckersdorf	5,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,250	1
95490	Mistelgau	5,200	Lithium-Ionen-Batterie	5,700	1
95490	Mistelgau	5,900	Lithium-Ionen-Batterie	4,200	1
95488	Eckersdorf	5,000	LI	2,500	1
95494	Gesees	10,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,250	1
91344	Waischenfeld	9,000	Lithium-Ionen-Batterie	3,300	1
95445	Bayreuth	4,500	Lithium-Ionen-Batterie	3,300	1
96224	Burgkundstadt	12,000	Lithium-Ionen-Batterie	3,300	1
96114	Hirschaid	4,600	LI	2,500	1
96215	Lichtenfels	9,300	LI	3,680	1
96117	Memmelsdorf	9,300	LI	5,000	1
96129	Strullendorf	5,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,800	1
95503	Hummeltal	7,700	Lithium-Ionen-Batterie	10,000	1
95500	Heinersreuth			6,480	1
95500	Heinersreuth			6,480	1
95500	Heinersreuth	5,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,250	1
96260	Weismain	9,300	LI	9,800	1

95445	Bayreuth	21,500	Blei-Säure-Batterie	4,600	1
95500	Heinersreuth	5,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,500	1
95367	Trebgast	5,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,500	1
95503	Hummeltal	7,500	Lithium-Ionen-Batterie	2,500	1
95349	Thurnau	5,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,500	1
95463	Bindlach	7,500	Lithium-Ionen-Batterie	2,500	1
95463	Bindlach	10,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,500	1
95326	Kulmbach	5,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,500	1
96231	Bad Staffelstein	9,300	LI	5,000	1
96215	Lichtenfels	7,680	LI	3,700	1
95326	Kulmbach	9,000	Lithium-Ionen-Batterie	3,300	1
95490	Mistelgau	8,960	Lithium-Ionen-Batterie	8,960	1
96247	Michelau	9,300	Off	3,680	1
96114	Hirschaid	6,750	Lithium-Ionen-Batterie	3,300	1
95445	Bayreuth	11,250	Lithium-Ionen-Batterie	3,300	1
96247	Schwüribitz	9,300	Lithium-Ionen-Batterie	10,000	1
96199	Zapfendorf	9,300	Off	5,000	1
91278	Pottenstein	10,000	LI	3,300	1
95491	Ahorntal	12,000	LI	3,300	1
96231	Bad Staffelstein	3,300	LI	3,300	1
95445	Bayreuth	5,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,500	1
95447	Bayreuth	7,500	Lithium-Ionen-Batterie	2,500	1
91320	Ebermannstadt	4,800	Lithium-Ionen-Batterie	4,800	1
96117	Memmelsdorf	13,500	LI	4,600	1
95445	Bayreuth	5,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,500	1
95463	Bindlach	10,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,500	1
96317	Kronach	14,700	Lithium-Ionen-Batterie	9,200	1
96187	Stadelhofen	6,000	Off	6,000	1



95349	Thurnau	6,750	Lithium-Ionen-Batterie	3,300	1
			Summe der nutzbaren Speicherkapazität:	1.328,6 kWh	
			Kleinster installierter Batteriespeicher:	2,0 kWh	
			Größter installierter Batteriespeicher:	21,5 kWh	
			Mittlere Batteriespeichergroße:	8,1 kWh	
			Anzahl aller Batteriespeicher:	171,0	

8.2 350 W MBB Half-Cell Module JAM60S10 330-350/MR Series



Mono

350W MBB Half-Cell Module
JAM60S10 330-350/MR Series

Introduction

Assembled with multi-busbar PERC cells, the half-cell configuration of the modules offers the advantages of higher power output, better temperature-dependent performance, reduced shading effect on the energy generation, lower risk of hot spot, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.



Higher output power



Lower LCOE



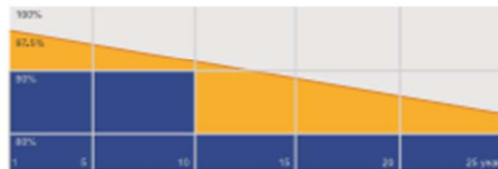
Less shading and lower resistive loss



Better mechanical loading tolerance

Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 25-year linear power output warranty



■ JA Linear Power Warranty ■ Industry Warranty

Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- OHSAS 18001: 2007 Occupational health and safety management systems
- IEC TS 62941: 2016 Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Guidelines for increased confidence in PV module design qualification and type approval



JA SOLAR

www.jasolar.com

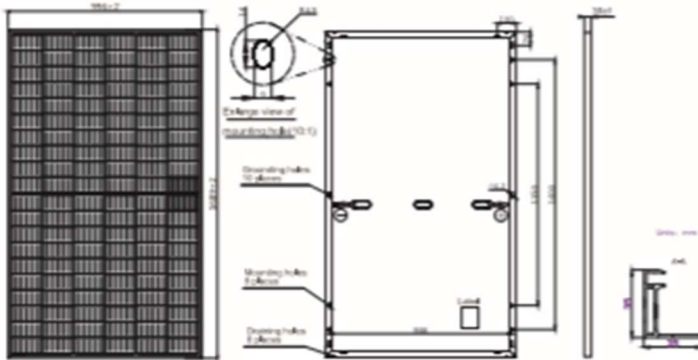
Specifications subject to technical changes and tests. JA Solar reserves the right of final interpretation.



JA SOLAR

JAM60S10 330-350/MR Series

MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	18.7kg±3%
Dimensions	1689±2mm×996±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ²
No. of cells	120(6×20)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10(1000V) QC 4.10-35(1500V)
Cable Length (Including Connector)	Portrait:300mm(+/-)400mm(-); Landscape:1000mm(+/-)1000mm(-)
Packaging Configuration	31 Per Pallet

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM60S10 -330/MR	JAM60S10 -335/MR	JAM60S10 -340/MR	JAM60S10 -345/MR	JAM60S10 -350/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	330	335	340	345	350
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	41.08	41.32	41.55	41.76	42.02
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	34.24	34.48	34.73	34.99	35.25
Short Circuit Current(Isc) [A]	10.30	10.38	10.46	10.54	10.62
Maximum Power Current(Imp) [A]	9.64	9.72	9.79	9.86	9.93
Module Efficiency [%]	19.6	19.9	20.2	20.5	20.8
Power Tolerance	0~+5W				
Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc})	+0.044%/°C				
Temperature Coefficient of Voc(β _{Voc})	-0.272%/°C				
Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp})	-0.350%/°C				
STC	Irradiance: 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G				

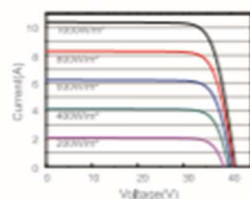
Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer.They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

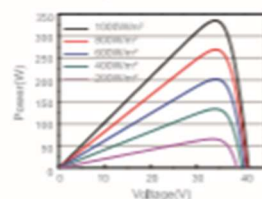
TYPE	JAM60S10 -330/MR	JAM60S10 -335/MR	JAM60S10 -340/MR	JAM60S10 -345/MR	JAM60S10 -350/MR	OPERATING CONDITIONS
Rated Max Power(Pmax) [W]	249	253	257	261	265	Maximum System Voltage 1000V/1500V DC(IEC)
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	38.46	38.68	38.90	39.09	39.31	Operating Temperature -40°C~+85°C
Max Power Voltage(Vmp) [V]	32.02	32.21	32.40	32.61	32.84	Maximum Series Fuse 20A
Short Circuit Current(Isc) [A]	8.21	8.28	8.35	8.42	8.49	Maximum Static Load_Front 5400Pa
Max Power Current(Imp) [A]	7.78	7.85	7.93	8.00	8.07	Maximum Static Load_Back 2400Pa
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G					NOCT 45±2°C
						Safety Class Glass I

CHARACTERISTICS

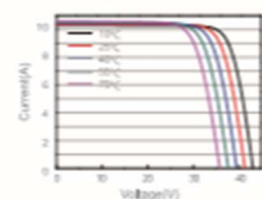
Current-Voltage Curve JAM60S10-335/MR



Power-Voltage Curve JAM60S10-335/MR



Current-Voltage Curve JAM60S10-335/MR



Premium Cells, Premium Modules

Version No. : Global_EN_20200323A

9 Literaturverzeichnis

Umweltbundesamt, 23.02.2016 „Klimawandel“, abgerufen am 09.04.2020 von <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/klimawandel>.

Umweltbundesamt, 25.07.2013 „Zu erwartende Klimaänderungen bis 2100“, abgerufen am 09.04.2020 von <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/klimawandel/zu-erwartende-klimaaenderungen-bis-2100>.

news.de, abgerufen am 30.04.2020 von <https://www.news.de/panorama/855818956/klimawandel-aktuell-mit-folgen-fuer-erde-aktuelle-studie-zur-meereserwaermung/1/>.

Google Earth Pro, abgerufen am 28.04.2020 von <https://www.google.de/intl/de/earth/index.html>.

Google, abgerufen am 30.04.2020 von https://www.google.de/search?q=fragen&sxsrf=ALeKk03u2BdfS0hIjN4HNWUPQSJCWfksvA:1588234992543&source=lnms&tbm=isch&sa=X&ved=2ahUKEwjGkLO03I_pAhWSCOwKHXY2BvkQ_AUoAXoECBIQAw&biw=1280&bih=607&dpr=1.5#imgrc=2KzCkJs03SddLM

Will, K. (2019). *Aufbereitung realer Verbrauchsdaten zur Modellierung einer regenerativen elektrischen Vollversorgung in der Metropolregion Nürnberg* (Bachelorarbeit). Nürnberg, Deutschland: Technische Hochschule Georg Simon Ohm.

Bachelorarbeit von Will, K., abgerufen am 13.07.2020 von <https://opus4.kobv.de/opus4-ohm/frontdoor/index/index/docId/642>.

Netztransparenz.de. Abgerufen am 19.05.2020 von <https://www.netztransparenz.de/EEG/Jahresabrechnungen>.

Netztransparenz.de. Abgerufen am 19.05.2020 von <https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten>.

Postleitzahlsuche. Abgerufen am 11.06.2020 von <https://www.plz-suche.org/de/plz-karte/postleitzahlengebiet-9>.

Bundesnetzagentur. Abgerufen am 11.06.2020 von https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html.

Vortrag Prof. Popp. Abgerufen am 24.06.2020 von http://www.poppware.de/Veranstaltungen/Matthias_Popp_Regionale_Selbstversorgung_kontra_Gleichstromtrassen.pdf.

Dr. Wirth, H. (Fraunhofer ISE). *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland*.

Abgerufen am 10.06.2020 von

<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>.

Prof. Dr.-Ing. Mertens, K. (2020). *Photovoltaik Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis* (5., aktualisierte Auflage). München, Deutschland: Karl Hanser Verlag München.

Kürzdörfer, M. (2019). *Projektierung einer Photovoltaikanlage an einem Lärmschutzwall* (Bachelorarbeit, Rechteinhaber Hr. Dr. Gerhard Brunner). Nürnberg, Deutschland: Biologisches Büro Brunner, Bürgersolaranlagen.

Photovoltaik4all. Abgerufen am 11.05.2020 von

<https://www.photovoltaik4all.de/komplettanlagen/fuer-satteldach/6-kwp-solaranlage>.

Sauerländer Solarmarkt. Abgerufen am 11.05.2020 von <https://sauerlaender-solarmarkt.de/Bausaetze-Sets/PV-Sets/Photovoltaik-Set-9-94-kWp-LG-NeON-2-LG355N1C-V5-Kostal-PLENTICORE-plus-10.html>.

Münchner Solarmarkt. Abgerufen am 11.05.2020 von <https://www.shop-muenchner-solarmarkt.de/>.

Netztransparenz. Abgerufen am 12.05.2020 von

<https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten>

Net4Energy. *Die Preisentwicklung von Photovoltaik*. Abgerufen am 11.06.2020 von

<https://www.net4energy.com/blog/photovoltaik-preisentwicklung#:~:text=2019%20stand%20der%20Preis%20f%C3%BCr,5.400%20bis%2013.300%20Euro%20inkl.>

Wegatech Homepage. Abgerufen am 11.06.2020 von

<https://www.wegatech.de/ratgeber/photovoltaik/kosten-und-wirtschaftlichkeit/photovoltaikanlagen/>

SOLAR PUR-AG. Abgerufen am 16.06.2020 von [https://shop.solar-pur.de/sma-sunny-boy-sb-2-0-solar-wechselrichter-sb2-0-1vl-](https://shop.solar-pur.de/sma-sunny-boy-sb-2-0-solar-wechselrichter-sb2-0-1vl-40.html?refID=10&gclid=CjwKCAjw26H3BRB2EiwAy32zhQS1KucnKSj7lwUI1kS9cRhizaKGC6MlMLMatzZP_5dd5jUAtOi88BoCos8QAvD_BwE)

[40.html?refID=10&gclid=CjwKCAjw26H3BRB2EiwAy32zhQS1KucnKSj7lwUI1kS9cRhizaKGC6MlMLMatzZP_5dd5jUAtOi88BoCos8QAvD_BwE.](https://shop.solar-pur.de/sma-sunny-boy-sb-2-0-solar-wechselrichter-sb2-0-1vl-40.html?refID=10&gclid=CjwKCAjw26H3BRB2EiwAy32zhQS1KucnKSj7lwUI1kS9cRhizaKGC6MlMLMatzZP_5dd5jUAtOi88BoCos8QAvD_BwE)

SOLAR PUR-AG. Abgerufen am 16.06.2020 von [https://shop.solar-pur.de/sma-sunny-tripower-stp-20000-tl-30-solar-wechselrichter-mit-display-stp20000tl-](https://shop.solar-pur.de/sma-sunny-tripower-stp-20000-tl-30-solar-wechselrichter-mit-display-stp20000tl-30.html?refID=10&gclid=CjwKCAjw26H3BRB2EiwAy32zhYG47cnJ_XkDPPhf4ecPL8PhUv0lplwL-ncqnEC1ZvKoCEHWMs7A-BoCeHAQAvD_BwE)

[30.html?refID=10&gclid=CjwKCAjw26H3BRB2EiwAy32zhYG47cnJ_XkDPPhf4ecPL8PhUv0lplwL-ncqnEC1ZvKoCEHWMs7A-BoCeHAQAvD_BwE.](https://shop.solar-pur.de/sma-sunny-tripower-stp-20000-tl-30-solar-wechselrichter-mit-display-stp20000tl-30.html?refID=10&gclid=CjwKCAjw26H3BRB2EiwAy32zhYG47cnJ_XkDPPhf4ecPL8PhUv0lplwL-ncqnEC1ZvKoCEHWMs7A-BoCeHAQAvD_BwE)

SMA. Downloads. Abgerufen am 16.06.2020 von

<https://files.sma.de/downloads/STP15-25TL-30-DS-de-40.pdf>.

SMA. Downloads. Abgerufen am 16.06.2020 von

<https://files.sma.de/downloads/SBxx-1VL-40-DS-de-40.pdf>.

SMA. Produkte. Abgerufen am 16.06.2016 von

<https://www.sma.de/produkte/uebersicht.html>.