

Studie im Auftrag von Österreichs Energie

***Ermittlung des Flächenpotentials für den
Photovoltaik-Ausbau in Österreich: Welche
Flächenkategorien sind für die Erschließung
von besonderer Bedeutung, um das
Ökostromziel realisieren zu können***

*mit Fokus auf bis 2030 realisierbare PV-Potentiale im Gebäudesektor und
technische Potentiale auf anderen Flächen*

Hubert Fechner
FH-Prof. Dipl. Ing. MSc. MAS

Wien, 10. Februar 2020



Endbericht

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	3
Bestehende Barrieren, die aktuell einem Ausbau der PV auf 11 TWh bis 2030 entgegenstehen	5
(Kurzfassung – Details siehe Kapitel 14)	5
1. Einleitung und Relevanz der Studie	7
1.1. Aufgabenstellung dieser Studie.....	8
1.2. Potentialbegriffe	8
2. PV Potentialerhebung: Methodischer Zugang – Solarkatasteranalyse mit nachfolgendem Abschichtungsverfahren.....	12
3. Flächenbedarf pro Leistungseinheit heute und 2030	13
4. Berechnung der aktuell für Photovoltaik in Österreich zur Verfügung stehenden Flächen und deren PV Nutzbarkeit an Gebäuden	14
4.1. Österreichische Gebäude-Grunddaten	14
4.2. Potentialabschätzung aus Solarkatasterwerten	17
4.3. Typischer mittlerer PV Ertrag auf unterschiedlichen Arten von Dachflächen in Österreich ..	18
4.4. Fassadenpotentialabschätzung	19
4.5. Ermittlung der technischen PV-Gebäudepotentiale	20
4.6. Vom technischen zum wirtschaftlichen Potential	23
4.7. Abschichtungsfaktoren aufgrund sozialer/ökologischer Gründe	25
4.8. Schlussfolgerung aus den Potentialabschätzungen bei Gebäuden in Österreich	27
5. Deponien.....	29
5.1. Potential	29
5.2. PV Eignung von Deponien	29
5.3. Beispiele für PV auf Deponien	30
6. Freiflächen-PV.....	30
6.1. Flächenbedarf auf Freiflächen	30
6.2. Freiflächen Potentiale	31
6.3. Freiflächen und Umweltschutz	32
6.4. AGRO-Photovoltaik.....	33
7. Konversionsflächen.....	36
8. Verkehrsflächen.....	37
8.1. Generell.....	37
8.2. Potential bei Lärmschutzwänden:	37
8.3. PV-Potenzial auf Parkplatzüberdachungen:.....	38
8.4. PV-Potenzial durch direkte Fahrzeugintegration:	38

9. Militärische Flächen	39
10. Potentiale Zusammenfassung.....	40
11. Neuentwicklungen und photovoltaische Nutzungen, bei denen die Stromerzeugung nicht im Vordergrund steht (mit geringem Realisierungspotential bis 2030).....	42
11.1. Floating PV	42
11.2. Solar versorgte Notfallinseln	43
11.3. PV Dachgärten	44
11.4. Landwirtschaftliche Nutzungen – AGRO PV.....	44
11.5. Parkraumüberdachungen	44
12. PV Preistrends bis 2030 und nationale Wertschöpfung.....	44
13. Aktuelle Barrieren.....	46
14. Kosten je Flächenkategorie	50
15. Schlussfolgerungen.....	51
Literaturverzeichnis	53
Abbildungs- und Tabellenverzeichnis	57
Anhang 1 Solarkataster.....	58
Anhang 2 Flächenfaktoren.....	59
Anhang 3 Details zu anderen PV-Potentialstudien (Ergänzungen zu Kapitel 2).....	61
Anhang 4 Bandbreite der Ergebnisse.....	62
Anhang 5 Photovoltaik in den Bau- und Raumordnungen der Länder und aktuelle Entwicklungen	63

Fotos Titelseite:

Links: Solar PV Freiflächenanlage Santiago Solar (115 MW), Santiago de Chile, Foto: H.Fechner
Rechts: Sphere EXPO-2017 in Nur-Sultan, Kasachstan, Foto: Ertex-Solar

Kurzfassung

Photovoltaik wird eine bedeutende Rolle bei der Erreichung der nationalen Energieziele im Strombereich zugeschrieben. Bis 2030 sollen zusätzlich 11 TWh aus Photovoltaik kommen. Gebäude werden dabei häufig als vorrangige Orte der Installation genannt, wobei Angaben in der nationalen und internationalen Literatur beim PV Gebäudepotential in Österreich zu sehr unterschiedlichen Werten kommen. Ansatz dieser Studie ist es daher, aus aktuellen Solarkatasterwerten von Städten und Umlandgemeinden für einzelne Stadt-, Siedlungs- bzw. Industriestrukturen Hochrechnungen durchzuführen und angepasst an die aktuellen technologischen Möglichkeiten der photovoltaischen Stromnutzung und unter Berücksichtigung der aktuellen wirtschaftlichen und sozialen Rahmenbedingungen ein realistisches photovoltaisches Erzeugungspotential in der gesamten bislang verbauten Umwelt des Landes zu errechnen, bzw. auch die voraussichtliche weitere Verbauung bis 2030 zu berücksichtigen.

Ziel dieser Studie ist es zu ermitteln, welche Flächen in den Kategorien Gebäude- inklusive Gewerbe- und Industrieflächen, Deponien, Verkehrsflächen, Militärfächen, Konversionsflächen sowie Land- und forstwirtschaftliche Grundflächen entsprechende Potentiale für die Erzeugung photovoltaischer Energie aufweisen und welche Potentiale sich davon – unter aktuellen Rahmenbedingungen – realistisch bis 2030 umsetzen lassen. Ausgehend von theoretisch/physikalischen über technische bis zu wirtschaftlich/ökologisch/sozialen Potentialen wird analysiert, welche Faktoren aktuell Barrieren bei der Umsetzung darstellen. Im ausführlich analysierten Gebäudesektor wurde mittels Hochrechnung aus Solarkatasterwerten ein Potential von etwa 4 TWh als realisierbar bis 2030 ermittelt.

Besonders der aktuelle Rahmen des Eigenverbrauchsvorrangs, der vor allem im privaten Bereich einen Verkauf von Überschussstrom vielfach unwirtschaftlich macht, sowie die mangelnde Ausnutzbarkeit des Potentials im Bereich von Gewerbe und Industrie aufgrund geringer Industriestrompreise und technischer Realisierungsmöglichkeiten (Statik, etc.) stellen hier die größten Barrieren dar. Die Potentiale im Bereich der Mehrgeschoßwohnbauten sind deutlich geringer und weisen eine hohe Komplexität bei der Umsetzung auf. Daher wird deren Nutzung bis 2030 einen Beitrag von 0,5 TWh nicht übersteigen.

Im Bereich der Deponien liegt das bis 2030 realisierbare österreichweite Potential bei etwa 0,3 TWh und im Verkehrsbereich bei etwa einer TWh. Die Sektoren Militär- und Konversionsflächen weisen keine signifikanten realisierbare Potentiale bis 2030 auf. Im Bereich der Freiflächen liegt das technische Potential hingegen bei etwa 28-32 TWh und die meisten Anlagen wären auch wirtschaftlich darstellbar. Hier stehen Fragen der Akzeptanz und der Vereinbarkeit mit der landwirtschaftlichen Nutzung im Vordergrund.

Hohe Anforderungen im Bereich von baubehördlichen Genehmigungen, Netzanschluss, Erfüllung weiterer rechtlicher Belange und sicherheitstechnischer Vorgaben führen oft dazu, dass der Aufwand für die dabei entstehenden Nebenkosten den eigentlichen Aufwand für Planung und Errichtung nahekommen bzw. nach Aussage vieler planender und installierender Betriebe in Einzelfällen sogar übersteigen. Dies kann dazu führen, dass viele technisch mögliche Anlagen nicht realisiert werden.

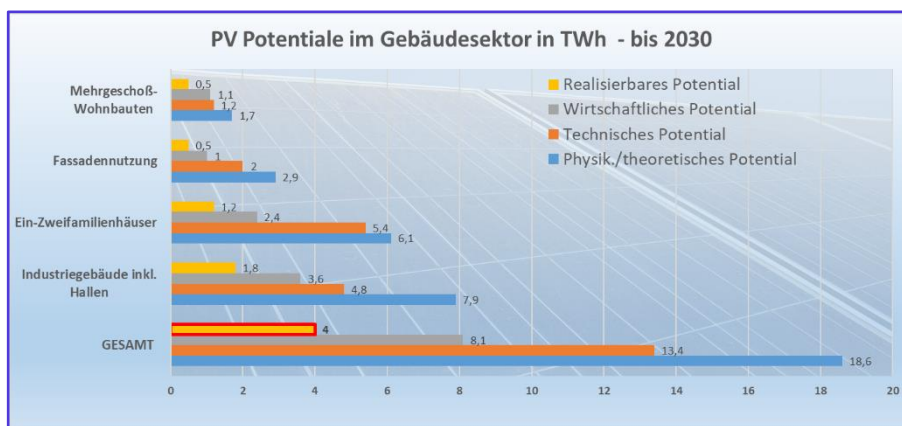
Die gesetzlichen Rahmenbedingungen mit neun unterschiedlichen Landesgesetzen in den betreffenden Punkten Bauordnung, Raumplanung, Naturschutz, Elektrizitätsgesetze sowie der Gewerbeordnung haben inzwischen eine für Investierende und das planende und installierende Gewerbe unübersichtliche Form angenommen. Überdies stehen auch vielfach die administrierenden Organe der öffentlichen Hand vor komplexen Fragestellungen, was die mögliche Auslegung der Gesetze und Vorschriften betrifft und oft zu Auflagen führt, die eine Realisierung verhindern. Eine weitgehende Vereinfachung und Harmonisierung wäre daher vorteilhaft.

Ein wesentliches Ergebnis dieser Studie ist, dass die aktuellen Potentiale für PV an oder auf Gebäuden - ohne bedeutende Änderung der Rahmenbedingungen - bei weitem nicht ausreichen, um die mittelfristigen Ziele für den

PV-Ausbau zu erreichen. Für die Erreichung der nationalen Energie- und Klimaziele mit 11 TWh zusätzlicher PV-Erzeugung bis 2030 müssten etwa 80-90% aller technischen Potentiale an Gebäuden (13,4 TWh) bis 2030 realisiert werden, was alleine aufgrund des relativ engen Zeitfensters von nur 10 Jahren als unmöglich erscheint.

Gelingt es nicht, diese technischen Gebäudepotentiale rasch und vor allem nahezu vollkommen zu realisieren, was aus budgetpolitischen Gründen und den umfangreichen legislatischen Änderungsnotwendigkeiten als höchst unwahrscheinlich zu beurteilen ist, wird es daher unabdingbar sein, möglichst rasch auch andere Flächen für die Nutzung von PV Anlagen ernsthaft in Erwägung zu ziehen. Dazu sind die Rahmenbedingungen für deren optimierte Nutzung entsprechend klar zu definieren und lukrative Modelle für die EigentümerInnen bzw. InvestorInnen zu ermöglichen.

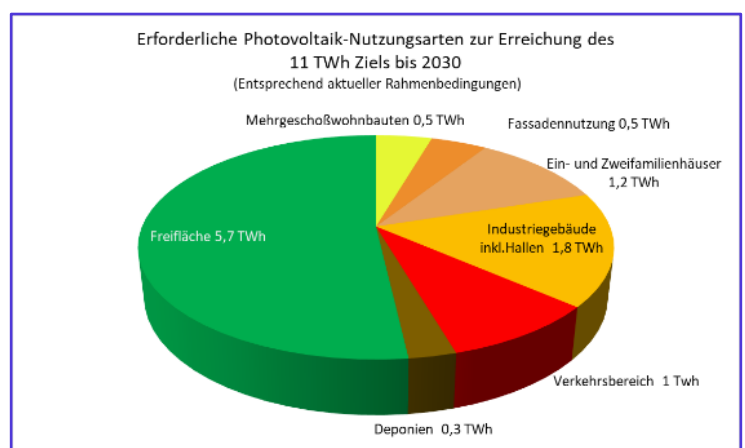
Für Freiflächen bedeutet dies, dass mindestens 5,7 TWh bis 2030 realisiert werden müssen. Bei angenommenen 1,6 ha pro MW (1GWh) wäre dies eine Fläche von etwa 91 km², die in den kommenden 10 Jahren zur Verfügung zu stellen ist. Im Vergleich dazu liegt die jährliche Versiegelung Österreichs bei etwa 43 km² pro Jahr (Umweltbundesamt 2019). Freiflächen-PV kann jedoch - wie in Kapitel 7.3. ausführlich dargestellt - mit einer Versiegelung von Flächen keinesfalls gleichgesetzt werden. Wird aufgrund neuesten Entwicklungen von geringerer Flächeninanspruchnahme ausgegangen (1 ha/MW) so reduziert sich die notwendige Fläche für photovoltaische Nutzung auf circa 57 km². Das entspricht etwa 0,2% der landwirtschaftlich genutzten Fläche Österreichs, bzw. entspricht diese Fläche recht genau den 57 km² an Grünlandbrachen.



Kontraproduktiv für die möglichst optimierte Ausnutzung der bereits verbauten Umwelt ist überdies der verstärkt forcierte Eigenverbrauchsvorrang. Damit werden geeignete Dachflächen nicht vollständig genutzt und Objekte mit geringem oder keinem Verbrauch (Leerstände, Ferienhäuser, Lagerhallen etc...) scheiden als Objekte für

die PV nahezu gänzlich aus.

Bei Freiflächen wäre ein gesteuerter Ausbau jedenfalls einem ungesteuerten vorzuziehen, d.h. eine klare Priorisierung von Flächen aufgrund von zu erstellenden Parametern wie Flächenqualität, Stromnetzverfügbarkeit bzw. -leistungsfähigkeit, möglichem erzielbarem Nebennutzen (z.B. in der Landwirtschaft) aber auch zu erwartender genereller Akzeptanz.



Bestehende Barrieren, die aktuell einem Ausbau der PV auf 11 TWh bis 2030 entgegenstehen

(Kurzfassung – Details siehe Kapitel 14)

Nachfolgend sollen in kurzen Punkten die Aspekte angesprochen werden, die aus Sicht der PraktikerInnen (führende planende und installierende Firmen aus Österreich) aktuell dem politisch postulierten Ausbau entgegenstehen.

Eine Erhöhung bzw. Erweiterung der Investitions- bzw. Einspeise-Förderungen, die seit 2002 die vorrangig treibenden Kräfte des nationalen PV Marktes sind bzw. waren, würde freilich ebenso marktfördernde Impulse auslösen, soll jedoch nicht davon ablenken, dass eine Vielzahl anderer Punkte ebenso zur Marktbelebung beitragen; oftmals mit sogar günstigeren gesamtwirtschaftlichen Effekten.¹

Genehmigungen:

- Die in einigen Bundesländern noch exekutierte 200 kW-Genehmigungs-Grenze bei Industrie
- Bestehende PV-Anlagen mit laufender OeMAG-Tarifförderung verlieren aktuell im Falle einer Anlagenerweiterung die Förderung. Gerade im Zusammenhang mit der Umstellung von Heizung und Mobilität auf Strombasis, sind Anlagenerweiterungen sinnvoll.

Förderwesen:

- Mangelnde Vorhersehbarkeit und Kontinuität von Fördermechanismen
- Wettlauf gegen die Zeit bei der Einreichung
- Hohe Komplexität im Förderwesen
- Fehlende Förderung für innovative PV-Anlagen wie an Lärmschutzwänden, Floating PV, Agrar PV, Parkraumüberdachungen, solare Dachgärten etc., welche einen höheren Abwicklungs- und Investitionsaufwand haben, jedoch aus anderen Gesichtspunkten ggf. zu bevorzugen wären.
- Fehlende finanzielle Unterstützung für Freiflächenanlagen

Bauordnungen:

- 9 unterschiedliche Regelungen im Baurecht (Details siehe Anhang 5)
- Uneinheitliche Verpflichtung zur Installation einer PV Anlage bei Neubau und Renovierung (dzt. nur in Wien mit unklarem Prozess des Nachweises)
- Nachweis einer statischen Resttragfähigkeit für (evtl. auch erst nachträglich) zu installierende PV-Anlagen ist nicht in Bauvorschriften enthalten

Elektrizitätswesen:

- Unterschiedliche Regelungen in den Landes-ELWOG's
- TAEV, TOR: Unterschiedliche Regelungen (Auslegungen) zum Anschluss bei den verschiedenen Netzbetreibern
 - i) Kleinanlagen: Oft sehr hoher Adaptierungsaufwand des Hausanschlusses
 - ii) Größere Anlagen: Oft hohe Anforderungen an Anschlussadaptierungen, bzw. Vorgaben, dass die maximale Einspeisung Größenordnungen unter der max. Bezugerlaubnis liegen muss.
 - iii) Aufwändige Vergabe der Netzzählpunkte oft mit zeitlich zu kurzer Gültigkeit
- Kosten für die Stromnetznutzung, die auch bei lokalem Stromweiterverkauf die gesamten Kosten des Stromnetzes beinhalten
- Eine Ausweisung von Vorranggebieten, wo PV Anlagen netztechnisch vorteilhaft wären, existiert nicht (evtl. verbunden mit höherer Förderung bei Ausschreibungen und anderen öffentlichen Finanzierungen)

Vermarktung, Wirtschaftlichkeit:

- Der generell favorisierte Eigenbedarfsvorrang steht der umfassenden Nutzung aller vorhandenen Dachflächen diametral entgegen. (Details siehe Kapitel 5.6)
- Unmöglichkeit des Stromverkaufs über die Grundstücksgrenzen hinweg (Quartierslösungen, ...)
- Komplexe Vertragsstrukturen und Messkonzepte bei interner Weiterleitung im Gebäudeverbund
- Ein höherer Strompreis speziell bei Industrie- und Gewerbebetrieben wäre ein starker Anreiz für PV

¹ Ermittelt aus persönlichen Befragungen von führenden PV FachplanerInnen- und installationsunternehmen; Einzelne Punkte aus Konzeptpapier: 100.000 Dächer- und Speicherprogramm als Beitrag zu 100% erneuerbarem Strom PV Austria 2019.

- Fehlende Anreize seitens steuerlicher Belange (z.B. im Vergleich zur Anschaffung eines E-Autos bzw. eines E-Fahrrads, - Vorsteuerabsetzbarkeit, Abschreibdauer)
- Keine wirksamen und unbürokratischen Anreizsysteme für Unternehmen und Haushalte bei Investitionen in Energiesparmaßnahmen und Erneuerbare Energie

Technische Optimierungspotentiale:

- Aktuell keine Nutzung der netztechnischen Möglichkeiten von PV-Speichersystemen zur Netzstabilisierung bzw. zur effektiven Erhöhung der „Hosting Kapazität“
- Fehlende Maßnahmen, die bei beantragter Flächenversiegelung dazu anleiten, die zu versiegelnde Fläche auch energetisch nutzen zu müssen (Gebäude, Parkflächen, ...)

Generell:

Es liegt kein österreichweiter PV-Ausbau-Masterplan vor, der ein strukturiertes Vorgehen bei der massiven Einführung der PV sicherstellt.

1. Einleitung und Relevanz der Studie

Photovoltaik wird in im Zuge des EU-Ziels bis 2050 „Netto-Treibhausgasemissionen von null zu erreichen“ (Hampl Nina et al. 2019; eur-lex.europa.eu 2018) eine herausragende Rolle spielen.

Bereits bis 2030 bedarf es bei bis dahin angenommenem Stromzuwachs und dem Regierungsziel die Stromversorgung auf 100% Erneuerbare umzustellen etwa zusätzliche 11-13 TWh aus der Photovoltaik, was vom heutigen Stand (1,5 TWh im Jahre 2018) Steigerungen der Installationszahlen bis zu einer Ver-10-fachung bedeutet; bis 2050 wird aufgrund der zunehmenden Bedeutung der Stromanwendungen und dem erwarteten Bevölkerungswachstum zumindest eine weitere Verdoppelung auf zumindest 30 TWh erforderlich sein.

In einem 100% CO₂ freiem Energieszenario wird die bis dahin global auf das 4- bis 5-fach angestiegene Stromerzeugung europaweit aber auch weltweit vor allem durch Photovoltaik und Windkraft gedeckt werden (Ram 2019). Auch in Österreich wird der Anteil des Stromes massiv steigen: Im Klima-Zielpfad mit maximaler Elektrifizierung steigt die Stromnachfrage von 2030 bis 2050 um 51 TWh auf 135 TWh, womit ein weiterer Ausbau der Photovoltaik von 2030 bis 2050 um 20 GW verbunden ist. (Umweltbundesamt 2015; Huneke 2019)

Auch in Österreich kann für eine Erreichung der nationalen Ziele daher bereits im Jahre 2030 Photovoltaik neben Wasser- und Windkraft im Strombereich und Bioenergie im Wärmebereich eine wesentliche Rolle spielen.

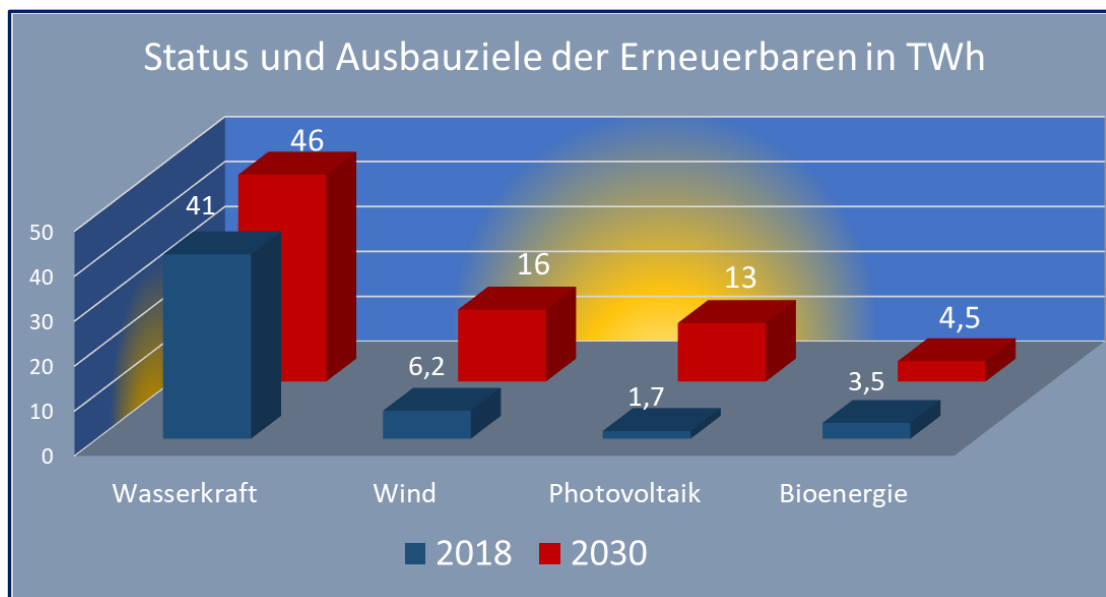


Abbildung 1: Erforderlicher Ausbau der wesentlichsten Erneuerbaren Stromerzeugungsarten bis 2030 in Österreich entsprechend Regierungsprogramm, Werte für Wind und PV 2019; Quellen: (Die neue Volkspartei - Die Grünen 2020) (Biermayr et al. 2019), (E-Control 2019), PV 2019 Werte eigene Schätzung

Es ist daher unumgänglich, Strategien zu entwickeln, wie die Photovoltaikzukunft in Österreich zu gestalten ist; d.h. welche Rahmenbedingungen zu verändern sind, damit innerhalb des Wertevierecks

- einer hohen gesellschaftlichen Akzeptanz > Ästhetik, Umweltverträglichkeit, z.B. „Bauwerkintegrierte PV“
- einer möglichst hohen nationalen Wertschöpfung > inländische Komponenten/Dienstleistungen
- eines maximalen Nutzens für die österreichische produzierende Wirtschaft/Dienstleistung durch Schaffung eines innovativen Heimmarktes als Basis für eine erfolgreiche Exportwirtschaft
- von maximalem Nebennutzen durch z.B. neue Impulse für den Landwirtschaftssektor, verschiedene Doppelnutzungen durch Schallschutz, Parkraum-Abschattungen, etc...

ein gesamtstaatliches wirtschaftliches (z.B. geringe Förderkosten, minimale Anpassungen der Energieinfrastruktur,...) aber auch ein zu definierendes ökosozial gewünschtes Optimum (maximaler Nebennutzen, höchste Akzeptanz) erreicht wird.

Die Frage, WIE die PV in Österreich in der Breite umgesetzt werden soll, ist schlussendliche eine politische Frage, die durch klare und zielgerichtete Anpassungen von Rahmenbedingungen zu beantworten ist.

Die hier vorliegende Studie soll zu dieser Diskussion beitragen und die, aufgrund der aktuell vorliegenden Rahmenbedingungen realisierbaren Potentiale der Photovoltaik in Österreich aufzeigen, aber auch Barrieren, die eine Umsetzung von theoretischen bzw. technischen Potentialen in gewünschten Anwendungsfeldern derzeit verhindern.

1.1. Aufgabenstellung dieser Studie

Ziel dieser Studie ist es, zu analysieren, welche Flächenpotentiale Photovoltaik in Österreich aktuell vorfindet und welche dieser Potentiale sich tatsächlich bis 2030 bzw. generell realisieren lassen.

Ausgehend von den technischen Brutto-Potentialen (belegbare Fläche, die ungeachtet einer aktuellen Wirtschaftlichkeit und aktuellen gesetzlichen Vorgaben, Strom auf Basis aktueller Wirkungsgrade und des vorliegenden Strahlungspotentials erzeugen kann) soll in einem nachfolgend beschriebenen Abschichtungsverfahren ermittelt werden, welche technisch umsetzbaren Potentiale sich in den folgenden Flächenkategorien tatsächlich bereits heute realisieren lassen und welche nach einer Änderung von Rahmenbedingungen (wirtschaftlich, gesetzlich, regulatorisch) realisierbar sind.

Erfasst werden in dieser Studie folgende Flächenkategorien:

- Gebäude inklusive Gewerbe- und Industrieflächen
- Deponien
- Verkehrsflächen
- Militärflächen
- Konversionsflächen
- Land- und forstwirtschaftliche Grundflächen

Ziel ist eine Analyse, welche PV-Potentiale nun in Österreich tatsächlich vorliegen und welcher Anteil der bis 2030 notwendigen 11 TWh (entsprechen einer zu installierenden Leistung von etwa 11 GW) bereits bei aktuellen Rahmenbedingungen innerhalb der oben aufgezählten Flächenkategorien realistisch erreicht werden kann, bzw. welche Änderung von Rahmenbedingungen erforderlich ist, um weitere Latentpotentiale zu wecken.

1.2. Potentialbegriffe

Folgende Potentialbegriffe sollen in dieser Studie verwendet werden [angepasst nach (Vincent Rits et al. 2007)]

- **Das physikalisch/theoretische Potenzial** bezieht sich auf das gesamte physikalische Angebot eines Energieträgers im betrachteten Untersuchungsgebiet ohne Berücksichtigung der tatsächlichen nutzungsbedingten Einschränkungen. Dieses ist keine völlig starre Größe, sondern ändert sich in Abhängigkeit der technologischen Wirkungsgrade und marktfähigen Einsatzmöglichkeiten der Technologie. (z.B. die aktuell in allerersten Pilotversuchen stehenden Anwendungen auf Wasserflächen „Floating PV“ bzw. solare Straßenbeläge)
- **Das technische Potenzial** ist der Anteil des theoretischen Potenzials, der unter Berücksichtigung der gegebenen technischen Restriktionen nutzbar ist. Da das technische Potenzial technologieabhängig ist, ändert sich das technische Potenzial über die Zeit hinweg; z.B. in Abhängigkeit von Normen und Gesetzen. (z.B. den vorgeschriebenen Schnee- und Windlasten).
- **Wirtschaftlich ist das Potenzial**, wenn die Gesamtkosten für die Energieumwandlung einer Energiequelle in der gleichen Bandbreite liegen wie die Kosten konkurrierender Systeme. Die Bestimmung des wirtschaftlichen Potenzials ist von Annahmen und schwankenden Einflussparametern abhängig (z.B. Strommarktpreis, Zinssatz, Abschreibungsdauer, Preisentwicklungen etc.).
- **Das erwartete/bis 2030 sich realisierendes Potenzial** ist der Anteil des technischen Potenzials, das überdies die Kriterien „ökologisch“ und „sozial akzeptiert“ erfüllt:

- **Ökologisch ist das Potenzial**, wenn es zu keiner zusätzlichen dauerhaften und irreversiblen Beeinträchtigung des Lebensraums in Bezug auf Diversität und Wechselwirkungen sowohl zwischen den Lebewesen als auch zwischen Lebewesen und ihrer Umwelt kommt. Landschaftsschutz bzw. Ästhetik ist dabei ein Element, das nicht immer der Ökologie widerspricht, aber dazu führen kann, dass ein Projekt nicht verwirklicht wird.
- **Die soziale Akzeptanz** berücksichtigt die positive oder negative Haltung von Individuen oder Gruppen gegenüber einem Energieträger, die nicht ökologisch oder wirtschaftlich begründet sind (z.B. der oben erwähnte Landschaftsschutz bzw. die generelle Einstellung gegenüber erneuerbaren Energien /Photovoltaik, und die Zahlungsbereitschaft bzw. Investitionsfähigkeit im diskutierten Zeitraum bis 2030).

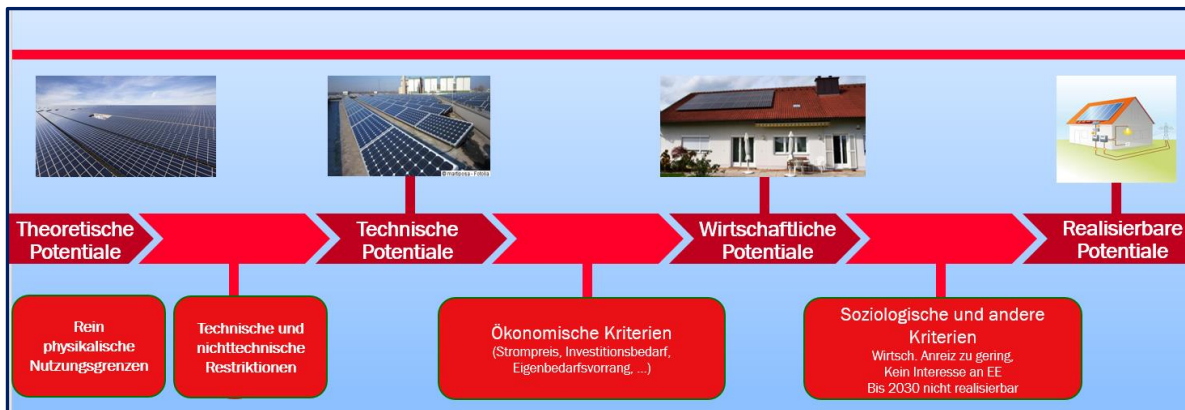


Abbildung 2: Methode der Potentialermittlung (Eigene Darstellung)

Variabilität der Potentiale:

Die ermittelten Potentiale sind keineswegs fixe unveränderliche Tatsachen, jedoch ist bis 2030 von keiner nennenswerten Änderung auszugehen:

- Die physikalisch theoretischen Potentiale könnten durch bedeutende Wirkungsgradsteigerungen der Technologie oder bedeutende Zunahme von Flächen steigen. Bei der Entwicklung der System-Wirkungsgrade wurde eine lineare Weiterentwicklung der letzten Jahre vorausgesetzt (1% Steigerung als Mittelwert über 10 Jahre), die verfügbaren Flächen beziehen sich auf den Stand Ende 2018. Klimatische Änderungen (erhöhte Temperaturen und damit verringerte Wirkungsgrade (typisch 0,4% pro K Anstieg mittlere Jahrestemperatur) oder eine Änderung der Jahressummen der Globalstrahlung) wurden nicht berücksichtigt, da diese maximal im unteren einstelligen Prozentbereich die Potentiale verändern würden.
- Die technischen Potentiale könnten nur durch eine recht unwahrscheinliche und technisch überwiegend auch nicht argumentierbare Änderung der das Potential einschränkenden Normen (z.B. Reduktion der Schnee- und Windlasten, Lockerung des Denkmal- bzw. Ensembleschutzes) und anderer Vorgaben bzw. durch bedeutende technische Weiterentwicklung (signifikante Wirkungsgradsteigerungen der Module/systeme) steigen. Modulentwicklungen wie spezielle Leichtbaumodule könnten aber auch weitere Potentiale eröffnen.
- die wirtschaftlichen Potentiale könnten durch eine bedeutende Änderung der Rahmenbedingungen (beispielsweise höhere Strompreise, höhere Einspeisetarife, Abkehr vom Eigenstromvorrang,...) verändert werden; ein weiteres signifikantes Sinken der PV Anlagenkosten ist bis 2030 nicht zu erwarten, weitere geringfügige Rückgänge bei Komponentenkosten (Module/Wechselrichter) würden durch tendenziell steigende Kostenfaktoren (Planungs- und Errichtungskosten, Netzkosten etc...) kompensiert werden.
- die soziale Akzeptanz vor allem durch Bewusstseinsbildung bzw. massiven Abbau der Bürokratie bei der Errichtung veränderbar, wird bis 2030 als konstant angenommen

Es wird generell in dieser Studie davon ausgegangen, dass sich die aktuell vorliegenden Rahmenbedingungen, die diese Potentiale bestimmen, bis 2030 nicht entscheidend ändern.

1.1.1 Vorliegende Potentialerhebungen aus diversen Studien

Angaben zu Potentialen für Photovoltaik liegen in der Literatur viele vor. Vor allem für das Potential an und auf Gebäuden wurden bzw. werden seit etwa 30 Jahren diverse Publikationen veröffentlicht.

Analysiert man jedoch die Methoden, wie es zu diesen Potentialabschätzungen gekommen ist, ergibt sich ein äußerst diffuses und uneinheitliches Bild:

PV-Potentialerhebungen generell:

- **Einfachste Ansätze** ziehen die Bevölkerungsdichte als Näherungswert für Gebäude / Dachfläche heran; Gebäudezählungsdaten, Gebäudeversicherungsstatistiken, Bodennutzungsstatistiken, Katasterpläne, Vermessung von realen Gebäudegrundrissen und Nachzeichnung der Gebäudeumrisse, einschl. Anbauten und Nebengebäude.
- **Moderne PV Potentialerhebungen**, wie Laserscan als Basis für Dachflächen-Charakterisierung werden seit etwa 2010 eingesetzt, wobei Dachoberflächen hinsichtlich ihrer Ausrichtung und Neigung auf der Basis hochaufgelöster Laserscandaten analysiert werden, woraus digitale Höhenmodelle der Gebäude-Oberflächen erstellt werden können. Diese neuen Ansätze kombinieren aggregierte statistische Daten mit räumlichen Informationen aus geografischen Informationen; System (GIS) und Lichterkennung und -klassifizierung (LiDAR). Solche Methoden beinhalten typischerweise heute bereits ausgefeilte Tools zur Abschätzung der Rolle der Dachneigung, sowie der Beschattung von Gebäuden und dienen als Basis für die Solarkataster.

Da in den meisten Angaben zu Potentialen oft nicht genau ausgeführt ist, welches Potential exakt ermittelt wurde bzw. welche Abschichtungs Faktoren im Detail berücksichtigt wurden, wird davon ausgegangen, dass es sich überwiegend um das technische Potential handelt.

Im Folgenden eine Aufstellung, wobei die ausgewiesenen Zahlen jeweils – falls erforderlich – auf aktuelle Österreichische Verhältnisse umgerechnet wurden:

- **IEA PVPS, 2002, Faninger, Haas – 24,2 TWh auf Dächern und Fassaden**

Kernergebnis: Potential: 15TWh/A auf Dächern, 3,5 TWh/a an Fassaden; die Studie gibt als Richtwert für „Central Western Europe“ 18m² BIPV Potential pro Einwohner auf Dächern und 6m² BIPV Potential pro Einwohner an Fassaden an. Damit kommt Österreich bei 9 Mio. EW auf 162km² BIPV auf Dächern und 54km² an Fassaden. Seit 1991 ist der Gebäudebestand von 1,8 (1991) auf 2,9 Mio. (2018) gestiegen – bei linearer Zunahme der Gebäudefläche ergibt dies ein Plus von 60%. Das Potential für das Dacherpotential aus dieser Grundlagenstudie liegt somit heute bei etwa 24,2 TWh. (Faninger Gerhard 2002)

- **Streicher et al. 8,3-19,0 TWh als Potential für PV auf Gebäuden** hochgerechnet auf 2018er Werte an. (Streicher 2010)
- **Defaix et al. – 15 TWh for BIPV installations on facades and roofs** “...estimated a technical potential in the EU-27 area for BIPV installations on facades and roofs of 951 GWp ...Österreich-Anteil (umgerechnet nach Einwohnerzahl): 15 GWp...15 TWh (Defaix et al. 2012)
- **Modell: Nordrhein-Westfalen 23 TWh–** (25% der Fläche eignet sich als PV Modulfläche) würde für Österreich 197km² auf Dächern ergeben (Georg Ludes 2013)
- **Das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastrukturen (D)** gibt 38% der Dachflächen (35 TWh) als nutzbar an. (Peters Wolfgang 2015)
- **National Renewable Energy Institute in Golden/Colorado – 24 TWh**, das führende U.S. Forschungsinstitut am Gebiet der Erneuerbaren gibt 26% der Dachfläche als nutzbar an.(umgerechnet auf A: 24 TWh) (NREL 2016)
- **Studie: Regenerativ und Dezentral, 2016 – 31 TWh (bis 2050)**

- **European Commission 2017 – 22 TWh (roof-top)** weist in ihrem Bericht “Technical potential of rooftop photovoltaics in EU member states, regions and cities” für Österreich ein „roof-top“ Potential von etwa 22 TWh/a aus
- **OIR-Studie: PV Ausbaupotentiale für Wien, 2018 – 28 TWh (Seidl Roman et al. 2018)**
Das mit Gebäuden verbundene PV Potential für Österreich wird hier mit 28,055 TWh angegeben. Die vergleichsweise hohe Zahl begründet sich in der – ohne weitere Begründung getroffenen Annahme für Wohngebäude von 25% geeigneter Dachfläche und exakt 33,75% (!) nutzbarer Fassadenfläche. Details siehe Anhang.
- **Industries-Energieinfrastruktur für 100% Erneuerbare in der Industrie (Geyer Roman et a. 2019)**
8 TWh (bei 50% Fläche für Solarthermie – 16 TWh ohne Solarthermie)

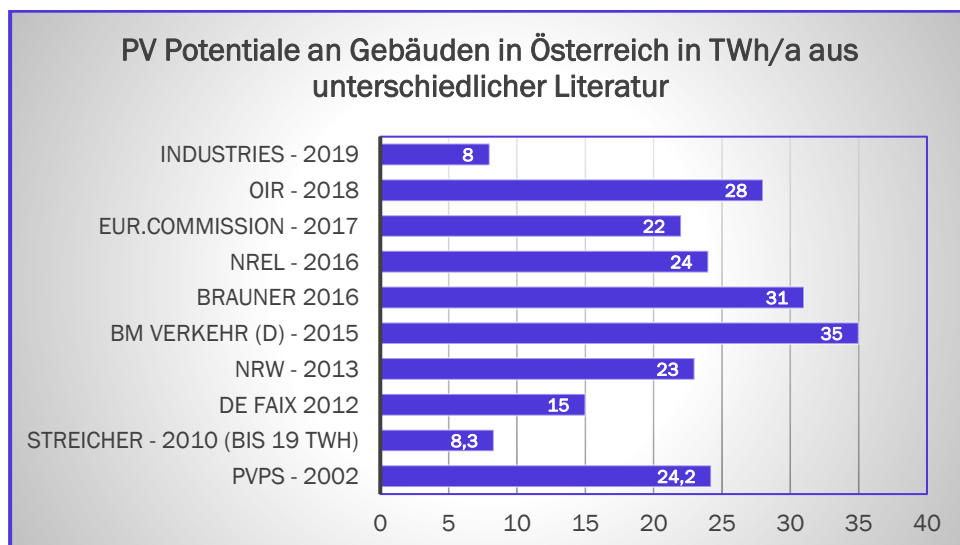


Abbildung 3: Quelle: Eigene Darstellung – bzw. eigene Anpassung an österr. Gebäudebestand, wenn erforderlich

Als Fazit kann daher gefolgert werden, dass die aus der Literatur ermittelten PV-Potentialwerte (umgerechnet auf Österreich und seine aktuelle – für den 31.12.2018 erhobene - Dachlandschaft) eine sehr große Bandbreite ergeben, wobei oft nicht ermittelbar ist, welche Annahmen dabei im Detail getroffen wurden und ob bzw. welche reduzierende Faktoren in welchem Ausmaß Berücksichtigung fanden. Auch kann die rasante Entwicklung der Photovoltaik bei Technologie und Kosten nicht unberücksichtigt bleiben, was diesen oben dargestellten Werten oftmals nur mehr historische Bedeutung zuzusst.

Es wurde daher für diese Studie als erforderlich betrachtet, eine Methode zu wählen, die vom Aufwand überschaubar, aber dennoch mit aktuellsten Methoden und Zahlen zu einer neuen Abschätzung des heute verfügbaren physikalisch theoretischen Potentials für PV an Gebäuden in Österreich kommt, aus dem nachfolgend technische, wirtschaftliche und schlussendlich tatsächlich bis 2030 realisierbare Potentiale abgeleitet werden sollen.

2. PV Potentialerhebung: Methodischer Zugang – Solarkatasteranalyse mit nachfolgendem Abschichtungsverfahren

Am Beispiel der Gebäudepotentiale soll hier der gewählte methodische Zugang vorgestellt werden, der gewählt wurde, um zu aktuellen PV Potentialen zu gelangen:

1.Schritt: Ermittlung des physikalisch/theoretischen Potentials

Beginnend mit einer Analyse der vorhandenen Bruttofläche (physikalisches/theoretisches Potential) an Gebäuden sollen alle Dach- und verfügbaren Fassadenflächen mit einem ausreichenden Solarstrahlungspotential ermittelt werden. Dieses Potential beschreibt den möglichen Ertrag auf tatsächlich grundsätzlich planbaren/belegbaren Flächen (z.B. mittels PV-Planungsprogramm) ohne Berücksichtigung von weiteren technischen Faktoren wie Statik, Denkmalschutz, etc... jedoch unter Berücksichtigung z.B. der Kleinteiligkeit von grundsätzlich strahlungstechnisch geeigneten Flächen, die jedoch für die Anbringung einer PV Anlage ungeeignet sind, etc...

Die Ermittlung erfolgte überwiegend an Hand des Grazer Solarkatasters aufgeteilt auf die Gebäudebereiche Ein-Zweifamilienhaus, Mehrgeschoßhaus und Gewerbe- und Industriehallen. Eine Kontrolle wurde mit Gebäuden aus den Solarkatastern der Städte Wien und Innsbruck durchgeführt. Die einstrahlungstechnischen Unterschiede der 3 Städte wurden berücksichtigt. Es wurde die Annahme getroffen, dass die Struktur der Gebäude in Graz, Wien und Innsbruck übertragbar auf alle anderen Gebäude jeweils selben Typs in ganz Österreich ist.

Die Grazer Berechnungen gehen von einem digitalen Oberflächenmodell aus, das die Höhe aller Objekte erfasst (Gebäudehöhen und alle weiteren, die analysierten Gebäude möglicherweise abschattenden Objekte). Das anschließende Analyseverfahren wählt Gebäudeflächen aus, die zwischen 1.März und 15.Oktober im Zeitraum 10-

Solarpotenzial in Abhängigkeit von Neigung und Ausrichtung Klassifizierung für Photovoltaik Anlagen													
Ausrichtung	Neigung												
	> 110	90-110	70-90	50-70	30-50	10-30	10-10	10-30	30-50	50-70	70-90	90-110	> 110
0-10	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
10-20		2	2	1	1	1	1	1	1	1	2	2	
20-30		2	2	1	1	1	1	1	1	1	2	2	
30-40			2	2	1	1	1	1	1	2	2		
40-50				2	1	1	1	1	1	2			
50-60					2	2	2	2					
60-70						2	2	2					
70-80													
80-90													
© Stadtvermessungsamt Graz													

14 Uhr unverschattet sind. Überdies werden in Abhängigkeit von Neigung und Orientierung die geeigneten Flächen in 2 Klassen eingeteilt, wobei zur Ermittlung des PV Erzeugungspotentials beim Grazer Solarkataster Werte von 73kWh/m² und Jahr für gut geeignete und 85kWh/m² und Jahr für sehr gut geeignete angenommen werden.

Abbildung 4: Solarpotentialermittlung Quelle: Stadtvermessungsamt Graz

Diese Werte wurden in Absprache mit den KatastererstellerInnen (E-Mail Barbara Horst, Amt für Wohnungsangelegenheiten, Wohnungsinformationsstelle vom 2.10.2019) einer Korrektur unterzogen, da diese Werte einer Einstrahlung auf optimale Flächen von 1250...1375 kWh/m²a einem heute unrealistischen PV Systemwirkungsgrad von nur etwa 6% entsprechen würde. Realistische PV Systemwirkungsgrade liegen heute aber zumindest bei etwa 12-14%. (162...168 kWh/m²a). Die Grazer Werte werden daher auf einen heute realistischen

		Heading / Azimuth																
		90	80	70	60	50	40	30	20	10	0	10	20	30	40	50	60	70
Tilt Angle	5°	-12%	-11%	-11%	-10%	-10%	-9%	-9%	-8%	-8%	-8%	-8%	-8%	-8%	-8%	-8%	-8%	-8%
	10°	-12%	-11%	-10%	-9%	-8%	-7%	-6%	-6%	-6%	-6%	-6%	-6%	-6%	-6%	-6%	-6%	-6%
	15°	-13%	-11%	-10%	-8%	-7%	-6%	-5%	-4%	-3%	-3%	-3%	-3%	-3%	-3%	-3%	-3%	-3%
	20°	-14%	-12%	-10%	-8%	-6%	-4%	-3%	-2%	-2%	-2%	-2%	-2%	-2%	-2%	-2%	-2%	-2%
	25°	-15%	-13%	-10%	-8%	-6%	-4%	-3%	-2%	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%
	30°	-17%	-14%	-11%	-8%	-6%	-4%	-3%	-2%	-1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	35°	-18%	-15%	-12%	-9%	-6%	-4%	-3%	-2%	-1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	40°	-20%	-17%	-13%	-10%	-7%	-5%	-3%	-2%	-1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	45°	-22%	-19%	-15%	-12%	-9%	-6%	-4%	-3%	-2%	-1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	50°	-23%	-21%	-17%	-14%	-11%	-8%	-6%	-4%	-3%	-2%	-1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	55°	-27%	-23%	-19%	-16%	-13%	-11%	-8%	-6%	-4%	-3%	-2%	-1%	0%	0%	0%	0%	0%
	60°	-30%	-26%	-22%	-19%	-16%	-13%	-11%	-8%	-6%	-4%	-3%	-2%	-1%	0%	0%	0%	0%
	65°	-33%	-29%	-25%	-22%	-19%	-16%	-14%	-11%	-9%	-7%	-5%	-4%	-3%	-2%	-1%	0%	0%
	70°	-36%	-32%	-28%	-25%	-22%	-20%	-18%	-17%	-16%	-15%	-14%	-13%	-12%	-11%	-10%	-9%	-8%
	75°	-39%	-35%	-32%	-29%	-26%	-24%	-22%	-21%	-20%	-20%	-20%	-20%	-20%	-20%	-20%	-20%	-20%
	80°	-42%	-39%	-37%	-35%	-33%	-31%	-30%	-30%	-30%	-30%	-30%	-30%	-30%	-30%	-30%	-30%	-30%

PV Systemwirkungsgrad von 12% umgerechnet. Flächen kleiner 20m² auf Dächern und Flächen kleiner 15m² auf Hallen werden im Grazer Kataster sinnvollerweise ausgenommen.

Abbildung 5: Reduktionsfaktoren aufgrund Abweichung von optimaler Orientierung und Neigung Quelle:

<http://greenpowerco.com.au/faqs/solar-panels-output-affected-by-tilt-azimuth/>

Aus obenstehender Abbildung geht hervor, dass überdies als gut und sehr gut geeignet nur jene Flächen bezeichnet werden, die maximal etwa 15% Abweichung von der Maximaleinstrahlung haben. Als gut oder sehr gut geeignet

gehen daraus etwa 30% des Grazer Gesamtdachbestandes hervor. Reine Ost-oder Westdächer sind daher im Grazer Kataster - unabhängig von ihrer Neigung - grundsätzlich nicht als geeignet ausgewiesen, da auch bei flacher Neigung mehr als 15% Abweichung von der Maximalstrahlung auftreten. (Details siehe Anhang 4)

Der Innsbrucker Solarkataster bezeichnet hingegen auch Flächen mit 950kWh/m^2 und Jahr Einstrahlung noch als geeignet – was einer Abweichung von etwa 33% von der Maximaleinstrahlung entspricht. Aus diesen Punkten ist klar erkenntlich, dass die aus dem Grazer Solarpotentialkataster ermittelten Werte und damit die gesamten ermittelten PV Potentiale einen unteren Potentialbereich abstecken.

2.Schritt: Vom physikalisch/theoretischen zum technischen Potential

Hier sollen weitere technische Aspekte und gesetzgeberische und normative Faktoren diskutiert werden, die einer Umsetzung im Wege stehen. Dazu zählen u.a. Statik von Gebäuden, sicherheitstechnische Belange in der realen Umsetzung, sowie Denkmal- und Ensembleschutz. Dieses Potential ist es auch, das vielfach in diversen Potentialstudien als „das PV Potential an Gebäuden“ dargestellt wird.

3.Schritt: Vom technischen zum wirtschaftlichen Potential

Nach Reduktion aufgrund dieser technisch/gesetzgeberischen Faktoren soll ein einem 3.Schritt auf Basis der aktuellen wirtschaftlichen Ausgangssituation ermittelt werden, welcher Anteil der verbleibenden Potentiale eine wirtschaftliche Realisierung der PV Anlage in einer Amortisationsdauer unter der Mindest-Lebensdauer der Anlage ermöglicht.

4.Schritt: Vom wirtschaftlichen zum sich bis 2030 realisierenden Potential

In einem 4.Schritt soll dann noch ermittelt werden, welche weiteren sozialen bzw. gesellschaftlichen Faktoren einer Realisierung auch des wirtschaftlichen Potentials entgegenstehen: Dazu gehören u.a. die Investitionsbereitschaft und der generelle Zugang zu erneuerbaren Energien, aber auch der Informationsstand bzw. eine eventuelle Angst vor der Komplexität einer Anlagen-Errichtung.

Wo immer Zahlenmaterial vorhanden war oder ermittelt werden konnte, wurden quantitative Aussagen getroffen, liegen diese nicht vor, wurden die Analysen aufgrund von Expertenmeinungen oder Einschätzungen durchgeführt.

Der hier für den Gebäudebereich skizzierte methodische Zugang wird dann in ähnlicher Weise – adaptiert auf das jeweilige Thema – für alle weiteren Kategorien durchgeführt.

3. Flächenbedarf pro Leistungseinheit heute und 2030

1955 brachte die Hoffman Electronics-Semiconductor Division in Kalifornien Photovoltaikmodule mit einem Wirkungsgrad von nur 2% auf den Markt, die schon 5 Jahre später einen Wirkungsgrad von 14% erreichten. 1985 gelang es Forschern an der Universität von New South Wales, Australien, eine Solarzelle zu konstruieren, die über mehr als 20% Wirkungsgrad aufwies. Nachfolgende Grafik zeigt die historischen Wirkungsgradentwicklungen unterschiedlichster Technologien seit 1976, wobei die blauen Linien die kristallinen Zellen darstellen, die über 95% des Weltmarktes ausmachen. Das physikalische Maximum dieser liegt aufgrund der Nutzbarkeit des Solarspektrums (Bereich des Solarspektrums, wo Photonen die Bandlücke überwinden können) bei etwa maximal 30%, im Labor wurden bereits bis zu 27% erreicht; in der Praxis liegen jedoch typische monokristalline PV Module bei etwa 20-22% und polykristalline Module bei etwa 15-20%. Aufgrund von Verlusten im weiteren Gesamtsystem (Zuleitungen, Kontakte, Wechselrichter,...) kann man von einer Gesamtsystemeffizienz von etwa 12-15% ausgehen.

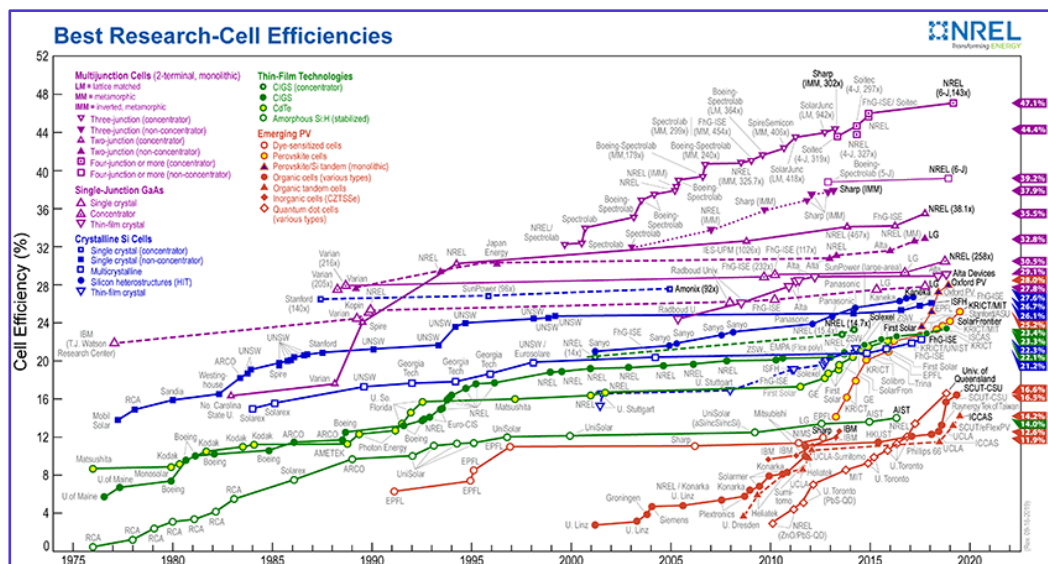


Abbildung 6: National Renewable Energy Laboratory (NREL), Colorado, U.S.

Wirkungsgradsteigerungen sind auch im kleinen Prozentbereich nicht unwesentlich: Würden die Wirkungsgrade der Module im Mittel z.B. von 16 auf 20% steigen, würde das technische Potential um 25% zunehmen und somit der Flächenbedarf ebenso um ein Viertel reduziert werden. (NREL 2016)

Für die vorliegende Studie soll eine Steigerung des PV Systemwirkungsgrades von 2% bis 2030 vorausgesetzt werden – d.h. bei linearer Realisierung der Potentiale wird im Mittel ein Faktor von 1% Steigerung des Systemwirkungsgrades für die im Zeitraum bis 2030 gesamt umgesetzten PV Systeme angenommen.

4. Berechnung der aktuell für Photovoltaik in Österreich zur Verfügung stehenden Flächen und deren PV Nutzbarkeit an Gebäuden

4.1. Österreichische Gebäude-Grunddaten

Für ein österreichweites PV-Potential sind aktuelle Österreichische Grund-Daten als Basis für die Errechnung der Gesamt-Dachflächen erforderlich:

Die Grundflächenangaben für die Kategorien EFH/ZFH, MFH und Industrie sollen nun mit den aus den Solarkataster ermittelten Werten für das Erzeugungspotential (Durchschnitt über > 1000 Einzelobjekte kWh/m²) multipliziert werden. Lokale Abweichungen (unterschiedliche Solarpotentiale in Innsbruck, Graz und Wien) werden dabei berücksichtigt, unterschiedliche PV Potentialberechnungsmethoden der 3 Solarkataster ebenso. Es ist nicht möglich nur aus den ermittelten Daten der Solarstrahlung die PV Potentialberechnung selbst durchzuführen, da für Graz nur eine Kategorisierung in gute uns sehr gut geeignete Flächen vorliegt, die Strahlungsdaten jedoch nicht zur Verfügung stehen.

Gebäudegrunddaten:

Die letzte Gebäudezählung liegt – laut Statistik Austria - aus dem Jahre 2011 vor:

Von den 2.191.000 Gesamtgebäuden 2011 sind

- 1.442.000 EFH (Gesamt 66% - 73% der Wohngebäude)
- 285.000 Zweifamilien-Häuser (Gesamt 13% - 14% der Wohngebäude)
- 247.000 MFH (Gesamt 11% - 13% der Wohngebäude)
- 217.000 Büro/Industrie/Landwirtschaftliche Gebäude+Sonstige (10%)

Eine aktuelle Gesamtgebäudezahl liegt aus 2018 vor:

2.461.003 Gebäude im Jahr 2018 (+20% gegenüber 2001, Zuwachs etwa 1% pro Jahr)

Aus den Werten von 2011 werden mit den vorhandenen Zuwachszahlen 2012-2018 die Werte für 2018 ermittelt:

268.511 Gebäude sind von 2012 bis 2018 errichtet worden (Statistik Austria – siehe Auswertefile) Davon 76% Wohngebäude (203.000), 24% Nichtwohngebäude (65.000) darunter etwa 12.000 Hallen

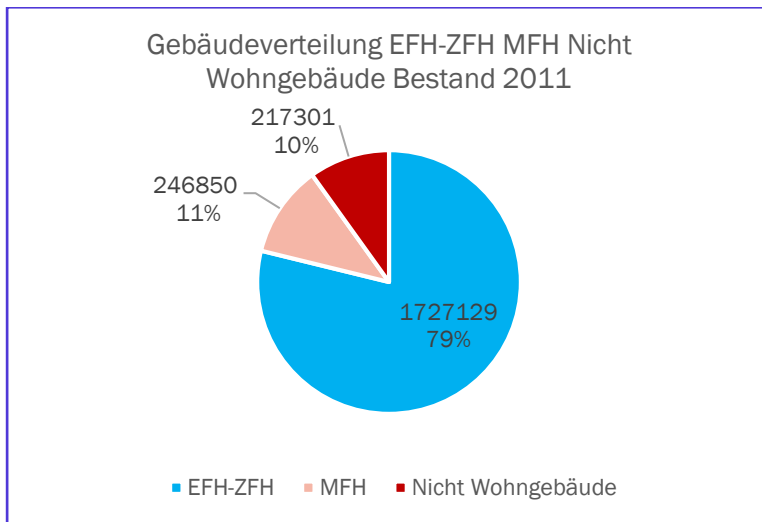


Abbildung 7: Gebäudeverteilung Bestand 2011 – Quelle: Statistik Austria

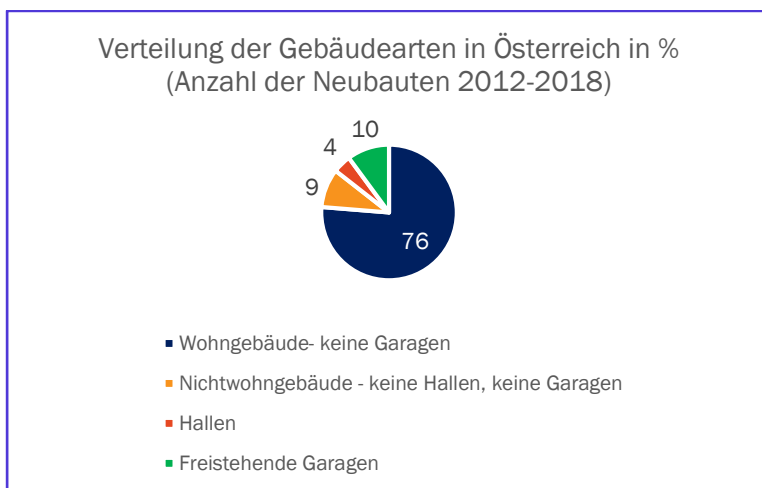


Abbildung 8: Gebäudeverteilung Neubauten 2012-2018 – Quelle: Statistik Austria

für 2018 (gesamt 2.461.000) wird daher folgende Verteilung angenommen²:

- 1.592.000 EFH,
- 314.000 Zwei-FH - (1.906 EFH/ZFH)
- 273.000 MFH
- 282.000 Büro/Industrie/Landwirtschaftliche Gebäude+ Sonstige

Flächenermittlung – durch Gebäude in Anspruch genommene Grundfläche:

Österreich hat 2018 713 km² Gebäudefläche (Regionalinformation BEV 2018)

² Quelle: 2011er Werte aus Statistik Austria, 2018er Aufteilung aus eigener Hochrechnung bei angenommener linearer Entwicklung, und Statistik Austria – data.gv.at

Bundesgebiet Österreich - Stand 31.12.2018		
	ANZAHL	FLÄCHE
Katastralgemeinden	7850	
Politische Gemeinden	2098	
Politische Bezirke	94	
Finanzämter	33	
Gerichtsbezirke	114	
Vermessungsämter	41	
Dienststellen	7	
Bundesländer	9	
Grundstücke	10218461	
Grundstücke im Grenzkataster	1699340	7307789313
Einlagezahlen	3294625	
Triangulierungspunkte	56953	
Einschaltpunkte	160677	
Grenzpunkte	37118056	
Grenzpunkte mit Indikator E	21053418	
Grenzpunkte mit Indikator G	11747764	
Grenzpunkte mit Indikator V	1308093	
Staatsgrenzpunkte	67865	
Ausweis der Benützungarten		
NUTZUNG	ANZAHL	FLÄCHE
Gebäude	2898098	713173378
Gebäudenebenflächen	365998	64210780
Äcker, Wiesen oder Weiden	3928035	24021028134
Dauerkulturanlagen oder Erwerbsgärten	30069	153511420
Verbuschte Flächen	441312	890117662
Gärten	2457217	1788378448
Weingärten	210895	477379550
Alpen	100776	733527738
Wälder	2411564	36160668703
Krummholzflächen	9930	895281691
Forststraßen	176294	233002292
Fließende Gewässer	115656	663367894
Stehende Gewässer	54760	593861151
Gewässerrandflächen	24511	122415080
Feuchtgebiete	10766	153446971
Straßenverkehrsanlagen	1260610	1678916097
Schielenverkehrsanlagen	11071	94814567
Verkehrsrandflächen	77243	256408934
Parkplätze	30822	39875750
Betriebsflächen	353012	635437585
Abbauflächen, Halden und Deponien	15818	144294687
Freizeitflächen	51805	24426095
Friedhöfe	6377	21109990
Fels- und Gerölflächen	15564	4853126475
Vegetationsarme Flächen	16181	1264001133
Gletscher	314	398733144
Gesamtfläche des Bundesgebietes		83862315359
RECHTLICHE ZUSATZINFORMATION	ANZAHL	FLÄCHE
Rechtlich Weingarten	27	74991
Rechtlich kein Weingarten	12	11153
Rechtlich Wald	2497	18892331
Rechtlich nicht Wald	2563	6861220
Gesamtfläche der rechtlichen Zusatzinformationen		25639695

Tabelle 1: Regionalinformation 31_12_2018_ Anzahl und Flächen im Österr, Bundesgebiet; übermittelt von Gebhard Banko, Umweltbundesamt am 9.9.2019 ³

Die 713 km² Gebäudeflächen teilen sich unter folgenden Annahmen auf:

1,906 Mio. 1- und 2-Familienhäuser, (darunter 86% EFH und 14%ZFH, (Putschögl Martin 2018)) haben eine Grundfläche von typisch 130m² (258 km²)⁴ - bei 90% Giebeldächern ergibt das eine Dachfläche von 280 km² ⁵

273.000 MFH: Grundfläche von 350 m²⁶ (95 km² Quelle: Robert Lechner in (Putschögl Martin 2018)) - bei 20% Giebeldächern ergibt das: 98 km²

246.000 Industrie- Gewerbe-Landwirtschaftliche Bauten und Sonstige, den Rest (360 km²) – Giebel- und Flachdächer; davon Hallen 150km².⁷

³ Die Abweichung in der Regionalinformation bei der Gebäudeanzahl kommt daher, dass im Gebäude- und Wohnungsregister (GWR) der Statistik Austria landwirtschaftliche Nutzgebäude, Privatgaragen, Pseudobaulichkeiten und sonstige Bauwerke (z.B. Trafostationen etc...) nicht zu den Gebäuden gezählt werden.

⁴ 1,5 Millionen Einfamilienhäuser in Österreich, in den 50-er Jahren mit etwa 120 Quadratmetern Wohnfläche. Diese Durchschnittsgröße (im Gesamtbestand) galt auch 2001 noch. 2016 waren es schon fast 140 Quadratmeter. Quelle: Martin Putschögl, Immobilien Standard, 29. Jänner 2018

⁵ Quelle zu dieser Annahme Quelle: (Prinz 2006), nach Kaltschmitt und Wiese

⁶ Mittelwert aus 56 Grazer Mehrfamilienwohnhäusern

⁷ „Bezüglich den Bestandsflachdachflächen an Hallen in Österreich gehen wir von ≈ 150 km² aus. Neue Flächen werden im Jahr ≈ 12 Mio. m² hinzukommen. Diese Erhebung haben wir 2017 im Zuge einer Umfrage bei der herstellenden Industrie für Dachabdichtungsbahnen erhalten.“ - Quelle (persönliche Mitteilung Wolfgang Hubner, Geschäftsführer IFB- Institut für Flachdachbau und Bauwerksabdichtung, Branch Office AUSTRIA - 2320 Mannswörth/ Schwechat, Franz Meissl-Gasse 17 am 9.10.2019)

Kategorie	Dachfläche in km ²
Ein-Zweifamilienhaus	280
Mehrgeschoß-Wohn/Bürohaus	98
Industrie-Gewerbe-LW-Gebäude und Sonstige	360

Tabelle 2: Dachflächen in Österreich je Kategorie

Somit ergibt sich eine Gesamtdachfläche in Österreich von 738 km²

Anmerkung: Zur Feststellung von bebauten Grundstücken werden nur Gebäude herangezogen, die sich für die ganzjährige Wohnnutzung eignen. Mit der AG Raumberechnung wurde der Schwellwert für die Größe von Häusern, die dieses Kriterium erfüllen, mit mind. 50 m² festgelegt. Daher erfolgt eine Selektion sowohl der DKM-Gebäude als auch der AGWR-Gebäude nach diesem Größenkriterium. (Gebhard Banko 2015)

Das ist insofern eine für das PV Potential etwas einschränkende Annahme, da seit 2010 etwa 37.032 freistehende Garagen erbaut wurden, die mehrheitlich das 50m² Kriterium nicht erfüllen dürften und daher nicht aufscheinen, jedoch vielfach eine Eignung als PV Fläche aufweisen könnten.

4.2. Potentialabschätzung aus Solarkatasterwerten

Ansatz hier ist es nun, vorliegende Solarkatasterangaben auf Einzelobjektebene, bzw. Gruppen von Einzelobjekten – unterteilt in

- Ein- und Zweifamilienhaus (EFH/ZFH)
- Mehrfamilien/-geschoßhaus (MFH mit Giebel bzw. Flachdach) und
- Industrie- und Gewerbebauten (inklusive Hallen, Einkaufsmärkte)

zu extrapolieren, um auf ein Gesamtpotential zu kommen.

Eine größere Anzahl Einzelgebäude – gesamt über 1918 Objekte aus 3 Solarkatastern (Wien, Graz, Innsbruck) deren PV Potential mit Hilfe der Solarkataster analysiert wurde, wurde auf die Gesamtwerte für Österreich hochgerechnet. Drei verschiedene wurden deshalb herangezogen, da die Kataster von Wien und Graz keine Strahlungswerte ausweisen, sondern nur eine errechnete PV Leistung angeben, in Innsbruck aber auch die Strahlungswerte vorliegen.

Die Gesamtzahl der Gebäudegrundflächen und die Unterscheidung in Kategorien liegt aus Statistik Austria Daten vor. Für die Umrechnung auf die Dachflächen wurden Annahmen (siehe Kap. 2.2.2.) vorgenommen.

Aus den aktuellsten nationalen Laserscan-Daten wird nun daraus ein realistisches aktuelles Dachflächenpotential für Österreich ermittelt, um bestehende oben angeführte Studien zu verifizieren oder falsifizieren. In einem nachfolgenden Schritt, wird dieses, aus den Solarkatasterwerten abgeleitete Brutto-Potential kritisch diskutiert, um herauszufinden, wie groß die Differenz zwischen den ermittelten Flächenpotentialen und den tatsächlich realisierbaren PV Modulflächen ist. (reduziertes technische Potential, siehe Kap.2.3.bzw. wirtschaftlich/sozial/ökologische Potentiale Kap. 2.4.)

Eine Aufstellung über bis zu 300 Einzel-Objekte (z.B. Einfamilienhausbereiche, Industrieviertel,...) wird in Tabellenform beim Grazer Solarkataster angeboten, die anschließend in Excel weiterbearbeitet bzw. ausgewertet werden kann.

In den Solarkatastern wird jeweils von einer vollflächigen Belegung der geeigneten Flächen ausgegangen. Da dies unrealistisch ist, werden zur Berücksichtigung von Randabständen, Modulzwischenräumen, Absturzvorrichtungen, bzw. Reihenabständen bei Aufständern etc... noch **Flächen-Nutzungsfaktoren/Belegungsfaktoren** von 0,7 für Ein- und Zweifamilienhäuser, sowie von 0,5 für Mehrgeschoßwohnhäuser eingeführt; für Hallendächer liegt dieser bei 0,45. Details dazu siehe Anhang.

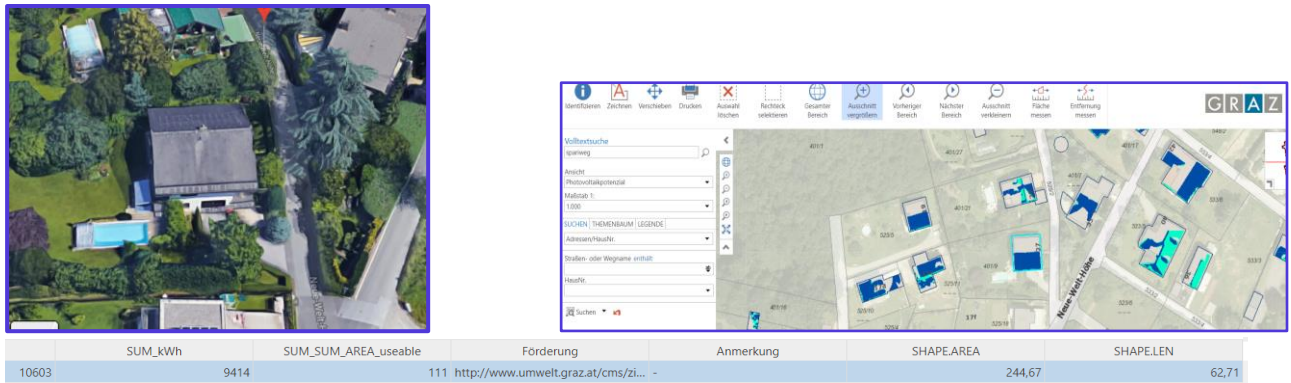


Abbildung 9: Einfamilienhaus aus Google-Maps und entsprechende Darstellung im Grazer Solarkataster

4.3. Typischer mittlerer PV Ertrag auf unterschiedlichen Arten von Dachflächen in Österreich

Auf Basis der oben ermittelten Gebäudegrunddaten mittels der in Kapitel 2.2.1 durchgeführten Analyse aus den Grazer Solarkatasterabfragen von größeren zusammenhängenden Stadtteilen (EFH – Viertel, MFH Viertel, Industrieviertel) ergeben sich nun folgende Werte für Gesamtösterreich, wobei zuvor noch eine Strahlungskorrektur durchgeführt werden soll:

Strahlungskorrektur Graz ⇒ Mittelwert Österreich:

Der mittlere Globalstrahlungswert auf die Horizontale liegt mit 1250 kWh/m²a (Uni Graz) im Vergleich zu Wien (1190) und Linz (1160), Salzburg (1100) und Innsbruck (1300) etwas höher, weswegen für Gesamtösterreich ein 5% Korrekturfaktor ($1250 - 62 = 1190$) Berücksichtigung findet.

Mit diesen korrigierten Werten ergeben sich folgende **mittlere physikalisch/theoretische PV Erzeugungswerte über alle Gebäude** (unabhängig von der solaren Eignung) in Österreich nach folgenden Kategorien:

Kategorie	Gemittelter Flächenertrag über die Gesamtkategorie	Dachfläche in A	PV Ertrags- potential lt. Kataster	Mit Korrekturfaktor (Umgesetzte Anlagen, Wirkungsgradsteigerung)
	kWh/m²a	km²	TWh	TWh
EFH/ZFH:	23	280	6,4	6,1
MFH:	18	98	1,8	1,7
Industrie/Gewerbegebäude:	23	360	8,3	7,9

Tabelle 3: Potentialermittlung: Zusammenstellung der Kategorien aus Katasterwerten

Seit der Zeit der Solarkatasteraufnahmen (2013) und heute wurden davon etwa 1 GW realisiert (1 TWh) (Biermayr et al. 2019), der Korrekturfaktor berücksichtigt weiters die in Kapitel 4 beschriebene System-Wirkungsgradsteigerung bis 2030 (im Mittel 1%) womit 15,7 TWh als aktuelles zusätzliches physikalisch/theoretisches Potential bestehen. Dies berücksichtigt rein die Dächer, nicht jedoch die Fassaden.

4.4. Fassadenpotentialabschätzung

Werte für Fassaden sind aus Solarpotentialkatasterangaben nicht zu ermitteln, weshalb hier ausschließlich auf die Literatur zurückgegriffen werden kann:

809 km² Fassadenfläche (Statistik Austria 2007 in Streicher 2010) – Aktualisiert auf 2018er Werte: 930 km²

- Quaschnig (3% nutzbar) (Quaschnig Volker 2000) bzw. Kaltschmitt (6,5% nutzbar) (Kaltschmitt Martin 2013)
- Bei Annahme von 4% nutzbarer Fläche: ca. 40 km² - bei 80 kWh/m²a...3,2 TWh
- Andere Quellen:
 - 54 km² auf Fassaden (Faninger Gerhard 2002) nutzbar, aktualisiert auf 2018er Werte: +60%...86 km²
 - EU-27: Nutzbares BIPV Fassadenpotential: 1924 km² ...510 Mio. EW...Österreich: 1,7% = 1924 * 0,017 = 32 km² 90kWh/m² ...2,9 TWh. (Fath 2017)

In dieser Studie wird im Weiteren das physikalisch theoretische Potential an Fassaden mit 2,9 TWh angenommen. Das seit 2013 realisierte Fassaden-Potential wird als minimal eingeschätzt (wenige MW) und soll daher hier vernachlässigt werden.

Gesamtes theoretisch/physikalisches PV-Erzeugungspotential auf Gebäuden in Österreich laut Solarkatasterberechnungen auf Basis des aktuellen Gebäudebestandes (2018): 18,6 TWh

Kategorie	Physikalisch/Theoretisches Potential mit Wirkungsgradsteigerung bis 2030 abzüglich, dem bereits realisierten Potential	Technisches Potential -	Wirtschaftliches Potential	Ökologisch/Soziales Potential
EFH-ZFH	6,1			
MFH	1,7			
Industrie	7,9			
Fassaden	2,9			
GESAMT	18,6			

Tabelle 4: Gebäudepotential: Von physikalisch/theoretischen zu technischen Potentialen (Angaben in TWh) eigene Darstellung

Folgende Faktoren wurden dabei berücksichtigt (Zusammenfassung)

- Verbaute Gebäudefläche jedoch ohne Gebäude kleiner 50m², was z.B. viele der freistehenden Garagen nicht berücksichtigt (seit 2010 wurden 37.000 neu errichtet)
- Als „solar geeignet“ wurden nur Flächen ausgewiesen, die zusammenhängen, größer als 20m² sind und eine Jahres-Einstrahlung von mindestens 85% des Jahres-Einstrahlungsmaximums auf die optimal geneigte Fläche aufweisen (z.B. ca. 1.410 kWh/m² für Graz – Eignung nur bis 1.198 kWh/m²a). Flächen,

die weniger Ertrag bringen können jedoch auch noch PV relevant sein. der Innsbrucker Solarkataster weist beispielsweise Flächen mit bis zu 30% Ertragseinbußen noch als „nutzbar“ aus.

- Sehr gut geeignete Flächen wurden mit einem PV Jahresertrag von 145 kWh/m²a, gut geeignete mit 125 kWh/m²a gerechnet. Das entspricht 1090 kWh/kWp für sehr gute und 936kWh/kWp für gute Anlagen, wenn von 7,5m² pro kWp ausgegangen wird. Flächenpotentiale, die einen geringeren Ertrag bringen werden nicht betrachtet. (ausgenommen die 2,9 TWh Fassadennutzung)
- Als Flächennutzungsfaktor/Belegungsfaktor wurde 0,7 für Einfamilienhäuser, 0,5 für Mehrgeschoßbauten und 0,45 für Flachdächer (Hallen) angenommen.

Im nachfolgenden wird nun ermittelt, welche Faktoren das theoretisch/physikalische Potential nun verringern und dazu führen, dass nur ein geringer Teil dessen bis 2030 realisierbar ist.

Folgende Tabelle gibt eine erste Übersicht über diese Faktoren:

Technisch	Wirtschaftlich	Sozial/Ökologisch
Statik und andere gebäudetechnische Faktoren	Eigendeckungsvorrang bzw. niedrige Einspeisetarife - geringe Flächenausnutzung – inkl. Zweit – und Ferienwohnungen/Häuser)	Mangelnde Ästhetik
Flächenkonkurrenz (Begrünung, Solarthermie, Terrassen,...)	Geringe Investitionsförderungen	Komplexität der Umsetzung
Denkmal-/Ensembleschutz	Kapitalmangel	Mangelndes Wissen, Ängste (Brand, Elektromagnetische Felder,...)
Sicherheitsvorgaben für Montage und Wartung	Investitionsanreize bei anderen Investitionen höher	Ökologische Bedenken (z.B. Mangel an Recyclingmöglichkeiten, Verwendung seltener Rohstoffe, energetische Rücklaufzeiten...)
Geplante Dachausbauten	Niedriger Strompreis	Warten auf weitere Kostendegression
	Hohe Netzanschlusskosten, hohe Brandschutzauflagen	Mangelnde Investitionsbereitschaft der älteren Personen
	Gebäude steht vor Umbau/Abriss inkl. Industriebrachen	MiteigentümerInnen nicht überzeugt

Tabelle 5: Gesamtübersicht über Faktoren der Potentialreduktion

4.5. Ermittlung der technischen PV-Gebäudepotentiale

Entsprechend der Kategorien soll nun diskutiert werden, welche Einflussfaktoren existieren, die das theoretisch/physikalische PV Erzeugungspotential auf Gebäuden laut Solarkatasterberechnungen auf Basis des aktuellen Gebäudebestandes (2018) von 18,6 TWh auf das technische und weiter auf das realisierbare Potential reduzieren. Es wurde überdies berücksichtigt, dass zwischen den Solarkatasteraufnahmen und dem heutigen Zeitpunkt etwa 1 GW realisiert wurde.

Diese Faktoren sollen gesamt in 4 Kategorien, 2 technische sowie 2 wirtschaftliche/soziale Kategorien unterteilt werden:

Technische Einschränkungen

- Gebäude- und andere technische Faktoren:
 - Statik, normative Vorgaben
 - Elektrotechnische Gebäudeausrüstung
 - Sicherheitstechnische Vorgaben (z.B. AUVA Empfehlungen)
- Flächenkonkurrenz/legistische Barrieren
 - Solarthermie
 - Dachbegrünung
 - Andere Dachnutzung (Terrassen, Pool,...)
- Denkmal/Ensembleschutz
- Mittelfristig Geplante Dachausbauten

Die Kategorien im Detail:

Gebäude- und andere technische Faktoren:

- **Mangelnde Statik, mangelnde technische Ausrüstung** bei Hallen, bzw. bei Wohngebäuden:
 - Bei Photovoltaikanlagen gibt es nicht nur die Gebäudestatik zu beachten, sondern auch die Systemstatik. Sie beinhaltet die Unterkonstruktion, die Befestigung am Dach, sowie eventuelle Beschwerden; Erhöhte Schneelasten laut Norm erschweren in letzter Zeit zusätzlich die Anbringung von PV Anlagen auf Hallendächern. Die zusätzliche Last aufgrund des Gewichtes von Montagesystem und Modulen kann bis zu 20 kg/m² betragen. In Österreich wurden die Belastbarkeiten von Gebäudeeindeckungen im April 2006 durch die ÖNORM B 1991-1-3:2006-04-01 gesetzlich neu vorgegeben, wobei die Werte wesentlich erhöht wurden. Von den etwa 150 km² bestehenden Hallendächern in Österreich (Hubner Wolfgang 2019) dürften etwa 50% nicht für die Montage einer PV Anlage geeignet sein.⁸ Bei Neubauten sollten die statischen Anforderungen nun auf die PV jedenfalls Rücksicht nehmen, weswegen man bei diesen eine statische Eignung voraussetzen kann. Es wurde daher, da auch viele Gewerbe- und Industrieobjekte keine Hallen sind, ein Abschlagfaktor von 30% nicht nutzbarer Industrie/Gewerbeobjekte angenommen.
 - Bei Wohnbauten liegen statische Probleme recht selten vor, elektrotechnische Barrieren treten aber manchmal an deren Stelle. So ist laut Elektrotechnikgesetz (Bundesgesetz über Sicherheitsmaßnahmen, Normalisierung und Typisierung auf dem Gebiete der Elektrotechnik (Elektrotechnikgesetz 1992 – ETG 1992) in der Fassung vom 1.4.1993 nach jeder „wesentlichen Änderung oder Erweiterung einer elektrischen Anlage die elektrotechnische Anlage eine Anpassung an die aktuellen „Grundsätze der Normalisierung und Typisierung von elektrotechnischen Anlagen“ erforderlich, was oftmals Kosten verursacht, die die Kosten der PV Anlageninstallation signifikant erhöhen und damit die Realisierung scheitern lassen.

Flächenkonkurrenz/legistische Barrieren:

- **Andere Dach/Fassadennutzungsarten:**
 - **Dach- und Fassadenbegrünung – andere Dachnutzungsarten:** Diese stehen aktuell voll im Trend, diverse Städte erarbeiten Vorgaben bzw. Empfehlungen, die selten mit der Anbringung von Photovoltaik vereinbar sind. Eine Doppelnutzung als solare Dachgärten wurde zwar in Demoprojekten demonstriert, trifft aber auf erhebliche Herausforderungen; so ist bei intensiver Begrünung ein mehrmaliger Schnitt des Bewuchses erforderlich, was die Kosten erheblich steigert. Eine signifikante Umsetzung ist bis 2030 daher keinesfalls zu erwarten, die Reduktion der verfügbaren Dachflächen dürfte daher - besonders im städtischen Bereich - signifikant sein.
 - **Solarthermie-Nutzung** (schon vorhanden: ca. 5 km² oder etwa 0,7 % der Gebäudegrundfläche) (Biermayr et al. 2019) – aufgrund einer weiteren Nutzung im Ausmaß der aktuellen Installationsraten sollen hier weitere 2% der verfügbaren Fläche (ca. 230 GWh/a PV Potential) abgezogen werden.
- **Denkmal- bzw. Ensembleschutz:** Gründerzeithäuser/denkmalgeschützte Häuser existieren derzeit in Wien in einem Ausmaß von 35.014 Gebäuden (Bestand im Jahr 2001) d.h. Gebäude, die vor 1900 errichtet worden

⁸ Abschätzung nach Diskussion mit führenden PV-AnlagenplanerInnen

(Gründerzeithäuser) (Johannes Rammerstorfer 2015) -. Bei diesen ist das Potential PV zu realisieren minimal. Geht man bei diesen - überwiegend MFH - Gebäuden von einer mittleren Grundfläche von 400 m² aus - so reduziert sich das Potential um weitere 14 km² - für Gesamtösterreich soll hier mit 20 km² Gründerzeithäusern gerechnet werden. Jedoch 40% der Gründerzeithäuser sind sanierungsbedürftig. 85 Prozent des Gebäudebestandes aus dieser Zeitepoche ist nach wie vor hinsichtlich Dachgeschoss unausgebaut. (Hrabal) , Im Zuge eines Dachausbaus wäre die Installation einer PV Anlage durchaus möglich. Eine Fassadennutzung an Gründerzeithäusern wird für die Potentialüberlegungen als nicht relevant betrachtet. Pilotprojekte in Stadträumen der Vorkriegszeit haben aus städtebaulicher Sicht eine besonders hohe Eingriffsempfindlichkeit. Häufig handelt es sich Gebäudebestände, die unter Denkmalschutz stehen oder die eine herausgehobene baukulturelle Bedeutung haben (Everding Dagmar 2004). Im Solarkataster von Graz ist der gesamte Innenstadtbereich ausgenommen mit der Begründung „Erhaltenswerte Dachlandschaft“.

- **Sicherheitsvorgaben bei Montage, Installation und Wartung:** Zugänge, Verkehrswege und Arbeitsplätze sind einzuplanen, die die nutzbare Fläche deutlich verringern können. D.h. die Instandhaltung weiterer technischer Anlagen (Lüftungen, Klimageräte, Rauch- und Wärmeabzüge usw.) muss gewährleistet bleiben. Ein permanentes umlaufendes Geländer kann durch Schattenwurf die nutzbare Fläche weiter einschränken.

Abbildung 10: Quelle: (Allgemeine Unfallversicherungsanstalt 10/2010), bzw. ÖNORM B3417, (österreich. Normungsinstitut 2015)



- **Mittelfristig Geplante Dachaus- bzw. -umbauten** können auch Grund dafür sein, dass bestehende Potentiale bei Dächern und Fassaden bis 2030 nicht genutzt werden

Es wird daher bei Industrie- und Gewerbebauten ein Abschichtungsfaktor aufgrund Gebäude- und anderer technischer Faktoren von 38% und bei Einfamilienhäuser vor allem aufgrund der Konkurrenz mit der Solarthermie und Aspekte der Gebäudeausrüstung von 10%, bei MFH und Fassaden (Statik, Denkmalschutz,...) von 30% angenommen.

Es ergeben sich folgende technische Potentiale für eine PV Nutzung an Gebäuden: (13,4 TWh)

Kategorie	Physikalisch/Theoretisches Potential mit Wirkungsgradsteigerung bis 2030 abzüglich, dem bereits realisierten Potential	Technisches Potential - Statik, Denkmalschutz, Solarthermiekonkurrenz, Dach-Fassadenbegrenzung	Wirtschaftliches Potential	Ökologisch/Soziales Potential
EFH-ZFH	6,1	5,4		
MFH	1,7	1,2		
Industrie	7,9	4,8		
Fassaden	2,9	2,0		
GESAMT	18,6	13,4		

Tabelle 6: Gebäudepotentiale: Von physikalisch/theoretischen zu technischen Potentials (Angaben in TWh) eigene Darstellung

4.6. Vom technischen zum wirtschaftlichen Potential

Eigendeckungsvorrang:

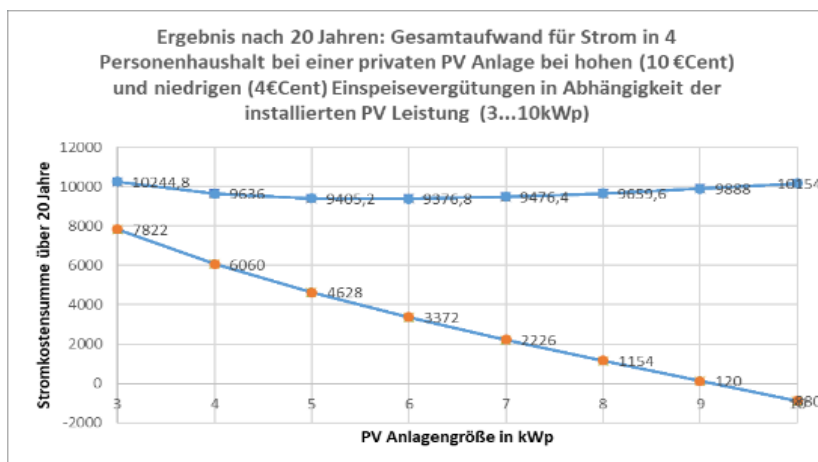
Der aktuelle Rahmen mit geringen Einspeisetarifen für Überschußstrom bzw. der absolute Vorrang für Eigenstromnutzung führt dazu, dass bestehende gut geeignete Dachflächen nicht vollflächig ausgenutzt werden, sondern eine Optimierung – und damit Geringerdimensionierung - nach dem Verbrauch bzw. Verbrauchsverhalten durchgeführt wird.

Dies trifft im Privatbereich ebenso zu wie im Bereich des Gewerbes/Industrie wo überdies geringe Industriestrompreise oft von der Installation einer PV Anlage generell abhalten, speziell, wenn Eigentümerstrukturen rasche Amortisationszeiten von Investitionen verlangen. Die aktuelle Entwicklung der ausschließlichen Eigendeckung den absoluten Vorrang einzuräumen steht daher im Sinne der Ausnutzung des bestehenden Potentials auf Gebäuden den Zielen diametral entgegen.

Im Detail:

➤ Ein- und Zweifamilienhäuser werden nicht vollflächig genutzt:

Private haben bei aktuellen Rahmenbedingungen (Kostenoptimum bei Maximierung des Eigenverbrauches) keinen Anreiz Anlagen größer als 6 kWp (bei 4.000 kWh Jahresverbrauch) zu bauen, da jede größere Anlage die Wirtschaftlichkeit verringert. Mit geringer werdendem Jahresverbrauch sinkt auch die wirtschaftliche Anlagengröße; sie steigt freilich bei Nutzung eine E-Autos, von Wärmepumpen etc... aber auch bei steigenden Strompreisen.



Für diese Studie sollen 4 Personenhaushalte in EFH und ZFH als typisch angenommen werden, was jedenfalls einen oberen Wert darstellt.

Annahmen: privater Haushalt bei 4.100kWh/a Verbrauch, Südorientiert, 30° geneigte PV Anlage, c-Silizium, kein Stromspeicher, Stromkostenmittel: 25 Cent – PV Anlagenkosten 1400€/kWp

Bei den typisch angenommenen 130m² Grundfläche eines EFH/ZFH (135 m² Dachfläche) werden typischerweise daher bei 4-Personenhaushalten nur 50m² photovoltaisch genutzt. Vom photovoltaisch - laut Solardachkataster gut geeigneten Flächen nutzbaren werden also deutlich weniger als 50% des Solarpotentials genutzt.

Abbildung 11: Stromkostensumme eines Haushaltes mit PV Anlage über 20 Jahre in Abhängigkeit der Größe einer PV Anlage; Basis Werte errechnet mittels PV Austria Eigenverbrauchsrechner Blaue Punkte: Aktueller Einspeisetarif 4 Cent Rote Punkte: bei Einspeisetarif von 10 Cent.

Der ermittelte Potentialwert für EFH/ZFH muss daher - sofern sich die Rahmenbedingungen nicht verändern - aus Wirtschaftlichkeitsgründen um zumindest 50% reduziert werden. Dies dürfte jedoch noch eine konservative Annahme sein, da die typische Bewohnerzahl in Einfamilienhäusern nicht bei 4 Personen, sondern ähnlich wie im Gesamtschnitt bei nahe bei durchschnittlich 2,22 Personen je Haushalt liegen dürfte. (Statistik Austria 2018)

Der Eigenverbrauchsvorrang führt auch bei Industrie- und Gewerbebetrieben dazu, dass Hallendächer oft nicht vollständig belegt werden, sondern eine Optimierung des Eigenverbrauches im Mittelpunkt steht, um Netzeinspeisung zu minimieren bzw. zu verhindern.

➤ **Zweithaus/Wohnungsbesitz**

wird aus Kostengründen (sehr geringer Eigenbedarf) wesentlich seltener mit einer PV Anlage ausgestattet (Annahme des Potentials 50%): In Österreich haben 1.15 Mio. Leute einen Zweitwohnsitz gemeldet (13%) (Statistik Austria) - Geht man von der selben Haus/Wohnungs-Verteilung aus (EFH/ZFH und MFH wie in der Gesamtzahl), so ergeben sich 247.000 EFH/ZFH, die überwiegend nur zu geringer Zeit genutzt werden. Diese Gebäude werden speziell aufgrund der Unwirtschaftlichkeit, da nur ein geringer Eigenverbrauchsanteil erreicht werden kann, nur in geringem Ausmaß eine PV Anlage installieren. Als Maximalwert soll hier 20% angenommen werden. Bei angenommenen 130m² Grundfläche ergibt dies eine weiter reduzierte Potentialfläche von 26km².

- **40.000 ha (400 km²) Gebäudefläche stehen leer.** (In Österreich gibt es lt. Umweltbundesamt 130 km² (13.000 ha) Industrie-brachen. Inklusive Gewerbeflächen und leerstehender Häuser schätzt man die verbaute ungenutzte Fläche auf 400 km² (40.000 ha), das entspricht in etwa der Fläche der Stadt Wien.⁹

Nimmt man an, dass diese leerstehende Gebäudefläche im Mittel in 3-stöckigen Gebäuden vorliegt, so kann man von etwa 130 km² Grundfläche ausgehen (18% der Gesamtgebäudefläche), die durch leerstehende Gebäude versiegelt ist. Eine Installation von PV Anlagen auf diesen Objekten kann nahezu ausgeschlossen werden.



Abbildung 12: Sensenschmiede, Umweltbundesamt

- **Fassaden** werden vorrangig weiterhin nur sehr eingeschränkt bei Industrie- und Gewerbebauten genutzt, die deutlich geringere Wirtschaftlichkeit auch bei Verwendung von Standardmodulen sowie sicherheitstechnische Auflagen (z.B. Überkopftauglichkeit) lassen nur eine etwa 50%ige Nutzung des technischen Potentials zu. Überdies wird eine Fassadennutzung vorrangig nur bei Neu- bzw. Umbauten erwogen.

Aufgrund der oben angeführten Überlegungen wurde eine Reduktion aufgrund von wirtschaftlichen Barrieren von weiteren

- 55% im EFH/ZFH Bereich
- 10% im MFH Bereich
- 25% im Industriebereich
- 50% im Bereich der Fassaden

angenommen.

Somit ergibt sich folgendes wirtschaftliches Potential:

⁹ Quelle: Appell aus Wirtschaft, Wissenschaft und Politik: Stopp der Verbauung, Korrektur der Bodenpolitik, neue Akzente in der Raumordnung

Kategorie	Physikalisch/Theoretisches Potential mit Wirkungsgradsteigerung 5% bis 2030 (Mittel 2,5%) abzüglich, dem bereits realisierten Potential	Technisches Potential - Statik, (10% bei EFH/ZFH, MFH bzw. 30% bei Ind. ungeeignet) Denkmal, Ensembleschutz, Solarthermie-konkurrenz, Dach-Fassaden-begrünung (10%)	Wirtschaftliche Potential Zeitwohnsitze, Leerstehende Objekte Industriebrachen (18% der Gesamtfläche), Wirtschaftliche Kleindimensionierung (55%-EFH – 10% MFH, 25% Ind. 50% Fassade)	Soziales/Ökologisches Potential- Soziale Faktoren (Alter; fehlende Investitionsmittel) Bürokratie, Aufwand, Amortisationszeiten,...
EFH-ZFH	6,1	5,4	2,4	
MFH	1,7	1,2	1,1	
Industrie	7,9	4,8	3,6	
Fassaden	2,9	2,0	1,0	
GESAMT	18,6	13,4	8,1	

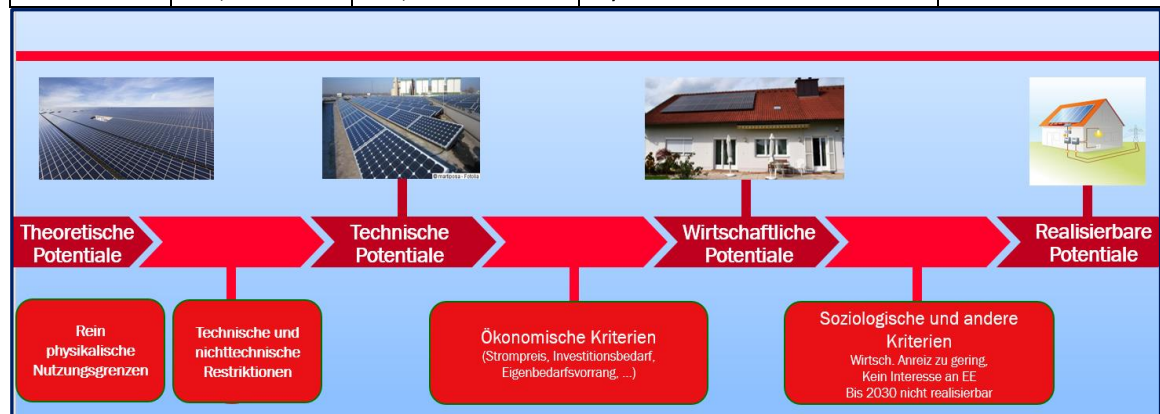


Tabelle 7: Gebäudepotentiale: Von physikalisch/theoretischen zu wirtschaftlichen Potentiale (Angaben in TWh) eigene Darstellung

4.7. Abschichtungsfaktoren aufgrund sozialer/ökologischer Gründe

Bereitschaft Photovoltaikanlagen zu installieren:

- Laut einer aktuellen Studie der (Hampl et al 2019) geben 12 % von 1018 Befragten an, dass auf ihrem Wohngebäude aktuell der Bau einer Photovoltaikanlage geplant ist. Nimmt man weiters an, dass die Zustimmung überwiegend von den 38% der Befragten kommt (d.h. 31% der EFH/ZFH Besitzer), die in Ein-Zweifamilienhäusern wohnen, und zieht bei den bestehenden etwa 1,94 Mio. EFH/ZFH etwa 100.000 Gebäude ab, die bereits eine PV Anlage besitzen, so wären 570.000 weitere Anlagen in den kommenden Jahren realistisch. Bei einer Durchschnittsgröße von privaten Anlagen von etwa 5kWp wären dies zusätzliche 2,85 GWp. Doch nur 50% der Befragten sind bereit, mehr als 1.000 € auszugeben, nur 27% mehr als die tatsächlich aktuell notwendigen 1.500€/kWp. Aktuell (Biermayr et al. 2019) wurden als Mittelwert pro kWp 1.567€/kWp exklusive MWSt.. erhoben. Es wird daher angenommen, dass ausgehend vom technischen Potential nur etwa ein Viertel - d.h. 0,7 GW im EFH/ZFH Bereich tatsächlich realisiert werden wird. Unterstützt wird diese Annahme durch die Tatsache, dass Rund ein Drittel (34,4%) der Haushalte in Österreich eine finanzielle Verbindlichkeit haben. 16,7% der Haushalte haben besicherte Kredite, 20,6% unbesicherte Kredite. Bei den unbesicherten Krediten handelt es sich häufig um Überziehungen des Giro- bzw. Gehaltskontos. Mit 4,8% der Haushalte hat auch ein beträchtlicher Teil Geld von Familie oder Freunden geborgt. (Österr. Nationalbank 2018) Es ist davon auszugehen, dass dieses Drittel der Haushalte in Österreich von der Installation einer PV Anlage in den kommenden Jahren jedenfalls Abstand nehmen wird.
- Ebenfalls eine hemmende Rolle kann der Zustand des Gebäudedachs spielen. Ist das Dach bereits älter und ist während der geplanten Betriebsdauer (20 bis 25 Jahre) der PV-Anlage die Notwendigkeit einer Sanierung absehbar, kann dies dazu führen, dass eine Investition nicht vorgenommen wird
- Ein großer Teil der Hausbesitzer befindet sich bereits im Seniorenalter, so dass die verbleibende Lebenserwartung niedriger ist als die planmäßige Amortisationszeit der PV-Anlage. In einigen Regionen ist die

Finanzkraft der Hausbesitzer zum Teil so schwach, dass eine zusätzliche Kreditaufnahme zur Vorfinanzierung der Anlagen-Investition nicht in Betracht kommt. (Peters Wolfgang 2015)

Weitere Gründe, von der Installation einer PV Anlage auf einer geeigneten Dachfläche abzusehen sind:

- Mangelnde Ästhetik der PV Anlage („gefällt nicht“)
- Fehlwissen und Ängste (Angst vor Bränden, Elektromagnetischen Feldern, ...),
- Ökologische Bedenken (z.B. Mangel an Recyclingmöglichkeiten, Verwendung seltener Rohstoffe, energetische Rücklaufzeiten...)
- Das Warten auf weitere Kostendegression
- Es gibt keine Verpflichtung bei Neubau und Renovierung eine PV Anlage zu installieren
- Bei Miteigentümerschaften: Das Überzeugen der MiteigentümerInnen für die meist notwendige Einstimmigkeit
- Sowie die Komplexität der Umsetzung (die subjektiv erlebte technische und administrative Komplexität)

Aufgrund der oben angeführten Überlegungen wurde eine Reduktion aufgrund von sozialen/ökologischen Barrieren von weiteren 50% über alle Bereiche gewählt.

Es ergeben sich daher gesamt folgende realisierende PV-Potentiale an Gebäuden in Österreich bis 2030:

c	Physikalisch/Theoretisches Potential mit Wirkungsgradsteigerung 5% bis 2030 (Mittel 2,5%) abzüglich dem bereits realisierten Potential	Technisches Potential - Statik, ... (10% bei EFH/ZFH, MFH bzw. 30% bei Ind. ungeeignet) Denkmal, Ensemble-schutz, Solarthermie-konkurrenz Dach-Fassadenbegrünung (10%)	Wirtschaftliche Potential Zeitwohnsitze, Leerstehende Objekte Industriebrachen (18% der Gesamtfläche), Wirtschaftliche Kleindimensionierung (55%-EFH – 10% MFH, 25% Ind. 50% Fassade)	Soziales/Ökologisches Potential- Soziale Faktoren (Alter; fehlende Investmittel) Bürokratie, Aufwand, Amortisationszeiten,...
EFH-ZFH	6,1	5,4	2,4	1,2
MFH	1,7	1,2	1,1	0,5
Industrie	7,9	4,8	3,6	1,8
Fassaden	2,9	2,0	1,0	0,5
GESAMT	18,6	13,4	8,1	4,0

Tabelle 8: Gebäudepotentiale: Von physikalisch/theoretischen zu wirtschaftlich/sozialen Potentialen (Angaben in TWh) eigene Darstellung

Bei gleichbleibenden Rahmenbedingungen werden sich bis 2030 daher weitere etwa **4 TWh** an Gebäuden (Dächer und Fassaden) in Österreich realisieren lassen. Diese etwa 400 MW pro Jahr bedeuten bereits eine deutliche Steigerung gegenüber den in den Jahren 2012-2018 im Mittel realisierten 150-170 MW pro Jahr.

Eine Analyse über die wahrscheinliche Unschärfe (Bandbreite) dieser Berechnungen findet sich in Anhang 4.

4.8. Schlussfolgerung aus den Potentialabschätzungen bei Gebäuden in Österreich

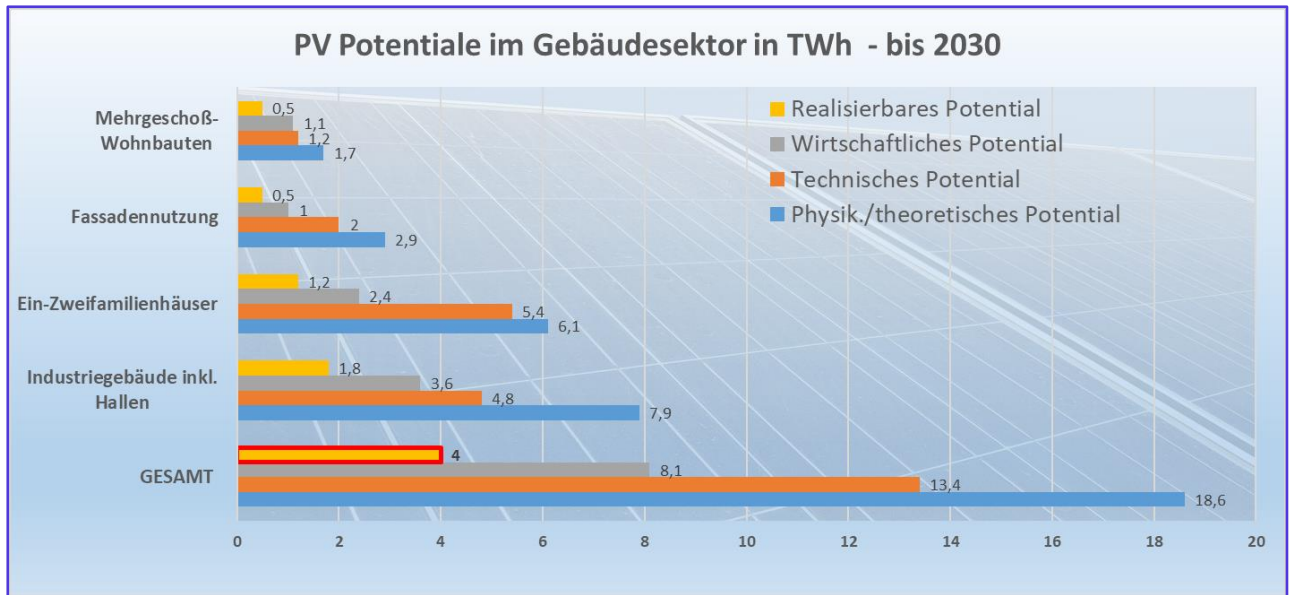


Abbildung 13: PV Potentiale im Gebäudesektor in TWh bis 2030 unterteilt in theoretisch/physikalische, wirtschaftliche und tatsächlich realisierbare Potentiale basierend auf dem Gebäudebestand 2018 und zu erwartenden Zubau bis 2030

Aus Obenstehendem kann abgeleitet werden, dass die aktuellen Potentiale für PV an oder auf Gebäuden - ohne bedeutende Änderung der Rahmenbedingungen - bei weitem nicht ausreichen, um die mittelfristigen Ziele für den PV-Ausbau zu erreichen. Für die Erreichung der nationalen Energie- und Klimaziele mit 11 TWh zusätzlicher PV-Erzeugung bis 2030 müssten etwa 80-90% aller technischen Potentiale an Gebäuden (13,4 TWh) bis 2030 realisiert werden, was alleine aufgrund des relativ engen Zeitfensters von nur 10 Jahren als unmöglich erscheint. Überdies wurde bereits in der Einführung angemerkt, dass die 11-TWh nur ein Zwischenziel darstellen, die grundsätzliche Notwendigkeit PV Potentiale zu realisieren aber langfristig wesentlich größer ist und auf Wert von zumindest dem Doppelten ansteigen wird. Es ist daher zu empfehlen, rasch grundsätzliche Entscheidungen zu treffen, in welcher Weise die Photovoltaik in Österreich weiterentwickelt werden soll.

Im Folgenden wird dargestellt, welche Änderungen notwendig wären, um größere Anteile des mit 13,4 TWh ermittelten technischen Potentials im Gebäudesektor zu realisieren, wobei klar darauf hingewiesen werden muss, dass einige technische Potentiale an Gebäuden in vielen Fällen (wie z.B. leerstehende, vor dem Abriss stehende Gebäude, aber auch der grundsätzliche Wille zur Installation, etc.) nur sehr schwer bzw. gar nicht beeinflussbar sind.

Signifikante Änderungen folgender Rahmenbedingungen wären erforderlich, um wirtschaftliche Potentiale zu heben:

- Das größte theoretisch aktivierbare Potential liegt im Bereich der Ein- und Zweifamilienhäuser, das aufgrund des Eigenverbrauchsvorrangs nicht oder nur sehr ungenügend ausgenutzt wird. Mögliche Ansätze dies zu ändern sind im Folgenden aufgezählt, wobei diese Punkte keine Empfehlungen darstellen, sondern nur die theoretischen Wirkungsmechanismen aufzeigen sollen:
 - Ein deutlich höherer Einspeisetarif für Überschussstrom,
 - Eine stärkere Förderung der Überschuss-Stromspeicherung
 - Ein höherer Endverbraucherstrompreis
 - Deutlich günstigere PV Anlagenkosten (Investitionsförderungen)
 - Gemeinsame unbürokratische Nutzung weit über die Eigentumsgrenzen hinweg (Local Energy Communities)
 - Abschaffung des Eigenbedarfsvorrangs jeglicher Art, um die gesamten Dächer zu nutzen.

Weitere technische Potentiale können eröffnet werden durch z.B.:

- Vermeidung von statischen Einschränkungen: bei Neubauten würde eine ausreichende Resttragfähigkeit bei Gebäudedächern ermöglichen, dass es zu keinen statischen Problemen bei PV Installation kommt; eine komplette Nutzung aller neugebauten Hallen bis 2030 würde (unter Beachtung des Solarstrahlungspotentials) bei den geschätzten 12 Mio.m² Hallenneubau jährlich (Quelle: Hubner, IFH) bis 2030 ein Potential von etwa 3 TWh ermöglichen.¹⁰

Gelingt es nicht, diese technischen Gebäudepotentiale rasch und vor allem nahezu vollkommen zu realisieren, was aus budgetpolitischen Gründen und den umfangreichen legislatischen Änderungsnotwendigkeiten als höchst unwahrscheinlich zu beurteilen ist, wird es daher unabdingbar sein, möglichst rasch auch andere Flächen für die Nutzung von PV Anlagen ernsthaft in Erwägung zu ziehen. Dazu sind die Rahmenbedingungen für deren optimierte Nutzung entsprechend klar zu definieren und lukrative Modelle für die EigentümerInnen bzw. InvestorInnen zu ermöglichen.

Bevölkerungswachstum bis 2030:

Nicht berücksichtigt wurde bislang in dieser Studie das Bevölkerungswachstum bis 2030, das laut Österreichischer Raumordnungskonferenz vom Jänner 2019 bis 2030 um 5,3% betragen wird. (Hanika 2019)

Etwa 45% des Gesamtwachstums wird sich in Wien realisieren, 19% in Niederösterreich, etwa 12% in Oberösterreich und 10% in Tirol. (Hanika 2019)

Das Wachstum wird vor allem im urbanen Raum stattfinden, was die Vermutung nahelegt, dass das Bevölkerungswachstum keinen wesentlichen Einfluss auf das große Potential der Ein- und Mehrfamilienhäuser haben wird, sondern eher im Bereich des für PV Potentiale schwer zu realisierenden Mehrgeschoßwohnbereiches liegt.

Im Wesentlichen ist das Wachstum auf die internationale Zuwanderung zurückzuführen: Demnach wird die Zahl der im Ausland geborenen Bevölkerung stark ansteigen. Die Absolutzahl der im Inland geborenen Bevölkerung bleibt sogar über den gesamten Berechnungszeitraum dieser Studie (bis 2075) bemerkenswert konstant; überdies stammen 54% der im Ausland geborenen Bevölkerung nicht aus EU- oder EFTA Ländern ab (Hanika 2019),¹¹ was die Vermutung nahe legt, dass aufgrund der wirtschaftlichen Möglichkeiten vieler Zuwanderer eine Investition in Photovoltaik nicht zu deren prioritären Handlungen zählen wird.

Zusammenfassend wird daher aufgrund der Bevölkerungsentwicklung bis 2030 (+700,000 EW) das sich zusätzlich realisierende Potential im Bereich deutlich unter 0,1 TWh liegen und soll daher im Weiteren vernachlässigt werden.

¹⁰ Bei 23 kWh/m² jährlichem Ertrag auf Hallendächern – dem Mittelwert für Nutzung auf Hallendächern aus Solarkasterberechnungen in Kapitel 2.2.3

¹¹ Dieser Prognosewert wird in der Studie nur für 2060 angegeben, dürfte aber 2030 vermutlich sehr ähnlich liegen

5. Deponien

5.1. Potential

Abbauf Flächen“, „Halden“ und „Deponien“ sind Flächen, die zur oberirdischen Gewinnung von Rohstoffen (z.B. Sandgrube, Lehmgrube, Schottergrube, Steinbruch, Torfstich) oder zur dauerhaften Ablagerung von Abfällen, einschließlich bergbaulicher Abfälle, dienen. In Österreich existieren 15.818 Abbauf Flächen, Halden und Deponien mit einer Gesamtfläche von 144.294.687m², davon sind 25km² als Deponien deklariert.¹²

Aus dem Altlasten Atlas –für Niederösterreich ersichtlich sind:

- 5 378 587 m² sanierte und nicht sanierte Altlasten (Deponien)
- PV Potential: 1,6 ha/MWp
- 0,34 TWh in Niederösterreich

Für Gesamtösterreich werden 19.137.000 m² ausgewiesen. Die Deponieflächen verteilen sich sehr unterschiedlich auf Österreich: Es dominieren die Bundesländer Wien und Niederösterreich, an dritter Stelle rangiert Oberösterreich

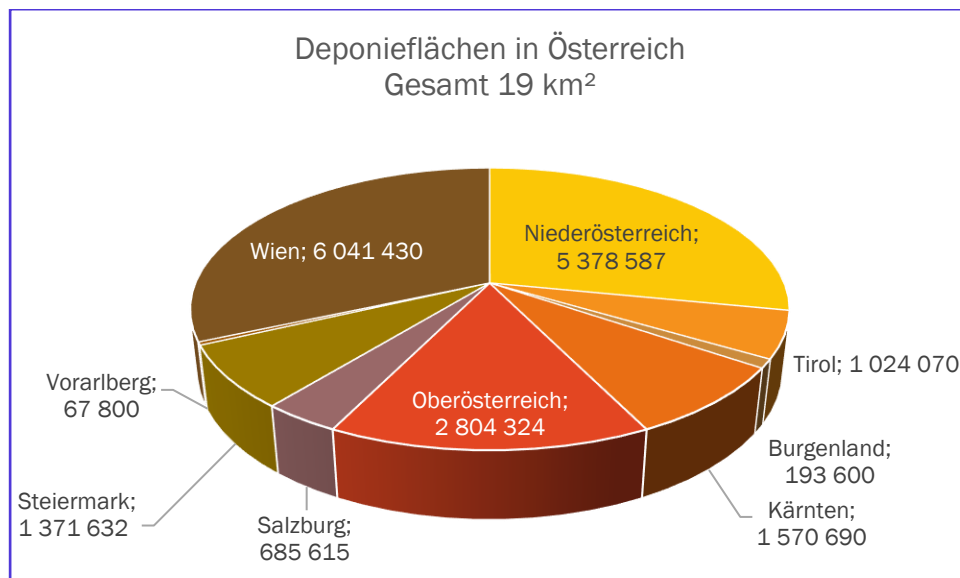


Abbildung 14: Flächen der Deponien: Summe aus Altlasten, sowie gesicherten und sanierten Deponien in den Bundesländern (Quelle: Altlasten-Atlas, Umweltbundesamt 2019)

Somit ergibt sich ein **technisches PV Erzeugungspotential auf Deponien in Gesamtösterreich von etwa: 1,2 TWh.**

5.2. PV Eignung von Deponien

Deponiestandorte bieten sich für PV Anlagen an, da¹³:

- kein zusätzlicher Landverbrauch (Flächenrecycling)
- andere Nutzungen werden nicht beeinträchtigt
- notwendige Infrastruktur ist vorhanden (Umzäunung, Stromanschluss, Fahrwege für Bau und Wartung)
- günstige Topographie - i.d.R. kaum Verschattung durch Bäume
- Fördermöglichkeit
- ggf. Synergien für die Überwachung in Folge anderer vorhandener Einrichtungen

¹² Quelle: Regionalinformation 31_12_2018_übermittelt von Gebhard Banko, Umweltbundesamt, sowie Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend über die Angabe und Definition der Benützungsarten und Nutzungen im Grenzkataster (Benützungsarten-Nutzungen-Verordnung – BANU – V), StF: BGBl. II Nr. 116/2010, Änderung BGBl. II Nr. 242/2010 (Österr. BM Wirtschaft, Familie, Jugend 2010)

¹³ Quellen: Michael Axmann 2015, Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur-und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen 2014; Antreich Andreas 2019

- Geklärte Besitzverhältnisse bei Deponien
- Bewirtschaftung der Fläche auch ohne PV notwendig
- Durch PV-Anlage Einnahmen für Deponiebetreiber

Es bestehen jedoch grundsätzliche Herausforderungen, PV Anlagen auf Deponien zu errichten, da vor allem Umweltbedenken – auch auf sanierten Altlasten – zu einer Ablehnung führen können:

Gemäß Artikel 6, Absatz 3 der Flora-Fauna-Habitat-Richtlinie (kurz FFH-RL) ist bei Plänen oder Projekten, die nicht unmittelbar mit der Verwaltung des Gebietes in Verbindung stehen und das Europaschutzgebiet erheblich beeinträchtigen könnten eine Naturverträglichkeitsprüfung (NVP) erforderlich. Kommt es gemäß Artikel 6, Absatz 4 bei dieser Prüfung zu einer negativen Beurteilung, das heißt es wird eine erhebliche Beeinträchtigung erwartet, kann der Plan oder das Projekt trotzdem bei Nicht-Vorhandensein einer Alternativlösung bzw. aus zwingenden Gründen des überwiegenden öffentlichen Interesses umgesetzt werden. In diesem Fall müssen jedoch alle notwendigen Ausgleichsmaßnahmen getroffen werden. Diese Vorgangsweise ist auch im § 10 NÖ Naturschutzgesetz 2000 umgesetzt. Es wird darauf hingewiesen, dass ein Vorhaben immer eine Einzelfallentscheidung (Vorhandensein konkreter Schutzgüter, etc.) darstellt und diesbezüglich mit der zuständigen Naturschutzbehörde (im Regelfall Bezirksverwaltungsbehörde) Kontakt aufgenommen werden muss.

Quelle: NÖ-Landesregierung, Abteilung Naturschutz, persönliche Kommunikation via E-mail vom 6.11.2019

Es wird daher angenommen, dass 50% des theoretischen PV Potentials auf Deponien technisch realisierbar (d.h. genehmigungsfähig) wäre, aufgrund der Auflagen kann davon ausgegangen werden, dass davon nur die Hälfte einer wirtschaftlichen Prüfung standhalten.

Somit soll das realisierbare Potential auf Deponien in Österreich bis 2030 mit etwa 0,3 TWh angenommen werden. Wichtig ist abschließend zu erwähnen, dass in der ÖMAG Förderung 2020 Freiflächenanlagen auf Deponien erstmals über die Investitionsförderung (ab März 2020) fördert. Die Genehmigungsverfahren für PV auf Deponien sind aber jedenfalls bundesweit zu vereinheitlichen und zu vereinfachen,

5.3. Beispiele für PV auf Deponien

Wien Deponie Rautenweg: Neben einer 2014 errichteten Anlage mit 800 m² wurde 2018 eine weitere 1860 m² Photovoltaikanlage in Betrieb genommen.

Knittelfeld: Der Abfallwirtschaftsverband Knittelfeld hat die Fläche am Gelände der ehemaligen Mülldeponie Spielberg-Pausendorf genutzt und dort in zwei Bauabschnitten Photovoltaik-Anlagen errichtet. Jede Einheit erzeugt derzeit 350 kWp, die in das Stromnetz eingespeist werden. Durch die beiden PV-Anlagen werden ca. 735.000 kWh Ökostrom erzeugt und in das Stromnetz nach dem Ökostromgesetz eingespeist.¹⁴

Beispiele für weitere PV Anlagen auf Deponien/Halden in Deutschland:

- Fahrenholz/D: auf einem NATO-Truppenübungsplatz Bergen nördlich von Hannover wurde ein Solarpark mit 2 Megawatt Peak (MWp) Leistung installiert. (IBC Solar 2016)
- Dortmund-Deusen (3,6 MWh/a)
- Detmold Deponie Dörentrup
- Steinkohlewäsche Halde Maria in Alsdorf bei Aachen (700 kW)
- PV Freiflächenanlage BEMA Halde Korbwerder, Sachsen-Anhalt, Deutschland (978 kW) (Fabian Krömke 2016)
- Münster II in Coerde. Sie leistet 1,14 Megawatt (peak) und besteht aus 4.500 Photovoltaikmodulen. Sie liefert jedes Jahr eine Million Kilowattstunden Strom.

6. Freiflächen-PV

6.1. Flächenbedarf auf Freiflächen

Eine gute Veranschaulichung des typischen Flächenbedarfs auf Freiflächen ergibt sich an Hand folgender Grafik:

¹⁴ Quelle: www.knittelfeld.gv.at

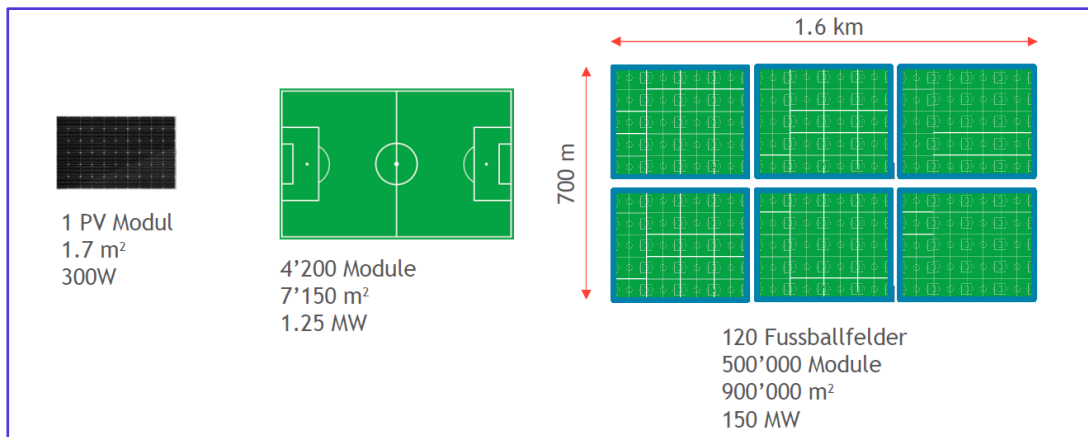


Abbildung 15: Flächenbedarf Freiflächen PV; Quelle: Beer Andreas, 2019 - AlpEnForCe Sommertagung| Zürich, 18. Juni 2019

Die rechte Grafik umfasst eine Fläche von 112 ha (Hektar) d.h. 0,74 ha/MWp, Anlagenhersteller geben auch immer wieder 0,6-0,9 ha/MWp als typische Werte für Großanlagen an. Das ZSW spricht jedoch im Jahre 2016 von 1,6 ha/MWp als Mittelwert von PV Großanlagen in Deutschland. Ältere Publikationen nennen einen Flächenbedarf für verschattungsfreie 1-MW Anlagen von bis zu 6 ha. (Wilk 2010)

Der Flächenbedarf kann freilich variieren, je nachdem ob die Reihen enger (mit geringen Verlusten aufgrund von gegenseitiger Abschattung, bei geringeren Grundstückskosten) oder weiter aufgestellt werden. Trends der letzten Jahre gehen zu deutlich geringerem Flächenbedarf, was einerseits mit geringfügig besseren Modulwirkungsgraden, andererseits aber überwiegend an der Tatsache liegen dürfte, dass leichte Abschattungen in Kauf genommen werden, da die Modulkosten stark gesunken sind.

Für die weiteren Potentialüberlegungen soll daher stets der ermittelte deutsche Mittelwert von 2018 mit 1,6 ha/MW als typische benötigte Freifläche für eine PV Großanlage herangezogen werden.

6.2. Freiflächen Potentiale

Deutschland nutzt bekanntermaßen bereits intensiv Freiflächen, eine aktuelle Analyse (Tietz 2019) fasst die Situation der vergangenen Jahre zusammen:

„Aus den Ausschreibungen 2018 resultiert eine voraussichtliche Inanspruchnahme von 807 ha Freifläche [...]. Davon entfallen 264 ha auf Landwirtschaftsfläche in benachteiligten Gebieten in Bayern und Baden-Württemberg, den einzigen Bundesländern, die diese Möglichkeit per Verordnung zugelassen haben. Zusammen mit den Flächen des Typs 110-m-Randstreifen, die zuvor vermutlich ebenfalls landwirtschaftlich genutzt wurden, beträgt die voraussichtliche Inanspruchnahme von Landwirtschaftsfläche rund 449 ha. Bei der übrigen Fläche ist weniger wahrscheinlich, dass sie landwirtschaftlich genutzt wurde. In den Jahren 2017 und 2018 (nur Januar bis November) wurden jeweils rund 750 ha Freifläche durch tatsächlich installierte und nach dem EEG geförderte Photovoltaikanlagen überbaut. Darin enthalten sind in zunehmendem Maße auch kleine Anlagen mit weniger als 750 kW, die pauschal ohne Ausschreibungspflicht gefördert werden.“

Für Österreich hat Prof. Streicher das Freiflächen Potential im Jahre 2010 ausführlich analysiert: „Die photovoltaische Nutzung von Freiflächen beschränkt sich im Wesentlichen auf landwirtschaftliche Nutzflächen, die nicht für eine Nahrungsmittelproduktion benötigt werden. Allerdings ist deren Nutzung aufgrund der Interessen von Tourismus und Landschaftsschutz sowie der oft weiten Entfernungen zu Mittelspannungsnetzen mit den entsprechenden Leitungskapazitäten nur schwer zu realisieren. (Streicher 2010)

Für die Potentialermittlung wird nur:

- Extensiv genutztes Grünland (d. h. Hutweiden, einmündige Weiden, Streuwiesen, sowie GLÖZ_G Flächen d.h. Flächen in gutem landwirtschaftlichem und ökologischen Zustand, auf denen nur Mindestpflégemaßnahmen zur Hintanhaltung einer Verwaldung, Verbuschung oder Verödung, zum Beispiel durch Häckseln, durchgeführt werden und auf denen keine Nutzung des Aufwuchses durch Ernten oder Beweiden erfolgt.) sowie
- Nicht mehr genutztes Grünland berücksichtigt (Statistik Austria 2006).

„Dies entspricht einem theoretischen Flächenpotenzial von 983 km². Unter Berücksichtigung solartechnischer Restriktionen (u. a. schlechte Infrastrukturanbindung, ungünstige Bodenverhältnisse, Abschattungseffekte, Nordorientierung, vorhandener Baumbestand) errechnet sich daraus eine solartechnisch nutzbare Fläche von ungefähr 630 km². Von dieser potenziellen Kraftwerksgrundfläche müssen weitere Abschläge u. a. für Servicewege, Betriebsgebäude und einzuhaltende Modulabstände berücksichtigt werden. Daraus ergibt sich eine solartechnisch installierbare Modulfläche von ca. 136 km²“. (Streicher 2010)

Auf Basis letztverfügbarer Werte von 2016 ¹⁵ ergibt sich für einmahdige Wiesen, Hutweiden, Streuwiesen und Grünlandbrachen ein Potential von 1012 km². Mit obigen Abschlagswerten und aktualisierten 140 km² Modulfläche kann ein Jahresertrag von etwa 20 TWh realisiert werden. Werden auch 3 bzw. 5% der Ackerfläche in Anspruch genommen das sind 650 km², so erhöht sich das Potential auf etwa 32 TWh/a.

Somit ergibt sich aus dieser Potentialermittlung **ein technisches Freiflächenpotential von zumindest etwa 28-32 TWh**, wobei hier mit „technisch“ die den aktuellen Kriterien entsprechende Nutzbarkeit bezeichnet wird und wie in Kapitel 6.4. (Agro PV) näher ausgeführt wird, eine landwirtschaftliche Nutzung auf diesen photovoltaisch genutzten Flächen nicht ausgeschlossen wird.

6.3. Freiflächen und Umweltschutz

Modell Deutschland: Gemeinsam mit der Naturschutzorganisation Naturschutzbund hat die deutsche Unternehmensvereinigung Solarwirtschaft (UVS) 2005 einen Kriterienkatalog für die naturverträgliche Errichtung von Freiflächenanlagen veröffentlicht. Demnach sollen Flächen mit Vorbelastung und geringer ökologischer Bedeutung bevorzugt und exponierte Standorte auf gut sichtbaren Anhöhen gemieden werden. Die Aufständigung soll so gestaltet werden, dass eine extensive Nutzung und Pflege des Bewuchses, z. B. durch Schafbeweidung, weiterhin möglich bleibt. Auf den Einsatz von Pflanzenschutzmitteln und Gülle soll verzichtet werden. Naturschutzverbände sollen frühzeitig in Planungen einbezogen werden; ggf. ist eine Verträglichkeitsprüfung vorzunehmen. Ein Monitoring dokumentiert die Entwicklung des Naturhaushaltes in jährlichen Begehungen nach der Errichtung. Die hier formulierten ökologischen Kriterien gehen über das gesetzlich geforderte Mindestmaß hinaus. Diese Selbstverpflichtung soll von Projektierern und Betreibern bei der Standortwahl und dem Betrieb von ebenerdig errichteten solaren Großanlagen berücksichtigt werden. (Carsten Wachholz 2010)

Diverse Publikationen beschäftigen sich mit positiven Effekten von Solarparks auf Freiflächen:

„Untersuchungen aus dem Jahr 2013 zeigen, dass Solaranlagen einen hohen Beitrag für die regionale Artenvielfalt haben und durch die Installation eines Solarparks eine deutliche ökologische Aufwertung der Flächen im Vergleich zu Acker- oder Intensiv-Grünlandnutzung möglich ist. Dabei ist neben dem Alter der Anlagen die Nähe zu Lieferbiotopen, die möglichst unter 500 m betragen sollte, der entscheidende Faktor für eine Zuwanderung und die Biodiversität der Anlage. So erwies sich die älteste Anlage mit der größten Biotopvielfalt im Umland in der Untersuchung als beste Anlage hinsichtlich der biologischen Vielfalt. Bereits nach kurzer Zeit führte die Extensivierung der landwirtschaftlichen Bearbeitung zu einer Zuwanderung von Schmetterlingen und einer steigenden Pflanzenvielfalt. Zudem ist die jeweilige Nutzung des Solarparks sehr wichtig für die ökologische Vielfalt: Eine zu starke Beweidung wirkt sich negativ aus. Insbesondere von einigen mobilen Tierarten wie Schmetterlingen wurden die Flächen bereits nach kurzer Zeit neu besiedelt. Bei vier der fünf untersuchten Solarparks stieg die Artenvielfalt von Tieren, verglichen mit der zuvor betriebenen intensiven Ackernutzung, deutlich an.“ (Bernd Raab 2015)

Wien hat hier mit einem „Leitfaden für Nutzung von Freiflächen für Photovoltaik- und Solarwärmeanlagen“ bereits eine interessante Diskussionsbasis erarbeitet. (Vogl Bernd 2015)

¹⁵ Betriebsstruktur der land- und forstwirtschaftlichen Betriebe im Jahr 2016, Statistik Austria

Darin wird festgehalten, dass PV- oder Solarwärme-Anlagen grundsätzlich auf bereits genutzten Flächen wie Dachflächen oder gebäudeintegriert an Fassaden anzubringen sind, jedoch auch im Bauland und auf als Verkehrsband gewidmeten Flächen die Errichtung grundsätzlich zulässig ist. Ebenso sind darin Regelungen für Sondergebiete (Ausstellungsgelände, Infrastruktureinrichtungen, Kraftwerke, vorbelastete Gebiete) und im Grünland - nur auf baulichen Anlagen - enthalten.

Für Deutschland existieren diverse Kriterienkataloge von Landes- und Bundesstellen.

110m Randstreifen zu Autobahnen, Schnellstraßen oder Schienenwegen:

In Deutschland ist Solarstrom überdies auf Ackerflächen förderfähig, wenn diese in einem Abstand von 110 Metern zu Autobahnen oder Schienenwegen liegen, gemessen vom äußeren Rand der befestigten Fahrbahn. (EEG Clearingstelle 2019)

„Standorte potenzieller PV-Freiflächenstandorte wurden aus dem digitalen ATKIS Datenbestand diejenigen Flächen selektiert, die grundsätzlich für die Ansiedlung eines Solarparks zur Produktion von förderungswürdigem Strom im Sinne des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) geeignet sind. Hierzu zählen beispielsweise der 110 Meter Randstreifen entlang von Autobahnen und Schienenwegen, Halden oder auch Parkplatzflächen.“ (Georg Ludes 2013)

Fast 60 % des PV Freiflächenpotenzials konzentriert sich auf die gezielte Nutzung von Randstreifen der Autobahnen und Schienenwege. Weitere nennenswerte PV-Potenziale bestehen auf Parkplätzen, Deponien und Halden sowie auf Freiflächen und Brachen von Industrie- und Gewerbegebieten. Im Bereich von Bergbaufolgenutzungen, Brücken und Lärmschutzwänden lassen sich hingegen keine nennenswerten Beiträge zur PV-Stromerzeugung erschließen. (Georg Ludes 2013)



Umgelegt auf den PV Ertrag würde das bedeuten, dass pro km Autobahn/Schnellstrasse/ Eisenbahntrasse theoretisch etwa 14 MW PV errichtet werden können, wenn beide Seiten genutzt werden. Für 1GW wären daher zumindest etwa 71 km entlang dieser beschriebenen Verkehrsfläche erforderlich.

Abbildung 16: Solarpark Mooshof, 4,5 MW an der Eisenbahnlinie Singen-München.

6.4. AGRO-Photovoltaik

Ein vieldiskutiertes Thema ist AGRO Photovoltaik. Darunter versteht man die synergetische Nutzung derselben Fläche für Ackerbau (Landwirtschaft) und Stromerzeugung. Nach Berechnungen von Fraunhofer ISE in Deutschland kann dadurch der wirtschaftliche Ertrag auf derselben Fläche um etwa 60% gesteigert werden. Angesichts des zunehmend ökonomischen Drucks auf die Landwirtschaft rücken derartige Überlegungen immer mehr ins Zentrum. Wiewohl es seit 1981 (Götzberger 1981) derartige Überlegungen gibt, wurden erst in den vergangenen etwa 10 Jahren erste Anlagen realisiert.

AGRO PV kann in folgende Bereiche eingeteilt werden:

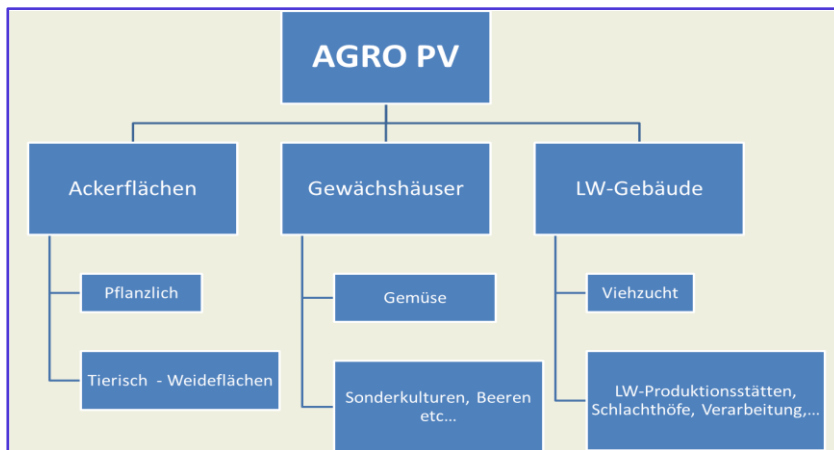


Abbildung 17: Varianten der agrarischen Photovoltaiknutzung

- Seit etwa 2010 existieren diverse Prototyp-Anlagen in Italien, Frankreich, Ägypten, USA, Japan, Taiwan, Chile und China. Die am besten dokumentierte Anlage dürfte die deutsche Anlage in Heggelsbach am Bodensee sein. 194 kWp PV sind auf bis zu 8 m Höhe auf einem 50 Tonnen-Stahlgerüst montiert. Winterweizen, Kartoffeln, Knollensellerie und Klee gras waren die ersten Pflanzen, die getestet wurden. **Die Ausrichtung nach Südwesten** und der zusätzliche Abstand zwischen den fünf Meter hohen Reihen von **Doppelglas-Glas-PV-Modulen** sorgten dafür, dass die Pflanzen einer gleichmäßigen Sonneneinstrahlung ausgesetzt waren. Die Forscher stellten fest, dass der Ertrag von Klee gras unter der PV-Anlage nur 5,3 Prozent unter dem Referenzwert lag. Die Ertragsverluste bei Kartoffeln, Weizen und Knollensellerie lagen im Bereich von 18 bis 19 Prozent etwas höher. Je nach Wetterlage können diese Werte recht stark variieren, was generelle Aussagen schwierig macht.
- Neben den Überkopf PV Anlagen wird oft die **Senkrechte Aufstellung von bifazialen Modulen** als erfolgversprechender angesehen:
- Diese Anlagen können das Licht von beiden Seiten in elektrische Energie umwandeln. Bei solchen Anlagen wird die Bodenfläche nicht überbaut, sondern kann zwischen den senkrecht stehenden Modulreihen zu ca. 90 % weiter genutzt werden. Bifaziale Module haben etwa 5-15% Mehrertrag, wobei der bifaziale Mehrertrag jedoch keine immanente Moduleigenschaft ist, sondern im Wesentlichen vom Anlagen- und Systemdesign insbesondere dem Reihen- und Bodenabstand, dem Anstellwinkel und dem Rückstrahlvermögen des Bodens (Albedo) abhängt.
- Kritisch zu sehen ist hier vor allem die Gefahr der direkten Beschädigung durch Kollision, Steinschlag bei maschinelle Bearbeitung, Abschattung der untersten Zellreihen bei höherem Bewuchs etc...



Abbildung 18 und 19: links: bifaziale Module in Donaueschingen – rechts AGRO PV Versuchsanlage in Heggelsbach.

Eine weitere Entwicklung der Fa. EWS mit nachführbaren Modulen verweist insbesondere auch auf die überwiegende weitere agrarische Nutzungsmöglichkeit bzw. den minimalen Fremd-Flächenbedarf für Trafos, Wechselrichter, Rammpfähle etc.... Weitere Vorteile liegen in der besseren Tagesverteilung der Erzeugung aufgrund der Nachführung.



Generelle Eigenschaften von AGRO PV Anlagen abseits des Energieertrags sind: verringerte Bewässerungsnotwendigkeit aufgrund der verstärkten Verschattung, weniger Hitzestress für manche Pflanzen im Hochsommer, vergrößerte Erträge durch bifaziale Module, nur 5-10% verringerte Ackerfläche, neue Einkommensmöglichkeiten für die Landwirtschaft, verbesserte Akzeptanz gegenüber Freiflächenanlagen etc...

Zu hinterfragen ist bei Überkopfmontage jedoch der energetische Aufwand für die massive Stahlkonstruktion, der eine Erhöhung der energetischen Rücklaufzeit um bis zu etwa 5 Jahre bewirken kann. (Quelle: Eigene Berechnung am Demo Heggelsbach durch Einsatz von 50 Tonnen Stahl)

Folgende Punkte werden im Leitfaden der bayrischen Landesanstalt für Landwirtschaft angeführt: (Bayrische Landesanstalt für Landwirtschaft 2015)

- Einfache und meist kostengünstigste Pflegevariante
- Im Gegensatz zur mechanischen Mahd sind keine Staubentwicklung und Beschädigung der Paneele durch Steinschlag zu befürchten.
- Ständige Kontrollen des Schäfers auf der Anlage zu unregelmäßigen Zeiten verringern die Diebstahl- und Vandalismusgefahr deutlich.
- Optisch erkennbare Schäden können auf Grund der Kontrolle des Schäfers schnell repariert werden
- Die Fläche ist bereits dauerhaft fest eingezäunt, wobei die verwendeten Zaunmodelle meist perfekt für eine Schafhaltung geeignet sind. Das spart dem Schäfer viel Zeit und Geld für die Errichtung des Zaunes. Bei der zunehmenden Ausbreitung von Wölfen in Deutschland stellen diese Flächen – in den meisten Fällen ohne Mehraufwand – vergleichsweise sichere Weideplätze dar!
- Module sind ein Witterungsschutz für die Tiere (z.B. Schattenspende, Windschutz), ein zusätzlicher Unterstand ist meist nicht nötig.
- Die Unterkonstruktionen bieten Rückzugsmöglichkeiten für lammende Schafe, so dass ein natürliches Ablammverhalten ermöglicht wird.

Mit dem Agrarumweltprogramm, dem Österreichischen Programm zur Förderung einer umweltgerechten, extensiven und den natürlichen Lebensraum schützenden Landwirtschaft (ÖPUL), wird eine umweltschonende Bewirtschaftung der landwirtschaftlichen Flächen unterstützt.

Seite 35

- Wiederherstellung, Erhaltung und Verbesserung der biologischen Vielfalt, auch in Natura 2000-Gebieten und in Gebieten, die aus naturbedingten oder anderen spezifischen Gründen benachteiligt sind, der Landbewirtschaftung mit hohem Naturwert, sowie des Zustands der europäischen Landschaften
- Verbesserung der Wasserwirtschaft, einschließlich des Umgangs mit Düngemitteln und Schädlingsbekämpfungsmitteln
- Verhinderung der Bodenerosion und Verbesserung der Bodenbewirtschaftung
- Verringerung der aus der Landwirtschaft stammenden Treibhausgas- und Ammoniakemissionen sowie
- Förderung der Kohlenstoffspeicherung und -bindung in der Land- und Forstwirtschaft
- Förderung der Innovation, der Zusammenarbeit und des Aufbaus der Wissensbasis in ländlichen Gebieten
- Steigerung des Tierwohls durch besonders tierfreundliche Haltungssysteme (zum Beispiel: Weidehaltung, Stallhaltung)

Die mögliche Rolle der Photovoltaik in Bezug auf die ÖPUL Richtlinien dürfte aktuell noch nicht diskutiert bzw. dokumentiert sein, konkret kann die Photovoltaik aber wesentlich zu den Punkten Innovation (Energieautonomie, Digitalisierung der Landwirtschaft etc...) und Verringerung der Treibhausgase, aber auch zu den Punkten Wasserwirtschaft (z.B. Verdunstungsverringerung durch Abschattung) und Steigerung des Tierwohls (siehe obenstehenden Abschnitt PV und Beweidung) beitragen.

7. Konversionsflächen

Konversionsflächen sind ehemals militärisch oder verkehrsinfrastrukturell genutzte Flächen, die keiner Nutzung oder wesentlichen Restnutzung mehr unterliegen - z.B. Kasernengelände, Bahnhofsanlagen, aufgelassene Flugfelder, größere Gewerbebrachen mit deutlicher Ortsbildwirkung und spezifischen Entwicklungsanforderungen. Laut deutschem EEG, das die Nutzung von PV auf Konversionsflächen fördert, ist Voraussetzung, dass der ökologische Wert der Fläche infolge der ursprünglichen wirtschaftlichen oder militärischen Nutzung schwerwiegend beeinträchtigt ist. Dazu zählen: Altlasten; schädliche Bodenveränderungen (pH-Wert, Humusgehalt, Bodenfruchtbarkeit); Kampfmittel; Abfälle / Trümmer; Bodenabtragung / Bodenerosion sowie starke Anhebung des Grundwasserstands.

Zu der Größe von Konversionsflächen liegen laut Statistik Austria keine Flächenangaben vor.

Als Beispiel der PV Nutzung auf einer Konversionsfläche soll ein aktuelles Projekt aus dem Osten Deutschlands dienen: Auf einem ehemaligen Schießplatz der deutschen Bundeswehr im Wald von Gusow-Platow, östlich von Berlin soll aktuell ein Solarpark entstehen; auf dieser 10ha großen Brachfläche soll ein 8 MW Solarpark errichtet werden.

Risiken bei Konversionsflächen:

Investoren für PV Anlagen ist oftmals das Haftungsrisiko für die Altlasten zu groß ist. Oft hat man es dabei mit Flächen zu tun, die jahrzehntelang mit allen möglichen Stoffen belastet wurden. Die dafür verantwortlichen Unternehmen existieren oft nicht mehr oder sie können nachträglich nur schwer belangt werden. Oft wird bei solchen Flächen daher vermieden, Halterungssystem in den Boden zu montieren; d.h. die Haltesysteme werden einfach auf Betonblöcken auf die Fläche aufgelegt. Eine Risikounterteilung der Konversionsflächen mit entsprechend erhöhten Förderungen wäre sinnvoll. (Preugschas 2018)

Für die Potentialermittlung kann den Konversionsflächen kein spezifischer Wert zugeordnet werden, da die meisten Flächen Möglichkeiten für Verbauung bieten; ein PV relevantes Potential dieser Flächenkategorie bis 2030 findet sich - sofern die Bebauung bis 2030 umgesetzt wird, daher bei den Gebäudepotentialen.

8. Verkehrsflächen

8.1. Generell

Die Potentiale der PV in der Mobilität gliedern sich in folgende Anwendungen:

- Lärmschutzeinrichtungen
- Photovoltaische Überdachungselemente – Parkplätze/Carports
- Solare Straßen – im Prototypenstatus, daher bis 2030 nicht relevant
- Anwendungen auf Fahrzeugen – ebenso im Prototypenstatus, daher bis 2030 nicht relevant
- Anwendungen in der Verkehrsleittechnik – ohne weitergehende energietechnische Bedeutung

Österreich hat aktuell 3 PV-Lärmschutzwände mit insgesamt 156 kW installierter Leistung aufzuweisen. Weltweit am stärksten vertreten ist Deutschland mit einer installierten Gesamtleistung von 6,4 MW. Das entspricht in etwa 2/3 der gesamten global installierten Leistung an Lärmschutzwänden von 9,1 MW. Italien nimmt mit 1,6 MW den zweiten Platz ein, gefolgt von der Schweiz, die derzeit 9 kleinere Anlagen mit insgesamt 625 kW betreibt [Lenardic 2015]

8.2. Potential bei Lärmschutzwänden:

Aktuell gibt es 4,48 km² Lärmschutzwände in Österreich auf etwa 1358 km Länge. (Asfinag 2019) Bei Annahme einer eingeschränkten Nutzbarkeit von 50% aufgrund von Orientierung, Neigung und Verschattung können etwa 320 MW Photovoltaik installiert, und somit etwa 0,32 TWh Strom produziert werden. Abschattungen durch Bäume, die Gefahr elektrischer Spannungen bei Unfällen und Beschädigungen durch Steinflug aber auch durch Schneeräumung stellen dabei ein Risiko dar.

Die Anbringung von PV Modulen sollte daher vorrangig auch an den nach außen gerichteten Teilen des Schallschutzes bzw. an Schallschutzwänden und solaren Lärmschutztunneln angedacht werden.



Abbildung 22: 2,7 km langer Lärmschutz an der deutschen A3 nahe Aschaffenburg

Bei Anwendungen im Bahnbereich gibt es in Österreich aktuell ein Potential von etwa 900 km Schallschutzmauern. Bei der Installation von Photovoltaik gibt es aber eine Reihe von Herausforderungen zu beachten, wie beispielsweise Druckwellen an Hochgeschwindigkeitsstrecken und sicherheitstechnische Belange. Generell dürfte daher die dem Schienenbereich abgewandte Seite bevorzugt sein. Die direkte Einspeisung ins 16,7 Hz Netz der ÖBB birgt weiters die Herausforderung, dass leistungselektronische Komponenten und Schutztechnik im Vergleich zu den Standard 50Hz Komponenten deutlich höhere Kosten verursachen. (persönliches Gespräch mit ÖBB Experten am 9.12.2019, bzw. Homepage der ÖBB Holding)

8.3. PV-Potenzial auf Parkplatzüberdachungen:

Über 15.000 österreichische Großparkplätze im siedlungsnahen Bereich wurden auf ihre Eignung zur Photovoltaiknutzung geschätzt. Dabei wurden die Lage der Parkplätze, die Beschattung durch umliegende Gebäude sowie die wetterbedingte tatsächliche Sonneneinstrahlung der vergangenen zehn Jahre in Modellrechnungen berücksichtigt. „Selbst wenn man davon ausgeht, dass nur etwa 50% der Parkplatzflächen tatsächlich mit Photovoltaikpaneelen überdacht werden können, so ergibt sich daraus ein solares Erwartungspotenzial von 4,2 TWh pro Jahr“, so Projektmitarbeiter DI Christoph Graf vom BOKU-Institut für Landschaftsentwicklung. Besonders in Zusammenhang mit E-Ladestationen ist dieses Thema zu diskutieren, wobei aus energetischer Sicht bzw. aus Sicht des Komforts auch der geringere Kühlbedarf von beschattet parkenden Kraftfahrzeugen zu berücksichtigen ist. Zu beachten ist bei diesen Konstruktionen jedenfalls der energetische Mehraufwand der durch die Aufständungen erforderlich ist und neben signifikant erhöhten Kosten auch die energetische Amortisationszeit der Anlage um mehrere Jahre verlängern wird.



Abbildung 23: links: Carports, Foto: HSH Holz die Sonne ins Haus" © „HSH“, PV Module: Fa. Kioto., rechts: Parkplatzüberdachung Hellweg Foto: © ertex solar, Dieter Moor

8.4. PV-Potenzial durch direkte Fahrzeugintegration:

Automotive-Bereich:

Als „best case“ der direkten Nutzung an der Fahrzeugoberfläche kann ein durchgehend unverschattetes Fahrzeug mit 600 Wp Solarmodulen und eine Besonnung in optimalem Winkel in der Dauer von 8 Stunden angenommen werden. Mit Höchsteffizienzzellen können damit maximal 4,8 kWh Strom erzeugt werden, was bei heutigen E-Mobilen eine Reichweitenverlängerung um ca. 15–30 km ergäbe.

Bei einer kompletten Umstellung auf E-Mobilität in Österreich (ca. 4,8 Mio. Fahrzeuge) wären es ca. 3 GWp, die auf Fahrzeugen maximal gewonnen werden könnte.

PV-Potenzial im Eisenbahnwesen:

Bei aktuell ca. 3.000 Waggons des Personenverkehrs der ÖBB [ÖBB 2016] und der Annahme von 5 kWp PV-Anlage pro Waggon ergibt dies ein Potenzial von 15 MW elektrischer Leistung, die im Falle voller Bestrahlung erreicht werden kann; unter Annahme von realistisch erscheinenden 800 Volllaststunden ergibt das eine Jahresenergie von 12 GWh. Im Vergleich zu den aktuell eingesetzten 1,79 TWh für Traktion bei den ÖBB (Oberleitungsstrom) wären das etwa 0,6%. Werden auch die etwa 24.000 Güterwaggons [ÖBB 2016] genutzt, erhöht sich das Potenzial auf etwa 5%. Darüber hinaus gibt es ein schwer quantifizierbares Potenzial an den etwa 900 km Lärmschutteinrichtungen der ÖBB sowie an den etwa 5.000 Gebäuden des Bahnbetriebs (ÖBB Holding)

Das technische Potential im Verkehrssektor wird aufgrund der pragmatischen Realisierbarkeit in größeren Mengen bis 2030 nur bei Parkplatzüberdachungen und Lärmschutzwänden gesehen und beträgt etwa 4,5 TWh/a.

Das davon bis 2030 realisierbare Potential nimmt aufgrund folgender Abschichtungsfaktoren deutliche geringere Werte an:

- Wenig bis keine Erfahrungen bei Parkraumüberdachungen und PV Schallschutz in Österreich
- Probleme z.B. durch die Notwendigkeit, Einsatzfahrzeugen - wie größeren Löschfahrzeugen eine Durchfahrt zu ermöglichen
- Sicherheitsfragen z.B. bei Kollision mit Stehern.
- Bislang erst wenige Demos bei der Bahn (z.B. mit PV Schallschutz im Tullnerfeld)

- Wenig PV-Aktivität bei Schnellstrassen und Autobahn-Schallschutz in Österreich aufgrund von Kosten (z.B. Leitungsführung) und geringen Betriebserfahrungen (Schnee, Steinschlag, Abrieb, Blendung,...)

Das bis 2030 realisierbare Potential im Verkehrssektor wird daher – bewusst vorsichtig - auf nur etwa 1 TWh geschätzt, da die gegenüber Freiflächen und Aufdachanlagen entstehenden Mehrkosten nicht abgegolten werden.

9. Militärische Flächen

Militärische Gebäude sind im Kapitel Gebäude miteingefasst, daher soll hier nur kurz auf das weitere Flächenpotential im Bereich der militärischen Infrastruktur eingegangen werden.

Der Truppenübungsplatz Allentsteig ist mit 157 km² Österreichs größte zusammenhängende militärische Fläche, was bei kompletter Ausschöpfung des theoretisch/physikalischen PV Erzeugungspotentials mit 9,8 TWh schon nahezu den gesamten Österr. Stromzielen entsprechen würde. Weitere große militärisch genutzte Flächen sind der Lizum-Walchen in Tirol mit 50km² sowie weitere 13 als Garnisons- oder Truppenübungsplatz definierten Gebiete in allen Bundesländern mit Ausnahme von Salzburg und Vorarlberg. Das theoretisch/physikalische Potential liegt daher bei einer angenommenen 25%igen Nutzbarkeit auf Truppenübungsplätzen bei zumindest etwa 3 TWh. Über bislang realisierte Photovoltaik-Anlagen im Bereich des Bundesheeres ist wenig bekannt. Die Netzfunkstelle Koppenkarstein stellt die funkmäßige Einbindung der Bundesländer Steiermark, Oberösterreich und Salzburg ins militärischen Flugfunknetz sicher und wurde bereits 1996 mit einer Photovoltaikanlage ausgestattet.

Die Schweizer Armee produziert auf 41.000 m² bereits 5,2 GWh Strom pro Jahr, auch die deutsche Bundeswehr hat einige Anlagen auf Kasernen in Betrieb.

Photovoltaik-Speicherkombinationen haben das Potential als Sicherheitsinseln für Krisenfälle (z.B. Katastrophenfälle, Blackout, etc...) zu dienen. Kasernen an zwölf Standorten wurden einer Detailanalyse in Bezug auf notwendige logistische, technische und infrastrukturelle Adaptierungsmaßnahmen unterzogen. Hier ist die geforderte Eigenständigkeit, insbesondere in Bezug auf Energie- und Wasserversorgung sowie Lagerkapazität und Anforderungen für die Bevorratung mit relevanten Versorgungsgütern ein wesentliches Kriterium (Fraidl 2018). Nennenswerte energietechnische Beiträge werden derartige Inseln mittelfristig nicht liefern, eine Vorbildwirkung für ähnliche Einrichtungen bei Gemeinden, Institutionen und größere Firmen könnte dies jedoch haben.

Ein relevantes technisches Potential im Militärsektor wird aufgrund der prinzipiellen Realisierbarkeit bis 2030 aktuell nicht gesehen.

10. Potentiale Zusammenfassung

Nach eingehender Analyse der Potentiale im Bereich der Gebäude sowie Analyse der technischen Potentiale im Bereich Deponien, Verkehr, Militär- und landwirtschaftliche Freifläche ergibt sich folgendes Bild, das von den technischen Potentialen der Freiflächen dominiert wird:

	Theoretisches Potential (TWh)	Technisches Potential (TWh)	Wirtsch/Ökologisch/sozial realisierbares Potential bis 2030 (TWh)
Gebäude	18,6	13,4	4,0
Deponien	k.A.	1,2	0,3
Verkehrssektor	k.A.	4,5	1
Militärsektor	> 3	0	0
Freifläche	> 100	28-32	?

Tabelle 9: PV-Potentiale - Zusammenfassung

Im ausführlich analysierten Gebäudesektor wurde mittels Hochrechnung aus Solarkatasterwerten ein Potential von 4 TWh als realisierbar bis 2030 ermittelt, wobei hier bereits technische und wirtschaftliche/soziale Barrieren analysiert wurden. Besonders der enge aktuelle Rahmen des Eigenverbrauchsvorrangs, der einen Weiterverkauf von Überschussstrom vielfach unwirtschaftlich macht, sowie die mangelnde Ausnutzbarkeit des Potentials im Bereich von Gewerbe-Industrie stellen hier die größten Barrieren dar.

Im Bereich der Deponien dürfte das bis 2030 realisierbare österreichweite Potential bei nur etwa 0,3 TWh liegen, da viele stillgelegte Deponien als Natura-2000-Gebiete für die Nutzung von Photovoltaik als fraglich zu bewerten sind.

Im Verkehrsbereich liegt das technische Potential bei etwa 4,5 TWh, überwiegend bei Parkflächen, die aufgrund der Überdachungskonstruktionen wirtschaftlich mit Gebäude- oder Freiflächen nur schwer konkurrieren können. Das bis 2030 realistische Potential dürfte bei den Parkraumüberdachungen und im Bereich PV Schallschutz liegen, wird aber – aufgrund von fehlenden finanziellen Anreizen - die Größenordnung von 1 TWh kaum übersteigen.

Das Potential im Bereich der Freiflächen liegt bei etwa 28-32 TWh, wobei hier die ökologische und gesellschaftliche Verträglichkeit sicherlich einige Einschränkungen bringen wird, ein interessanter Ansatz besteht hier vorrangig darin, Flächen zu identifizieren, die eine gewisse Minderwertigkeit aufweisen, wie z.B. entlang der Autobahnen, Schnellstraßen und Bahnlinien – wie dies in Deutschland mit der 110m Regelung bereits geschehen ist, aber auch im Bereich der andren Freiflächen. Beispielsweise hat Wien hier mit einem „Leitfaden für Nutzung von Freiflächen für Photovoltaik- und Solarwärmanlagen“ bereits eine interessante Diskussionsbasis erarbeitet. (Vogl Bernd 2015). Für militärische Flächen bzw. Konversionsflächen wird bis 2030 kein nennenswertes Potential gesehen, das sich wirtschaftlich bzw. im Einklang mit anderen gesellschaftlichen Kriterien realisieren lässt.

Ein wesentliches Ergebnis dieser Studie ist, dass die aktuellen Potentiale für PV an oder auf Gebäuden - ohne bedeutende Änderung der Rahmenbedingungen - bei weitem nicht ausreichen, um die mittelfristigen Ziele für den PV-Ausbau zu erreichen. Für die Erreichung der nationalen Energie- und Klimaziele mit 11 TWh zusätzlicher PV-Erzeugung bis 2030 müssten etwa 80-90% aller technischen Potentiale an Gebäuden (13,4 TWh) bis 2030 realisiert werden, was alleine aufgrund des relativ engen Zeitfensters von nur 10 Jahren als unmöglich erscheint.

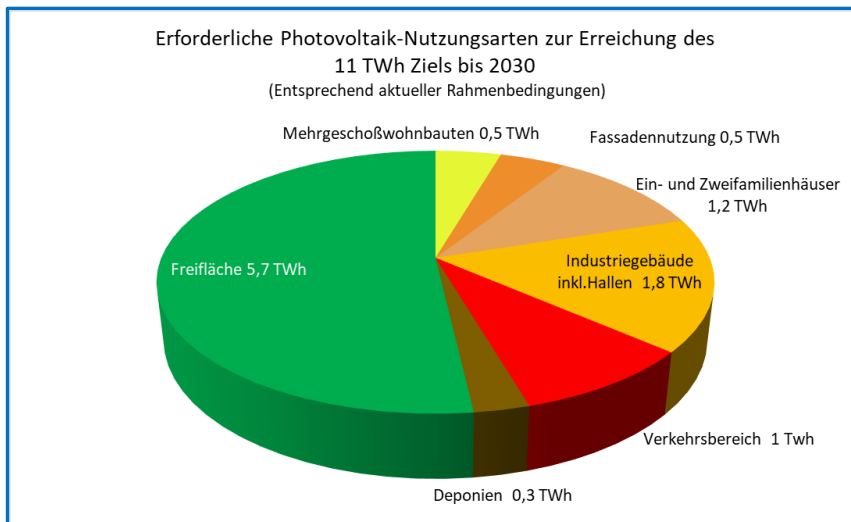


Abbildung 24: Erforderliche PV-Nutzungsarten bis 2030 (eigene Darstellung)

Für Freiflächen bedeutet dies, dass etwa 5,7 TWh bis 2030 realisiert werden müssen. Bei den angenommenen 1,6 ha pro MW (1GWh) wäre dies eine Fläche von etwa 91 km² die in den kommenden Jahren zur Verfügung zu stellen ist; im Vergleich dazu liegt die jährliche Versiegelung Österreichs liegt bei etwa 43 km² pro Jahr (Umweltbundesamt 2019). Freiflächen-PV kann jedoch - wie in Kapitel 7.3. ausführlich dargestellt - mit einer Versiegelung von Flächen keinesfalls gleichgesetzt werden. Wird aufgrund neuesten Entwicklungen von geringerer Flächeninanspruchnahme ausgegangen (1 ha/MW) so reduziert sich die notwendige Fläche auf 57 km².

11. Neuentwicklungen und photovoltaische Nutzungen, bei denen die Stromerzeugung nicht im Vordergrund steht (mit geringem Realisierungspotential bis 2030)

11.1. Floating PV

Die Installation von PV-Anlagen auf dem Wasser gewinnt zunehmend an Bedeutung: Diese „Floating-PV-Anlagen“ werden idealerweise auf ruhigen Wasserflächen wie Buchten oder Seen mithilfe von schwimmenden Unterkonstruktionen installiert. Verankert am Untergrund werden die PV-Anlagen ebenso wie die Wechselrichter über gegebenenfalls auch schwimmende Stromleitungen mit dem Festland verbunden. Eisbildung oder eine zeitweise Austrocknung des Gewässers schließen eine Installation nicht unbedingt aus.

Seit 2008 die erste kommerzielle Anlage in Kalifornien mit 175 kWp in Betrieb genommen wurde, hat sich die Anlagengröße vervielfacht. 2016 wurde die erste Anlage größer als 10 MWp in Betrieb genommen und heute hat die größte Floating-PV-Anlage eine Leistung von 150 MWp in der chinesischen Provinz Anhui. Aktuell befindet sich ein Großteil der global installierten 1.100 MWp in Asien.

Unter Annahme, dass ein Prozent der Wasseroberfläche künstlicher Gewässer in Europa genutzt wird, ergibt sich ein Potenzial für Floating-PV-Anlagen von 20.000 MWp. Speziell in Deutschland sind mittelfristig auch nicht dauerhaft geflutete Konversionsflächen in Betracht zu ziehen, zum Beispiel stillgelegte Tagebauflächen.

Wirtschaftlich bewegen sich die Installationskosten 2018 für asiatische Großprojekte zwischen 0,7 Euro/Wp und 1,05 Euro/Wp. Die somit höheren System- und laufende Versicherungskosten werden in der Regel durch eine bessere Performance-Ratio ausgeglichen. Da in Deutschland noch keine nennenswerte Floating-PV-Leistung installiert ist, fehlen hier allerdings noch direkte Vergleichswerte.¹⁶

FLOATING PV in den ALPEN

Das Westschweizer Energieunternehmen hat eine Testanlage beim Stausee Lac des Toules in der Gemeinde Bourg-St-Pierre im Val d'Entremont errichtet, der sich auf 1810 Metern über Meer befindet. Der Stausee in den Walliser Alpen eignet sich laut Romande Energie unter anderem deshalb gut für das Pilotprojekt, weil der See nach Süden ausgerichtet ist. Die Anlage besteht aus einem Teppich von 36 Photovoltaik-Elementen, die im Seegrund verankert sind und sich mit dem Seespiegel heben und senken. Die Module bedecken eine Fläche von 2240 Quadratmetern und sollen 800'000 Kilowattstunden Strom pro Jahr produzieren. Dies entspricht dem Jahresverbrauch von 220 Haushalten.

Laut Romande Energie handelt es sich um eine Weltpremiere. Das Besondere an der Anlage ist der Standort im Gebirge. Versuche haben gezeigt, dass auf dieser Höhe 50 Prozent mehr Solarstrom generiert werden kann als im Flachland. Zurückzuführen ist dies unter anderem auf die dünnere Luftschicht und die dadurch höhere UV-Strahlung. Außerdem reflektiert der Schnee im Winter das Licht.

Das Energieunternehmen will die Anlage während zwei Jahren testen. Wenn die Ergebnisse positiv ausfallen, ist ab 2021 ein Vollausbau auf einer Fläche von gut einem Drittel des Sees vorgesehen. Diese Anlage könnte 23 Millionen Kilowattstunden Strom für 6'400 Haushalte liefern.

Die Investitionskosten belaufen sich auf 2,35 Millionen Franken. Das Projekt wird vom Bundesamt für Energie unterstützt. Neben der technischen Machbarkeit will Romande Energie auch die Frage klären, ob sich schwimmende Solarenergieanlagen bei den vor allem im Winter schwierigen Wetterbedingungen im Gebirge auch finanziell rechnen. Quelle: <https://www.1815.ch/news/wallis/aktuell/romande-energie-will-stauseen-doppelt-nutzen/>

¹⁶ International Bank for Reconstruction and Development / The World Bank, Where Sun Meets Water – Floating Solar Market Report; 2018; Website
aufgerufen am 13.12.2019: <http://www.worldbank.org/en/topic/energy/publication/where-sun-meets-water>



Abbildung 25: Floating PV Anlage am Lac des Toules, CH, Quelle: Walliser Bote

Vermeehrt werden photovoltaische Lösungen diskutiert, wo nicht die Stromerzeugung im Vordergrund steht, sondern vorrangig oder zumindest gleichrangig andere Dienstleistungen damit erreicht werden sollen; damit werden neue Potentiale eröffnet, die nicht streng nach den Grundsätzen der Wirtschaftlichkeitsberechnung einer PV Anlage zu diskutieren sind:

Im Gebäudebereich ist die Tatsache bereits ausgiebig dokumentiert, dass der verringerte Gebäude-Kühlbedarf durch PV Elemente, die für eine Verschattung sorgen oftmals eine energetisch größere Auswirkung hat als die Stromproduktion durch die für Verschattung sorgenden Elemente. Fassadenintegrierte Photovoltaikanlagen können durch ihre Verschattungsleistung den Klimatisierungsbedarf im Gebäude senken: Eine Diplomarbeit von Werner Krejci, der diese an der Fachhochschule Technikum in Wien im Auftrag von Ertex Solar erstellt hat, belegt dies mit Zahlen. Dabei verglich er die Gesamtkosten verschiedener Glasfassadensysteme mit einer Fläche von 7,5 Quadratmetern für den Zeitraum von 20 Jahren. Bei der alleinigen Betrachtung der Investitionskosten ist dabei die Isolierglasfassade am günstigsten und die PV-Fassade die teuerste. Sobald aber die Solarstromgewinne aber vor allem die vermiedenen Kosten der Klimatisierung aufgrund der Verschattung mit einbezogen werden, ändert sich dies. (Krejci, 2011)

11.2. Solar versorgte Notfallinseln

Ein einstündiger Stromausfall verursacht in Österreich einen Schaden von rund 40 Millionen Euro, laut Johannes Reichl von der Abteilung Energiewirtschaft des Energieinstituts an der Johannes Kepler, Universität Linz. Ein mehrtägiger Ausfall führt zu einer Vervielfachung dieses wirtschaftlichen Schadens. Im Falle eines längerfristigen Blackouts kann dies zu Veränderungen des gesellschaftlichen Gefüges führen. Daher wird immer mehr daran gedacht, Kasernen, Gemeinde-Mehrzweckhallen, Turnhallen etc... durch PV/Speichersysteme eine Zusatzfunktion als „Notfallinseln“ zu geben:

Hier steht die Sicherheit der Bevölkerung im Vordergrund. Viele Gemeinden überlegen mittlerweile überwiegend gemeindeeigene Dächer mit PV Anlagen auszustatten, um im Falle eines Blackouts eine Basis für die Stromerzeugung zu haben. Grundlegende zu deckende Bedürfnisse sind hierbei

- die Aufrechterhaltung der Kommunikationsfähigkeit (das Laden von mobil-Telefonen - sofern das Telekommunikationsnetz noch funktionsfähig ist
- Kühlfunktionen für Speisen und Medikamente
- Licht und Grundwärme, sofern diese nicht über andere Wärmebereitstellungsarten gesichert ist
- Evt. Pumpen für die Wasserversorgung
- Etc...

Aufgrund der aktuellen Interessenslage kann damit gerechnet werden, dass viele Gemeinden derartige Konzepte mittlerweile intensiv überlegen.

11.3. PV Dachgärten

PV-Dachgärten im urbanen Raum zur Schaffung neuen Lebensraumes und zur Reduktion der Hitzeinseln in der Stadt: die bereits erwähnte Flächenkonkurrenz mit der Dachbegrünung reduziert das PV Potential auf Mehrgeschoßgebäuden signifikant. Lösungen einer Kombination („solare Dachgärten“) existieren in diversen Varianten, jedoch treten in allen Variationen bedeutend höhere Kosten auf, entweder durch den Bedarf der jährlich 1-2 maligen Mahd, oder durch aufwändige Konstruktionen bei Überkopfverglasungen, die wiederum neue nutzbare innerstädtische Räume schaffen; damit können vor allem sozial gewünschte Effekte im immer dichter verbauten Gebieten geschaffen werden; diese Effekte sind weit jenseits des reinen Nutzens zur Stromgewinnung zu sehen und können beispielsweise dazu beitragen, die Stadtfucht bei Freizeit und Urlaub zu verringern oder soziale Spannungen zu entschärfen.



Abbildung 26: PV Dachgarten an der Boku, Quelle: FFG-Projekt - PV-Dachgarten – Innovative Systemkonzepte für den Strom erzeugenden Dachgarten der Zukunft

11.4. Landwirtschaftliche Nutzungen – AGRO PV

Ebenso könnte die bereits in Kapitel 6.4 adressiert **Agro PV** nicht vorrangig als Stromerzeugungsmöglichkeit gesehen werden, sondern gemeinsam mit den positiven Effekten des verringerten Bewässerungsbedarfes, des optimierten Pflanzenwachstums (bei einzelnen Sorten), Windschutz und generell den neuen ökonomischen Chancen, die sich dadurch für die Landwirtschaft ergeben.

Die Überdachung von Kanälen wiederum bewirkt eine geringere Verdunstung.

Floating PV bei landwirtschaftlichen Fischteichen könnte das immer dringender werdende Problem der sommerlichen Überhitzung der Fischteiche reduzieren.

11.5. Parkraumüberdachungen

Parkraumüberdachungen (Solar Carports) wiederum tragen zu einem bedeutenden Komfortgewinn bei, da es - neben Schutz vor Niederschlag, an sonnigen Tagen zu einer deutlichen Verringerung der Überhitzung parkender Kfz kommt. Ebenso können dadurch (zumindest untertags) die Kapazität des Stromnetzes deutlich übersteigende Ladeleistungen angeboten werden, was den lokalen Ausbau der Stromnetze reduzieren kann. Eine direkte Nutzung des Stromes vor Ort und untertags besteht bei den meisten dieser Anwendungen (z.B. Einkaufszentren, Firmenparkplätze, Touristenattraktionen,...). Es könnte daher in Zukunft zur „Visitenkarte“ eines ökologisch orientierten Unternehmens gehören, den Parkraum vor dem Firmengebäude mit einem Solar-carport zu überdachen. Herausforderungen liegen in sicherheitstechnischen Auflagen aber auch in den Kosten für die Konstruktion.

12. PV Preistrends bis 2030 und nationale Wertschöpfung

Der Preis der PV-Module ist für knapp die Hälfte der Investitionskosten eines PV-Kraftwerks in Größenordnungen bis 100 kW verantwortlich, bei größeren Kraftwerken steigt dieser Anteil. Die Historie zeigt, dass die Preisentwicklung für PV-Module einer sogenannten „Preis-Erfahrungskurve“ folgt, d.h. bei Verdopplung der gesamten installierten Leistung sinken die Preise um einen konstanten Prozentsatz. Nachfolgende Abbildung zeigt die inflationsbereinigten Weltmarkt-Preise. Es wird erwartet, dass die Preise auch künftig entsprechend dieser Gesetzmäßigkeit weiter sinken, sofern auch in Zukunft große Anstrengungen bei der Weiterentwicklung der Produkte und Herstellprozesse geleistet werden. Der Durchschnittspreis umfasst alle marktrelevanten

Technologien, also kristallines Silizium und Dünnschicht. Der Trend deutet auf ca. 24% Preisreduktion bei einer Verdopplung der kumulierten installierten Leistung. (Wirth 2019)

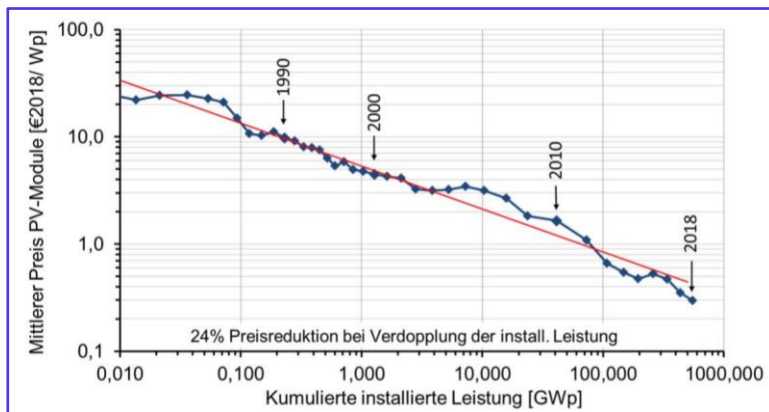


Abbildung 27: Lernkurve der Photovoltaik mit Trend zur 25%igen Preisreduktion jeweils bei Verdoppelung der kumulierten installierten Leistung am Weltmarkt.

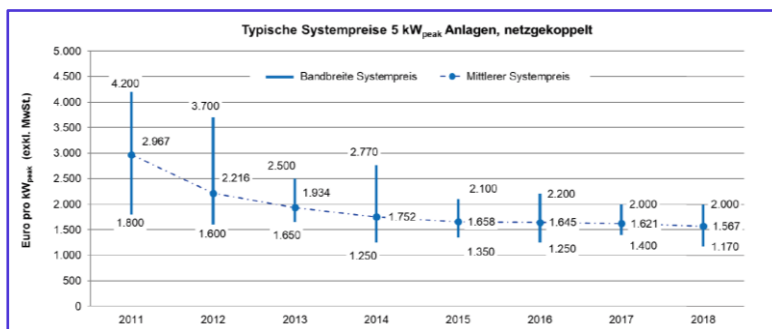


Abbildung 28: Entwicklung der typischen Systempreise von 5kWp PV Anlagen pro kWp. Quelle: (Biermayr et al. 2019)

Aus den Kosten für fertig installierte 5kWp PV Anlagen erkennt man, dass in den letzten Jahren nur mehr eine vergleichsweise geringe Preisreduktion aufgetreten ist. Dies ist auch dadurch nachvollziehbar, dass die weiter leicht sinkenden Komponentenkosten gegenüber den steigenden Personalkosten in den Hintergrund treten.

Die Wertschöpfungskette in den PV-Branchen ist sehr vielfältig und lässt einige Möglichkeiten zur Positionierung der österreichischen Industrien sowie in der Forschungs-und Entwicklungslandschaft offen.

In einem Bericht des BMVIT aus dem Jahre 2013 wurde die Industriestruktur, die an der PV Wertschöpfung beteiligt ist, an Hand der Mitgliederstruktur der weltweiten PV Industrievereinigung IPVEA (heute „Solar-united“) dargestellt. Da es technologisch zu keinen gravierenden Änderungen gekommen ist und Silizium Zellen- bzw. Module noch immer den Markt dominieren dürfte dies auch heute noch gültig sein und zeigt die involvierten Industriezweige auf:

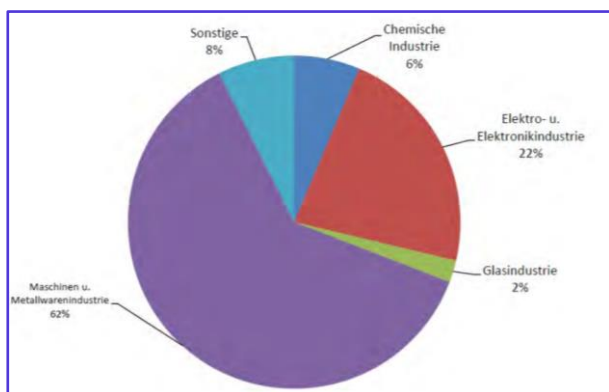


Abbildung 29: Beteiligte Branchen im PV Bereich, Quelle: (Fechner H. et al. 2013)

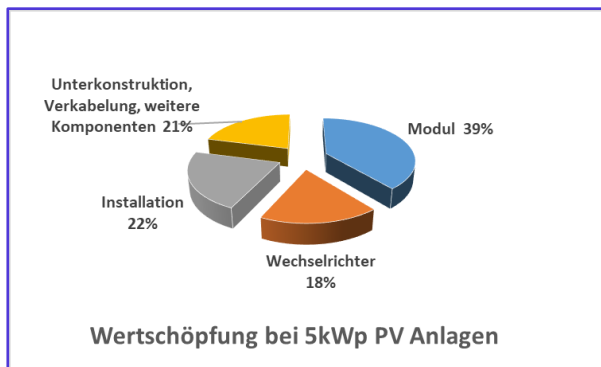


Abbildung 30: Quelle Marktstatistik: Innovative Energietechnologien – Marktbericht (Biermayr et al. 2019)

Aus oben dargestelltem Zusammenhang wird klar, dass die nationale Wertschöpfung bei Aufdachanlagen nahezu immer in den Bereich größer 50% kommt, sofern Wechselrichter oder Module aus heimischer Produktion kommen. Da in Österreich keine Zellproduktion stattfindet kann die Wertschöpfung maximale Werte von bis zu etwa 80% erreichen. Im ungünstigsten Fall liegt sie bei etwa 40%.

Grundsätzlich gibt es bei Großanlagen über 100 kW eine Verschiebung zu einer größeren Anteilen der Module in die Größenordnung von etwa 50%.

Im Bereich der bauwerksintegrierten PV ist überdies noch ein signifikanter Anteil an Beteiligung aus der Baubranche (Architektur, Planung) einzurechnen. Die nationale Wertschöpfung ist im BIPV Bereich daher jedenfalls höher, da die Kosten einer BIPV Anlage - bei großem Schwankungsbereich - zwischen 1,5 und bis zu etwa 5 mal so hoch liegen wie bei einer Standard-Aufdachanlage. Die Mehrkosten sind überwiegend erst dem Wertschöpfungsbereich nach der Zelle zuzuordnen, wodurch man die Wertschöpfung im BIPV Bereich in Österreich besonders hoch ansetzen kann (Österreich hat keine Produktion in den vorgelagerten Produktionsschritten). Genaue Daten liegen aber mangels wissenschaftlicher Studien dazu bislang nicht vor.

13. Aktuelle Barrieren

Bestehende Barrieren bei der PV Nutzung in Österreich:

Seit 2002 ist die treibende Kraft für einen PV Markt in Österreich das Förderwesen; Seit Beginn ist für Fördernehmer mit zeitlicher Diskontinuität und aufgrund der limitierten Fördermittel mit einer starken Unsicherheit hinsichtlich einer Förderzusage zu rechnen. Förderungen, bei denen die Möglichkeit zur Antragsstellung nach nur wenigen Minuten vorbei war gehören ebenso zum Bild wie eine große Unübersichtlichkeit, welche Förderung von welchem Fördergeber gerade aktuell ist.

Neben der starken Kostendegression der PV Anlagen zählt auch die Komplexität des Förderwesens und die im Vergleich zum Bedarf limitierten Fördermittel zu den Gründen, warum mehr und mehr Anlagen ohne Förderung errichtet werden; war dies 2015 erst etwa 3% der gesamt in Österreich installierten Kapazität, so ist dieser Wert bis 2018 auf etwa 10% angestiegen (Biermayr et al. 2019).

Neben der großen Thematik der Vereinfachung bzw. Vereinheitlichung des Förderwesens zählen jedoch eine lange Reihe von weiteren Punkten zu den Barrieren, die einen Ausbau in eine Größenordnung von bis zu 11 TWh zumindest massiv verteuern, bzw. aus derzeitiger Sicht sogar verunmöglichen werden, sollte hier keine grundlegende Veränderung erfolgen.

Folgende Punkte wurden von einer Gruppe führender österreichischer PV-Anlagenplaner und Errichter als wesentliche Barrieren identifiziert, die die Installation einer PV Anlage oftmals verteuern bzw. überhaupt verhindern. Deren Nennung gibt somit ein Stimmungsbild bei den anlagenplanenden und -errichtenden Firmen

wider, bedeutet aber keine explizite Empfehlung für eine Adaptierung, da die Auswirkung von möglichen Änderungen nicht analysiert wurden.

▪ **Genehmigungen:**

- Die in einigen Bundesländern noch exekutierte 200 kW-Genehmigungs-Grenze bei Industrie stellt aufgrund der Genehmigungen und Gebühren eine wichtige „Schallmauer“ dar, welche Großanlagen teilweise verhindert; Meistens ist noch eine Verhandlung vor Ort erforderlich, was ebenfalls mit Behördenabgaben verbunden ist. Die Grenzen für eine Anzeige bzw. Genehmigung nach ELWOG oder Gewerberecht sind in den Bundesländern unterschiedlich. Lt. Protokoll der Gewerbereferententagung wäre eine Gewerberechtliche Genehmigung nicht notwendig, diese wird aber in den meistens Bundesländern dennoch gefordert.
- Bestehende PV-Anlagen mit laufender OeMAG-Tarifförderung verlieren aktuell im Falle einer Anlagenerweiterung (wenn PV-Anlage größer als 200 kW wird) die bestehende Förderung. Gerade im Zusammenhang mit der Umstellung von Heizung und Mobilität auf Strombasis, sind Anlagenerweiterungen jedoch meist sinnvoll.

▪ **Bauordnungen:**

- In den Bundesländern gibt es neun unterschiedliche Regelungen im Baurecht (siehe Anhang 5) Oft besteht keine Klarheit, ob eine Anzeige reicht oder ein Genehmigungsverfahren gemacht werden muss. Einzelne Bundesländer verlangen für jede PV-Anlage eine Anzeige, wohingegen in anderen Bundesländer wie OÖ erst eine Bewilligungspflicht gegeben ist, wenn die Anlage mehr als 1,5 Meter über das Gebäude ragt. Hier fallen typischerweise signifikante Kosten an. In der Praxis ist zu beobachten, dass auch BeamtenInnen und SachbearbeiterInnen unterschiedliche Wissensstände haben. Teilweise schreiben Bauordnungen Gründächer vor. Damit wird die Nutzung der Dachfläche mit PV deutlich schwieriger, da die Unterkonstruktion aufwändiger wird. Weiters muss hier auch mit einem höheren Aufwand für die Wartung gerechnet werden. PV+Gründach kann ohne erhöhte Förderung nicht umgesetzt werden. Zudem ist z.B. im Burgenland weiterhin eine Baubewilligung ab 10kWp erforderlich, mit Einholung von Anrainerunterschriften. Planunterlagen dürfen nur von befugten Planerstellern ausgefertigt werden (Ziviltechniker, Bautechniker aber z.B. keine Ingenieurbüros für Elektrotechnik und schon gar kein E-technikunternehmen).

Auch bei der Detailtiefe der Planung wird über Unangemessenheit berichtet, so ist etwa für den Zubau eines Wintergartens zu einem alten Haus meist eine einfache handgezeichnete Skizze ausreichend, für eine PV-Anlage jedoch ein genauer Plan erforderlich, der von älteren Objekten oft nicht vorliegt. Dies verursacht zusätzliche Kosten für die Planverfassung eines konzessionierten technischen Büros. Das betrifft vor allem ältere Gebäude, wo noch keine digitalen Pläne vorliegen. Es besteht der Wunsch nach einer vereinfachten Anzeigepflicht für Anlagen bis zu 200 kWp, ebenso kann eine Lösung wie in Oberösterreich angedacht werden.

- Keine bundesweit einheitliche Verpflichtung in den Bauordnungen zur Installation einer PV Anlage bei Neubau und Renovierung, weder bei öffentlichen noch bei privaten Gebäuden: Es existiert bislang nur in Wien ansatzweise eine Solarverpflichtung bei Neubau und Renovierung, die überdies nur unzureichend exekutiert wird. Deutsche (z.B. Tübingen) und Schweizer Modelle sind diesbezüglich bereits ambitionierter.
 - Schweiz: Damit energierelevante Vorschriften in sämtlichen Kantonen möglichst einheitlich ausfallen, erarbeitet die Konferenz Kantonalen Energiedirektoren (EnDK) seit 1992 Mustervorschriften für die Kantone im Energiebereich (MuKE). MuKE 2014. sieht unter anderem eine Pflicht zur Eigenstromproduktion für Neubauten und den Einsatz

erneuerbarer Energien bei Heizungssanierungen vor. Die Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKE 2014) sollen den Energiebedarf zum Heizen weiter senken. Verbindlich werden sie aber erst, wenn die Kantone sie in ihre Energiegesetze übernehmen. Während einige Kantone dies bereits getan haben, steht die politische Debatte in anderen noch an. Das MuKE-2014-Basismodul schreibt für Neubauten vor, zwischen 10 W und 30 W Strom/m² BGF selbst zu erzeugen.

- Nachweis einer statischen Resttragfähigkeit für (evtl. auch erst nachträglich) zu installierende PV-Anlagen ist nicht in Bauvorschriften enthalten; Die Statik von Gebäuden, vor allem Hallen ist oft ein Grund, dass PV Anlagen nicht errichtet werden können.
- Im Bauprozess ist eine integrale Planung weiterhin noch nicht Standard, wodurch die Integration der PV nicht von Beginn an mitbetrachtet wird. Nachträgliches „Herumbauen“ um Dachaufbauten verringert die mögliche Anlagengröße meist signifikant.
- Für neue Gewerbegebäude sind je nach Bundesland mittlerweile verpflichtend Lademöglichkeiten für E-Autos vorzusehen, es besteht aber keine Einheitlichkeit.

▪ Elektrizitätswesen:

- Netzanschlussverfahren:
 - Kleinanlagen: Oft sehr hoher Adaptierungsaufwand des Hausanschlusses, weil die Netzbetreiber bei PV auf „Letztstand der Technik“ verweisen (teilweise über die sicherheitsrelevanten Aspekte hinausgehend); PV wird grundsätzlich als „wesentliche Änderung“ betrachtet und daher gilt kein Bestandsschutz. Gilt es als „wesentliche Änderung“ auch dann, wenn die Anschlussleistung ja meist weit unter den erlaubten Bezugswerten liegt?
 - Größere Anlagen: Netzbetreiber beschränken die erlaubte Einspeiseleistung, oft weit unter die vorhandene Anschlussleistung, wobei technische Berechnungen meist nicht vorliegen. Zudem werden in vielen Fällen kostspielige Anforderungen an Anschlussadaptierungen gestellt (z.B. größeres Gewerbegebiet in dem ein Gewerbekunde mit 200kW Bezug nur 30kW einspeisen darf).
 - Vergabe der Netzzählpunkte mit zeitlich oft zu kurzer Gültigkeit (verfallen oft bevor PV gebaut werden kann, wodurch ein Neuantrag notwendig wird, bei welchem der Zählpunkt verfallen kann oder die Leistung reduziert werden kann)
 - Zähler werden aus technischen Gründen oft nicht getauscht, es gibt aber oft keine geregelte Kommunikation für die Behebung bis zum tatsächlichen Tausch.
 - Unterschiedliche Regelungen in den Landes-ELWOGs führen zu einem großen Aufwand in der Konzepterstellung von Anzeige- oder Genehmigungsverfahren (für Voll-Einspeiser, d.h. Großanlagen).
 - TOR: Unterschiedliche Interpretation der TOR (bzw. der neuen „TOR Erzeuger“) durch die verschiedenen Netzbetreiber; z.B. Wechselrichter, die ein Netzbetreiber akzeptiert, werden von einem anderen abgelehnt.
- TAEV: Unterschiedliche Regelungen zum Anschluss bei den verschiedenen Netzbetreibern
- Mit der geplanten Einführung der „Systems Operation Guidelines“ (Nationale Umsetzung der EU Verordnung 2017/1485) werden in der Branche weitere erhöhte Aufwände befürchtet.
- Netzkosten, die selbst bei lokalem Stromweiterverkauf (ab einer Grundstücksgrenze) die gesamten Kosten des Netzes beinhalten
- Eine Ausweisung von Vorranggebieten, wo PV Anlagen netztechnisch vorteilhaft wären, liegt nicht vor. (eventuell verbunden mit höherer Förderung bei Ausschreibungen und anderen öffentlichen Finanzierungen)

- Erweiterung der Nutzung von kleinen und mittleren Speichern über die Eigenbedarfsoptimierung hinaus: Möglichkeiten von Speicher-Pooling als gemeinschaftliche Nutzung mit Beiträgen zu Netzdienstleistungen.

▪ **Förderwesen**

- Die Förderlandschaft ist generell unübersichtlich und ändert sich weiterhin recht dynamisch: Klimafonds bis 5kW, Klimafonds-Landwirtschaftsförderung, Bundesförderungen gemäß Ökostromgesetz, Landesförderungen, Gemeindeförderungen, Förderungen Wohnbauförderungen der Länder usw.
- Die Förderabwicklung (insbesondere bei der OeMAG) wird weiterhin als zu kompliziert und bürokratisch empfunden, wodurch sich der Aufwand bei der Beantragung erhöht und Formalfehler den Erfolg gefährden können. Stop and Go der Förderungen: Fördertermine überfordern alle Beteiligten, Wettlauf gegen die Zeit bei der Einreichung
- Fehlende Förderung für innovative PV-Anlagen wie an Lärmschutzwänden, Floating PV, Agrar PV, Parkraumüberdachungen, solare Dachgärten etc., welche einen höheren Abwicklungs- und Investitionsaufwand haben, jedoch aus anderen Gesichtspunkten ggf. zu bevorzugen wären.
- Fehlende finanzielle Unterstützung für Freiflächenanlagen

▪ **Vermarktung, Wirtschaftlichkeit:**

- Im angestrebten neue Förderregime, welches im noch zu beschließenden Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) avisiert ist, soll dem Eigenbedarfsvorrang eine bedeutende Rolle zukommen. Dies steht der umfassenden Nutzung aller vorhandenen Dachflächen diametral entgegen. Der Eigenverbrauchsvorrang bewirkt eine klare Tendenz kleinere Anlagen zu bauen, d.h. grundsätzlich vorhandene und geeignete Flächenpotentiale nicht umfassend zu nutzen (Details siehe Kapitel 5.6).
- Unmöglichkeit des Stromverkaufs über die Grundstücksgrenzen hinweg (Quartierslösungen, ...) Eine der größten Barrieren besteht weiterhin darin, dass es noch kein Gesetz für den Verkauf an Nachbarn gibt, also über Grundstücksgrenzen hinweg wo der Strom physikalisch verbraucht wird. Eine Analyse betreffend Reduktion bzw. ein Aussetzen der Netztarife bzw. Ökostromabgabe könnte Auskunft darüber geben, ob dadurch ausreichend finanzielle Anreize für eine verbreitete Nutzung geschaffen würden. Diese könnten auch befristet – z.B. bis zu einer bestimmten Verbreitung der PV (z.B. bis zum Erreichen der 10 GW Marke) reduziert bzw. ausgesetzt werden. Würde der Beteiligungsradius auf die Netzebenen 7 bis 5 ausgeweitet, können auch potentiell größere Dachflächen und Verbraucher beteiligt werden. Die Kosten der Verrechnung stellen eine weitere Hürde dar, da sie derartige Lösungen verteuern.
- Vollkommene Zustimmungspflicht, komplexe Vertragsstrukturen und Messkonzepte bei interner Weiterleitung im Gebäudeverbund, womit auch ein extrem hoher Akquisitionsaufwand verbunden ist, da mit jeder Partei ein entsprechendes Gespräch geführt werden muss. Durch diesen Aufwand sinkt die Wirtschaftlichkeit in bedeutendem Maße.
- Zusätzliche Mess- und Abrechnungskosten bei direkter Weitervermarktung im Gebäudeverbund
- Generell setzt ein steigender Strompreis Anreize zur Eigenproduktion
- Fehlende Anreize seitens steuerlicher Belange (z.B. im Vergleich zur Anschaffung eines E-Autos bzw. eines E-Fahrrads, - Vorsteuerabsetzbarkeit, Abschreibedauer)
- Fehlende rechtliche Grundlage für den Stromweiterverkauf via PPA, ohne entsprechender Konzession.

▪ **Generelle politische Mechanismen, die ein Hemmnis für den aktuellen PV-Markt darstellen:**

- Kein österreichweiter PV-Ausbau-Masterplan, der ein strukturiertes Vorgehen bei den ambitionierten Ausbauzielen der PV sicherstellt

- Fehlende Maßnahmen, die bei beantragter Flächenversiegelung dazu anleiten, die zu versiegelnde Fläche auch energetisch nutzen zu müssen (Gebäude, Parkflächen, ...)

Generell wurde von den befragten PV-AnlagenplanerInnen und –errichterInnen bemängelt, dass Genehmigungsprozesse, Netzanschluss und Förderanmeldung inklusive –abwicklung nahezu immer deutlich mehr Aufwand und damit Kosten produzieren als die technische Planung und oft sogar mehr als die Montage der PV-Anlage.

14. Kosten je Flächenkategorie

Photovoltaik auf Freiflächen ist meist die günstigste PV Stromerzeugungsmöglichkeit und bauwerkintegrierte Architekturlösungen spannen das andere Ende der Preise für PV Anlagen auf. Da es bislang in Österreich kaum Projekte außerhalb der Kategorien Gebäude bzw. Freiflächen gibt, können typische Kosten für die Kategorien Deponien bzw. Verkehrssektor nicht angegeben werden. Es soll daher der Fokus auf jene Kategorien gelegt werden, wo es bereits eine Marktentwicklung gibt:

Für 2018 bzw. 2019 können entsprechend Umfragen für die PV Marktstatistik (Biermayr et al. 2019) bzw. gemäß eigenen Schätzungen folgende Preise für PV Anlagenkategorien ermittelt werden: (alle Werte exkl. USt.)

Anlagengröße	Minimum	Mittelwert	Maximum
1kWp Anlagen	1500	2127	3000
5kWp Anlagen (Aufdach)	1170	1567	2000
10...100kWp Anlagen	800	1267	1650
10...100kWp BIPV Anlagen	1500	>2000	k.A.
100...250 kWp	800	1000	1100
Über 250 kWp Freifläche	700	900	1000

Tabelle 10: Kosten je Flächenkategorie, Quelle: (Biermayr et al. 2019) und eigene Schätzung

Bei den günstigen Preisen für Großflächenanlagen ist allerdings zu berücksichtigen, dass Nebenkosten (Umzäunung, Netzanschluss, Leitungsverlegung,...) oft hohe Zusatzkosten verursachen.

International wird im aktuellen IEA PVPS Trends Report über typische Installationskosten von 600 USD (540 €) pro kWp für Multi MW PV Großanlagen berichtet (Masson 2019), die zwar länderweise unterschiedlich sind, wobei jedoch in den letzten Jahren ein Trend zu beobachten ist, dass sich die Preise weltweit angleichen. Es ist daher zu erwarten, dass auch in Österreich, sobald größere MW Anlagen zum Standard werden, Preise von etwa 600 € pro kWp (jedoch ohne Berücksichtigung der oft signifikanten Nebenkosten) zu erwarten sind.

Aussagekräftiger als die Investitionskosten sind die „levelized Cost of electricity“, die die im Gesamtlebenszyklus der Anlage auftretenden Kosten (Planung, Investition, Finanzierungskosten, Nebenkosten, Versicherung, Steuern, Wartung, Abbau,...) durch die gesamten erzeugten kWh dividieren. Als Beispiel sollen die Ergebnisse der Ausschreibungsrunden für Solar-Anlagen 2019 in Deutschland angeführt werden:

Termin	Februar 2019	März 2019	Juni 2019	Oktober 2019
Ausgeschriebene Menge in MW	75	500	150	150
Eingereichte Gebote in MW	465	869	556	648
Niedrigste Gebotswerte in €Cent/kWh	4,11	3,90	4,97	k.A.
Durchschnittlicher, mengengewichteter	4,80	6,59	5,47	4,90

Zuschlagswert (€ct/kWh)*				
Höchster Gebotswert (mit Zuschlag) (€ct/kWh)*	5,18	8,40	5,58	5,20

Tabelle 11: Ausschreibungen für PV Anlagen 2019 in Deutschland. Quelle: Bundesnetzagentur 2019, www.bundesnetzagentur.de. (Bundesnetzagentur Deutschland 2019)

Seit November 2015 gibt es in Deutschland bereits Ausschreibungen für PV Anlagen (Klessman 2016). Der Wettbewerb ist groß und hat zu niedrigen Gebotswerten geführt, sodass gegenwärtig die Zuschlagswerte bei etwa 50-80€/MWh liegen. Die Nähe und die Größe des deutschen Marktes lässt erwarten, dass auch bei Ausschreibungen in Österreich zu ähnlichen Kosten angeboten werden wird.

Bei den ersten Ausschreibungen in Deutschland wurden Wind- und Photovoltaik in Konkurrenz ausgeschrieben, was zu heftiger Kritik führte. Die Argumente finden ihre Begründung darin, dass die Energiewende eines geplanten Ausbaus der unterschiedlichen Erneuerbaren bedarf und daher die Technologien einzeln ausgeschrieben werden sollten, um nicht mit kurzfristig eingesparten Kosten erhöhte Gesamtsystemkosten durch die dominierende die Charakteristik eines Energieträgers zu generieren.

In Frankreich fand zu Jahresbeginn 2020 eine Ausschreibungsrunde für industrielle und gewerbliche Dachanlagen mit einer Leistung zwischen 100 kWp und 8 MWp statt. Der durchschnittliche Zuschlagswert für die Projekte zwischen 100 und 500 Kilowatt Leistung lag bei 9,649 Cent pro Kilowattstunde. 306 Photovoltaik-Projekte mit einer Gesamtleistung von etwa 150 Megawatt wurden gefördert. (Spaes 2020)

15. Schlussfolgerungen

Angesichts der Tatsache, dass die Photovoltaik eine Perspektive der weiteren Entwicklung in einem Ausmaß vor sich sieht, wie keine andere Erzeugungstechnologie, gilt es, aktiv die nationalen Rahmenbedingungen für deren Weiterentwicklung zu definieren. Es gibt hierzu verschiedenste Optionen, weswegen eine klare Empfehlung für eine gesteuerte Entwicklung gegeben werden soll („Nationaler Photovoltaik Masterplan“). Der Grund liegt darin, dass die Photovoltaik aufgrund der nicht zuletzt im Regierungsprogramm festgehaltenen Verzehnfachung bis 2030, vor allem aber im Falle einer erwartbaren weiteren Vervielfachung in den darauffolgenden Jahrzehnten, mit äußerst hoher Wahrscheinlichkeit zu einer dominanten Form der Stromerzeugung aufsteigt. Damit einher geht die Prägung sowohl der Infrastruktur des Landes aber auch dessen Erscheinungsbildes. Beeinflusst von der weiteren Kostenentwicklung und Flexibilisierung dieser Technologie, vor allem auch durch Adaptionen im Erscheinungsbild, die bis zur nahezu völligen visuellen Nichterkennbarkeit gehen kann (beispielsweise transparente PV-Fensterscheiben, Dachelemente, solare Straßenbeläge, etc.) kann photovoltaische Energieversorgung nahezu grenzenlose Anwendung finden. Kurzfristig d.h. bis 2030 sind diese Entwicklungen aber mit großer Sicherheit nicht zu erwarten, weswegen ausnahmslos die aktuell verfügbaren Technologien bzw. Lösungen zur Realisierung der 2030er Ziele zu diskutieren sind.

Ein wesentliches Ergebnis dieser Studie ist daher, dass die aktuellen Potentiale für PV an oder auf Gebäuden - ohne bedeutende Änderung der Rahmenbedingungen - bei weitem nicht ausreichen, um die kurzfristigen (bis 2030) und noch mehr die mittelfristigen Ziele für den PV-Ausbau zu erreichen. Für die Erreichung der nationalen Energie- und Klimaziele mit 11 TWh zusätzlicher PV-Erzeugung bis 2030 müssten etwa 80-90% aller technischen Potentiale an Gebäuden (13,4 TWh) bis 2030 realisiert werden, was alleine aufgrund des relativ engen Zeitfensters von nur 10 Jahren als unmöglich erscheint. Überdies sprechen budgetpolitische Gründe und die umfangreichen legislatischen Änderungsnotwendigkeiten klar dagegen.

Die für 2050 in der PV Technologieroadmap des BMVIT von 2018 skizzierten mindestens 30 GW bis 2050 weisen klar darauf hin, dass sich ein Jahresausbau im Gigawattmaßstab auch langfristig etablieren wird; Vorteile für InvestorInnen, BetreiberInnen und für Verantwortliche für das Energiesystem können geschaffen werden, wenn

unverzüglich klare Rahmenbedingungen und lukrative Modelle für ein ambitioniertes PV-Ausbauumfeld auch über den Gebäudebereich hinaus definiert werden.

Es wird daher unabdingbar sein, möglichst rasch auch andere Flächen für die Nutzung von PV Anlagen ernsthaft in Erwägung zu ziehen. Konkret wären dies: Flächen im Nahbereich von infrastrukturell genutzten Gebieten wie Parkplatzüberdachungen, Betriebsbau- und Industriegebiet, das nicht der betrieblichen Nutzung dient, vorbelastete Flächen (z.B.: ehemalige Lagerflächen, Deponien, Halden, Schottergruben), Flächen mit geringer ökologischer Bedeutung, aber auch landwirtschaftliche Flächen.

Die gesetzlichen Rahmenbedingungen mit neun unterschiedlichen Landesgesetzen in den betreffenden Punkten Bauordnung, Raumplanung, Naturschutz, Elektrizitätsgesetze sowie der Gewerbeordnung haben inzwischen eine für Investierende und das planende und installierende Gewerbe unübersichtliche Form angenommen.

Kontraproduktiv für die möglichst optimierte Ausnutzung der bereits verbauten Umwelt ist überdies der verstärkt forcierte Eigenverbrauchsvorrang. Damit werden geeignete Dachflächen nicht vollständig genutzt und Objekte mit geringem oder keinem Verbrauch (Leerstände, Ferienhäuser, Lagerhallen etc...) scheiden als Objekte für die PV aus. Bei Freiflächen wäre ein gesteuerter Ausbau jedenfalls einem ungesteuerten vorzuziehen, d.h. eine klare Priorisierung von Flächen aufgrund von zu erstellenden Parametern wie Flächenqualität, Stromnetzverfügbarkeit bzw. Leistungsfähigkeit, möglichem erzielbarem Nebennutzen aber auch der erwarteten Akzeptanz.

Literaturverzeichnis

Allgemeine Unfallversicherungsanstalt (10/2010): Planungsgrundlagen von Anschlagseinrichtungen auf Dächern 2010.

Antreich Andreas (2019): Photovoltaik als Brachflächenrecycling. Wienenergie. Wien, 23.01.2019.

Asfinag (2019): Verantwortungsvoller Lärmschutz - für uns ein wichtiges Thema. Hg. v. Asfinag. Online verfügbar unter <https://www.asfinag.at/verkehrssicherheit/bauen/laermschutz/>, zuletzt geprüft am 28.10.2019.

Bayrische Landesanstalt für Landwirtschaft (2015): Beweidung von Photovoltaik Anlagen mit Schafen. Hg. v. Bayrische Landesanstalt für Landwirtschaft.

Bernd Raab (2015): Erneuerbare Energien und Naturschutz – Solarparks können einen Beitrag zur Stabilisierung der biologischen Vielfalt leisten. In: *ANLIEGEN NATUR* 37(1), 2015: 67–76 2015, 2015.

Biermayr et al. (2019): Innovative Energietechnologien in Österreich Marktentwicklung 2018. Biomasse, Photovoltaik, Solarthermie, Wärmepumpen und Windkraft. Unter Mitarbeit von C. Dißbauer, M. Eberl, M. Enigl, H. Fechner, L. Fischer, B. Fürnsinn, K. Leonhartsberger, S. Moidl, C. Schmidl, C. Strasser, W. Weiss, P. Wonisch, E. Wopienka. Hg. v. BMVIT. Wien.

Brauner, Günther (2016): Brauner, Günther (2016): Energiesysteme. Regenerativ und dezentral. Hg. v. Springer. Wiesbaden.

Bundesnetzagentur Deutschland (2019): Beendete Ausschreibungen PV Anlagen 2019. Hg. v. Bundesnetzagentur. Bonn. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Solaranlagen/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html, zuletzt geprüft am 31.12.2019.

Carsten Wachholz (2010): Kriterien für naturverträgliche Photovoltaik-Freiflächenanlagen. Basierend auf einer Vereinbarung zwischen der Unternehmensvereinigung Solarwirtschaft e.V. (heute: BSW-Solar) und Naturschutzbund Deutschland – NABU. Hg. v. Naturschutzbund Deutschland e.V. Berlin.

Defaix et al. (2012): Technical potential for photovoltaics on buildings in the EU-27. Unter Mitarbeit von W. Van Sark, E. Worrell, E. de Visser. Hg. v. Elsevier (Solar Energy).

Die neue Volkspartei - Die Grünen (2020): Aus Verantwortung für Österreich. Regierungsprogramm 2020 – 2024. Hg. v. Die neue Volkspartei - Die Grünen.

E-Control (2019): Bestandsstatistik. Betriebs- und Bestandsstatistik, Kraftwerkspark für Stromerzeugung in Österreich. Hg. v. E-Control.

EEG Clearingstelle (2019): Ist Solarstrom förderfähig, wenn er auf Ackerflächen gewonnen wird, die in einem Abstand von 110 Metern zu Autobahnen oder Schienenwegen liegen? Hg. v. RELAW GmbH – Gesellschaft für angewandtes Recht der Erneuerbaren Energien.

eur-lex.europa.eu 2018.

Fabian Krömke (2016): Ertragsgutachten PV Freiflächenanlage BEMA Halde Korbwerder, Sachsen-Anhalt, Deutschland. Hg. v. Soalrpraxis. Berlin.

Faninger Gerhard (2002): Potential for Building Integrated Photovoltaics. Unter Mitarbeit von Haas Reinhard. Hg. v. IEA PVPS. Paris.

Fath, Karoline (2017): Technical and economic potential for photovoltaic systems on buildings,. Hg. v. Fakultät für Wirtschaftswissenschaften Dissertation. Karlsruher Institut für Technologie. Karlsruhe.

Fechner H. et al. (2013): Sondierung zur Positionierung eines F&E Schwerpunktes „Gebäudeintegrierte Photovoltaik – GIPV“ in Österreich. Unter Mitarbeit von M.Grosinger, G.Eder, S.Lins, F.Tragner. Hg. v. BMVIT. Wien.

Fraidl, Gerold (2018): Sicherheitsinseln. Verteidigungsminister Kunasek und Innenminister Kickl unterzeichnen Abkommen zur „Krisenbetankung“. Hg. v. Bundesministerium für Landesverteidigung. Wien.

Gebhard Banko (2015): Gewidmetes, nicht bebautes Bauland Erstellung von Auswertungen für Österreich Technischer Bericht. Hg. v. Umweltbundesamt. Wien.

Georg Ludes (2013): Potenzialstudie Erneuerbare Energien NRW Teil 2 - Solarenergie. LANUV-Fachbericht 40. Hg. v. Umwelt und Verbraucherschutz. Recklinghausen.

Geyer Roman et a. (2019): Industries - Energieinfrastruktur für 100% Erneuerbare in der Industrie. Unter Mitarbeit von Sophie Knöttner, Christian Diendorfer, Gerwin Drexler-Schmid. Hg. v. Klima- und Energiefonds. AIT.

Götzberger, Adolf (1981): Kartoffel unter dem Kollektor. Hg. v. Sonnenenergie.

Günnewig, Dieter (2007): Leitfaden zur Berücksichtigung von Umweltbelangen bei der Errichtung von PV Anlagen. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Arge Monitoring PV Anlagen c/o Bosch.

Gutschner, Nowak (1998): Das Photovoltaik-Potential im Gebäudepark der Stadt Zürich (1998).

Hampl Nina et al. (2019): Erneuerbare Energien in Österreich. Der jährliche Stimmungsbarometer der österreichischen Bevölkerung zu erneuerbaren Energien. Unter Mitarbeit von Univ.-Prof. Dr. Werner H. Hoffmann (WU Wien). Hg. v. Alpen-Adria-Universität Klagenfurt, Wirtschaftsuniversität Wien, Deloitte Österreich und Wien Energie.

Hanika, Alexander (2019): Kleinräumige Bevölkerungsprognose für Österreich 2018 bis 2040 mit einer Projektion bis 2060 und Modellfortschreibung bis 2075 (ÖROK-Prognose). Hg. v. Österr. Raumordnungskonferenz 2019. Statistik Austria. Wien.

Hrabal: Hrabal Architektur. Online verfügbar unter <http://www.hrabal-architektur.at/consulting/hrabal-dachbodenpaket/>, zuletzt geprüft am 18.09.2019.

Hubner Wolfgang (2019): Hallenfläche in Österreich. Wien, 19.10.2019. e-mail an Hubert Fechner.

Huneke, F. (2019): ÖSTERREICHS WEG RICHTUNG 100 % ERNEUERBARE. EINE ANALYSE VON 2030 MIT AUSBLICK 2050. Unter Mitarbeit von P.Heidinger C. Perez Linkenheil. Hg. v. Energy Brainpool. im Auftrag der APG.

IBC Solar (2016): Strom von der Halde: IBC SOLAR führt alte Deponie zu neuer Wirtschaftlichkeit. Hg. v. IBC Solar. Online verfügbar unter <https://www.ibc-solar.de/unternehmen/presse/presseartikel/news/detail/News/strom-von-der-halde-ibc-solar-fuehrt-alte-deponie-zu-neuer-wirtschaftlichkeit/>.

Johannes Rammerstorfer (2015): Gründerzeit mit Zukunft - gesamtheitliche Modernisierung von Gründerzeitgebäuden. ÖHGB. Linz, August 2015.

Kaltschmitt Martin (2013): Erneuerbare Energien – Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte. Berlin, Heidelberg.

Klessman, Corinna (2016): Ausschreibungen für PV Anlagen. - Auswertung der ersten zwei Runden. Unter Mitarbeit von Silvana Tiedemann, Fabian Wigand (Ecofys), Tobias Kelm. Hg. v. Ecofys und Fraunhofer ISI ZSW. Berlin.

- Laserdata (2013): Solarpotentials der gewählten Dachfläche. Hg. v. FA. Laserdata.
- Masson, G. (2019): IEA PVPS trends report 2018. Trends in Photovoltaic Applications. Unter Mitarbeit von Izumi Kaizuka. Hg. v. IEA PVPS. IEA. Paris.
- Michael Axmann (2015): Photovoltaikanlagen auf Deponien. Hg. v. Bayrisches Landesamt für Umwelt. Augsburg.
- Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen (2014): Photovoltaik auf Deponien - technische und rechtliche Grundlage.
- NREL (Hg.) (2016): Rooftop Solar Photovoltaic Technical Potential in the United States: A Detailed Assessment. Unter Mitarbeit von Robert Margolis Pieter Gagnon.
- ÖBB Holding: ÖBB, 2016 – Geschäftsbericht „Immer in Bewegung“. In: Immer in Bewegung, Bd. 2016.
- Österr. Nationalbank (Hg.) (2018): Verschuldung der privaten Haushalte in Österreich. Statistiken - Sonderheft. *Statistiken - Daten und Analysen* 2018. Wien.
- Österr. Normungsinstitut (2015): ÖNORM B 3417 - Planung und Ausführung von Sicherheitsausstattungen auf Dächern. ÖNORM B 3417, vom 15.12.2015 2015.
- Peters Wolfgang (2015): Räumlich differenzierte Flächenpotentiale für erneuerbare Energien in Deutschland. Hg. v. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), Berlin (BMVI Online Publikation).
- Preugschas, Seeger (2018): Haftungsrisiken bei Konversionsflächen zu groß. In: *pv magazin* 2018, 2018.
- Putschögl Martin (2018): Einfamilienhäuser verbrauchen Energie und Boden. In: *Der Standard* 2018, 13.12.2018 (13.12.2018).
- PV Austria (Hg.) (2019): KONZEPT: 100.000 Dächer- und Speicherprogramm als Beitrag zu 100% erneuerbarem Strom. Unter Mitarbeit von Österr. Technologieplattform Photovoltaik.
- Quaschnig Volker (2000): Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert. Düsseldorf.
- Ram, Breyer et al. (2019): GLOBAL ENERGYSYSTEM BASED ON 100%RENEWABLE ENERGY. Unter Mitarbeit von Ram M., Bogdanov D., Aghahosseini A., Gulagi A., Oyewo A.S., Child M., Caldera U., Sadowska K., Farfan J., Barbosa LSNS., Fasihi M., Khalili S., Dalheimer B., Gruber G., Traber T., De Caluwe F., Fell H.-J., Breyer C. Global Energy System based on 100% Renewable Energy –Power, Heat, Transport and Desalination Sectors. Study by Lappeenranta University of Technology and Energy Watch Group, Lappeenranta, Berlin, March 2019. Hg. v. LUT & Energy Watch Group. Lappeenranta 2019.
- Seidl Roman et al. (2018): Photovoltaik-Ausbaupotential im Versorgungsgebiet Wien Netz – Plausibilitätscheck. Endergebnisse. Unter Mitarbeit von Gregori Stanzer, Erich Dallhammer, Julian Joks, Raffael Koscher. Hg. v. ÖIR.
- Spaes, Joel (2020): Frankreich: Ausschreibung für gewerbliche Photovoltaik-Dachanlagen erneut unterzeichnet. In: *pv magazin* 2020.
- Stanzer Gregori (2010): Regio Energy. Regionale Szenarien erneuerbarer Energiepotenziale in den Jahren 2012/2020. Unter Mitarbeit von Stephanie Novak, ÖIR, Wien (Projektleitung). Hg. v. Klima- und Energiefonds. Wien.
- Streicher (2010): Energieautarkie für Österreich 2050. Feasibility Study. Unter Mitarbeit von Schnitzer, Haas, Oblasser, Steininger,... Hg. v. Klimafonds. Wien.

- Tietz, Andreas (2019): Inanspruchnahme von Landwirtschaftsfläche durch Photovoltaik-Freiflächenanlagen 2015 bis 2018. Thünen Working Paper 123. Hg. v. Thünen Institut. Braunschweig (Thünen Working Paper, 123).
- Umweltbundesamt (2015): Klima-Zielpfadrechner. Hg. v. Umweltbundesamt.
- Umweltbundesamt (2019): Flächeninanspruchnahme. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.at/umweltsituation/raumordnung/rp_flaecheninanspruchnahme/.
- Vincent Rits et al. (2007): Die Energieperspektiven 2035 – Band 5. Analyse und Bewertung des Elektrizitätsangebotes. Eidgenössisches Departement für Anlayse und Bewertung des Elektrizitätsangebotes, 2007.
- Vogl Bernd (2015): Nutzung von Freiflächen für Photovoltaik- und SolarwärmeAnlagen. Leitfaden. Unter Mitarbeit von Andrea Kinsperger Eva Dworak. Hg. v. MA 20. Wien.
- Wilk (2010): 1 MW Photovoltaikkraftwerk Oberösterreich. 11.Symposium Energieinnovation, TU Graz. Energie AG. Stefan Pointner. Graz, 2010. Online verfügbar unter https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2010/files/pr/PR_Wilk.pdf, zuletzt geprüft am 28.10.2019.
- Wirth, Harry (2019): Aktuelle Fakten zur Photovotlaik in Deutschland. Hg. v. Fraunhofer ISE. Freiburg i.B.

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildungen:

- Abbildung 1: Erforderlicher Ausbau der wesentlichsten Erneuerbaren Stromerzeugungsarten bis 2030 in Österreich; Quelle: Österreichs Energie
- Abbildung 2: Potentialermittlung (Eigene Darstellung)
- Abbildung 3: PV Potentiale an Gebäuden in Österreich in TWh aus unterschiedlicher Literatur
- Abbildung 4: Solarpotentialermittlung Quelle: Stadtvermessungsamt Graz
- Abbildung 5: Reduktionsfaktoren aufgrund Abweichung von optimaler Orientierung und Neigung
- Abbildung 6: National Renewable Energy Laboratory (NREL), Colorado, U.S.
- Abbildung 7: Gebäudeverteilung Bestand 2011 – Quelle: Statistik Austria
- Abbildung 8: Gebäudeverteilung Neubauten 2012-2018 – Quelle: Statistik Austria
- Abbildung 9: Einfamilienhaus aus Google-Maps und entsprechende Darstellung im Grazer Solarkataster
- Abbildung 10: Planungsgrundlagen, Quelle: Allgemeine Unfallversicherungsanstalt 10/2010, Bzw. ÖNORM B3417, (Österr. Normungsinstitut 2015)
- Abbildung 11: Stromkostensumme eines Haushaltes mit PV Anlage über 20 Jahre in Abhängigkeit der Größe einer PV Anlage
- Abbildung 12: Sensenschmiede, Umweltbundesamt
- Abbildung 13: PV Potentiale im Gebäudesektor in TWh bis 2030 unterteilt in theoretisch/physikalische, wirtschaftliche und tatsächlich realisierbare Potentiale basierend auf dem Gebäudebestand 2018 und zu erwartenden Zubau bis 2030
- Abbildung 14: Flächen der Deponien: Summe aus Altlasten, sowie gesicherten und sanierten Deponien in den Bundesländern (Quelle: Altlasten-Atlas, Umweltbundesamt 2019)
- Abbildung 15: Flächenbedarf auf Freiflächen, Quelle: Beer Andreas, 2019 - AlpEnForCe Sommertagung| Zürich, 18. Juni 2019
- Abbildung 16: Solarpark Mooshof, 4.5 MW an der Eisenbahnlinie Singen-München
- Abbildung 17: Varianten der agrarischen Photovoltaiknutzung
- Abbildung 18: bifaciale Module in Donaueschingen –
- Abbildung 19: AGRO PV Versuchsanlage in Heggelsbach
- Abbildung 20 Agro PV Anlage – Technische Skizze EWS Sonnenfeld, Quelle. Joachim Payr, Fa. EWS
- Abbildung 21 Agro PV Anlage – EWS Sonnenfeld, Quelle. Joachim Payr, Fa. EWS
- Abbildung 22: 2.7 km langer Lärmschutz an der deutschen A3 nahe Aschaffenburg
- Abbildung 23: Abbildung 23: links: Carports, Foto: HSH Holz die Sonne ins Haus" © „HSH", PV Module: Fa. Kioto., rechts: Parkplatzüberdachung Hellweg Foto: © ertex solar, Dieter Moor
- Abbildung 24: Erforderliche Nutzungsarten bis 2030 (eigene Darstellung)
- Abbildung 25: Floating PV Anlage am Lac des Toules, CH, Quelle: Walliser Bote
- Abbildung 26: PV Dachgarten an der Boku, Quelle: FFG-Projekt - PV-Dachgarten – Innovative Systemkonzepte für den Strom erzeugenden Dachgarten der Zukunft
- Abbildung 27: Lernkurve der Photovoltaik mit Trend zur 25%igen Preisreduktion jeweils bei Verdoppelung der kumulierten installierten Leistung am Weltmarkt.
- Abbildung 28: Entwicklung der typischen Systempreise von 5kWp PV Anlagen pro kWp. Quelle: (Biermayr et al. 2019)
- Abbildung 29: Beteiligte Branchen im PV Bereich, Quelle: (Fechner H. et al. 2013)
- Abbildung 30: Wertschöpfung bis 5kWp Pv Anlagen, Quelle Marktstatistik: Innovative Energietechnologien – Marktbericht (Biermayr et al. 2019)

Tabellen:

- Tabelle 1: Regionalinformation 31_12_2018 Anzahl und Flächen im Österr, Bundesgebiet
- Tabelle 2: Dachflächen in Österreich je Kategorie
- Tabelle 3: Potentialermittlung: Zusammenstellung der Kategorien aus Katasterwerten
- Tabelle 4: Gebäudepotential: Von physikalisch/theoretischen zu technischen Potentialen (Angaben in TWh)
- Tabelle 5: Gesamtübersicht über Faktoren der Potentialreduktion
- Tabelle 6: Gebäudepotentiale: Von physikalisch/theoretischen zu technischen Potentialen (Angaben in TWh)
- Tabelle 7: Gebäudepotentiale: Von physikalisch/theoretischen zu wirtschaftlichen Potentialen (Angaben in TWh)
- Tabelle 8: Gebäudepotentiale: Von physikalisch/theoretischen zu wirtschaftlich/sozialen Potentialen (Angaben in TWh)
- Tabelle 9: PV-Potentiale - Zusammenfassung
- Tabelle 10: Kosten je Flächenkategorie, Quelle: (Biermayr et al. 2019) und eigene Schätzung
- Tabelle 11: Ausschreibungen für PV Anlagen 2019 in Deutschland. Quelle: Bundesnetzagentur 2019

Anhang 1 Solarkataster

Solarkataster: Sie bieten einen Überblick über für Solaranlagen geeignete Dachflächen. Grundlage der Berechnungen sind meist Geodaten, die von Flugzeugscans ermittelt werden. Die Informationen, die gesammelt werden, betreffen Ausrichtung, Neigung und Verschattung jedes Daches. Wird dann noch der Sonneneinstrahlungswert dazu genommen, kann ermittelt werden, wie hoch die Eignung jedes einzelnen Daches zur Nutzung der Sonnenenergie ist. Die Strahlungsdaten liegen entweder kategorisiert (sehrgut/gut/geeignet/...Graz, Wien) oder in Absolutwerten (z.B. Innsbruck) vor. Die Berechnung der PV Erträge aus den Strahlungswerten erfolgt überdies sehr unterschiedlich. Solarkataster liegen für folgende Bundesländer bzw. Regionen vor: (kein Anspruch auf Vollständigkeit)

- Wien (Luftbildfliegung 2013, Fa. Laserdata)
- Kärnten (Fa. Laserdata)
- Tirol inklusive Innsbruck (Fa. Laserdata)
- Salzburg (Fa. Laserdata)
- Alle Burgenländischen Gemeinden
- Steiermark (Solardachkataster), Graz
- Gleisdorf (als pdf)
- für St. Pölten, Klosterneuburg (Fa. Laserdata)
- und Baden
- Oberösterreich (DORIS) und Mondseeland (Fa. Laserdata)
- Vorarlberg (Fa. Laserdata)

Typischerweise finden sich in den Solarkatastern auch Auswertungen, die von der Solarstrahlung auf eine PV Potential für das Einzelgebäude hochrechnen. Diese sind jedoch wie bereits oben angedeutet - äußerst kritisch zu sehen: **Wirkungsgradangaben nicht immer nachvollziehbar:** Die bei den angebotenen PV Auswertungen gewählten System- bzw. Modul- und Wechselrichterwirkungsgrade sind im Allgemeinen nicht bekannt bzw. nachvollziehbar; Hinterliegende Berechnungen (Annahmen zu Systemwirkungsgraden der PV, Annahmen zu Flächenrestriktionen, etc.) sind oft nicht bzw. nur auf Anfrage und dann oft nur unzureichend ermittelbar.

Aus Solarpotentialkatastern können generell räumlich weit übergreifende Dachflächenpotentiale nicht direkt abgeleitet werden, eine Aufsummierung über bis zu 10 gescannte Flächen bzw. Gebäude (Wien, Innsbruck) bzw. 300 Gebäude (Graz) ist möglich; Eine Zusammenstellung aus den Rohdaten für ganze Bundesländer liegt nicht vor. (persönliche Information Mag. Petrini-Monteferri, Fa. Laserdata GmbH am 11.9.2019).

Eine „Flächendeckende Nutzung“ wird angenommen: Die Fa. Solardata (Laserdata 2013), die Solarkataster für diverse Städte, Gemeinden und Regionen in Österreich erstellt hat, gibt als PV-Potential beispielsweise an: *„In den Berechnungen der Ertragspotenziale für Photovoltaik aus den Solarkatastern der Fa. Solardata (z.B. die Solarkataster für Tirol und Wien, etc...) enthalten sind: Modul- und Wechselrichterwirkungsgrade, Temperatureinfluss der Umgebung und Leitungsverluste. Die gewählten Parameter zur Berechnung der Ertragspotenziale sind an den Stand der Technik angelehnt, ersetzen jedoch eine Planung durch fachkundige Personen und Unternehmen nicht. Die Ergebnisse beinhalten eine flächendeckende Nutzung der gewählten Gebäudedachflächen ohne Aufständigung.“* (Laserdata 2013)

Anhang 2 Flächenfaktoren

Begründung der gewählten Flächenfaktoren:

Werte aus Solarkatastern gehen von einer unrealistisch vollflächigen (ebenen) Belegung bis zur Dachkante aus.

Für Flachdächer: In der Literatur findet sich: 1kWp (8m² Modulfläche) benötigt 18m² Flachdachfläche (Günnewig 2007) (Faktor: 0,44)

- Werte für die Installation von 1kWp zwischen 13 m² (0,61) (Allgemeine Unfallversicherungsanstalt 10/2010; BH+W Prognos 2017) und 40 m² (0,2) werden angegeben. (Günnewig 2007)

- PV Sol Simulationen ergeben beispielsweise: 30 kWh/m²a (0,24) auf dem unverschatteten Flachdach in Blumau Neurißhof (Glasl et al. 2019) – aus Laserdaten lbk: 43 kWh/m² (Korrektor lbk 10% höher als Wien...: ergibt 39 kWh/m² - oder Flächenfaktor 0,31)

Als typischer Wert für Flachdächer wird somit ein Flächennutzungsfaktor von 0,45 angenommen.

Anmerkung: Dieser Wert kann bei idealer Anordnung weit übertroffen werden (halber Platzbedarf), aber manchmal ist auch wesentlich mehr Dach-Fläche erforderlich: Muss man beispielsweise aufgrund der Orientierung des Gebäudes zu einer Ecke ausrichten, benötigt man wesentlich mehr Fläche, als wenn man zu einer langen Seite aufständern kann. Hat das Gebäude überdies eine Blitzschutzanlage, sind weitere Abstände einzuhalten. Erfasst wurde bei der Solarkatastererhebung von Laserscan: Haustechnikinstallationen, Aufzüge, Terrassen, Nutzung für andere Zwecke – Begrünung, Dachflächenfenster sowie die Abschattung aufgrund einer Horizontüberhöhung bzw, aufgrund von Nahverschattung. Nicht erfasst wurden hingegen notwendige Randabstände, Absturzsicherungsabstände.

Durch den Rückgang der Modulpreise ist mittlerweile auch eine Ost-West-Belegung sinnvoll geworden. Der spezifische Ertrag ist dadurch geringer, der maximal erzielbare Gesamtertrag aber deutlich höher. Auch das Erzeugungsprofil (morgens/abends) passt meist besser zum Verbrauch. Typische Aufständungen liegen hier bei oft nur 10-15 Grad wodurch auch die gegenseitige Abschattung gering ist und der Reinigungseffekt noch ausreichend.

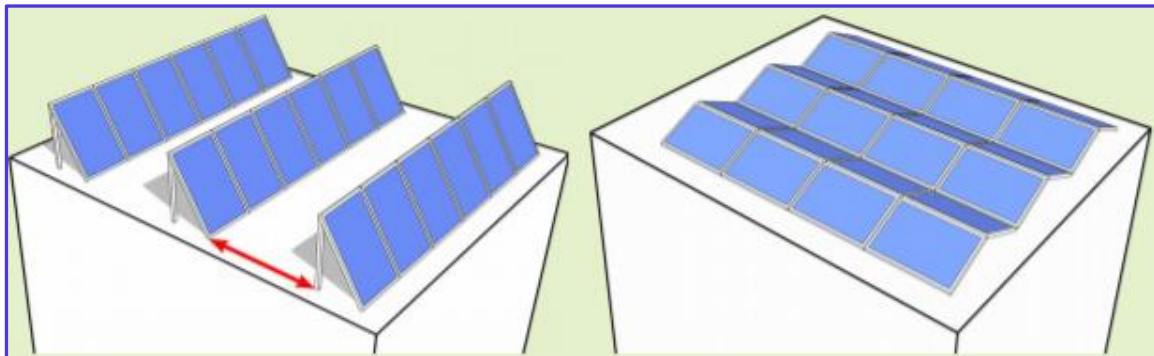


Abbildung A1: Beispiel: Sie links dargestellte Südausrichtung ermöglicht 18 Module, die flache Belegung in Ost-West-Ausrichtung ermöglicht 24 Module. Laut Anlagenerrichtern werden aktuell auf Flachdächern bis zu 85% aller Anlage in O-W Ausrichtung errichtet. (Quelle: persönliche Mitteilung Nikko PV).

Bei anderen Gewerbe/Industriedächern abseits von Hallen ergeben sich oft schwierige Dachsituationen (Aufbauten, Klimateinrichtungen, Aufzugschächte, Antennen, etc...) was den Gesamtabschattungsfaktor bei Gewerbe/Industriebauten von 0,45 rechtfertigt.

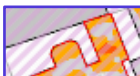
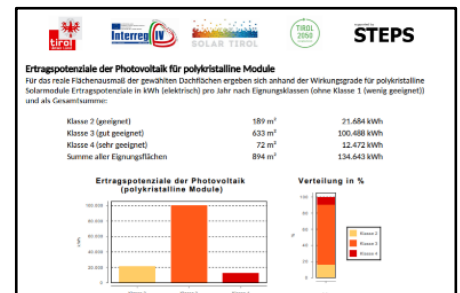
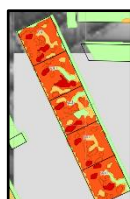
	Teilprojekts (Bauabschnitt) Adresse 4., Erdgeschoss 8 Baubeschreibung Teilprojekts (Bauabschnitt) Teilabschnitt (Bauabschnitt) 1000 m ² Planung der Garstellfläche in m ² 100 m ² 217 m ² Ertrag der Garstellfläche in kWh pro Jahr (berechnet) 177 122 kWh elektr. Solarstrom 240 235 kWh elektr. Ertrag der Garstellfläche in kWh pro Jahr (berechnet) 177 122 kWh elektr. 240 235 kWh elektr. Ertrag der Garstellfläche in kWh pro Jahr (berechnet) 177 122 kWh elektr. 240 235 kWh elektr.
---	--

Abbildung A3: Solarpotentialkataster Stadt Wien



Für Ein- und Zweifamilienhäuser wird ein Flächennutzungsfaktor von 0,7 angenommen. Gründe dafür sind erforderliche Randabstände, diverse Dachfenster, Giebel, Rauchfänge, bestehende oder geplante solarthermische Anlagen etc...

Anhang 3 Details zu anderen PV-Potentialstudien (Ergänzungen zu Kapitel 2)

➤ **OIR Studie:** In dieser Studie, die zu recht hohen Potentialeinschätzungen kommt, werden folgende Voraussetzungen getroffen:

- Die Verschattung von Dächern wird vernachlässigt.
- Dächer sind im Südsektor (das sind 50% der Dachfläche) immer nutzbar. (vgl. Nordrhein-Westfalen nimmt 25% als nutzbar an)
- Fassaden sind im Südsektor (das sind 50% der nutzbaren Nettofassadenfläche) immer nutzbar. (zum Vergleich: Vgl. Quaschnig nimmt nur 3% der Fassadenfläche als nutzbar an, Kaltschnitt 6,5%)
- Die Verschattung der nutzbaren Nettofassadenfläche (Fenster und Türen werden berücksichtigt) im Südsektor wird mit 25% angenommen.
- Die maximale Ausnutzung der verschattungsfreien Nettofassadenflächen wird mit 90% angenommen.
- Die maximale Ausnutzung der nutzbaren Nettodachflächen wird mit 90% angenommen.

(Stanzer Gregori 2010)

Überdies wird in der Regio-Energie Studie aus dem Jahre 2010 (Stanzer Gregori 2010) das Solarthermie-Potential vergleichsweise hoch eingeschätzt: Der seither stattgefundene massive Rückgang der Solarthermie Neuinstallationen von 356.000 m² Jahresinstallation 2009 auf nur mehr 99.000 m² 2018 macht jedoch die damalige Fehleinschätzung nachvollziehbar.

„Die Berechnung des reduzierten technischen Potenzials unterscheidet sich von der Berechnung des technischen Potenzials der Photovoltaik im Wesentlichen durch die Berücksichtigung der Flächenkonkurrenz zur Solarthermie. Es wurde hierbei pragmatisch den beiden Technologien jeweils 50% der nutzbaren Flächen an Gebäuden zugerechnet“ Quelle: <https://regioenergy.oir.at/photovoltaik/reduziertes-technisches-potenzial>

➤ **Industries-Energieinfrastruktur für 100% Erneuerbare in der Industrie** (Geyer Roman et a. 2019)
8 TWh (bei 50% Fläche für Solarthermie – 16 TWh ohne Solarthermie). Diese Studie bezieht sich im Wesentlichen auf das Projekt „renewables4Industry“ und kommt auf ein – auf Bundesländer aufgeschlüsseltes Gesamt-PV Potential von 32,7 TWh, wobei die Steiermark und Tirol mit jeweils etwa 5,8 TWh vor Kärnten (5,5 TWh) und Niederösterreich (4,5 TWh) an der Spitze liegen und Wien mit einem PV-Gesamtpotential von 0,758 TWh das Schlusslicht bildet.

Interessant ist hier das Dachflächenpotential, das mit 8,189 GW aus Daten wie in der hier im Projekt als Vergleichsbasis erstellten Solarkatasterauswertung angegeben wird. Für die Berechnung des PV-Potenzials der Gebäudehülle wurde ein eigener Ansatz gewählt. Analog zu (Streicher et al. 2010) wird nur etwa die Hälfte der verfügbaren Fläche für PV-Module und der Rest für Solarthermie verwendet, da hier in dieser Studie der Solarthermie nur minimale weitere Flächen zugeordnet werden (2% des Potentials) – würde sich in dieser Studie das Dachflächenpotential für PV sehr ähnlich mit etwa 16 TWh darstellen. (vgl. 14 TWh in der hier vorliegenden Studie)

➤ In „**Energiesysteme. Regenerativ und dezentral**“ hat Prof. Günther Brauner das PV-Potenzial der Gebäudehüllen für das Jahr 2050 mit 31 GW beziffert. (Brauner 2016) ; das würde in grober Näherung (1000GWh/GMWp) 31 TWh bedeuten, womit es bei Annahme eines deutlich wachenden Gebäudebestandes bis 2050 in etwa bei der IEA Annahme von 2002 liegt. (Brauner 2016)

➤ **Erste Veröffentlichungen zu Dachflächenpotentialen finden sich in der Schweiz:**

Das Photovoltaik-Potential im Gebäudepark der Stadt Zürich, Marcel Gutschner, Stefan Nowak, Oktober 1998

Auf 100 m² Stadtzürcher Gebäudegrundfläche kommen rund 25 m² Dachfläche mit dem hohen Ertragskriterium von 0,9 oder 45 m² Dachfläche mit dem Ertragskriterium von zumindest 0,8. Eine direkte Umrechnung auf ein gesamtösterreichisches Potential ist hier nicht sinnvoll da nur die städtische Struktur von Zürich berücksichtigt wurde. (Gutschner 1998)

Anhang 4 Bandbreite der Ergebnisse

Im Folgenden soll die mögliche Bandbreite der Ergebnisse bei den Gebäudepotentialen beleuchtet werden: Unschärfe besteht vor allem bei folgenden Parametern:

- Wahl der geeigneten Flächen: Auswahl von Azimuth- und Neigungsbereichen (Abb. 4): Die ermittelten Solarpotentiale aus dem Solarkataster beruhen ausschließlich auf gut und sehr gut geeigneten Flächen mit mindestens 85% der möglichen Maximaleinstrahlung. Durch Heranziehung dieser beiden Flächenkategorien werden etwa 75% des gesamten Strahlungspotentials auf die Dachflächen adressiert. Eine Erweiterung auf weitere Flächen würde das Potential noch um maximal 25% vergrößern können, jedoch sind diese Flächen von deutlich höherer Unwirtschaftlichkeit gekennzeichnet, im Extremfall werden Flächen genutzt, wo es zu keiner energetischen Amortisation in der Lebensdauer der Module mehr kommt (z.B. Nordfassade). Das gewählte Kriterium wird daher als sinnvoller Rahmen betrachtet. Gebäude, die Photovoltaik an allen Außenteilen nutzen werden vor allem aus architektonischen Gründen umgesetzt. Als Beispiel kann das Solaris Mehrfamilienhaus in Zürich dienen, das alle Fassaden- und Dachteile als PV Fläche verwendet. Da abseits der gut geeigneten Flächen teils auch wesentlich geringere Flächenenerträge zu verzeichnen sind, kann daher mit einer Unschärfe von max. +10% gerechnet werden.



Abbildung A8: Solaris Gebäude, Zürich, Huggenberger-Fries, Foto: H.Fechner

- Anzahl der ausgewählten Objekte für die Bestimmung des mittleren PV Potentials pro Kategorie: Die Bestimmung beruhte auf 1918 Einzelobjekten in 3 Kategorien. (EFH/ZFH – MFH – Industrie/Gewerbe). Schon bei einer viel kleineren Anzahl erreicht der Mittelwert sehr genau die in der vollständigen Auswertung ermittelten Werte. Eine höhere Gebäudeanzahl würde daher keine entscheidend bessere Genauigkeit bringen.
- Festlegung der Flächenfaktoren (Kap 5.2.): Die Festlegung der Flächenfaktoren, d.h. die Abweichung zwischen einer vollflächigen Belegung der geeigneten Flächen und der technischen Möglichkeit, diese tatsächlich mit Modulen zu bestücken (ohne Beachtung der Statik), weist jedenfalls eine gewisse Unschärfe aus: Die Faktoren werden in Anhang 2 ausführlich diskutiert. Eine Abweichung von jeweils +/- 15% sollte jedoch Beachtung finden.
- Dachflächen, Gebäudeanzahl: Diese Angaben wurden von Statistik Austria übernommen und weisen nur die Unschärfe typischer statistischer Erhebungen auf. Kleinstgebäude wurden nicht berücksichtigt.
- Bei den technischen Abschichtungsfaktoren (Statik, gebäudetechn. Ausrüstung, Denkmalschutz, ...) wurde auf qualifizierte Literatur bzw. auf Aussagen von ExpertInnen zurückgegriffen. Eine Bandbreite bei diesen Aussagen von +/- 10% sollte Beachtung finden. Die wirtschaftlichen Abschichtungsfaktoren (Geringerdimensionierung, Kosten, Tarife, ...) wurden überwiegend aus den aktuellen Rahmenbedingungen abgeleitet, es bedarf dabei keiner speziellen Bandbreitenerweiterung.
- Die sozial/ökologischen Faktoren wurden teilweise aus wiss. Literatur abgeleitet, teilweise nach persönlicher Einschätzung. Eine Bandbreite von +/-10% sollte Beachtung finden.

Gesamt ist daher von einer Bandbreite der technischen Gebäude-Potentiale von +35%...-25% auszugehen. D.h. technisches Potential: 10 bis 18 TWh... bei den realisierbaren Potentialen von +45% bis -35% d.h.: 2,6 bis 5,8 TWh.

Anhang 5 Photovoltaik in den Bau- und Raumordnungen der Länder und aktuelle Entwicklungen

Grundsätzlich können Photovoltaikanlagen zumindest folgenden Gesetzen und Regelwerken unterliegen:

- Baugesetzen bzw. Baupolizeigesetzen
- Landeselektrizitätsgesetzen (Landes EIWOGs)
- Raumordnungsgesetzen
- Naturschutzgesetzen
- Gewerbeordnungen
- Spezielle Photovoltaik Verordnungen der Länder
- TOR-Erzeuger (Bundesweit)
- TAEV - Technischen Anschlussbedingungen für den Anschluss an öffentliche Versorgungsnetze mit Betriebsspannungen bis 1000 Volt – Ausführungsbestimmungen für jedes Bundesland

Aufgrund des förderalistischen Ansatzes in Österreich gibt es daher eine hohe Diversität, was diese Regelungen betrifft. Vielfach ist es nicht klar, ob- und welchen Regelungen eine geplante Anlage unterliegt, was oft zu hohem Zeitaufwand aber auch zu oft nicht unerheblichen Bearbeitungsgebühren bzw. Behördenabgaben führt.

Die wesentlichsten aktuellen Regelungen aus den Bau- und Raumordnungsgesetzen der Bundesländer werden im Folgenden dargestellt, wobei kein Anspruch auf Vollständigkeit bzw. absoluter Letztaktualität gegeben sein kann.



Burgenland:

Unter das Burgenländische Baugesetz von 1997 – Änderung 2019 - fallen nicht: Sonnenkollektoren und Photovoltaikanlagen bis 10 kW Engpassleistung, die bei Gebäuden der Gebäudeklasse 1, 2 und 3 parallel zu Dach- oder Wandflächen auf diesen aufliegen oder in diese eingefügt sind. Baubewilligung ab 10kW notwendig.

Keine Erwähnung von PV im burgenländischen Raumplanungsgesetz



Kärnten

Kärntner Bauverordnung 1996 – Änderung 2018

Keiner Baubewilligung bedürfen: Photovoltaikanlagen „in die Dachfläche integrierte oder unmittelbar parallel dazu montierte Sonnenkollektoren und Photovoltaikanlagen bis zu 40 m². Keine Erwähnung von PV im Kärntner Raumplanungsgesetz; Kärntner Photovoltaik Verordnung von 2013: Freistehende PV Anlagen dürfen auf Gewerbe-Industriegebiet errichtet werden oder auf Grundflächen, die im Flächenwidmungsplan als „Grünland – Photovoltaikanlage“ gewidmet sind.



Niederösterreich

NÖ Bauordnung 2014:

Folgende Vorhaben sind der Baubehörde schriftlich anzuzeigen: ...die Aufstellung von Photovoltaikanlagen mit einer Engpassleistung von mehr als 50 kW (ausgenommen auf Gebäudedächern) im Grünland im Hinblick auf die Übereinstimmung mit dem Flächenwidmungsplan;

Anzeigespflichtig sind weiters: Vorhaben in Schutzzonen und erhaltungswürdigen Altortgebieten sowie in Gebieten, in denen zu diesem Zweck eine Bausperre gilt (§ 30 Abs. 2 Z 1 und 2 sowie § 35 des NÖ Raumordnungsgesetzes 2014, LGBl. Nr. 3/2015 in der geltenden Fassung): jeweils im Hinblick auf den Schutz des Ortsbildes (§ 56) - die Aufstellung von thermischen Solaranlagen und von Photovoltaikanlagen oder deren Anbringung an Bauwerken ...

§ 17 Bewilligungs-, anzeige- und meldefreie Vorhaben sind jedenfalls: die Aufstellung von Photovoltaikanlagen oder deren Anbringung auf Dächern, soweit sie nicht § 15 Abs. 1 Z 2 lit. e oder Z 3 lit. b unterliegen,

NÖ Raumordnungsgesetz 2014 – Änderung 2018:

Das Grünland ist entsprechend den örtlichen Erfordernissen und naturräumlichen Gegebenheiten in folgende Widmungsarten zu gliedern:

...Photovoltaikanlagen: Flächen für eine Anlage oder Gruppen von Anlagen zur Gewinnung elektrischer Energie aus Photovoltaik (ausgenommen auf Gebäudedächern), wenn die Anlage oder Gruppen von Anlagen, die in einem räumlichen Zusammenhang stehen, eine Engpassleistung von mehr als 50 kW aufweisen; erforderlichenfalls unter Festlegung der beanspruchten Flächen und/oder der zulässigen Anlagenarten. In einem räumlichen Zusammenhang stehen jedenfalls Anlagen auf einem Grundstück oder auf angrenzenden Grundstücken; ungeachtet dessen sind für die Beurteilung die Kriterien des Abs. 3c heranzuziehen.

Bei der Widmung einer Fläche für Photovoltaikanlagen ist insbesondere auf den Schutz des Orts- und Landschaftsbildes, die Erhaltung hochwertiger landwirtschaftlicher Produktionsflächen sowie die Vermeidung einer Beeinträchtigung des Kraftfahrzeugs- und Luftverkehrs Bedacht zu nehmen.

Photovoltaikanlagen dürfen nur auf solchen Flächen errichtet werden, die als Grünland-Photovoltaikanlagen gewidmet sind.



Oberösterreich

Oö Bauordnung 1984 – letzte Änderung LGBl.Nr. 44/2019

Photovoltaikanlagen bis 200 kW installierter Engpassleistung, die nach dem oö. Elektrizitätsrecht (Oö. ElWOG 2006) bewilligungs- und anzeigefrei sind, sind zum Teil baurechtlich anzeigepflichtig bei der Standortgemeinde gemäß der Oö. Bauordnung 1994 (Oö. BauO 1994; LGBl. Nr. 66/1994 in der Fassung LGBl. Nr. 95/2017). Diese baurechtliche Anzeigepflicht gemäß § 25 Abs. 1 Ziffer 7a lit. a und b Oö. BauO 1994 bei der Standortgemeinde gilt nur für Photovoltaikanlagen bis 200 kW, soweit sie frei stehen und ihre Höhe mehr als 2 m über dem künftigen Gelände beträgt oder soweit sie an baulichen Anlagen angebracht werden und die Oberfläche der baulichen Anlage um mehr als 1,5 m überragen.

Oö Raumordnungsgesetz von 1993 – Änderung 2015

Nicht im Bauland errichtet werden dürfen freistehende Photovoltaikanlagen mit einer Nennleistung von mehr als 5 kW...Ausgenommen von diesem Verbot sind ... frei stehende Photovoltaikanlagen gemäß Z 2 in Zuordnung zu Betrieben in den Baulandkategorien gemäß § 22 Abs. 6 und 7 sowie § 23 Abs. 4 Z 3. (Anm: [LGBl. Nr. 69/2015](#))

§ 30a Sonderausweisung für ... Photovoltaikanlagen

Über § 30 Abs. 5 erster Satz hinaus dürfen freistehende Photovoltaikanlagen ... im Grünland nur errichtet werden, wenn im Flächenwidmungsplan eine entsprechende Sonderausweisung die Errichtung zulässt. Davon ausgenommen sind freistehende Photovoltaikanlagen mit einer Nennleistung bis 5 kW. (Anm: [LGBI. Nr. 69/2015](#))

Bewilligungspflicht nach Naturschutzrecht für Anlagen > 500m²



Salzburg

Die wesentlichen Gesetze, die bei der Errichtung von Photovoltaikanlagen in Salzburg zu beachten sind.

- Salzburger Baupolizeigesetz 1997 – BauPolG
- Salzburger Landeselektrizitätsgesetz 1999 – LEG (Anzeigepflicht zwischen 100 und 500kW, Bewilligungspflicht > 500kW)
- Salzburger Raumordnungsgesetz 2009 – ROG 2009
- Salzburger Naturschutzgesetz 1999 - NSchG - nur in Schutzgebieten
- Gewerbeordnung 1994 – GewO 1994 – Genehmigung oder Anzeige ist erforderlich, wenn eine Eignung zur Gefährdung bzw. Beeinträchtigung der in § 74 Abs 2 GewO 1994 genannten Schutzinteressen (z.B. Leben, Gesundheit, Eigentum, Beeinträchtigungen, ...) vorliegt.

Salzburger Raumordnungsgesetz 2009 – Änderung 2019 bzw. Baupolizeigesetz

Eine bewilligungsfreie Errichtung von Solaranlagen ist - ohne Größenbeschränkung - zulässig, wenn sie in die Dachkonstruktion integriert sind oder einen Abstand von der Dachfläche von höchstens 30 cm aufweisen. Gleiches gilt für die Aufständigung der Module auf der Dachfläche, wenn die gedachte Umrissfläche nach § 57 Abs. 3 Raumordnungsgesetz, die in einem 45 Grad Winkel ab oberster Traufkante angelegt wird, nicht überschritten wird. Solaranlagen können auch in die Außenwände (Fassaden) bewilligungsfrei eingefügt oder an den Fassaden mit einem Abstand bis höchstens 30 cm angebracht werden. Der baurechtliche Mindestabstand zu Nachbarn darf jedoch nicht unterschritten werden. Von dieser Bewilligungsfreistellung sind Anlagen ausgenommen, die in Ortsbildschutzgebieten oder in Schutzgebieten nach dem Salzburger Altstadterhaltungsgesetz errichtet werden bzw. in Gebieten, in denen der Bebauungsplan oder die Bauplatzerklärung Bestimmungen zur äußeren architektonischen Gestaltung von Bauten enthält. In jedem Fall ist das Vorhaben vor Baubeginn der Gemeinde schriftlich anzuzeigen.

Freistehende Photovoltaikanlagen, deren Kollektorfläche 200 m² überschreitet, sind im Grünland nur zulässig, wenn der Standort als „Grünland-Solaranlagen (GSA)“ ausgewiesen ist. Die Kollektorflächen von mehreren Photovoltaikanlagen sind zusammenzurechnen, wenn diese zueinander in einem räumlichen Naheverhältnis stehen (§ 36 Abs 1 Z 14a und Abs 7 ROG). Diese Photovoltaikanlagen unterliegen keiner baurechtlichen Bewilligungspflicht (§ 2 Abs 4 Z 3 BauPolG). Wenn der Standort nicht als „Grünland-Solaranlagen“ ausgewiesen ist, bedarf die Errichtung von Photovoltaikanlagen in frei stehender Aufstellung dann keiner baurechtlichen Bewilligung, wenn mit keinem Teil der Anlage gedachte Linien überragt werden, die ihre Ausgangspunkte im Abstand von 1 m von der Grundstücksgrenze haben und im Winkel von 45° zur Waagrechten ansteigen und die Kollektorfläche der Anlage 200 m² nicht überschreitet. Die Kollektorflächen von mehreren Photovoltaikanlagen sind zusammenzurechnen, wenn diese zueinander in einem räumlichen Naheverhältnis stehen (§ 2 Abs 4 Z 2 BauPolG).



Steiermark

Anzeigepflichtig: Solar- und Photovoltaikanlagen bis zu einer Kollektorfläche von insgesamt 100 m² und einer Höhe von über 3,50 m (Steiermärkisches Baugesetz)

Außerhalb der land- und/oder forstwirtschaftlichen Nutzung dürfen im Freiland Solar- und Photovoltaikanlagen bis zu einer Kollektorfläche von insgesamt 100 m² errichtet werden (Steiermärkisches Raumordnungsgesetz 2010, Fassung vom 20.12.2019)

In der Steiermark hat Wohnbaurat Johann Seiting (ÖVP) im Herbst 2019 ein Reformpaket für den Wohnungsbau vorgelegt. Er will damit auch dem Klimaschutz auf die Sprünge helfen. „Künftig wird das Kühlen von Gebäuden wesentlich mehr Energie verbrauchen als das Beheizen ebendieser. Der nächste Schritt wird eine Verpflichtung für Photovoltaik-Anlagen auf den Dächern von Neubauten sein“, so Seitingers Plan. Neubauten müssten daher künftig so gestaltet sein, dass pro Wohneinheit ein Kilowatt Photovoltaik-Leistung auf dem Dach installiert werden. Auch sei geplant, 50 Prozent der Dachflächen von Büro-, Gewerbe- und Industriegebäuden mit Photovoltaik-Anlagen auszustatten, um eine nachhaltigere Energiegewinnung zu erreichen. Supermärkte können so den auf dem Dach erzeugten Solarstrom zum Kühlen nutzen. Seine Vorschläge habe Seiting in enger Abstimmung mit dem SPÖ-Klubobmann Hannes Schwarz erarbeitet. Diese müssen jetzt aber noch in eine gesetzliche Form gegossen werden. Wann das passieren wird, ist aber noch nicht ganz klar. Quelle: Sandra Enkhardt, Photovoltaik-Magazin 17.9.2019

Im steierischen Landtag wurde zwar bereits Anfang November 2019 die Novelle des Baugesetz beschlossen und damit auch eine Anhebung der Grenze ab der PV-Projekte bewilligungspflichtig sind auf 50 kWp (darunter nur Anzeige). Diese Novelle tritt jedoch erst mit 1. Februar 2020 in Kraft. Folglich ist für die Antragstellung zur Tarifförderung ab 9. Jänner 2020 noch das aktuelle Baugesetz gültig. Dadurch gilt in der Steiermark die Anzeigepflicht für PV-Anlagen bis zu einer Kollektorfläche von insgesamt 100 m² und einer Höhe über 3,50 m sowie eine Bewilligungspflicht für PV-Anlagen die über dieser Grenze liegen (siehe Bauordnung § 20 & 21;



Tirol

Tiroler Bauordnung 2018:

§ 28 - Bewilligungspflichtige und anzeigepflichtige Bauvorhaben, Ausnahmen

...Anbringung oder Änderung von Sonnenkollektoren und Photovoltaikanlagen bis zu einer Fläche von 20 m², sofern sie in die Dachfläche integriert sind oder der Parallelabstand des Sonnenkollektors bzw. der Photovoltaikanlage zur Dachhaut an keinem Punkt der Dachfläche 30 cm übersteigt;

Tiroler Raumordnungsgesetz:

§ 41 –Freiland -Im Freiland dürfen errichtet werden:... Nebengebäude und Nebenanlagen mit Ausnahme von ... Photovoltaikanlagen mit einer Kollektorfläche von mehr als 20 m².

§ 47 Sonderflächen für land- und forstwirtschaftliche Gebäude und Anlagen

Photovoltaikanlagen, die keine Nebenanlagen zu land- und forstwirtschaftlichen Gebäuden sind, dürfen errichtet werden, wenn dies durch eine Festlegung im Flächenwidmungsplan zusätzlich zur Widmung als Sonderfläche für land- und forstwirtschaftliche Gebäude und Anlagen für zulässig erklärt worden ist. Solche Photovoltaikanlagen dürfen weiters nur errichtet werden, wenn sie in die Außenhaut der jeweiligen baulichen Anlage integriert werden

oder der Parallelabstand der Photovoltaikanlage zur Dach- bzw. Wandhaut an keinem Punkt der Außenfläche der Anlage 30 cm übersteigt.

Aktuell gibt es folgende Entwicklung:

Die Tiroler Hauseigentümer sollen in Zukunft Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von bis zu 250 Kilowatt ohne Baugenehmigung errichten dürfen. Der Landtag hat einen entsprechenden Antrag für eine Gesetzesnovelle verabschiedet. Jetzt liegt der Ball bei der Landesregierung. Mit einer Entschließung des Tiroler Landtages wird die Landesregierung in Innsbruck aufgefordert, das Raumordnungsgesetz und die Bauordnung so zu ändern, dass die Errichtung von Photovoltaikanlagen einfacher wird. Denn bisher müssen die Tiroler Hauseigentümer eine Baugenehmigung einholen, wenn sie eine Photovoltaikanlage mit einer Größe von mehr als 20 Quadratmetern errichten wollen. Wenn die Anlage das 1,5fache des Eigenbedarfs übersteigt, ist sogar eine Bewilligung auf Basis des Raumordnungsgesetzes notwendig. „Das ist ein Aufwand, den viele scheuen“, erklärt Martin Mayerl, umweltpolitischer Sprecher der Tiroler Volkspartei (VP) im Innsbrucker Landtag. Die Genehmigungspflicht soll fallen. Deshalb hat er zusammen mit Fraktionskollegen einen Antrag für eine Gesetzesänderung eingebracht, um die administrativen Hürden zu beseitigen. „Zukünftig sollen Photovoltaikanlagen über 20 Quadratmeter keine Baubewilligung mehr benötigen, sondern nur mehr anzeigepflichtig sein“, beschreibt Mayerl den Ansatz. „Auch das raumordnungsrechtliche Kriterium des Eigenbedarfs soll fallen. Für Anlagen auf Dachflächen bis 250 Kilowatt Leistung soll es künftig keine zusätzliche Widmung mehr brauchen.“ Solaranlagen mit einer Leistung von mehr als 250 Kilowatt sind ohnehin auf der Basis des Elektrizitätsgesetzes zu behandeln und damit kein Fall für die Bauordnung. Mit einer Änderung dieser Bauordnung und des Raumordnungsgesetzes muss sich die Landesregierung jetzt beschäftigen. Denn der Landtag hat den Antrag der VP-Fraktion am 6. Februar 2019 einstimmig angenommen. „Wenn wir die Tiroler zu Mitstreitern in der Energiewende machen wollen, dann muss die Politik für einen niederschweligen Zugang zu dieser Technologie sorgen“, fordert Mayerl. „Ich bin überzeugt, dass diese rechtlichen Vereinfachungen mithelfen werden, dass der Photovoltaikzug in Tirol weiter an Fahrt gewinnt.“
Quelle: Magazin Photovoltaik, 27.Februar 2019, Sven Ulrich



Vorarlberg

Baugesetz Vorarlberg 2001 - Änderung 2019

§20 (2) Die Anbringung von Solar- und Photovoltaikanlagen an bestehenden Bauwerken ist jedenfalls frei, sofern die Abstandsflächen und Mindestabstände eingehalten werden und

- a) die Anlage in die Dach- oder Wandfläche eingefügt oder in einem maximalen Abstand von bis zu 30 cm parallel zur Dach- oder Wandfläche angebracht wird und über diese nicht hinausragt; oder
- b) im Falle der Anbringung auf einem Flachdach der Dachüberstand maximal 1,2 m beträgt und der Abstand zum Dachrand mindestens der Höhe des Dachüberstandes entspricht.

Dies gilt nicht, soweit eine Verordnung der Gemeindevertretung nach § 17 Abs. 4 letzter Satz anderes bestimmt.

Weiters kann die Gemeindevertretung durch Verordnung für bestimmte Ortsteile, sofern dies zum Schutz des Orts- und Landschaftsbildes nach den Abs. 1 und 2 erforderlich ist, bestimmen, dass die Freistellung für Solar- und Photovoltaikanlagen nach § 20 Abs. 2 nicht gilt.



Wien

Bauordnung für Wien § 118. -(1) Bauwerke und all ihre Teile müssen so geplant und ausgeführt sein, dass die bei der Verwendung benötigte Energiemenge nach dem Stand der Technik begrenzt wird. Auszugehen ist von der bestimmungsgemäßen Verwendung des Bauwerks; die damit verbundenen Bedürfnisse (insbesondere Heizung, Warmwasserbereitung, Kühlung, Lüftung, Beleuchtung) sind zu berücksichtigen. In Neubauten von Wohngebäuden, in denen die Wärme für Heizung und Warmwasser nicht durch hocheffiziente alternative Systeme gemäß Abs. 3 bereitgestellt wird, sind, zusätzlich zu Verpflichtungen, die sich aus der Wiener Bautechnikverordnung 2015 ergeben, durch den Einsatz von Solarthermie oder Photovoltaik auf der Liegenschaft Netto-Endenergieerträge in Form von Wärme im Ausmaß von mindestens 10 vH des Endenergiebedarfs für Warmwasser bereitzustellen. Sofern eine solche Wärmebereitstellung aus Solarthermie oder Photovoltaik auf der Liegenschaft aus technischen Gründen nicht realisierbar ist, sind die vorgenannten Netto-Endenergieerträge in Form von Wärme durch Wärmerückgewinnungssysteme bereit zu stellen.

§60: Bei folgenden Bauvorhaben ist, soweit nicht die §§ 62, 62a, 70a oder 70b zur Anwendung kommen, vor Beginn die Bewilligung der Behörde zu erwirken: Die Anbringung von Photovoltaikanlagen an Gebäuden mit einem Fluchtniveau von mehr als 11 m.