NACHHALTIGwirtschaften

Technologie-Roadmap für Photovoltaik in Österreich

Besondere Berücksichtigung der Auswirkung auf die Bereiche
Gebäude/Städte
Industrie
Energieinfrastrukturen

H. Fechner
C. Mayr
A. Schneider
M. Rennhofer
G. Peharz

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

15/2016

bmvit

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

IMPRESSUM

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber:
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:
Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien
Leiter:
DI Michael Paula
www.NachhaltigWirtschaften.at

Gestaltung und Bildrechte:
Österreichische Technologieplattform Photovoltaik
Mariahilfer Straße 37–39, 1060 Wien
www.tppv.at

Fotos:
Seite 6, 9, 22, 28 // © ertex-solar, Ian Ehm

Grafik:
www.sophiewilhelm.com

Stand Juni 2016

TECHNOLOGIE-ROADMAP
FÜR PHOTOVOLTAIK IN ÖSTERREICH

MIT BLICK AUF EINE 100% ERNEUERBARE ENERGIEVERSORGUNG BIS 2050
MIT DEM ZWISCHENZIEL DER 100% ERNEUERBAREN STROMVERSORGUNG BIS 2030

HUBERT FECHNER
FH Technikum Wien

CHRISTOPH MAYR, ASTRID SCHNEIDER, MARCUS RENNHOFER
AIT - Austrian Institute of Technology

GERHARD PEHARZ
Joanneum Research

Wien, Juni 2016

Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie

VORWORT

JÖRG LEICHTFRIED
Bundesminister für Verkehr, Innovation und Technologie

Der Energieverbrauch unserer Wirtschaft und Gesellschaft und seine Auswirkungen auf das Weltklima stehen im Mittelpunkt der öffentlichen Diskussion. Klimawandel ist eine globale Herausforderung, Klimaschutz eine Verpflichtung für die Staatengemeinschaft und für jeden einzelnen Staat. Ganz wesentlich ist dafür, dass wir unser Energiesystem dekarbonisieren. Ein Meilenstein auf dem Weg dahin: Bis 2030 soll die Stromversorgung in Österreich zu 100 Prozent aus erneuerbaren Quellen stammen.

So groß die Herausforderung auch ist, so sind damit auch besondere Chancen in der Technologieentwicklung verbunden. Österreich ist in vielen Bereichen der Energieforschung und Energietechnologie führend. Das trifft nicht zuletzt auf die Photovoltaik zu, eine Branche, in der österreichische Unternehmen und Forschungseinrichtungen weltweit hervorragend positioniert sind. Hier wird praktisch unter Beweis gestellt, dass klimafreundliches Wachstum möglich ist.

Vieles deutet darauf hin, dass die Photovoltaik erst am Anfang einer dynamischen Entwicklung steht, die Kostendegression der vergangenen Jahre eröffnet dieser Technologie völlig neue Perspektiven. Solarstrom kann für das gesamte Energiesystem noch viel wichtiger werden.

Um diese Potentiale nutzen zu können, ist es wichtig, eine gemeinsame Perspektive zu haben. Damit wird es möglich, Entscheidungen auf den unterschiedlichen Ebenen in Wirtschaft und Politik zu akkordieren und auch zum richtigen Zeitpunkt entsprechende Rahmenbedingungen zu schaffen.

Der vorliegende erste Teil der Roadmap zeigt auf, welches Potential Photovoltaik in Österreich hat, mit besonderem Augenmerk auf Industrien, Gebäude- und Stadtentwicklung sowie Energieinfrastruktur. Der Fokus des zweiten Teils der Roadmap, der 2017 folgt, wird auf der Integration von Photovoltaik im Gesamtenergiemanagement liegen. Darin werden insbesondere auch Verknüpfungsmöglichkeiten mit anderen Technologien, wie beispielsweise Solarthermie oder Wärmepumpen, aufgezeigt, um das große Ziel für 2050 zu erreichen, den gesamten Energiebedarf aus erneuerbaren Quellen zu decken.

INHALTSVERZEICHNIS

TEIL 1
PHOTOVOLTAIK HEUTE 14

1. Generelle Trends im Energiebereich 15

1.1. Einleitung 15

1.2. Nachhaltigkeit als Basis aller Energieüberlegungen 15

1.3. Energiekonzerne müssen sich neu aufstellen 15

1.4. Strom wird generell wichtiger 15

1.5. Neue Wettbewerber 16

1.6. Massives Überangebot an Energie erwartet 16

1.7. Dezentrale Erzeugung im Netzverbund wird zum Standard 16

2. Photovoltaik weltweit: Status, Perspektiven und Grenzen eines mögliches Ausbaus 18

2.1. Markt: Status und Perspektiven 18

2.2. Technologiestatus, Kosten und Perspektiven 18

2.3. Rohstoffverfügbarkeit für Photovoltaik 20

2.4. Photovoltaik und Windkraft als bedeutende Treiber für eine CO2-freie Energieversorgung 20

3. Die aktuelle Rolle der PV in Österreich 21

3.1. Der PV Markt in Österreich aktuell 21

TEIL 2
PHOTOVOLTAIK: ENTWICKLUNGSPFADE FÜR ÖSTERREICH 22

4. Photovoltaik: Entwicklungspfade für Österreich 23

4.1. Einleitung 23

4.2. Die beiden Szenarien: „Business as Usual“ und „Klimaverpflichtung“ 23
Szenario 1 - Business as Usual 23
Szenario 2 – Klimaverpflichtung 24
4.3. Flächenpotential für Photovoltaik in Österreich 26
4.4. Die weitere Förderung von Photovoltaik in Österreich 26
4.5. Empfohlene Maßnahmen um das Szenario „Klimaverpflichtung“ zu erreichen 26

TEIL 3 – CHANCEN UND HERAUSFORDERUNGEN FÜR DIE PHOTOVOLTAIK AM WEG ZU EINER DOMINIERENDEN ENERGIEQUELLE 28

5. Themenfeld 1: Industrie 29
5.1. Chancen für eine kostenunabhängigere Energieversorgung für die heimische Industrie 29
5.2. Herausforderung der fluktuierenden Photovoltaik-Stromerzeugung für die Anwendungen in der Industrie 30
5.3. Innovationschancen für die heimische Industrie im Photovoltaik-Umfeld 33

6. Themenfeld 2: Photovoltaik in Gebäude- und Stadtentwicklung 34
6.1. Aktueller Stand 34
6.2. Attraktive Architektur-, Stadt- und Landschaftsplanung mit bauwerksintegrierter Photovoltaik 35
6.3 Aktuelle technische Trends 35
6.4 Solar Cities – Solare Architektur als Infrastruktur und Kultur 36
6.4.1. Planung neuer Stadtteile „Smart Solar City-Quarters“ 36
6.5. EU-Gebäuderichtlinie, EU-Effizienzrichtlinie und nationales Baurecht als Motor für BIPV-Märkte nutzen 37
6.5.1. Photovoltaik in der Gebäudesanierung 38
6.6. Einbindung von Akteuren, Dissemination und Weiterbildung für die Erschließung der BIPV-Potentiale 38

7. Themenfeld 3: Energieinfrastrukturen 39
7.1. Einleitung 39
7.2. Netzverträglichkeit 39
7.3. Photovoltaik fordert das Energiemanagement und die Kraftwerks-Einsatzplanung 39
7.4. Flexibilisierung und Digitalisierung 40
7.5. Speicher und Photovoltaik 40

8. Schlussfolgerungen 42

9. Anhang 43
9.1. Benötigte Flächen zur Solarstromerzeugung in Österreich 43
9.2. Führt ein hoher Anteil von Photovoltaik zu höheren Energiepreisen? 44
9.3. Anreiz-Modell für Eigenverbrauch in der Industrie 45
9.4. Vorteile der ‘Building Integrated Photovoltaic’ (BIPV) 46
9.5. Das Internet der Dinge 47
9.6. Durchgängige Ökologisierung 47

10. Literatur 49

11. Liste der Abkürzungen 51

MANAGEMENT SUMMARY

Photovoltaik wird eine wesentliche Rolle im zukünftigen Energiesystem einnehmen. Die vorliegende Roadmap hat das Ziel, die mögliche Rolle der Photovoltaik in einem bis 2050 vollständig erneuerbaren Energieszenario Österreichs aufzuzeigen. Dieser Zeitraum und dieser Ansatz des 100% erneuerbaren Szenarios leiten sich aus dem Zwei-Grad-Klimaziel ab, das eine etwa 85%ige Reduktion der CO2 Emissionen bis 2050 vorsieht. Die EU Kommission hat in ihrem „Fahrplan für den Übergang zu einer wettbewerbsfähigen CO2-armen Wirtschaft bis 2050" Wege skizziert, die zu einem 80-95%igen CO2 Rückgang gegenüber 1990 führen sollen, wobei der Stromsektor bis 2050 CO2 frei sein wird. Seit der Klimakonferenz in Paris im Dezember 2015 gibt es auch das politische Ziel der Erreichung einer 100% erneuerbare Stromversorgung Österreichs bis 2030. Die möglichen Beiträge der Photovoltaik zu diesem Ziel werden in dieser Roadmap adressiert.

Im Weiteren werden die Chancen und Auswirkungen einer starken PV-Verbreitung auf andere Sektoren, vor allem die Energieversorgungsstrukturen generell und die Sektoren Industrie und Gebäude/Smart Cities diskutiert.

Photovoltaik hat in den letzten Jahren den Durchbruch von einer Randtechnologie zu einem wesentlichen Akteur in der Energieversorgung geschafft; die Stromgestehungskosten liegen im Bereich fossiler Stromerzeugung; weitere Prognosen gehen klar dahin, dass die Kosten noch weiter sinken werden. Aufgrund der hohen gesellschaftlichen und ökologischen Verträglichkeit sowie der sehr guten Ressourcenverfügbarkeit steht einem weiteren Ausschöpfen des großen Potentials von Photovoltaik nichts im Wege. Daher wird Photovoltaik eine wichtige Rolle in einem vollständig erneuerbaren Energieszenario spielen - das für die Erreichung der Klimaziele ab 2050 unumgänglich ist.

Zusammen mit Wasserkraft und Wind sowie Bioenergie wird Photovoltaik in diesem Szenario einen wesentlichen Anteil an der gesamten Energieversorgung Österreichs übernehmen. Dies schließt nicht nur den heutigen Stromsektor, sondern auch die Energieversorgung für die Mobilität, die Niedertemperatur- und Prozesswärme, sowie den gesamten industriellen Energiebedarf ein.

Generelle Trends im Energiebereich weisen darauf hin, dass Strom wegen der hohen, noch nicht ausgeschöpften Potentiale von Wind und Solarstrom im zukünftigen 100% regenerativen Energiemix immer wichtiger wird und sowohl Wärme (Power to heat) als auch Treibstoff (Power to liquid) aus regenerativem Strom gewonnen werden. Auch die Mobilität (Power to Mobility) sowie der Chemiebereich (Power to materials) wird zukünftig auf Strom als Energiequelle zur direkten Versorgung, zur Spaltung von Wasser per Elektrolyse in Wasserstoff und Sauerstoff (Power to gas) oder zur Synthese von chemischen Grundstoffen (z.B. Methanol aus CO2 + H2) zurückgreifen.

Unter der Annahme, dass es zu einer massiven Elektrifizierung des Energiesystems und Umstellung des Mobilitätssystems als auch aller wesentlichen Industrieprozesse auf Strombasis kommt, kann die Photovoltaik in Österreich bis 2030 etwa 15% und bis 2050 etwa 27% des Strombedarfes decken. Die Flächenpotentiale für derartige Größenordnungen sind alleine auf heute schon bestehenden Dächern und Fassaden verfügbar, selbst bei Annahme von Wirkungsgraden der Technologie nach heutigem Stand; diese 27% decken sich auch mit dem globalen Szenario für den Stromanteil aus Solarenergie, den die IEA bis 2050 weltweit prognostiziert.

Wichtigste technisch/gesetzgeberische Begleitmaßnahme ist dabei die umfassende Flexibilisierung des Stromsystems.

Gebäude und Stadtentwicklung - Bauwerksintegrierte Photovoltaik (BIPV): Die Integration der Solarmodule in Gebäuden und bereits versiegelte Flächen sollten Priorität bei der Solarstromgewinnung haben, um die Flächenversiegelung so gering wie möglich zu halten. Eine solare Transformation der Architektur steht bevor. Sinkende Preise für Solarmodule und Solarstrom stellen die Bauwirtschaft vor einen grundlegenden Wandel und eine Verschmelzung von Bauteil- und Solarenergieanlagenproduktion ist absehbar. Stadtplanung, Energieplanung, Wärmeversorgung, Haustechnikplanung und Mobilitätsplanung in Städten werden sich auf die Erschließung der Solarenergiepotentiale ausrichten. Strom-, Gas-, Kälte- und Wärmenetze werden eine intelligente Vernetzung dezentraler und zentraler Erzeuger und Verbraucher von Energie ermöglichen. Kommunikationstechnologien können in einem ‚Internet der Energie' die komplexe Steuerung, Optimierung und Verrechnung der Energieströme vornehmen. Gebäude und Städte werden gleichzeitig Erzeuger, Verbraucher und Speicher von Energie werden. Das individuelle Bedürfnis nach Autonomie wird dazu führen, dass die nun bestehende und leistbare Möglichkeit der Eigenerzeugung von Strom, Wärme und Mobilitätsenergie ergänzt wird durch Wärme-, Strom- und Gasspeicher. Zentrale Stromaufgaben werden sich zukünftig auf Anwendungen mit hohen Energiedichten reduzieren sowie maßgeblich den verbleibenden Ausgleich bzw. das Back-up gewährleisten.

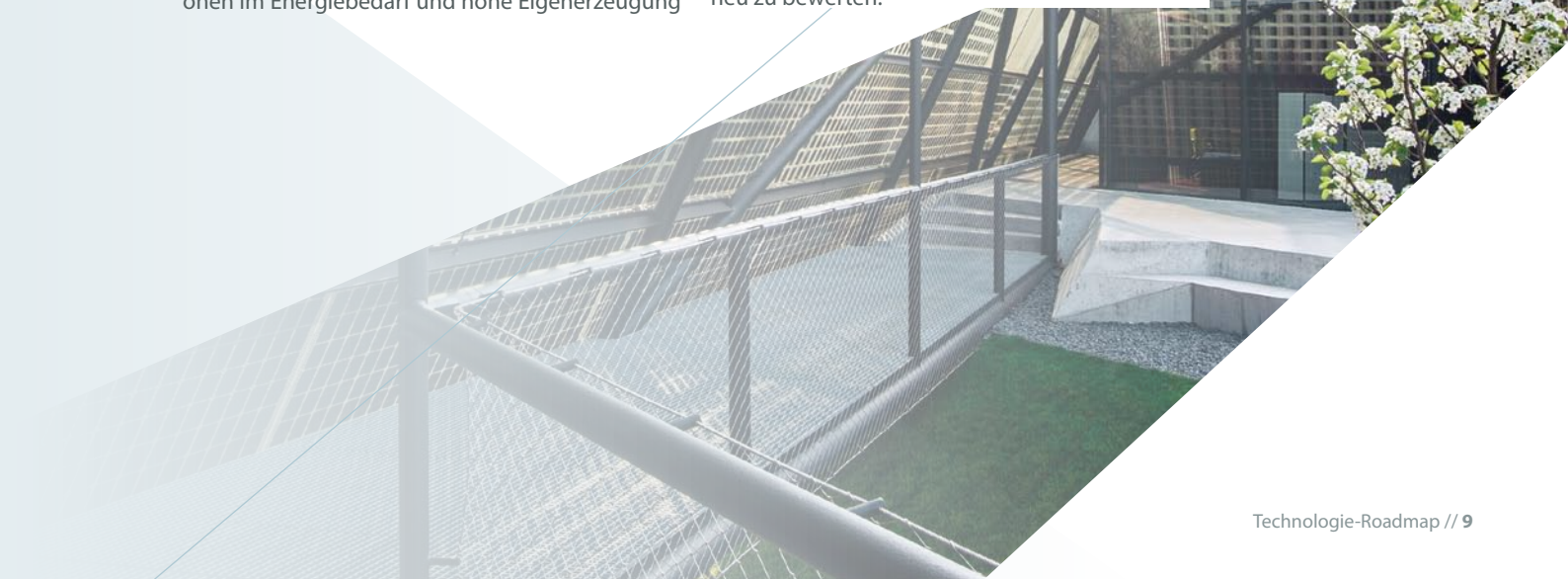
Die Rolle der Photovoltaik in der Industrieentwicklung: Die Forcierung eines möglichst hohen Energie-Eigenversorgungsgrades auf Basis von Photovoltaik kann mittelfristig zur Standortsicherung beitragen, da lokale Veränderungen bei den Energiepreisen an Relevanz verlieren. Industrie 4.0 mit Digitalisierung und Automatisierung soll dahingehend erweitert werden, dass Flexibilitätsoptionen im Energiebedarf und hohe Eigenerzeugung Teil dieser Entwicklung werden. Unternehmen, die Produkte ausschließlich bzw. überwiegend mit erneuerbarer Energie herstellen, werden einen Marktvorteil haben. Bevorzugungen bei Ausschreibungen und Produktkennzeichnung sind dafür wesentlich.

Diverse Unternehmen entlang der Photovoltaik-Wertschöpfungskette sind bereits in Österreich aktiv. Durch rasche Impulse für eine stärkere Marktentwicklung werden diese die Chancen einer Weltmarktpositionierung nutzen können.

Photovoltaik und die Energieinfrastrukturen

Den Energieinfrastrukturen kommt eine wesentliche Aufgabe zu, wenn es darum geht größer werdende Anteile an fluktuierender Erzeugung mit den neuen Anforderungen der aktiven Konsumenten, die vermehrt auch zu Produzenten werden, abzustimmen. Neben diversen technischen Aufgaben sind dabei vor allem auch rechtliche/regulatorische Maßnahmen erforderlich. Österreichs Stromerzeugung mit hohem Wasserkraftanteil und Gaskraftwerken bietet optimale Voraussetzungen zur Integration hoher Anteile an Solarstrom ins Stromnetz. Die Digitalisierung des Energiesystems bietet enorme Chancen aber auch Herausforderungen. Fragen der Netzverträglichkeit, des Lastmanagements und der Verbindung von Wärme-, Strom- und Gassystemen aber auch die aktuell sehr dynamische Speicherentwicklung ermöglichen ein verstärkt flexibles Energiesystem und damit hohe Anteile an Photovoltaik an der Gesamtenergieaufbringung.

Ambitionierte politische Weichenstellungen sind essentiell, um diese Chancen zu nutzen. Die Kostendegression bei Photovoltaik in den letzten Jahren macht es erforderlich, die Rolle der Photovoltaik in einem künftigen Energiesystem komplett neu zu bewerten.



FAKTEN UND EMPFEHLUNGEN AUF EINEN BLICK

FAKTEN

- **Für eine erfolgreiche Klimastrategie muss Energie reduziert werden:** Eine erfolgreiche Klimastrategie erfordert jedenfalls einen massiven Rückgang des Gesamtenergiebedarfes um etwa 40% als Basis

- **Ausbau der Erneuerbaren nötig:** Ohne dem Ausbau von Photovoltaik als auch von anderen erneuerbaren Energien, wird der Anteil an fossiler Stromerzeugung in Österreich bis 2050 deutlich steigen.

- **100% erneuerbare Energien für Österreich:** um eine 100%ige Versorgung Österreichs mit erneuerbaren Energien zu erreichen, muss der Anteil der Photovoltaik von gegenwärtig etwa 1 TWh auf mindestens 29,9 TWh Jahresproduktion steigen. Um dies zu erreichen, müssen bis 2030 zumindest 9,7 GW und bis 2050 mindestens 26,7 GW Photovoltaik errichtet werden.

- **100% Strom aus erneuerbaren Energien Ziel bis 2030** erfordert beginnend mit 2017 die Installation von 600 MW PV jährlich und ab 2030 von 820 MW jährlich

- **Die erforderlichen Investitionen** bis 2030 liegen bei etwa 9-10 Milliarden Euro, um auf einen Anteil von 15 % zu kommen

- **Bau- und Gebäudeintegrierte Photovoltaik:** Die Nutzung vielfältiger, verfügbarer Solarpotentialflächen ist erforderlich: Dächer, Fassaden, Verkehrsflächen, Bauwerke, Doppelnutzung mit landwirtschaftlichen Flächen etc.

- Anreize, die dazu führen, dass die Anlagengröße auf die **Optimierung der Eigennutzung** beschränkt bleibt, sind kontraproduktiv.

EMPFEHLUNGEN FÜR DAS ERREICHEN DER ROADMAP-ZIELE

- **Investionsförderungen:**
  - Beibehaltung bzw. Anhebung der Einspeise- bzw. Investitionsförderungen
  - Aufhebung eventueller Deckelungen bis zu einem festgelegten Gesamtausbaumaß von zumindest 10 GW
  - Kontrolle des jährlichen 600 MW Zieles bzw. Anpassungen bei Abweichungen in beide Richtungen
  - umfassender Abbau des Administrationsaufwandes für Förderungen und Netzanschluss
  - Einbeziehung auch nicht gebäudebezogener Anlagen im urbanen Umfeld wie Solartankstellen, Parkplatzüberdachungen
- **Abbau von PV-Investitionshemmnissen:** Bau-und Großprojekte in einem Planungszeitraum von mindestens zwei Jahren sollen erleichtert werden.
- **Keine Mehrwertsteuer:** Aussetzen der Mehrwertsteuer bis zum 10 GW Ausbau, Steuer-Sonderabschreibungen ermöglichen
- **Keine Energieverbrauchsabgabe:** Ausnahme von der Besteuerung der Eigenversorgung aus PV
- Ambitionierte Umsetzung der **Europäischen Gebäuderichtlinie**, welche verbindlich bis 2020 in der EU nur noch den Neubau von ‚Nearly Zero Energy Buildings' in der EU vorgibt. D.h. die Solarverpflichtung bei der Wohnbau– und Sanierungsförderung, Ausweitung des Wiener Modells (1 kWp pro 100m² Bruttogeschoßfläche) auf ganz Österreich bei schrittweiser Erhöhung der Menge, Verpflichtung zu vorbereitenden Installationen für eine PV-Anlage bei allen Neubauten.
- **Prüfung aller bestehender Fördermaßnahmen:** im Bau- und Betriebsbereich für Private, Gewerbe und Industrie soll geprüft werden, ob eine Kopplung an die Nutzung erneuerbarer Energie, speziell für Photovoltaik, möglich ist.
- **Steuerreform mit aufkommensneutraler Umschichtung** der Steuerlast von Arbeit auf fossile Energie, ökosoziale Steuerreform, Umlenkung aller aktuellen Förderungen für fossile Energien auf Erneuerbare
- **Förderung der E-Mobilität** an die Errichtung den Betrieb bzw. die Beteiligung an einer PV Anlage koppeln
- **Photovoltaik immer mitdenken:** die Förderung bzw. Genehmigung von großflächigen öffentlichen und Infrastrukturbauten an die Einbindung von Photovoltaik koppeln.
- **Novellierung des ELWOG:** für die gemeinsame PV- Nutzung im gewerblichen und privaten Bereich muss das ELWOG weiter novelliert werden, um Anreize für neue Geschäftsmodelle im Umfeld der PV (in Kombination, mit Wärmepumpen, Speichern, E-Mobilität, etc…) zu schaffen sowie die Ausweitung auf nachbarschaftliche Nutzung.
- **Qualitätssicherung:** Sicherstellung der Qualität bei den PV Anlageninstallationen, um die volle Lebenszeit zu garantieren
- **Öffentlichkeitsarbeit:** Informationskampagnen sowie Aus- und Weiterbildung speziell auch bei Multiplikatoren wie EnergieberaterInnen und Lehrenden; speziell aber auch bei planenden und installierenden Fachkräften; Bürgerbeteiligungsmodelle in Gemeinden / Bezirken ausweiten.

EINLEITUNG

WARUM DIESE ROADMAP?

Diese Roadmap hat das Ziel, den möglichen Beitrag der Photovoltaik in einem bis 2050 vollständig erneuerbaren Energieszenario Österreichs aufzuzeigen. Die EU Kommission hat in ihrem „Fahrplan für den Übergang zu einer wettbewerbsfähigen CO2-armen Wirtschaft bis 2050" Wege skizziert, die zu einem 80-95%igen CO2-Rückgang gegenüber 1990 führen sollen, wobei der Stromsektor bis 2050 CO2-frei ist. Auch fünf österreichische Bundesländer haben bereits das Ziel der 100%igen erneuerbaren Energieversorgung bis 2050 in ihrer Energiestrategie. Bei der Klimakonferenz 2015 in Paris wurden überdies noch ambitioniertere Ziele diskutiert: so hat Österreichs Regierung angekündigt, bereits bis 2030 den Strom ausschließlich aus erneuerbaren Quellen bereitzustellen.

Im Weiteren soll diese Roadmap Hilfestellung sein, um eine 100% Erneuerbare Energiezukunft Österreichs zu planen. Die möglichen Beiträge der PV dazu werden in diesem ersten Schritt der Roadmap skizziert, die Beiträge der anderen erneuerbaren Energieträger, sowie mögliche Energieeinsparungspotentiale, vor allem aber systemische Vernetzungen in den Wärme, Gas und Treibstoffbereichen sowie Synergien sind in einem zweiten Schritt gemeinsam mit diversen anderen Akteuren zu diskutieren.

DIE 3 ZENTRALEN TEILE IN DIESER ROADMAP SIND:

TEIL 1: PHOTOVOLTAIK HEUTE

- Welche gesellschaftlichen und technologischen Trends und Entwicklungen haben einen Einfluss auf die Weiterentwicklung des nationalen und des globalen PV Marktes?
- Wo steht PV heute?
- Weitere Kostenentwicklung und Rohstoff-Verfügbarkeit
- Welche Rolle hat PV heute am österreichischen Energiemarkt?

TEIL 2: PHOTOVOLTAIK: ENTWICKLUNGSPFADE FÜR ÖSTERREICH

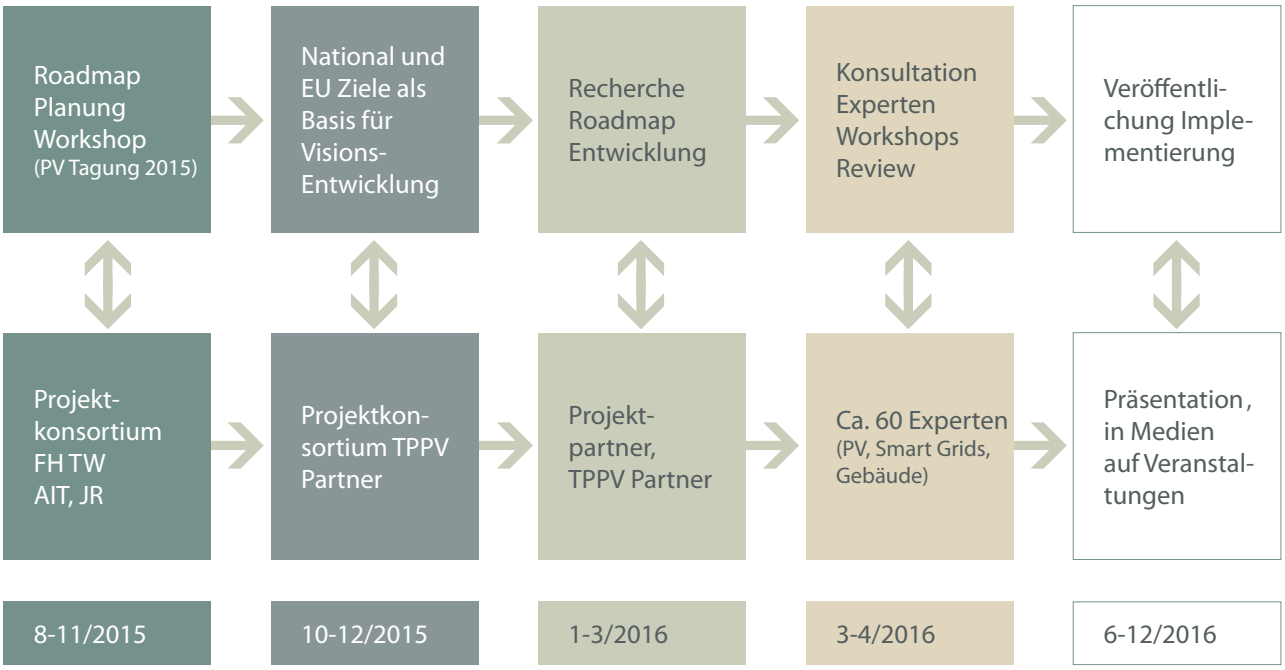
- Welche Entwicklungen könnten möglich sein?
- Wie hoch ist dann der Gesamtbeitrag der PV zur österreichischen Strom- und auch Gesamtenergiebereitstellung?

TEIL 3: CHANCEN UND HERAUSFORDERUNGEN FÜR DIE PHOTOVOLTAIK AM WEG ZU EINER DOMINIERENDEN ENERGIEQUELLE

- Chancen für die österreichische Industrie
- Auswirkungen eines hohen Photovoltaikanteils auf die Gebäude- und Stadtentwicklung
- Auswirkungen auf Energie-Infrastrukturen

Der Prozess der Entstehung dieser Roadmap ist im Nachfolgenden skizziert.

DER ROADMAP PROZESS



FAKTENBOX PV AKTUELL

PV Stromanteil Österreich 2016	~2%
PV Stromanteil Europa 2016	~4%
PV Stromanteil Bayern 2016	~12%
PV Stromanteil 2030 im Szenarion Klimaverpflichtung	15%
PV Stromanteil im 100% Energie-Szenario 2050	27%
In Österreich heute zu Verfügung stehende geeignete Flächen an Gebäuden	230 km^2
Notwendige Flächen für 27% in 2050	< 170 km^2
Stromgestehungskosten Erdgas	<7,5-9,8 € Cent/kWh
Stromgestehungskosten Photovoltaik groß/klein	<7,9-9,8 € Cent/kWh
Photovoltaik Preisentwicklung in Österreich 2008-2015	- 68%

TEIL 1
PHOTOVOLTAIK HEUTE

1. GENERELLE TRENDS IM ENERGIEBEREICH

1.1. EINLEITUNG

Welche Trends beinflussen die Energiewelt und deren Entwicklung? Im Folgenden werden wesentliche Entwicklungen und Trends beschrieben, die eine Auswirkung auf die weitere Entwicklung der Verbreitung der Photovoltaik auch in Österreich haben werden.

Folgende gesellschaftliche Megatrends mit deutlichem Einfluss auf die Energiewelt werden derzeit in der Fachwelt diskutiert:

- **Klimawandel und die Ressourcenknappheit:** Zwei- bzw. 1,5- Grad-Ziel, verstärkte Klimatisierung von Gebäuden, Peak Oil, Ablösung des fossilen Energiesystems durch erneuerbare Energien, Kriege um Öl, Menschenwanderungen aufgrund von Wasserknappheiten u.s.w.
- **Rasche weitere Urbanisierung:** Smart Cities
- **Demographische und soziale Änderungen:** alternde Gesellschaft, Zunahme der Bevölkerung, Digital Natives
- **Veränderungen in den globalen Wirtschaftskräften:** aufstrebende Regionen in Asien, Afrika, Südamerika und deren Beziehung zu Europa und Nordamerika
- **Technologische Durchbrüche bzw. bedeutende Kostendegressionen:** Speicher, E-Mobilität, DC-Netze, IKT – Entwicklungen, effiziente Endgeräte, Zero Energy Gebäude, energieautonome Regionen, 100 %-erneuerbare Energiekonzepte, neue und effiziente erneuerbare Erzeugungstechnologien

1.2. NACHHALTIGKEIT ALS BASIS ALLER ENERGIEÜBERLEGUNGEN

Im Dreieck von Kosten/Leistbarkeit, Sicherheit der Versorgung und Nachhaltigkeit wird es in den kommenden Jahren nach einer Umfrage von 70 CEOs von Energieversorgungsunternehmen in 52 Ländern zu einer weiteren deutlichen Verschiebung in Richtung Nachhaltigkeit kommen. Der Bereich der Kosten/Leistbarkeit wird sich bei gleichbleibender Sicherheit verringern. Diese Einschätzung wurde bei europäischen, sowie nord- und südamerikanischen Experten am stärksten erwähnt. [PWC 2014].

1.3. ENERGIEKONZERNE MÜSSEN SICH NEU AUFSTELLEN

Nur 22% der europäischen Energiekonzerne glauben, dass die heutigen Geschäftsmodelle auch für die Zukunft geeignet sind. Der größte Einfluss auf die heutigen Energiekonzerne und auch die Energiemärkte von morgen wird in der Studie aus dem Bereich Energieeffizienz mit minus 71% erwartet , gefolgt von solarer Erzeugung mit 60%, Windkraft mit 52%, Großspeichern mit 47% und privaten Kleinspeichern mit 44%.

1.4. STROM WIRD GENERELL WICHTIGER

Für Österreich wird im Bericht „Visionen 2050“ der Austrian Energy Agency im Auftrag von „Oesterreichs Energie“ angenommen, dass der Stromverbrauch in Zukunft sowohl in absoluten Zahlen als auch als Anteil am gesamten Endenergieverbrauch steigt – auch wenn der Gesamtenergiebedarf jedenfalls sinken wird, d.h. die Bedeutung von Strom als Energieträger nimmt in jedem Fall zu. Insgesamt wird 2050 je nach Szenario aber um 15–20 % mehr Strom verbraucht werden als 2010 [Renner, 2010]. Andere Studien sehen eine noch weite höhere Steigerung bis zur Verdoppelung [Kranzl et al.2011, Veigl, 2015].

Auch im deutschen Strommarkt geht man mindestens von einer Verdopplung des Stromverbrauches aus. Denn langfristig werden im Rahmen von 100%-Szenarien neben dem heutigen sogenannten ‚konventionellen Stromverbrauch‘ auch die Energie für Mobilität und Treibstoffe, Niedertemperaturwärme und Prozesswärme weitgehend mit Strom aus Sonne und Wind als neue heimische Primärenergiequellen bereit gestellt.

Werden 100 Prozent der fossil betriebenen Fahrzeuge durch Elektrofahrzeuge ersetzt, wird in Österreich um etwa 10,4 Terrawattstunden (TWh) mehr Strom gebraucht [VCÖ Factsheet, VCÖ, 2012]. Dies entspricht etwa einem Sechstel der derzeitigen österreichischen Stromabgabe an Endverbraucher; Effizienzsteigerungen bei E-Mobilen und Maßnahmen zur Reduktion des Individual-Verkehrsaufkommens könnten diesen Anteil freilich bedeutend senken.

Die Entwicklung der E-Mobilität kann und muss ein wesentlicher Treiber für den weiteren Ausbau der Photovoltaik sein, vor allem dann, wenn bei der Gestaltung der Rahmenbedingungen für die Ladeinfrastrukturen für Elektrofahrzeuge bzw. auch bei jeglichen Fördermaßnahmen konsequent darauf geachtet wird, dass der Strom nachweislich aus erneuerbarer Energie kommt und notwendige Netzausbauten minimiert werden.

Auch der vollständige Ersatz des Erdöls im Bereich der Materialien, wie zum Beispiel bei der Kunststoffherstellung, wird durch neue Synthesewege bzw. die Erreichung der Wirtschaftlichkeitsgrenzen bei der Synthese von Kohlenwasserstoffen mit Hilfe von aus erneuerbarem Strom erzeugten Wasserstoff zu einem neuen technischen Megatrend: Carbon Capture and Utilisation (CCU) statt Carbon Capture and Sequestration (CCS) ist heute ein großes aufkommendes auch europäisches Forschungs- und Innovationsthema als neue, emerging technology'. In diesem Rahmen geht man davon aus, dass der immer preiswerter werdende Strom und Überschussstrom aus Photovoltaik und Wind als wirtschaftlicher ‚trigger' für CCU – Carbon Capture and Use' fungieren wird. Diese Entwicklung bedeutet einen weiteren Schub in der langfristigen Marktgestaltung und Nachfrage nach Strom aus Photovoltaik und Windkraft.

Heute bereits etablierte Entwicklungen sind beispielsweise im Bereich der Niedrigstenergiehäuser zu sehen, in denen die Niedertemperaturwärme durch Strom mit Hilfe von Wärmerückgewinnung und Wärmepumpen bereitgestellt wird. Das Passivhauskonzept war Vorreiter dieser Entwicklung – heute etabliert sich daneben auch das Konzept vom aktiven Solarhaus.

Als weiteres Beispiel soll der „F&E-Fahrplan Energieeffizienz in der energieintensiven Industrie" genannt werden, der besagt, dass der Stromverbrauch durch die Umstellung von Prozessen auf erneuerbaren Strom sowie durch Umwelt- und Produktqualität weiter gesteigert wird, und zwar trotz Effizienzverbesserungen bei thermischen und mechanischen Verbrauchern. Für den Bereich Stahl/Eisen wird für 2050 ein Stromverbrauchszuwachs zwischen +10–50 % prognostiziert [Steinmüller, 2014]. Der Gesamtstrombedarf des Sektors Eisen/Stahl wurde im Jahr 2008 mit 1,23 TWh, das sind etwa 2% des österreichischen Strombedarfes, angegeben [Werner, 2008].

Als starker Treiber darf auch die klimabedingt erwartete weitere Zunahme der Lufttemperaturen nicht vergessen werden, die zu einem erhöhten Klimatisierungs- und damit Strombedarf führt; dessen zeitlicher Verlauf korreliert gut mit der photovoltaischen Erzeugung.

1.5. NEUE WETTBEWERBER

Die Wirtschaftlichkeit der zentralen Erzeugung aus fossiler Energie wird am stärksten getroffen werden. Ein Durchbruch in der dezentralen regenerativen Erzeugung könnte dazu führen, dass bisherige Energieversorger zu „Providern für Back-up Power", Distributoren oder Betreiber dezentral verteilter (virtueller) Kraftwerke werden. Bereits 47% der befragten 70 CEO's äußerten diese Befürchtung.

Der Energiemarkt wird jedenfalls offener und damit kompetitiver werden:

Unternehmen mit Technologie- und Planungsfokus, ebenso wie aus den Bereichen IT/Telekom werden dabei als größte Mitbewerber gesehen, nahezu gleich mit Handelsketten und Online-Services. Unternehmen aus den Bereichen Medien und Entertainment, Home-Automation, Energieeinsparungsmanagement und Möglichkeiten zur Datenaggregation sehen in eine erfolgversprechende Zukunft [PWC, 2014].

1.6. MASSIVES ÜBERANGEBOT AN ENERGIE ERWARTET

Technologische Entwicklungen im Bereich der Erneuerbaren und der Speichertechnologien sowie damit verbundene bedeutende Kostensenkungen könnten zu einem massiven Überangebot an Energie führen. Speziell bei Wind und Photovoltaik, wo es - wie auch bei Wasserkraft und Geothermie - keine laufenden Treibstoffkosten gibt, können sinkende Material-, Errichtungs- und O&M-Kosten diesen Trend auslösen. 85% der in der PWC-Studie befragten EnergieexpertInnen sind der Ansicht, dass dieses massive Überangebot eintreten wird. Untermauert wird dieser mögliche Trend von der Prognose der IEA in den Bereichen Photovoltaik und Wind, wo von weiteren Degressionen der Lebenszykluskosten auf etwa ein Drittel des heutigen Wertes bei der Photovoltaik und eine Reduktion um 26% bei On-Shore und um 52% bei Off-Shore Wind bis 2050 gesprochen wird [IEA Solar Technology, 2014, IEA Wind 2013]. Energie aus „kostenlosen Quellen", wie Sonne, Wind und Wasser könnte damit, ebenso wie es in der Kommunikation und anderen Sektoren wie den Bild- und Tonmedien durch die Digitalisierung und durch Mobilfunk gestütztem Internetzugang mit Smartphones bereits eingetreten ist, zu einem nahezu überall und jederzeit verfügbaren äußerst kostengünstigen Gebrauchsgegenstand werden. Ein Ende der Kohleverstromung bzw. ein Ende des Atomstromzeitalters würde dieses Überangebot jedoch deutlich verringern.

1.7. DEZENTRALE ERZEUGUNG IM NETZVERBUND WIRD ZUM STANDARD

Dezentralität ist ein wesentlicher Aspekt und auch Vorteil von neuen erneuerbaren Energieträgern, bei PV-Systemen, deren Leistungsbandbreite nicht eingeschränkt ist, liegt sie in der stärksten Ausprägung vor. Sie kommt besonders dann vorteilhaft zum Tragen, wenn die produzierte Energie auch nah an und möglichst zeitgleich mit der Erzeugung verbraucht wird. Eine Regelung zum nachbarschaftlichen Verbrauch würde Optionen für neue Wege in der dezentra-

len Energieversorgung aufzeigen. Lokale, verteilte Ressourcen und ihre optimale Integration in bestehende Bauwerke und die Energienetze sind wesentlich für die zukünftigen Energieversorgungskonzepte. Die Förderung des lokalen Verbrauchs und direkter Eigenstromnutzung darf aber nicht dazu führen, dass die enormen Photovoltaikpotentiale auf Gebäuden, Lagerhallen oder Parkraumüberdachungen nur eingeschränkt, d.h. bis zur Eigendeckung genutzt werden. Die Aufnahme sowie Verteilung von Energie soll und kann gemeinsam mit der Speicherung, und Systemstabilisierung von Energiedienstleistern und Netzbetreibern auch bei einer dezentralen regenerativen Erzeugung im Zuge der Systemsteuerung stattfinden.

Die Dezentralität schafft eine neue Rolle des Konsumenten. Er wird nun auch zum Strom-Produzenten, mit seiner eigenen PV-Anlage am Hausdach wird er zum „Prosumer". Dieser Zugang bietet die Chance mehr Bewusstsein für Energie in breiten Bevölkerungsschichten zu verankern. Die Möglichkeit der Stromerzeugung in privaten oder Gemeinschaftsanlagen bietet sich heute nahezu für jede/n BürgerIn. Überdies besteht für Gemeinden und Regionen die Möglichkeit der Eigenerzeugung vor Ort die Chance der größeren Energieunabhängigkeit, der Nutzung lokaler Ressourcen, der lokalen Beschäftigung und des verringerten Abflusses von Geldmittel aus der Region. Mit jeder weiteren Kostensenkung bei dezentralen erneuerbaren und speziell auch bei Speichertechnologien wird die „Energieautonomiediskussion" weitere Impulse bekommen. Gerade aber aus Sicht der positiven technischen, energetischen und gesamt-ökologischen Effekte eines gemeinsam genutzten Netzverbundes sollten Energieautonomiegedanken, die bis zur völligen Abkopplung vom Stromnetz führen, mit Vorsicht diskutiert werden.

Die Verbindung von Mobilfunk und dezentralen batteriegestützten und zukünftig mit Solarmodulen ausgestatteten Geräten wie Smartphones, Tablets, Laptops und Lampen kann ein heute noch nicht absehbares Ausmaß annehmen und sowohl hier, wie auch insbesondere in den Entwicklungsländern neue stark dezentralisierte Märkte in bislang nicht zentral elektrifizierten Gegenden erschließen. Dies betrifft auch Infrastruktureinrichtungen mit integrierter solarer Stromversorgung wie Straßenlampen, Parkscheinautomaten, Verkehrszeichen, Funkmasten und Solartankstellen, aber auch Wasseraufbereitungsanlagen mit stromgetriebenen Umkehrosmoseanlagen.

Schon jetzt beeinflusst dieser Trend zur Energieautonomie die Energiewirtschaft. Als E.on-Chef Johannes Teyssen jüngst die Aufspaltung seines Konzerns verkündete, nannte er ausdrücklich den Selbstversorgungsdrang der Kunden als bedeutende Ursache für die Krise von E.ons klassischem Geschäftsmodell mit Großkraftwerken [Energiesparblogger, 2016].

Durch den Trend zu privaten Kleinspeichern in Verbindung mit einer Solaranlage kann die Eigenversorgung signifikant gesteigert werden. Werden ohne Speicher typische Strombedarfsdeckungen von etwa 20-40% erreicht, können es mit heute wirtschaftlich vertretbaren Speichergrößen bis über 60% sein [Quaschning 2013]. Dass damit den Energiekonzernen ein wichtiger Markt Kopfzerbrechen verursacht, ist offensichtlich. Für Deutschland werden für 2016 beispielsweise 16.000 private Speichersysteme erwartet [Energiesparblogger.de, 2014]. In Österreich haben derzeit 5 Bundesländer eine Speicherförderung aufgelegt. Angetrieben könnte diese Entwicklung zusätzlich durch die private E-Mobilität werden. Diskussionen werden auch darüber geführt, dass die Speicher der E-Mobilität nach deren Einsatz im Kraftfahrzeug noch längere Zeit in stationären Anwendungen zum Einsatz kommen können, was die Speicherkapazitäten nach und nach signifikant erhöhen würde. Dem gegenüber stehen schon jetzt entstehende zentrale Speicherlösungen im z.T. MWh-Maßstab für unterschiedliche Netzdienstleistungen durch Energieversorger, oder spezielle Netzdienstleister.

Die Aufgaben der großen Stromversorger werden sich mittelfristig verstärkt auf Anwendungen mit hohen Energiedichten reduzieren, und sonst überwiegend auf den verbleibenden Ausgleich bzw. das Back-up zu konzentrieren. Dennoch werden etablierte und aufgeschlossene Energieunternehmen auch am dezentralisierten Energiemarkt eine aktive Rolle übernehmen.

Zusammengenommen haben die Effekte der technologischen Weiterentwicklung, der politischen Steuerungsmaßnahmen, das Wachstum der dezentralen erneuerbaren Erzeugung, sowie neue Formen des Wettbewerbes und die Verhaltensänderungen der Konsumenten massive transformative Einflüsse auf die Energiemärkte.

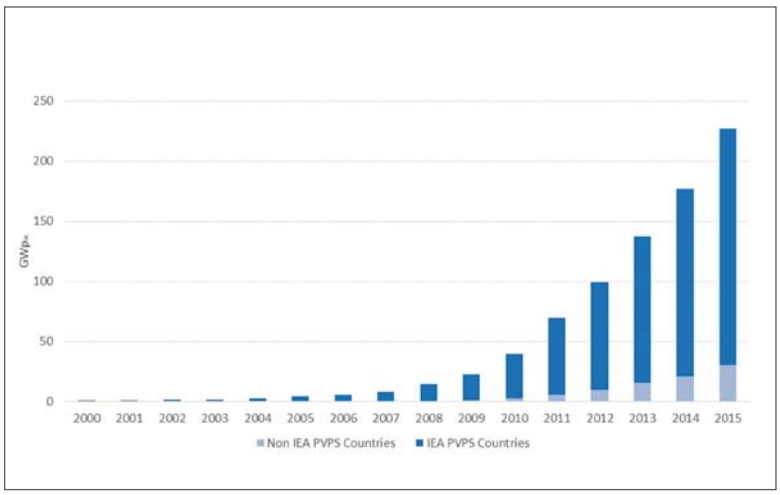
2. PHOTOVOLTAIK WELTWEIT: STATUS, PERSPEKTIVEN UND GRENZEN EINES MÖGLICHEN AUSBAUS

2.1. MARKT: STATUS UND PERSPEKTIVEN

Photovoltaik wird ein wesentlicher Träger der globalen Energieversorgung werden. Jahresstromanteile von um die 10% sind in ersten Ländern bzw. Regionen bereits Realität. Der EU-weite Jahresstromanteil von etwa 4% ist mit großer Sicherheit erst der Beginn eines Wandels.

Die installierte PV Kapazität in unterschiedlichen Ländern ist in Abbildung 1 dargestellt. Momentanwerte der PV Erzeugungsleistung die zeitweise bis zu 50% des Gesamtlastaufkommens in Deutschland decken [Fraunhofer ISE 2015], signalisieren die Notwendigkeit der Anpassung der Strominfrastrukturen und des Strommarktdesigns. Diverse andere Länder folgen der deutschen Entwicklung. Weltweit überschritt die Photovoltaik im Jahr 2015 die 200 GW Grenze (227 GW), das entspricht 1,3% der globalen (Strom)Erzeugungsleistung. Was für 2020 vorausgesagt wurde, wird damit Ende 2015 erreicht. Bei gleichbleibendem Ausbau wird 2020 mit etwa 400 GW die Größe der weltweit installierten nuklearen Kapazität übertroffen werden [IEA Medium-Term Renewable Energy Market Report, IEA 2014c]. Aufgrund der viel höheren Volllaststunden bei Atomkraftwerken (Faktor 6-8) ist ein Erreichen einer vergleichbaren erzeugten Strommenge noch nicht gegeben.

Das „High Ren Scenario" der Internationalen Energieagentur sieht zur Erreichung des Zwei-Grad-Klimaziels eine Steigerung der weltweit installierten PV-Leistung von 135 GW (2013) auf 4.674 GW in 2050 vor – was etwa einer Ver-35-fachung des heutigen Standes entspricht. Damit wären etwa 16% der weltweiten Stromproduktion erreicht. Für EU-Europa wird in diesem Szenario nur eine Verdreifachung auf 229 GW vorausgesagt, China mit 1.738 GW, Indien mit 575 GW, USA mit 599 GW und weitere asiatische Länder mit 526 GW werden als Träger dieser Entwicklung gesehen [IEA, 2014].



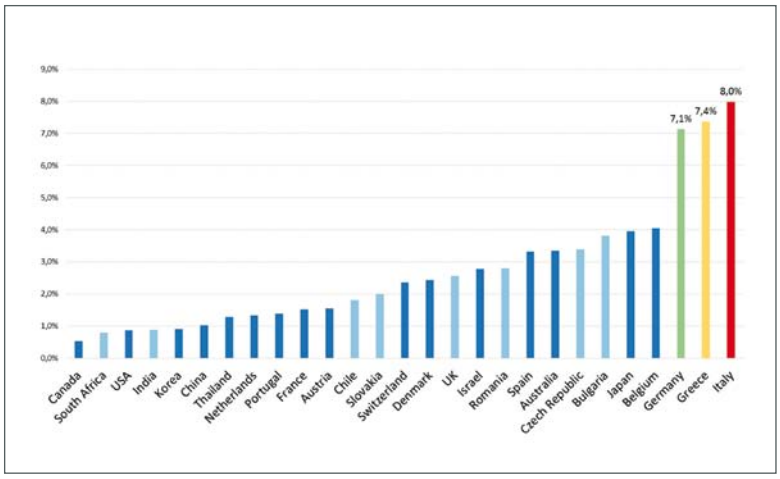


Abbildung 1: *Weltweite PV Installationen (kumuliert) und Anteile der PV am Strombedarf [IEA PVPS 2016, Werte von Ende 2015]*

2.2. TECHNOLOGIESTATUS, KOSTEN UND PERSPEKTIVEN

Die oben beschriebene Ausbaugeschwindigkeit hat sich eingestellt, da die Kosten für die Photovoltaiktechnologie in den letzten Jahren massiv gesunken sind und die Wirkungsgrade gestiegen sind. In Folge sind auch die leistungsbezogenen Kosten [€/Wp] für Photovoltaikmodule gesunken. Auf die Photovoltaiktechnologie lässt sich die Lernkurventheorie anwenden, die eine (doppellogarithmische) Beziehung zwischen Produktionsmenge und den Stückkosten herstellt. Für die Photovoltaiktechnologie liegen die „Lernraten"

die aus Analysen historischer Daten ermittelt werden, zwischen 19 und 23%. Das bedeutet, dass sich bei jeder Verdoppelung der gesamt produzierten Menge (Wp) die Kosten für PV-Module zwischen 19 und 23% reduziert haben. Basierend auf der Lernkurventheorie lässt sich eine belastbare Aussage über zukünftige Kostenentwicklungen der Photovoltaiktechnologie treffen. Konkret werden die Kosten für Photovoltaikmodulen in den kommenden 10 Jahren auf etwa 0,3 €/Wp sinken.

Die Standard-Photovoltaiktechnologie basiert nach wie vor auf mono- und polykristallinen Solarzellen bzw. beruhen etwa 90% der heute installierten Photovoltaiksysteme auf dieser Solarzellentechnologie. Der Rest des Marktes wird von Dünnschichttechnologien (Primär CdTe und CIGS; a-Si ist fast vollständig vom Markt verschwunden) abgedeckt. CPV-Module mit hocheffizienten III-V Mehrfachsolarzellen sind potentiell interessant für kostengünstige Solarstromproduktion in sonnenreichen Gegenden, jedoch liegt deren Marktanteil aktuell noch bei unter 1%. Weitere Entwicklungen im Bereich der kristallinen Zellen im Modulaufbau, dem Zellmaterial und den Komponenten könnten mittelfristig zu weiteren Kostensenkungen beitragen. Dazu gehören z.B. Rückkontaktzellen, Tandem-Zellen, bifaciale Zellen, weiter verringerte Waferdicken, verbesserte Fertigungsverfahren, Verbesserungen bei den Zellkontaktierungen (Sammelkontakte), Halbzellen mit geringeren Stromstärken und dadurch geringeren Ohm'schen Verlusten, Verzicht auf teure Metalle oder toxische Stoffe wie Silber oder Blei, Verzicht auf Hochtemperaturschritte oder Löten, Verwenden alternativer Einkapselungsmaterialien oder Frontverkapselungen (statt Glas) bzw. der Einsatz dünnerer Gläser aber auch Verzicht oder Ersetzen des Rahmens sowie diverse andere Entwicklungen vor allem im Bereich der Systemtechnik. Damit soll der bisherige Trend, dass bei jeder Verdopplung des weltweiten Zubaus eine 19-23%ige Kostenreduktion erreicht wurde, weiter fortgesetzt werden. Ein wesentliches Kostensenkungspotential liegt bei der gebäudeintegrierten Photovoltaik: durch die Massenproduktion standardisierter PV-Bauelemente, vor allem für das Dach, ist es durch die Doppelfunktionalität möglich, neben den Modulkosten auch die ‚BOS-Kosten' zu senken, indem die Kosten für Unterkonstruktionen entfallen und konventionelle Baumaterialien ersetzt werden. Ein möglicher Durchbruch bei Dünnschichtzellen mit drastisch reduzierten Modulkosten oder Herstellungskosten (etwa durch hochskalierbare und voll großindustrialisierbare Abscheideverfahren) wurde dabei noch gar nicht berücksichtigt. Die weltweit installierte PV-Kapazität könnte demzufolge von 200 GW 2015 auch auf 850 GW im Jahre 2025 steigen [International Technology Roadmap for Photovoltaic, Semiconductor and Materials International, 2014, Photon 6/2015].

Da in der Wertschöpfungskette die Anteile für Grundmaterialien sowie der Zell- und Modulproduktion sinken, nehmen die Kosten für Installation, Systemkosten und Services prozentuell den größeren Teil ein. Ebenfalls steigend sind Aufwendungen im F&E Sektor [IEA-PV Technology Roadmap, 2014]. Schätzungen gehen davon aus, dass derzeit etwa 2,5 Millionen Arbeitsplätze in der Photovoltaik existieren, der überwiegende Anteil mittlerweile in Asien [Irena, 2015].

Die Stromgestehungskosten liegen derzeit für Photovoltaik in Deutschland bei 8,49 €Cent/kWh für Anlagen kleiner 10 MW. Bei der vierten Ausschreibung für Photovoltaikfreiflächenanlagen in Deutschland liegt der Zuschlagswert bei 7,41 Cent/Kilowattstunde [Bundesnetzagentur 2016]. Vergleichsweise liegen Stromgestehungskosten bei deutschen Gaskraftwerken im Bereich von 10,8 €Cent. [Bloomberg, 2015].

Analog zu den Modulkosten sind auch die Preise für installierte PV Anlagen in den letzten Jahren deutlich gesunken, der durchschnittliche Preis für installierte 5 kWp PV-Anlagen in Österreich sank beispielsweise um 68% von 5.138 €/kWp im Jahre 2008 auf 1.658 €/kWp im Jahre 2015 [Biermayr et al. 2009-2015].

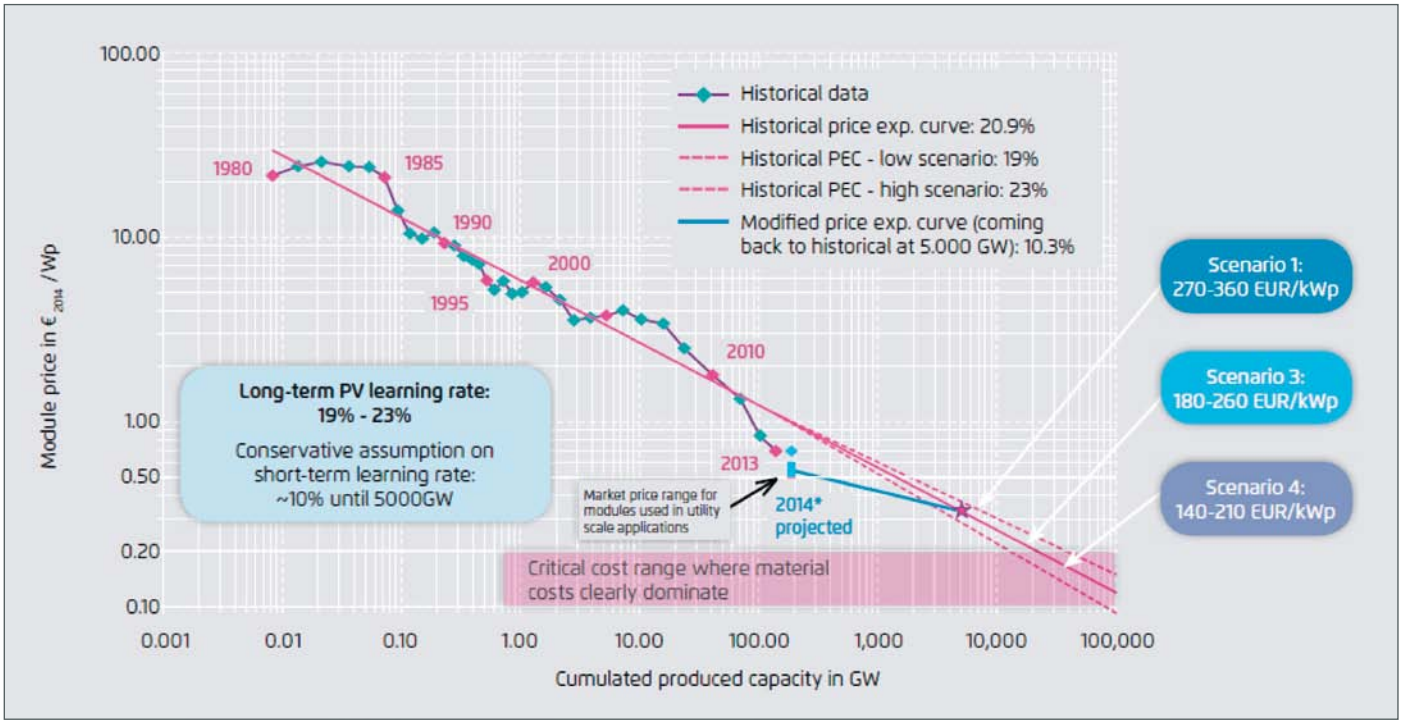


Abbildung 2: *Lernkurve der Photovoltaik, Fraunhofer ISE in Agora Studie 2015 [Agora 2015]*

In vielen Ländern - so auch Österreich - wurde die „Netzparität" erreicht. Bei Erreichen dieses Wertes ist für private Anwender, über eine Lebensdauer von 20 Jahren gerechnet, die Stromproduktion aus Photovoltaik kostenmäßig gleich wie der Bezug vom öffentlichen Stromnetz. Da aber im gleichen Zuge die Vergütungsgebühren für ins Netz eingespeisten Solarstrom reduziert wurden und nun allgemein deutlich unter den Konsumentenpreisen liegen, hilft diese Netzparität nur dann, wenn nahezu die gesamte Produktion den Konsum aus dem Netz sub-

stituiert. Bei typischen privaten Haushalten mit erwerbstätigen Personen bzw. Schulkindern, die tagsüber außer Haus sind, können jedoch üblicherweise nur etwa 20-40% der eigenen Erzeugung direkt genutzt werden. Diese Tatsache begründet den derzeitigen Trend nach privaten Stromspeichern, womit die Eigen-Nutzungsanteile signifikant erhöht werden können.

2.3. ROHSTOFFVERFÜGBARKEIT FÜR PHOTOVOLTAIK

Betreffend Rohstoffverfügbarkeit greift Photovoltaik aktuell in etwa 90-95% der am Markt befindlichen Module auf den Rohstoff Silizium für Zellmaterial und Glasabdeckung zurück. Silizium ist vielfach verfügbar und stellt etwa 27% der Erdkruste dar. Die Gewinnung ist aber mit hohem Energieeintrag und Chemikalien wie Säuren verbunden. Weitere benötigte Rohstoffe in nahezu jedem Modul sind Silber und Blei, wobei die Verknappung der Rohstoffe und die Umweltauswirkungen ein wichtiges Thema sind. Für beide gibt es Entwicklungsbestrebungen sie durch Ersatzstoffe zu substituieren oder als Ganzes andere Prozessketten zu verwenden.

Neben Silizium basierten PV Modulen gibt es am Markt auch Module, die aus anderen Elementen wie Kupfer, Indium, Gallium, Zink, Zinn, Selen, Cadmium, Arsen, Tellur, etc. hergestellt werden. Diese werden als dünne Schichten aufgebracht, um ressourceneffizient und energiesparend zu bleiben. Dennoch zählen einige davon zu seltenen Elementen, (z.B. Indium und Tellur) und andere sind auch giftig und umweltschädlich (z.B. Cadmium). Zukunftsweisende Entwicklungen müssen sowohl umweltfreundliche als auch verfügbare Rohstoffe und Prozesswege beinhalten (blei- und silberfreie Siliziummodule oder geeignete Dünnschichttechnologien). Bei korrekter Wahl der Elemente und Herstellungswege kann das aber schon heute und auch zukünftig gewährleistet werden.

Mit Silizium als nahezu endlos verfügbarem Basismaterial, der Vielzahl an verfügbaren Anwendungsflächen - vor allem wenn die Photovoltaik in Form von Doppelnutzung angewendet wird – und der hohen gesellschaftlichen Akzeptanz, sind der weiteren Verbreitung vorrangig kaum Grenzen gesetzt. Die energetische Amortisation bewegt sich je nach Installationsort mittlerweile im Bereich zwischen weniger als einem Jahr und maximal 2-3 Jahren mit weiter sinkender Tendenz [IEA PVPS Task 12].

2.4. PHOTOVOLTAIK UND WINDKRAFT ALS BEDEUTENDE TREIBER FÜR EINE CO2-FREIE ENERGIEVERSORGUNG

Speziell das Wachstum der dezentralen Erneuerbaren wird sich in den kommenden Jahren weiter beschleunigen. Prognosen der IEA sehen in der Photovoltaik eine Steigerung des globalen Stromerzeugungsanteiles von derzeit 1,3% auf 2% in 2020, eine weitere Verdoppelung in den nachfolgenden Jahren bis 2025, sowie nochmals eine Verdoppelung auf nahezu 8% in 2030. Für 2050 werden derzeit 16% vorausgesagt. Mit der IEA Roadmap für Photovoltaik [Technology Roadmap: Solar Photovoltaic Energy - 2014 Edition] hat die IEA erstmals der Photovoltaik bedeutende Anteile am globalen Stromerzeugungsmix zugeordnet, nachdem sie noch 2005 gemeint hat: „By 2050, however, solar's (PV and Concentrating Solar Power) share in global power generation will still be below 2% in all scenarios" [IEA World energy outlook 2005]. Der Windenergie als zweite wesentliche dezentrale Energiequelle werden in der IEA Technology Roadmap Wind Energy von 2013 18% Anteile am globalen Strommix bis 2050 zugeordnet [IEA Technology Roadmap Wind Energy, IEA 2013].

Solarenergie als Schlüsseltechnologie zur Erreichung der globalen Klimaziele im Zwei-Grad-Szenario der Internationalen Energieagentur (2DS/hi-REN)

Gemeinsam mit der konzentrierenden Solarenergie, die mit 9% angenommen wird, mit Biomasse, Wasserkraft und Geothermie sieht damit selbst die bislang in ihren Perspektiven als oft als sehr konservativ kritisierte IEA für 2050 in ihrem „2 Degree high Renewable Szenario" (2DS/hi-REN) einen Anteil von 79% am globalen Strommix aus erneuerbaren Quellen voraus, 38% davon aus den dezentralen fluktuierenden Quellen Wind und Photovoltaik. Solarenergie wird in diesem 2DS/hi-REN-Szenario der Internationalen Energieagentur erstmals als die weltweit dominierende Energiequelle für die Stromerzeugung im Jahr 2050 benannt, wobei hier Photovoltaik und solarthermische konzentrierende Solarsysteme gemeinsam betrachtet werden. Gegenwärtig zeichnet sich allerdings ab, dass Photovoltaik auch die bislang der konzentrierenden solarthermischen Stromerzeugung zugestandenen Potentiale übernehmen wird. Grund dafür ist der immer noch weitaus höhere Preis der solarthermischen Stromerzeugung sowie die größere Störanfälligkeit. Zudem hat die Photovoltaik durch die dezentrale Nutzungsmöglichkeit in kleinen Einheiten die Möglichkeit gegen Endkundenstrompreise zu konkurrieren, während solarthermische Kraftwerke in der Regel im ‚Utility Scale' gebaut werden. Da Endkundenstrompreise oft um ein Vielfaches höher sind als die eigentlichen Stromgenerationskosten, kann die solare Stromerzeugung mit Photovoltaik grundsätzlich größere Marktsegmente erschließen.

Mit dem „2 Degree high Renewable Szenario" wird erstmals von der IEA in Frage gestellt, dass CCS (Carbon Capture and Storage) sowie Atomkraft eine wichtige Rolle bei der Erreichung der Klimaziele spielen werden. Der Einführung von CCS-Gas- und Kohlekraftwerken sowie dem massiven Ausbau der Atomkraft wird erstmals in einem Parallelszenario der massive Ausbau der Solarenergie zur CO2-Mitigation alternativ gegenübergestellt. Dies deckt sich auch mit den Aussagen der IEA im World Energy Outlook 2015, dass keine Renaissance der Atomkraft in Sicht sei, sowie der Tatsache, dass die CCS-Technologie den bisherigen internationalen Technologiezielen ebenso stark hinterher hinkt, wie die schnellen Brüter oder Fusiontechnologien. Alle drei Technologien werden derzeit nicht ernsthaft als zur Verfügung stehende Technologien für die CO2-Mitigation angesehen. daher war es erforderlich, andere CO2-freie Technologien zur Erreichung der Klimaziele bis 2050 vorzuschlagen. Folgerichtig gehen laut IEA auch 90% der weltweiten Investitionen zur Erreichung der Klimaziele in erneuerbare Energien und Energieeffizienz.

3. DIE AKTUELLE ROLLE DER PV IN ÖSTERREICH

3.1. DER PV MARKT IN ÖSTERREICH AKTUELL

Nach einigen Pionieranlagen in den späten 1980er Jahren kam es in Österreich ab der Einführung des Ökostromgesetzes 2002 zu einer ersten geringfügigen Marktentwicklung von PV. Mit der Einführung der PV Förderungen des Klima- und Energiefonds und Änderungen im Ökostromgesetz entstand ab 2009 ein erster signifikanter Markt.

PV IN ÖSTERREICH AKTUELL

- Gesamt sind 2016 etwa 1 GW PV-Anlagen installiert, damit werden knapp 2% des österreichischen Strombedarfes (Stromabgabe an Endverbraucher) gedeckt.
- Der mittlere Anlagenpreis ist in den letzten 7 Jahren auf etwa ein Drittel gesunken. (-68%)
- Etwa 3500 Arbeitsplätze bestehen im PV-Bereich
- 85% der in Österreich 2014 installierten PV Anlagen wurden als Aufdachanlagen errichtet, 2,4% sind in Dach oder Fassade integriert, 11,7% sind Freiflächenanlagen.
- Etwa 115 MW an PV-Modulen wurden 2015 in Österreich produziert. Das ist der bislang höchste erzielte Wert. Vorgelagerte Stufen der PV-Produktion (Polysilizium, Ingots, Wafer, Zellen) gibt es in Österreich derzeit nicht.
- Die heimische Wechselrichterproduktion (587 MW in 2014) geht zu etwa 97% ins Ausland, ähnlich hohe Exportquoten verzeichnen die heimischen Betriebe im Bereich der Zelleinkapselungen und Rückseitenfolien, der Montagesysteme, der Zellverdrahtungen und andere spezifische Zulieferprodukte für die führenden PV-Modulproduzenten.

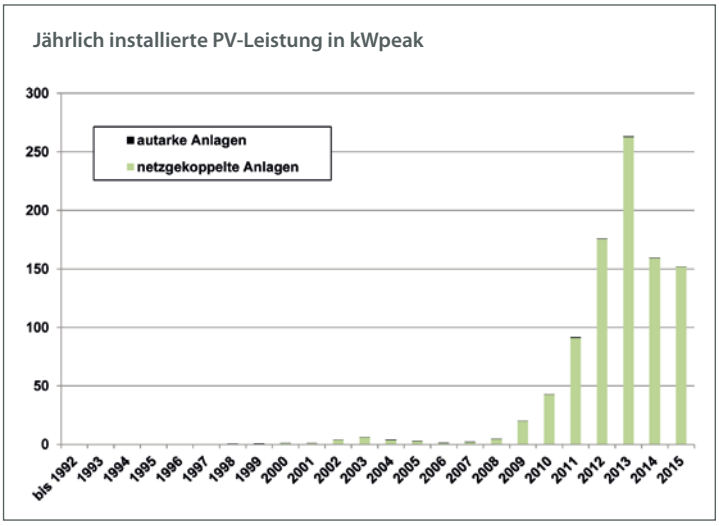


Abbildung 3: *Jährlich in Österreich neu installierte PV-Leistung in kWpeak der Jahre 1992 bis 2015. Quellen: bis 2006: Faninger (2007); ab 2007: Erhebung Technikum Wien, [Biermayr et al. 2015] Anmerkung: Im Jahr 2013 erhöhte eine zusätzliche Förderung, die auf dem Abbau einer Warteliste beruhte, die Installationsraten.*

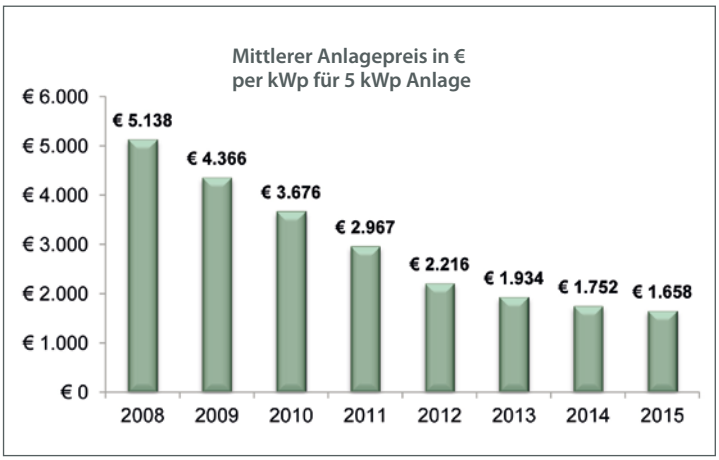


Abbildung 4: *Mittelwert komplett installierter Anlagen; Systempreise für 5 kWp netzgekoppelte Anlagen; Anmerkung: Für Anlagen >10kWp wurden 2015 Preise komplett installierter Anlagen zwischen 1.000 und 1.600 € ermittelt, alle Werte exkl. MWSt. [Biermayr et al. 2009-2015]*

TEIL 2
PHOTOVOLTAIK: ENTWICKLUNGSPFADE FUER OESTERREICH

4. PHOTOVOLTAIK: ENTWICKLUNGSPFADE FÜR ÖSTERREICH

4.1. EINLEITUNG

In dieser Roadmap sollen zwei Szenarien diskutiert werden, wovon eines das „Business as Usual" (BAU) darstellt. Das heißt, dass sich die mittlere Entwicklung der vergangenen drei Jahre mit etwa 150 MW Neuinstallationen pro Jahr bis 2050 fortschreibt. Das zweite Szenario, das die mögliche bzw. notwendige Rolle der Photovoltaik im österreichischen Energiesystem aufzeigt, wenn das Zwei-Grad-Klimaziel erreicht werden soll. Dieses Szenario ist an den EU-Fahrplan für den Übergang zu einer wettbewerbsfähigen CO2-armen Wirtschaft bis 2050 angelehnt [EU Kommission, 2011].

Wie stark die Entwicklung der Photovoltaik bislang stets unterschätzt wurde, geht aus nachfolgender Grafik hervor. Die IEA hat, ebenso wie nahezu alle anderen Energie-Experten, die Geschwindigkeit aber auch das Potential der Photovoltaikentwicklung jahrelang unterschätzt. Nachfolgende Grafik zeigt die laufend nach oben korrigierten Prognosen für die weltweite Entwicklung der Photovoltaik. Es ist daher naheliegend, dass auch die aktuellen Prognosen der IEA für 2050, die immerhin 16% des weltweiten Stromes aus Photovoltaik sehen (plus weitere 11% aus solarthermischer Stromgewinnung) nicht übertrieben ambitioniert sind. Trotz dieser Unterschätzung der PV Entwicklung sind die Daten und Studien der IEA generell die weltweite Referenz für Entscheidungsträger im Energiebereich.

Analog zu allen bisherigen internationalen Prognosen wurde auch in einer früheren Photovoltaikroadmap für Österreich die tatsächlich eingetretene Entwicklung unterschätzt. So wurde 2007 beispielsweise prognostiziert, dass erst im Jahr 2025 die jährliche Installation von 100 MW in Österreich möglich wäre, da zu diesem Zeitpunkt das Maximum der bislang in einem Jahr installierten PV Anlagenleistung bei 6,5 MW lag. Der Zielwert für 2050 (20% des österreichischen Stromaufkommens durch PV) war hingegen schon damals ähnlich gesetzt [Österreichische PV Roadmap, 2007]. In der vorliegenden Photovoltaik Roadmap für Österreich soll ein zielorientiertes Szenario, basierend auf den Zielen der Klimaverpflichtungen, in den Mittelpunkt gestellt werden, das etwa ein ähnliches Ziel erreicht, wie aktuell in der IEA prognostiziert wird.

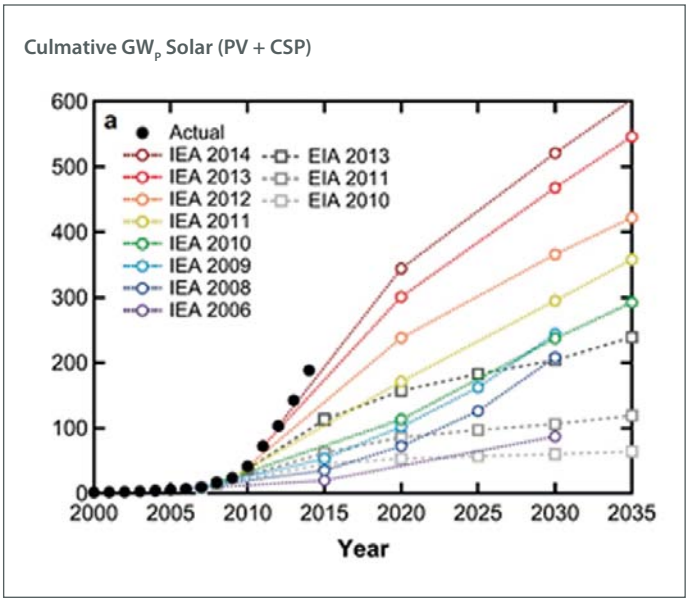


Abbildung 5: *Laufend nach oben korrigierte Prognosen der IEA und der Energy Information Administration (EIA) für die globale Solarstromerzeugung (PV und thermische Solarstromerzeugung) [MIT 2014]*

4.2. DIE BEIDEN SZENARIEN: „BUSINESS AS USUAL" UND „KLIMAVERPFLICHTUNG"

Szenario 1 - Business as Usual

Das Szenario geht davon aus, dass sich in etwa die mittlere Entwicklung der letzten zwei Jahre (2014-2015) fortsetzt und weiterhin jährlich ca. 150 MW an neuer Anlagenleistung in Österreich installiert werden.

Basierend auf Vergleichen bisheriger Prognosen und den real eingetretenen Entwicklungen, kann das oben skizzierte BAU Szenario für den Ausbau der Photovoltaik als untere Grenze betrachtet werden. Der Schwerpunkt der vorliegenden Photovoltaik Roadmap liegt auf folgendem Szenario, das zielgetrieben ist.

Österreich erreicht im Szenario „Business as usual" im Jahre 2030 mit 4,8% und im Jahre 2050 8,5% Anteil der Photovoltaik an der Gesamtstromabgabe an Endverbraucher. Bei einer gleichzeitig angenommenen Strombedarfssteigerung von etwa 61 TWh auf etwa 73 TWh bedeutet das, dass von den 12 TWh Mehrverbrauch in diesem Szenario nur 6,2 TWh von Photovoltaik abgedeckt werden; wenn nicht ein massiver Ausbau bei anderen Erneuerbaren erfolgt, wird daher der Anteil an fossiler Stromerzeugung in Österreich bis 2050 sogar steigen.

Szenario 2 – Klimaverpflichtung

100% erneuerbare Energie in Österreich bis 2050: Die Rolle der Photovoltaik in einem konsequenten Energieszenario

Im zweiten und damit dem Haupt-Szenario dieser Roadmap wird davon ausgegangen, dass klimapolitische Ankündigungen umfassend umgesetzt werden und das Zwei-Grad-Klimaziel konsequent verfolgt und erreicht wird.

Um diese Stabilisierung auf dem Zwei-Grad-Ziel zu erreichen, sind laut „International Panel of Climate Change" (IPCC) Reduktionen der CO2-Emissionen bis 2050 um -50 bis -85% erforderlich [IPPC, 2007]. Seit der Klimakonferenz in Paris 2015 fordern einige Inselstaaten und afrikanische Länder die Einhaltung eines 1,5 Grad Klimazieles. Dies kann nur erreicht werden, wenn bis zum Zeitraum 2045-2060 weltweit „net zero carbon emissions" erreicht werden, also der komplette Ausstieg aus dem fossilen Zeitalter bis zur Jahrhundertmitte gelingt [nature climate change, 2015].

Da etwa zwei Drittel der globalen Treibhausgasemissionen den Energieanwendungen zugeordnet werden können [Klimarat 2007] und die anderen Quellen (wie z. B. Abholzung, Zerfall, Landwirtschaft,…) nicht oder nur schwer adressierbar sind, ist es naheliegend, dass vor allem der Energiesektor dekarbonisiert werden muss, was einen 100%igen Ausstieg aus den fossilen Energien bis 2050 bedeutet. Die EU Kommission hat in ihrem „Fahrplan für den Übergang zu einer wettbewerbsfähigen CO2-armen Wirtschaft bis 2050" Wege skizziert, die zu einem 80-95%igen CO2 Rückgang gegenüber 1990 führen sollen, wobei der Stromsektor bis 2050 CO2 frei ist. Die Analyse der EU baut darauf auf, fossile Brennstoffe im Verkehr und beim Heizen zum Teil zu ersetzen, wobei der Stromverbrauch dieser beiden Sektoren zwar steigen wird, aufgrund der zunehmenden Effizienzverbesserungen der Gesamtstromverbrauch aber nur gemäß den historischen Wachstumsraten zunehmen wird.

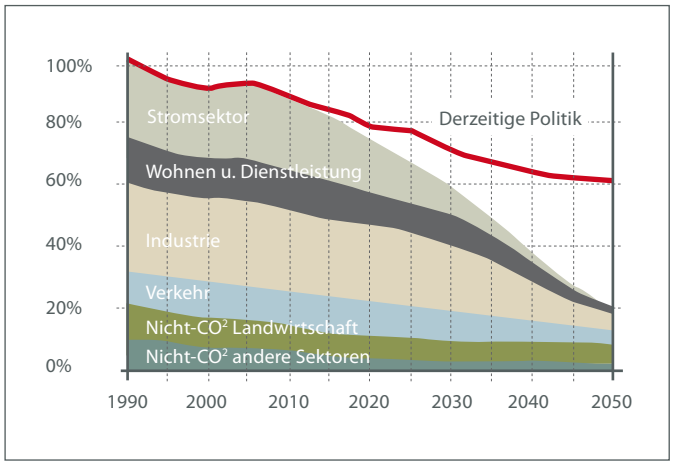


Abbildung 6: *Wege zur Verringerung der THG-Emissionen in der EU um 80% (100%=1990), [EU Kommission 2011]*

Für Österreich wird dazu im Weiteren u.a. auf die Studie „Energiezukunft Österreich, Szenario für 2030 und 2050 referenziert, die im Juni 2015 erschienen ist [Veigl, 2015]. Wesentlich dabei ist, dass eine erfolgreiche Klimastrategie jedenfalls einen massiven Rückgang des Gesamtenergiebedarfes um etwa 40% als Basis erfordert. Dies wird vorrangig über Wärmeschutzmaßnahmen im Gebäudesektor anzustreben sein. Auf die Wichtigkeit ambitionierter Vorgaben z.B. in der OIB Richtlinie, sei hier beispielhaft hingewiesen. Weitere angenommene Schlüsselmaßnahmen sind den nachfolgenden Eckdaten zu entnehmen.

Eckdaten der Annahme für 2050:

Österreichische Bevölkerung:	9,5 Mio.
Pro Kopf BIP Wachstum:	0,8% bis 2030, 0,5% bis 2050
Bruttoinlands-Energiebedarf:	-40% insgesamt; Energiebedarf privater Haushalte -50%, Dienstleister -44%, Produktionssektor -14%, Verkehrssektor -74%
	Schlüsselentwicklungen zu diesen ambitionierten Energieeinsparungen sind u.a. konsequente Passiv/Plusenergiehausumsetzung, massive Verlagerung der Endenergie zur höher effizienter Stromanwendungen, erneuerbar erzeugter Wasserstoff und elektrische Lichtbogenöfen in Eisen- und Stahlerzeugung, Umstellung des Verkehrs auf E-Mobilität und Wegfall des preisbedingten Kraftstoffexports.

Tabelle 1: *Annahmen der Entwicklung für Österreich bis 2050,[Veigl, 2015]*

Der Brutto-Inlandsverbrauch nach Energieträgern setzt sich in einem 100% erneuerbaren Energieszenario damit folgendermaßen zusammen:

	2013 in TWh	2050 in TWh
Wasserkraft	42	43
Windkraft	3,2	12
Photovoltaik	0,6	29,9
Biogene	68	78,9
Solarthermie	2,1	17,8
Wärmepumpe	2,1	15,6
noch offen/Geothermie,...	2,1	15,6
Erdöl- Restbedarf	143	20
Erdgas (fossil)	82	0
Kohle	38	0
Abfälle	7,4	7,4
Gesamt	**388,4 (1398 PJ)**	**240 (864 PJ)**

Tabelle 2: *Anteil Erzeugung für den Brutto-Inlandsverbrauch 2050 in TWh [Veigl, 2015] basierend auf [Streicher et.al 2010]*

In Prozentanteilen stellt sich die Situation für 2050 folgendermaßen dar:

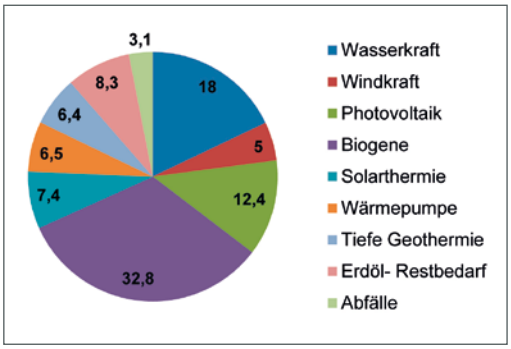


Abbildung 7: *Primärenergie nach Energieträgern 2050 in % [nach Veigl, 2015]*

Für ein 100% erneuerbar versorgtes Österreich muss der Anteil der Photovoltaik von gegenwärtig etwa 1 TWh auf mindestens 29,9 TWh Jahresproduktion steigen. Um dies zu erreichen müssen bis 2030 zumindest 9,7 GW und bis 2050 mindestens 26,7 GW Photovoltaik errichtet werden[2].

Das stellt, unter der Annahme von 20% Zuwachs der Stromabgabe, an Endverbraucher angelehnt an [Fraunhofer IWES/Agora 2015], einen Anteil von 15,3 % der Abgabe an Endverbraucher im Jahre 2030 bzw. 27% des Endverbraucherstromes (auf Basis 108 TWh) im Jahre 2050 dar.

Das Gesamtstromaufkommen in Österreich wird dann bei über 108 TWh liegen, da elektrische Energie zunehmend durch Power to Gas-Technologien speicherbar und in Form gasförmiger Energieträger nutzbar gemacht wird[3]. Photovoltaik deckt vom im Jahre 2050 erwarteten Gesamtstromaufkommen Österreichs in etwa 27% ab. In dieser Annahme beginnt sich dieser Effekt ab dem Jahre 2030 auszuwirken.

Vergleicht man dies mit den Werten aus einer anerkannten deutschen Studie des Fraunhofer Instituts für Solarenergie (ISE) „Was kostet die Energiewende? Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050" vom November 2015, so geht man dort von 174 TWh Photovoltaik-Strom aus, in einem zu 57% auf erneuerbaren Quellen basierenden Energiesystem im Zieljahr 2050, bei welchem der CO2-Ausstoß gegenüber heute um 85% reduziert wird. Der Anteil der Photovoltaik an der Stromerzeugung liegt dabei bei 22 %. Gegenüber Österreich weist Deutschland ein massiv höheres Windenergiepotential auf, die Windkraft wird in der ISE-Studie mit 63% (Onshore und Offshore) der Hauptträger der deutschen Stromversorgung. Da Österreich als Binnenland diese Windpotentiale nicht aufweist, wird auch bei einem moderaten weiteren Ausbau der anderen Erneuerbaren im Vergleich zu Deutschland der proportional höhere Beitrag der Photovoltaik erforderlich sein.

Die Investitionen, die bis 2030 ausgelöst werden, um auf einen Anteil von 15,3 % zu kommen, liegen bei etwa 9-10 Milliarden €[4].

Damit kann auch mit diesem Szenario Klimaverpflichtung das vom österreichischen Bundeskanzler am 30.11.2015 in Paris angekündigte Ziel der 100%igen Stromversorgung aus erneuerbaren Energien bis 2030 realisiert werden, da 15,3% (d.h. +13% am Gesamtstromanteil gegenüber 2015) aus Photovoltaik kommen würden. Ausgehend von aktuell etwa 70% Strom aus erneuerbarer Energie (2015), wäre damit das 100% Ziel 2030 erreichbar. Dafür ist beginnend mit 2017 die Installation von 600 MW PV jährlich und ab 2030 von 820 MW jährlich unumgänglich. Die weiteren 15% könnten durch Windkraft, Wasserkraft und Bioenergie bereitgestellt werden, wobei der Ausbau der Windkraft in Österreich (maximale plus 15% bis 2030) [IG Wind, 2016], sowie der weitere Ausbau der Wasserkraft auf größeres gesellschaftliches Konfliktpotential stoßen dürfte. Unter der Annahme, dass aus anderen erneuerbaren Energien maximal 15% produziert werden, müsste müsste die Photovoltaik jedenfalls 15% beitragen. Ein ambitioniertes Ökostromgesetz, die Vereinfachung der PV-Anlagenerrichtung und Anstrengungen zur optimalen Integration der PV in das Energiesystem sowie in die Architektur sind für die Umsetzung dieses Photovoltaik-Zielpfades erforderlich.

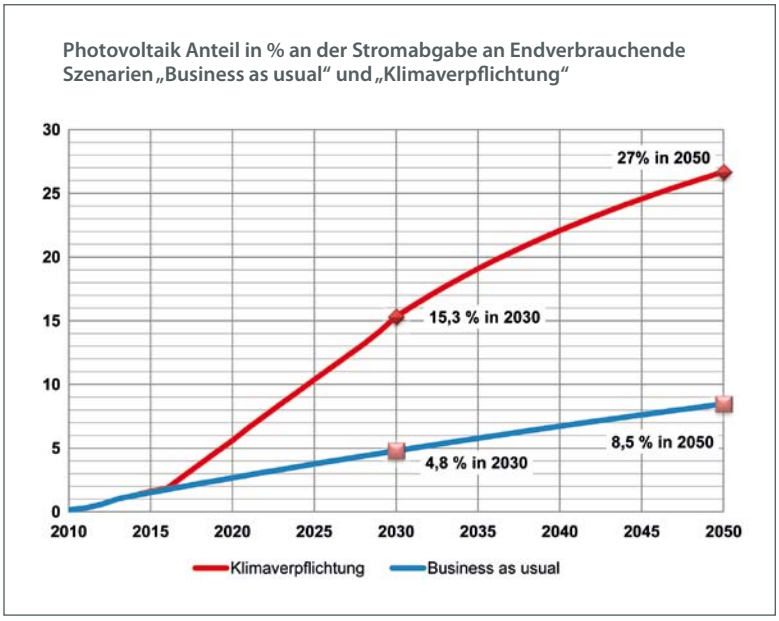


Abbildung 8: *Photovoltaik Anteil im Szenario „Business as usual" und im Szenario „Klimaverpflichtung" mit Erreichung des 2030 Stromziels 100% Erneuerbare; eigene Darstellung*

[2]Hier soll vernachlässigt werden, dass bei einer beginnenden Entwicklung 2017 nach 30 Jahren - d.h. ab etwa 2047 erste Module ihr Lebensdauerende erreichen werden.

*[3]Im Rahmen des EU-Projekts „SUSPlan" erarbeitete die **Energy Economics Group** der Technischen Universität Wien Stromszenarien für das Jahr 2050 (Kranzl et al. 2011). Im Szenario „rot", das einen langsamen technischen Fortschritt beschreibt, liegt die Stromaufbringung inkl. Saldo aus Importen weniger Exporten im Jahr 2050 daher bei 143 TWh. Das Szenario „grün" impliziert einen schnellen technischen Fortschritt und prognostiziert eine Aufbringung von 114 TWh im Jahr 2050.*

[4]Annahme von Investitionskosten in der heutigen Höhe von rund 1 Mio. € pro installiertem MW.

4.3. FLÄCHENPOTENTIAL FÜR PHOTOVOLTAIK IN ÖSTERREICH

Für Österreich gibt es eine große Nutzungsmöglichkeit der Photovoltaik an bereits verbauten Strukturen: Schätzungen gehen von rund 170 km² Dachfläche und 60 km² Fassadenfläche zur solaren Stromgewinnung in Österreich aus [IEA, 2002, Statistik Austria, 2015[5]]. Allein 29 km² nutzbare Dachfläche hat die Großstadt Wien.[wien.gv.at, 2016]

In Österreich gehen aktuell täglich etwa 22 ha Boden durch Verbauung verloren [Bodenatlas 2015 Global 2000]. Daher ist es naheliegend, dass der weitere Ausbau von Photovoltaik vorrangig in bereits bebautem Gebiet erfolgen soll.

le noch immer die Förderungen für Solarenergie übersteigen [Umweltbundesamt 2015].

Angesichts dieser Situation, dass politischen Absichtserklärungen einen Ausstieg aus dem fossilen Energiezeitalter fordern, andererseits diese zurückzufahrenden Sparten aber auch heute noch immer in bedeutendem Ausmaß aus öffentlichen Mitteln gefördert werden erscheint eine Diskussion über eventuelle volkswirtschaftliche Belastungen einer Photovoltaik Förderung vergleichsweise unbedeutend. Vielmehr können und müssen Förderanreize für Erneuerbare als volkswirtschaftlicher Nutzen verstanden und genutzt werden. In diesem Zusammenhang sei auch daran erinnert, dass die externen Kosten der fossilen Stromerzeugung (z.B. Umwelt- und Gesundheitsschäden), die der Photovoltaik bei weitem übersteigen. [Subsidies and costs of EU energy, Ecofys 2014]

Das Potential in Österreich an geeigneten Dach- und Fassadenflächen von etwa 230 km² reicht bei Weitem aus, um mit heutigen Wirkungsgraden im Jahr 2050 29,9 TWh PV Strom im Jahr zu produzieren, wofür man mit aktueller Technologie etwa 170 km² benötigen würde; technologische Weiterentwicklungen bis 2050, vor allem verbesserte Wirkungsgrade werden die benötigten Flächen jedenfalls verringern. Zusätzliche Flächen im Bereich der Verkehrsinfrastrukturen, wie Lärmschutzwände und Einhausung von Verkehrsflächen, Mülldeponien, und landwirtschaftliche Brachflächen etc.. erweitern dieses Potential überdies. Hochgelegte PV Anlagen, unter denen Landwirtschaft betrieben werden kann und Anlagen auf Gewässeroberflächen etc… sind beispielsweise gegenwärtig in europäischen Pilotprojekten in Einsatz.

4.4. DIE WEITERE FÖRDERUNG VON PHOTOVOLTAIK IN ÖSTERREICH

Wenn Studien auch zeigen, dass die ÖsterreicherInnen bereit sind in Erneuerbare zu investieren, z.B. Studie „Erneuerbare Energien in Österreich 2015“ [Hampl, Deloitte, 2015] wird dies keinesfalls ausreichen, um ein derartiges Wachstum zu erreichen. Gesetzliche Vorschriften, Solarverordnungen, aber auch zweckgebundene Besteuerungen für fossile Energien oder ein effektiver CO2-Zertifikatehandel werden erforderlich sein, um die Ziele der Roadmap für zu erreichen. Die Rahmenbedingungen sind so zu gestalten, dass bei vielen Anwendungen ein wirtschaftlicher Vorteil und ein volkswirtschaftlicher Nutzen gegeben sind. Nur mit bewusstseinsbildenden Maßnahmen und dem Vertrauen auf die Marktkräfte und das Umweltbewusstsein der ÖsterreicherInnen wird die Energiewende bis 2050 nicht gelingen.

Nicht nur diverse Ökoverbände sondern seit wenigen Jahren auch die internationale Energieagentur (IEA) betonen immer wieder, dass fossile Energien auch heute noch stärker gefördert werden als Erneuerbare. Wörtlich steht im World Energy Outlook 2015, „Subventionen für fossile Energien: weltweit viermal so hoch wie für Erneuerbare“. [IEA world energy outlook, 2015]; aber auch für Österreich gilt laut einer Studie des Umweltbundesamtes, dass die Förderungen für Öl, Gas und Koh-

Finanziell attraktive und vor allem unbürokratische Anreizförderungen für Photovoltaik sind mit Sicherheit auch weiterhin das wesentlichste Mittel, um einen substantiellen Beitrag der Photovoltaik zu den Klimazielen erreichen zu können. (Anmerkung: 29,9 TWh bis 2050).

Aufgrund der stark gesunkenen Kosten der Photovoltaik, die schon heute nahe der fossilen Energien liegen, ist der Förderbedarf verglichen mit vergangenen Jahren bereits vergleichsweise gering [Umweltbundesamt 2015]. Eine Orientierung am Modell Deutschland, das zumindest bis zu einer Größenordnung von 52 GW die Photovoltaik weiter fördert, sollte überlegt werden [PV Novelle, 2012].

4.5. EMPFOHLENE MASSNAHMEN UM DAS SZENARIO „KLIMAVERPFLICHTUNG“ ZU ERREICHEN

Der Weg zum Szenario „Klimaverpflichtung“: Beginnend mit dem Jahr 2017 wären gesamt 8,7 GW in 14 Jahren zu installieren, um 2030 bei einem gleichzeitigen Anstieg des Strombedarfs um 9%, auf 66,3 TWh eine 100%ige Stromversorgung mit Erneuerbaren und davon 15,3% Photovoltaik zu erreichen. 600 MW pro Jahr entsprechen einer Vervierfachung der mittleren Installationsraten von

[5]Die grundlegende Erhebung in der IEA datiert vom Jahre 2001, seither ist laut Statistik Austria der Gebäudebestand um 22% gewachsen; hier wird die Annahme getroffen, dass damit auch die solar nutzbaren Flächen um dieselbe Größenordnung angestiegen sind.

2013 bis 2015, oder zwei bis drei Mal der Installationsrate, die Österreich im bislang stärksten Jahr 2013 aufwies.

Für das Langzeitziel 2050 müssten 25,6 GW in 34 Jahren installiert werden. Hierbei wurde ein starker Stromverbrauchszuwachs von 77% auf 108 TWh berücksichtigt. Im Vergleich mit weltweit bislang realisierten Ausbauraten entsprechen die dafür notwendigen 820 MW/Jahr in etwa den Ausbauraten in Deutschland in den Jahren 2010, 2011 und 2012 wo jeweils etwa 7500 MW installiert wurden. Pro Kopf-Ausbauraten in anderen Ländern (z.B. Belgien, Italien,…) erreichten bzw. übertrafen bereits diese Werte [IEA PVPS, 2015]. Die technische Machbarkeit eines derartigen Ausbaumaßes steht daher außer Frage.

Herausforderungen für die Stromversorgung bei 15%igem Photovoltaikanteil

Ein Strom-Mix ausschließlich aus Groß- und Kleinwasserkraft, Wind-, Biomasse, Biogas und Solarenergie bringt naturgemäß Herausforderungen mit sich. Unter dem Begriff „Smartes Energiesystem" werden alle Maßnahmen subsummiert, die dazu beitragen, volatile Erzeugung mit dem seit jeher volatilen Verbrauch zu synchronisieren, um der Voraussetzung eines zuverlässigen elektrischen Stromsystems zu entsprechen, d.h. Angebot und Nachfrage zu jedem Zeitpunkt exakt übereinzustimmen.

Details dieser jedenfalls lösbaren Herausforderungen des Zusammenspiels der Photovoltaik mit den anderen Erzeugern, die sich teilweise ebenso im Wandel befinden, wie auch dem Verbrauch, der durch die generelle Verlagerung zu Stromanwendungen einerseits bedeutend wachsen wird, andererseits z.B. durch die Ladestrukturen der E-Mobilität wesentliche neue Herausforderungen mit sich bringt, werden in einem zweiten Teil der Roadmap beschrieben. In dieser Roadmap wird in Kapitel 7 nur auf einige wesentliche Elemente des Wandels der Elektrizitätsinfrastrukturen hingewiesen.

EMPFEHLUNGEN FÜR EINE JÄHRLICHE PV-AUSBAURATE VON 600 MW IN ÖSTERREICH BIS ZUM JAHR 2030

- **Investionsförderungen:**
  - Beibehaltung bzw. Anhebung der Einspeise- bzw. Investitionsförderungen
  - Aufhebung eventueller Deckelungen bis zu einem festgelegten Gesamtausbaumaß von zumindest 10 GW
  - Kontrolle des jährlichen 600 MW Zieles bzw. Anpassungen bei Abweichungen in beide Richtungen
  - umfassender Abbau des Administrationsaufwandes für Förderungen und Netzanschluss
  - Einbeziehung auch nicht gebäudebezogener Anlagen im urbanen Umfeld wie Solartankstellen, Parkplatzüberdachungen
- **Abbau von PV-Investitionshemmnissen:** Bau-und Großprojekte in einem Planungszeitraum von mindestens zwei Jahren sollen erleichtert werden.
- **Keine Mehrwertsteuer:** Aussetzen der Mehrwertsteuer bis zum 10 GW Ausbau, Steuer-Sonderabschreibungen ermöglichen
- **Keine Energieverbrauchsabgabe:** Ausnahme von der Besteuerung der Eigenversorgung aus PV
- Ambitionierte Umsetzung der **Europäischen Gebäuderichtlinie**, welche verbindlich bis 2020 in der EU nur noch den Neubau von ‚Nearly Zero Energy Buildings' in der EU vorgibt. D.h. die Solarverpflichtung bei der Wohnbau– und Sanierungsförderung, Ausweitung des Wiener Modells (1 kWp pro 100m^2 Bruttogeschoßfläche) auf ganz Österreich bei schrittweiser Erhöhung der Menge, Verpflichtung zu vorbereitenden Installationen für eine PV-Anlage bei allen Neubauten.
- **Prüfung aller bestehender Fördermaßnahmen:** im Bau- und Betriebsbereich für Private, Gewerbe und Industrie soll geprüft werden, ob eine Kopplung an die Nutzung erneuerbarer Energie, speziell für Photovoltaik, möglich ist.
- **Steuerreformmit aufkommensneutraler Umschichtung** der Steuerlast von Arbeit auf fossile Energie, ökosoziale Steuerreform, Umlenkung aller aktuellen Förderungen für fossile Energien auf Erneuerbare
- **Förderung der E-Mobilität** an die Errichtung den Betrieb bzw. die Beteiligung an einer PV Anlage koppeln
- **Photovoltaik immer mitdenken:** die Förderung bzw. Genehmigung von großflächigen öffentlichen und Infrastrukturbauten an die Einbindung von Photovoltaik koppeln.
- **Novellierung des ELWOG:** für die gemeinsame PV- Nutzung im gewerblichen und privaten Bereich muss das ELWOG weiter novelliert werden, um Anreize für neue Geschäftsmodelle im Umfeld der PV (in Kombination, mit Wärmepumpen, Speichern, E-Mobilität, etc…) zu schaffen sowie die Ausweitung auf nachbarschaftliche Nutzung.
- **Qualitätssicherung:** Sicherstellung der Qualität bei den PV Anlageninstallationen, um die volle Lebenszeit zu garantieren
- **Öffentlichkeitsarbeit:** Informationskampagnen sowie Aus- und Weiterbildung speziell auch bei Multiplikatoren wie EnergieberaterInnen und Lehrenden; speziell aber auch bei planenden und installierenden Fachkräften; Bürgerbeteiligungsmodelle in Gemeinden / Bezirken ausweiten.

TEIL 3
CHANCEN UND HERAUSFORDERUNGEN FUER DIE PHOTOVOLTAIK AM WEG ZU EINER DOMINIERENDEN ENERGIEQUELLE

In den folgenden Kapiteln werden die Chancen aber auch die Herausforderungen diskutiert, die bei der zuvor skizzierten Photovoltaik-Marktentwicklung hin zu 29,9 TWh im Jahre 2050 zu erwarten sind. In dieser Roadmap werden die Bereiche Industrie, Gebäude/Stadtentwicklung sowie die Energieinfrastrukturen betrachtet, weitere Bereiche wie Verkehr, Landwirtschaft aber auch das Zusammenwirken der 2050 ausgebauten Photovoltaik mit anderen Energietechnologien und –systemen soll in einem 2.Teil der Roadmap behandelt werden.

5. THEMENFELD 1: INDUSTRIE

5.1. CHANCEN FÜR EINE KOSTEN-UNABHÄNGIGERE ENERGIEVERSORGUNG FÜR DIE HEIMISCHE INDUSTRIE

- „Industrie 4.1“ - Photovoltaik eröffnet der Industrie neue Möglichkeiten
- Wie kann der Wirtschaftsstandort Österreich zukünftig von den erwarteten geringen Stromgestehungskosten der Photovoltaik profitieren?
- Forcierung eines hohen Eigenversorgungsgrades bei der Industrie

Ein wesentlicher Standortfaktor für viele produzierende und verarbeitende Unternehmen sind die Preise für Energie. Dies gilt speziell für die energieintensive Industrie wie beispielsweise die Metallindustrie und die Papierindustrie. Eine naheliegende Möglichkeit, wie die Industrie von den Chancen profitieren kann, die sich durch die erwarteten geringen - überdies jedenfalls auch klar kalkulierbaren Stromgestehungskosten von Photovoltaik bieten, ist, analog zu privaten Haushalten, einen möglichst hohen Anteil des Strombedarfes selbst mittels Photovoltaik zu decken. Konkret bieten Dachflächen von Industriegebäuden und speziell auch Industriegebiete viel Potential für die Erzeugung von Photovoltaikstrom. Stromerzeugungskosten von Photovoltaik werden bald deutlich unter 8 Cent liegen und damit klar billiger sein als die Strompreise, welche kleinere Industriebetriebe in Österreich zu zahlen haben.

Anmerkung: Laut E-Control lagen die reinen Energiepreise für die Industrie bei etwa 4,5 Cent/kWh, da der Energiepreis etwa 40% des Strompreises ausmacht (Rest Netzentgelte sowie Steuern und Abgaben) kann man gesamt von zumindest etwa 11 Cent ausgehen [E-Control Industriepreiserhebung 2015]. Im Falle, dass die Energiepreise noch länger auf dem vergleichsweise niedrigen Niveau bleiben, kann angenommen werden, dass aufgrund der verstärkten Anforderungen an Netze und im Bereich der Steuern und Abgaben sich zukünftig zumindest diese beiden Strompreisanteile erhöhen werden.

In Industriegebieten kann durch Nutzung der Photovoltaik auf Industriehallendächern sowie durch Überdachung von Freigeländen ein signifikanter Energiebeitrag gewonnen werden[6]. Als Beispiel sei Wien genannt, wo die als Betriebsgebiet ausgewiesene Fläche 2.000 ha beträgt [Wiener Betriebszonenanalyse 2008]. Rein rechnerisch könnte auf dieser Fläche jährlich ein Strombedarf von etwa 1.200 GWh erzielt werden. (Annahme: 0,6 GWh/ha). Als Vergleich sei genannt, dass der gesamte produzierende Bereich im Jahre 2011 in Wien einen Endenergiebedarf von 3.300 GWh hatte.

Es gibt bereits heute produzierende Unternehmen in Österreich die zumindest einen Teil ihrer benötigten Energie mittels Photovoltaik erzeugen. Beispielsweise produziert das Elektronikunternehmen Fronius an seinem Standort Sattledt einen Teil des dort benötigten Stromes selbst mit Photovoltaik. Das Fassadenbauunternehmen SFL Technologies GmbH stellt am steirischen Standort Stallhofen einen großen Teil der benötigten Energie mit Photovoltaik bereit und hat in Kooperation mit dem Energieunternehmen e-steiermark die Möglichkeit selbst erzeugte Energie an andere Unternehmens-Standorte zu transferieren[7].

Die bereits umgesetzten Beispiele zeigen, dass die für die Produktion benötigte Energie zumindest zum Teil mittels Photovoltaik hergestellt werden kann und es bereits heute bei passenden Rahmenbedingungen ökonomisch sinnvoll ist. Besonders auch für den ökologischen Rucksack der erzeugten Produkte ist es vorteilhaft, wenn die Energie zur Produktion nachweislich aus erneuerbarer Energie kommt (z.B. Zertifizierung nach Umweltnorm ISO 14000). Weiter wird auch im aktuellen F&E-Fahrplan „Energieeffizienz in der energieintensiven Industrie“ speziell für die Zellstoffindustrie empfohlen, Strombedarf bei der Produktion mittels Photovoltaik zu decken [Steinmüller 2014].

Ein hohes Maß an Planungssicherheit bei den anfallenden Energiekosten wäre einer der wesentlichen Vorteile für die produzierende Industrie im Falle einer Eigenproduktion von Energie mit Photovoltaik. Dies wäre ein wesentlicher Standortvorteil im Vergleich zu jenen Ländern, wo die Industrie hauptsächlich Primärenergie nutzt, deren Preise sehr volatil sind, im Speziellen Gas und Öl. Bisher waren Schwankungen im Öl oder Gaspreis nur bedingt standortrelevant, da alle Standorte davon in ähnlichem Ausmaß betroffen sind. Aktuell bietet ein progressives Unterstützen der produzierenden Industrie bei der Umstellung auf Eigenproduktion der benötigten Energie aus Sonne und Wind die Chance einen Standortvorteil zu generieren und gleichzeitig essentielle Schritte zur Erreichung der Klimaziele zu setzen.

[6] *Ob die Dächer für eine nachträgliche Installation von Photovoltaik geeignet sind (Lastvorschriften) ist für jeden Fall individuell zu prüfen.*

[7] *http://www.sfl-technologies.com/unternehmen/aktuelles/aktuelles-detail/news/sfl-geht-neue-wege-in-der-energieversorgung/*

5.2. HERAUSFORDERUNG DER FLUKTUIERENDEN PHOTOVOLTAIK-STROMERZEUGUNG FÜR DIE ANWENDUNGEN IN DER INDUSTRIE

Um den selbst erzeugten Strom zeitlich optimal an die Bedürfnisse von Unternehmen anzupassen, können Lastverschiebemöglichkeiten oder Energiespeicher in die Überlegungen einbezogen werden. Bereits heute bieten die Prozesse vieler produzierender Unternehmen intrinsische Möglichkeiten zur Energiespeicherung bzw. Lastanpassung.

Jedoch bleibt die saisonale Herausforderung, dass das Solarstrahlungsangebot in einem Sommermonat das 6-8 fache eines Wintermonats darstellen kann. Bei Zweischicht- und noch mehr bei Dreischichtbetrieben stellt sich das Problem, dass in der Nacht keinesfalls die benötigte Energie direkt bereitsteht bzw. tagsüber ein Überschuss an Energie produziert wird. Die Kombination mit anderen regenerativen Energiequellen im Verbund, wie Windkraft, Biogas oder Kleinwasserkraft verringert durch deren unterschiedliches Aufkommenspotential den Speicherbedarf signifikant. Betrachtet man nur Photovoltaik gibt es unterschiedliche Ansätze die zeitliche Fehlanpassung von Erzeugung und Verbrauch vor Ort zu lösen:

Die aktuellen Entwicklungen im Bereich der Digitalisierung des Stromsystems im Netzbereich wie auch bei Verbrauchern bieten zusätzlich eine gute Basis, die für eine flexible Produktion und die Nutzung des Stromes bei günstiger Verfügbarkeit genutzt werden kann.

Definition Industrie 4.0:

- „Hochflexibilisierte Industrieproduktion ermöglicht geringe Stückkosten ab Losgröße 1
- Automatisierung mit selbstoptimierenden Algorithmen und Vernetzung mit allen an Wertschöpfung beteiligten Instanzen“

Erweiterung auf Industrie 4.1:

- „Integration der Erzeugung und Verfügbarkeit von erneuerbarer Energie (z.B. aus Photovoltaik) in Wertschöpfungsoptimierung“ bzw. „Hochflexibilisierte Industrieproduktion unter Berücksichtigung von Energieproduktionsdargebot“, bzw. bedarfsgerechtes Bereitstellen Erneuerbarer Energie durch verschiedene Formen und Größen von Speicherung.

Automatisierung und Digitalisierung wird oft mit einer Reduktion von Arbeitsplätzen in Zusammenhang gebracht. Werden gleichzeitig aber auch die Energieprozesse optimiert und auf lokale Ressourcen umgestellt, könnte diesem Trend entscheidend entgegengewirkt werden.

Weiter werden aktuell verstärkte Diskussionen über eine Reform des CO2 Zertifikathandels geführt. Beispiel Standortdiskussion über die Stahlproduktion: Das Unternehmen Voestalpine geht davon aus, dass bei den aktuellen europäischen Klimaschutzplänen der Standort für die Stahlproduktion in Zukunft nicht zu halten ist. Das wesentliche Problem dabei ist, dass die Produktionsprozesse für die Stahlproduktion bereits sehr gut optimiert sind und weitere Effizienzmaßnahmen nicht ausreichen, um die gesetzten Ziele zur Reduktion der Treibhausgasemissionen zu erreichen. Erneuerbare Energien, insbesondere Photovoltaik, können hier bei der Zielerreichung helfen. Der Einsatz von Photovoltaik zur Energiebereitstellung kann damit zu einem wettbewerbs- und standortentscheidenden Faktor werden. Dazu müssen diese und die Rahmenbedingungen für deren Einsatz aber wettbewerbsfördernd sein.

„Wir werden von 2020 bis 2030 für ungefähr 55 Prozent unserer CO2-Emissionen Zertifikate kaufen müssen. Der Zielpreis liegt bei 30 Euro je Tonne. Das heißt für uns, dass wir jedes Jahr mindestens 200 Millionen Euro dafür ausgeben müssen. Das ist wiederum mehr, als wir operativ im Stahlgeschäft verdienen, das wir uns damit dann schlicht nicht mehr leisten könnten.“,

Wolfgang Eder, Vorstandschef von Voestalpine, Tagesspiegel 19.10.2015

Eine mögliche Zukunft für eine langfristig wettbewerbsfähige österreichische Industrie wurde oben in Form von „Industrie 4.1“ skizziert. Die dafür notwendigen Maßnahmen zur Flexibilisierung, Vernetzung und Automatisierung sind mit hohem Aufwand und Investitionen verbunden. Eine Unterstützung der Unternehmen bei diesem Transformationsprozess hat hohen volkswirtschaftlichen Nutzen.

Ein hohes Maß an Planungssicherheit bei den anfallenden und vergleichsweise geringen Energiekosten ist einer der wesentlichen Vorteile für die produzierende Industrie im Falle einer zumindest teilweisen Eigenproduktion von Energie mit Photovoltaik bzw. anderen heimischen erneuerbaren Energieformen.

Aus den oben skizzierten Beispielen wird klar, dass es für viele produzierende Unternehmen bereits heute Lösungen gibt, deren Prozesse an fluktuierende Produktion von eigenerzeugter Energie anzupassen. Jedoch ist auch klar, dass dafür relativ hohe Investitionen getätigt und auch Prozesse teilweise neu entwickelt werden müssen. Für eine schnelle Verbreitung der Eigenproduktion aus Photovoltaik in der österreichischen Industrie ist es sinnvoll, Anreize zu setzen. Durch eine Abschaffung der Energieverbrauchsabgabe von aktuell 1.5 €Cent/kWh und der Umsatzsteuer von 20% auf

Kurzzeitiger Ausgleich vor Ort: (Tag/Nacht/Schlechtwetter)	**Langzeitausgleich vor Ort:** (saisonal)
› Elektrochemische Speicher, verfügbar, Kostendegression im Gange, Überdimensionierung von Anlagen mit Peakshaving, mit Regelenergievorhalt. › Überdimensionierung von Anlagen; Peakshaving mit Regelenergievorhalt	› Wasserstoff/Power2Gas - noch in Entwicklung oder Bereitstellen und Speichern als Wärme

LÖSUNGSWEGE IN AUSGEWÄHLTEN BRANCHEN

- In der **Kunststoff und Chemieproduktion** werden häufig Prozessgase wie beispielsweise Wasserstoff benötigt. Dieser Wasserstoff lässt sich in hervorragender Qualität aufgrund geringer Verunreinigungen und mit sehr hohem Wirkungsgrad durch Elektrolyse vor Ort aus Spaltung von Wasser unter Einsatz von Überschussstrom aus Photovoltaik herstellen. Weiters lassen sich unter Einsatz dieses Wasserstoffs weitere Prozesschemikalien wie Methan oder Methanol herstellen die vor Ort verbraucht werden können. Daraus folgt, dass Investitionen in Elektrolyseure und Ausweitung von Speicherkapazitäten für Prozessgase oder Prozesschemikalien notwendig wären, um die Produktionsprozesse auf möglichst hohen Eigenverbrauch von erneuerbarer Energie anzupassen.
- **Fertigungsunternehmen mit hohem Automatisierungsgrad,** wie es beispielsweise in der Automotive-Branche weit verbreitet ist, werden möglicherweise die ersten sein wo sich die oben skizzierte Industrie 4.0/4.1 manifestiert. Produktionsanlagen die deutlich stärker als bisher vernetzt sind und mit einer künstlichen Intelligenz ausgestattet sind, können zusätzlich zu der Vielfalt an Informationen die für eine optimierte Wertschöpfung notwendig sind, auch Daten zur Verfügbarkeit von eigenerzeugter Energie nutzen. Beispielsweise ist es bereits heute möglich die Verfügbarkeit von solaren Energieressourcen für die kommenden Stunden bzw. für den kommenden Tag mit hoher Wahrscheinlichkeit vorherzusagen. Das bedeutet intelligente Produktionsanlagen können Prognosen nutzen, um die energieintensiven Prozesse zeitlich mit der besten Verfügbarkeit von eigenerzeugtem Strom abstimmen.
- Aus heutiger Sicht wird die Adaption für **Unternehmen die heute auf Basis von kontinuierlichen Prozessen** (z.B. Rolle zu Rolle) bzw. in einem Dreischichtbetrieb arbeiten am schwierigsten hohe Eigenverbräuche von erneuerbarer Energie zu realisieren. Beispielsweise muss für eine Folien-, Draht- oder Stahlproduktion stets ausreichend elektrische Leistung zur Verfügung stehen, andernfalls bricht der Prozess zusammen und muss aufwendig re-initialisiert werden. Daher müssen Unternehmen, deren Prozesse kaum Flexibilität zulassen, in elektrische Energiespeicher investieren, wenn hohe Eigenverbrauchsraten erzielt werden sollen, oder gespeicherte Energie vom Markt zukaufen, die dann ohnehin zur Verfügung stehen wird.

Tabelle 3: Mögliche Flexibilisierung des Energieeinsatzes in Industriebereichen, Eigene Darstellung

eigenverbrauchen Photovoltaikstrom, würden die Stromgestehungskosten zwar nicht sinken, aber die Netto-Differenz zum Industrie-Strompreis (reine Energiepreise) aus dem Netz würde für große Photovoltaikanlagen gegen Null gehen.

Ein alternativer Vorschlag für ein Anreizmodell basiert auf der Vergütung von Energie die vom Unternehmen selbst erzeugt und für Produktionsprozesse verwendet wird. Eine derartige Eigenverbrauchsvergütung ließe sich ähnlich wie die Forschungsprämie umsetzen. Das bedeutet, dass entsprechend der nachgewiesen eigenerzeugten bzw. eigenverbrauchten erneuerbaren Energiemenge eine Vergütung gewährt wird (siehe Beispiel im Anhang).

Ein Anreizsystem, möglichst viel des benötigten Stroms aus eigener Erzeugung (z.B. mit Photovoltaik) zu decken, hätte Vorteile für alle Beteiligten (siehe Tab.4). Jene für die produzierende Industrie wären, langfristig planbare und schließlich gesenkte Energiekosten und eine direkte Unterstützung bei der Umstellung der Produktion. Darüber hinaus wird die Notwendigkeit eines Zukaufs von CO2 Zertifikaten deutlich verringert und es werden speziell jene Unternehmen belohnt, die besonders innovativ in der Flexibilisierung der Produktionsprozesse und der Umsetzung von Industrie 4.1 sind.

Der Vorteil für die öffentliche Hand wäre, dass mit sehr geringem Verwaltungs- und Kontrollaufwand Fördermittel sehr effizient dazu eingesetzt würden, die heimische Industrie nachhaltig wettbewerbsfähiger zu machen und gleichzeitig einen essentiellen Schritt zur Erreichung der Klimaziele zu setzen. Die hier skizzierte Maßnahme einer Eigenverbrauchsvergütung ist durchaus vergleichbar mit dem erneuerbare Energien Gesetz (EEG), das im Jahr 2000 in Deutschland eingeführt wurde. (Details siehe Anhang).

Nutzen für die produzierende Industrie	Volkswirtschaftlicher Nutzen
Interessanter Business-Case für Investitionen in eine Umstellung auf Eigenerzeugung/Eigenverbrauch von erneuerbarer und treibhausgasfreier Energie	Das Risiko für optimale Investitionen liegt bei den einzelnen Unternehmen
	Fördermittel werden sehr effizient eingesetzt und die gewünschten Effekte, wie hoher Eigenverbrauch von erneuerbarer Energie werden zielgenau unterstützt.
Synergieeffekte bei Flexibilisierung der Produktion (Transformation auf Industrie 4.1)	Der Wirtschaftsstandort Österreich wird für produzierende Unternehmen attraktiver
Energiekosten sind langfristig gut planbar	
Notwendigkeit des Kaufs von CO2 Zertifikaten ist signifikant verringert	Wesentliche Schritte zur Erreichung der Klimaziele werden gesetzt, Wettbewerbsfähigkeit und Standortsicherung

Tabelle 4: *Vorteile einer Eigenverbrauchsvergütung für die produzierende Industrie und den Staat, eigene Darstellung*

EMPFOHLENE MASSNAHMEN FÜR DIE EIGENBEDARFSDECKUNG UND FLEXIBILISIERUNG DER INDUSTRIE

- Vorzug für Produkte, die nachweislich mit einem hohen Anteil an erneuerbarer Energie produziert wurden – z.B. bei öffentlichen Ausschreibungen; Entwicklung von Instrumenten die das ermöglichen, (z.B. Ausschreibungsunterlagen, Öko-Labels)
- Abschaffung der Energieverbrauchsabgabe von aktuell 1,5 €Cent pro eigen erzeugter und selbst genutzter Energie
- Aussetzen der Umsatzsteuer bis zum Erreichen des Photovoltaik-Ausbauzieles
- Spezielle Anreize für PV-Eigenstromproduktion in der Industrie
- Variable Gestaltung der Abschreibungsdauer von Investitionen in PV Eigenstromproduktion
- Entsprechende Förderprogramme im Umfeld von Industrie 4.0 sind dahingehend zu erweitern, und die Rahmenbedingungen entsprechend zu gestalten, dass angestrebte und geforderte Automatisierung bzw. Digitalisierung im Industriebereich auch zur Flexibilisierung des eigenen Strombedarfes und zur Anpassung an eine fluktuierende lokale Erzeugung genutzt wird. Ein Begleitprogramm der Effizienzverbesserungen und Ertragsentwicklung wäre zielführend.
- Gleichzeitig sollte Industriebetrieben auch unabhängig vom eigenen Bedarf über Einspeisetarife Anreize geliefert werden, die Potentiale der Industrieflächen zur solaren Stromgewinnung zu nutzen, da diese umweltschonenden Flächenpotentiale an Industriehallendächern und Industriellen Flächen wie Parkplätzen, Lagerplätzen und Logistikzonen für eine 100%-regenerative Vollversorgung Österreichs dringend benötigt werden und daher erschlossen werden müssen, insbesondere dann, wenn neu gebaut oder umgebaut wird. Wegen der langen Lead-Zeiten der Renovierungs- und Neubauzyklen sollte mit der vollständigen Erschließung industrieller Solarpotentiale umgehend begonnen werden. Damit könnte langfristig deren Wettbewerbsfähigkeit gestärkt werden und ein interessanter Business-Case für viele produzierende Unternehmen geschaffen werden.

5.3. INNOVATIONSCHANCEN FÜR DIE HEIMISCHE INDUSTRIE IM PHOTOVOLTAIK-UMFELD

Österreichische Innovation schaffen Wertschöpfung und international gefragtes Know-how

Aktuell gibt es in Österreich eine Reihe von Unternehmen, die im Photovoltaikmarkt und in angrenzenden Energiesystembereichen aktiv sind. Die meisten österreichischen Unternehmen der Photovoltaikbranche weisen eine sehr hohe Exportquote von teilweise über 90% auf. Der Grund dafür ist, dass der Photovoltaikmarkt in Österreich bisher im Vergleich zu PV führenden Ländern gering war. Eine deutliche Vergrößerung des „Heimmarktes" würde diese Unternehmen deutlich unterstützen. Speziell innovationsintensive Branchen profitieren überdurchschnittlich von einem großen Heimmarkt.

Aktuell gibt es in Österreich sehr innovative Unternehmen die neuartige Photovoltaiktechnologien und Module entwickeln. Beispielsweise hat das Unternehmen **crystalsol** eine weltweit einzigartige Photovoltaikfolie entwickelt, die flexibel in vielen Anwendungen einsetzbar ist. Aktuell wird diese einzigartige Technologie zusammen mit dem Produktionspartner **Forster Verkehrs und Werbetechnik** zur Marktreife gebracht. Flexible Photovoltaikfolien auf Basis von CIGS Halbleitern werden von der Firma **Sunplugged** in Tirol entwickelt und produziert. Weiter gibt es in Österreich noch eine Reihe von Herstellern von Standardmodulen wie **KIOTO, Energetica, PV Products,** die lokale Wertschöpfung generieren.

Neben Produzenten von aktiven Photovoltaikelementen gibt es in Österreich auch starke Unternehmen im Zuliefererbereich. Hier sind beispielsweise die Unternehmen **Ulbrich** (Zellverbinder), **Welser Profile** (Metallprofile) oder **Isovoltaic** (Rückseitenfolien) zu nennen. Zusätzlich werden von österreichischen Unternehmen Fertigungsmaschinen und –anlagen für die Photovoltaikbranche produziert, wie es beispielsweise das Unternehmen **Lisec** im Bereich der Photovoltaikmodule macht. Weiters produzieren Unternehmen in Österreich Elektronikkomponenten, die in der Photovoltaikbranche eingesetzt werden (z.B. **Continental, Infineon,** …).

Ein klarer Trend in der Photovoltaik ist jener hin zu mehr Eigenverbrauch des produzierten Stroms. Hier sind in Österreich ebenfalle eine Reihe von Unternehmen sehr gut aufgestellt. Neben Start-Ups und KMUs (**Neovoltaic, smartflower,** …), die mit innovativen Produkten für hohen Eigenverbrauch von Photovoltaikstrom werben, ist speziell auch das Unternehmen Fronius zu erwähnen, das zu den international führenden Unternehmen im Bereich Solarelektronik zählt. Wenn in Österreich eine Eigenverbrauchsförderung für produzierende Industrie umgesetzt wird, würden neben den Unternehmen, die auf hohen Eigenverbrauch umstellen auch jene profitieren, die entsprechende Lösungen dafür anbieten.

Konkret ist speziell bei allen neuen Entwicklungen ein starker Heimmarkt sehr wichtig. Für Österreich bietet sich aktuell die Chance in ausgewählten Teilbereichen Innovationsführer in dieser Zukunftsbranche zu werden, da neue Innovationen vor Ort erprobt und rasch in den Entwicklungszyklus eingebracht werden können

Es ist absehbar, dass die Photovoltaik neben der reinen Stromerzeugung für Haushalte auch eine zunehmend größere Rolle für die Versorgung von tragbarer Unterhaltungselektronik spielen wird. Dabei spielen Wirkungsgrad und Langlebigkeit der Solarzellen und Module eine eher untergeordnete Rolle. Ästhetisch hochwertige Integration und einfache „Bedienbarkeit" sind umso wichtiger. Kreative Unternehmen in Österreich haben hier gute Chancen. Als ein aktuelles positives Beispiel ist das Unternehmen **Sunnybag** zu nennen, das in kurzer Zeit zu einem weltweit führenden Unternehmen für Photovoltaiktaschen- und -rucksäcke mit integrierter Schnittstelle zum Versorgen für Consumer-Elektronik wurde.

Ästhetische und praktische Aspekte sind auch in der **Bau- und Automobilbranche** essentiell. Ein Trend in einer Zukunft mit starker Verbreitung von Photovoltaik ist klar die Integration von Photovoltaik in Baustoffe, bzw. die Verwendung von Photovoltaik als Bauelement. Innovative Baustoffproduzenten, Bauunternehmen, Produzenten von Lärmschutzwänden und dergleichen haben hier klare Chancen innovative Produkte zu entwickeln. Über 10 Jahre Erfahrung in Entwicklung, Produktion und Vertrieb von hochqualitativen PV Produkten für den Glasbau hat beispielsweise das niederösterreichische Unternehmen **Ertex Solar**, das sehr gut für einen wachsenden Markt für gebäudeintegrierte Photovoltaik vorbereitet ist. Darüber hinaus ist klar absehbar, dass Photovoltaik zunehmend mehr in **Automobile** integriert wird. Hier bestehen speziell für Österreichs Blechverarbeiter in der Automotive-Branche Innovationschancen.

Ein weiteres österreichisches Unternehmen in der PV Industrie ist die **DAS Energy**, Hersteller von glaslosen und semi-flexiblen Modulen. Anwendungsbereiche für die in glasfaserverstärktem Kunststoff eingebetteten Module, sind schwerpunktmäßig **gebäudeintegrierte Photovoltai**k (BIPV, farbliche Anpassung an Gebäude, runde PV-Module, etc.) insbesondere Anwendungen welche herkömmliche Glas-Folien-Module, aufgrund von Gewicht und Form, nur sehr umständlich zulassen, wie z.B. Industriegebäude-Flachdächer (mit Kunststoff bzw. Bitumen-Dachabdichtbahnen), Fassaden, Carports etc. Weiters ist absehbar, dass Photovoltaik zunehmend mehr in Automobile integriert wird, auch für mobile Anwendungen bietet das Unternehmen innovative Lösungen.

Viele dieser Forschungen werden in enger Kooperation mit österreichischen Forschungsinstituten und Hochschulen durchgeführt. Die **Österreichische Technologieplattform Photovoltaik**, die Vereinigung der österrischen innovativen Industrie und der Forschung im Photovoltaik Umfeld bringt all diese Akteure zusammen. Unterstützt durch das BMVIT und den Klima- und Energiefonds wird an gemeinsamen Forschungsprojekten gearbeitet. Seitens der Forschungspartner sind das Austrian Institute of Technology (AIT), JOANNEUM RESEARCH (JR), das Carinthian Tec Research (CTR), das Polymer Competence Center (PCCL) der Uni Leoben, die TU Wien und TU Graz sowie die Johannes Kepler Universität, das Austrian Solar and Innovation Center (ASIC) in Wels und die FH Technikum Wien aktive Mitglieder der Technologieplattform.

EMPFOHLENE MASSNAHMEN FÜR FORSCHUNG UND INNOVATION

- Erhöhung der Förderung von Forschung und Entwicklung im Bereich Photovoltaiktechnologien und gesamter Energiesysteme
- Förderung von Forschung und Innovation im Bereich des PV-Modulrecyclings
- Förderung der Zusammenarbeit mit Herstellern von Bauprodukten und Herstellern aus der Automotive Branche
- Förderung von Forschung und Innovation im Bereich material- und energieeffizienter Umwandlungs- und Speichertechnologie (z.B. PV-Wechselrichter, stationäre Energiespeicher)

6. THEMENFELD 2: PHOTOVOLTAIK IN GEBÄUDE- UND STADTENTWICKLUNG

6.1. AKTUELLER STAND

Nachdem bereits vor über 30 Jahren die ersten Solarhäuser und Photovoltaikintegrationen gebaut wurden, beschäftigen sich heute immer mehr Architekten, Stadtplaner und Baufirmen mit der Gestaltung neuer Produkte und Projekte. Dennoch hinkt die Photovoltaikgebäudeintegration ihren Möglichkeiten und Potentialen weit hinterher. Die technische und gestalterische Entwicklung geeigneter Produkte für Massenmärkte hat heute die Chance Fahrt aufzunehmen. Photovoltaik hat einerseits aufgrund des maßgeblichen Preisrutsches der Basiskomponenten und andererseits wegen der langsam greifenden Regelungen zum Klimaschutz die Chance, eine der Hauptenergiequellen der Welt zu werden. Im Bereich der gebäudeintegrierten Photovoltaik (Building Integrated Photovoltaic - BIPV) steht ein enormer Innovations- und Entwicklungsschub und die Übertragung des Erreichten der Pionierprojekte in den weltweiten Massenmarkt noch bevor. Ein Haupthemmnis ist die große Preisschere zwischen maßgeschneiderten hoch attraktiven Sondermodulen zur PV-Gebäudeintegration und auf Gebäude applizierten Standardmodulen. Der Preisunterschied beträgt in der Regel aktuell ca. Faktor 2-5 bezogen auf die Systemkosten. Zudem prallen beim Thema der PV-Gebäudeintegration die eher traditionell ausgerichtete Baubranche und die von schnellen Innovationen geprägte Welt der Consumer Electronics aufeinander. Eventuell werden vom Hersteller, bis zum Installateur und Planer auch neue ganzheitliche Unternehmen die sich öffnende Lücke besetzen.

Gebäude sind aber dennoch schon heute in Österreich der favorisierte Ort zur Installation von photovoltaischen Solarsystemen. So weist die Studie "Innovative Energietechnologien in Österreich – Marktentwicklung 2014" aus, dass der überwiegende Teil der im Jahr 2014 verbauten Photovoltaikleistung – insgesamt 87,5 % - an oder auf Gebäuden installiert wurde [Biermayr et al. 2014]. Nur 11,7 % der Solarmodule wurden frei stehend verbaut. Dies zeigt den hohen Stellenwert von Gebäuden für die Solarenergienutzung. Jedoch waren nur 1,2 % der Solarleistung in Dächer und nur 1,2 % in Fassaden integriert. Die dominierende Installationsart ist die Aufdachmontage mit 85,1%, im Jahr 2012 waren es sogar 93 %. Diese Zahlen verdeutlichen, dass das Potential zur Integration bislang noch nahezu ungenutzt ist. Ziel muss daher durch kostengünstige aber hochwertige BIPV-Produkte den gesamten Baumarkt zu erreichen und der BIPV so zum Durchbruch zu verhelfen. (Details zu den Vorteilen der Integration siehe Anhang)

Es ist keine Frage ob Gebäudeoberflächen zur Solarstromgewinnung genutzt werden, sondern wie sie genutzt werden und wie funktional, ästhetisch und ökologisch diese Nutzung ist.

Der Einklang mit Kultur, Architektur und Stadtbild muss am Weg der weiteren PV-Verbreitung hin zu einer weitgehenden Ausschöpfung der Potentiale im urbanen Raum unausweichlich gesucht werden.

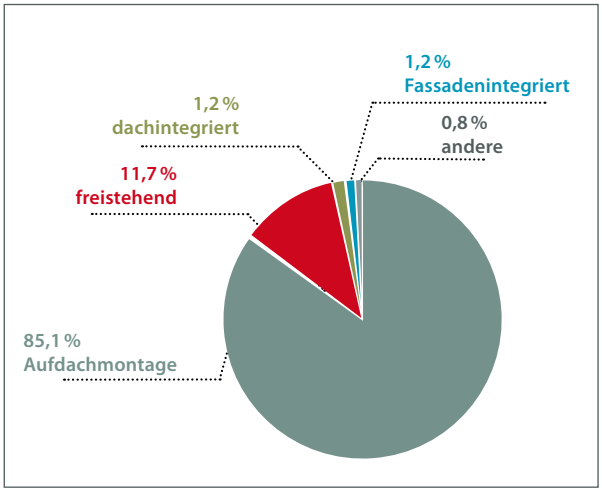


Abbildung 9: *Montageart der im Jahr 2014 in Österreich installierten Photovoltaikanlagen (n=32)[Fechner, Leonhartsberger et al., 2015]*

In den kommenden Jahren sollte sich das Verhältnis zwischen integrierten und aufgeständerten Solaranlagen massiv zugunsten der Integration verändern, da entsprechende Standard-Produkte auf den Markt kommen, die sowohl einfach verfügbar, als auch preiswert und als Bauprodukte zertifiziert und einsetzbar sind.

Um dieses Ziel zu erreichen muss die Kostenschere zwischen Standard-Solarmodulen und attraktiven multifunktionalen BIPV-Produkten geschlossen werden.

6.2. ATTRAKTIVE ARCHITEKTUR-STADT- UND LANDSCHAFTSPLANUNG MIT BAUWERKSINTEGRIERTER PHOTOVOLTAIK

Pionierbauten sind so genannte ‚Aktiv-', Solar-, Nullenergie- oder Plusenergiehäuser. Sie verbinden den Wärmedämmstandard von so genannten ‚Passivhäusern' mit aktiver solarer Energieerzeugung über die Gebäudehülle und streben so den ‚Nearly Zero Energy'-Standard an.

Ziele für ästhetisch hochwertige Bauwerksintegrierte (BIPV) Photovoltaik als Teil von Kultur, Architektur, Design und Stadtbild:

- Bessere funktionale Integration als Bauteile: Fassaden, Dacheindeckungen, Verschattungssysteme
- Großes Angebot an Standard-BIPV-Produkten und BIPV-Systemen
- Möglichst große Palette an Farben und Oberflächen (von matt bis glänzend) und Materialien (Kunststoffe, Glas, Metall)
- Adaptionsmöglichkeiten an historische Bauten und traditionelle Techniken (Dacheindeckungen und Fassaden); Möglichst große maßliche Freiheit zur Gestaltung von angepassten individuellen Abmessungen
- Deutliche Kostensenkung von mit oben genannten Vorteilen ausgestatteten Standard-BIPV-Komponenten durch das Anreizen von Massenmärkten

6.3 AKTUELLE TECHNISCHE TRENDS

Bei den Solarhäusern der neusten Generation geht der Trend dahin, dass versucht wird, über eine Kombination aus Photovoltaik an Fassade und Dach mit Wärmpumpen, Batterien und Elektromobilität den gesamten Energiebedarf der Bewohner für Elektrizität, Wärme und Mobilität abzudecken. Dafür ist ein möglichst hoher Anteil der direkten Eigenstromerzeugung notwendig, verbunden mit einer intelligenten Netzkoppelung.

Technisch hat sich der PV-Gebäudemarkt daher wegbewegt von der Volleinspeisung, hin zu Solarstrom als Quelle für alle Energiebedürfnisse. Entsprechend verlagert sich auch der wissenschaftliche Diskurs weg von der isolierten Betrachtung des Zell- und Modulwirkungsgrades hin zur Analyse und Optimierung des Gesamt-Solarstrom-Systemwirkung.

In diesem Zusammenhang werden zunehmend auch zusätzliche Gleichstrom-Verteilnetze in Gebäuden diskutiert: Micro- und Nanogrids auf der Basis von 380 / 24 Volt.

Bei einem geeigneten Verhältnis zwischen besonnten Oberflächen und Bauvolumen wie z.B. bei einem gut besonnten Einfamilienhaus kann in der Jahresbilanz der gesamte Strombedarf durch

EMPFOHLENE MASSNAHMEN ZUR PRODUKTIONSENTWICKLUNG IM BEREICH ARCHITEKTUR UND BAUWERKSINTEGRIERTER PHOTOVOLTAIK

Kostenreduktion und Planungsvereinfachung durch:

- Standardisierung von Einzelprodukten oder Herstellungsverfahren
- in übliche Gebäudekonstruktionen eingepasste Installationssysteme
- Innovative Systemtechniklösungen zur vereinfachten elektrotechnischen Planung
- Nach Baunormen bereits fertig einsetzbar geprüfte und zugelassene BIPV-Komponenten für Dach, Fassade und Verschattung
- Plug and Play: leichte elektrotechnische Konfektionierbarkeit (Anlagengröße / Planung) mit dem Ziel der Massenfertigung von möglichst standardisierten BIPV Bauteilen

Einheitliche Baunormen:

- Orientierung österreichischer Bauregeln zu BIPV am Europäischen Rahmen der EN 50583, sowie an laufenden an laufenden internationalen BIPV-Standards im Bereich des IEC und des ISO
- Verschmelzung der Normen für Dächer und Fassaden sowie für PV-Systeme in BIPV-Normen, welche die Anforderungen beider Bereiche beinhalten
- Gemeinsame Testung, Zertifizierung und Bauzulassung von BIPV-Bauteilen bezüglich als Bauprodukt bzw. Bauelement und als elektrisches Produkt

Effizienzsteigerung und Erhöhung der Energieausbeute:

- Entwicklung neuartiger PV Komponenten mit Hochleistungssolarzellen
- Kombinierte Nutzung des Solarstroms und der Abwärme der Solarmodule
- Kombination BIPV-Elemente mit Tageslichtnutzung und Verschattung

Entwicklung praktischer Energiemanagementsysteme für BIPV:

- Weiterentwicklung von Energiemanagementsystemen mit Batteriespeichern und multifunktionaler PV-Stromverbrauchslenkung inklusive Mobilität
- Umwandlung des Solarstroms in Wärme und Kälte in Kombination mit Wärmespeichern und Kältespeichern zum Beispiel in Klimaanlagen, Kühlsystemen (Eisspeicher), Kühlschränken sowie in Wärme/Kältenetzen
- Direkte Wärmenutzung des PV Stroms, als Verwertung von Spitzenstrom, echte Integration der Photovoltaik ins Gesamtenergiesystem von Gebäuden

Zuverlässigkeit und Langlebigkeit:

- An die Lebensdauer eines Bauwerkes / von Fassaden und Dächern angepasste Produkte entwickeln
- Wartungsfreiheit v.a. im Hochbau als Ziel
- Betrieb bei härteren thermischen Bedingungen ermöglichen
- Optimierte System Designs schaffen

Solarstrom gedeckt werden. Die Möglichkeit der Deckung in der Jahressumme darf nicht darüber hinwegtäuschen, dass von ca. eins zu 6-8 im Solarenergieangebot zwischen Winter- und Sommermonaten in unseren Breiten gerade diese mit strombasierten Heizsystemen (Wärmepumpe, Wärmerückgewinnung) ausgelegten Solarhäuser in einem noch gesteigerten Austauschverhältnis gegenüber konventionellen Gebäuden mit dem Stromnetz stehen: sie speisen im Sommer Überschüsse ein und ziehen im Winter verstärkt Strom aus dem Netz. Autarkie ist daher nicht zwangsläufig anstrebenswert, da Aufwendungen für eine chemische saisonale Energiespeicherung z.B. über Wasserstoff notwendig wären. Batterien helfen bislang nur, Tagesverläufe zu glätten, da sie nur wenige Stunden Speicherkapazität haben. **Daher sollte das Ziel eine interaktive Verknüpfung des Solargebäudes mit dem Stromnetz in einem 100% regenerativen Energiesystem sein.** Bei größeren innerstädtischen Gebäuden ist eine jahresbilanzielle Eigenversorgung nur in Ausnahmefällen möglich. Daher sollte kein Dogma auf das Thema der Eigenverbrauchsoptimierung gelegt werden: es braucht auch Schallschutzwände, Parkplätze und Lagerhallen ohne nennenswerten Energiebedarf, deren enorme Flächenpotentiale genutzt werden, um die Stadt solar zu versorgen.

Neue Solarzellkonzepte wie Farbstoffsolarzellen oder bedruckte Solarmodule setzen Trends für eine Erweiterung des gestalterischen und technischen Portfolios.

6.4 SOLAR CITIES – SOLARE ARCHITEKTUR ALS INFRASTRUKTUR UND KULTUR

Die zunehmende Verbreitung der Photovoltaik in Stadt, Architektur und Landschaft wird prägend werden für die Gestaltung der Lebenswelten. Eine ‚Energiearchitektur', Energiestadt-' und Energielandschaftsplanung' sind die nächsten konsequenten Schritte, die organisiert werden müssen, um die Herausforderung auch gestalterisch und kulturell zu meistern. Auch Freiflächenanlagen, Anlagen auf ‚Grauflächen', Industrieflächen und Verkehrsinfrastrukturen sind Teil der gebauten Umwelt. Eine gesamtplanerische Sicht auf die Nutzung der verschiedenen Flächenpotentiale für erneuerbare Energien ist sinnvoll. Hierzu ist eine verstärkte Zusammenarbeit der verschiedenen Disziplinen und Akteure erforderlich. Wichtig ist, dass die Erschließung der großen benötigten Flächen für die Photovoltaik wie auch für die anderen erneuerbaren Energien nicht nur technisch, sondern auch kulturell, planerisch und demokratisch erfolgt, unter Einbeziehung der der Bürgerinnen und Bürger.

An Bauwerken, Gebäuden und in Städten müssen die zur Verfügung stehenden potentiellen Flächen für Solarenergie weitestgehend genutzt werden, um das Ziel einer 100%igen regenerativen Energieversorgung zu erreichen. Smart City wird zukünftig auch immer ‚Solar City' mitdenken. Europäische Städte mit ihren hoch verdichteten Verbrauchsstrukturen werden aber noch lange auf den ‚Energieimport' vom Land angewiesen sein. Es ist nicht zielführend, bestehende Städte im gemäßigten Klima als potentielle Selbstversorger zu sehen, selbst wenn für einige erzeugungsstarke bzw. lastarme Zeiten zunehmend der Fall sein wird.

Historisch hoch verdichtete Altstädte wie z.B. die Innenstadt von Wien mit zahlreichen denkmalgeschützten Gebäuden werden nur bedingt solar versorgt werden können. Durch die Einbindung in 100% regenerative Energieversorgungen wird Strom und Wärme aus zentralen Infrastrukturen, wenn auch mit zusätzlicher dezentraler Einspeisung kommen. Möglichkeiten zur energetischen Optimierung bestehen jedenfalls auch in historischen Teilen der Städte [Wärmeschutz und Altbausanierung, 2011].

Die Stadt kann zudem als ‚intelligenter Verbraucher' werden, der mit smarten Infrastrukturen dazu beiträgt, die solare Stromerzeugung durch Lastverschiebung und Speicherung zu optimieren und dadurch deren Wert zu erhöhen.

Neue Planungsprozesse sind in der Energie- und Raumplanung notwendig, um einen integralen Planungs- und Administrationsprozess zu ermöglichen, der die vorhandenen Potentiale ausschöpft.

6.4.1 Planung neuer Stadtteile: ‚Smart Solar City-Quarters'

Bei der Stadterweiterung mit Neuplanung und Neubau von Stadtteilen wird Solarenergie zukünftig eine dominierende Rolle spielen und zu ‚Smarten Solar City-Quarters' führen. Sowohl die Potentialoptimierung als auch die Verbrauchsminimierung (z.B. Orientierung bzgl. pro Kopf Verbrauch an 2000 Watt Gesellschaft, d.h. maximal 500 W für Wohnen, [ETH Zürich, 2016]) aber auch innovative Konzepte zur Nutzung von Abwärmepotentialen, Geothermie etc.; aber auch die Nutzung von Erdspeichern im Zusammenspiel mit Niedertemperatur-Wärmenetzen - Energienetze, [Gautschi 2016], werden hier Maßstäbe und Leitgedanken für die Stadtplanung.

Im Zentrum der Solarpotentialoptimierung werden die unverschatteten zur Sonne orientierten Dachflächen stehen; dabei ist keine reine Südausrichtung erforderlich, auch ost-west-ausgerichtete Solarflächen bieten hohe Potentiale, bei flachen Neigungswinkeln können auch Norddächer akzeptable Einstrahlungssituationen vorfinden.

Wichtig ist, dass die Entwicklung neuer Stadtteile bzw. jegliche Stadterweiterung von Beginn an entsprechend planerisch begleitet wird. Was wirklich leistbar ist an regenerativer Energieerzeugung bezogen auf den Verbrauch und ob dezentrale oder zentrale Systeme sinnvoller sind, ist hier noch – je nach Situation und Planungsaufgabe - zu erforschen und zu erarbeiten. Zusammen mit anderen regenerativen Quellen wie Wind, Biomasse und Geothermie müssen bereits heute zumindest beim Neubau von Stadtteilen 100% Erneuerbare Szenarien angestrebt werden.

EMPFOHLENE MASSNAHMEN, MÄRKTE UND CHANCEN FÜR SOLAR CITIES:

- stark interdisziplinäre Zusammenarbeit von Architekten, Stadt-und Landschaftsplanern, Energieplanern, Investoren, Stadtverwaltung und mit der Einbeziehung der Bürgerinnen und Bürger
- Erprobung neuer städtischer Energieinfrastrukturen auf der Basis erneuerbarer Energien unter Ausschöpfung der BIPV-Potentiale. Bei erfolgreicher Implementation in Österreich wird hier entwickeltes Know-how im Bereich von ‚Solar Cities' zukünftig aus aller Welt stark nachgefragt werden
- Gezielte Erschließung von Auslandsmärkten: Im Rahmen der COP 21 Klimaschutzvereinbarungen fließen rund 100 Milliarden jährlich in die „Climate Mitigation and Adaptation" - es bieten sich riesige Zukunftsmärkte. In wachsenden Metropolen im Sonnengürtel bietet sich die Chance gänzlich neue städtische Architekturen und Energiesysteme basierend auf BIPV als 'major source of energy' aufzubauen.

6.5. EU-GEBÄUDERICHTLINIE, EU-EFFIZIENZRICHTLINIE UND NATIONALES BAURECHT ALS MOTOR FÜR BIPV-MÄRKTE NUTZEN

Das Europaparlament und die EU-Kommission haben Gebäuden bereits seit längerem eine wichtige Rolle bei der Energiewende zugeschrieben: So sollen neu errichtete öffentliche Gebäude gemäß der EU-Gebäuderichtlinie (2010/31/EU) ab 2018 und alle anderen Gebäude ab 2020 als ‚Nearly Zero Energy Buildings' ausgeführt werden. Diese europäischen Vorgaben werden sukzessive auch in nationales Recht, sowie in lokalen Bauordnungen zum Beispiel in Wien umgesetzt. Die Direktive schreibt vor, dass der geringe verbleibende Energieverbrauch der Gebäude durch vor Ort erzeugte erneuerbare Energie bereitgestellt werden soll. Die Bauwerksintegrierte Photovoltaik (BIPV) ist eine der maßgeblichsten erneuerbaren Energiequellen am Gebäude. Von einer ambitionierten Umsetzung der EU-Gebäuderichtlinie ist Österreich jedoch weit entfernt: im Ranking der EU-Länder schneidet es mit einem zulässigen Wert von bis zu 160 kWh Primärenergiebedarf pro Quadratmeter und Jahr mit am schlechtesten ab.

Die EU-Energie-Effizienzrichtlinie (2012/27/EU), schreibt zudem die zwingende Sanierung und Effizienzsteigerung öffentlicher Gebäude vor: jährlich müssen 3% aller öffentlichen Gebäude energetisch saniert werden. Entsprechend der EU-Effizienzrichtlinie sind die EU-Mitgliedsstaaten auch aufgefordert Mindestanforderungen an die Gesamtenergieeffizienz von renovierten Gebäuden zu stellen.

- Die funktional und gestalterisch optimierte Integration von Photovoltaik in die gebaute Umwelt ist noch kein Selbstläufer.
- Es wäre sinnvoll auf effektive BIPV-Gestaltung ausgelegte Architekturwettbewerbe zu veranstalten für die Umsetzung der durch die EU-Effizienzrichtlinie notwendigen Sanierungen (3% öffentlichen Gebäude pro Jahr) und so Leuchtturmprojekte mit großer Öffentlichkeitswirksamkeit zu realisieren
- Ein 1000-Solarfassadenprogramm wäre ein wirksamer Anreiz für die kontinuierliche Belebung des Marktes auch im privaten Sektor
- Genauere Potentialbestimmung und PV-Anlagenregister zur besseren Marktübersicht, auch des BIPV-Anteiles

(EU Energie-Effizienzrichtlinie, 2014, Richtlinie 2012/27/EU

EU RICHTLINIE 2010/31/EU DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 19. Mai 2010 über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden (= Energy Performance of Buildings Directive EPBD)

EMPFOHLENE MASSNAHMEN ZUR BIPV-ANREIZUNG FÜR DEN BAURECHTLICHEN RAHMEN:

- Ambitionierte Umsetzung der EU-Gebäuderichtlinie (2010/31/EU) und EU-Effizienzrichtlinie (2012/27/EU) in nationales Baurecht
- Bereitstellung eines Budgets, um die Verpflichtung jährlich 3% aller öffentlichen Gebäude energetisch zu sanieren, realistisch umzusetzen
- Erhöhung der Anforderungen für Neu- und Altbauten an regenerative Energieerzeugung vor Ort und den maximal erlaubten Primärenergiebedarf gemäß EU-Gebäuderichtlinie, so wie es im „OIB-Dokument zur Definition des Niedrigstenergiegebäudes und zur Festlegung von Zwischenzielen in einem ‚Nationalen Plan'" für Österreich festgelegt wird.
- Vereinheitlichung der regionalen und lokalen Österreichischen Bauvorschriften unter Einbeziehung der PV-Bauregelung aus der Wiener Bauordnung
- Optimierung von Bausatzungen, Bebauungsplanungen und Flächennutzungsplänen für die Nutzung der Photovoltaik
- Vereinheitlichung der technischen Baubestimmungen bezüglich BIPV österreichweit, orientiert an der Europäischen BIPV-Produktnorm

6.5.1. Photovoltaik in der Gebäudesanierung

Wegen der langen Lebenszyklen von Gebäuden und den geringen Gebäude-Erneuerungsraten von derzeit unter 1% muss davon ausgegangen werden, dass einmal fertig gestellte Gebäudeoberflächen je nach Material 30 – 70 Jahre lang Bestand haben. Daher ist bereits heute die Solarisierung aller geeigneten Gebäudeoberflächen das Ziel. Dafür müssen Maßnahmen ergriffen werden, die es ermöglichen, systematisch bei Neubau oder Renovierung die geeigneten Gebäudeoberflächen und Infrastrukturelemente für die Solarenergiegewinnung zu nutzen. Die Lebensdauer von photovoltaischen Bauelementen sollte dabei an die Lebenszeiten der Komponenten angepasst werden, welche sie ersetzen.

EMPFOHLENE MASSNAHME IM BEREICH DER GEBÄUDESANIERUNG:

Renovierungsraten müssen durch verschiedene Anreizsysteme in Kombination mit photovoltaischen Bauelementen für alle Gebäude im Bestand auf bis zu 3% erhöht werden, sonst kann in den zur Verfügung stehenden etwa 30 Jahren das CO2-Reduktionsziel bis 2050 nicht erreicht werden. Maßnahmen, wie der bundesweite Sanierungsscheck, sind deutlich auszuweiten und auf alle Gebäude zu erweitern, die Förderzusage sollte davon abhängig gemacht werden, ob ein gewisser Anteil an Photovoltaik bei der Sanierung von Gebäudehüllen berücksichtigt wurde.

Ambitionierte Umsetzung der EU-Effizienzrichtlinie: jedes Jahr 3% der öffentlichen Gebäude sanieren und zu Leuchtturmprojekten der Photovoltaik-Gebäudeintegration machen

6.6. EINBINDUNG VON AKTEUREN, DISSEMINATION UND WEITERBILDUNG FÜR DIE ERSCHLIESSUNG DER BIPV-POTENTIALE

Die Photovoltaik Branche wird zur Erschließung der BIPV-Potentiale und Märkte im Zusammenspiel und enger Abstimmung mit anderen Akteuren aktiv werden. Zu den geforderten Akteuren zählen:

- Die PV-Branche: Technologielieferanten, SystemtechnikerInnen
- Die Baubranche: Architekten, Fassadenplaner
- Immobilienbesitzer, Bauträger und Bauherren
- BürgerInnen und NutzerInnen
- Akteure in öffentlichen Stellen: Stadtplaner, Behörden
- Energiedienstleister und Netzbetreiber

In einem interdisziplinären Zusammenspiel von Stadtentwicklung, Raumplanung, Architektur, den Bauträgern bis zu den Herstellern von Gebäudekomponenten, sind alle wesentlichen Akteure in diesen Prozess zu involvieren. Viele Berufsbilder stehen vor neuen Herausforderungen, auch die Pflege und Wartung der Anlagen gehört dazu, insofern sind auch Facility Manager und Reinigungsfirmen von einem Innovationsschub betroffen. Eine stärker auf Energiefragen ausgerichtete Ausbildung schafft zukünftig Awareness in verschiedensten involvierten Berufsfeldern und quer durch akademische und handwerkliche Berufe. Eine gezielte Förderung der interdisziplinären Innovation ist erforderlich.

7. THEMENFELD 3: ENERGIEINFRASTRUKTUREN

7.1. EINLEITUNG

Zu Beginn der Integration von Photovoltaik in öffentliche Stromnetze in den frühen 90er Jahren standen vor allem die Bedenken der Stromnetzbetreiber aufgrund nicht sinusförmiger Umwandlung des Gleichstroms sowie Sicherheitsüberlegungen im Vordergrund. Nachdem diese Herausforderungen überwiegend gelöst waren und die Verbreitung größere Dimensionen annahm, rückten Themen wie Netzverträglichkeit, allen voran das Thema Spannungserhöhung sowie das Energiemanagement in den Vordergrund. Heute wird klar, dass die geforderte Energiewende hin zu dezentralen Erneuerbaren eine fundamentale Transformation darstellt: von linearen unidirektionalen Systemen hin zu komplexen multidirektionalen vernetzten Systemen. Vor allem im Strom-Verteilnetz, das bislang passiv betrieben wurde, ist der Wandel unausweichlich; aktive Verteilnetze managen einerseits dezentrale Erzeugung in Abstimmung mit den zentralen Angeboten vermehrt auch mit den sich aktuell stärker verbreitenden Speichersystemen, andererseits aber auch die neuen Anforderungen seitens der nun aktiven, d.h. auch produzierend eingreifenden Konsumenten, die dadurch zu „prosumern" werden. Systemübergreifend ist überdies die Vernetzung des Stromsystems mit Wärme/Kältesystemen und Gassystemen (z.B. Methan, Wasserstoff) in Vorbereitung. Dies alles vorrangig mit dem Ziel der größeren Flexibilisierung der Energieinfrastrukturen, um den neuen Anforderungen bei Erzeugung aber auch beim Verbrauch (z.B. E-Mobilitätsanforderungen) gerecht zu werden. Österreich ist in diesem Themenumfeld vorwiegend aufgrund eines seit etwa 10 Jahren koordinierten Vorgehens (nationale „Smart Grids Initiativen") international führend positioniert. Der JRC SCIENCE AND POLICY REPORTS Smart Grid Projects Outlook 2014 listet Österreich mit 100 Forschungsprojekten und über 50 Demo- und Verbreitungsprojekten in führender Position [JRC, 2014].

7.2. NETZVERTRÄGLICHKEIT

Die Frage der Netzverträglichkeit und der optimierten Integration hoher Solarstromanteile in das Nieder- und Mittelspannungsnetz ist trotz bedeutender Fortschritte bis dato eine technische Herausforderung und Aufgabe weiterer Forschung und Entwicklung, da sowohl schnelle Wechsel des Netzzustandes, als auch eine Umkehr der Einspeiserichtung von dezentraler Erzeugung hin zu größeren Abnehmern und zentraler Speicherung Kennzeichen hoher dezentraler solarer Stromerzeugung sind. Wesentliche Fortschritte wurden aufgrund der europaweit koordinierten Anpassung der Nieder- und Mittelspannungsrichtlinien erzielt. Aufgrund dieser Entwicklungen haben technische Anpassungen im Bereich der Wechselrichter die Aufnahmefähigkeit („hosting capacity") der Netze erheblich erhöht, da die Intelligenz der Wechselrichter die Aufnahmegrenze selbständig erkannt wird und die Einspeisung im Grenzbereich zurückfährt. Zudem können sie durch die Lieferung von Blindleistung einfache bzw. durch neuartige Regelalgorithmen komplexere aktive Netzstabilisierung betreiben. Die konkrete Nutzbarmachung der zusätzlichen Freiheitsgrade zur Netzstabilisierung durch den Infrastrukturbetreiber und die Berücksichtigung in zukünftiger Netzplanung und Netzbetriebsführung sind noch nicht vollständig geklärt. Zusätzlich verbleiben Fragen der optimierten Ergänzung der fluktuierenden erneuerbaren Quellen sowie der Energiespeicherung in verschiedenen Speicheroptionen. Zusätzlich sollten Anstrengungen unterstützt werden, die Prognosegenauigkeit weiter zu erhöhen, sowie vor allem rechtliche und regulatorische Herausforderungen und deren Wechselwirkung mit dem Systemaufbau (Anforderungen an Leistungselektronik und Regelung), sowie Fragen zur Gestaltung des Energiemarktes, der mehr und mehr von dezentralen Erneuerbaren (PV und Wind) dominiert wird [TOR D4, 2015].

7.3. PHOTOVOLTAIK FORDERT DAS ENERGIEMANAGEMENT UND DIE KRAFTWERKS-EINSATZPLANUNG

In manchen Regionen und Netzabschnitten kommt es zu sonnigen lastarmen Zeiten zu Photovoltaik-Anteilen von weit über 50%, jeder weitere Ausbau steigert dies und kann dazu führen, dass Energie von unteren Ebenen in höhere Spannungsebenen verschoben wird. Nicht nur das Netzmanagement wird dadurch besonders gefordert, sondern auch die Einsatzplanung aller anderen Kraftwerke wird durch die Photovoltaik massiv beeinflusst. Verringerte Einsatzzeiten vor allem von schnell regelbaren Gaskraftwerken sind nicht zuletzt auf den massiven Ausbau der Photovoltaik in Europa zurückzuführen.

Im Vergleich zu Deutschland, welches im Jahr 2014 bereits einen Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien (Wind- und Solarstrom) von 14,8% der Bruttostromerzeugung im Stromnetz hatte, hat Österreich eine wesentlich bessere Ausgangslage für die Integration von größeren Anteilen an Solarstrom durch den hohen Anteil an regenerativem Strom aus Wasserkraft und speziell Pumpspeicherkraftwerken, die hoch flexibel auf die

variable Einspeisung von Wind- und Solarenergie reagieren können, sowie durch das Fehlen von unflexiblen Atom- und Braunkohlekraftwerken. Im Zusammenspiel mit dem modernen Ausbauzustand des Hochspannungsnetzes, kann Österreich daher vergleichbar einfacher hohe Anteile fluktuierender erneuerbarer Energien in das nationale Stromsystem integrieren, bei einem Höchstmaß an Versorgungssicherheit und Versorgungsqualität. Dieser Blick auf Österreich soll aber nicht darüber hinweg täuschen, dass das Stromsystem und auch der Strommarkt ein europäischer ist. Für die technische Realisierung des zeitlich nächsten nationalen politischen Zieles im Energiebereich, 100% Strom aus Erneuerbarer Energie bis 2030, ist die Ausgangsposition gut, nicht zuletzt wegen der langjährigen Erfahrung im Kraftwerks- und Netzbetrieb mit bereits hohem Anteil an erneuerbarer Energie.

7.4. FLEXIBILISIERUNG UND DIGITALISIERUNG

Photovoltaik und Wind werden global gesehen in den kommenden Jahrzehnten die Hauptlast der Ökologisierung des Energiesystems tragen. Grund dafür sind die Potentiale, die erreichten Kostenstrukturen und die relative Ausgereiftheit beider Technologien [IEA 2014].

Die Charakteristik beider Technologien, d.h. das der Wettersituation entsprechende fluktuierende Aufkommen, generiert im Stromsystem neben der stark fluktuierenden Last nun dadurch vermehrt auch bei der Erzeugung Herausforderungen wodurch dem jeweils unmittelbar notwendigen Ausgleich von Angebot und Nachfrage weitere Komplexität zukommt. Flexibilisierung sowohl auf der Verbrauchsseite, als auch auf der Angebotsseite steht daher im Zentrum diverser Forschungsaktivitäten. Beispielhaft können in diesem Bereich folgende Themen genannt werden: Demand side Management, Building2grid, flexible Stromtarife, Flexibilisierung der Kraftwerksseite sowie Speicher aller Art. Die zuvor erwähnte Thematik der „Smart Grids", Fachbegriff der intelligenten netzbasierten Energieinfrastrukturen, zielt in einem wesentlichen Bereich auf eben diese Herausforderung ab. Die Digitalisierung des Energiebereiches kann dabei als wesentlicher Enabler gesehen werden. Die Datenverfügbarkeit über Zustände im Stromnetz war bislang überwiegend auf höhere Netzebenen beschränkt. Die wachsende Dynamik in den unteren Spannungsebenen durch unzählige Photovoltaikanlagen, aber auch Windkraftwerke und ebenso neue Anwendungen wie E-Mobilität schaffen die Notwendigkeit, in den Stromverteilnetzen mehr Informationen über Netzzustände zu haben, um entsprechende Maßnahmen zur Sicherung des sicheren und zuverlässigen Betriebes setzen zu können. Die Verfügbarkeit all dieser Daten schafft wiederum die Voraussetzung für neue Geschäftsmodelle. Oft in Kombination mit Speicher, Wärmepumpen oder E-Mobilitätsanwendungen. Viele dieser Maßnahmen bedürfen aber regulatorischer und gesetzgeberischer Rahmenbedingungen und sind unter den Fachbegriffen Cybersecurity" und „Privacy" zu diskutieren .

7.5. SPEICHER UND PHOTOVOLTAIK

Speichertechnologien für Strom im elektrochemischen Bereich sowie auch im Wärme- (Power to heat), Kälte-, Gas- (Power to gas) und Treibstoffbereich (Power to liquid), sowie Lastverschiebepotentiale (Demand Side Management, Demand response, …) könnten der Schlüssel sein, um die solaren Anteile an der gesamten Energieversorgung in neue Dimensionen zu bringen. Im stationären Bereich wie im Bereich der Mobilität werden damit bedeutende Beiträge zu einer kreislauffähigen und nachhaltigen Energieversorgung durch die Photovoltaik ermöglicht.

Neben den Speichern sollte auch besonders Augenmerk darauf gelegt werden, dass weitere Maßnahmen die immer stärker notwendige Flexibilität des Stromsystems steigern können.

Die Charakteristik des fluktuierenden wetterabhängigen Aufkommens weist auf die fundamentalen Änderungsnotwendigkeiten hin, die in technischer und rechtlich/regulatorischer Hinsicht auf unser Energieversorgungssystem zukommen.

Die zunehmend sinkenden Kosten des erneuerbaren Stroms insbesondere in Zeiten hoher Solareinstrahlung oder Windkraft rücken zudem die Wirtschaftlichkeit innovativer Technologien wie der Synthese von Kohlenwasserstoffen mit aus erneuerbarem Strom gewonnenem Wasserstoff und CO_2 ins Blickfeld. Dies würde durch die Generierung flüssiger Treibstoffe neue Teile des Transportsektors sowie die Substitution des fossilen Öls als neue Absatzmärkte für Solarstrom öffnen.

Diese Herausforderungen, die zum kompletten Umbau des Energiesystems und damit auch zur mittlerweile auch von höchsten politischen Entscheidungsträgern als notwendig bezeichneten vollkommene Ablösung des fossilen Energiesystems führen [COP 21 Paris, Dezember 2015] können, sind in den kommenden Jahren konsequent zu adressieren.

Zu erwartende Implikationen eines PV-Anteils von 27% an der Stromabgabe an Endverbraucher für die Strominfrastrukturen/bzw. den Strommarkt:

- Ein Großteil werden private, gewerbliche oder kommunale Anlagen sein, die der Eigenversorgung dienen. Damit würde sich der Stromanteil aus öffentlicher Versorgung merkbar reduzieren, da typische solare Deckungsanteile bei Privaten bei etwa 30% und im gewerblichen kommunalen Bereich etwas darunter liegen dürften.
- In Kombination mit Batterien mit einer Speicherkapazität von etwa 12 GWh, die technisch und ökonomisch für realistisch angenommen wird (angelehnt an Agora" Was wäre, wenn … ein flächendeckender Rollout von Solar-Speicher-Systemen stattfände?") könnten diese privaten, gewerblichen oder kommunalen Anlagen damit eine Eigendeckung unter österreichischen Einstrahlungs-Verhältnissen von 50% und mehr erreichen,

was im Umkehrschluss die Stromabgabe aus dem öffentlichen Netz auf weniger als die Hälfte reduzieren würde. Andere Studien gehen sogar darüber weit hinaus und nehmen einen Rückgang der Stromabgabe aus dem öffentlichen Netz auf bis zu nur mehr 5% des heutigen Wertes bis 2050 in mehreren Regionen der USA an [Rocky Mountains Institut, 2015]. Aufgrund des starken Winter- und Sommerunterschiedes am Strahlungsangebot können diese Werte jedoch nicht direkt auf Österreich übertragen werden.

- Technisch stellen sich bei der sehr hohen Dichte an PV im Zielszenario die Fragen der System/bzw. Netzverträglichkeit. Durch einen Umbau insbesondere des Nieder- und Mittelspannungsnetzes in Einspeisenetze, bei denen die Trafostationen entsprechend beidseitig besichert und mit intelligenter Mess- und Regeltechnik ausgestattet sind, sowie durch die vielseitige Verwendung von Strom für Anwendungen, welche diesen in speicherbare Form wie Wärme, Batterieladung von Elektromobilen und Batteriespeichern, Befüllung von Pumpspeichern, Wasserstoff, Treibstoff und Chemikalien überführen, kann das zukünftig intelligent gesteuerte Stromnetz die Stromflüsse permanent optimiert steuern. Daneben sind weitere Flexibilisierungsoptionen wie Demand Side Management, Flexible Erzeugung, Abregelung von Strom-Erzeugungsspitzen, und schlussendlich auch Netzanpassungen erforderlich.

Speicher werden in Kombination mit Photovoltaik vor allem für folgende Anwendungen als zukünftig relevant gesehen:

- **Netzdienliche Speicher** vor allem im Niederspannungsbereich, um Netzausbau zu vermeiden, zur Netzstabilisierung und um Überkapazitäten abzufedern
- **Langzeitspeicher** werden dienlich sein, um einen längerfristigen (Wochen/Monats/Saison) Ausgleich zu gewährleisten
- **Versorgungssicherheit,** Notstrom und USV Anlagen
- **E-Mobilität** (Lademanagement , E-Fahrzeug/Netz-Management), Sicherstellung einer möglichst vollständigen Beladung von E-Fahrzeugen mit Strom aus Photovoltaik bzw. anderen erneuerbaren Energieformen
- **Eigenbedarfsdeckung,** von privaten Klein- oder USV Anlagen bis zu regionalen/kommunalen Energieautonomie-Überlegungen, Mikronetzen; Intelligenz für private Speicher erforderlich, PV Batteriespeicher

EMPFOHLENE MASSNAHMEN
IM BEREICH ENERGIEINFRASTRUKTUREN:

Maßnahmen im F&E Bereich:

- Weiterentwicklung der Optionen zur Flexibilisierung von Angebot und Nachfrage
- Technologische Weiterentwicklung, Entwicklung von wirtschaftlichen Anreizmaßnahmen zur Einbeziehung der Verbraucher in das Lastmanagement
- Fragen der optimierten Ergänzung der fluktuierenden erneuerbaren Quellen sowie der Energiespeicherung in verschiedenen Speicheroptionen
- Erhöhung der Prognosegenauigkeit speziell auf der Erzeugerseite
- Begleitprogramm zur Effizienzsteigerung und Ertragssicherung von PV-Anlagen insbesondere im BIPV Bereich
- Neue Technologien entwickeln, z.B. Power to Gas - Gasnetze als Speicher und Übertragungsleitung nutzen, Power to liquid, etc…

Rechtliche und regulatorische Maßnahmen mit vorgelagertem F&E Bedarf:

- Schaffung der regulatorischen und gesetzgeberischen Maßnahmen für Flexibilisierungsmaßnahmen, bespielhaft sei die Nutzung von PV Strom in Mehrgeschoßwohnbauten genannt (ELWOG)
- Rahmenbedingungen zur Nutzung der Daten aus der immer mehr digitalisierten Energiewelt für neue Geschäftsmodelle im Photovoltaikbereich unter Beachtung von Privacy und Datensicherheit
- Die konkrete Nutzbarmachung der zusätzlichen Freiheitsgrade zur Netzstabilisierung durch den Infrastrukturbetreiber und die Berücksichtigung in zukünftiger Netzplanung und Netzbetriebsführung sind noch nicht vollständig geklärt
- Rechtliche und regulatorische Herausforderungen und deren Wechselwirkung mit dem Systemaufbau (Anforderungen an Leistungselektronik und Regelung)
- Schaffung von Anreizen, um PV-Speicherkombinationen geeignet ins Gesamtsystem zu integrieren (Netz und Markt)
- Gestaltung des Energiemarktes (in europäischem Kontext)

Quelle: *[Klimafonds Speicherinitiative 2016]*

8. SCHLUSSFOLGERUNGEN

Photovoltaik hat im Zuge der geforderten Wende hin zu einer 100% erneuerbaren Energiezukunft eine wesentliche, notwendige und bis dato noch komplett unterschätzte Rolle. Wie keine andere derzeit bekannte Technologie hat sie das Potential zu einer enormen Steigerung des Einsatzes, hin zu einer der führenden Energieerzeugungstechnologien. Österreich hat die besondere Situation, dass durch geografische Gegebenheiten die erneuerbare Wasserkraft im Bereich der Stromerzeugung in den vergangenen Jahrzehnten einen starken Ausbau erlebt hat. Eine weitere Ökologisierung des Energiesystems wird aber in wesentlich stärkerem Ausmaß der Photovoltaik zuzutrauen sein.

Die technische Zuverlässigkeit und die inzwischen erreichten konkurrenzfähigen Stromgestehungskosten bei weiter enormen Potentialen für Kostendegression und Wirkungsgradsteigerungen sind wohl die hervorstechendsten Merkmale dieser Technologie. Viel wurde in den letzten Jahren bereits im Bereich der Netz- und Systemintegration erreicht, einiges bleibt noch zu tun. Im Bereich der Gebäudeintegration steht die Technologie noch überwiegend am Anfang, da die aktuell kostengünstigere Möglichkeit der Installation OHNE Integration besteht, was aber langfristig in derart hohem Ausmaß keine gesellschaftliche Akzeptanz finden könnte. Überdies bleiben viele Synergien unbeachtet, wenn Photovoltaik-Systeme nicht in die Gebäudehülle bzw. nicht in das gesamte Gebäude-Energiesystem integriert werden.

Die Integration muss aber noch weiter gedacht werden und die Verbindung mit dem Wärme- und Kältebereich, die gesamten städtischen und regionalen Energiekonzepte, die Stadt- und Landschaftsplanung hin bis zur gesellschaftlichen Integration umfassen, die sich in der Anwendung in Unterhaltungselektronik, in Textilien und überall dort wo Energie benötigt wird, ausdrückt.

Es besteht die Notwendigkeit einer wirtschaftlichen Nutzbarmachung einer lokalen PV Erzeugung durch lokalen Verbrauch (Eigenverbrauch/ Direktlieferung), um die Potentiale der PV in großem Ausmaß nutzbar zu machen.

Die in den letzten Jahren deutlich gesunkenen Kosten (von 2006-2016 auf weniger als ein Drittel) machen die Frage der Leistbarkeit mehr und mehr zu einer nebensächlichen; in Anbetracht der existierenden Strukturen, wo fossile Energie noch heute stärker gefördert wird als erneuerbare Energie, verlieren derartige Diskussionen an Seriosität. Darüber hinaus bietet ein progressives Unterstützen der produzierenden Industrie bei der Umstellung auf Eigenproduktion der benötigten Energie aus Sonne und Wind die Chance einen Standortvorteil zu generieren und gleichzeitig essentielle Schritte zur Erreichung der Klimaziele zu setzen.

Wesentlich scheint es, die möglichen Beiträge der Photovoltaik, die in dieser Roadmap für Österreich skizziert wurden, zu erkennen, die entsprechenden Schlussfolgerungen daraus zu ziehen und konsequent daran zu arbeiten, dass Photovoltaik seine Rolle in der österreichischen Energieversorgung mit skizzierten Anteilen von etwa 27% am Stromaufkommen und etwa 13% am Gesamtenergieaufkommen bis 2050 erreichen kann. Für das Ziel der 100%igen Stromversorgung aus erneuerbarer Energie bis 2030 kann die Photovoltaik bei ambitionierter Weichenstellung mindestens 15,3% beitragen. Es soll hier nicht spekuliert werden, welche weiteren Potentiale eröffnet werden, wenn bis 2050 bei marktüblichen Zellen auch die mehr als doppelt so hohen Wirkungsgrade erreicht werden, die heute bereits im Labor gemessen werden. Zusammen mit einer fortgeschrittenen Speicherentwicklung ergeben sich daraus Potentiale, die in einer späteren Roadmap adressiert werden können.

Klare energiepolitische Vorgaben, wirksame Abgaben auf CO2, Anreize für Photovoltaikinstallationen bei Privaten, Gewerbe und Industrie, bewusstseinsbildende Maßnahmen ebenso wie ein generell höheres Strompreisniveau aber auch Energieeffizienzmaßnahmen tragen vorrangig dazu bei, dass diese historische Chance genutzt und das Ziel erreicht wird. Für die heimische Industrie im Photovoltaik-Umfeld bedeutet ein sich dynamisch entwickelnder Heimmarkt Chancen auf erfolgreiche Positionierung am Weltmarkt.

9. ANHANG

9.1. BENÖTIGTE FLÄCHEN ZUR SOLARSTROMERZEUGUNG IN ÖSTERREICH

Die bereits in der Zusammenfassung erwähnte Studie zur ‚Energiezukunft Österreich' im Auftrag des World-Wide Fund for Nature (WWF), von Greenpeace und Global 2000 sieht im Jahr 2050 neben allen anderen erneuerbaren Energiequellen wie der Wasserkraft, der Biomasse, der Geothermie und der Windkraft anteilig 29.900 GWh Solarstrombedarf, um den österreichischen Energiebedarf zu nahezu 100% aus erneuerbaren Energiequellen zu decken.

Bei dem heutigen Stand der Solarsystemtechnologie benötigt man pro Kilowatt installierter Leistung rund 6 m2 Modulfläche. Bei optimaler Südausrichtung und Neigung produziert jedes Kilowatt installierter Leistung rund 1000 Kilowattstunden bzw. eine Megawattstunde pro Jahr Solarstrom. Solarstrom. 29.900 Gigawattstunden (GWh) entsprechen 29 Millionen Megawattstunden (MWh). Bei 6 Quadratmetern Flächenbedarf zur Produktion von einer Megawattstunde Solarstrom benötigt man also 29 x 6 = 174 Millionen Quadratmeter Solarmodulfläche. Das entspricht 174 Quadratkilometern südausgerichteter geneigter Modulfläche. Im Vergleich mit den ersten Schätzungen zufolge vorhandenen Flächenpotentialen von 170 km² Dachfläche und 60 km² Fassadenfläche in Österreich [IEA PVPS 2002 und Statistik Austria 2015] wird schnell deutlich, dass in einer 100% erneuerbaren Energiezukunft die Dach und Fassadenflächen zu begehrten Energiepotentialflächen werden.

Das Burgenland hat im Rahmen der Projekte ESPAN / ITE / MOVE einen Solarkataster für alle 171 burgenländischen Gemeinden erstellt. Dabei wurden die Dachflächen der jeweiligen Gemeinde begutachtet und klassifiziert. Für die geeigneten Dachflächen wurde dann das Solarenergiepotential berechnet. Die Basisdaten wurden aus der Burgenlandbefliegung (2010/11) herangezogen, durchgeführt von der BEWAG Geoservice. Die sehr gut geeigneten Flächen wurden mit einem Ertrag von 100 kWh/m²a berechnet, die gut geeigneten mit 80 kWh/m²a. Daraus ergibt sich, dass alleine die Nutzungsmöglichkeiten auf den „sehr gut" und „gut" geeigneten Flächen den aktuellen Strombedarf des Burgenlandes bei weitem übersteigen.

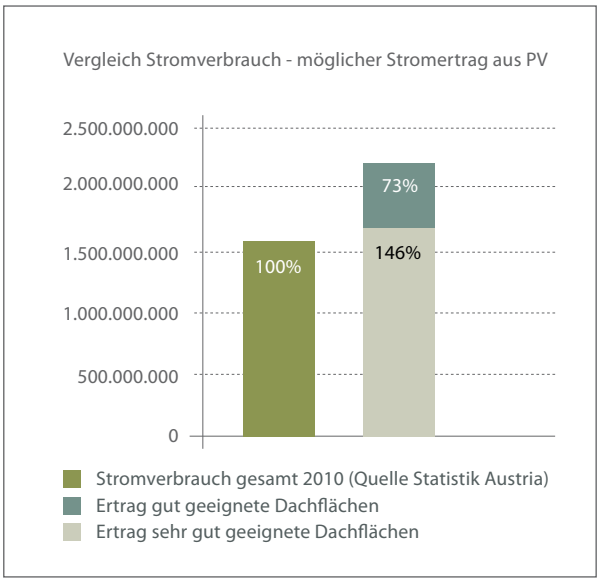


Abbildung A1: *Vergleich Stromverbrauch möglicher Stromertrag aus PV für das Burgenland, GeoService, Burgenländische Energieagentur, persönliche Kommunikation DI Johann Binder, Jänner 2016*

Erschließung weiterer Flächenpotentiale für die Solarstromerzeugung:

Solarpotentialkataster von Städten und Siedlungsgebieten zielen bisher im Wesentlichen auf die Dachflächen ab, nicht aber auf die umliegenden Flächen und die Vertikalflächen wie Fassaden. Neben den Gebäudepotentialen stehen allerdings auch weitere Flächen zur Solarstromerzeugung zur Verfügung:

- **Verkehrsinfrastruktur:**
  - Lärmschutzwände
  - Bahnhöfe
  - Bahntrassen
  - Parkplatzüberdachungen
  - Überdachungen von Verkehrsflächen
- **Ehemalige Truppenübungsplätze**
- **Mülldeponien**
- **Freiflächensolaranlagen**

Ein Mehrfachnutzen kann auch erzielt werden, indem Parkplätze überdacht und Autos im Sommer verschattet werden. Bürgerbeteiligungsmodelle können helfen, solche Flächen zu erschließen, da oft die eigene geeignete Dachfläche fehlt, aber Finanzierungs- und Nutzungsinteresse vorhanden sind.

Auch wenn die gebäudeintegrierte Photovoltaik das idealste Potential hat, bezogen auf die Kongruenz versiegelter Flächen und der Material-

substitution, sollten Freiflächenanlagen nicht vernachlässigt werden. Felder können auch so hoch überdacht werden, dass darunter noch Lebensmittel angebaut werden können. Versuche hierzu werden gerade mit Musterprojekten in Italien durchgeführt. Beispiele von Freiflächenanlagen, unter denen Schafe weiden sind bereits häufiger realisiert. Insbesondere die Biotreibstoffambitionen der Europäischen Union stehen in der Kritik extrem ineffektiv und flächenintensiv zu sein.

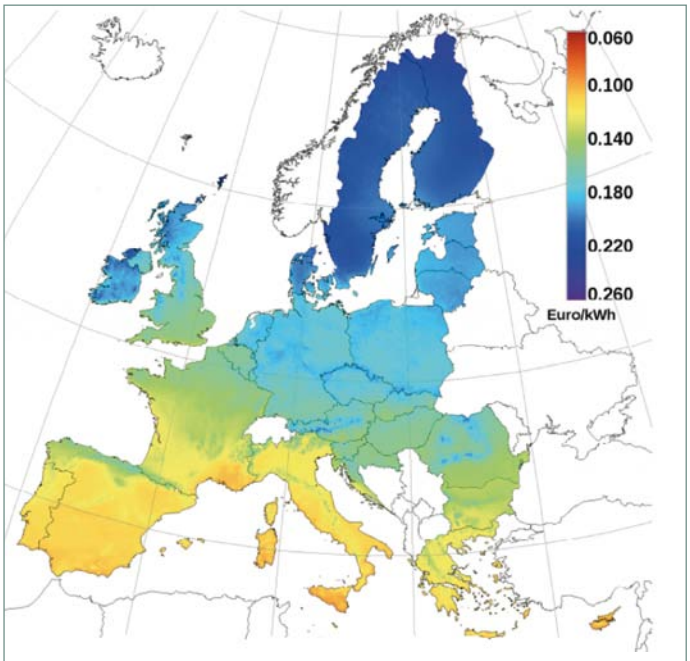
Bezogen auf die erzeugte Fahrleistung aus erneuerbarer Energie kann ein und derselbe Mittelklassewagen mit einem herkömmlichen Dieselmotor ausgerüstet nur ein 500stel so weit fahren mit dem Biodieselertrag von 1 m2 Feld mit Biopflanzenanbau, wie derselbe Wagen mit einem Elektromotor ausgerüstet von 1 m2 optimal südausgerichteter Solarmodulfläche. Wenn man bedenkt, dass heute große Landflächen für den Anbau von Biodiesel genutzt werden, um die Quoten gemäß den EU-Zielen zu erfüllen, wird schnell deutlich, dass neben der gebäudeintegrierten Photovoltaik auch die Freiflächenphotovoltaik einen wertvollen Beitrag zur Flächen- und Ökosystemschonung beitragen kann. PV-Installationen an Gebäuden und auf inner- und außerstädtischen Freiflächen stehen daher nicht in Konkurrenz, sondern können sich gegenseitig gut ergänzen:

Weder wird man die gesamte ca. 174 km2 große Photovoltaik-Modulfläche zur Erzeugung der im 100% - erneuerbare Energie-Szenario benötigten Solarenergie nur auf der grünen Wiese als Freiflächenanlagen errichten, noch wird man sämtliche irgendwie geeigneten Gebäudeoberflächen in BIPV-Bauteile verwandeln wollen, so lange der Anbau von Energiepflanzen wesentlich weniger ökologisch und flächeneffizient ist, als PV auf dem Feld. Freiflächen-PV und BIPV werden daher als gegenseitige Ergänzung gesehen. PV auf innerstädtischen Brachen, Industriehallen und Verkehrs- und Stadtinfrastrukturen, sowie Agrargebäuden ergänzen diese Potentiale optimal.

9.2. FÜHRT EIN HOHER ANTEIL VON PHOTOVOLTAIK ZU HÖHEREN ENERGIEPREISEN?

Zur Beantwortung dieser Frage ist es sinnvoll zunächst die aktuellen Kosten für die Erzeugung von Photovoltaikstrom zu analysieren. Zur Berechnung der Stromgestehungskosten von Photovoltaik werden die gesamten Kosten die im Lebenszyklus eines Photovoltaiksystems anfallen (Investition, Wartung, Kapitalkosten, …) ins Verhältnis zu der erzeugten Energie gesetzt. Die Kosten für das Photovoltaiksystem werden dabei primär von der Investition getrieben und abhängig von der Systemgröße liegen diese heute zwischen 0,9 und 1,5 € pro installiertem Wp (ohne Steuern). Der Ertrag eines Systems hängt wesentlich vom Standort und der eingestrahlten solaren Energie ab, wodurch sich standortbedingte Unterschiede in den Stromgestehungskosten ergeben.

In nachfolgender Abbildung ist eine Europakarte für aktuelle Stromgestehungskosten mit kleinen Photovoltaiksystemen (5 kWp) gezeigt. Man erkennt deutlich ein Nord-Süd-Gefälle in den Stromgestehungskosten, das durch die Verfügbarkeit von Solarenergie bestimmt wird. Unterschiede an den Ländergrenzen (z.B. zwischen Deutschland und Frankreich) werden durch unterschiedliche Mehrwertsteuersätze definiert.



Unsubsidized PV system price 1400 Euro/kWp+VAT, LCOE with 20 years payback, 5%p.a. interest, 2%/year maintenance.

Abbildung A2: *Die Stromgestehungskosten sind für die Länder der Europäischen Union bzw. für kleine Photovoltaiksysteme (5 kWp) gezeigt. Graphik aus [Huld, 2014]*

In Österreich kostet aktuell eine kWh, die mit einer kleinen Photovoltaikanlage (z.B. Aufdachanlage auf Einfamilienhaus) produziert wird, etwa 0,14 €/kWh, wobei der größte Anteil der Kosten (ca. 27%) durch die Kapitalkosten (bei 5% Zinsen, 20 Jahre Laufzeit) verursacht wird. Das sind etwa 0,06 € weniger als ein österreichischer Haushalt durchschnittlich für eine kWh Stunde aus dem Netz bezahlt. Daraus folgt, dass es für Haushalte bereits heute wirtschaftlich sinnvoll ist, möglichst viel des Eigenbedarfs mit selbst erzeugtem Photovoltaikstrom zu decken.

Für große Photovoltaiksysteme (> 1 MWp) sind die Stromgestehungskosten deutlich geringer als für kleine Aufdachanlagen, da Skaleneffekte genutzt werden können. Für Mitteleuropa bzw. Österreich liegen die aktuellen Kosten für eine kWh Stunde Photovoltaikstrom bei etwa 0,08 €/kWh [Agora, 2015]. Auf Basis von Lernkurven lässt sich weiter gut vorhersagen wie sich die Kosten für Photovoltaik in den kommenden Jahrzehnten entwickeln werden. Konkret kann erwartet werden, dass die Stromgestehungskosten für Photovoltaik-

strom aus großen Systemen in den kommenden 10 Jahren um ca. 30% sinken werden, bzw. bis 2050 auf etwa 1/3 des heutigen Niveaus fallen werden, das wären dann unter 0,03 €/kWh. Zu ähnlichen Ergebnissen wie die in [Agora, 2015] gezeigten, kommt auch eine kürzlich veröffentliche Studie der US-Investmentbank Lazard [Lazard, 2015] die speziell große Photovoltaiksysteme bereits heute als konkurrenzfähig gegenüber allen fossilen Formen (Kohle, Öl und Gas) der Stromerzeugung sieht.

Die zunehmende Verbreitung von Photovoltaik hat in den vergangen Jahren zu massiven Änderungen in den Strompreisen, speziell am europäischen Spotmarkt geführt. Konkret sind speziell die hohen Preise, die zur Mittagszeit auftraten fast vollständig verschwunden, was teilweise durch das hohe Angebot von Photovoltaikstrom zu dieser Tageszeit erklärt wird. Generell ist der zunehmende Anteil von Photovoltaik mit ein Grund für die deutliche Reduktion der Großhandelspreise elektrischer Energie. Schlussfolgernd kann festgehalten werden, dass ein steigender Anteil von Photovoltaik im Energiemix die Energiepreise nicht erhöht und somit keine negativen Auswirkungen auf den Wirtschaftsstandort hat.

9.3. ANREIZ-MODELL FÜR EIGENVERBRAUCH IN DER INDUSTRIE

Ein konkretes Beispiel könnte folgendermaßen aussehen:

Das rechts beschriebene Beispiel zeigt eine relativ einfache Variante wie der Eigenverbrauch von Photovoltaikstrom maximiert werden kann. Die wichtigsten Schlussfolgerungen daraus sind, dass einfache Anreizmodelle möglich sind, welche die produzierende Industrie effizient dabei unterstützen auf eine fast treibhausgasfreie Produktion umzustellen und langfristig deren Wettbewerbsfähigkeit zu stärken. Weiters liefert das Beispiel einen Richtwert für einen Eigenverbrauchsvergütung (15 €Cent/kWh) ab der das Modell bereits heute funktioniert und einen interessanten Business-Case für viele produzierende Unternehmen schafft. Bei Eintreten von sinkenden PV Invest- und Speicherkosten aber auch bei steigenden allgemeinen Strompreisen wird dieses Modell überdies attraktiver.

Vergleich Eigenverbrauchsförderung mit dem deutschen EEG

Im deutschen EEG wurde über garantierte Einspeisevergütungen Investoren eine Amortisation in damals noch nicht wettbewerbsfähige aber erwünschte Energietechnologien ermöglicht. Die große Stärke dieser Maßnahme war, dass Marktmechanismen nutzbar wurden, die letztendlich auch die sehr schnellen Kostensenkungen speziell bei der Photovoltaik möglich gemacht haben. Ein Problem des EEG war, dass die Geschwindigkeit mit

- Ein produzierendes Unternehmen errichtet an einem Produktionsstandort eine 1 MWp große Photovoltaikanlage (ohne Förderung bzw. Subvention) die Stromgestehungskosten von z.B. 7 €Cent/kWh aufweist.
- Wenn eigenverbrauchte Energie nicht besteuert wird, besteht kein Unterschied zwischen dem Nettopreis für Industriestrom aus dem Netz und den Kosten für die eigenverbrauchte kWh.
- Im Mittel produziert die Anlage etwa 1 GWh pro Jahr und 2700 kWh pro Tag.
- Das Unternehmen produziert vorrangig mit elektrisch betriebenen Anlagen (150 kW Anschlussleistung) in einem Dreischichtbetrieb und benötigt im Tagesmittel etwa 3600 kWh.
- Das heißt im Winter wird die Photovoltaikanlage bei bedeckten Bedingungen zwischen 10 und 14 Uhr in etwa gerade die Leistung erbringen die für einen Betrieb der Produktionsanlagen notwendig ist. In der restlichen Zeit muss Energie aus dem Netz bezogen werden.
- Im Sommer treten speziell tagsüber deutliche energetische Überschüsse auf und in der Nacht fehlt die Energie.
- Ein Batteriespeicher sollte etwa 2000 kWh energetische Kapazität haben, um einen Eigenverbrauchsanteil von über 75% zu erreichen.
- Die Investitionskosten für einen derartigen Speicher liegen heute bei etwa 1.5 Millionen €, Tendenz sinkend.
- Überschussstrom wird zu einem mittleren Preis von 0.04 €/kWh an den Energieversorger verkauft und bei 75% Eigenverbrauchsgrad werden damit pro Jahr etwa 10 000 € erlöst.
- Diese Erlöse könnten zumindest teilweise die zusätzlichen Aufwendungen für die energetische Infrastruktur und Wartung abzudecken.
- Wenn sich die Investition in einen Speicher nach 15 Jahren amortisieren soll, müsste bei 75% Eigenverbrauchsgrad etwa 0.13 € pro eigenverbrauchter kWh lukriert werden. Damit sind aber noch nicht zusätzliche unvorhergesehene Kosten oder allfällige Kapitalkosten abgedeckt.
- Das Unternehmen erhält für einen Zeitraum von 15 Jahren nach Umstellung auf Eigenerzeugung/Eigenverbrauch von Photovoltaikstrom pro Jahr 0.15 € pro nachgewiesen eigenverbrauchter kWh über die Steuererklärung (ähnlich wie heute die Forschungsprämie).
- Das bedeutet, dass es für das Unternehmen knapp wirtschaftlich sein kann auf Eigenerzeugung von Photovoltaikstrom mit hohem Eigenverbrauchsanteil umzustellen.
- Das Unternehmen trägt aber das Risiko und wenn es keine hohen Eigenverbrauchsquoten erreicht, amortisieren sich nicht nur die Investitionen in den Energiespeicher, sondern teilweise auch jene in die Photovoltaikanlage nicht.
- Wenn das Unternehmen hingegen darüber hinaus innovativ in der Anpassung der Produktionsprozesse und Abläufe ist und einen höheren Eigenverbrauchsgrad als 75% erreicht oder denselben Eigenverbrauchsgrad mit einem kleineren Speichervolumen, kann es analog deutlichen Profit aus der Umstellung ziehen.

der die Kostendegression umgesetzt wurde nicht vorhersehbar war und es teilweise zu einer deutlichen Überförderung kam (Einspeisevergütung war zeitweise deutlich höher als Stromgestehungskosten). Das erste Land, das eine Eigenverbrauchsvergütung eingeführt, sollte sich der Risiken einer Überförderung bewusst sein und es ist ratsam, eine sehr ambitionierte Degression der Eigenverbrauchsvergütung anzusetzen. Darüber hinaus sollten in jährlichen Abständen Re-Evaluierungen zur Verhältnismäßigkeit der Fördersätze durchgeführt werden.

Ein weiterer Schluss der sich aus dem EEG ziehen lässt, ist, dass vorhersehbare Randbedingungen eine der wichtigsten Voraussetzungen ist. Das Vertrauen von Investoren kann durch disruptive Änderungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen schnell verloren werden und Märkte dadurch zerstört werden. Das heißt aus aktueller Sicht ist es besser eine sehr ambitionierte Degression anzusetzen und gegebenenfalls zu entschärfen, als durch eine zu flache Degression eine Überförderung durch schnell fallende Kosten des Eigenverbrauchs zu riskieren, die dann kurzfristig korrigiert werden muss.

Ein Kritikpunkt der häufig im Zusammenhang mit dem EEG erwähnt wird, ist, dass durch den Ausbau der erneuerbaren Energien (speziell der Photovoltaik) primär Wertschöpfung in Asien generiert wird. Dabei ist wichtig zu beachten, dass es richtig ist, dass der Großteil der Solarzellen- und Modulproduktion in Asien stattfindet. Es ist aber auch richtig, dass der Kostenanteil dieser Komponenten nur mehr etwa 20% des Gesamtsystems ausmacht. Der größte Teil der Kosten entsteht heute bereits durch die Montage, was in der Regel lokale Wertschöpfung bedeutet. Weitere Faktoren wie Elektronik, Kabel und mechanische Komponenten werden zu einem substantiellen Anteil in Europa hergestellt. Daraus folgt, dass Photovoltaik heute zum größten Teil lokale Wertschöpfung generiert.

9.4. VORTEILE DER 'BUILDING INTEGRATED PHOTOVOLTAIC' (BIPV)

Die Solarenergiegewinnung an Gebäuden in integrierter Form hat folgende Vorteile:

Doppelnutzung bereits versiegelter bebauter Flächen:

- bewirkt keine weitere Flächenversiegelung
- steht nicht in Flächenkonkurrenz zu anderen Nutzungen (Lebensmittelgewinnung / Wasserschutzgebiete / Erholung)
- keine Zerstörung von Naturräumen und Ökosystemen

Geringerer Materialverbrauch = Ressourcenschonung:

- Die Unterkonstruktion inklusive Fundamenten ist mit dem Gebäude bereits vorhanden
- Doppelnutzung als Baumaterial und Energieerzeugungselement bei Gebäudeintegration, so genannter ‚Building Integrated Photovoltaic-BIPV': das Solarmodul ist gleichzeitig Fassaden-, Dach- oder Verschattungselement
- Die elektrischen Anschlüsse zur Energieeinspeisung sind bereits vorhanden = Einsparung von Kabeln und Hochspannungsleitungen

Ermöglicht die Ausnutzung der erzeugten Wärme oder Kälte:

- Nur integrierte Dach- oder Fassadenflächen können hinterlüftet werden, um die entstehende Wärme (tags) oder Kälte (nachts) zu nutzen

Höhere architektonische Qualität:

- höhere bauliche Funktionalität und Erfüllung von Baunormen
- Größere Akzeptanz
- Bessere Ästhetik

Hohes bislang nur teilweise erschlossenes Flächenpotential zur Nutzung der Solarenergie

Problemstellungen, die sich aus dem aktuellen Status quo ergeben

In der architektonisch nicht angepassten Aufdachinstallation von Solarmodulen kann man auch ein Hemmnis einer flächendeckenden Implementierung von PV-Anlagen in alle verfügbaren und geeigneten Gebäudeflächen sehen. Bei Aufdachanlagen auf Flachdächern erfordert eine optimierte Integration oft andere Bauformen und Dachkonstruktionen, könnte also insbesondere beim Neubau von Industriehallen erfolgen. Speziell der Sektor der über vorhandenen Dacheindeckungen installierten Solarsysteme bietet jedoch ein wesentlich einfacher zu erschließendes Potential zur Optimierung. Bei Schrägdächern könnten angepasste Produkte zur Dachintegration auch bei Bestandsbauten eingesetzt werden.

Gebäudeintegrierte Photovoltaik wie eine Dachintegration, bei welcher die Solarmodule die Dachhaut vollständig ersetzen oder eine Fassade mit integrierten Solarmodulen könnte zentrale Probleme aufgesetzter Systeme vermeiden:

- Mangelnde architektonische Qualität
- Oft nicht den Baunormen entsprechende Qualität und Eignung der Solarmodule und

Unterkonstruktionen z.B. bezüglich Schnee- und Windlasten oder Feuersicherheit

- Doppelter Ressourcenverbrauch für Glasmodule und Dachziegel / Dachsteine und Fassadenelemente (sowohl Glas als auch Beton oder das Brennen von Ziegeln erfordern einen hohen Energieeinsatz zur Herstellung) sowie für Halte- und Unterkonstruktionen
- Umfangreicher Einsatz von Aluminium als hoch energieintensivem und in der Erstgewinnung umweltrelevanten Material für die Rahmen von Standard-Modulen sowie insbesondere für Unterkonstruktionen
- Keine Nutzung der durch die Module ebenfalls aufgenommenen Solarwärme
- Geringe oder nicht vorhandene Ausschöpfung der Potentiale einer Integration in das Heiz- , Kühl- und Lüftungssystem der Gebäude

Über die bislang oft mangelnde bauliche Integration hinaus ist auch die Einbettung und Interaktion mit den elektrotechnischen Systemen der Gebäude bislang meist gering:

- Geringe Integration in das elektrische System (Gleichstromsysteme, Batterien)
- Geringe Anpassung der Stromverbrauchsmuster im Gebäude an das Solarstromangebot; Bislang überwiegend monofunktionale wirtschaftliche Verknüpfung mit der Umgebung: reiner Verkauf des produzierten Stroms an das öffentliche Stromnetz, statt Ausschöpfung und Optimierung von Eigenverbrauch und weiteren Verkaufsoptionen
- Geringe Optimierung bezüglich der smarten Interaktion mit der Gebäudetechnik und Haustechnik, sowie dem lokalen / übergeordneten Stromnetz und anderen Energiesystemen wie Wärmenetzen und Speichern
- Geringer Daten- und Steuerungsaustausch mit oben genannten Systemen

9.5. DAS INTERNET DER DINGE

Die Einbettung von Intelligenz in den kleinsten Dingen beeinflusst auch die Energieanwendungen von morgen substantiell. Diverse Anlagen aus dem Energie- und Haustechnikbereich werden mit Sensoren und einer Internetanbindung versehen, um autonom kommunizieren zu können, d.h., dass Geräte selbstständig und ohne dazu angeleitet zu werden kommunizieren, um Energieeffizienz und vielfach auch Komfortansprüchen zu einem Optimum zu verhelfen.

Beispielhaft kann das sein:

- Integration von Planungswerkzeugen für Architekten und Energieplaner in CAD (Computer Aided Design)-Programme und in ‚Building-Information-Modeling-Systeme' (BIM)-Systeme 4.0 mit Schnittstellen zur CAD-gesteuerten Produktion von energietechnischen Komponenten wie gebäudeintegrierten Photovoltaik-Modulen
- Förderung der Industrie 4.0 in der Photovoltaikindustrie z.B. mit dem Ziel kostengünstige mit flexiblen Produktionsanlagen individualisierte ‚custom sized' BIPV-Produkte herstellen zu können
- Haustechnik 4.0: Verknüpfung der Steuerungsoptionen einer Solaranlage mit der Gebäudeleittechnik (Ventilatoren, Hinterlüftung, Wärmepumpen, Heizstäbe, Speicher, variable Lasten, E-Mobilität)
- Intelligente Gebäude: Verknüpfung PV-Anlage mit den tools zur ‚Home automation' für Nutzer
- Energieversorgung 4.0: Von ‚Monitoring bis Operating' - Ausbau der digitalen Kommunikation für eine multilevel abgestimmte, vernetzte integrierte Energielandschaft in welcher die Teilnehmer interaktiv interagieren von lokaler zu nationaler Ebene hinaus und wieder abwärts sowie mit Akteuren auf der gleichen Ebene kommunizieren, sich abstimmen und optimieren

9.6. DURCHGÄNGIGE ÖKOLOGISIERUNG

Eine Entwicklung im Bereich Recycling ist vorhersehbar: Seit etwa 2005 wurden weltweit mehr als 1000 km² an Photovoltaikfläche installiert. Das bedeutet, dass bei einer angenommenen Lebensdauer von 25-30 Jahren ab 2030 damit gerechnet werden kann, dass schnell wachsende Mengen an Photovoltaikmodulen ausgetauscht werden müssen. Die in diesen Modulen enthaltenen Ressourcen sind überwiegend hochwertig (Silizium, Silber, Aluminium, Kupfer und Glas). Hier hat Österreich mit sehr guter Kompetenz im Bereich der Metallurgie und Sortiertechnik bereits heute eine Reihe an sehr gut aufgestellten Unternehmen. Diese Unternehmen haben nur noch wenige Jahre Zeit innovative Lösungen für die Verwertung der Ressourcen von alten Photovoltaikmodulen zu entwickeln, um diese zum richtigen Zeitpunkt zur Verfügung zu haben.

Es sollte Ziel und gegebenenfalls ein Alleinstellungsmerkmal der österreichischen Photovoltaik und Bauindustrie sein, eine durchgängige Ökologisierung von BIPV-Bauteilen zu erzielen, von der Solarzellenproduktion bis zur Einkapselung, der Unterkonstruktion und den Stromleitungen – sowie den Speichern und Batterien, d.h.‚Cradle to Cradle-Design und‚Ökorating' der Produktion von PV-bzw. BIPV-Bauteilen. Bedacht werden sollte dabei der Einsatz von grauer Energie (das heißt von Herstellungsenergie) und von problematischen Materialien wie PVC, aber auch von seltenen Elementen zu reduzieren so weit möglich und gute Recyclingfähigkeit sowie Recycling-Kreisläufe aufzubauen.

EMPFOHLENE MASSNAHMEN IM BEREICH DER VERTIEFTEN ÖKOLOGISIERUNG DER PHOTOVOLTAIK

- Substitution von Aluminium durch Einsatz von Recycling-Aluminium oder andere Materialen
- Verzicht auf PVC wo möglich (Stromleitungen)
- Verzicht auf seltene Elemente und Giftstoffe wo möglich
- Förderung der Verwendung regional / national / nahe verfügbare Stoffe und Materialien zur Herstellung von BIPV-Produkten
- Förderung von‚Cradle to Cradle'-Design, welches eine ökologisch wertvolle Kreislaufführung der in Photovoltaiksystemen verwandten Materialien vorsieht
- Wissenschaftliches Monitoring und Bestimmung des Grauen Energiegehalts und der Energierücklaufzeit von BIPV-Produkten (gegenwärtig nicht verfügbar – Problemstellung bei Gebäudezertifizierung gemäß grauem Energiegehalt)
- Erhöhung der Lebenszeit von PV Systemen
- Rating / Ökozertifizierung wie auch bei Gebäuden (DGNB und andere Zertifizierungssysteme, welche die Herstellungsenergie von Gebäuden in eine Gesamtenergiebewertung einbeziehen)

10. LITERATUR

Agora 2015, Current and Future Cost of Photovoltaics Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems, Agora 2015
// **Autor:** Johannes F. Mayer, Fraunhofer ISE

Biermayr et al. 2015, Innovative Energietechnologien in Österreich Marktentwicklung 2014
// **Berichte aus** Energie- und Umweltforschung, Biermayr, Fechner, Leonhartsberger et al., BMVIT 2015

Biermayr et al. 2009-2015, Jährliche Berichte zu: Innovative Energietechnologien in Österreich Marktentwicklung 2009-2015
// **Berichte aus** Energie- und Umweltforschung, Biermayr, Fechner, Leonhartsberger et al., BMVIT 2009-2015

BINE 2014, Stabiles Netz mit 100% Ökostrom
// BINE 2014

Bloomberg 2015, Levelised Cost of Electricity Update for the second half of 2015
// Bloomberg New Energy finance, 2015

Bodenatlas 2015 Global 2000
// Daten und Fakten über Acker Land und Erde, GLOBAL 2000, BUND und der Heinrich-Böll-Stiftung, 2015

Bundesnetzagentur 2016
// Pressemitteilung, Zuschlagswert der vierten Ausschreibungsrunde für Freiflächenanlagen, 11.April 2016

Fechner, Leonhartsberger et al., 2015, Kapitel Photovoltaik aus , Innovative Energietechnologien in Österreich – Marktentwicklung 2014', Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
// Nov. 2015, Technikum Wien GmbH, Kurt Leonhartsberger, Hubert Fechner

Gautschi 2016, Anergienetze in Betrieb / Thomas Gautschi, FGZ Zürich
// Vortrag „Städtische Wärmenetze, 29.1.2016, Wien

E-Control, Industriestrompreiserhebung 2014
// http://www.e-ontrol.at/de/industrie/strom/strompreis/industriestrompreise, 16.1. 2016

Energiesparblogger, 2016
// www.energiesparblogger.de- abgerufen am 10.1.2016

Energiesparblogger.De, Hausgemachter Strom – Ein Beispiel Aus Der Eifel, 15.Januar 2015
// Http://www.Energiesparblogger.De/Allgemein/Hausgemachter-Strom-Ein-Beispiel-Aus-Der-Eifel 18.8.2015

Energiestatus Österreich 2015, Entwicklung bis 2013
// BMWFW, 2015

EPBD, 2012, Energy Performance of Buildings directive, Directive 2002/91/EC, EPBD
// European Commission 2010

ETH Zürich, 2016
// http://www.2000watt.ch/- 19.2.2016

Europäische Kommission 2011, Mitteilung der Kommission an das europäische Parlament, den rat, den europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen
// Fahrplan für den Übergang zu einer wettbewerbsfähigen CO2-armen Wirtschaft bis 2050, Brüssel 2011

EU Energie-Effizienzrichtlinie, 2014
// Richtlinie 2012/27/EU

EU RICHTLINIE 2010/31/EU DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 19. Mai 2010 über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden (= Energy Performance of Buildings Directive EPBD)

Fraunhofer ISE 2015, Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, 25.12.2015
// Harry Wirth, Fraunhofer ISE, 2015

Hampel, Deloitte, 2015
// Studie Erneuerbare Energien in Österreich, Einstellungen, Assoziationen und Investitionsintention österreichischer Haushalte betreffend Erneuerbare Energietechnologien, Wirtschaftsuniversität Wien, Deloitte, Wien Energie, 2015

T. Huld, A. J. Waldau, H. Ossenbrink, S. Szabo, E. Dunlop, und N. Taylor, „Cost Maps for Unsubsidised Photovoltaic Electricity"
// JRC Scientific and Policy Reports JRC 91937, Sep. 2014.

IEA Technology Roadmap Wind Energy
// IEA 2013

IEA Technology Roadmap: Solar Photovoltaic Energy - 2014 edition

IEA World energy outlook 2005
// IEA, 2005

IEA world energy outlook 2015
// IEA 2015

IEA PVPS, 2015
// IEA PVPS Trends report 2015, Oktober 2015

IEA-PVPS 2016
// IEA PVPS Snapshot report, April 2016

IEA PVPS, 2002, Potential for Building Integrated Photovoltaics IEA- T7-2002, IEA-PVPS – Task 7, Reinhard Haas, Gerhard Faninger

IPPC, 2007, IPCC Fourth Assessment Report: Climate Change 2007
// Working Group III: Mitigation of Climate Change, IPPC, 2007

IRENA, 2015, Renewable Energy and Jobs
// Annual Review 2015, International renewable Energy Agency, 2014

JRC, 2014, JRC SCIENCE AND POLICY REPORTS Smart Grid Projects Outlook 2014
// Joint research Center of the European Commission, 2014

Klimarat 2007
// Summary for Policymakers, 4.UN-Klimareport 2007

Lazard, 2015 „Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis—Version 8.0 - levelized_cost_of_energy_-_version_80.pdf". [Online].
// Verfügbar unter: https://www.lazard.com/media/1777/levelized_cost_of_energy_-_version_80.pdf, Zugegriffen: 13-Nov-2015.

MIT 2014, The Future of Solar Energy, 2015
// Massachusetts Institute of Technology

Nature climate change 2015, Energy system transformations for limiting end-of-century warming to below 1.5C, Joeri Rgelj et al.
// Nature climate change 2015

Österreichische PV Roadmap, 2007, Technologieroadmap Photovoltaik Österreich, Fechner et al.
// Berichte aus Energie- und Umweltforschung, 2007 BMVIT

11. LISTE DER ABKÜRZUNGEN

a-Si	Amorphes Silizium
BAU	Business as usual
BIPV	Bauwerksintegrierte Photovoltaik (engl. Building Integrated Photovoltaic)
BIM	Building Information Modeling system
BOS	Balance of Systems, alle "Nicht Modulteile" eines Photovoltaik-Systems
CAD	Computer Aided Design
CCS	Carbon Capture and Sequestration
CEO	Central Executive Officer
CCU	Carbon Captue and Utilisation
CdTe	Cadmium Tellurid (PV Modulart)
CPV	Concentrating Photovoltaic
DC	direct current, Gleichstrom
DGNB	Deutsche Gesellschaft für Nachhaltiges Bauen
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz (Deutschland)
ELWOG	Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz (Österreich)
EPBD	Energy performance of Buildings directive, EU Richtlinie
EVU	Energieversorgungsunternehmen
F&E	Forschung und Entwicklung
IEA	Internationale Energieagentur
IPCC	International Panel of Climate Change
ISE	Fraunhofer Institut für Solarenergieforschung
JRC	Joint Research Centre der EU
PVPS	Photovoltaic Power Systems Programm der IEA
TOR	Technisch Organisatorische Richtlinien
USV	Unterbrechungsfreie Stromversorgung
Wp	Watt peak, Leistung eines PV Moduls bei Standard Testbedingungen *(1000 W/m², 25°C, AM1,5) oft auch angegeben als kWp Kilowatt peak*

DANKSAGUNG

Folgende weitere Expertinnen und Experten haben substantiell zu dieser Roadmap beigetragen:

Astrid Schneider (AIT), Marcus Rennhofer (AIT), diverse Mitglieder der Österreichischen Technologieplattform Photovoltaik und der Technologieplattform Smart Grids Austria. Mehr als 60 Expertinnen und Experten haben im Rahmen von Workshops oder durch schriftliche Kommentierung des Entwurfes zu dieser Roadmap wesentlich beigetragen. Möge es ein Dokument sein, das weitere Diskussionen anregt und damit einen Beitrag zu einer möglichst 100% erneuerbaren Energiezukunft liefert.