



# Transformation der Energiesysteme 2010-2050

## Teil II

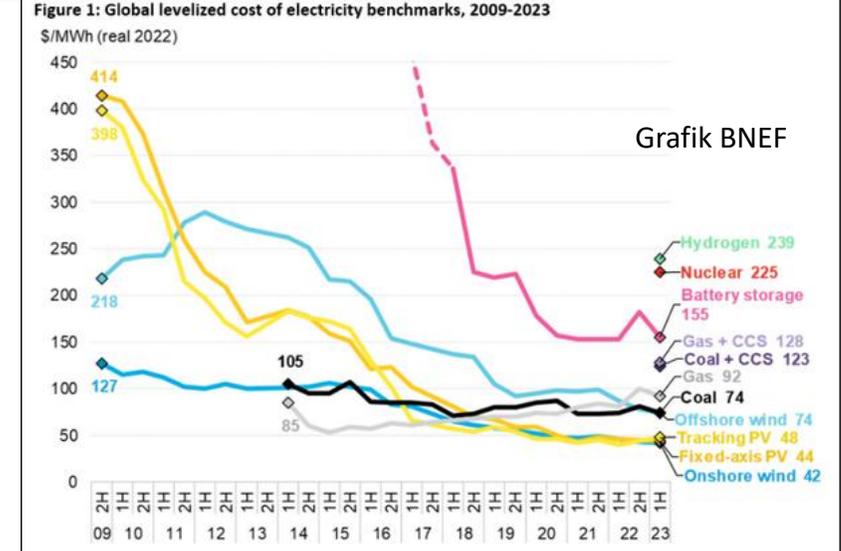
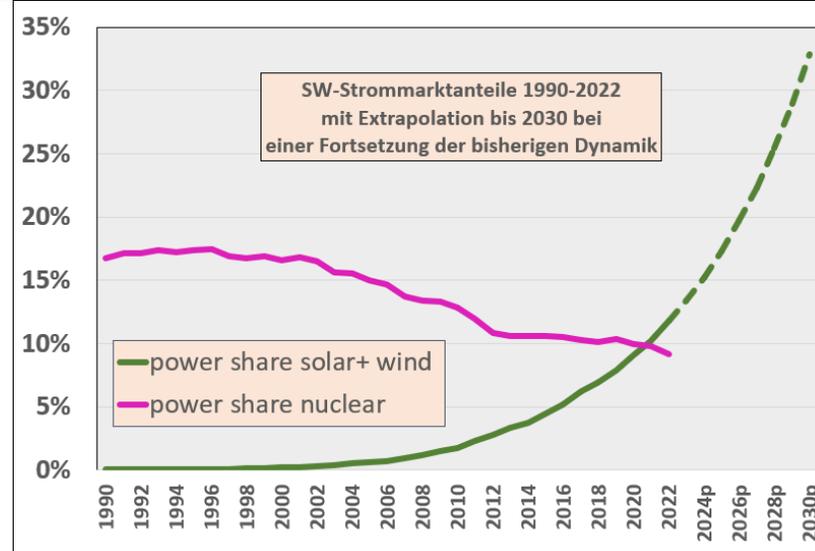
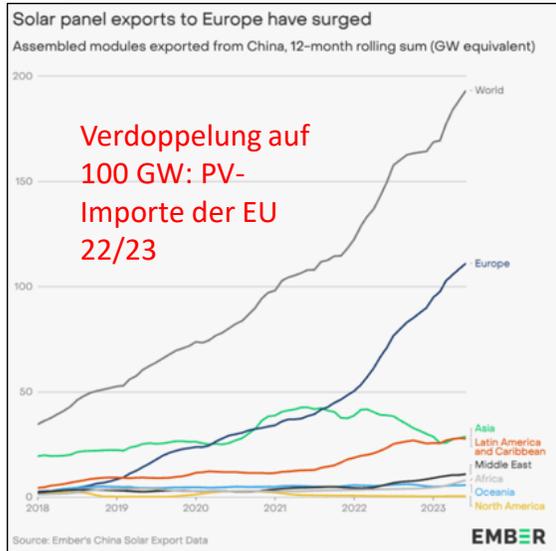
### Erneuerbare und Effizienz: technische Langzeitbetrachtung



# Übersicht

- Repetitorium der letzten Vorlesung
- Die CH-Energieversorgung im Wandel
- Vertiefung: Effizienz als Energiequelle
- Vertiefung: Technische Entwicklung Windkraft
- Vertiefung Technische Entwicklung Photovoltaik (PV)
- Systemintegration/Speicher

# Wir stehen weltweit an einer historischen Schwelle: Immer billigere Stromerzeugung aus Sonne, Wind verdrängt Kohle-, Atomstrom und Erdgas

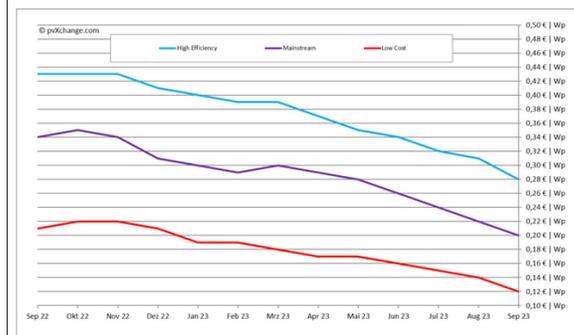


## Modulpreiscrash und kein Ende in Sicht

Noch nie sind die Modulpreise in so kurzer Zeit so stark gesunken. Ein Grund dafür ist die „Modulschwemme“ an in Lagerhallen befindlichen Modulen in Europa, sagt pvXchange Gründer und Geschäftsführer Martin Schachinger im Modulpreisindex.

22. SEPTEMBER 2023 MARTIN SCHACHINGER, PVXCHANGE.COM

MEINUNG NACHRICHTEN DEUTSCHLAND



- Neun Verdoppelungen Solar+Wind-Leistung in 29 Jahren
- Ab 2023 übersteigt die Zusatzproduktion von Solar- und Windstrom die Verbrauchszunahme weltweit
- Deshalb reduzierten sich die übrigen Erzeugungsarten: weniger Laufzeit, Rückgang der Leistung
- Q3-2023: Neue Tiefpreisrekorde für Solarmodule, Batterien
- Klares Indiz, dass es trotz hohem Wachstum kaum dauerhafte Materialengpässe gibt.
- Europa: Verdoppelung PV-Zubaugeschwindigkeit seit dem Überfall auf die Ukraine
- Beseitigung von Hindernissen:
  - Gesetzliche Priorisierung der Erneuerbaren,
  - Kürzere Genehmigungsfristen
  - Netzausbau, neue Speicher
  - Wegfall Importzölle
  - Zulassung von Eigenverbrauchsgemeinschaften

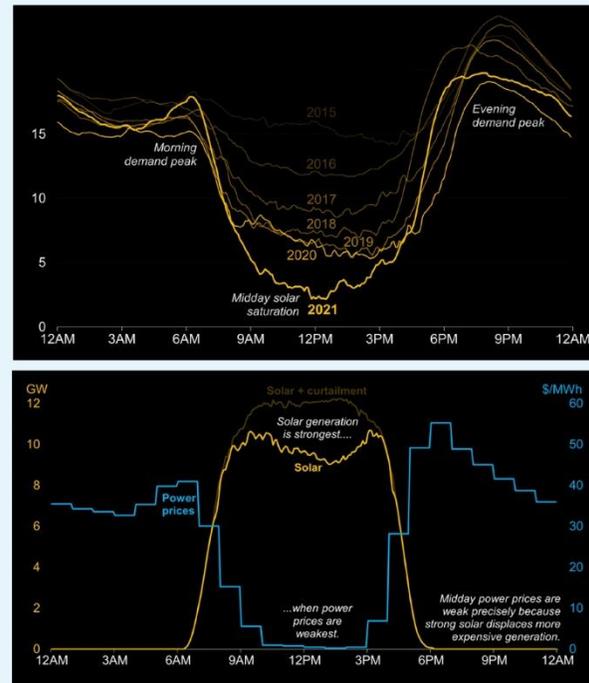
# WS-Ausbau heisst: Am Strommarkt wird nur Residuallast geliefert

## Eine regulative Herausforderung ist das Marktwertisiko mit Nullpreisen



Witterungsbedingte Stromüberschüsse mit negativen Preisen bilden eine interessante neue Beschaffungsmöglichkeit für Speicher und flexible Verbräuche (zum Beispiel Trinkwasser-Pumpen)

### Entenkurve (Lastprofil und Preisprofil in Kalifornien)



Grafiken: California Independent System Operator (CAISO)

Die«Entenkurve» (oben). Solarstromanlagen auf den Hausdächern senken die Nachfrage im Netz. Am Mittag sinkt die Last Jahr für Jahr stärker gegen null. Preiskurve (unten): Die Preise sinken bei Sonnenschein während Stunden auf null. Die Netzbetreiber bauen Batterien, um die Produktion tagsüber einzuspeichern und am Abend auszuliefern. Der Anteil der Photovoltaik in Kalifornien hat sich seit 2011 im Jahresdurchschnitt auf 26 Prozent vervielfacht (2021).

**Nullpreise täglich von 9 bis 15 h**

Dank wettbewerblichen Ausschreibungen entstehen wirtschaftlich tragfähige Lösungen, die aber Begleitmassnahmen erforderlich machen

- Netzausbau & Netzanschlussgarantien
- Bau von Speichern und Backups
- Mindestabnahmepreise für Kleinanlagen in den Lastzentren
- Ausschreibungen der gleitenden Marktpremien

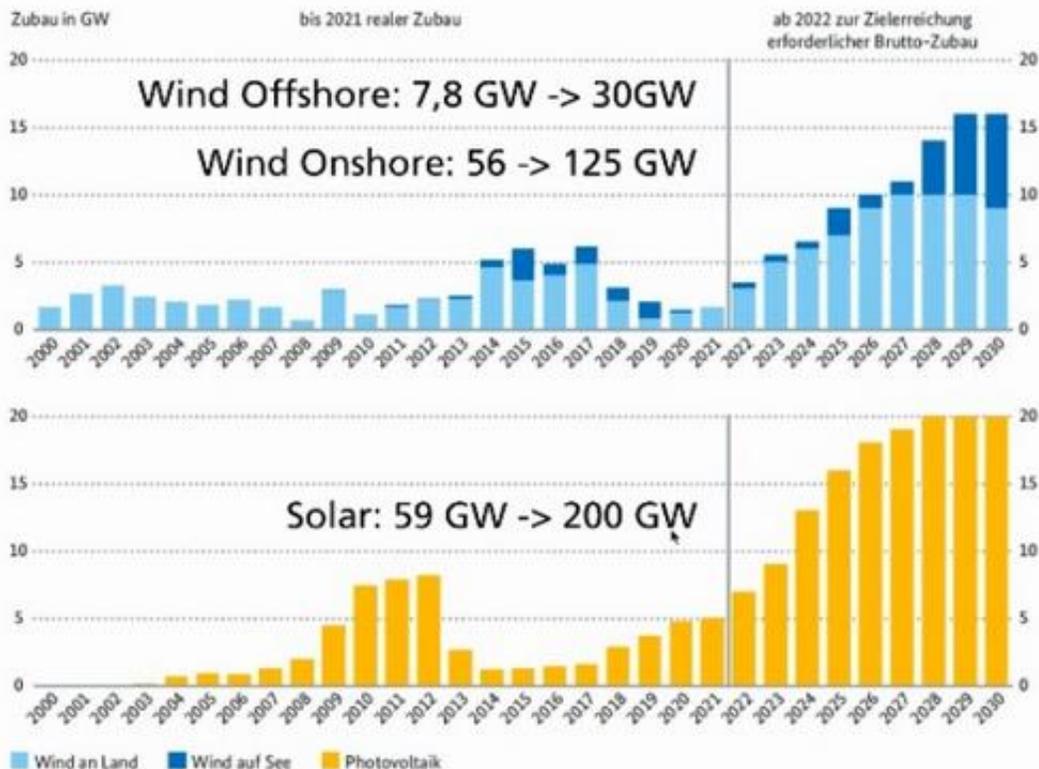
Viele Investitionen wurden nach Ausbruch des Ukraine Kriegs aufgegleist, brauchen aber noch mehr Zeit für die Umsetzung.

Noch fehlen aber absatzseitige Preissignale im Kleinkundensegment, die zur Flexibilisierung der Nachfrage führen könnten.

# Deutschland wird das europäische «Powerhouse»

Ausbauplan der «Ampel» baut mit Sonne+Wind umgerechnet 30 AKWs (1400 MW!) bis 2030

## Jährlicher Zubau an installierter Leistung Planung der Bundesregierung bis 2030



Der geplante Zubau von Solar und Wind in DE bis 2030 erzeugt so viel Strom wie 30 Kernkraftwerke mit je 1,4 GW Leistung.

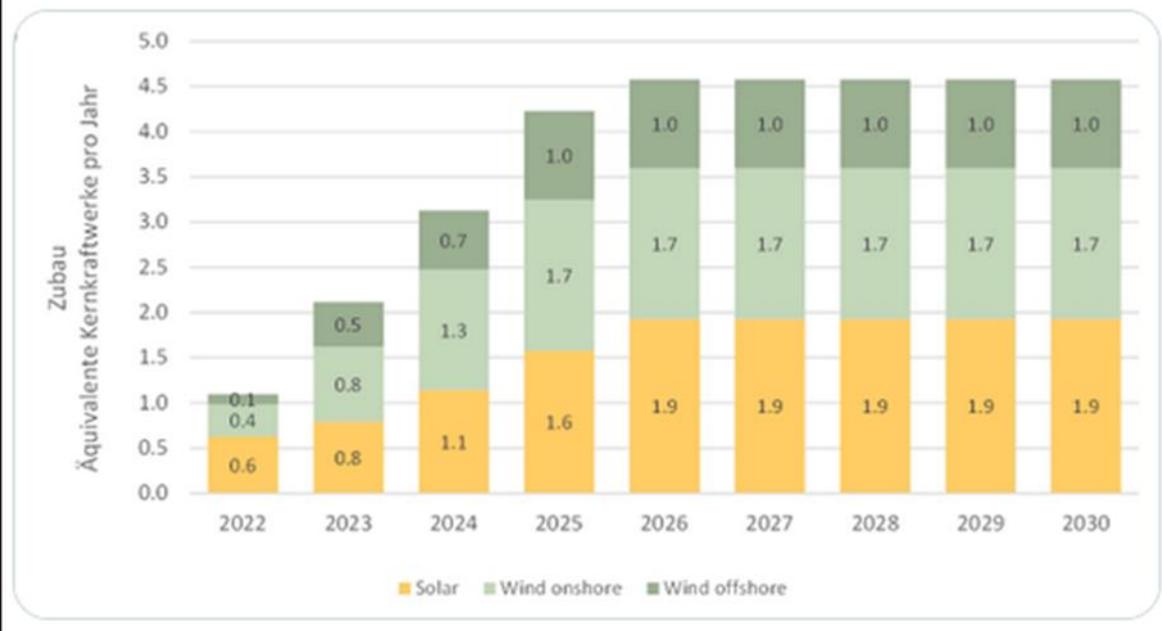
Für die Rechnung wurden die durchschnittlichen Volllaststunden der letzten Jahre benutzt:

Solar: 920

Wind Onshore: 1753

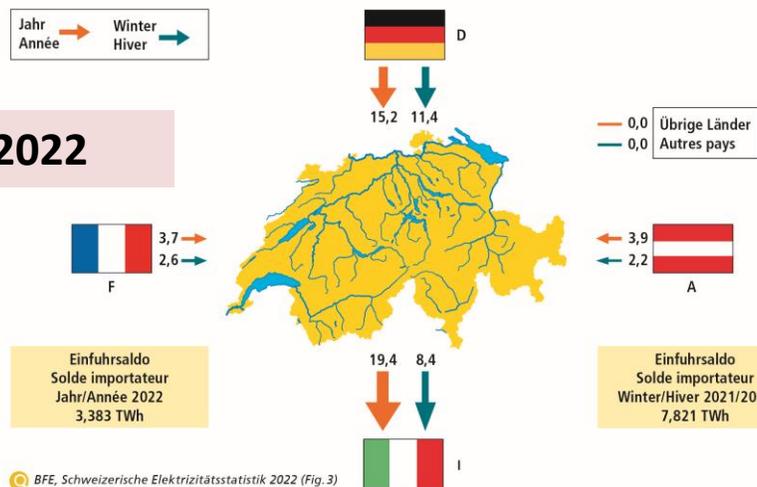
Wind Offshore: 3440

Kernkraft: 7500



# Französische Atompannen und CH-Atomgeriatrie erzwingen eine Neuausrichtung von Produktion und Handel

Fig. 3 Einfuhr-/Ausfuhrsaldo 2022 (in TWh), physikalische Werte  
Solde importateur/exportateur 2022 (en TWh), valeurs physiques



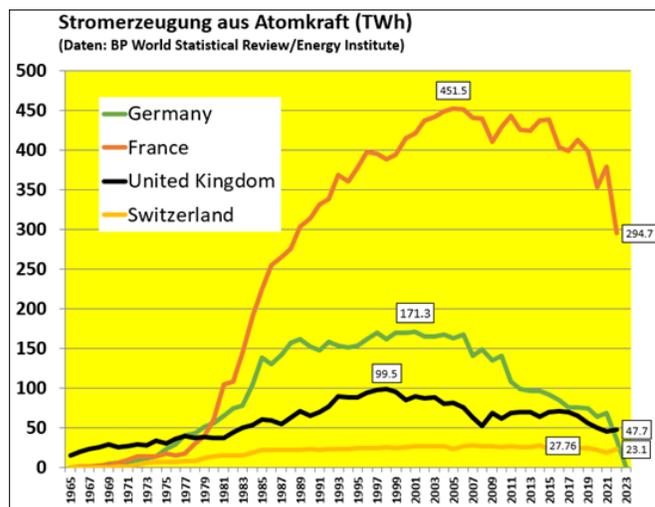
2022

## Früher:

- Strom vorwiegend Atomstrom aus F
- Veredelung in der CH
- Re-Export nach Italien

## Heute

- Immer mehr grüner Strom aus Deutschland,
- Powerhouse Nordsee, Strom aus F rückläufig
- Stärkung CH-Produktion: Mantelerlass, Solarexpress, Windexpress
- Stromhandel bleibt lukrativ, aber Aufgaben verändern sich: Befriedigung der kurzfristigen Residuallast mit Batterien, Wasserkraft für Backup von Dunkelflauten
- Ausbau von W+S beendet den Bedarf nach Bandenergie.
- Stromerzeugung aus Atom- und Kohle wird schrittweise verschwinden.



# Reformen im EU Strombinnenmarkt (ab 1990)

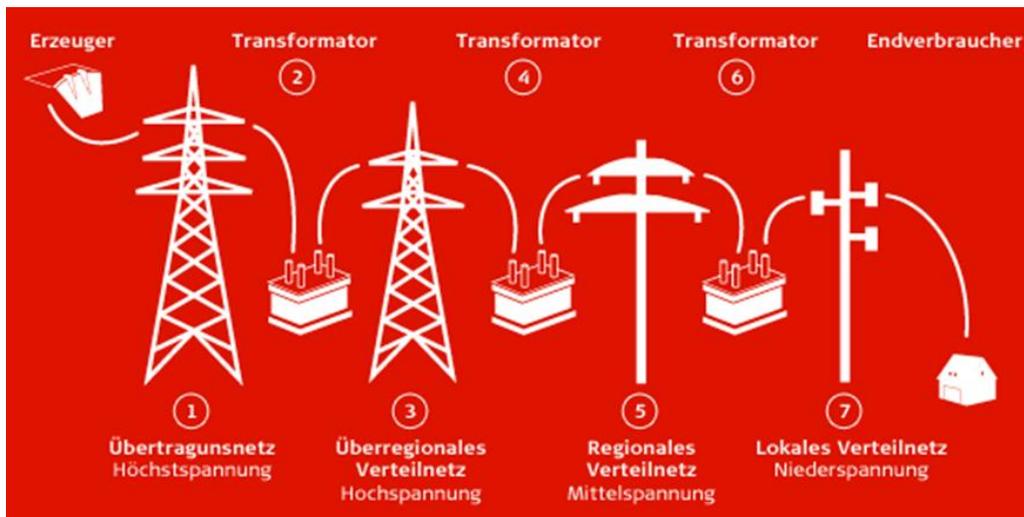
- **Öffnung der Stromnetze für alle Anbieter,**
  - Freie Wahl der Lieferanten
- **Trennung von Erzeugung und Netz,**
  - Aufsicht über Netzmonopole und deren Gebühren
  - Einführung nichtdiskriminierender Netzgebühren
- **Ausbau der erneuerbaren Energien wurde Pflicht**
- **Einführung des CO<sub>2</sub>-Emissionshandels**
  - Zu Beginn (2004) Gratis- CO<sub>2</sub>-Zertifikate,
  - echte Verteuerung der Emissionen erst seit 2018
  - Macht EE wettbewerbsfähig
- **Mitgliedstaaten zuerst mit eigenen Programmen**
  - Einspeisevergütungen, Einspeiseprämien, Marktprämien
  - an vorderster Front ab 1990 Deutschland und DK, später Spanien und ganze EU
  - Heute eine Konvergenz der Systeme: gleitende Marktprämie und contracts for difference

# Liberalisierung des Stromsektors (Start 1990): Offene Netze in EU-Europa, Wettbewerb statt Gebietsmonopole

## Alte Welt: Gebietsmonopol

1 Anbieter kontrolliert Angebot und Netze -  
Handel und Wettbewerb beschränkt auf Grosshandel

Netzbesitzer betreibt Kraftwerke, vertikale Integration

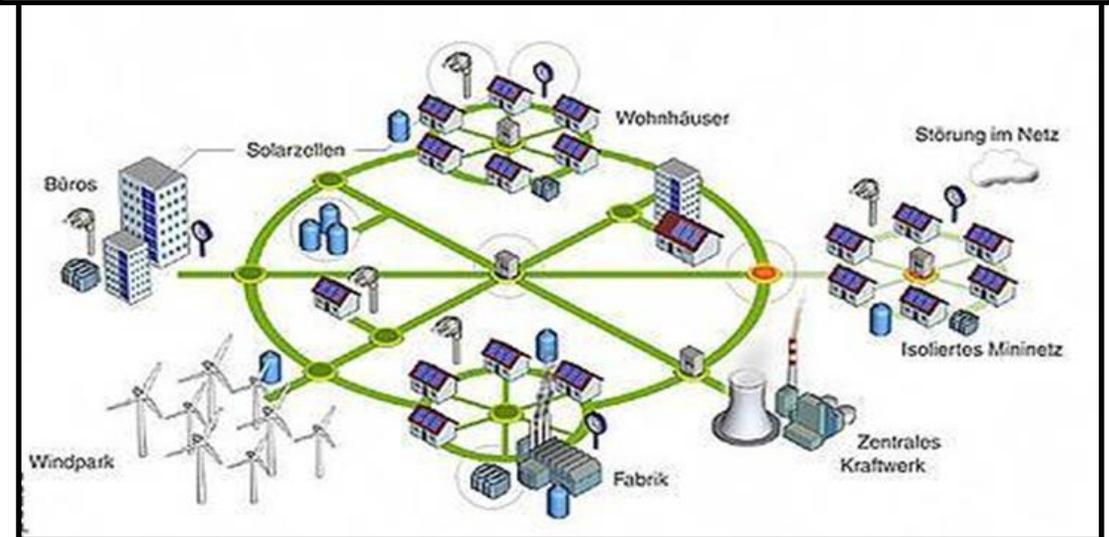


- **Wenig Wettbewerb**
- **Kontrollierte Innovation**
- **zentralisierte Entscheide**
- **Konsument bleibt Konsument**
- **Kraftwerke laufen bis zum technischen Ende**

## Neue Welt: Wettbewerb

Viele Kraftwerke, Handel auf offenen Netzen, Eigenerzeugung mit  
Netzeinspeisung möglich

Netz von Erzeugung getrennt: Swissgrid betreibt Hochspannungsnetz

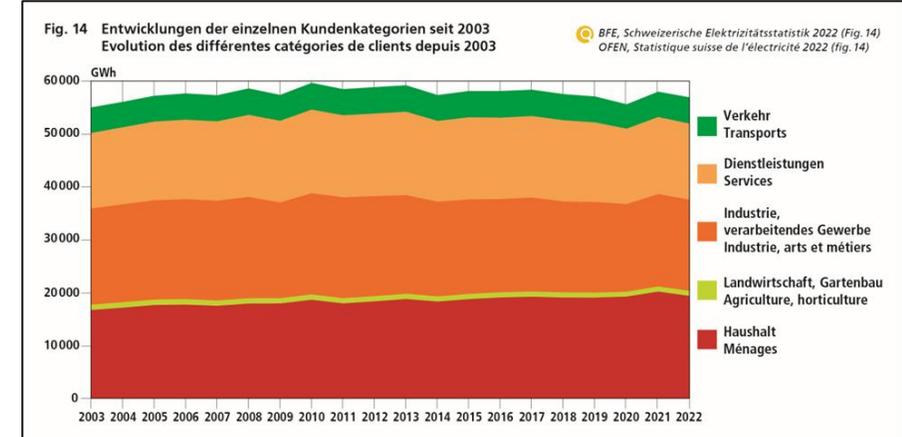
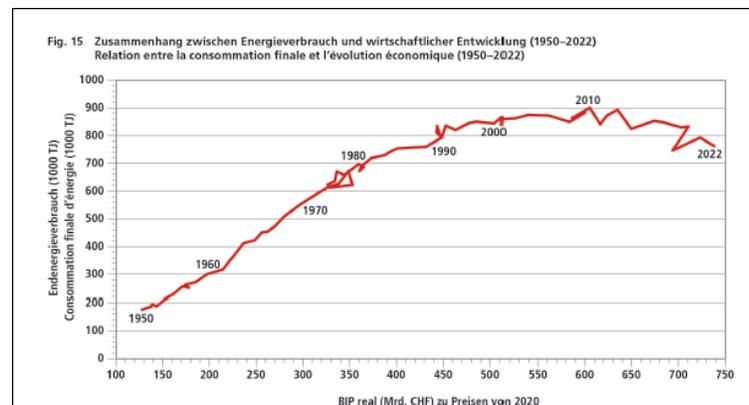
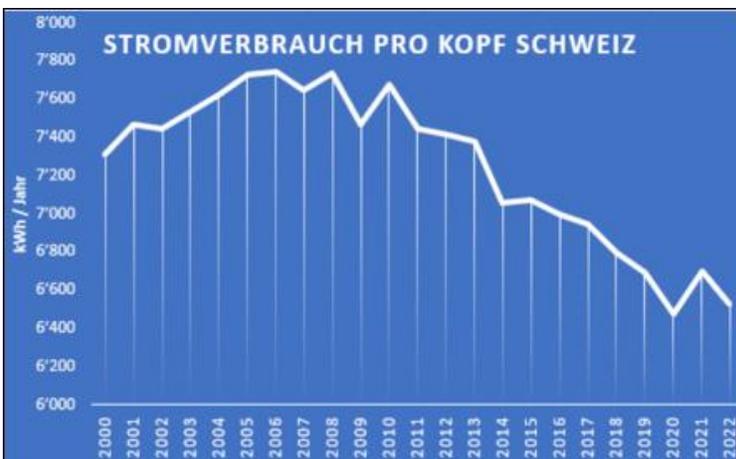
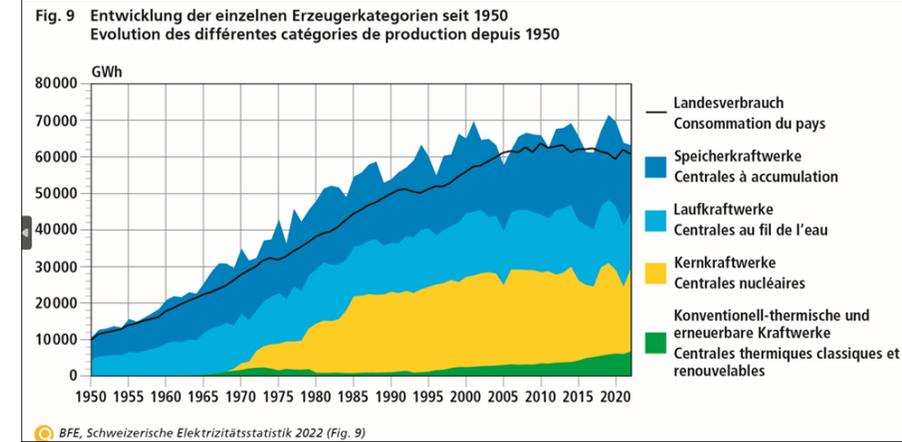
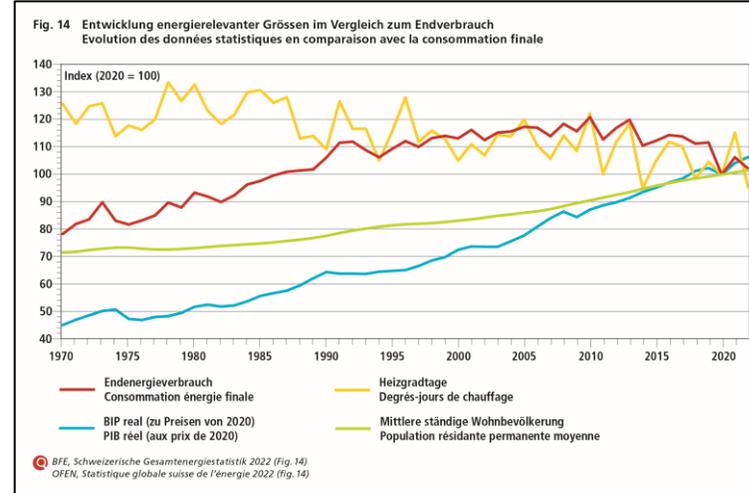
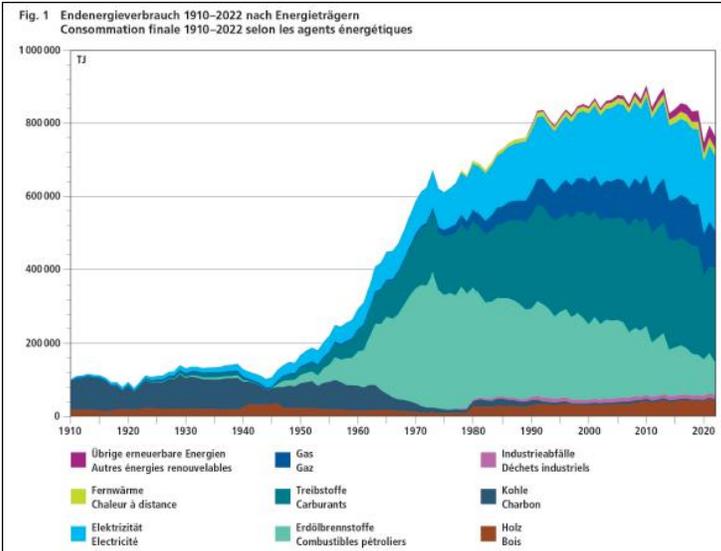


- **Wettbewerb, Kostendruck**
- **Dezentrale, «disruptive» Innovation**
- **Dezentrale Entscheide**
- **Konsument produziert, speichert, konsumiert**
- **Kraftwerke laufen bis zum wirtschaftlichen Ende**

# Übersicht

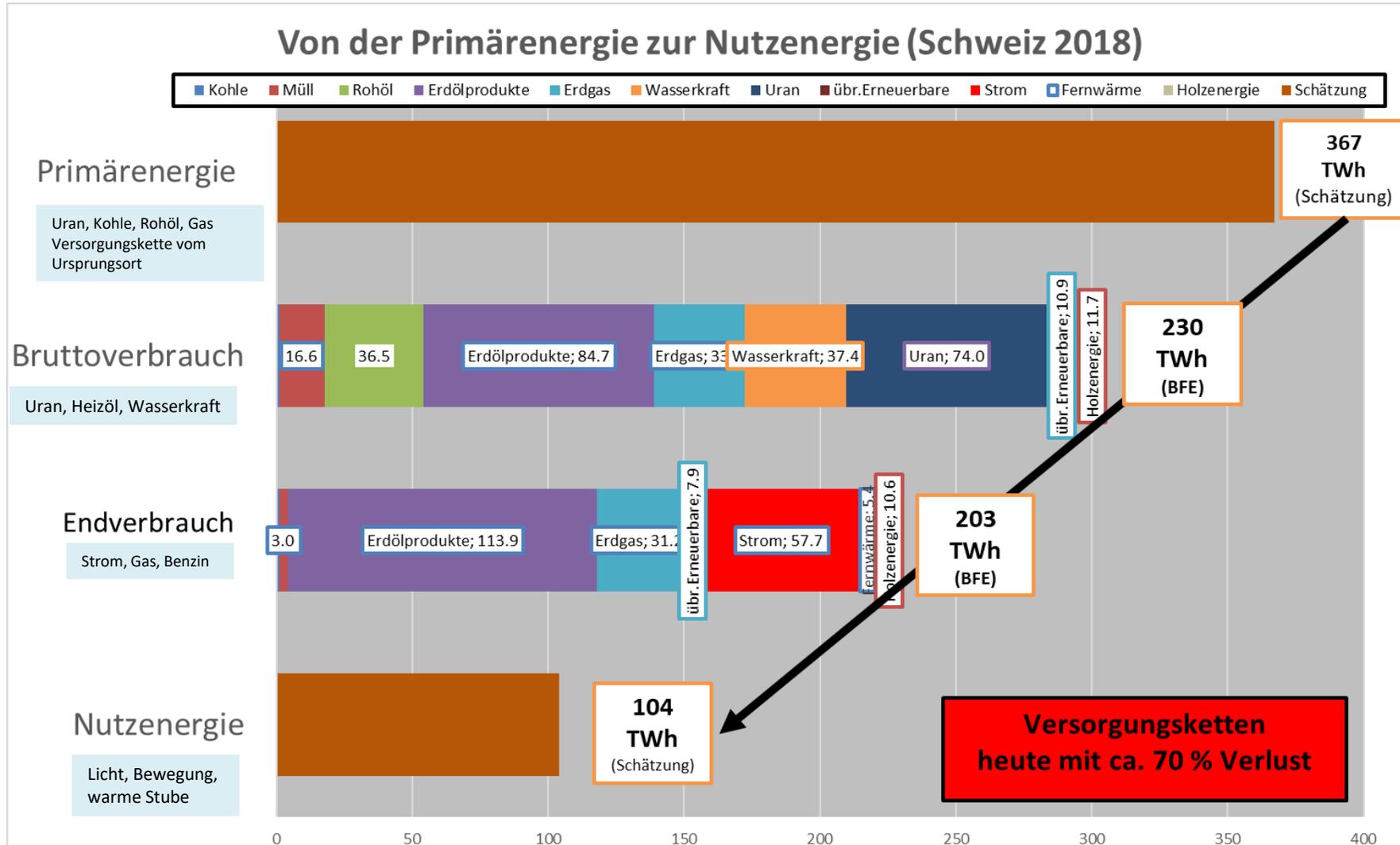
- Repetitorium der letzten Vorlesung
- Die CH-Energieversorgung im Wandel
- Vertiefung: Effizienz als Energiequelle
- Vertiefung: Technische Entwicklung Windkraft
- Vertiefung Technische Entwicklung Photovoltaik (PV)
- Systemintegration/Speicher

# Energieverbrauch: Fossile+nukleare Energien sowie Stromverbrauch/Kopf rückläufig Entkopplung von Verbrauch + Wirtschaftswachstum (Schweiz 1970-2022)



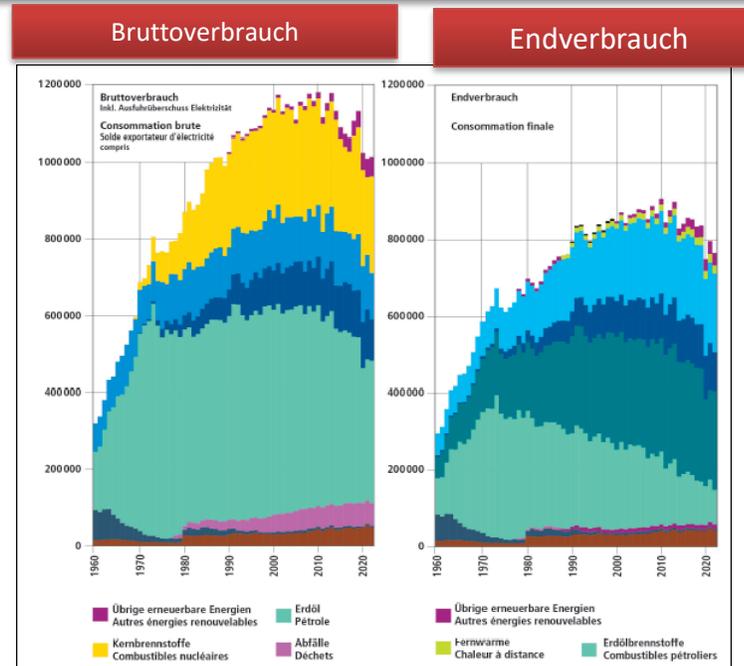
# Energieverbrauch Schweiz

## Hohe Umwandlungsverluste der nicht-erneuerbaren Versorgungsketten



# Insgesamt noch immer sehr grosse Energieverluste, aber: Effizienz steigt dank Reduktion thermischer Umwandlungsprozess effizientere Versorgung (Schweiz/OECD)

2/3 vom  
Energieinhalt v.  
Uran & Kohle  
verpuffen



3/4 des Energiegehalts von  
Benzin & Diesel verpufft



**Vorinvestitionen werden  
in der Schweiz gar nicht  
erst gemessen: Wieviel  
Erdöl verbraucht die  
Erdölgewinnung bis zur  
Landesgrenze?**

**Bruttoenergie**  
1165 PJ: Kohle,  
Erdöl, Erdgas,  
Uran,  
Wasserkraft,  
Wind, Sonne,  
Erdwärme, Holz

**Endenergie 861.8  
PJ: Brennstoffe,  
Treibstoffe,  
Elektrizität, Gas,  
Wärme**

**Umwandlungs-verluste**  
295.2 PJ **25%**

**Nicht energetischer Verbrauch 0.8 PJ (Kunststoffe, Asphalt, u.a.)**

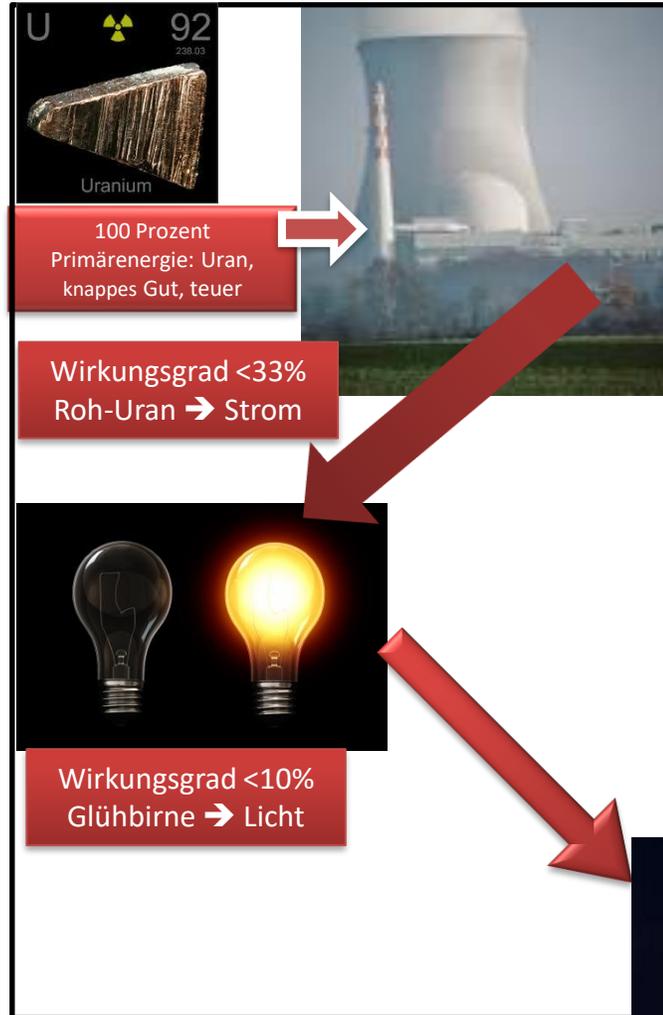
**Industrieprodukte, Mobilität,  
Automation, Kühlung, Beleuchtete  
Flächen, PC-, Telefon- & Internet**

**Verluste zur  
Nutzenergie-  
erzeugung**  
431.1 PJ  
**37%**

**Nutzenergie**  
430.7 PJ  
**36%**

Grafik Dieter Imboden 2008

# Alte Welt und neue Welt: Transformation durch Reduktion der Umwandlungsverluste



**Versorgungskette Kohle/Uran/Glühbirne**  
Ca. 1-2% gesamter Wirkungsgrad,  
98% Abwärme  
Nutzenergie: Licht

**Primärenergie:**  
Wind & Sonne  
(redundant,  
kostenlos,  
geringe thermischen  
Verluste)



**Windstrom**



**Versorgungskette**  
Wind/Sonne/LED-Lampe  
Ca. 85-90 Prozent Wirkungsgrad  
10-15% Abwärme  
Nutzenergie: Licht

# Übersicht

- Repetitorium der letzten Vorlesung
- Die CH-Energieversorgung im Wandel
- **Vertiefung: Effizienz als Energiequelle**
- Vertiefung: Technische Entwicklung Windkraft
- Vertiefung Technische Entwicklung Photovoltaik (PV)
- Systemintegration/Speicher

# Wie beeinflussen erneuerbare Energien die Effizienz?

Energieverbrauch, Risiken und Emissionen sinken auf zwei Wegen:

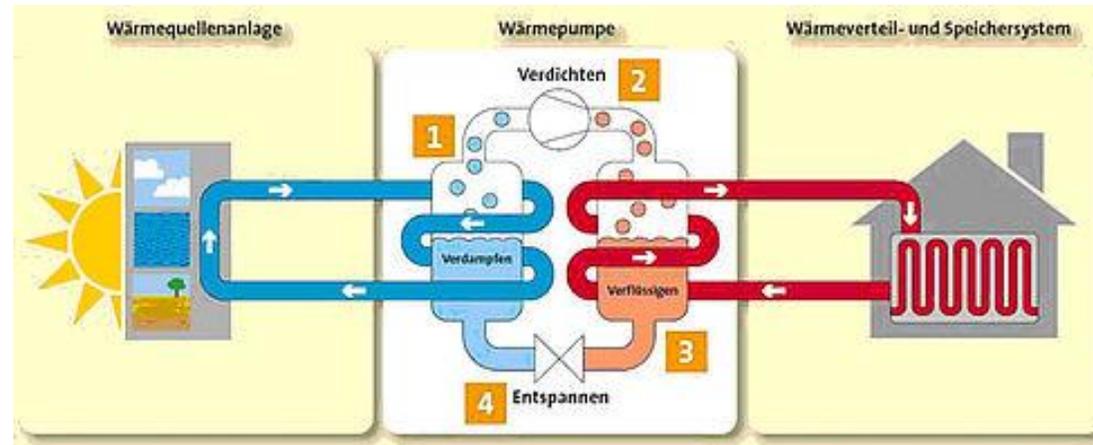
1. Reduktion der Umwandlungsverluste und Emissionen in der Stromerzeugung

Solar- und Windkraftwerke ohne Abwärme und ohne Emissionen im Betrieb verdrängen Kohle-, Gas- und Atomkraftwerke

2. Reduktion der Umwandlungsverluste durch Verdrängung in bisher nicht elektrifizierten Sektoren

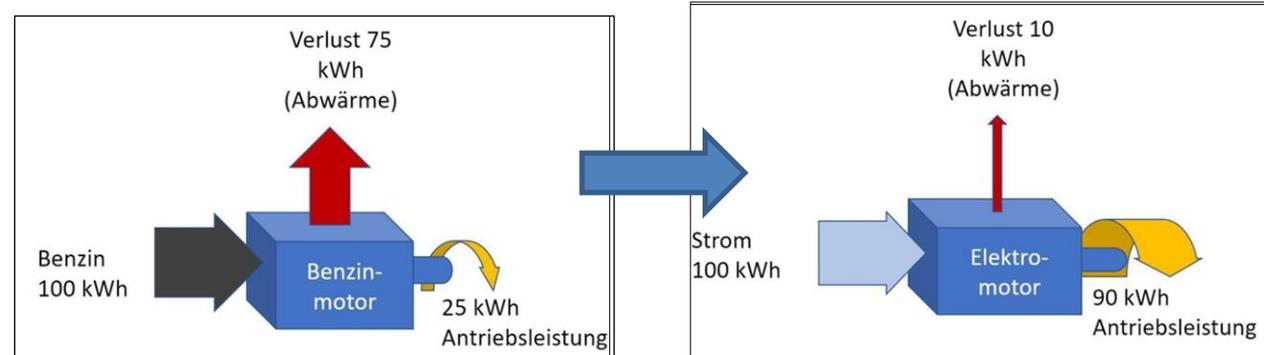
E-Mobilität  
Wärmepumpen  
Industrielle Prozesse (zB. Dünger aus grünem Ammoniak)

Die Nutzenergie (Wärme, Mobilität usw.) verändert sich dadurch nicht!



Wärmepumpen statt fossile Heizungen:

60-80% der Wärme aus Umweltwärme



Verzicht auf fossile Verbrennungsmotor

Verluste 65-70%



Keine thermischen Verluste



Stilllegung Thermische Kraftwerke (Kohle/Atom/Gas) dank Erneuerbaren neuen Speichern

# Bitte richtig rechnen: Niemand verbraucht Primärenergie, aller Nutzen kommt von Nutzenergie!

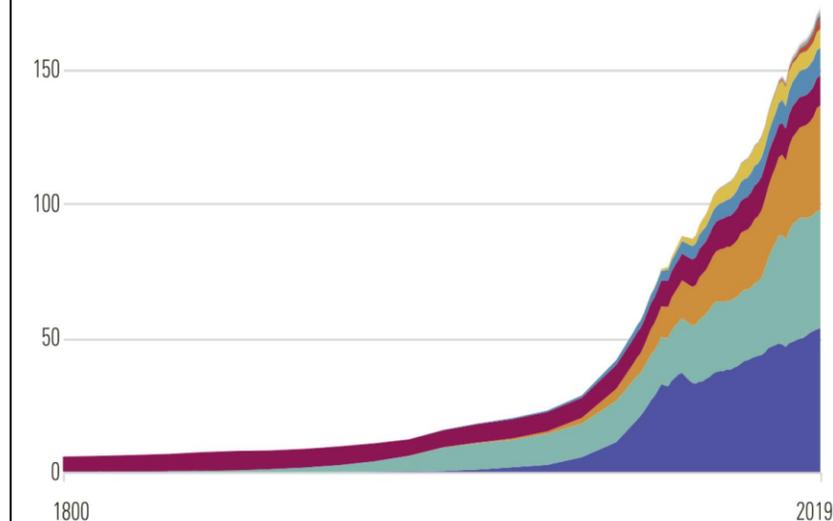
Falsche Behauptung (zB. in der NZZ 27.8.2022):  
« Vier Fünftel der genutzten Energie sind Öl, Kohle, Gas »

In Wirklichkeit verpuffen drei Viertel der nichterneuerbaren Energien als Umwandlungsverluste ohne Nutzen.

## Vier Fünftel der genutzten Energie sind Öl, Kohle und Gas

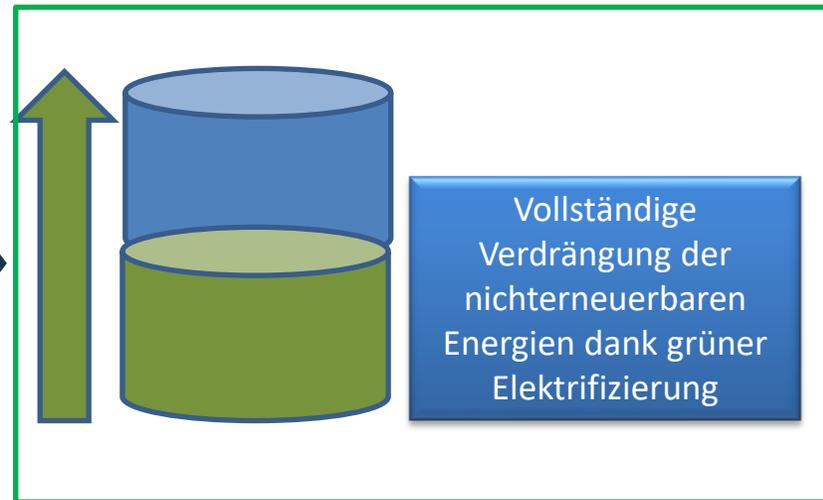
Welt-Energieverbrauch, in Petawattstunden

● Öl ● Kohle ● Gas ● Biomasse ● Wasser ● Kernenergie ● Wind ● Solar  
● Andere Erneuerbare ● Biokraftstoffe



QUELLE: OUR WORLD IN DATA

NZZ / cri



## Korrekte Betrachtung

Schon fast die Hälfte der Nutzenergie stammt aus erneuerbaren Energien.

Jede zusätzliche Einheit an erneuerbaren Energien verdrängt vier Einheiten nichterneuerbare Energien.

Verdoppelt man den Beitrag der Erneuerbaren, besteht keine Nachfrage mehr nach anderen Energien.

# Beispiel Gebäudesanierung: Verbrauchsreduktion Faktor 4 inkl. solare Eigenproduktion

Vorher  
(2008)



Altbau (links):  
~40'000 kWh Erdgas  
~6'000 kWh Strom



Nachher(ab 2009):

- 8000 kWh Eigenproduktion Wärme
- 2000 kWh Eigenproduktion PV
- Fremdbezug: ca. 1500 kWh Strom vom Netz, 2 Tonnen Holzpellets (10'000 kWh)

pro Jahr

**Massnahmen: Dach-, Keller- und Fassadenisolation, neue Fenster (3fach Isolierglas), Komfortlüftung mit Wärmerückgewinnung, Solarkollektoren 12.5 m<sup>2</sup>, Photovoltaik 24 m<sup>2</sup>, Pelletofen**

vorher: 18 Liter Heizöl/m<sup>2</sup>, nachher 3,2 «Liter»/m<sup>2</sup>, Holz-Pellets statt Heizöl  
(Altbau Baujahr 1887) Basel/Wettstein

Heizwärmebedarf gemäss SIA 380/1 (2001/2007)

|        |  |       |                                      |
|--------|--|-------|--------------------------------------|
| 178,00 | Bestehendes Gebäude kWh/m <sup>2</sup> a | 32,20 | Nach Erneuerung kWh/m <sup>2</sup> a |
| 145,8  | Einsparung kWh/m <sup>2</sup> a          |       |                                      |

# Effizienz dank Leichtbauweise

## Beispiel Carbon-Beton

### Neuer, carbonverstärkter Beton

- Viermal weniger Gewicht
- Fünfmal weniger CO<sub>2</sub>
- Hersteller: Firma CPC AG  
in Andelfingen (ZH) in  
Kooperation mit Holcim



Das Experimentalgebäude Cube der Technischen Universität Dresden zeigt die gestalterischen Optionen, die der leichte Carbonbeton eröffnet. Sylvio Dittrich / Imago

### **Carbonfasern machen filigrane Betonstrukturen möglich**

Bauteile aus Stahlbeton sind wuchtig und schwer. Anders Komponenten aus sogenanntem Carbonbeton – und auch die Umweltbilanz des Materials ist besser. Von Daniel Hautmann

# 100 Prozent erneuerbar + Kreislaufwirtschaft führen zu einem gewaltigen Effizienzschub und zur Reduktion von Treibhausgasen ohne Einbussen im Lebensstandard

## Sauberer Strom



## Saubere Gebäude



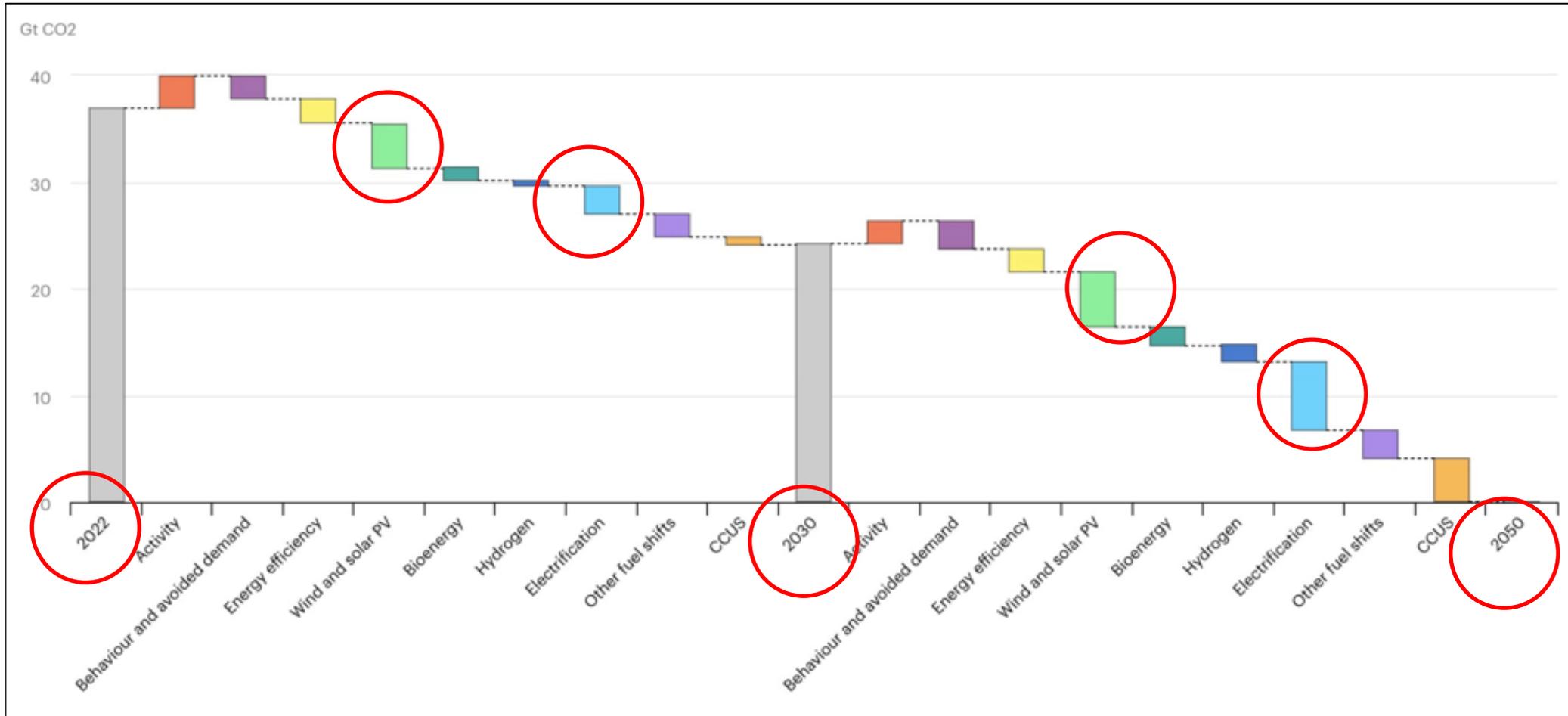
## Sauberer Verkehr



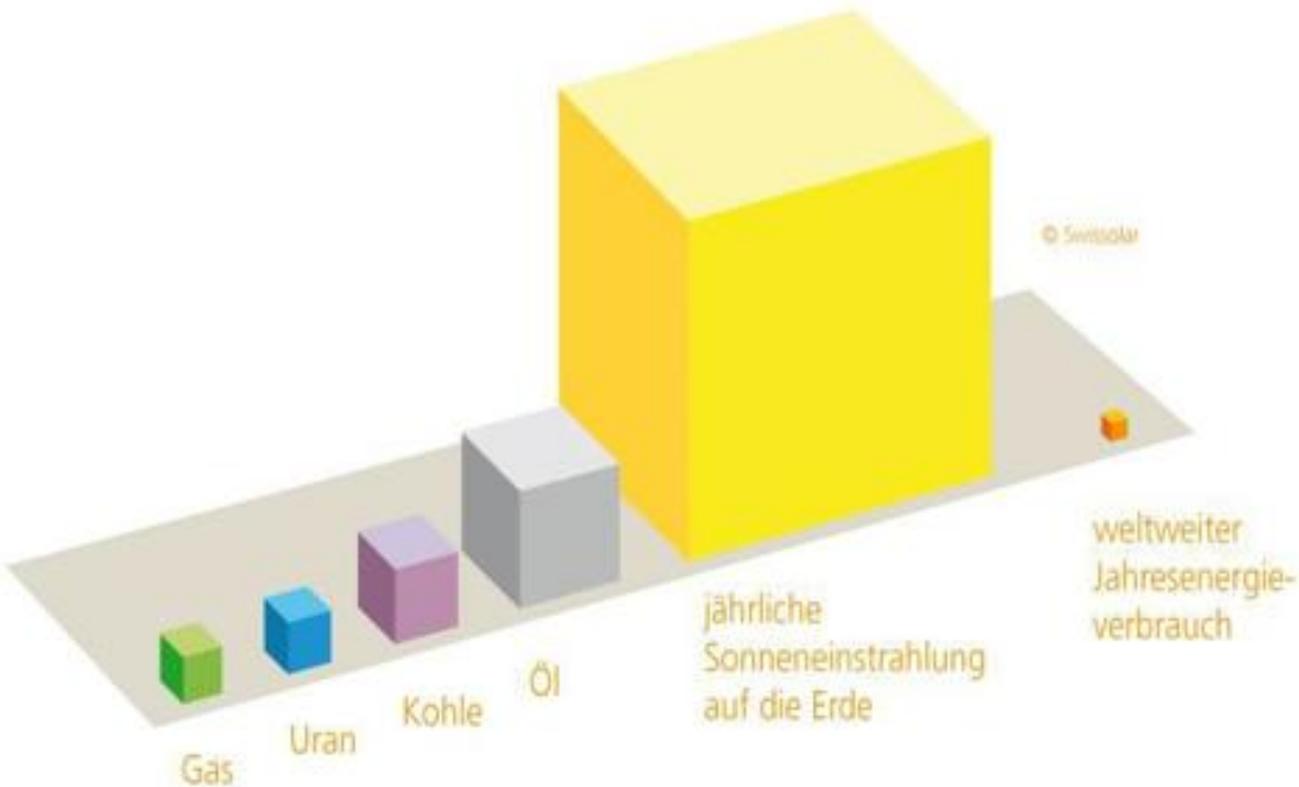
## Dekarbonisierung Industrie



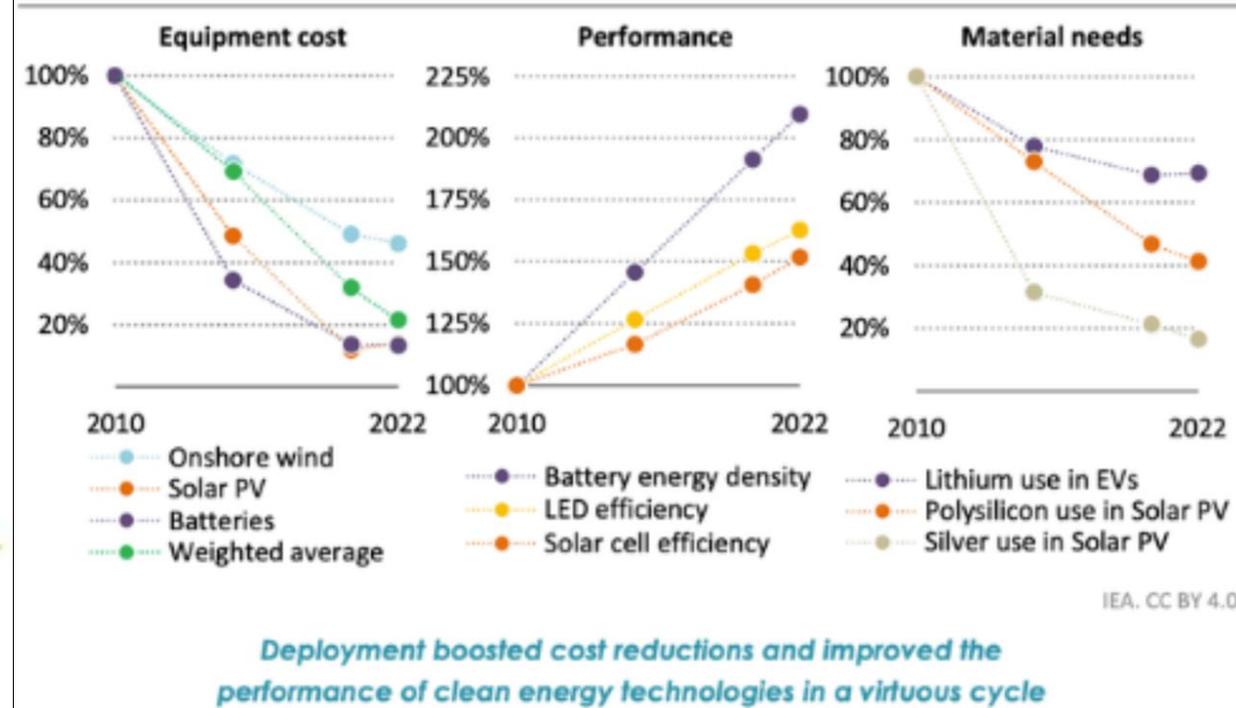
# IEA : Elektrifizierung mit Wind+Sonne senkt Ausstoss von Klimagasen am wirksamsten



# Potenzial der Sonne sehr gross – atemberaubende Verbesserung der Nutzungstechnologien (Solarzellen, Windturbinen, Batterien usw.)



**Figure 1.22** ▶ Equipment cost, performance and material needs per unit for selected clean energy technologies, 2010-2022



International Energy Agency (IEA): Net Zero Roadmap A Global Pathway to Keep the 1.5 °C Goal in Reach 2023 Update

# Key take-aways zu Effizienz dank erneuerbaren Energien

## **1. Falsche Begrifflichkeiten verstellen den Blick**

- Niemand braucht «Primärenergie», alle brauchen Nutzenergie
- «Primärenergie» unterschlägt die Umwandlungsverluste.
- Der Beitrag der fossilen und nuklearen Techniken wird systematisch überschätzt.

## **2. Erneuerbare Energien decken schon Hälfte der Nutzenergie**

- Sie machen aber nur 15% der Primärenergie aus, decken aber fast 50% der Nutzenergie.
- Wenn wir Erneuerbare verdoppeln, braucht es keine weiteren «Primärenergien».
- Jede Einheit erneuerbare Energie verdrängt 4 Einheiten fossile und nukleare Primärenergie.
- Dazu kommen weitere Effizienzpotenziale: zB. Gebäude, Motoren, LED-Lampen

## **3. Energieeffizienz erschliesst sich erst mit erneuerbarem Strom.**

- Wenn wir auf grünen Strom umstellen, brauchen wir weniger Energie und sparen Geld.
- Grosse Einsparungen ergeben sich
- A) durch die effizientere Stromerzeugung und
- B) Durch Reduktion der Umwandlungsverluste im Nichtstromsektor

# Übersicht

- CH-Energieversorgung im Wandel
- Vertiefung: Verbesserung der Effizienz
- **Vertiefung: Technische Entwicklung Windkraft**
- Vertiefung Technische Entwicklung Photovoltaik (PV)
- Systemintegration/Speicher

# Wind- und Solarstrom bespielen höchst unterschiedliche Märkte mit unterschiedlichen Profilen von Leistung und Netzbedarf

- **Windkraft: drei Märkte**
  1. On-shore
  2. Near-shore
  3. Far-shore floating

Windkraft zu Lande

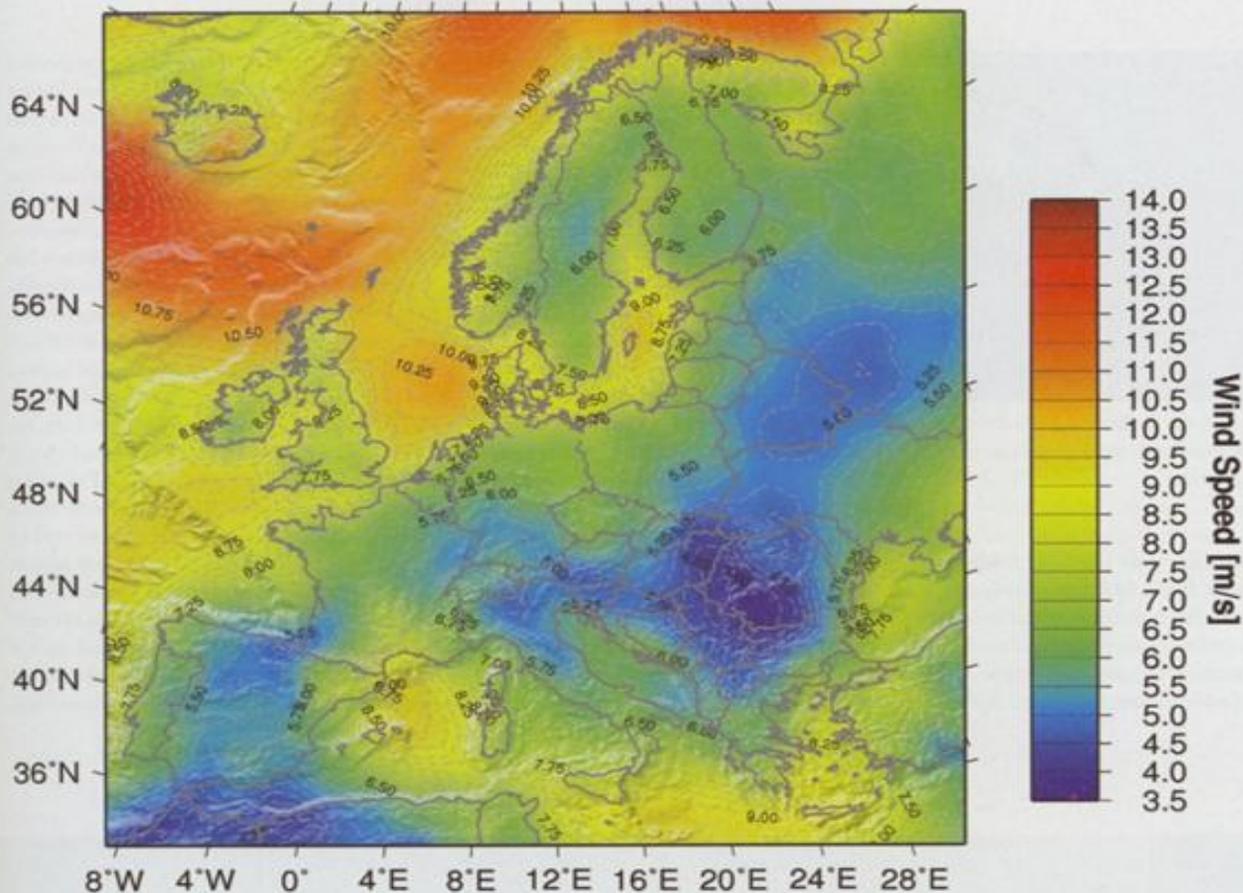


Verankerung im Meeresboden



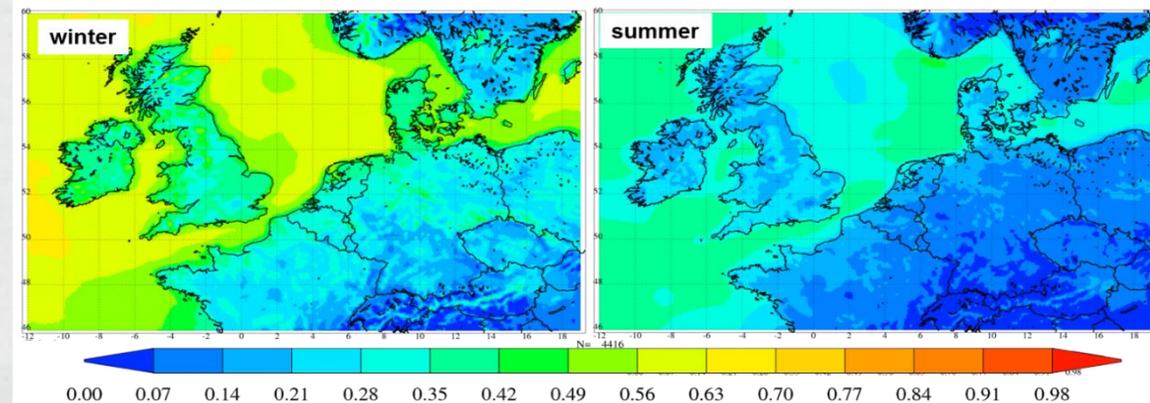
Schwimmende Fundamente

# Potentiale sind ein Vielfaches grösser als der Stromverbrauch! Grosse Handlungsspielräume bei der Ansiedlung von Anlagen



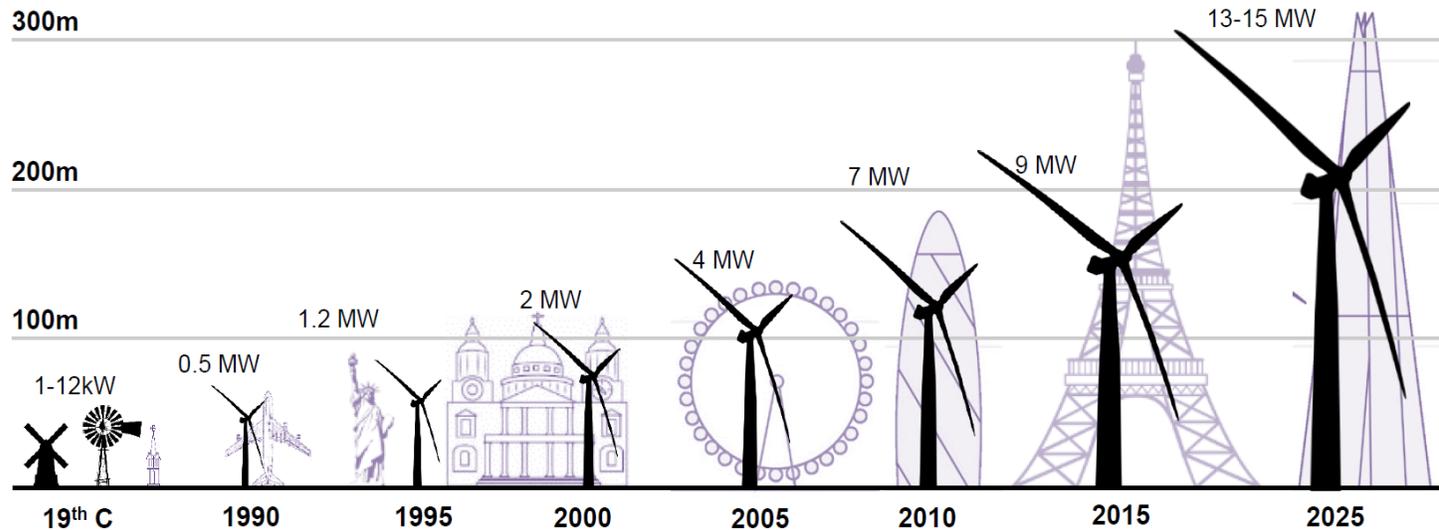
- 30'000-75'000 TWh in Europa = Zehnfacher heutiger Stromverbrauch (4000 TWh)
- Windgeschwindigkeiten ab 4 m/s nutzbar
- 2/3 der Produktion in der kalten Jahreszeit
- Produktion deckt sich mit Nachfragespitze im Winterhalbjahr.

Quelle: Forwind / EWEA 2011



# Grösse als Erfolgsgeheimnis: längere Rotoren, höhere Türme senken die Kosten

## Evolution of wind turbine heights and output



Sources: Various; Bloomberg New Energy Finance

1. Ertrag steigt im Quadrat ( $n^2$ ) zur linearen Verlängerung des Rotors.
2. Ertrag steigt im Kubik ( $n^3$ ) im Verhältnis zu Windgeschwindigkeit.
3. Je höher die Nabe, desto kontinuierlicher der Wind.

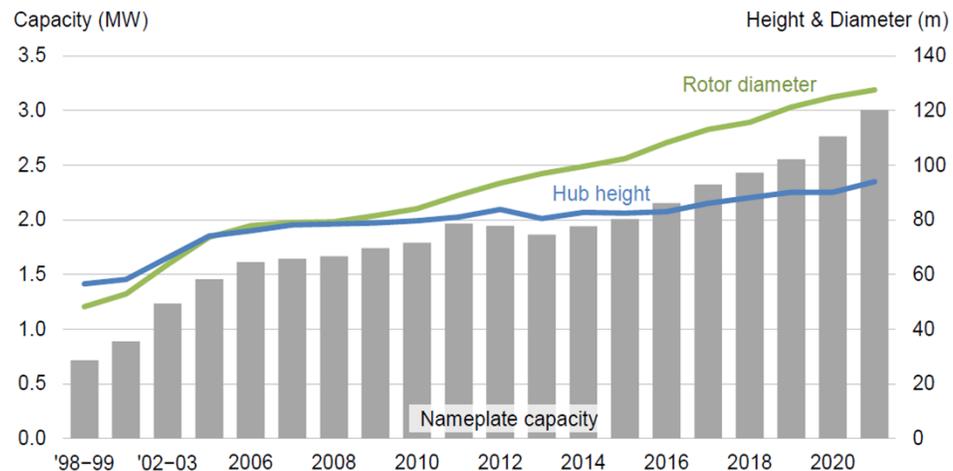
### Technische Erfolgsfaktoren

- **Materialforschung:** Rotorblätter (Carbon-Fiber) bis zu 115 m Radius (2022) statt 9 m (1980),
- **Auslastung** 20% bis 40% onshore, 40-60% offshore
- **Massenproduktion** (20'000 Turbinen/a)
- **Längerlebigkeit** (25-40 Jahre)
- **Elektronische Überwachung, Steuerung Rotoren**
- **Pufferung** dank Batteriespeicher on-site

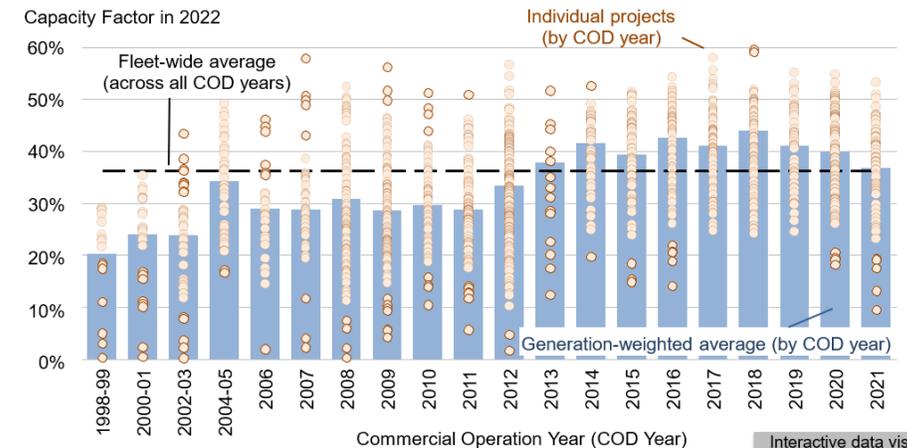
# Kontinuierlicher Anstieg der Jahresauslastung:

Nabenhöhe stieg auf 150 m (2018) statt früher 30-50 m (1980), dadurch beständigere und stärkere Winde  
Rotordurchmesser steigt von 60 m auf 120-230 m

## Turbine capacity, rotor diameter, and hub height have all increased significantly over the long term



## Average capacity factor was 36% on a fleet-wide basis and 37% among projects built in 2021; trending lower in most recent years



US DOE (2023)

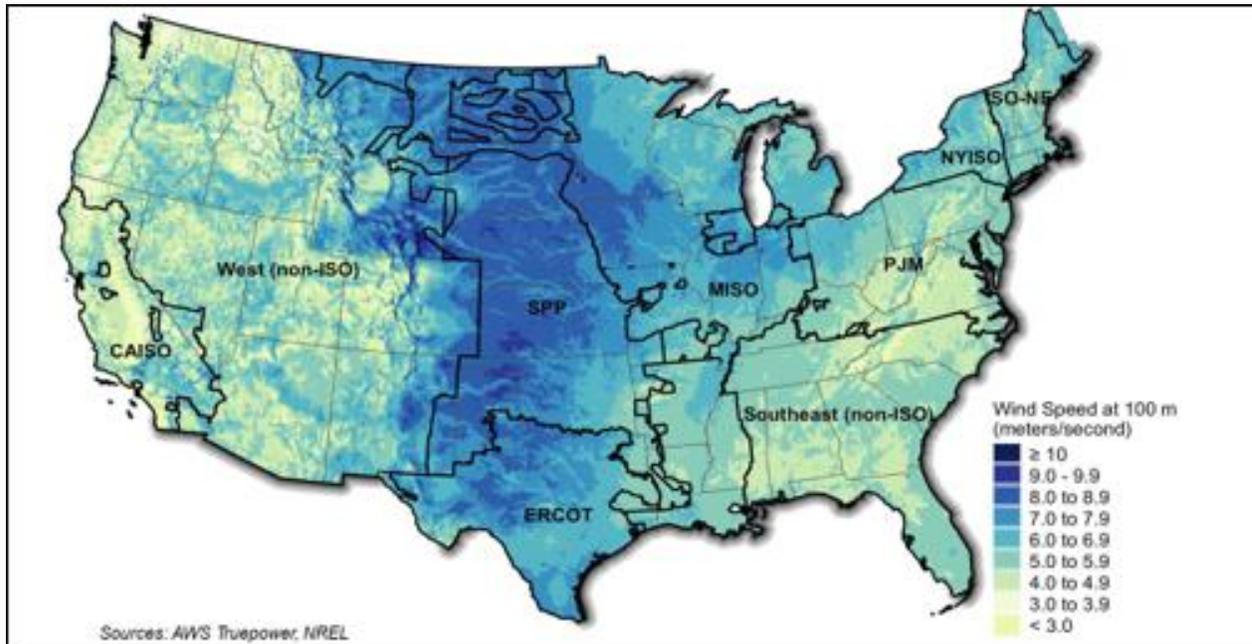
- **1999**

erreicht eine Windturbine mit 1,5 MW Leistung eine durchschnittliche Auslastung von 23%;  
bezogen auf das Jahr  $8760 \text{ h} \times 1.5 \times 0.23 = 3022 \text{ MWh}$ ; spez. Produktion: **2014 kWh/kW**)

- **2022**

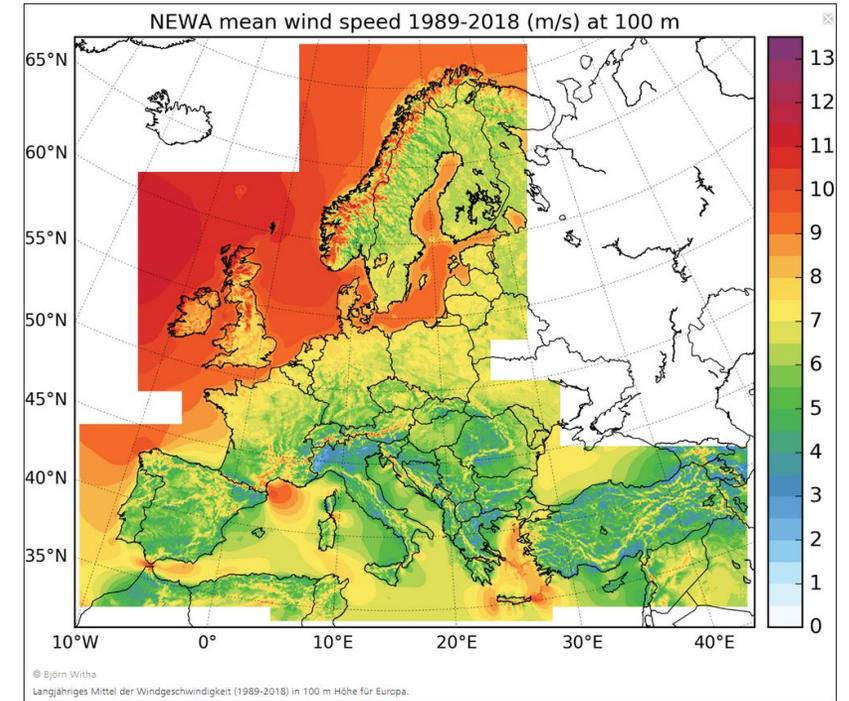
erreicht eine US-Windturbine mit 3.5 MW eine durchschnittliche Auslastung von 37%;  
bezogen auf das Jahr  $8760 \text{ h} \times 3.5 \text{ MW} \times 0.37 = 11'344 \text{ MWh}$ ; spez. Produktion: **3241 kWh/kW (+61%)**.

# Erhöhte Windgeschwindigkeit versus erhöhte Übertragungskosten



## Handicaps Windenergie

- hohe Windgeschwindigkeiten oft an der Peripherie
- Fossile Lobby & Atomlobby
  - Besitzen oft die Netze und bestimmen den Netzzugang
  - Blockieren Netzausbau systematisch
  - Blockieren Marktöffnung (50% der US- Bundesstaaten)
- Deshalb überleben alte Versorgungsmonopole mit Kohle, Gas & Atom oft viel länger als wirtschaftlich und ökologisch vernünftig.



Aber:

Mit fortschreitenden Kostensenkungen und viel Winterenergie ist Windkraft energiewirtschaftlich nahezu unwiderstehlich.

Dies gilt besonders für Länder, die grosse Mengen an teurer fossiler Energie importieren.

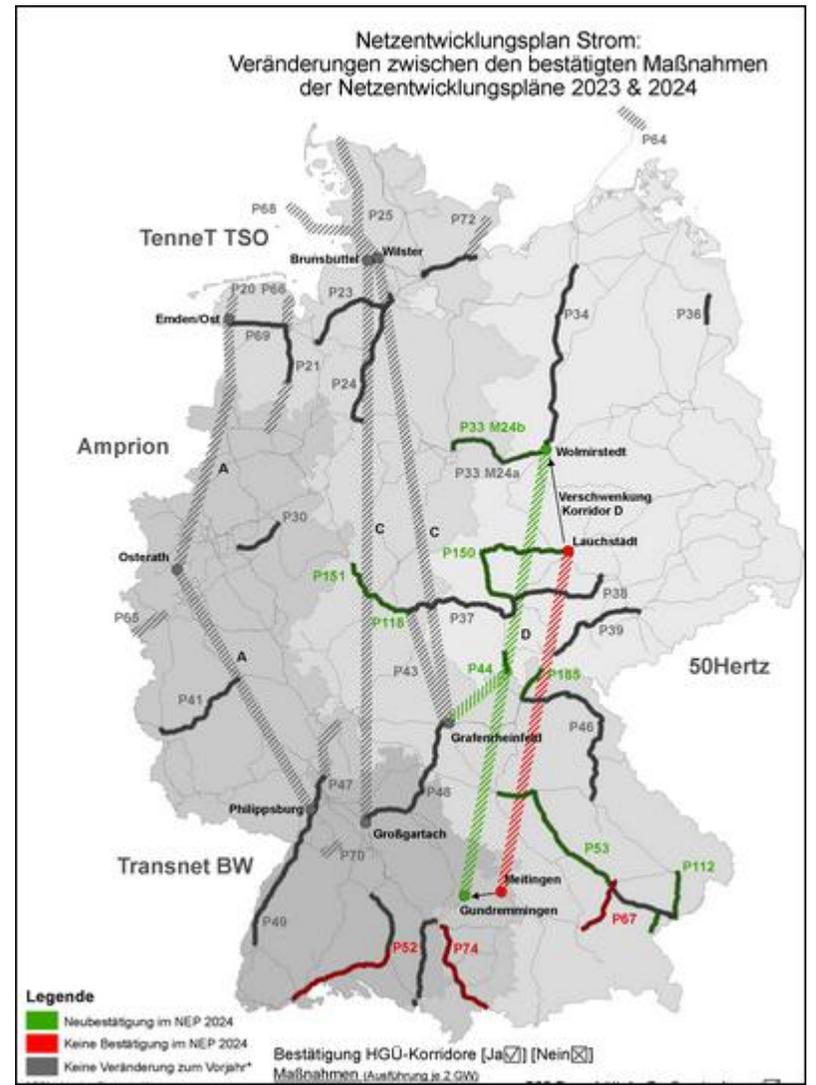
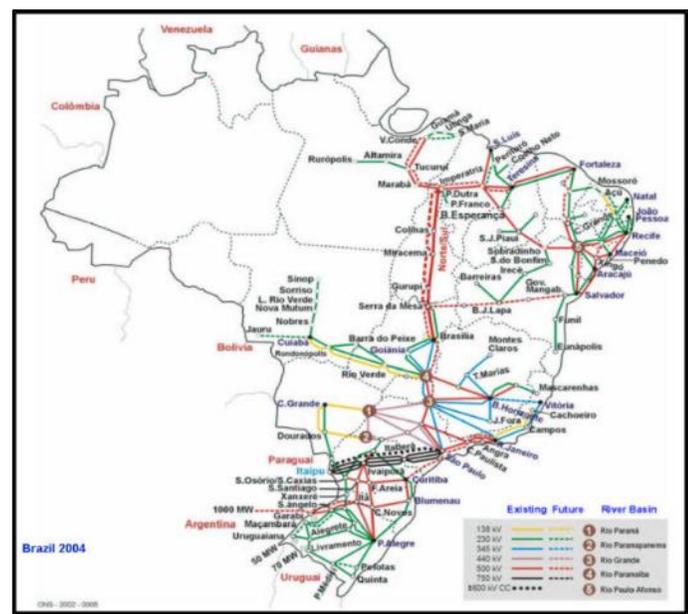
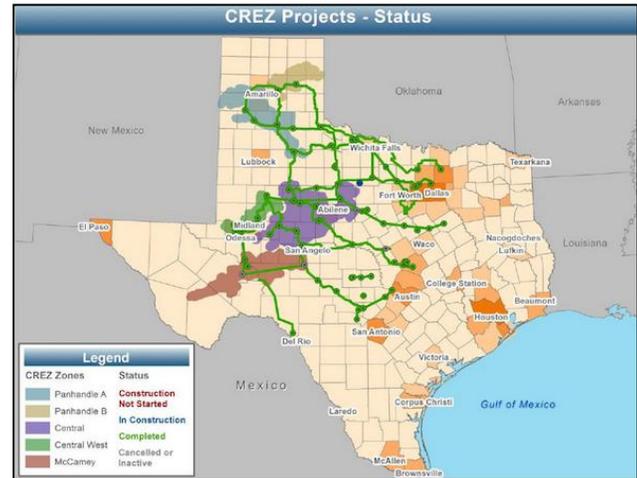
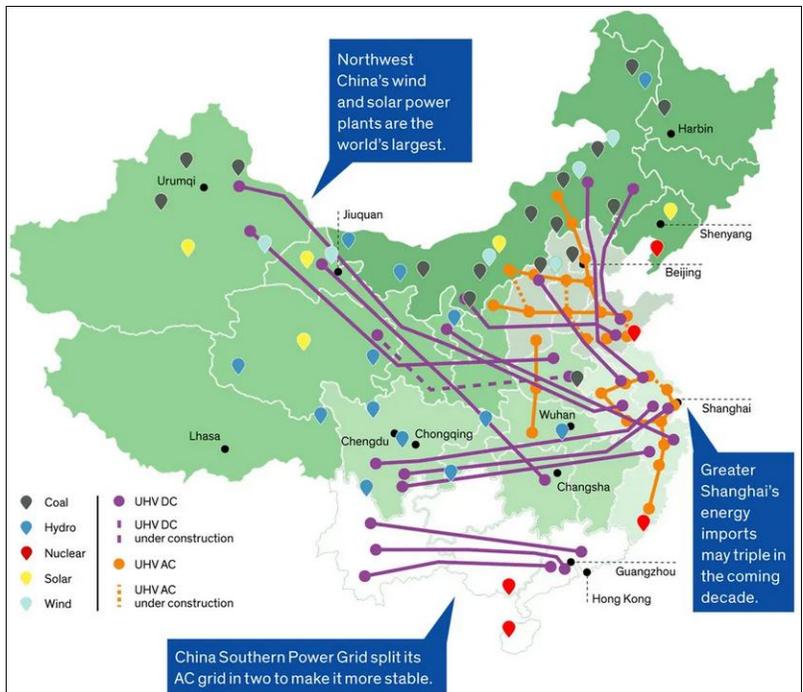
# Vernetzung ermöglicht erhöhte Versorgungssicherheit

## Oft war die Wasserkraft Wegbereiter

### Übertragungsnetze verknüpfen Wind- und Wasserkraft mit den Bevölkerungszentren.

Beispiele (im Uhrzeigersinn):

- Texas (competitive renewable energy zones)
- Deutschland
- Brasilien
- China



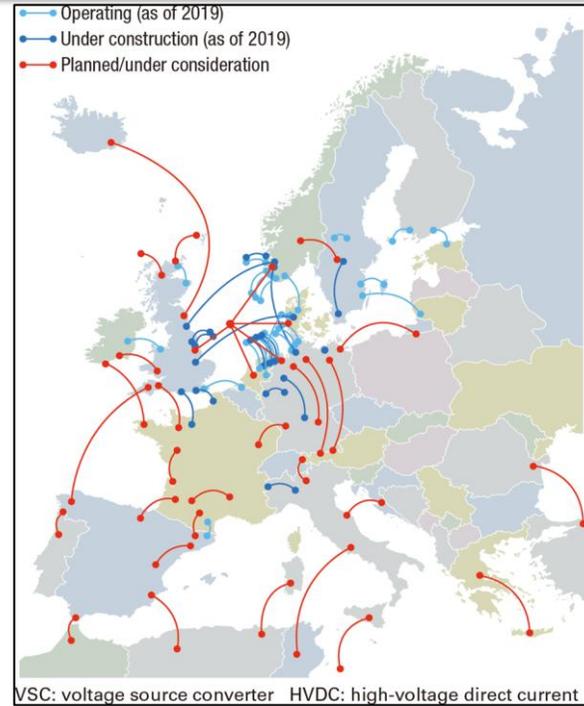
# Netze mit Gleichstrom: grosse Reichweite, weniger Verluste

## Verzögerte Energiewende in USA: Fehlende Planungs-Kompetenzen

### Long-Delayed Power Line Projects Moving Forward

Transmission line proposed route

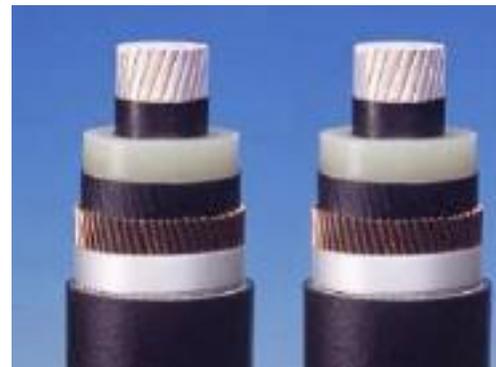
Connecting energy projects Wind Solar Hydropower



## EU- Strombinnenmarkt verbesserte die Bedingungen:

- Zentrale Netzplanung
- Koordinierter Ausbau
- Marktzugang zur Verwertung von Stromüberschüssen
- Ausgleichseffekte dank grosser Perimeter

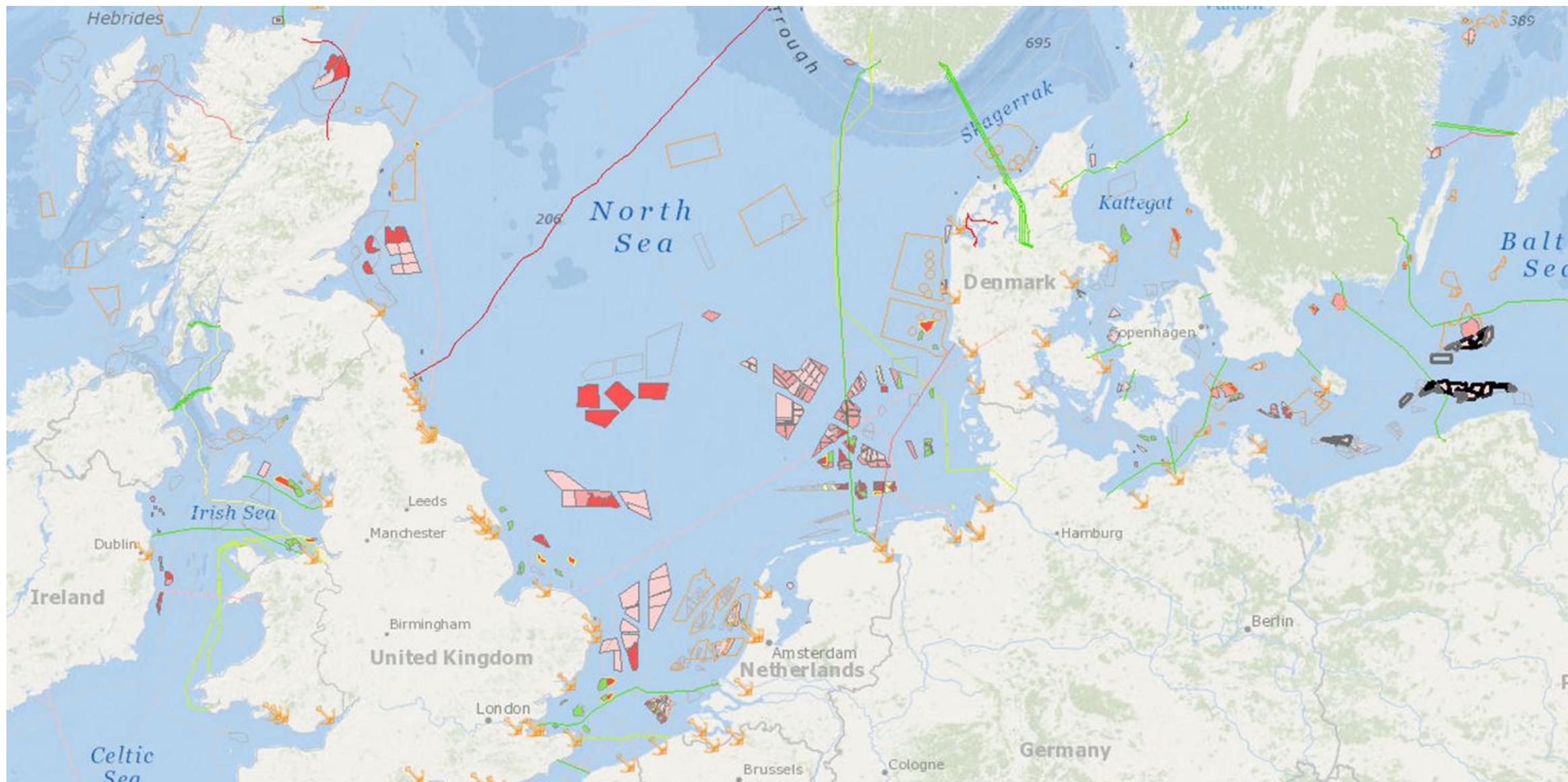
Figure 1-B. Left powerline: The Pacific Direct Current Intertie (PDCI), near Bishop, CA. HVDC, 3,000 MW, +/- 500 kv bipole, 846 miles from Celilo, at The Dalles Dam, OR to Sylmar (NW Los Angeles, CA). Commissioned in 1970 as 1,500 MW line. The right powerline is conventional high voltage AC.



Wechselstrom

Gleichstrom

# Ausbaupläne und Vernetzung: Nordsee

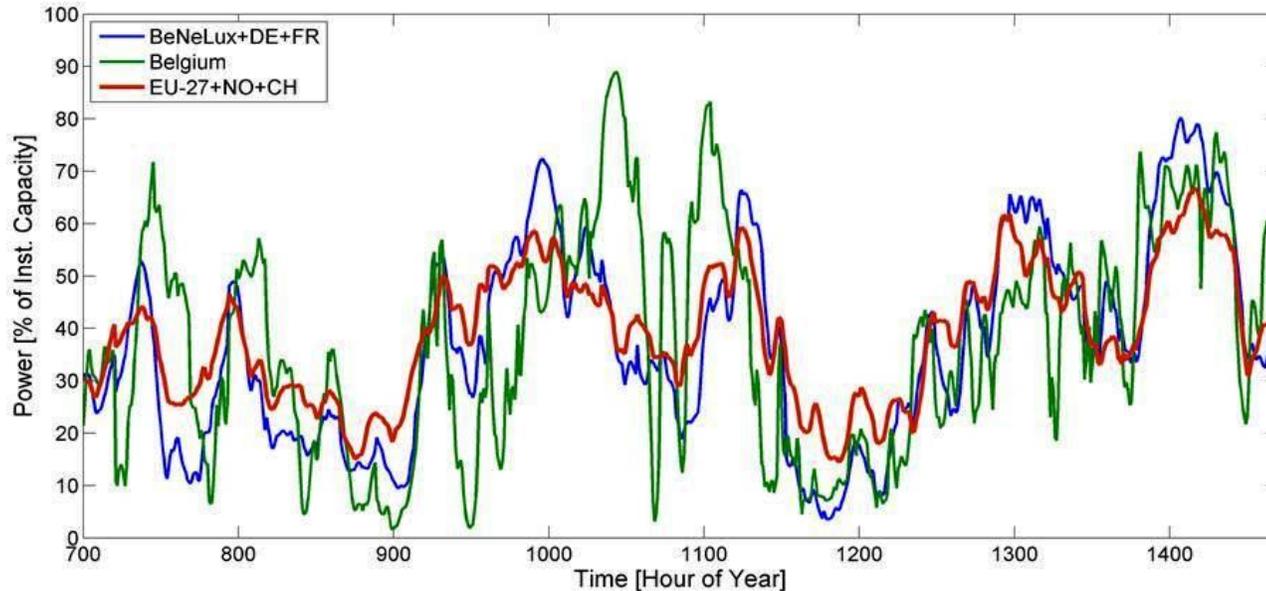


# Grosser Perimeter mit Vernetzung glättet Fluktuation

Verbesserte Prognosegenauigkeit erleichtert Netzstabilisierung, Stromhandel, Einsatz Reservekraftwerke

## Spatial Smoothing Effects

Belgium / Mid-West EU / EU+No+CH

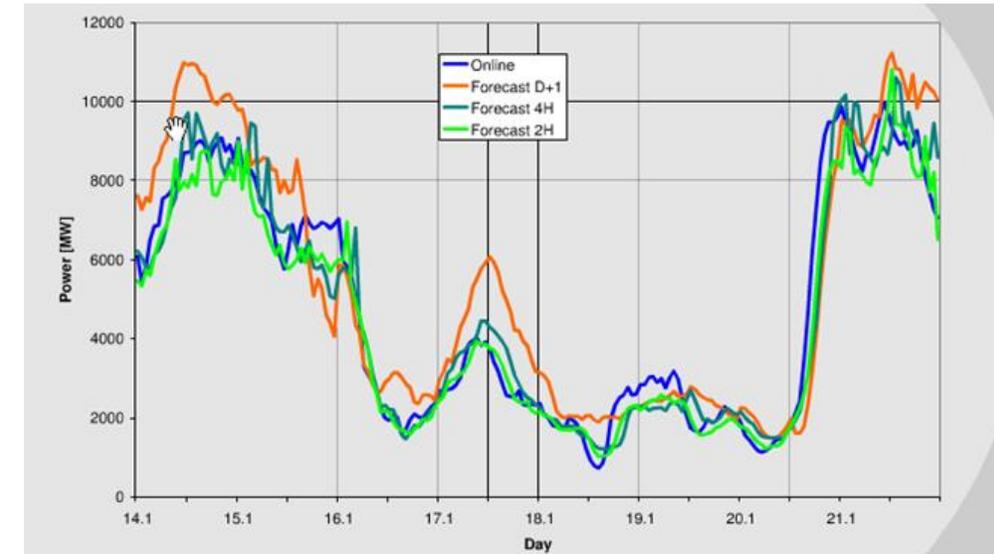


Beispiel Monat Februar

Quelle: Modelling of Wind Speed Fields over Europe and Power Correlations in a 400 GW Scenario, EWEC European wind energy conference 2011

Prognosegenauigkeit steigt

mit wachsender Zeitnähe B, Lange/SET



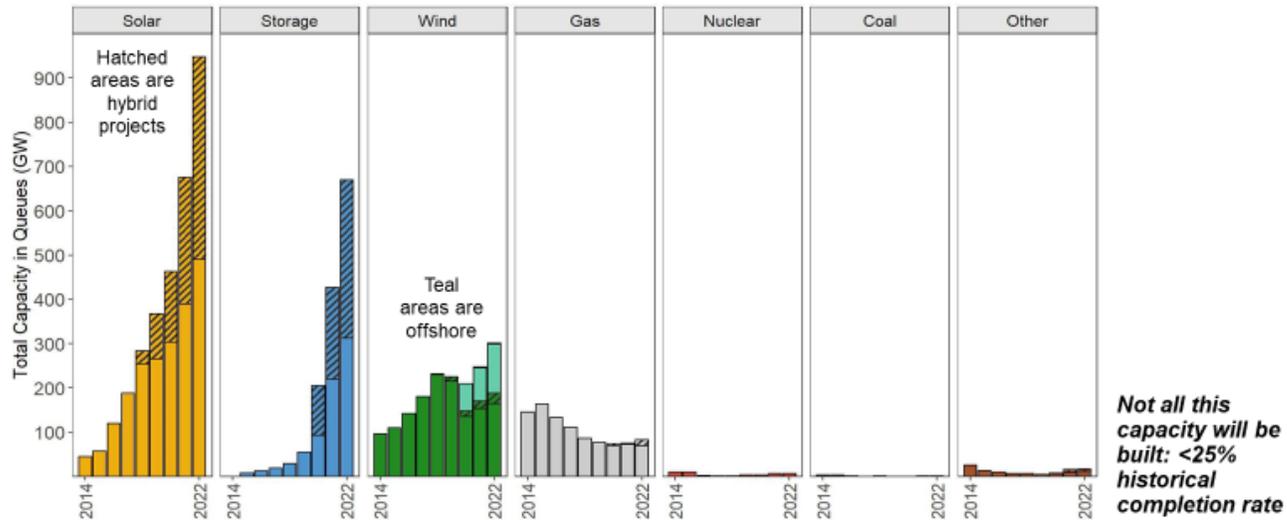
Produktionsprognosen

- 24 Stunden im Voraus
- 4 Stunden im Voraus
- 2 Stunden im Voraus
- Effektive Produktion

Simulationen zeigen: Je grösser der Perimeter (Netzgebiet) desto grösser die Ausgleichseffekte

# Warteschlangen beim Netzanschluss ist in den USA grösstes Hindernis für den Ausbau der Windkraft, Abregelung aktuell 5,3% der Produktion

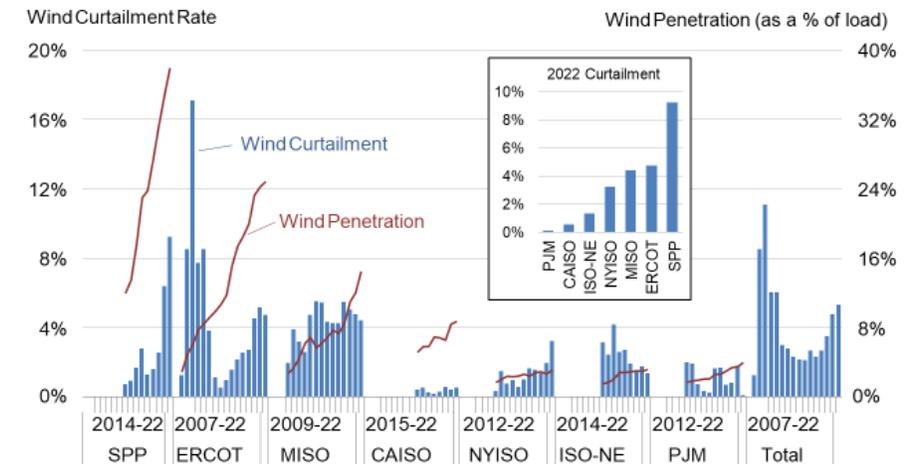
## A record-high 300 GW of wind exists in transmission interconnection queues, but solar and storage are expanding much more rapidly



Note: Storage capacity in hybrids was not estimated for years prior to 2020; offshore wind was not separately identified prior to 2020  
Source: Berkeley Lab review of interconnection queues

Interactive data visualization:  
<https://emp.lbl.gov/generation-storage-and-hybrid-capacity>

## Wind power curtailment in 2022 across seven regions averaged 5.3%, up from a low of 2.1% in 2016



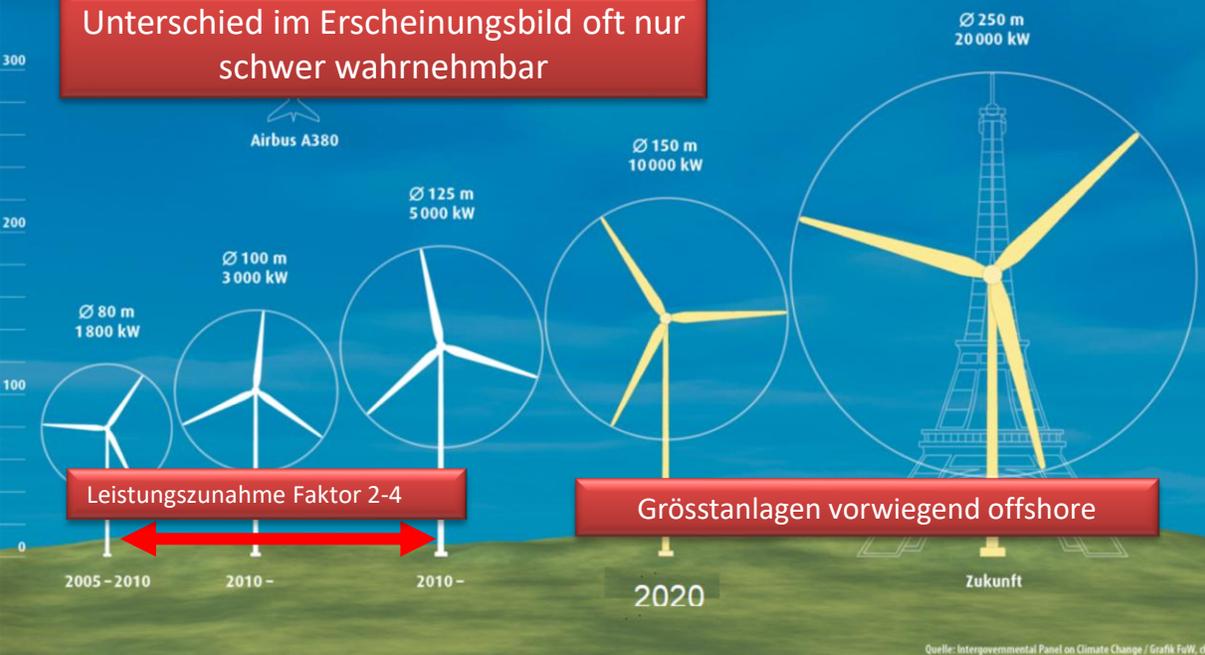
- Netzausbau hat Warteschlangen und Abregelung reduziert (Beispiel Texas ab 2010)
- Seit 2018 wurden immer häufiger grosse Batterien am Standort der Stromerzeugung installiert.
  - Sie glätten die Produktionsspitzen und verteilen die Last
- Hybridfarmen (wind/solar/batteries) verbessern Netzauslastung zusätzlich und erhöhen die Wirtschaftlichkeit.

# Repowering ist besonders produktiv in alten Pioniermärkten

Verdreifachung der Leistung & Halbierung der Zahl der Anlagen oft möglich

## Mehr Wind – mehr Watt

Unterschied im Erscheinungsbild oft nur schwer wahrnehmbar

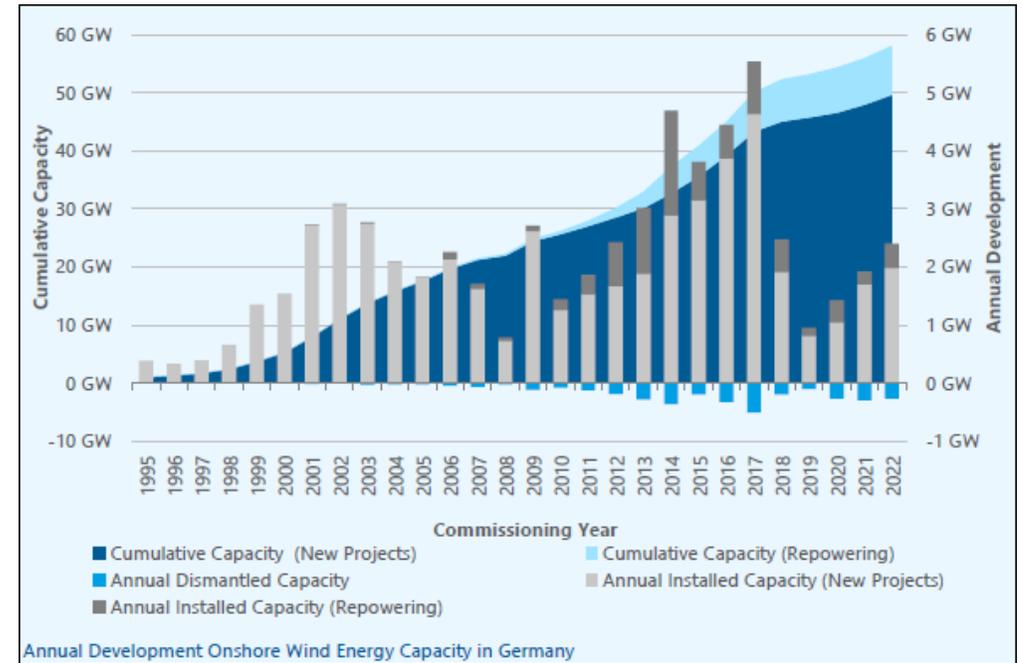


Leistungszunahme Faktor 2-4

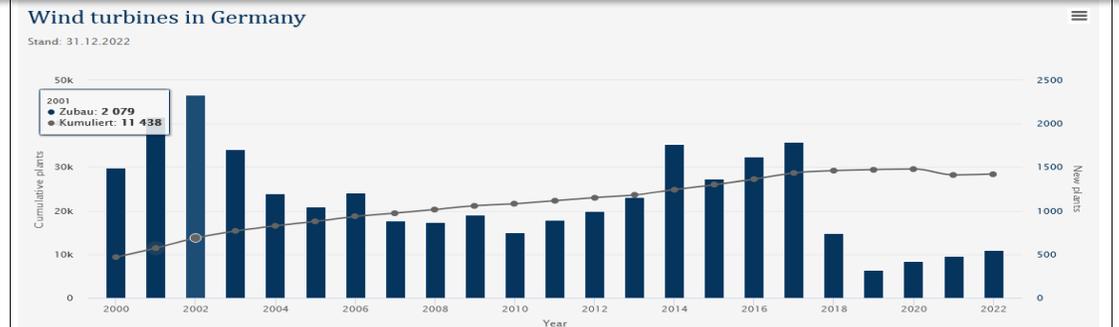
Grösstanlagen vorwiegend offshore

Repowering hat Potenzial:

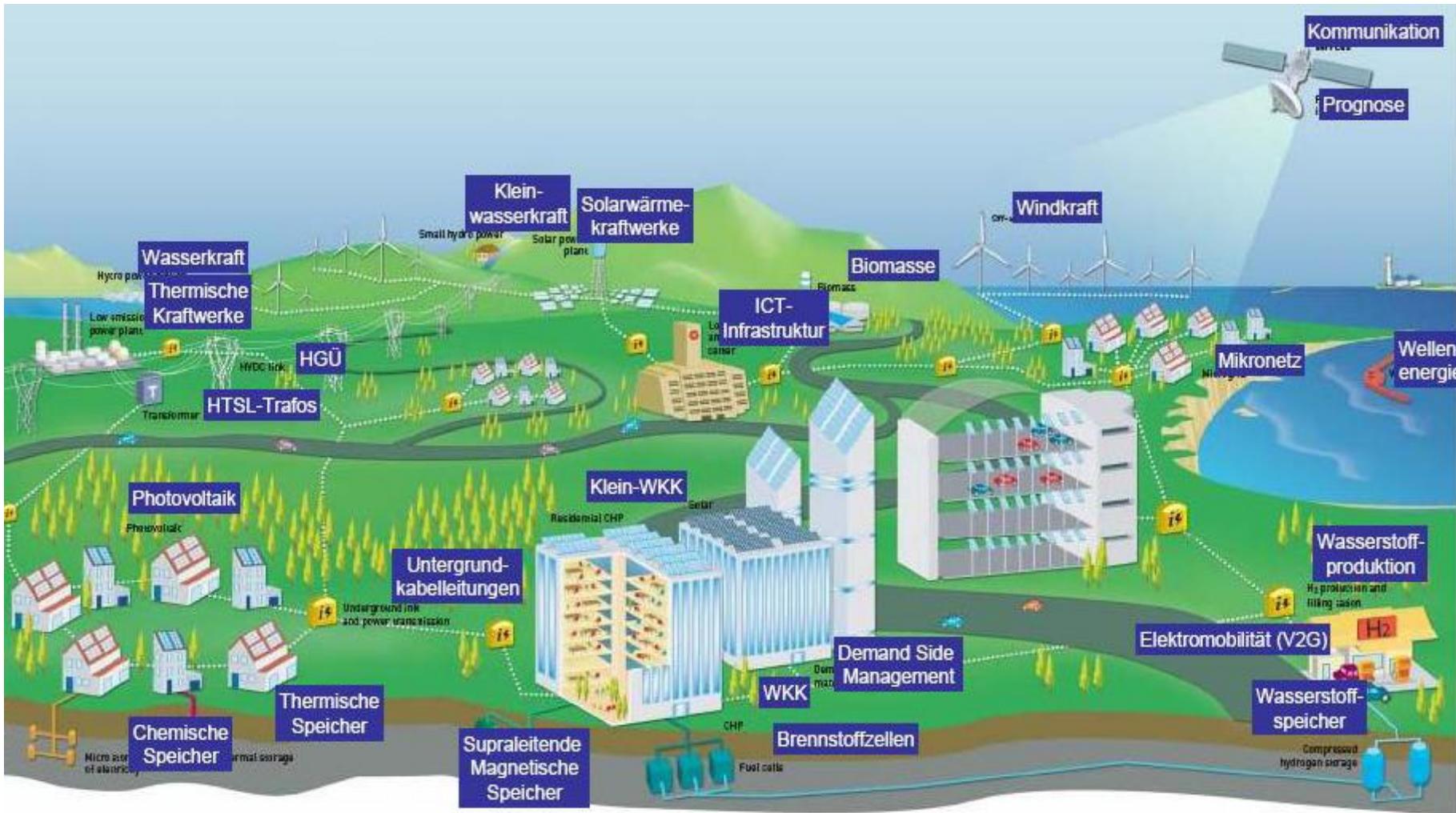
- weniger nimby Widerstand
- weniger Kosten dank vorhandener Netzanbindung
- Beruhigung im Landschaftsbild, weniger Rotation



Steigende Leistung . Senkung der Anzahl Turbinen (Beispiel D)



# Digitalisierung: intelligente Netze und Geräte glätten Angebot mobilisieren Nachfrage, setzen Speicher in Gang & verwerten Leistungsspitzen



## Smart Grid:

- verteilt Energie effizienter
- steuert Verbrauch
- Verwendet Preisdaten

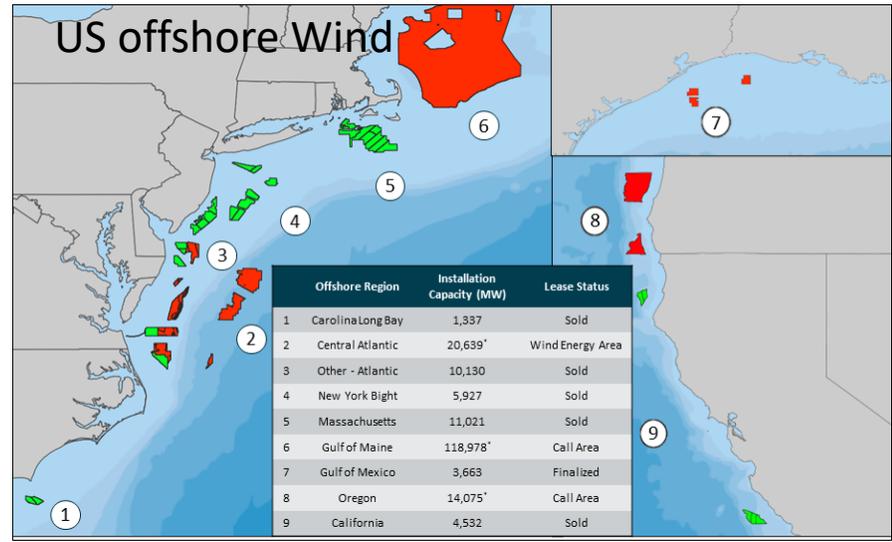
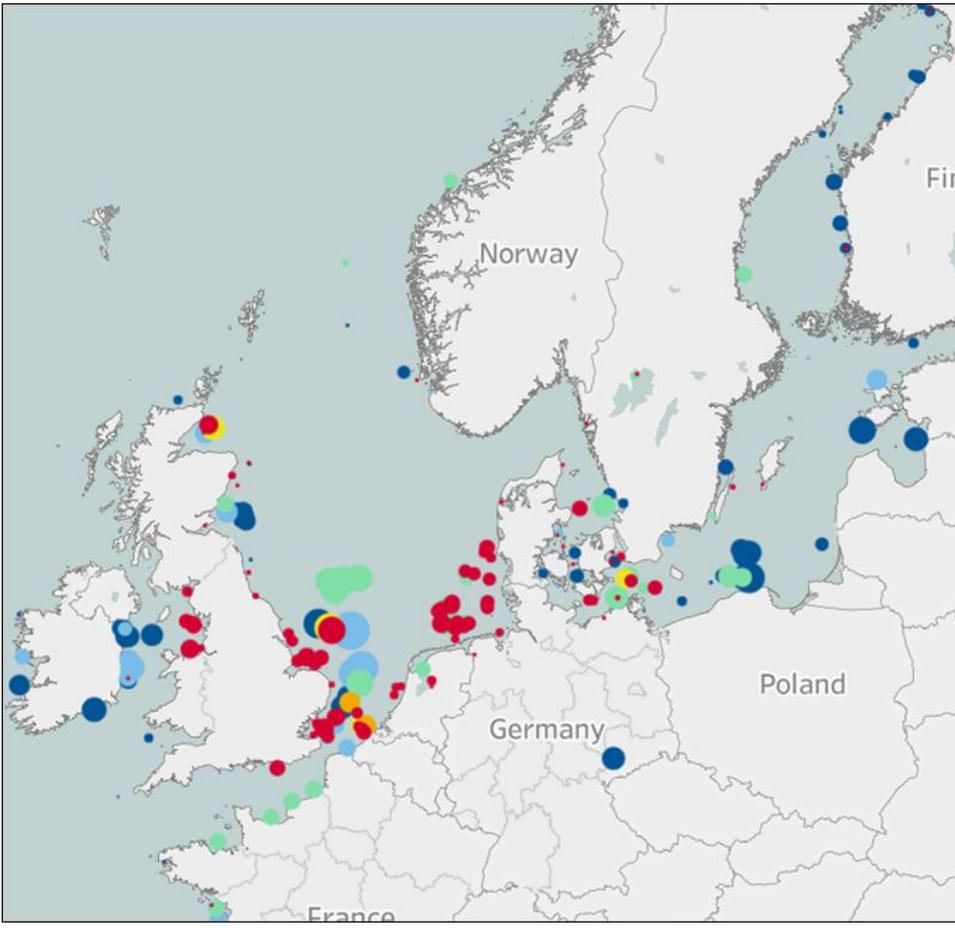
zB. Ein- und Ausschalten von

- Boilern,
- Wärmepumpen mit Wärmespeicher,
- Kühlanlagen, Waschmaschinen,
- Batterien,
- Produktion von Wasserstoff
- Entsalzungsanlagen

# Offshore Windkraft: oft sehr kurze Distanz zu Bevölkerungszentren

(Beispiele EU, Fujian, US Ostküste/Kalifornien)

- Höhere Windgeschwindigkeit, weniger Turbulenzen
- Oft nur kurze Distanz zu den Konsumzentren
- Grossprojekte senken Kosten
- 10-15 MW-Anlagen mit 180-250 m Durchmesser sind in Betrieb



# Höhere Jahres-Auslastung kompensiert Mehrkosten: Offshore Gestehungskosten sinken auf 4-6 Cents/kWh



Floatgen achieves continuous capacity factor of nearly 60%

02/06/2023

## German offshore wind capacity factors

All numbers are to the end of 2019. Analysis by EnergyNumbers.info.

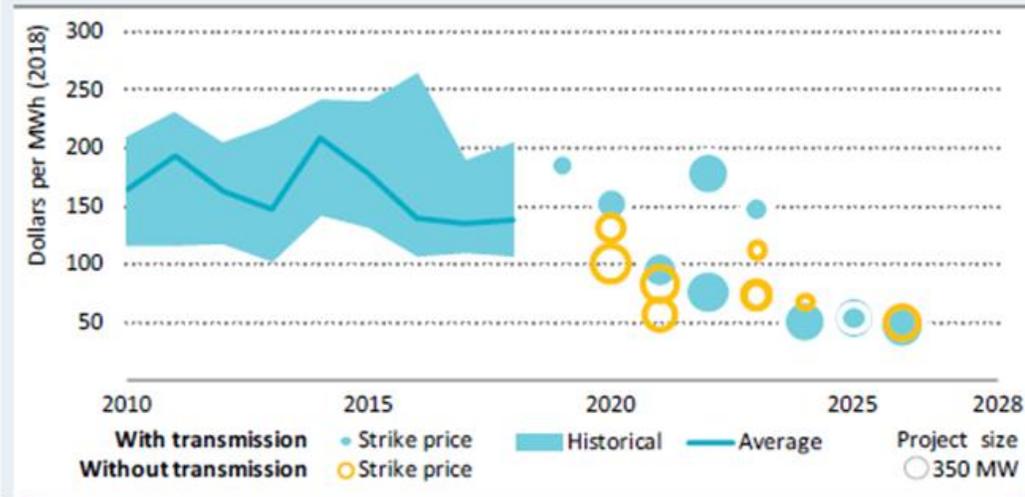
|               | Latest rolling 12-month capacity factor | Lifetime capacity factor |
|---------------|---|--------------------------|
| Nordsee Ost 1 | 36.2%                                   | 35.6%                    |
| Nordsee Ost 2 | 35.0%                                   | 35.8%                    |
| Sandbank      | 53.5%                                   | 50.3%                    |
| Total         | 36.9%                                   | 38.7%                    |

| With transmission      |                       |              | Without transmission |                       |              |
|------------------------|-----------------------|--------------|----------------------|-----------------------|--------------|
| Project                | Strike price (\$/MWh) | Expected COD | Project              | Strike price (\$/MWh) | Expected COD |
| <b>United Kingdom</b>  |                       |              | <b>Germany</b>       |                       |              |
| Beatrice               | 185                   | 2019         | Baltic Eagle         | 74                    | 2023         |
| East Anglia 1          | 152                   | 2020         | Gode wind 3          | 68                    | 2024         |
| Triton Knoll           | 95                    | 2021         | Gode wind 4          | 112                   | 2023         |
| Moray East             | 73                    | 2022         | <b>Netherlands</b>   |                       |              |
| Hornsea 1              | 178                   | 2022         | Borssele I/II        | 83                    | 2020         |
| Hornsea 2              | 76                    | 2022         | Borssele III/IV      | 62                    | 2021         |
| Nearr na Gaoithe       | 148                   | 2023         | <b>Denmark</b>       |                       |              |
| Cr. Beck A Dogger Bank | 51                    | 2024         | Horns Rev 3          | 118                   | 2020         |
| Cr. Beck B Dogger Bank | 54                    | 2025         | Kriegers Flak        | 57                    | 2021         |
| Dogger Bank Teeside A  | 54                    | 2025         | Vesterhav Nord/Syd   | 73                    | 2023         |
| Seagreen               | 54                    | 2025         | <b>France</b>        |                       |              |
| Sofia                  | 47                    | 2026         | Dunkirk              | 50                    | 2026         |

*Recent auctions in Europe set the stage for a fall in costs for new projects as the industry moves to deploy higher capacity turbines*

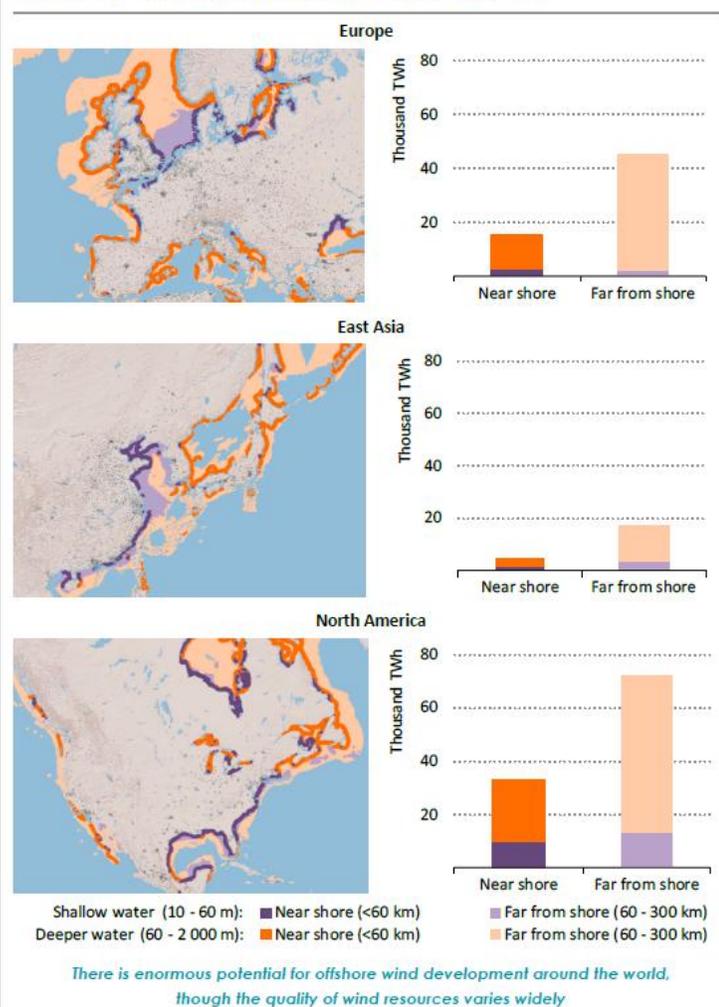
IEA World Energy Outlook Special Report: Offshore Wind, Outlook 2019

Figure 8 ▸ Historical LCOE of offshore wind and strike prices in recent auctions in Europe



# Offshore Wind: Potenziale in Küstennähe übersteigen Weltstromverbrauch

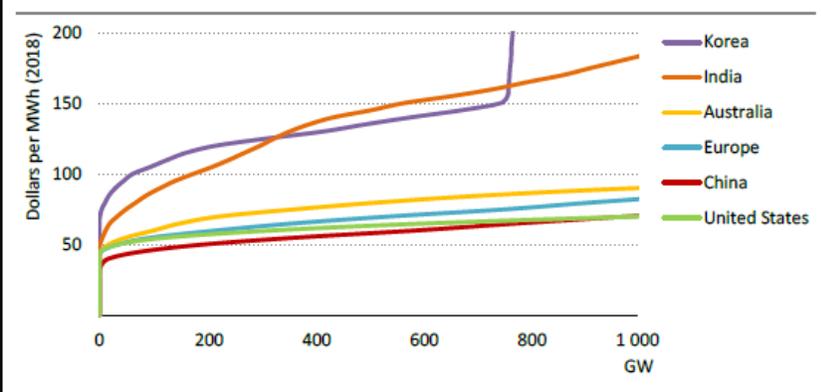
Figure 27 Regional technical potentials for offshore wind



| (Datenbasis IE London/IEA) | Stromverbrauch TWh | near shore < 60 km | far from shore < 300 km | total Potenzial < 300 km | Faktor offshore Potenzial > Verbrauch |
|----------------------------|--------------------|--------------------|-------------------------|--------------------------|---------------------------------------|
| Schweiz                    | 64                 | 0                  | 0                       |                          |                                       |
| Europa                     | 3900               | 18000              | 42000                   | 60000                    | 15.4                                  |
| China                      | 8848               | 5000               | 19000                   | 24000                    | 2.7                                   |
| Nordamerika                | 5548               | 32000              | 70000                   | 102000                   | 18.4                                  |
| 3 Weltregionen (total)     | 18296              | 55000              | 131000                  | 186000                   | 10.2                                  |

Weltstromverbrauch 29165 TWh (29'165 Milliarden kWh) lässt sich technisch aus Offshore-Potenzialen decken (auch ein Vielfaches davon) zu stabilen Kosten unter 10Rp/kWh

Figure 28 Offshore wind potential supply curves by region



Windenergie in Nord- und Ostsee

## Auktion von Offshore-Windkraftflächen erzielt Milliardenenerlös

Für mehr als zwölf Milliarden Euro hat die Bundesnetzagentur Flächen auf See versteigert, wo Windparks entstehen können. Ein Großteil des Geldes soll die Stromkosten senken.

12.07.2023, 16.27 Uhr

SPiegel Wirtschaft

# Key take-aways (2b)

## 1. Grosse und günstige Potenziale der Windkraft

- *Windenergie-Potenzial übersteigt den heutigen Stromverbrauch um ein Vielfaches;*
- *«Grosse Anlagen sind gute Anlagen»: Produktivität steigt im Quadrat zur Rotorenlänge und im Kubik zur Windgeschwindigkeit.*
- *Antikorrelation mit Photovoltaik häufig*

## 2. Offshore mit den höchsten Wachstumsraten und stark gesunkenen Kosten

- *Grössere Anlagen 10-20 MW als onshore, grosse verfügbare Standortmöglichkeiten*
- *Verbilligte Netzanbindung dank leistungsfähigeren Kabeln*
- *Floating wind farms mit Auslastungsrekorden (Capacity Factor > 60%)*
- *Standorte mit geographischer Nähe zu Küsten-Metropolen wirtschaftlich sehr interessant*

## 3. Risiken

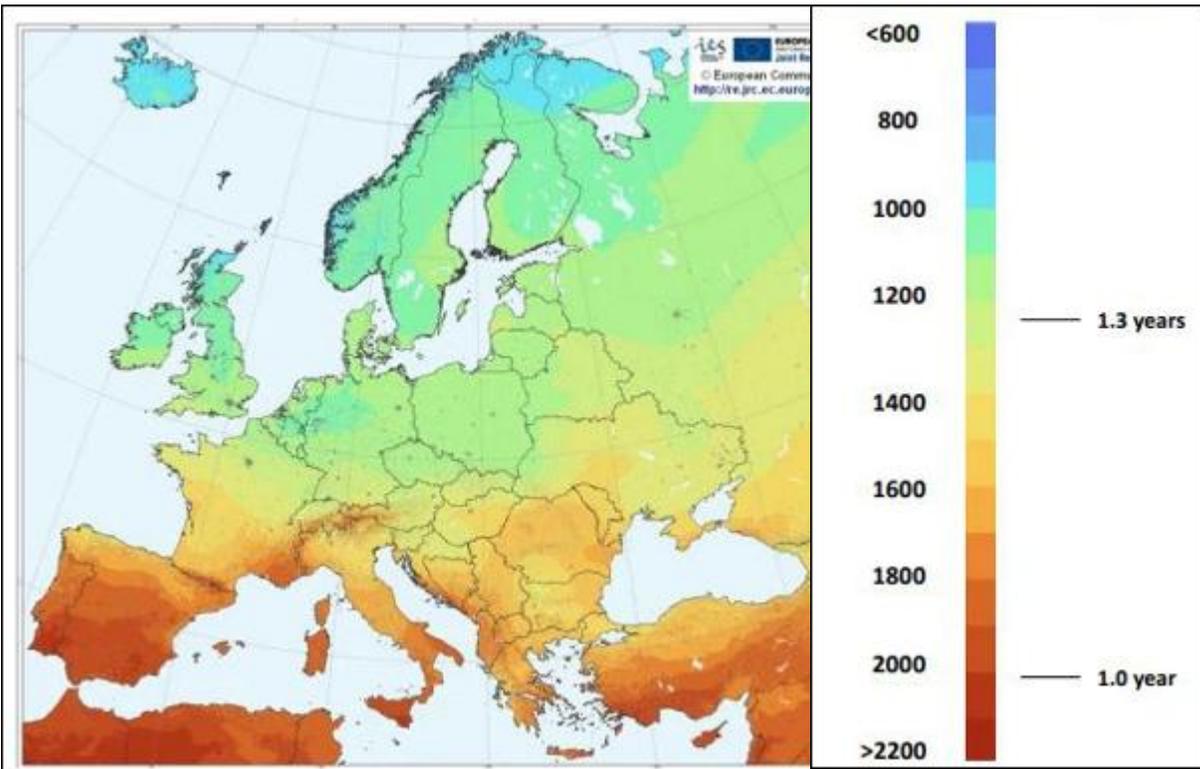
- *Anders als bei der Photovoltaik existiert kein selbsttragender Markt mit Eigenverbrauch am Standort*
- *Fehlende Regulierung: Wind-Zonen Netzplanung, offener Netzzugang, nichtdiskriminierende Netzgebühren,*
- *Kleine Minderheiten und Lobbys verzögern Genehmigungen, Netzausbau und Netzanschlüsse mit «ökologischen» Argumenten. Sie werden oft versteckt finanziert von fossilen und nuklearen Lobbys.*
- *Herausforderung China: Marktabschottung, Preisdumping, Exportoffensive*

# Übersicht

- CH-Energieversorgung im Wandel
- Vertiefung: Verbesserung der Effizienz
- Vertiefung: Technische Entwicklung Windkraft
- **Vertiefung Technische Entwicklung Photovoltaik (PV)**
- Systemintegration/Speicher

# Energetische Amortisationszeit, CO<sub>2</sub>-Emissionen/kWh sinken dank steigender Effizienz bei der Herstellung und dank Umstellung auf erneuerbare Energie

Irradiation (GTI, kWh/m<sup>2</sup>/a) EPBT



## Historic Trend in Energy Payback Time Harmonized Study data for mono-crystalline Silicon Rooftop PV-Systems

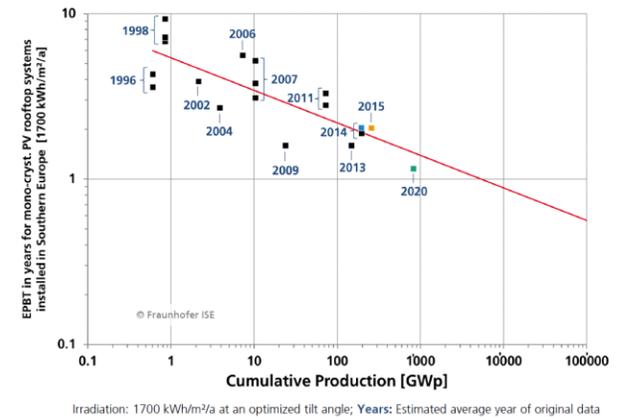
- **Learning Rate:**  
Each time the cumulative production doubled, the EPBT went down by 12.8 % for the last 24 years.

**Harmonization methodology**  
Based on Koppelaar (2016) harmonized results and harmonization parameters

1) **Performance Ratio**  
Based on average annual PV yield during lifetime  
PV system lifetime: 25  
Degradation: 0.70%  
PR (initial): 80%  
PR (incl. average degradation during lifetime): 73.6%

2) **Grid efficiency**  
for converting PV yield in primary energy equivalents  
grid efficiency: 35%

EPBT of Lecoci (2016), Louwen (2014) and Friedrich (2020) were harmonized with 1) PR (incl. average degradation) and 2) grid efficiency to results of Koppelaar (2016)\*



Data: Lorenz Friedrich, Fraunhofer ISE. Graph: PSE 2021

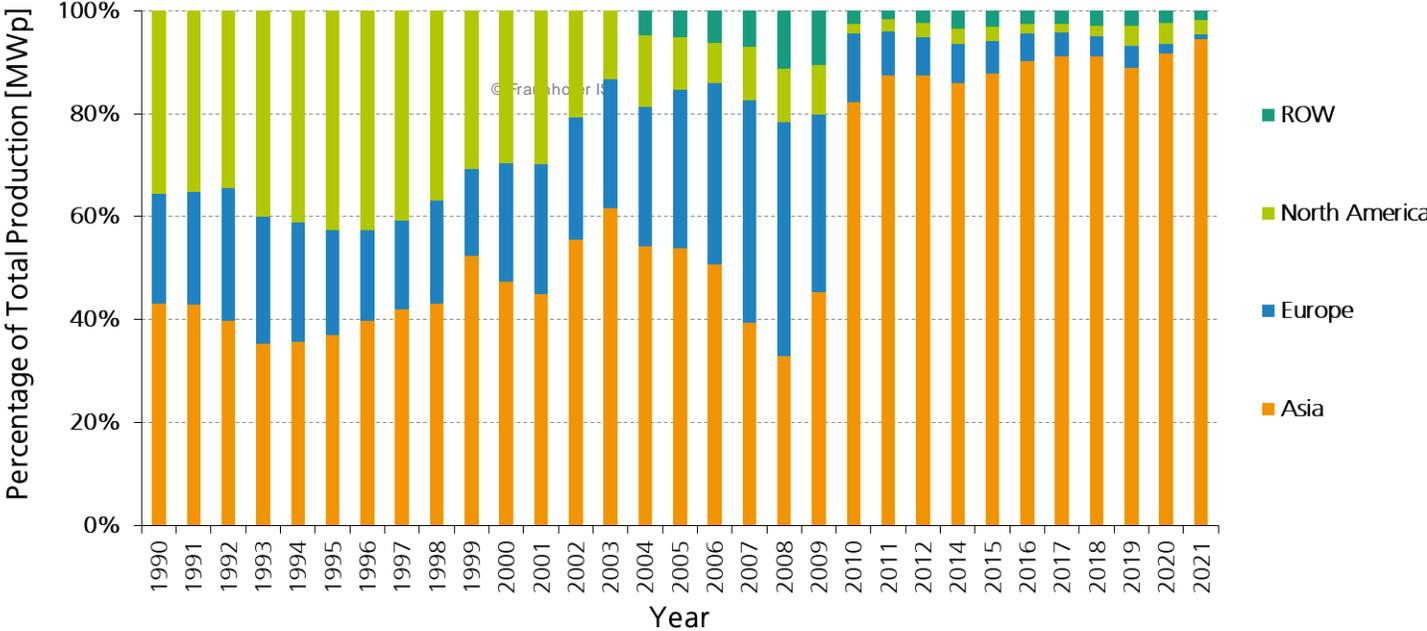
33

© Fraunhofer ISE  
FHG-SK: ISE-PUBLIC

■ Koppelaar (2016) - Solar-PV energy payback and net energy: Meta-assessment of study quality, reproducibility, and results harmonization, Renewable and Sustainable Energy Reviews  
■ Lecoci et al. (2016) - The Energy and Environmental Performance of Ground-Mounted Photovoltaic Systems—A Timely Update, Energies  
■ Louwen et al. (2014) - Life-cycle greenhouse gas emissions and energy payback time of current and prospective silicon heterojunction solar cell designs, Progress in Photovoltaics  
■ Friedrich et al. (2020) - Global Warming Potential and Energy Payback Time Analysis of Photovoltaic Electricity by Passivated Emitter and Rear Cell (PERC) Solar Modules, submitted JPV

# PV Module Production by Region 1990-2021

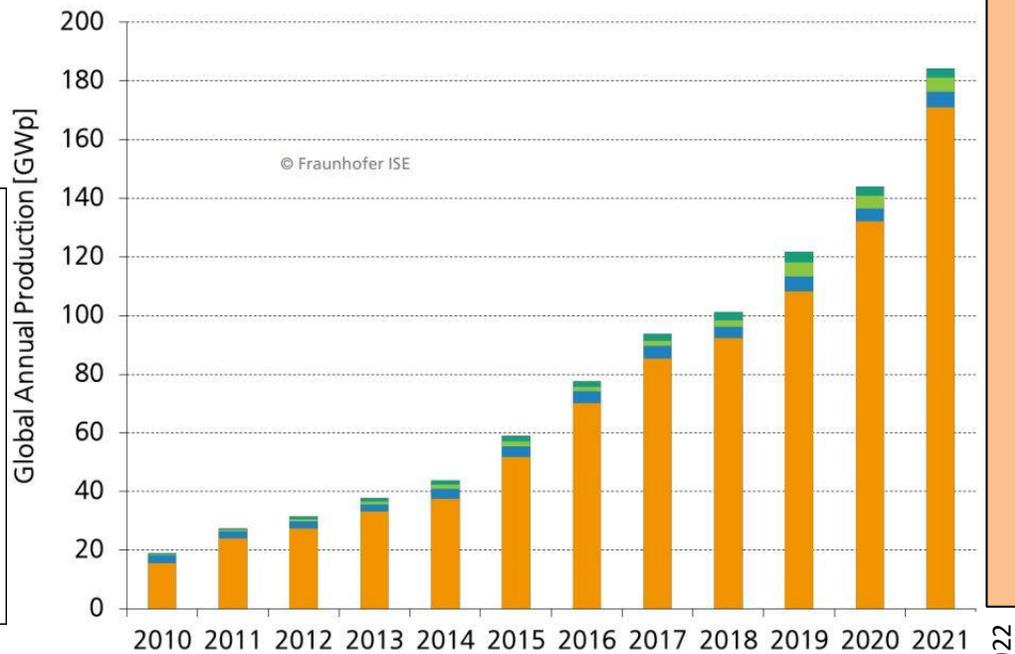
## Percentage of Total MWp Produced



Data: Up to 2004 Strategies Unlimited; 2005 to 2009: Navigant Consulting; 2010 to 2019: IHSMarkit; since 2020 IEA PVPS. Graph: FSE 2022; Date of data: 26-April 2022

# Explosionsartiges Wachstum der Photovoltaik und von Batterien weltweit

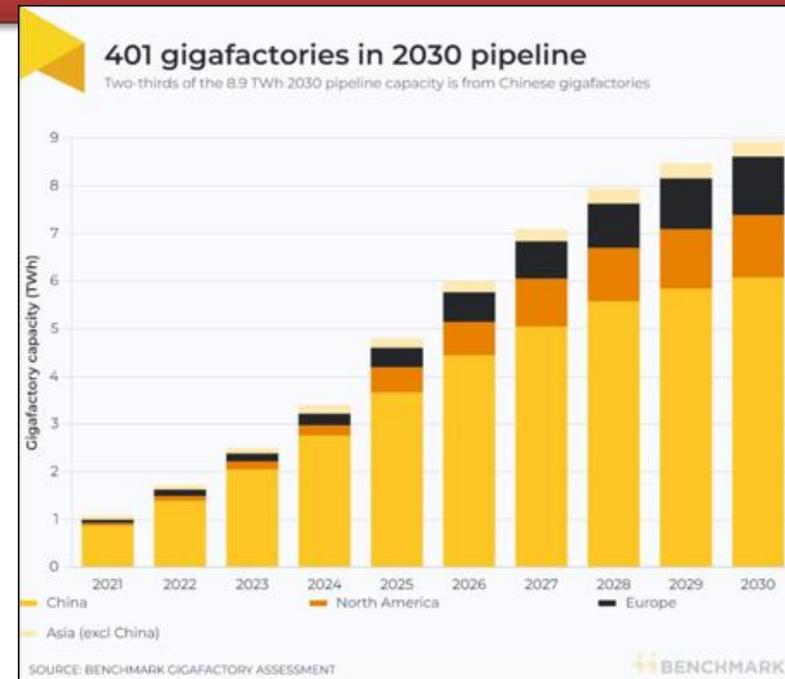
Herstellung vor allem in Asien  
(vorwiegend China)



Data: Until 2020 IHS Markit; IEA 2021. Graph: PSE 2021; Date of data: 31-July 2022

## Zubau pro Jahr PV wächst um Faktor 20 seit 2010

- 20 GW 2010
- 60 GW 2015
- 142 GW 2021
- 180 GW 2021
- 260 GW 2022
- 400 GW 2023p = Produktion von 50 AKWs à 1 GW



SOURCE: BENCHMARK GIGAFACTORY ASSESSMENT

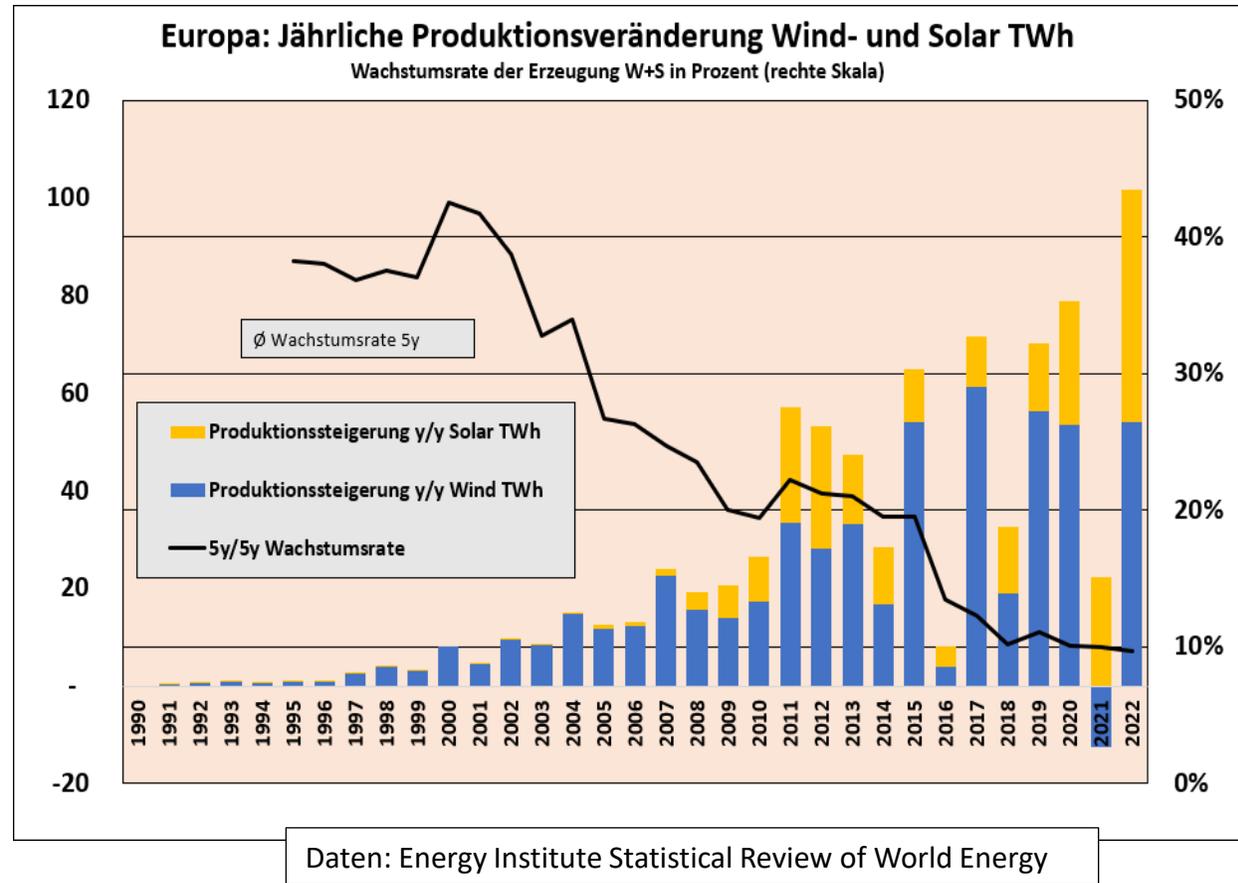
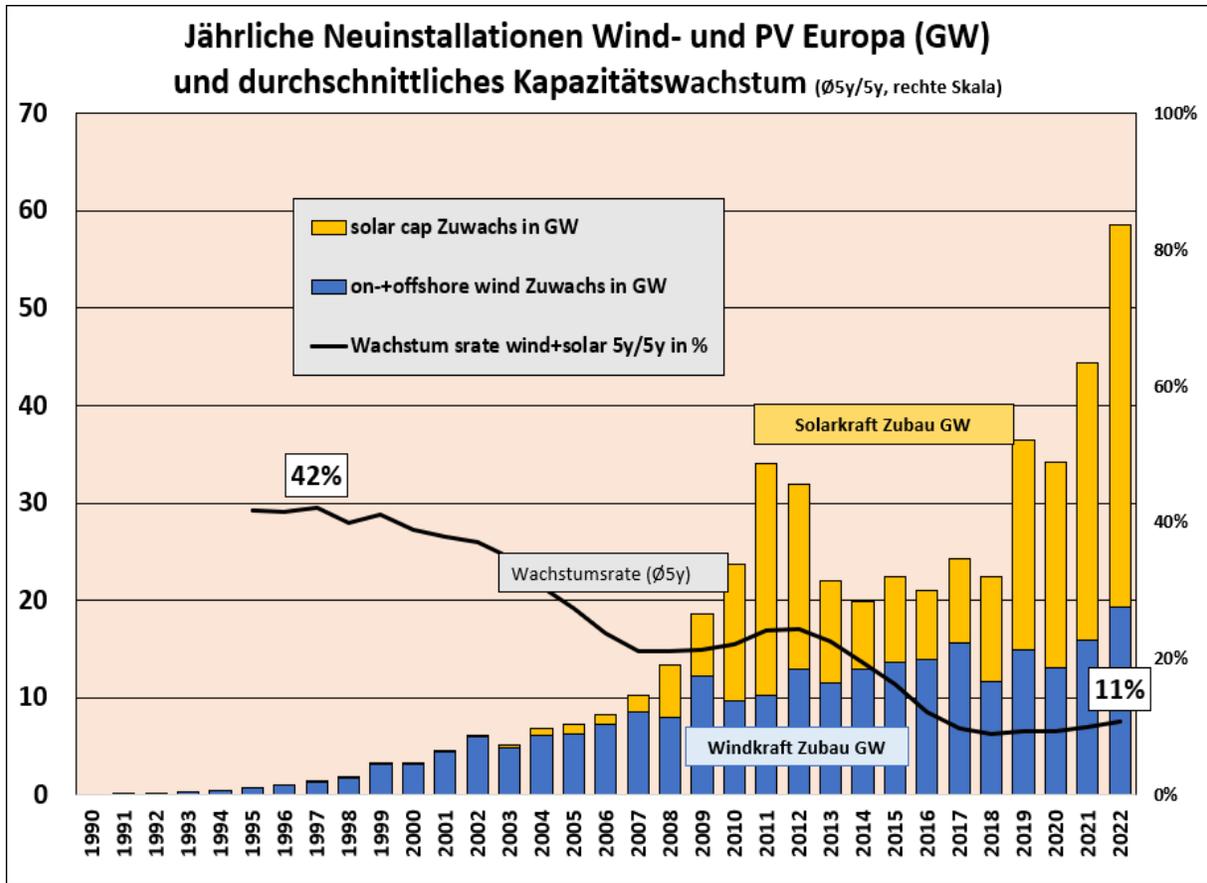


Faustregel: 8 GW solar entspricht Stromproduktion von 1 GW (1 AKW «Gösgen»)  
400 GW entsprechen der Stromerzeugung von 50 AKWs Typ «Gösgen»

Batterien: Verneunfachung bis 2030 erwartet  
Geographische Diversifikation Herstellung

# Europa: steigende Bedeutung von PV,

Erneuter Anstieg der Wachstumsraten pro Jahr nach Rückgang 2013-2018



Eine Produktionssteigerung um 100 TWh entspricht in Europa einem Marktanteil von 2,5% (Gesamtverbrauch 3900 TWh),  
10 Jahre mit 2,5% Zubau führt zu einem Marktanteil von 25% bei stagnierendem Verbrauch

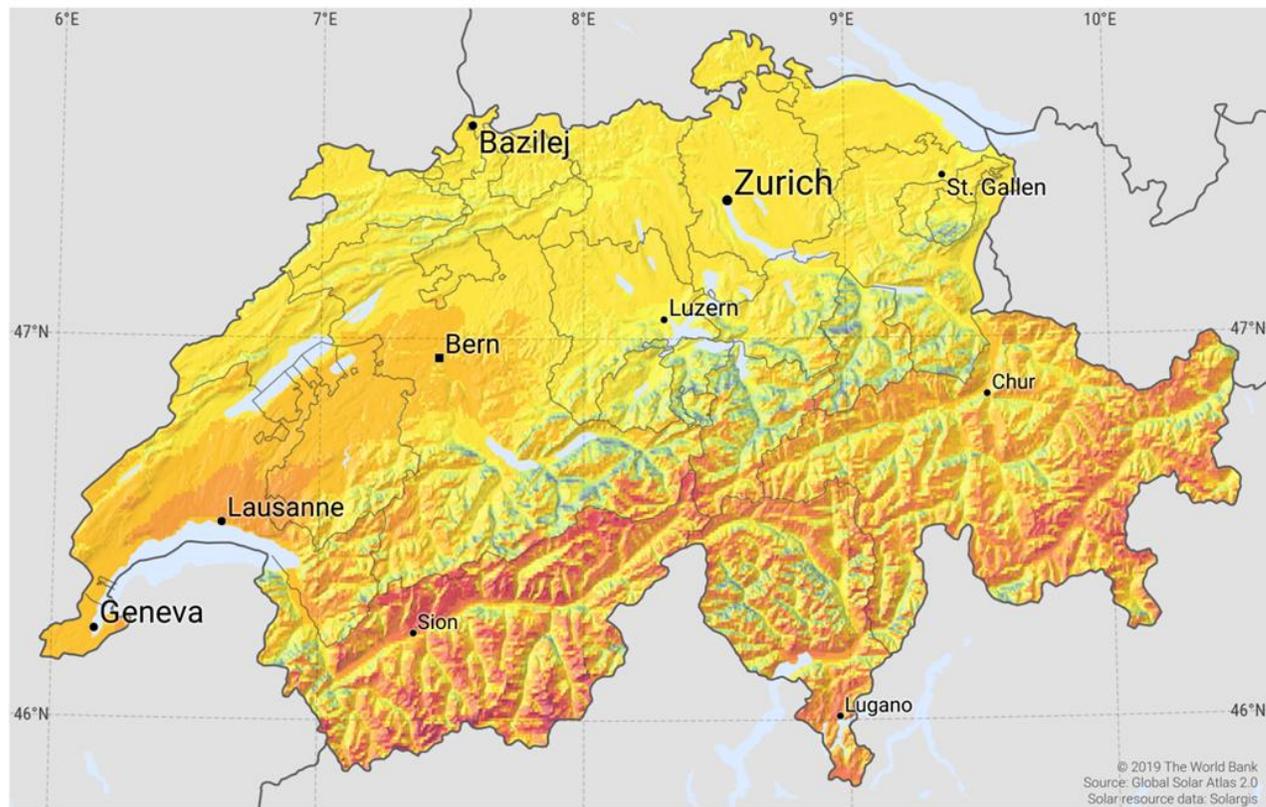
# Potenzial CH: Solarstrom könnte Strombedarf mehrfach decken

Alpine Höhenlagen mit erhöhter Einstrahlung und hohem Winteranteil

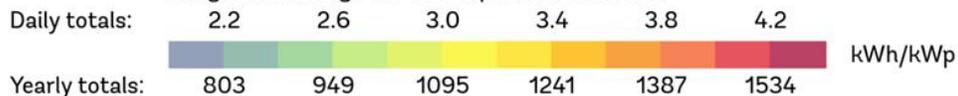
SOLAR RESOURCE MAP

## PHOTOVOLTAIC POWER POTENTIAL

### SWITZERLAND



Long term average of PVOUT, period 1994-2018



- Gute Einstrahlung im Unterland
- Erhöhte Einstrahlung im CH-Gebirge,
  - Hindernisse im Gebirge:
    - Periphere Lage
    - Teure Erschliessung
    - Teurer Netzausbau
- Vollkostenbetrachtung nötig!

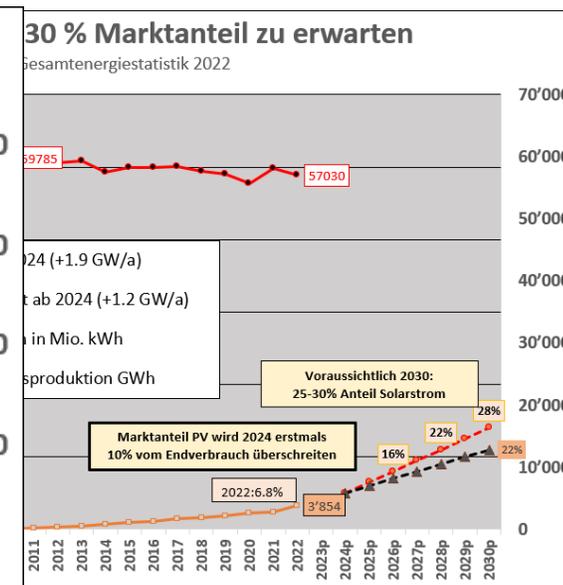
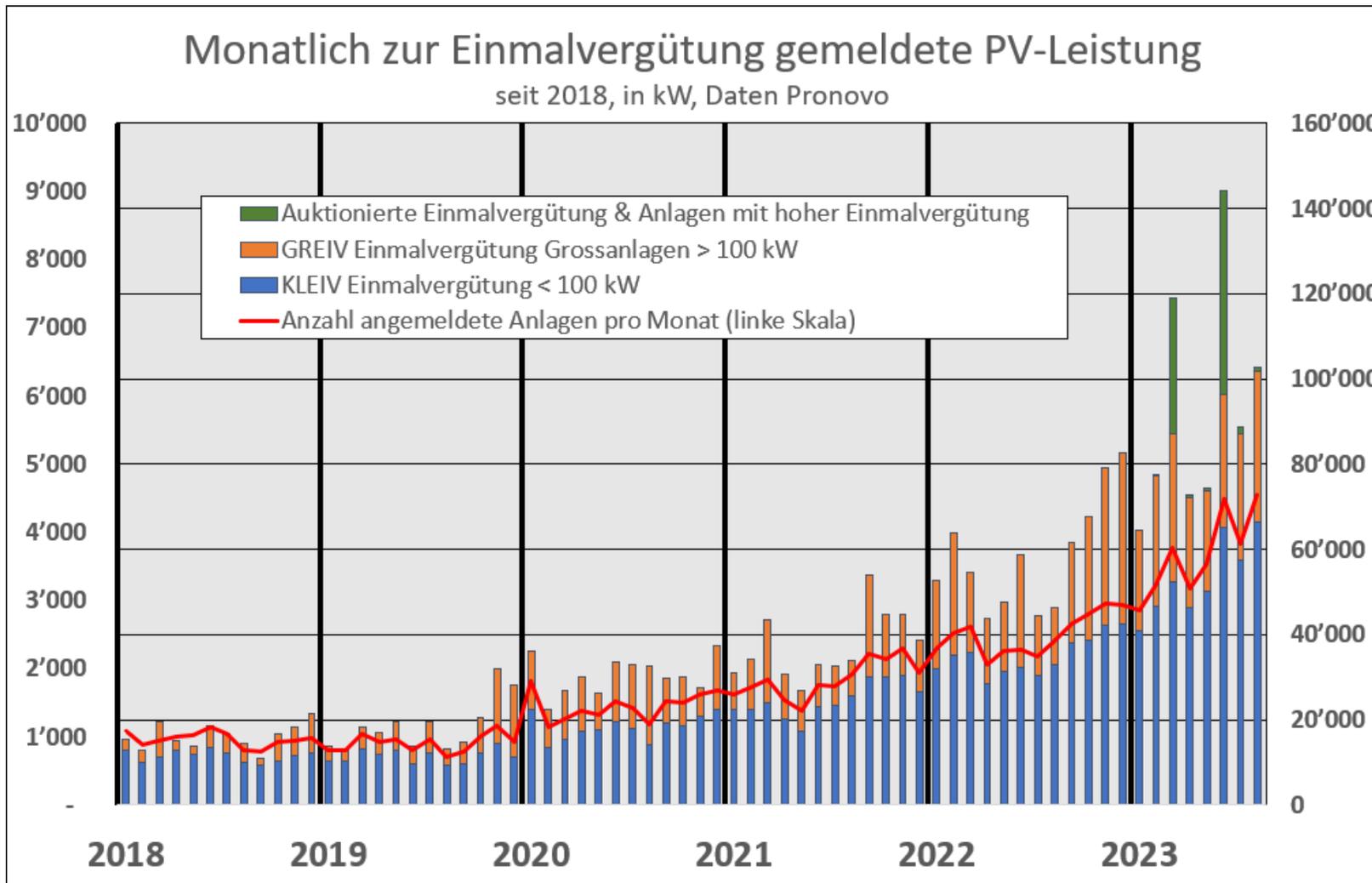


## Photovoltaik-Anlagen und ihr Potenzial in der Schweiz

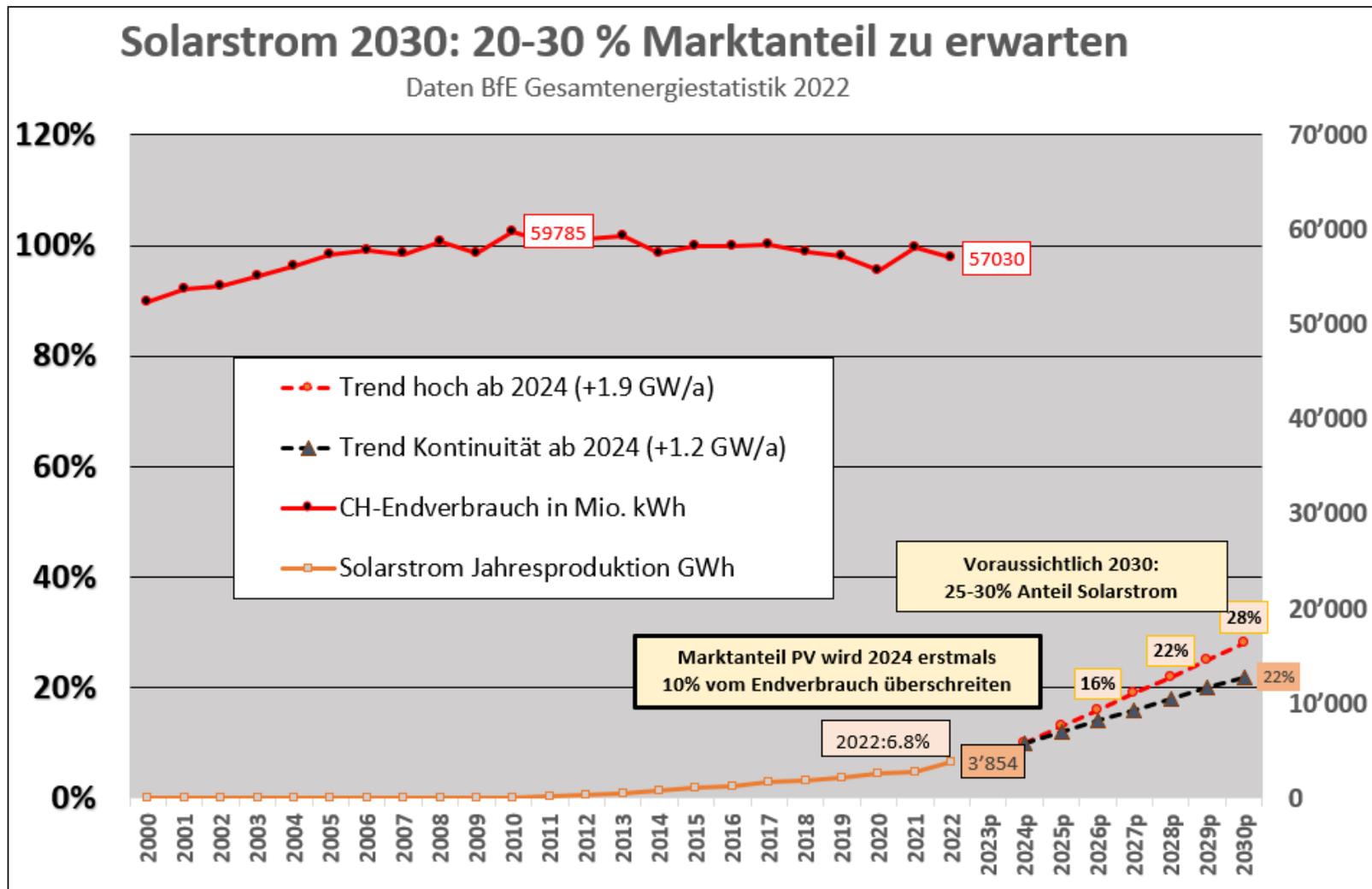
|                                      |                    |
|--------------------------------------|--------------------|
| Dächer                               | 50 TWh pro Jahr    |
| Fassaden                             | 17 TWh pro Jahr    |
| Infrastruktur                        | 9-11 TWh pro Jahr  |
| Alpin                                | 41 TWh pro Jahr    |
| Agri-PV                              | 10-18 TWh pro Jahr |
| <b>58 TWh Stromverbrauch CH 2021</b> |                    |

Verkürzte Darstellung aus „Photovoltaik-Potenziale der Schweiz“ Eine Einordnung von Prof. Dr. Christof Bucher (Bernser Fachhochschule)

# Über 1000 Neuanmeldungen pro Woche (ab August 2023) Monatlich angemeldete Leistung übersteigt 100 MW (ab März 23)



# Bis 2030 kann PV einen Marktanteil von 20%-30% in der Schweiz erreichen (Ende 2022: 7%)

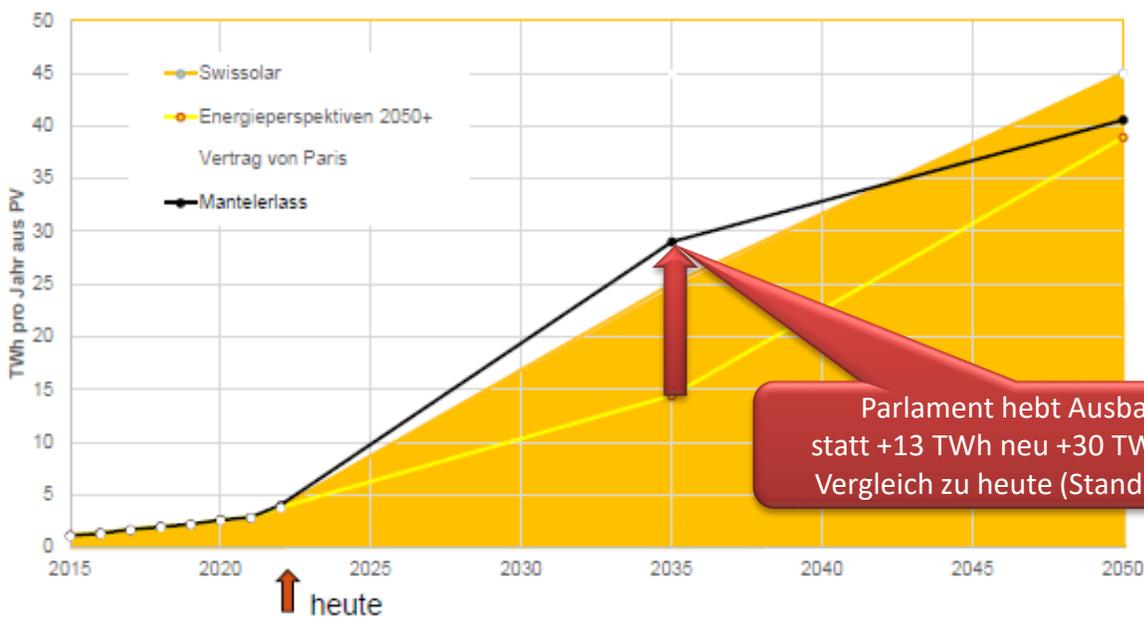


### Gründe für starkes Wachstum:

- gesunkene Kosten: Solarmodule sind gleich teuer wie Plexiglas
- keine langen Wartefristen für den Netzanschluss bei dezentralen Dachanlagen
- Parlament und Bundesrat haben Ausbauziele nach oben korrigiert
- Entwicklung kann nicht mehr länger durch BfE oder durch Netzbetreiber blockiert werden.

# Im «Mantelerlass» werden die «Energieperspektiven» nach oben korrigiert Bundesrat und Bundesamt für Energie (BfE) dürfen PV-Ausbau nicht länger blockieren

## Erforderlicher Zubau an Photovoltaik: Swissolar, Mantelerlass und EP2050+



### Artikel 2 Energiegesetz (neu)

«Die Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien, ausgenommen aus Wasserkraft, hat im Jahr 2035 mindestens 35'000 GWh und im Jahr 2050 mindestens 45'000 GWh zu betragen.»

(«Mantelerlass» = Revisionskombi von Energiegesetz, Stromversorgungsgesetz, Raumplanungsgesetz)

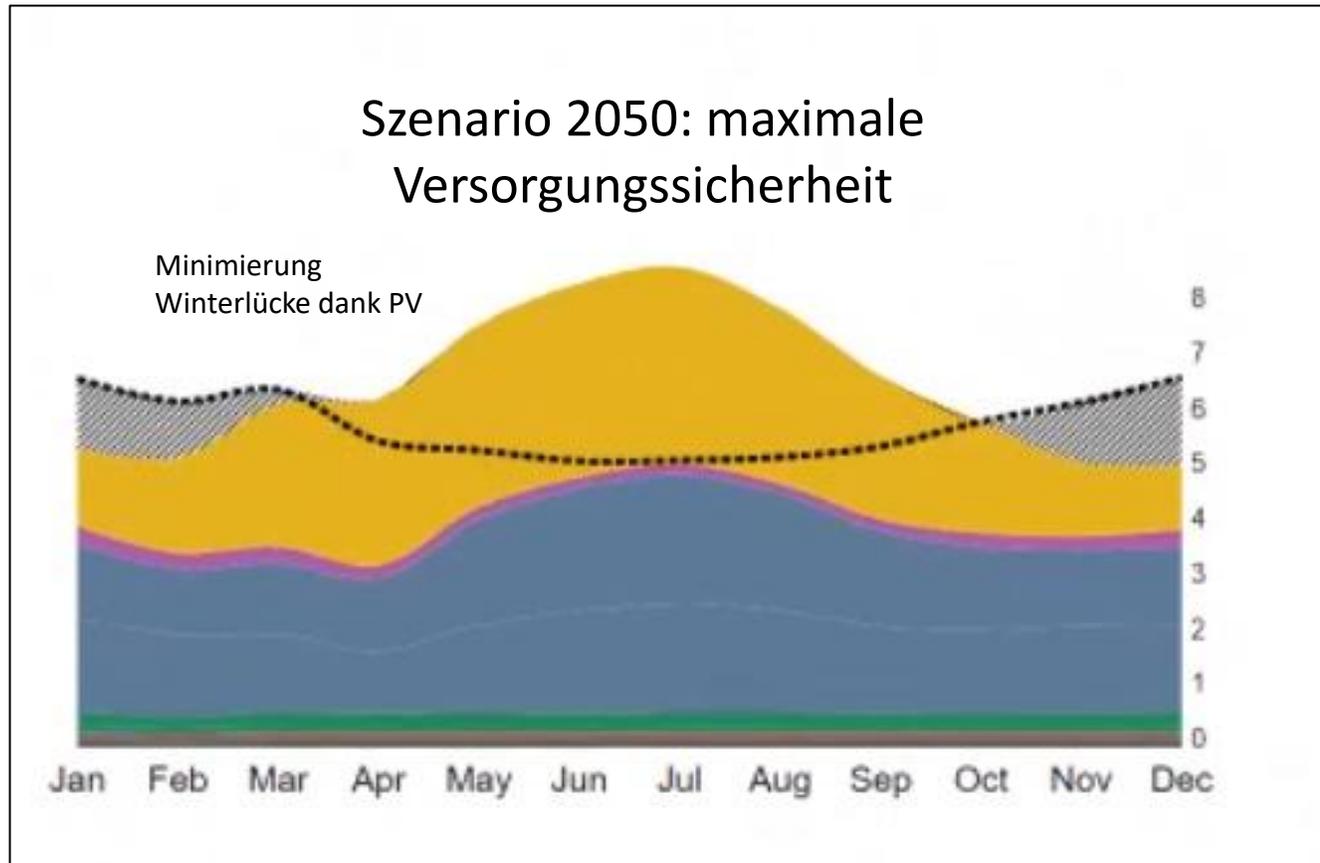
## Neue Rahmenbedingungen Solar + Wind

### Neue, erhöhte Ausbauziele (ohne Wasserkraft):

- 35 TWh bis 2035 / 45 TWh bis 2050
- Minimale Abnahmepreise für Kleinanlagen:
  - Amortisation garantiert (aber ohne Verzinsung des Kapitals)
- Wahlrecht für Anlagen > 150 kW
  - Auktion von Mindesteinmalvergütung oder
  - Auktion von Mindestpreisen (gleitende Marktprämie für 10-20 Jahre)
- Netzzuschlagfonds
  - Darf sich verschulden
  - Wegen des Auslaufens der Einspeisevergütungen für teure Pionieranlagen (Inbetriebnahme 2006-2015) wird mit Einnahmenüberschüssen ab 2030 gerechnet

**Bis 2035 Ausbau 2,5 GW/Jahr**

# Zielmatrix 2050



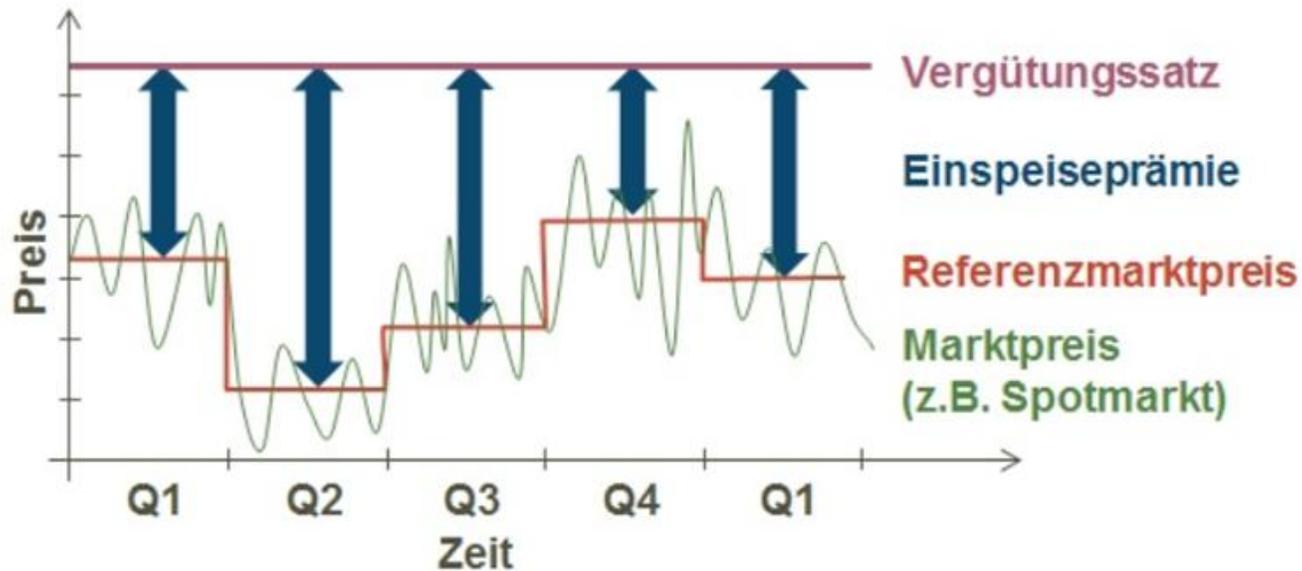
PV, Wasserkraft & Wind

abgesicherte  
Importe/Exporte  
dank Pflichtlager  
(Wasserkraft &  
Biomethan)

Importe bei starkem  
EU-Wind

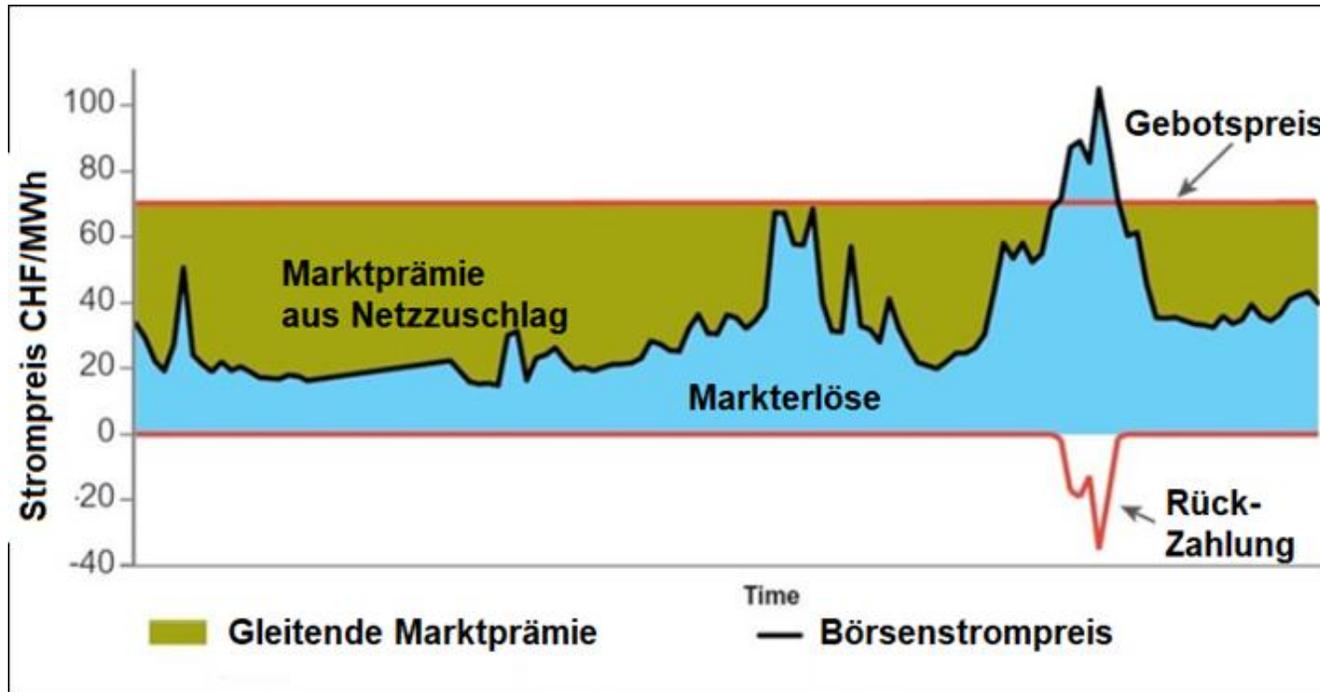
Exporte bei hohen  
Preisen

«Gleitende Marktprämie» sichert garantierten Mindestpreis,  
der in periodischen Ausschreibungen auktioniert wird & 15-20 Jahre lang gilt



- Marktpreis + Marktprämie ergeben zusammen eine garantierte Gesamtvergütung (Rp/kWh).
- Liegt der Marktpreis höher als der auktionierte Vertragspreis, fließt kein Geld aus dem Netzzuschlagsfonds (oder es fließt Geld zurück).
- Wenn Marktpreis unter dem Vertragspreis liegt, zahlt der Netzzuschlagsfonds die Differenz.
- Die Höhe der Marktprämie wird aus dem Referenzmarktpreis abgeleitet (mengengewichteter stunden-day-ahead-Preis).
- Nur ein kleiner Teil der Produktion wird zum Spotpreis gehandelt, es dominieren langfristige Bezugsverträge von Netzbetreibern und Grossverbrauchern.

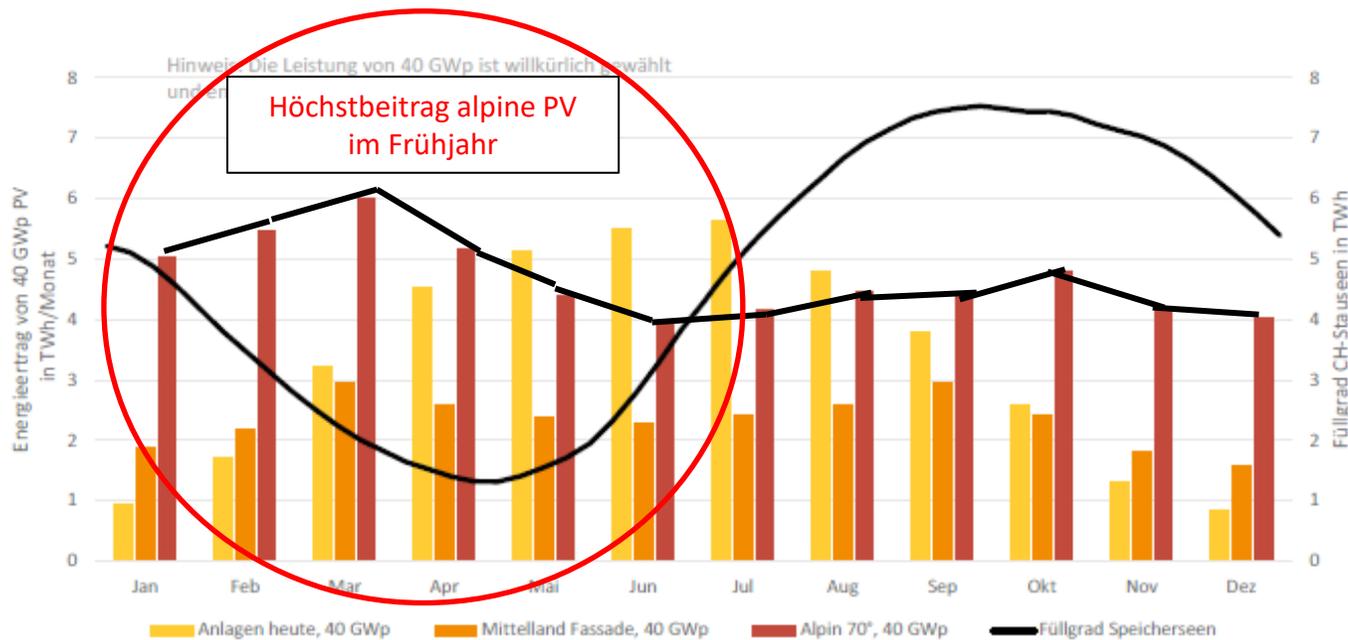
# contracts for difference



- Differenzkostenverträge für Grossanlagen wurden als erstes in Grossbritannien lanciert.
- Es wird ein wettbewerblich ermittelter Gebotspreis garantiert. Er setzt sich zusammen aus Markterlösen (Referenzmarktpreis) und gleitender Marktprämie. Übersteigt der Marktpreis den Gebotspreis, erfolgt eine Rückzahlung in den Netzzuschlagsfonds (Bild).
- Alle Offshore-Windkraft-Anlagen in Grossbritannien wurden erfolgreich nach diesem Modell vergütet.
- Dieses Modell kommt im Mantelerlass auch in der Schweiz zum Zug, sobald das Gesetz in Kraft tritt.

# Alpine PV-Anlagen haben ein attraktives saisonales Profil und können Stromerzeugung aus Speicherseen ergänzen

## Hohe Solarproduktion bei Tiefststand Speicherseen



Grafik: BFH, Ch. Bucher

## «Solarexpress»:

- Dringliches Bundesgesetz September 2022
- Erleichterte Genehmigungen für alpine PV
- max. 2TWh (3% des CH-Endverbrauchs)
- Inzwischen 30-50 alpine Projekte
- Installierte Jahresproduktion von >10 GWh bis Ende 2025 erforderlich
- Max. Investitionsbeitrag 60 Prozent

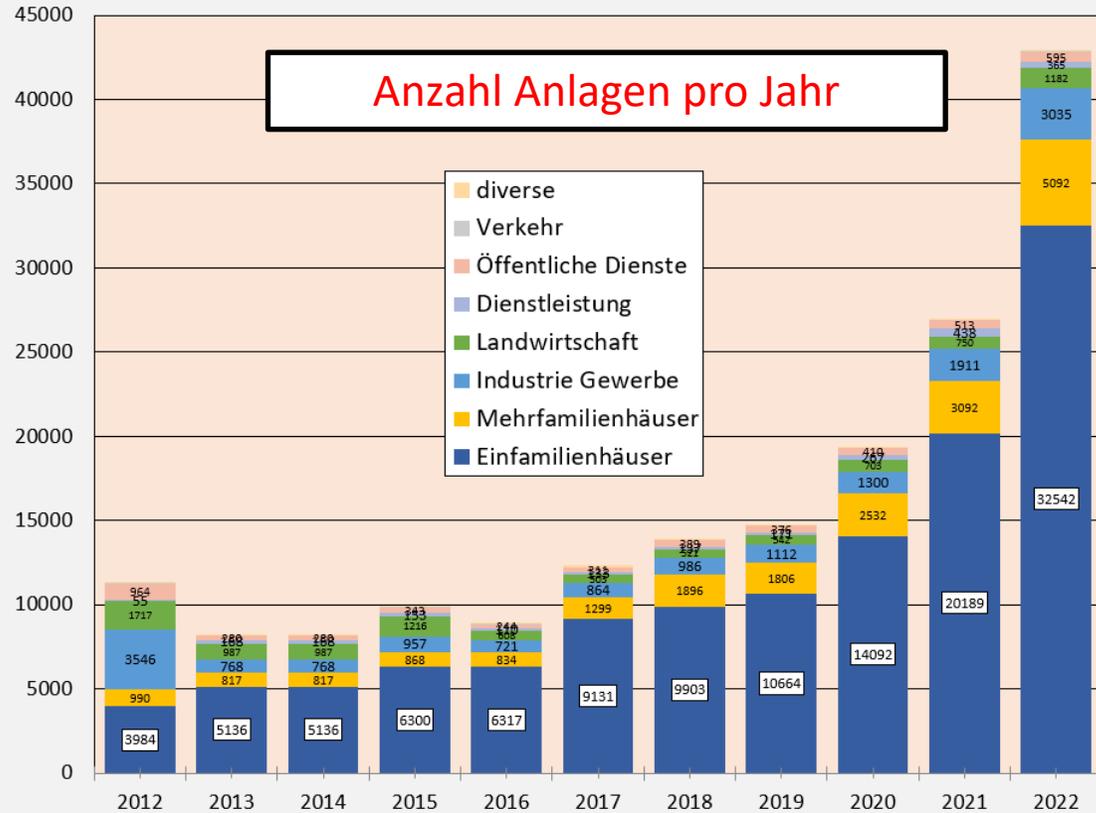
### Begleitmassnahme:

- PV-Dach-Obligatorium
- Nur Neubauten > 300 m<sup>2</sup> Dachfläche
- Kantone mit weiteren PV-Obligatorien

# Anzahl, installierte Leistung nach Standort

Anzahl CH-Neuinstallationen PV-Anlagen nach Standort

Anzahl Anlagen pro Jahr



Entwicklung der installierten Leistung nach Standort (in kW)

Neu installierte Leistung pro Jahr



Bei der Anzahl dominieren Einfamilienhäuser.

Bei der installierten Leistung dominieren Dächer in Industrie und Gewerbe.

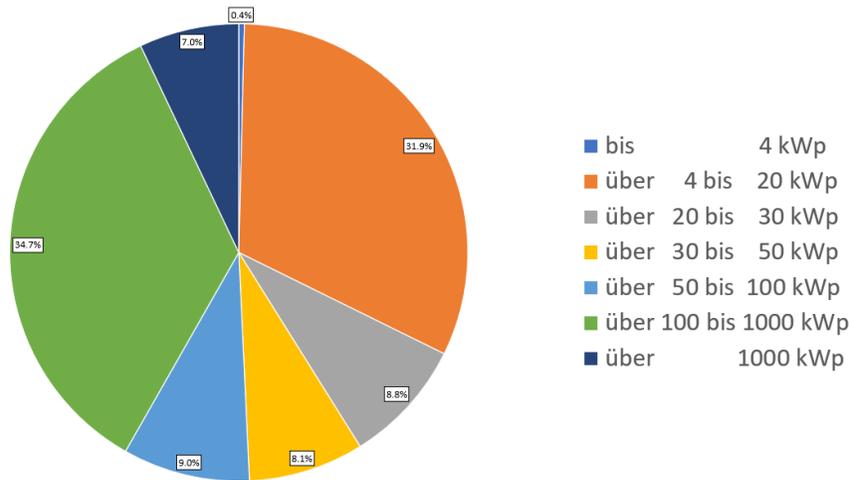
Unterdurchschnittlich sind Installationen auf Mehrfamilienhäusern trotz hoher Rentabilität dank ZEV-Lösungen\*

\*ZEV = gesetzlich geregelte Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch

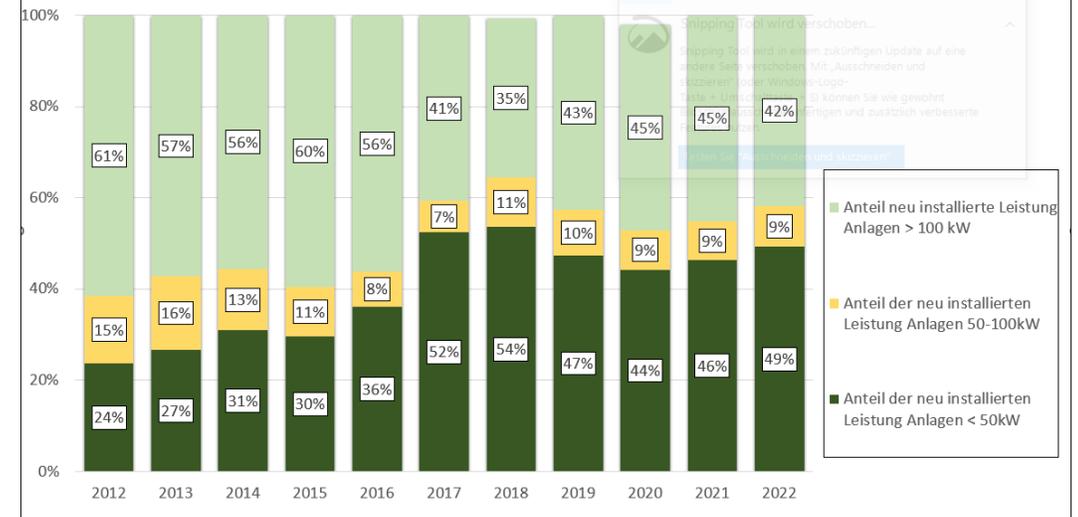
# Wenige Grossanlagen in CH – auch «Grossanlagen» sind klein

Bedeutendes Kostensenkungspotenzial auf Infrastruktur-Flächen des Bundes

Verteilung der neu installierten PV-Leistung 2022  
in Prozent nach Anlagengrösse



Entwicklung der Marktsegmente in MW nach Grösse der Anlagen



- Hoher Anteil kleiner Dachanlagen mit eher hohen spezifischen Kosten
- Billigere PV auf Infrastrukturen wenig genutzt:
  - Parkplätze, flächige Verkehrs-Infrastrukturen (SBB, Strassen)
- Freiflächenanlagen oft umstritten
- PV-Zugang auf Infrastruktur des Bundes seit 2022 gesetzlich verankert.

## Neue Regelung im Energiegesetz ab 2025:

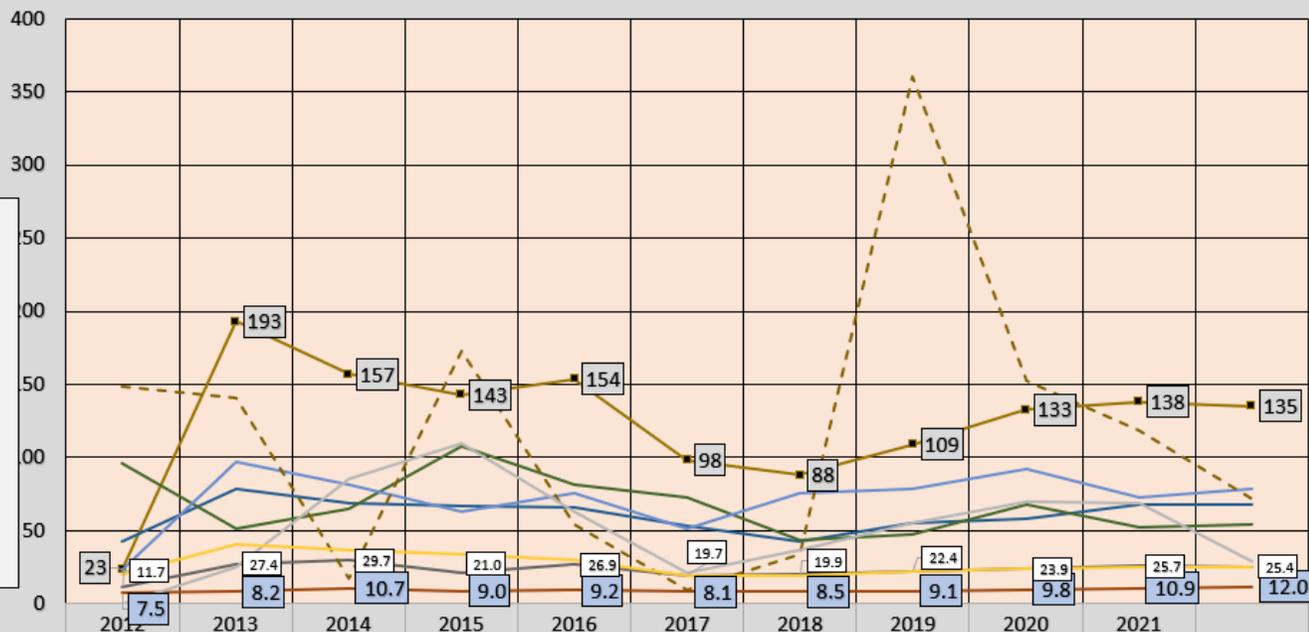
«Art. 45b An den Infrastrukturen der Bundesverwaltung und der bundesnahen Betriebe sind geeignete Flächen solaraktiv auszurüsten. Infrastrukturoberflächen, die nicht genutzt werden, sind an private Organisationen, Unternehmungen oder Personen zur Nutzung zur Verfügung zu stellen.

2 Der Bundesrat regelt die Ausnahmen, insbesondere wenn das Erstellen einer Solaranlage:

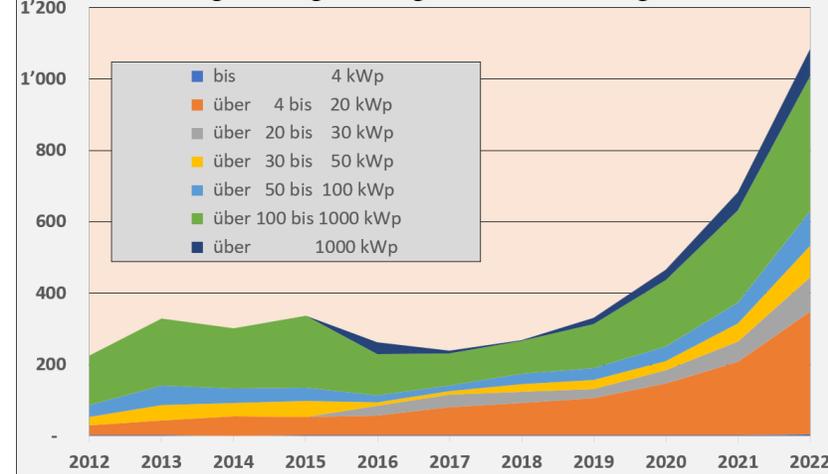
- a. anderen öffentlich-rechtlichen Vorschriften widerspricht;
- b. technisch nicht möglich ist; oder
- c. wirtschaftlich unverhältnismässig ist.»

# Spezifische Anlagengrösse nach Standort: Durchschnitt

## Entwicklung der durchschnittlichen Anlagengrösse in kW nach Standort



## Entwicklung der Anlagenleistung nach Grösse der Anlagen in MW



Neu-Installationen verteilen sich bisher auf

- Begrenzte Zahl mittelgrosser Anlagen (>100 kW)
- sehr viele kleine Anlagen (<20 kW)

# Spezifische Kosten abhängig von Anlagengrösse und Standorttyp: Grossanlagen meist billiger, Kleinanlagen dank Eigenverbrauch trotzdem rentabel

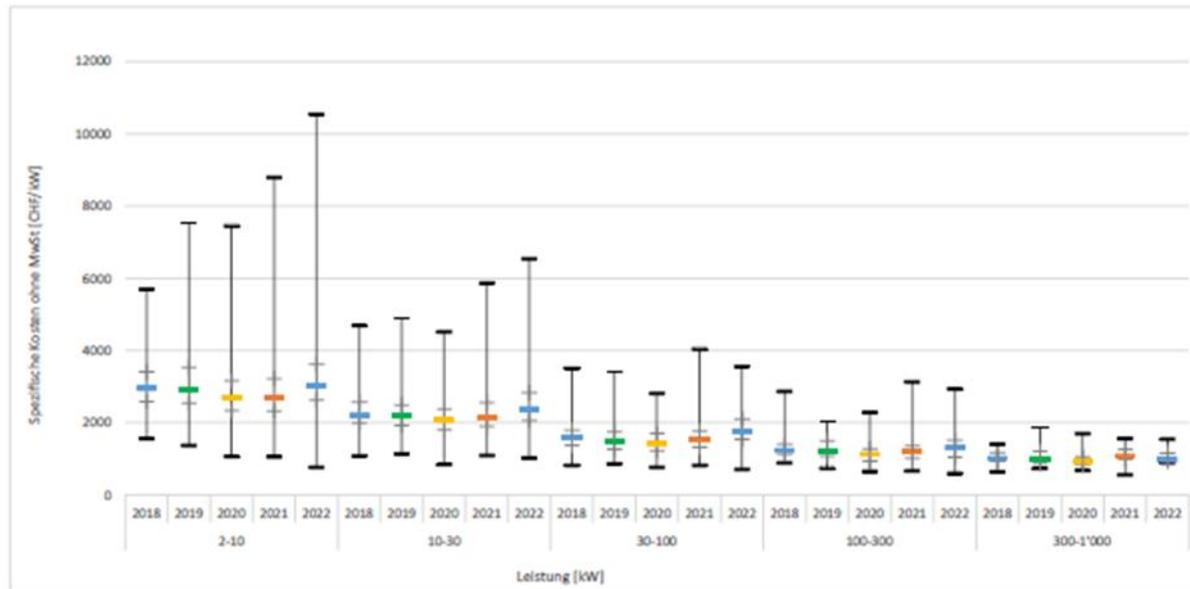
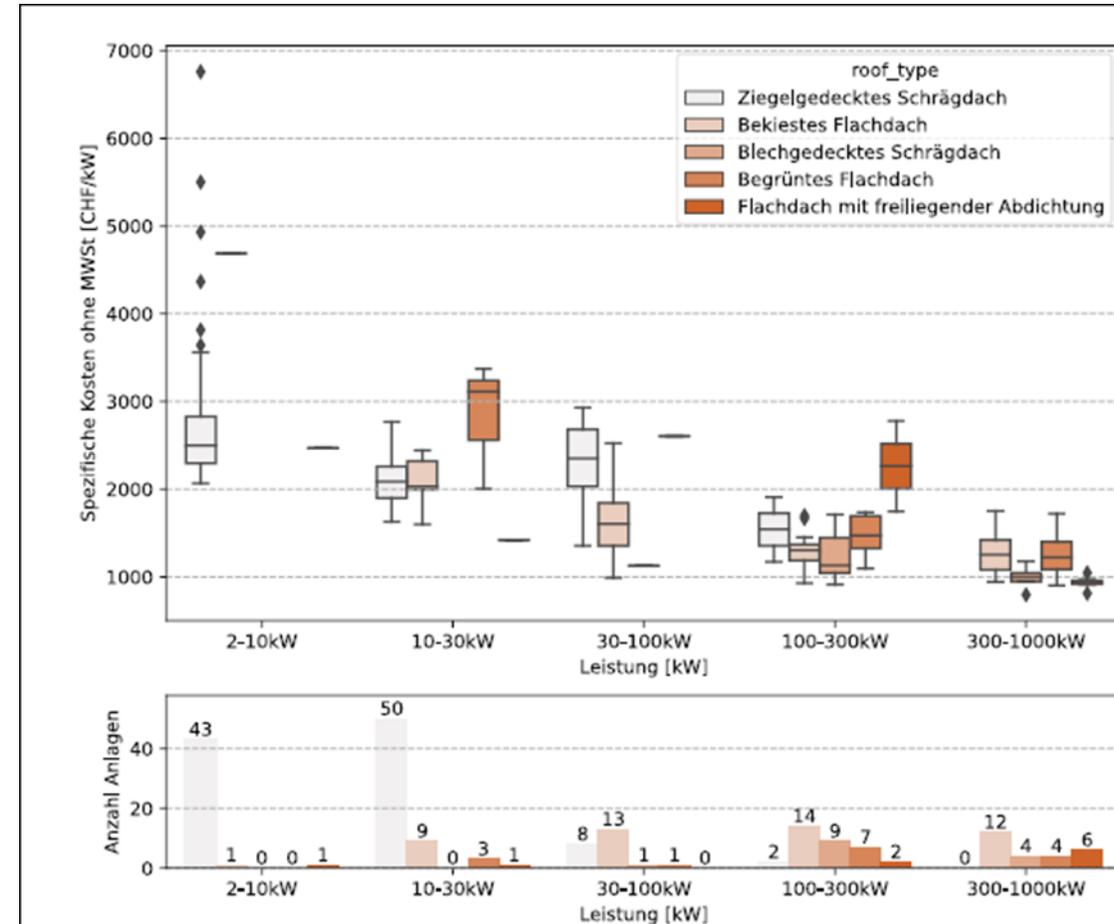


Abbildung 22: Entwicklung der statistischen Verteilung der spezifischen Kosten von Aufdach-PV-Anlagen in den einzelnen Leistungsbereichen in CHF/kWh (ohne MWST). Dargestellt sind fünf Leistungsbereiche und in allen Leistungsbereichen die Daten für 2018, 2019, 2020, 2021 und 2022. Die farbigen Balken stehen für die Medianwerte. Die Extremwerte markieren die maximalen und minimalen spezifischen Kosten in den jeweiligen Kategorien. Die dünneren Querlinien kennzeichnen die ersten und dritten Quartile (25 % und 75 %).

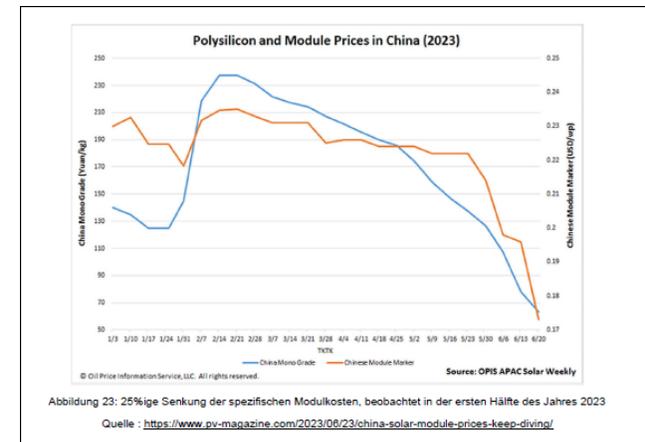


# Kleinanlagen erhalten spezifisch meist eine kleinere Einmalvergütung (gemessen an Investitionskosten)

| Förderung von PV-Anlagen 2023                          | in CHF/kW          |          |            |
|--|--------------------|----------|------------|
| Stand  | Freiflächenanlagen | angebaut | integriert |
| <b>Einmalvergütung für Anlagen mit Eigenverbrauch</b>  |                    |          |            |
| < 30 kW  |                    | 400      | 440        |
| < 100 kW   |                    | 300      | 330        |
| > 100 kW   |                    | 270      |            |
| <b>Einmalvergütung für Anlagen ohne Eigenverbrauch</b> |                    |          |            |
| < 150 kW   | 450                | 450      | 450        |
| > 150 kW   | Auktion            | Auktion  | Auktion    |
| <b>Zusatzboni</b>                                      |                    |          |            |
| Neigungswinkelbonus                                    | 100                | 100      | 250        |
| Höhenbonus > 1500 m                                    | 250                |          |            |

Tabelle 1: Medianwerte der spezifischen Kosten von Aufdachanlagen in den fünf letzten Jahren. Die Tabelle zeigt auch die relative Änderung im Vergleich zum Vorjahr.

| Leistungsbereich [kW] | Median Spezifische Kosten [CHF/kW] |      |      |      |      | Veränderung im Vergleich zum Vorjahr |      |      |      |
|-----------------------|------------------------------------|------|------|------|------|--------------------------------------|------|------|------|
|                       | 2018                               | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2019                                 | 2020 | 2021 | 2022 |
| 2-10                  | 2953                               | 2914 | 2692 | 2696 | 3032 | -1%                                  | -8%  | 0%   | 12%  |
| 10-30                 | 2214                               | 2201 | 2071 | 2131 | 2384 | -1%                                  | -6%  | 3%   | 12%  |
| 30-100                | 1589                               | 1466 | 1407 | 1529 | 1759 | -8%                                  | -4%  | 9%   | 15%  |
| 100-300               | 1236                               | 1217 | 1132 | 1202 | 1312 | -2%                                  | -7%  | 6%   | 9%   |
| 300-1000              | 1016                               | 990  | 919  | 913  | 1097 | -3%                                  | -7%  | -1%  | 20%  |
| >1000                 |                                    | 777  | 819  | 1075 | 982  |                                      | 5%   |      | -9%  |



Bundesamt für Energie/Energie Schweiz: Photovoltaikmarkt: Preisbeobachtungsstudie 2022 (4.Juli 2023)