Energieperspektiven 2035/2050 :

Erneuerbare Energien

Vorläufige Resultate

Prof. A. Wokaun

Paul Scherrer Institut

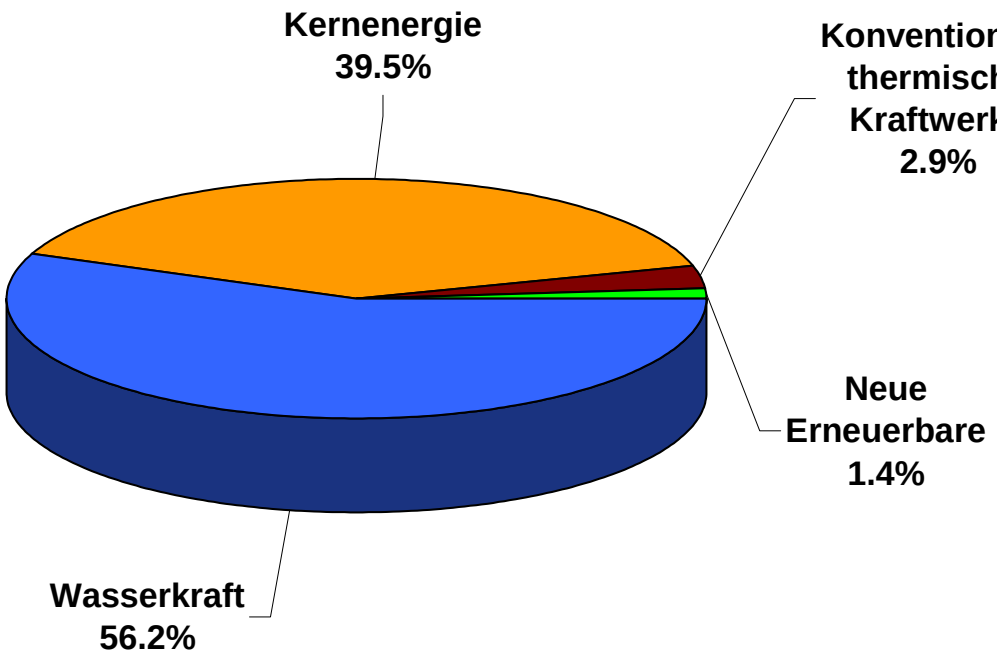
Workshop

Zukunft des Elektrizitätsangebotes

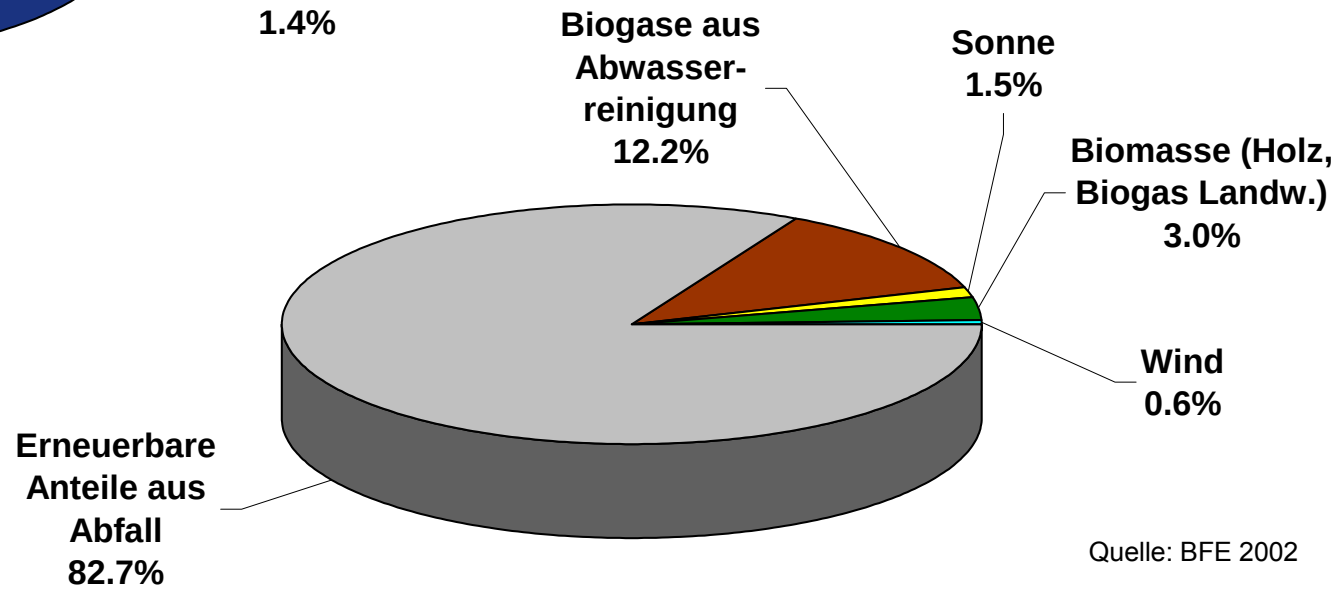
Bern, 2. Juli 2004

Stromproduktion Schweiz 2002

Gesamt 65‘011 GWh



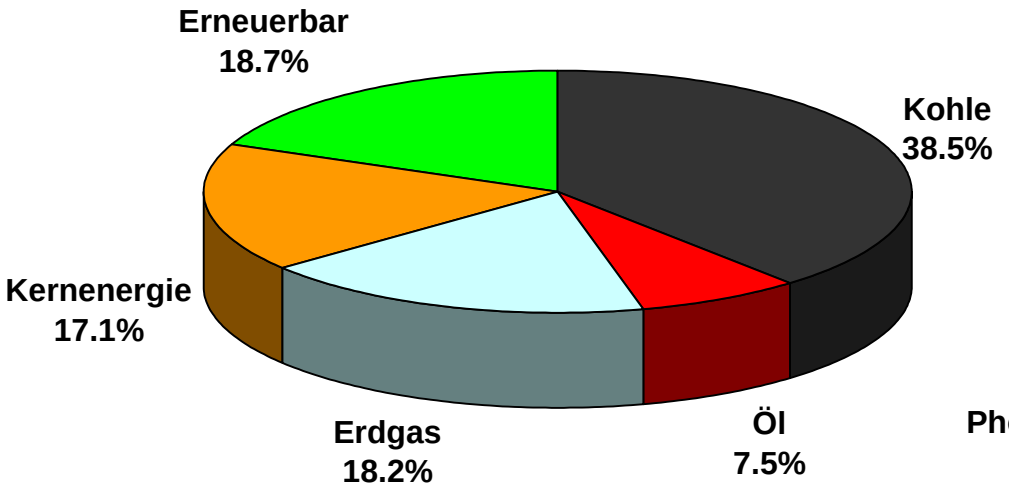
Gesamt 904 GWh



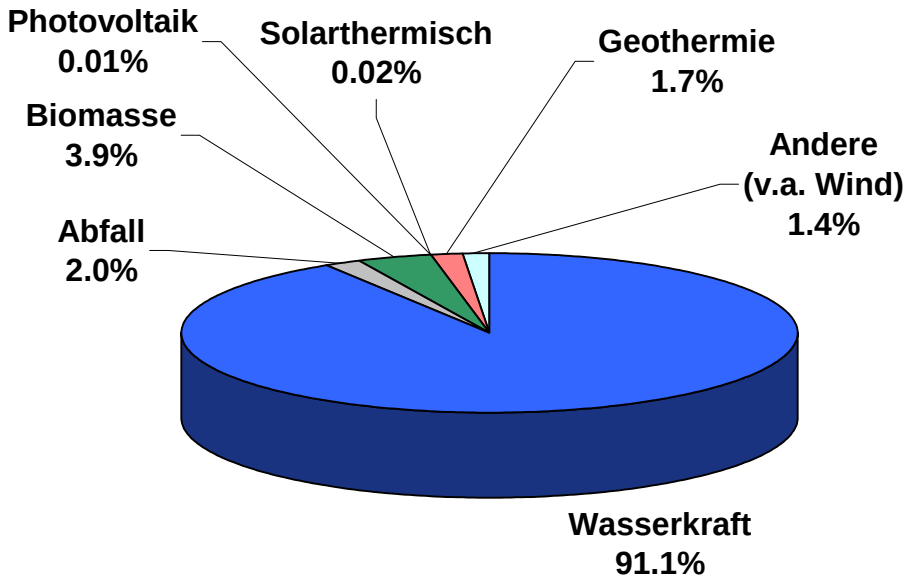
Quelle: BFE 2002

Stromproduktion Welt 2001

Gesamt 15‘546 TWh



Gesamt 2906 TWh



Quelle: IEA Website

Kleinwasserkraft

Klassifizierung

Leistung: Kleinwasserkraftwerk < 10 MW

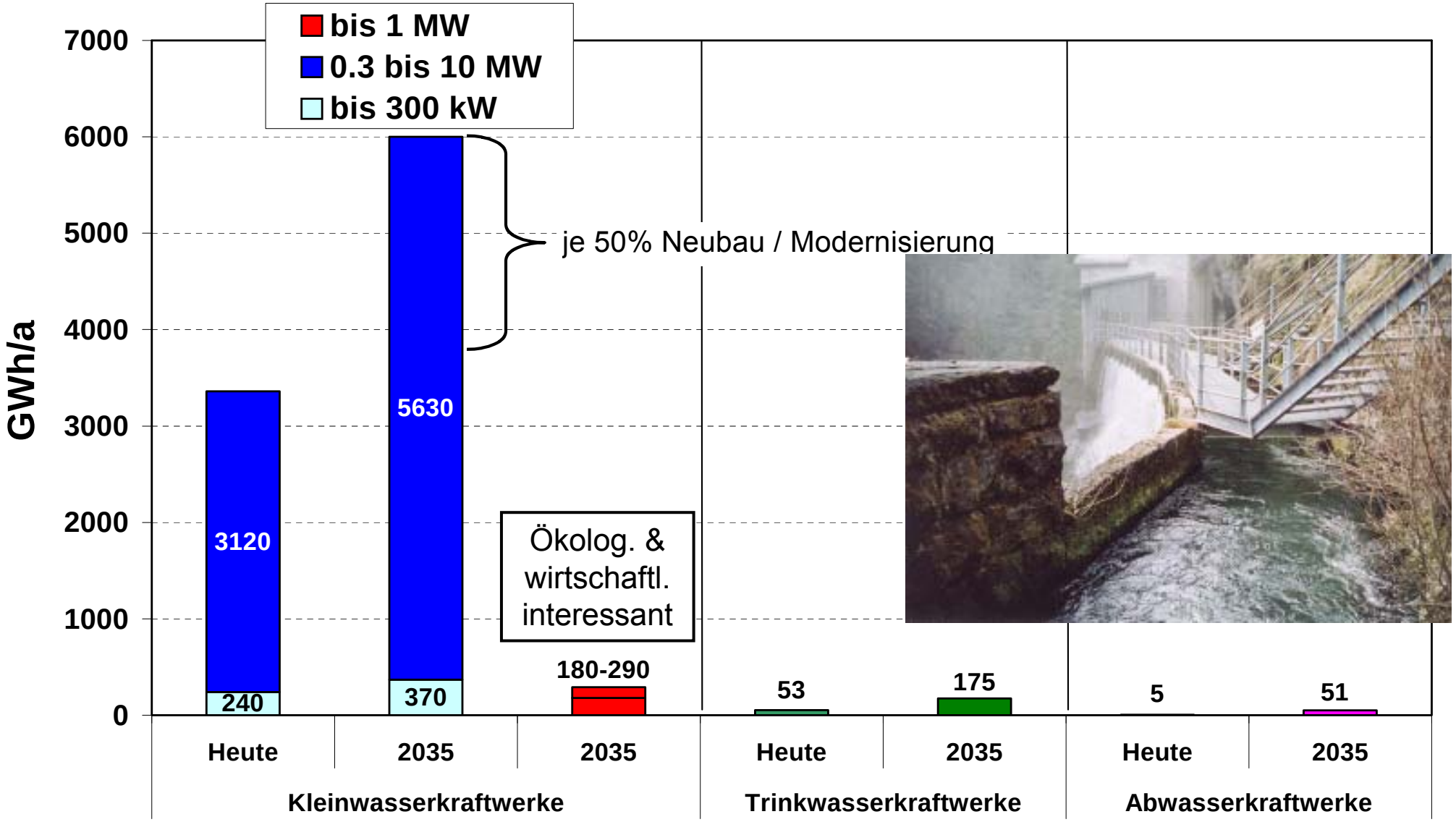
Kleinstwasserkraftwerk < 300 kW

Typ: Hoch- und Niederdruckkraftwerke

Abwasserkraftwerke

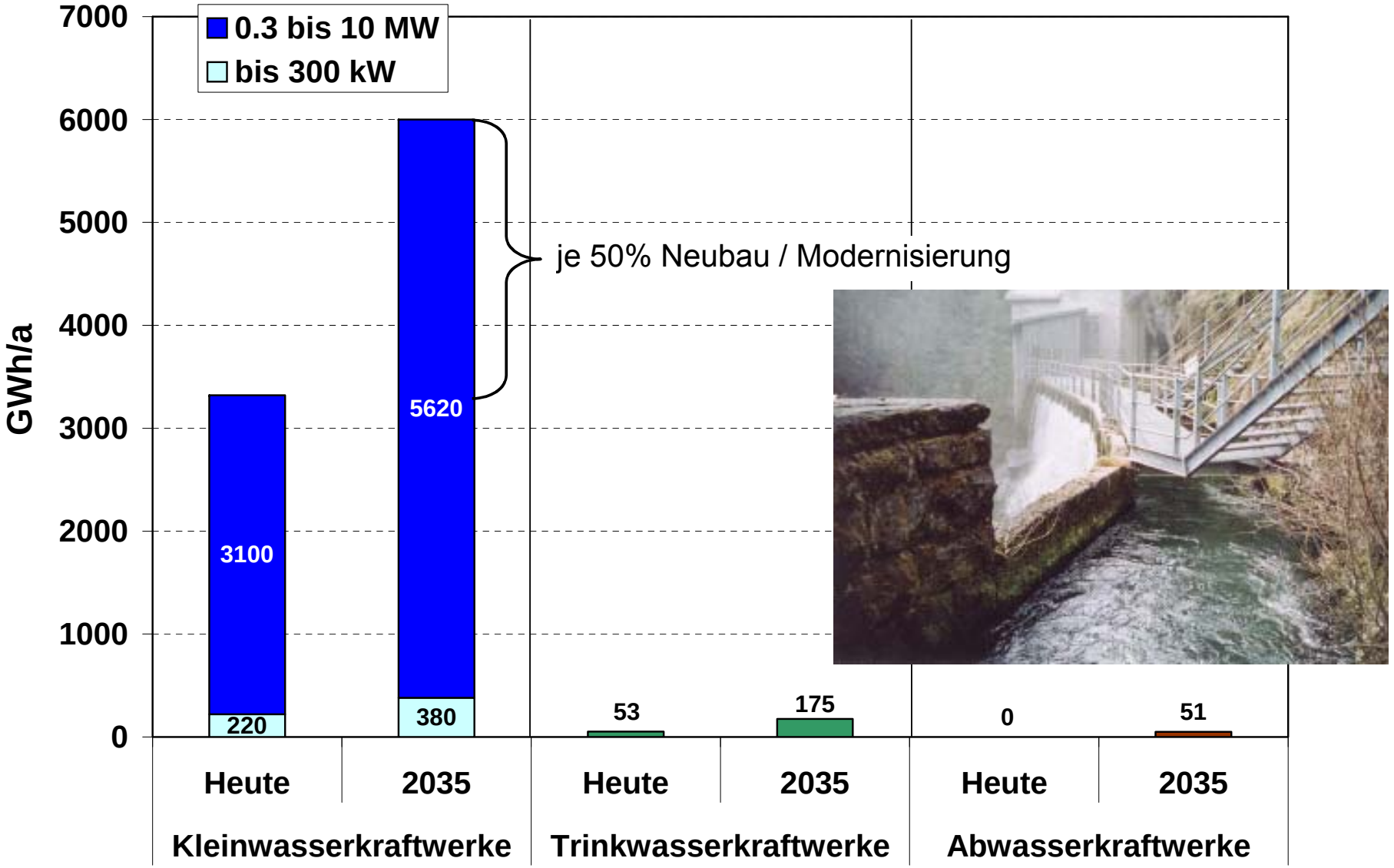
Trinkwasserkraftwerke

Potenzial Kleinwasserkraft in der Schweiz bis 2035



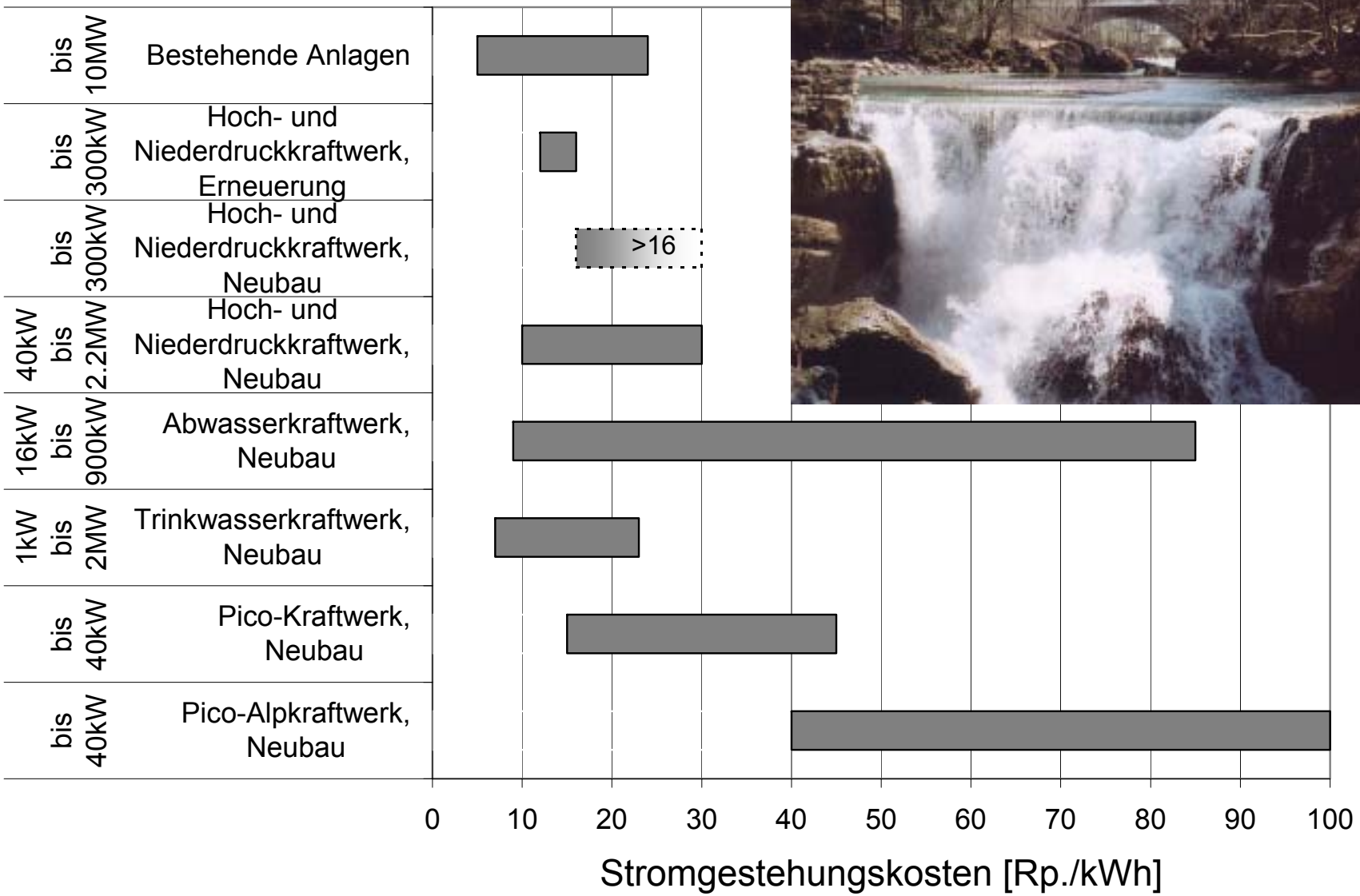
Quellen: SmallHydro, DIANE, Lorenzoni et al. 2000

Potenzial Kleinwasserkraft in der Schweiz bis 2035



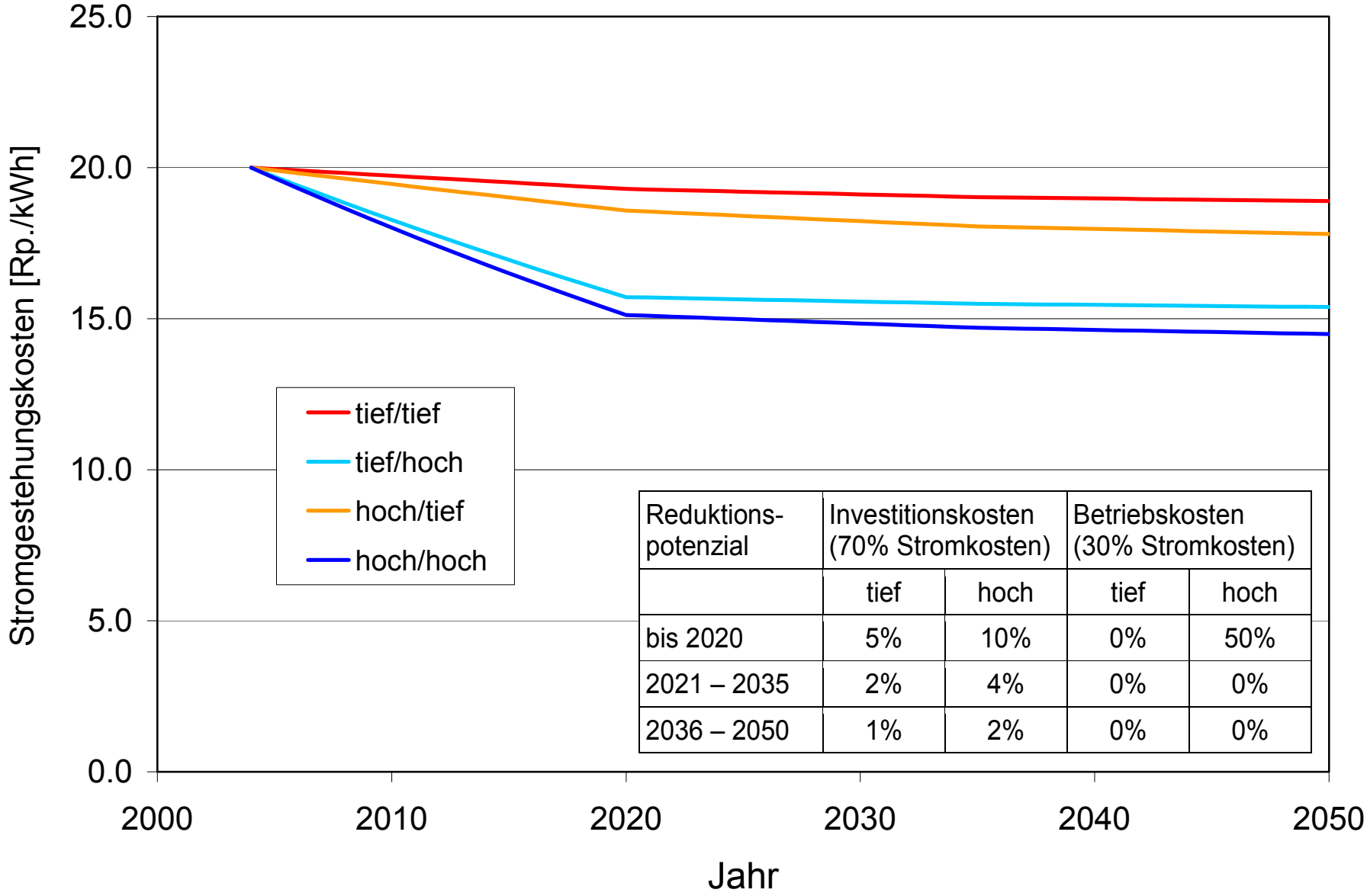
Quellen: SmallHydro, DIANE, Lorenzoni et al. 2000

Derzeitige Stromgestehungskosten



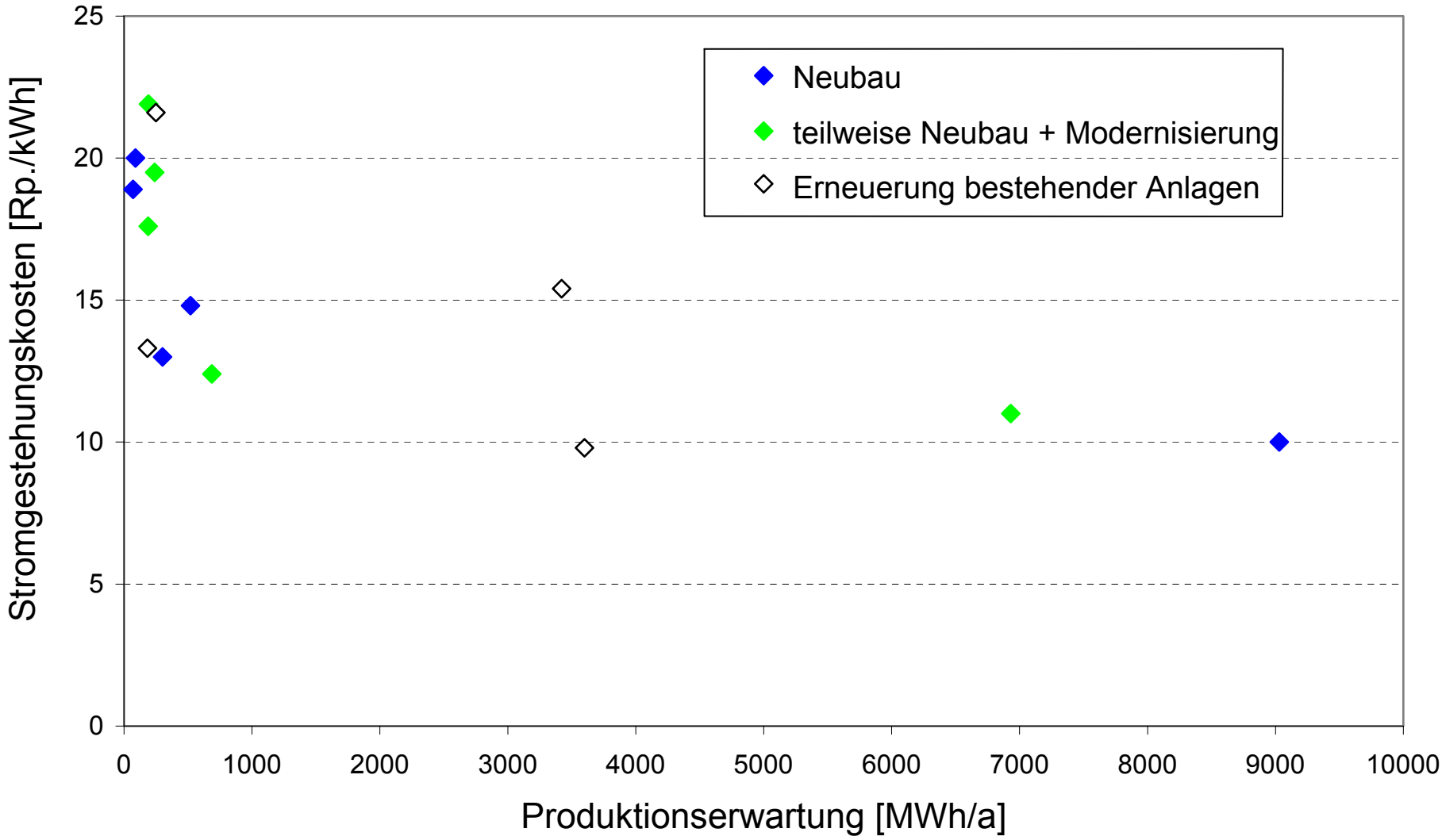
Quellen: DIANE, Lorenzoni et al. 2000

Entwicklung der Stromgestehungskosten

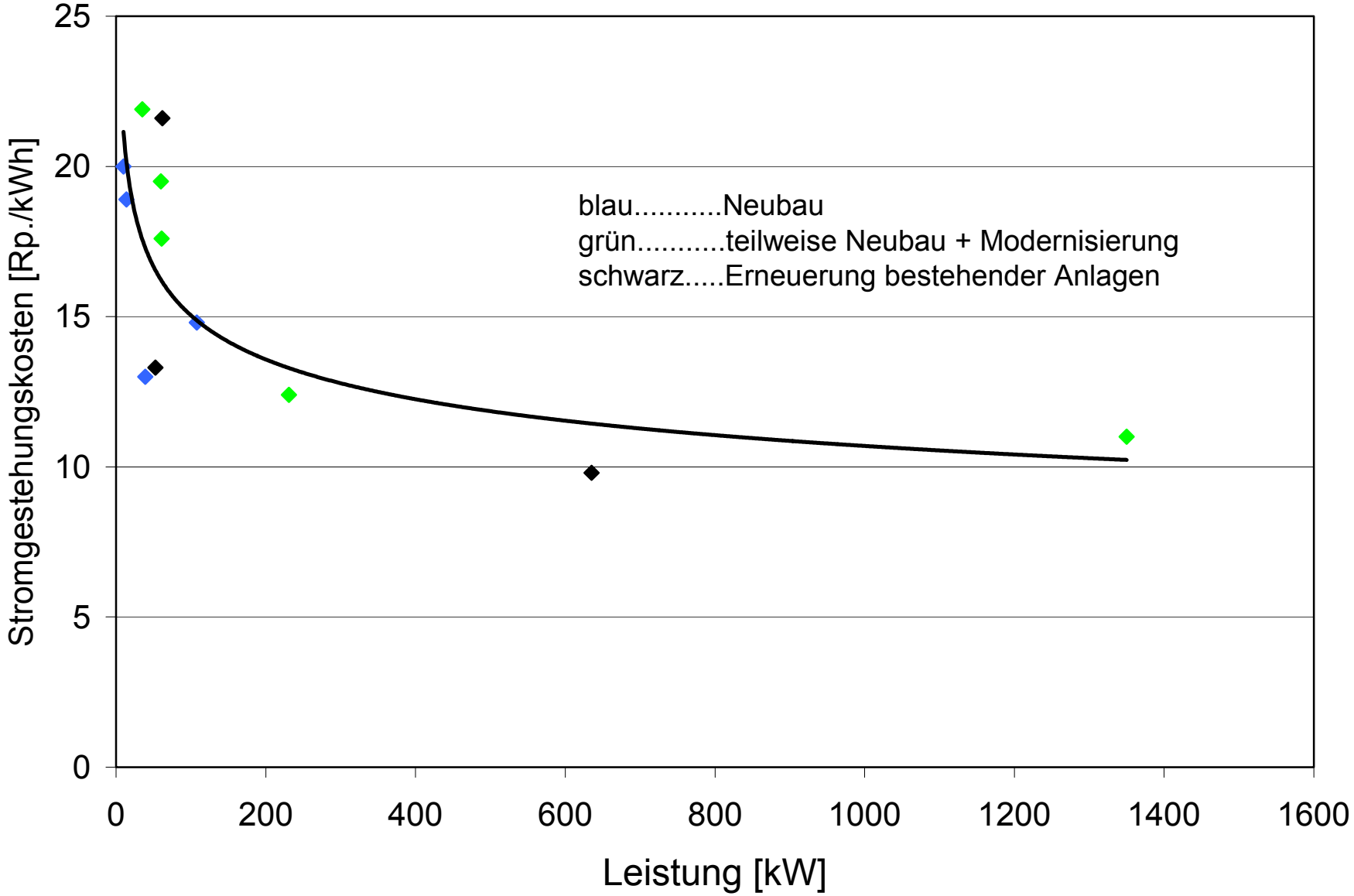


Reduktions-potenzial	Investitionskosten (70% Stromkosten)		Betriebskosten (30% Stromkosten)	
	tief	hoch	tief	hoch
bis 2020	5%	10%	0%	50%
2021 – 2035	2%	4%	0%	0%
2036 – 2050	1%	2%	0%	0%

Stromgestehungskosten vs. Produktionserwartung



Stromgestehungskosten vs. Leistung

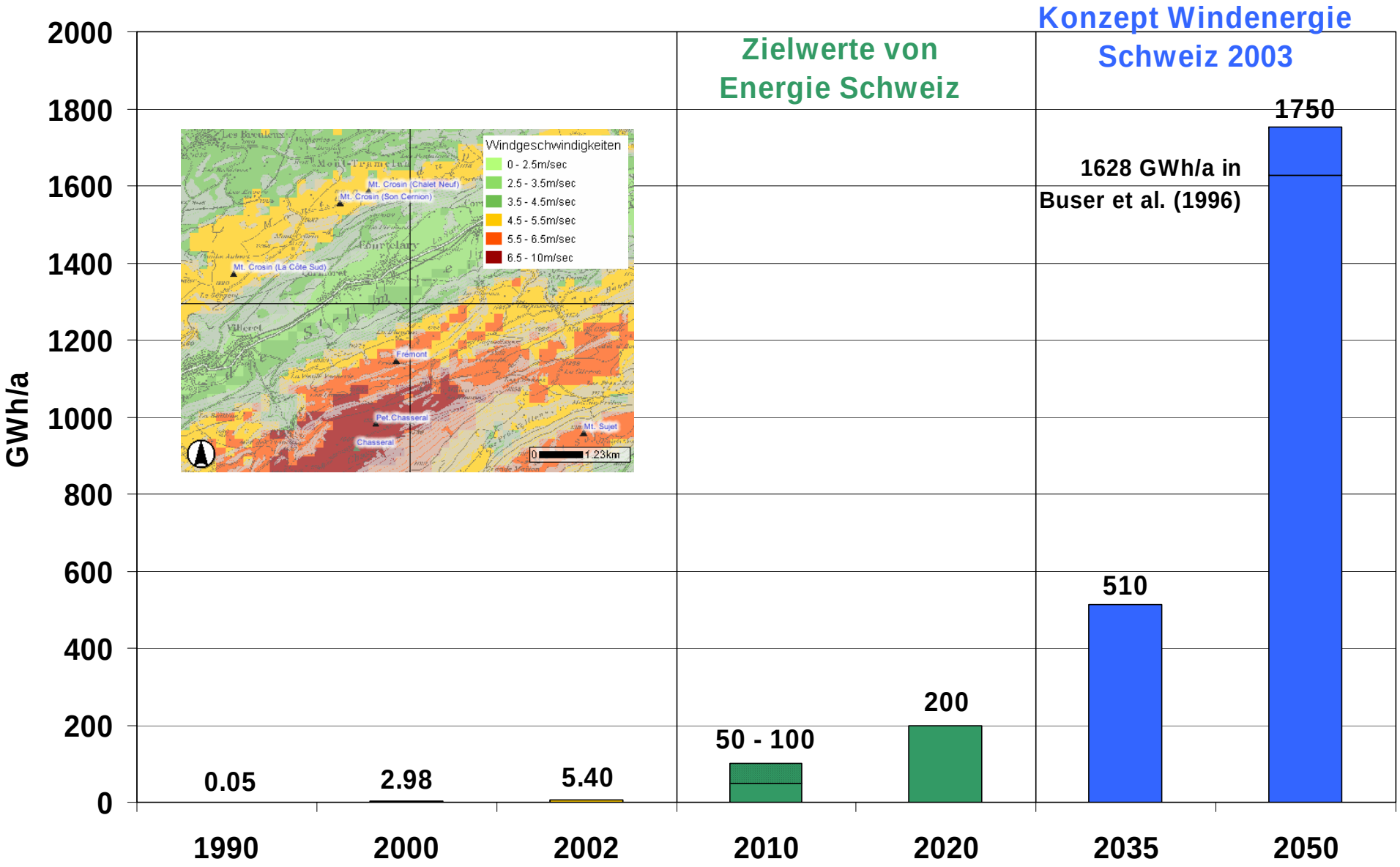


Windkraftanlagen heute

Onshore		Offshore
600 kW – 3 MW (5 MW in Entwicklung)	Leistung (MW)	2 – 5 MW
1000 – 3000 (CH: 1200 – 1500)	Volllastunden (h/a)	2500 – 4000
40 – 120 40 – 95	Turmhöhe (m) Rotordurchmesser (m)	60 – 100 80 – 125

Stromeinspeisung ins Netz
bei Windgeschwindigkeiten
zwischen 3 – 25 m/s.

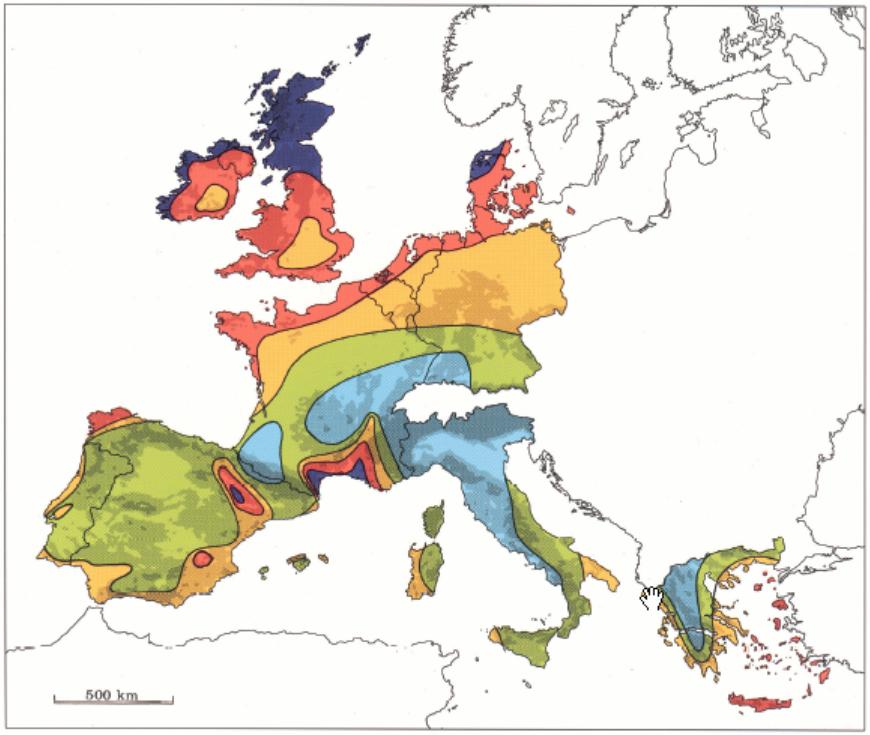
Potenzial Windkraft in der Schweiz bis 2050



Potenzial Windkraft in Europa

Inst. Leistung (GW)	Ende 2003	2010 On- / Offshore		2020 On- / Offshore	
EU-15	28.44	65	10	110	70

Quelle: EWEA 2004

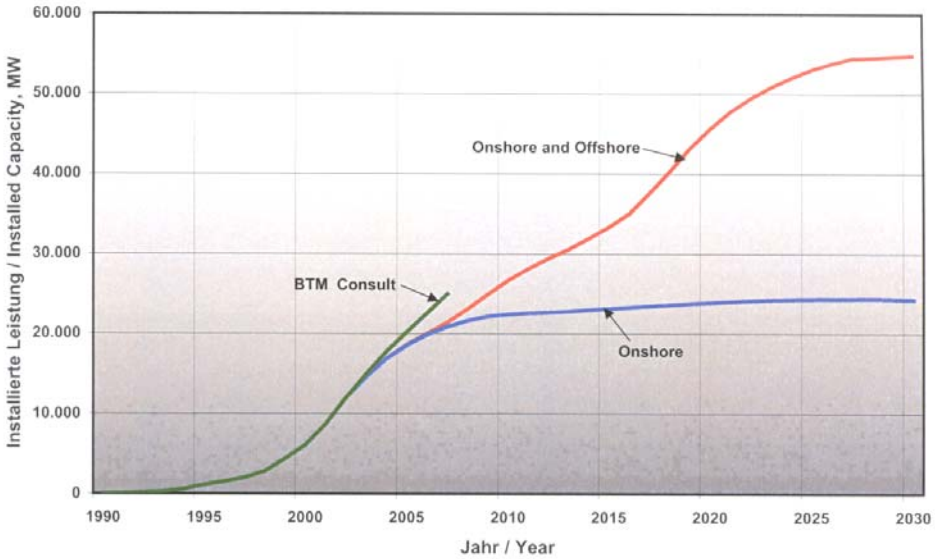


Wind resources at 50 metres above ground level for five different topographic conditions

	Sheltered terrain		Open plain		At a sea coast		Open sea		Hills and ridges	
	$m\,s^{-1}$	Wm^{-2}	$m\,s^{-1}$	Wm^{-2}	$m\,s^{-1}$	Wm^{-2}	$m\,s^{-1}$	Wm^{-2}	$m\,s^{-1}$	Wm^{-2}
	> 6.0	> 250	> 7.5	> 500	> 8.5	> 700	> 9.0	> 800	> 11.5	> 1800
	5.0-6.0	150-250	6.5-7.5	300-500	7.0-8.5	400-700	8.0-9.0	600-800	10.0-11.5	1200-1800
	4.5-5.0	100-150	5.5-6.5	200-300	6.0-7.0	250-400	7.0-8.0	400-600	8.5-10.0	700-1200
	3.5-4.5	50-100	4.5-5.5	100-200	5.0-6.0	150-250	5.5-7.0	200-400	7.0- 8.5	400- 700
	< 3.5	< 50	< 4.5	< 100	< 5.0	< 150	< 5.5	< 200	< 7.0	< 400

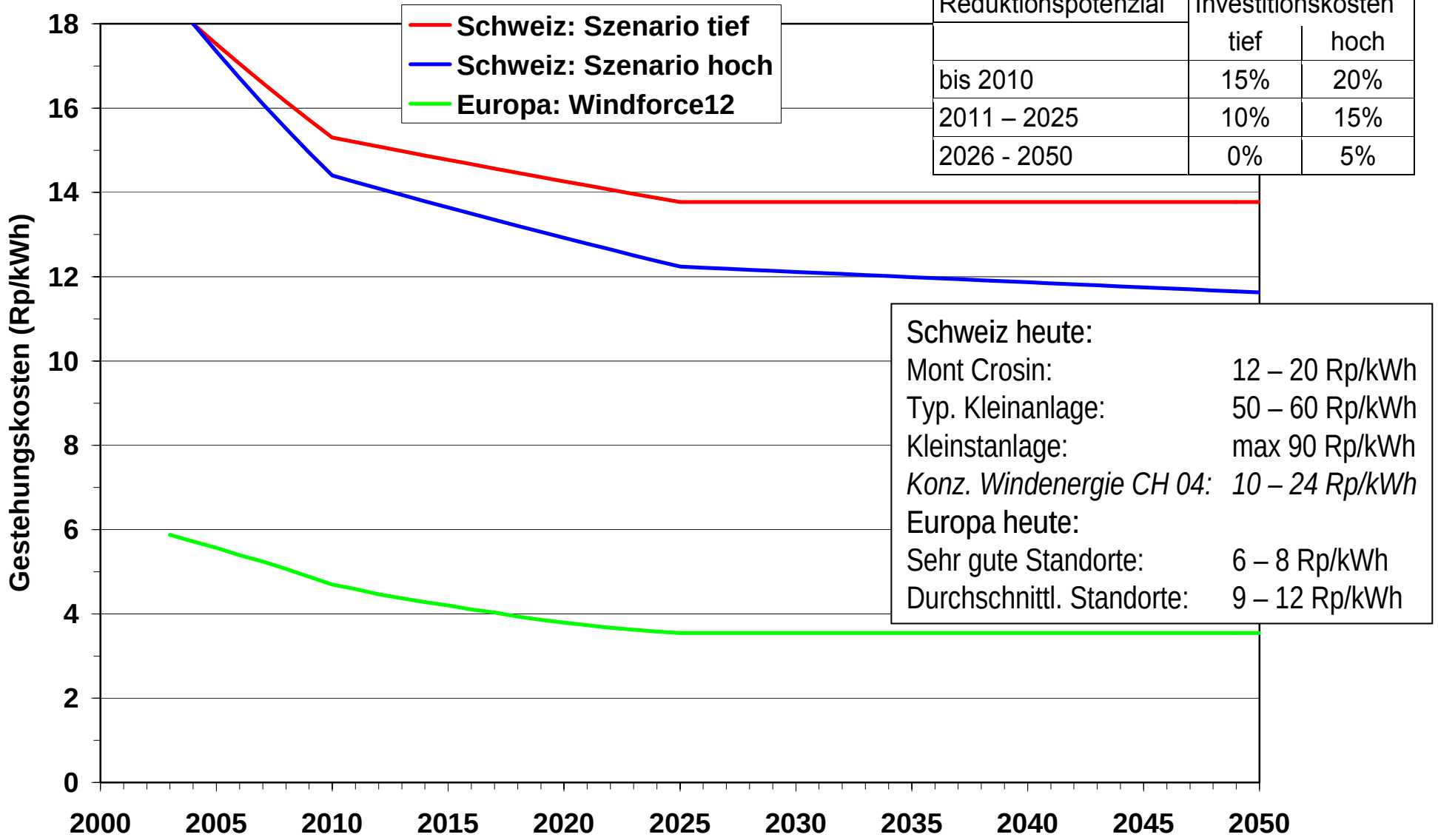
European Wind Atlas, Onshore
Quelle: Risø National Laboratory.

Kumulierte Entwicklung in Deutschland



Quelle: Wind Energy Study 2004

Entwicklung der Stromgestehungskosten



Reduktionspotenzial	Investitionskosten	
	tief	hoch
bis 2010	15%	20%
2011 – 2025	10%	15%
2026 - 2050	0%	5%

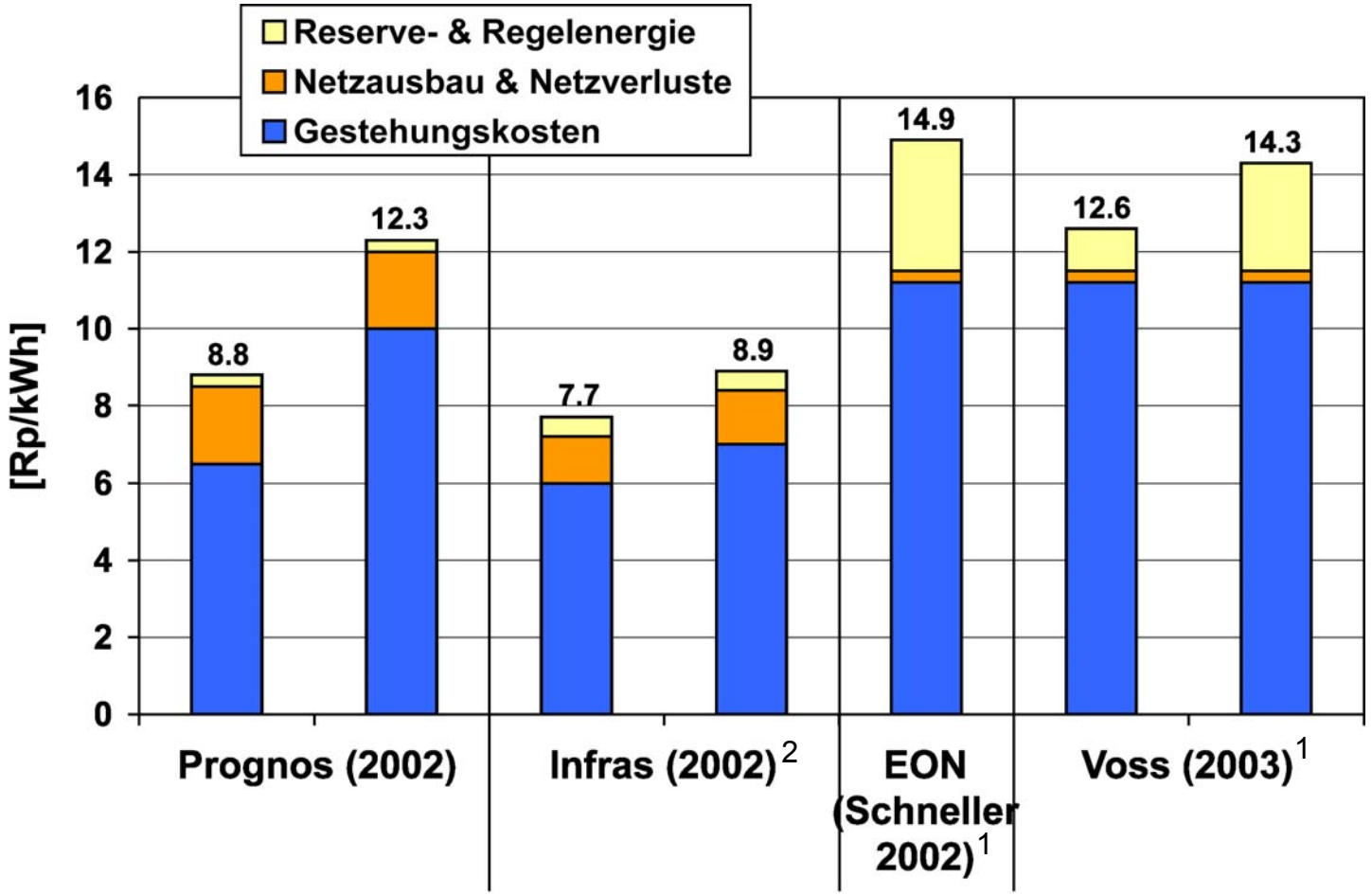
Schweiz heute:

Mont Crosin:	12 – 20 Rp/kWh
Typ. Kleinanlage:	50 – 60 Rp/kWh
Kleinstanlage:	max 90 Rp/kWh
Konz. Windenergie CH 04:	*10 – 24 Rp/kWh*

Europa heute:

Sehr gute Standorte:	6 – 8 Rp/kWh
Durchschnittl. Standorte:	9 – 12 Rp/kWh

Kosten Windstromimport 2020



[1] Durchschnittliche Einspeisevergütung in Deutschland im Jahr 2020: 6.8 €-Cent/kWh für Onshore und 7.6 €-Cent/kWh für Offshore (Luther 2003). Annahme für Windstromimport geht von jeweils 50% Onshore und Offshore aus, woraus mittlere Gestehungskosten von 11.2 Rp/kWh (7.2 €-Cent/kWh) resultieren.

[2] Min-Max 4.8 – 11.9 Rp/kWh gemäss deutlich optimistischerem und pessimistischerem Szenario

Aktuelle PV-Wirkungsgrade

Laborzellen

Dreischichtzellen		Sharp	39.2%[1),3)]
		Spectrolab	36.9%[1)]
		Spectrolab	32.0%
Galliumarsenid		Kopin	25.1%
Silizium	mc	UNSW	24.7%
	pc	UNSW	19.8%
	dünnfilm	FhG ISE	20.2%
	amorph	Uni Toledo	12.5%[2)]
	tripel	UnitedSolar	15.2%[2)]
	hybrid	U Neuenburg	11.9%
CIGS	auf Glas	NREL	18.4%[2)]
	auf Polymer	ETHZ	12.8%[2)]
Farbstoffzelle		EPFL	11.0%[2)]
Organische Zellen		Siemens	ca. 5%

1) Unter konzentriertem Sonnenlicht (200 bzw. 310x)
2) Vor Degradation
3) Bestätigung durch unabhängiges Labor steht noch aus

Zellen in handelsüblichen Modulen

Silizium

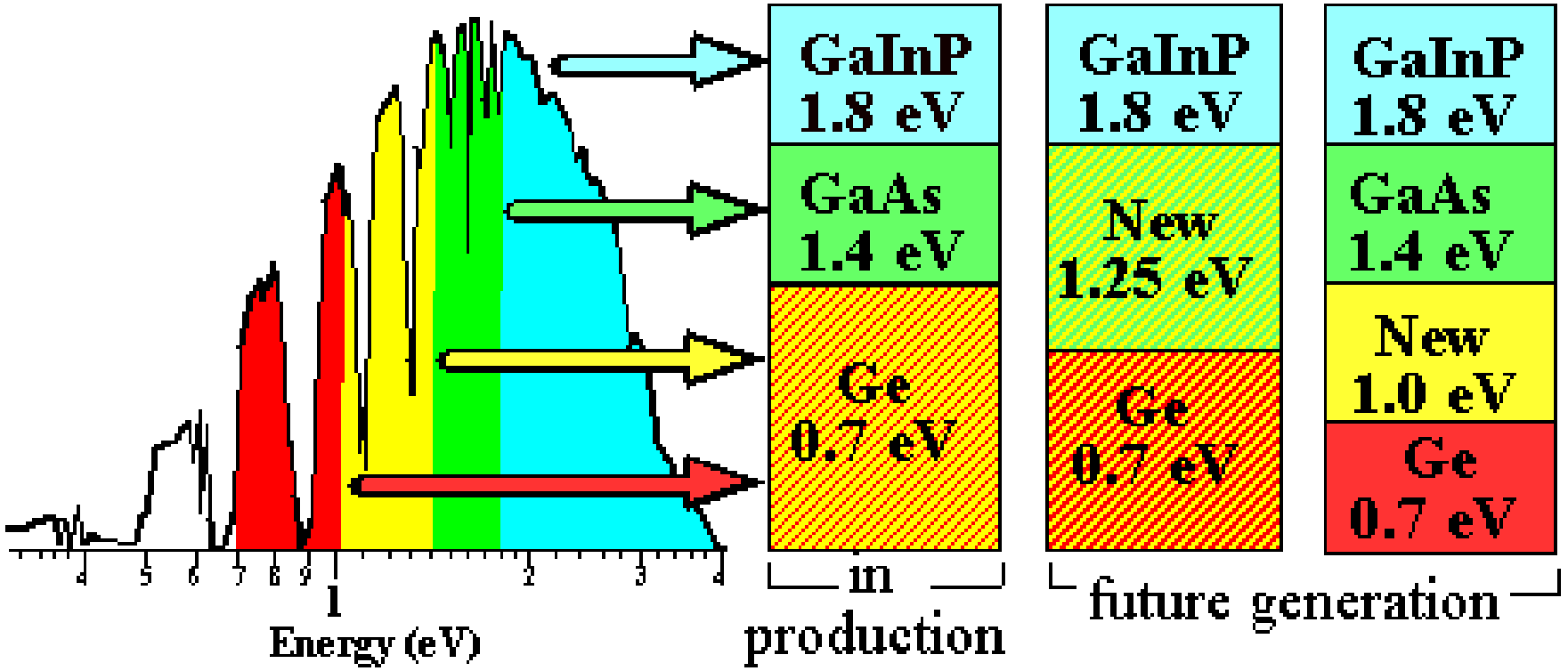
mc	Sun Power	17-18%
	BP Solar	15-16%
	Shell Solar	14-15%
pc	Kyocera	13-14%
amorph	Sanyo	8-9%
tripel	UnitedSolar	7-8%

CIGS

auf Glas	Shell Solar	10-11%

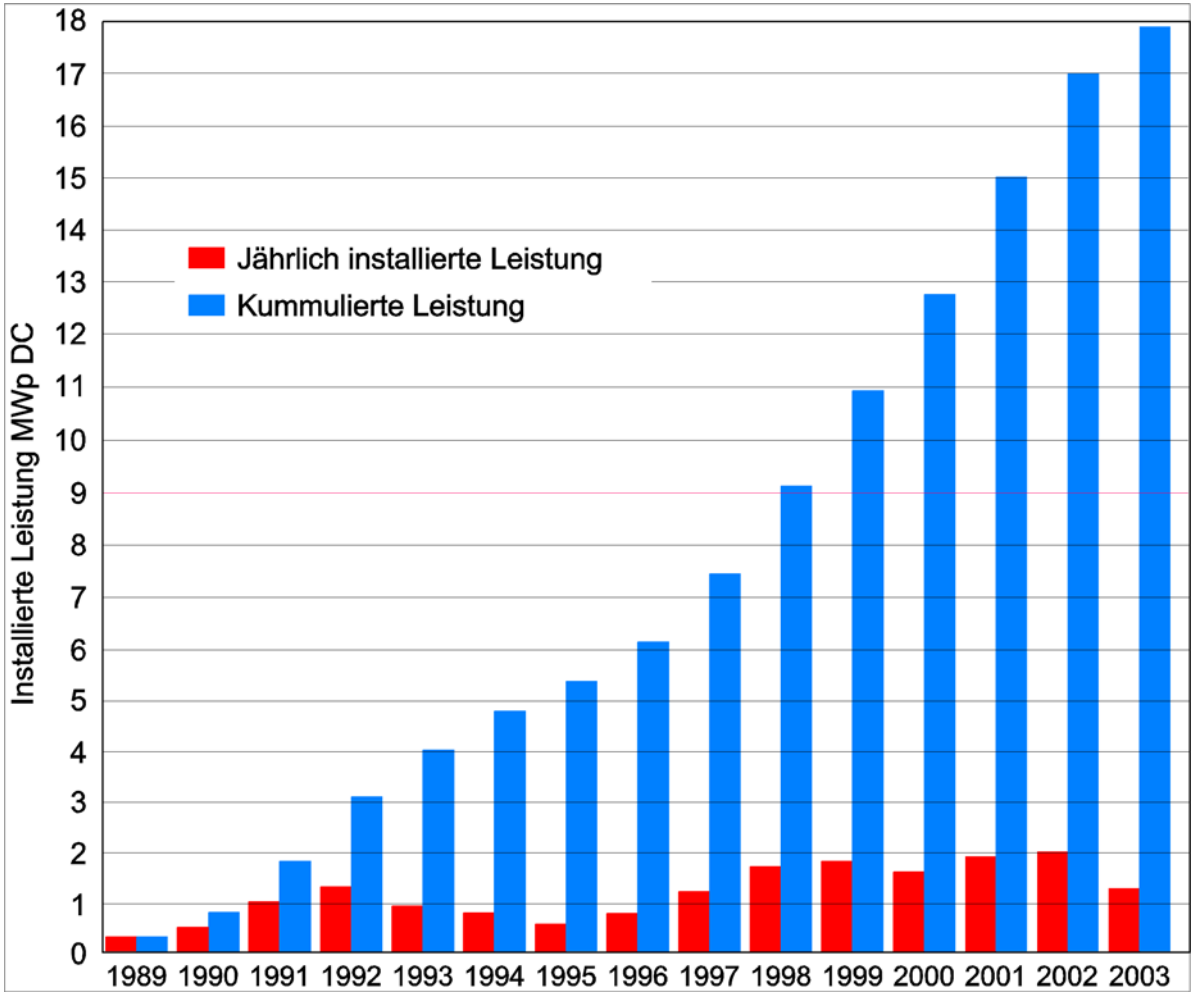
Quellen: Conference proceedings, Progress in Photovoltaic, www, PSI-Messungen, Presseinformation FhG ISE

Prinzip der Mehrschichtzelle



Ziel:	Bessere Ausnützung des Sonnenspektrums
Methode:	Mehrere gestapelte Zellen wandeln simultan die einzelne Anteile des Spektrums in Strom um
Prognose:	72% Wirkungsgrad mit 36er-Stapel (thermodynamisch möglich: 94.8%)

Photovoltaik: installierte Leistung in der Schweiz



- Ende 2003 ca. 1600 Anlagen
  Gesamtleistung: 17.9MWp
- Seit 5 Jahren stagnierender Markt

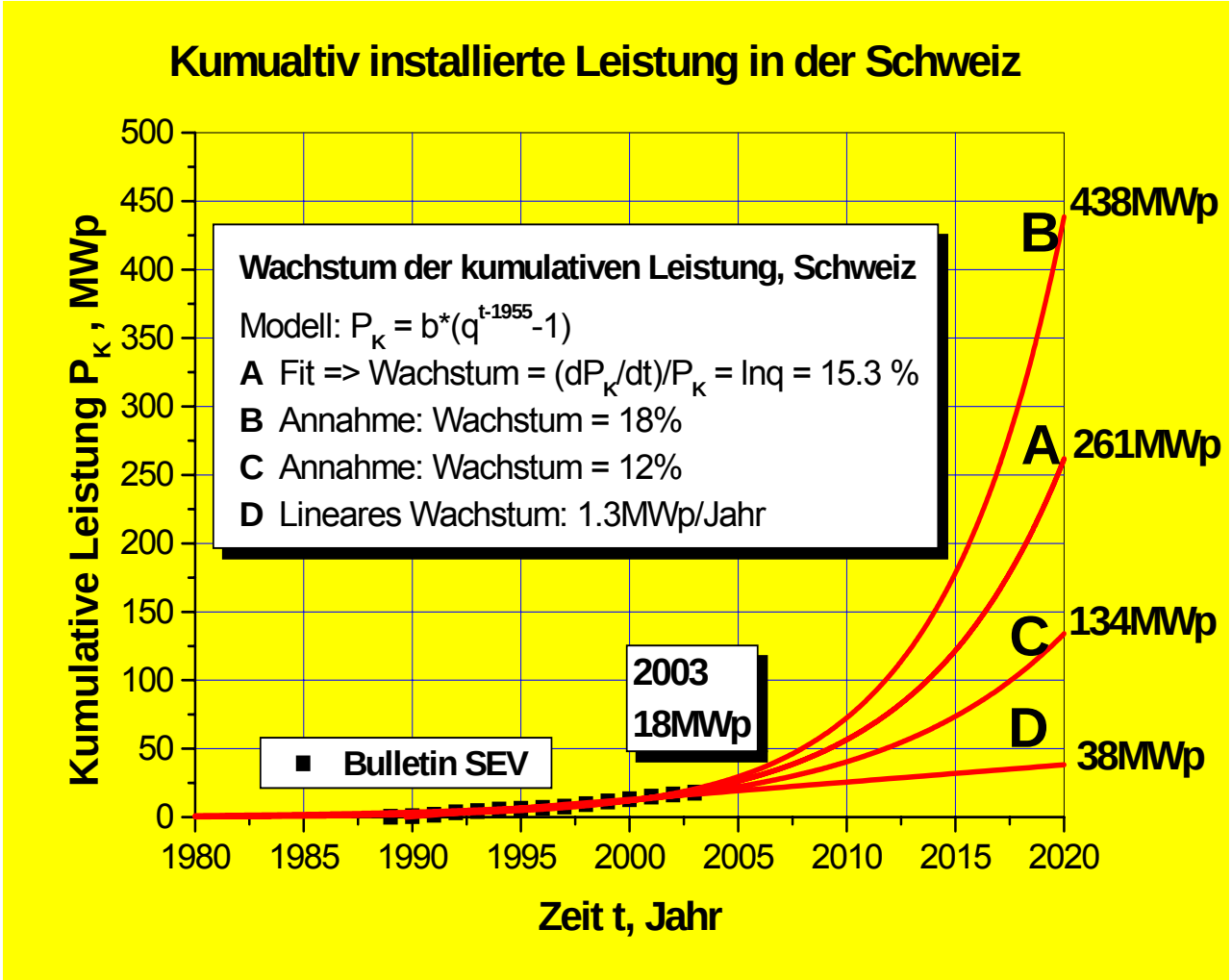
  Weltmarkt: + 32% im Jahr 2003
- Mittlerer Jahresertrag CH
  844kWh/kWp
- Gesamtproduktion 2003
  15‘100MWh

  Strom für ca. 5000 Haushalte
- Installierte Leistung pro Kopf:
  2.45W

  Deutschland: 4.3W

Quellen: Bulletin SEV/VSE und PV NEWS

Photovoltaik: zukünftige Entwicklung Schweiz



Szenarien

A
Fortschreibung des Wachstums (letzte 15 Jahre)

B
Starke Förderung

C
Fortschreibung des Wachstums der vergangenen 5 Jahre

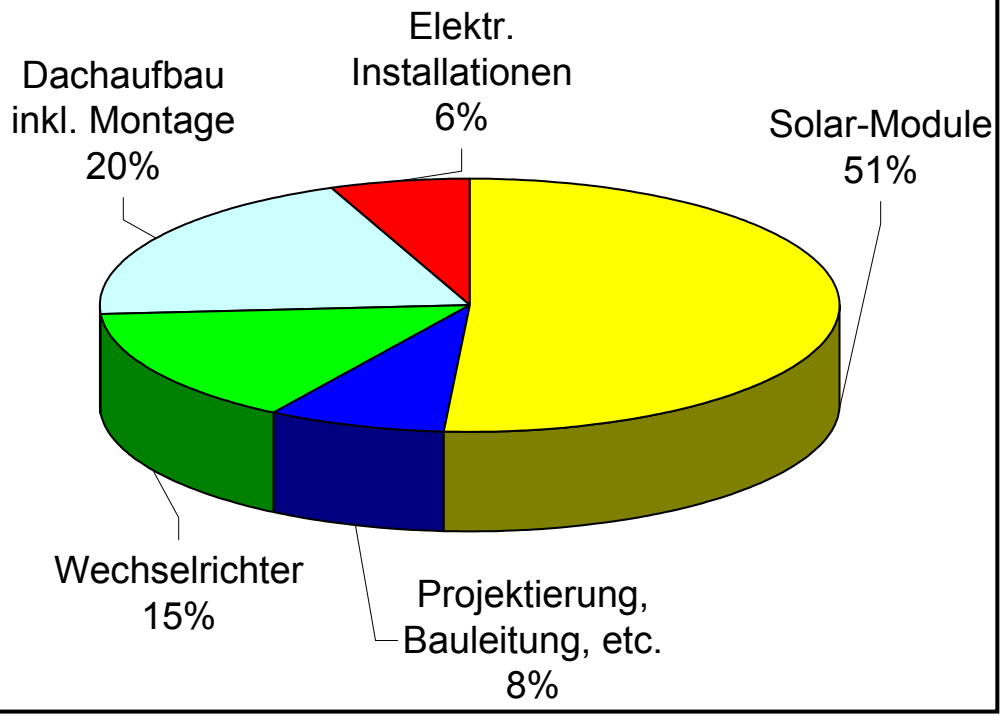
D
Mittlerer konstanter Zuwachs

PV Stromgestehungskosten Dachanlage

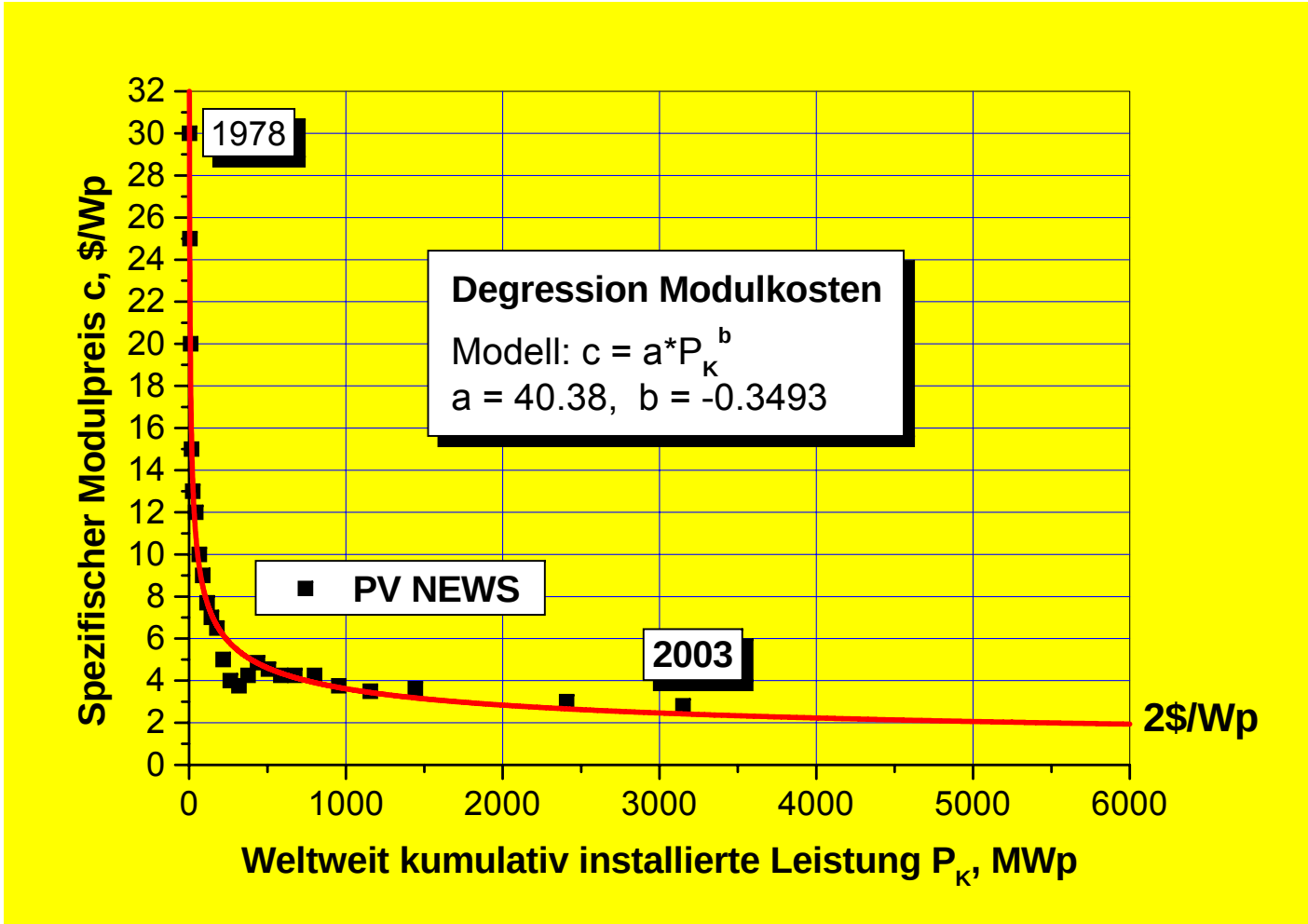
Rp./kWh	Mittelland CH	Alpen CH	Sonnenland
Heute	68-90	45 – 59	31 - 40
2020	51-68	34 – 44	23 - 30

- Anlagen im Bereich von 1 – 100 kWp
- Hypothekarzins 3 – 6%
- Lebensdauer der Anlagen 25 Jahre
- Modulpreise sinken von heute $3.8 / Wp auf $2 / Wp im 2020
- BOS-Kosten 50% der Anlagekosten
- BOS-Kosten sinken von heute $3.8 / Wp auf $2.7 / Wp im 2020

Kostenaufschlüsselung von dachaufgebauten Netzverbundanlagen



Produktionskosten von Si-Modulen

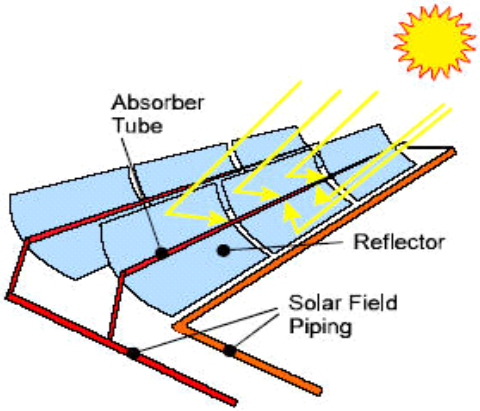


6000 MWp werden ca. im Jahr 2006 installiert sein

Solarthermie und Solarchemie

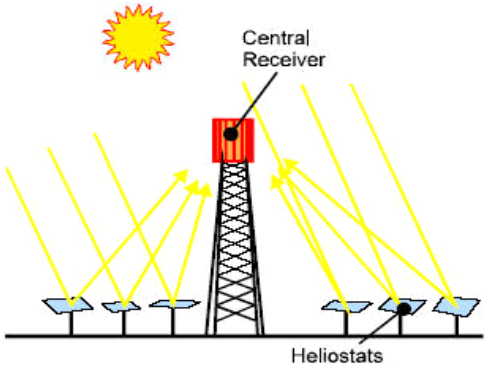
Technologien

KJC, Kramer Junction , USA



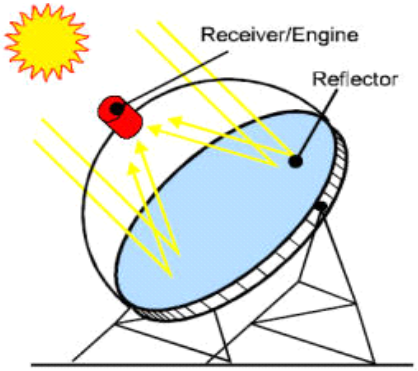
Parabolrinnen (Quelle: SolarPACES)

Solar Two , Barstow , USA



Solarturm (Quelle: SolarPACES)

PSA, Almería , Spanien

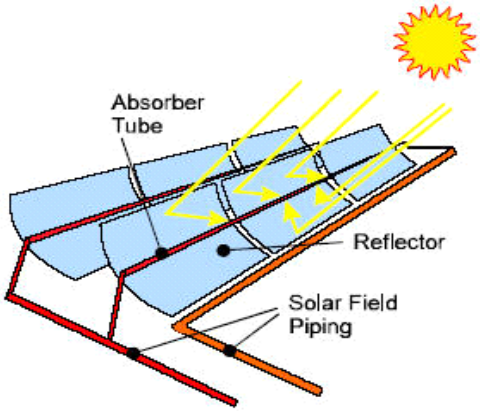


Paraboloid (Quelle: SolarPACES)

Solarthermie und Solarchemie

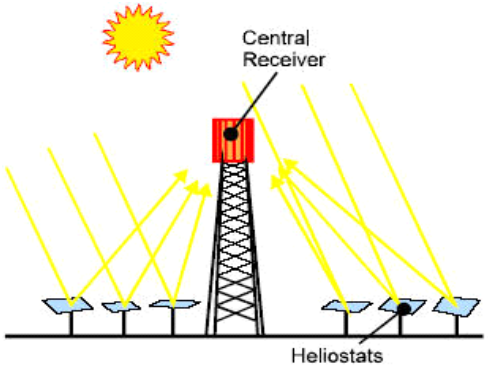
Technologien

KJC, Kramer Junction , USA



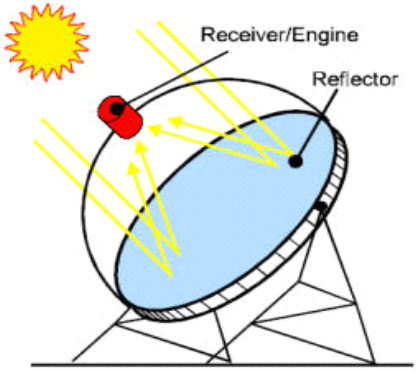
Parabolrinnen (Quelle: SolarPACES)

Solar Two , Barstow , USA



Solarturm (Quelle: SolarPACES)

PSA, Almería , Spanien



Paraboloid (Quelle: SolarPACES)

Linear fokussierende Parabolrinnen

Solare Konzentration: 80-100

Temperatur: 400-600°C (Öl, Dampf)

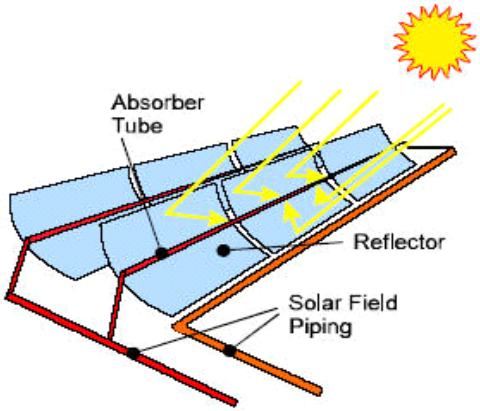
Systemgrösse: 30-80 MW_e

Kommerziell, betriebssicher erprobt

Solarthermie und Solarchemie

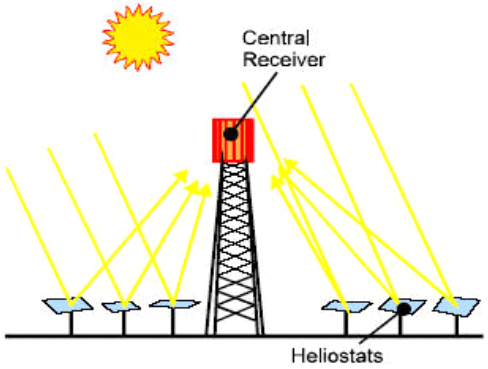
Technologien

KJC, Kramer Junction , USA



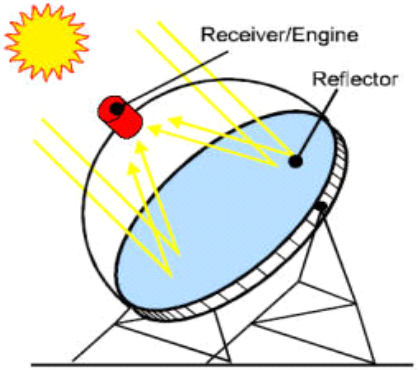
Parabolrinnen (Quelle: SolarPACES)

Solar Two , Barstow , USA



Solarturm (Quelle: SolarPACES)

PSA, Almería , Spanien



Paraboloid (Quelle: SolarPACES)

Linear fokussierende Parabolrinnen

Konzentration: 80-100

Temperatur: 400-600°C (Öl, Dampf)

Systemgrösse: 30-80 MW_e

Kommerziell, betriebssicher erprobt

Punktfokussierende Heliostaten

Solare Konzentration: 500-1000

Temperatur: < 1200°C (Luft, Salz)

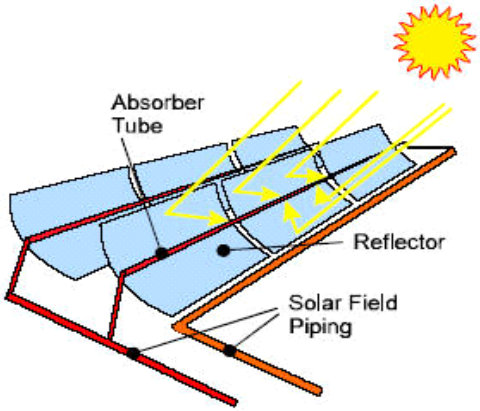
Systemgrösse: 10-200 MW_e

Im 10-MW-Massstab demonstriert

Solarthermie und Solarchemie

Technologien

KJC, Kramer Junction , USA



Parabolrinnen (Quelle: SolarPACES)

Linear fokussierende Parabolrinnen

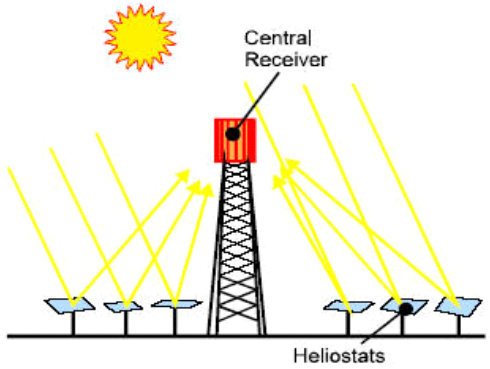
Konzentration: 80-100

Temperatur: 400-600°C (Öl, Dampf)

Systemgrösse: 30-80 MW_e

Kommerziell, betriebssicher erprobt

Solar Two , Barstow , USA



Solarturm (Quelle: SolarPACES)

Punktfokussierende Heliostaten

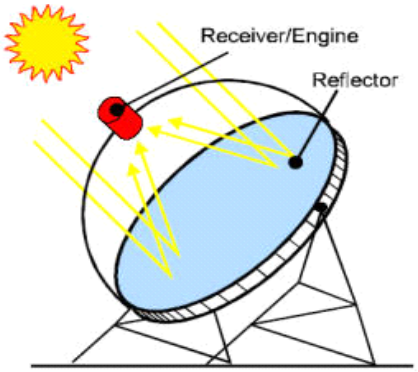
Konzentration: 500-1000

Temperatur: < 1200°C (Luft, Salz)

Systemgrösse: 10-200 MW_e

Im 10-MW-Massstab demonstriert

PSA, Almería , Spanien



Paraboloid (Quelle: SolarPACES)

Punktfokussierende Parabolspiegel

Solare Konzentration: 1000-13000

Temperatur: 600-1200°C (Luft)

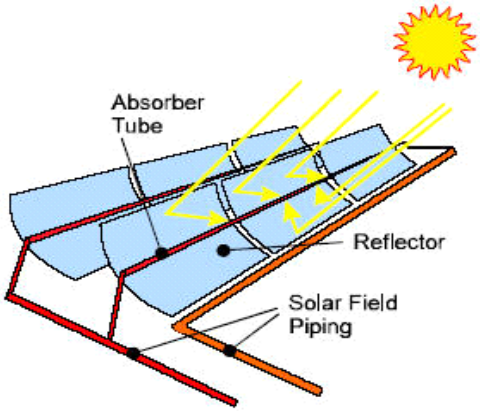
Systemgrösse: 10-100 kW_e

In Erprobung

Solarthermie und Solarchemie

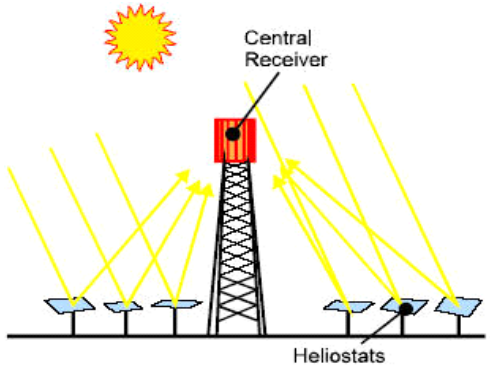
Technologien

KJC, Kramer Junction , USA



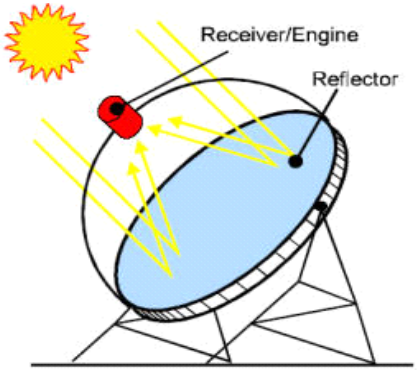
Parabolrinnen (Quelle: SolarPACES)

Solar Two , Barstow , USA



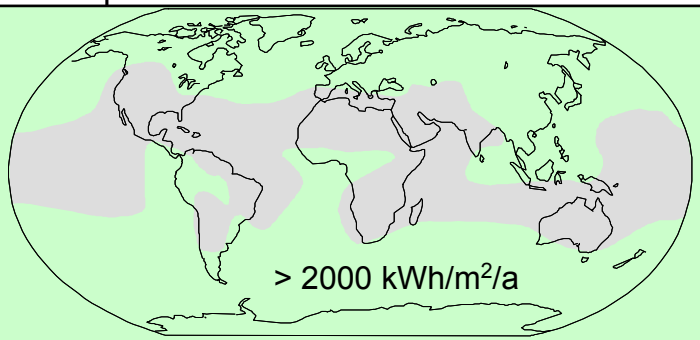
Solarturm (Quelle: SolarPACES)

PSA, Almería , Spanien



Paraboloid (Quelle: SolarPACES)

Netzgebundene Stromproduktion in Gebieten mit hoher direkter Sonneneinstrahlung

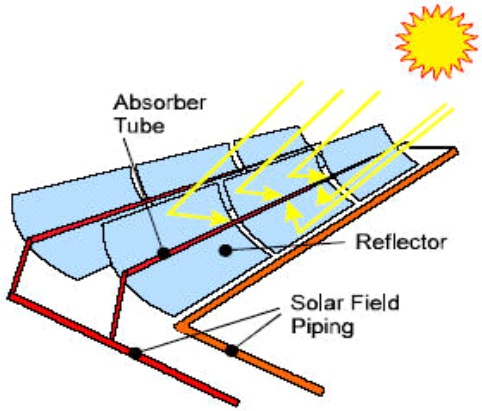


Netzunabhängige Stromproduktion in entlegenen Gebieten

Solarthermie und Solarchemie

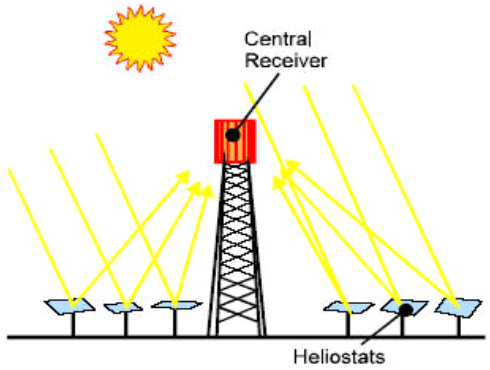
Technologien

KJC, Kramer Junction , USA

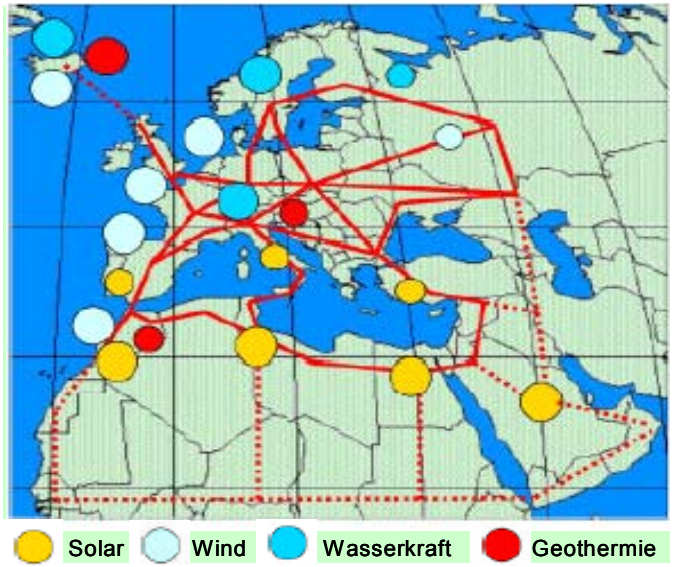


Parabolrinnen (Quelle: SolarPACES)

Solar Two , Barstow , USA



Solarturm (Quelle: SolarPACES)



Interkontinentaler Stromverbund: Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)

Netzgebundene Stromproduktion in Gebieten mit hoher direkter Sonneneinstrahlung

Import von Solarstrom aus dem Mittelmeerraum in die Schweiz!

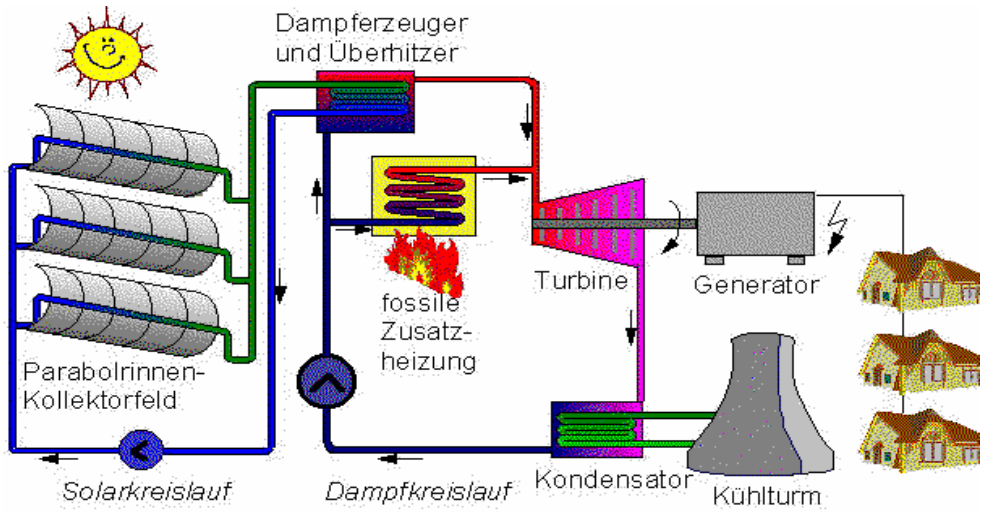
Solarthermie und Solarchemie

Entwicklung der Technik

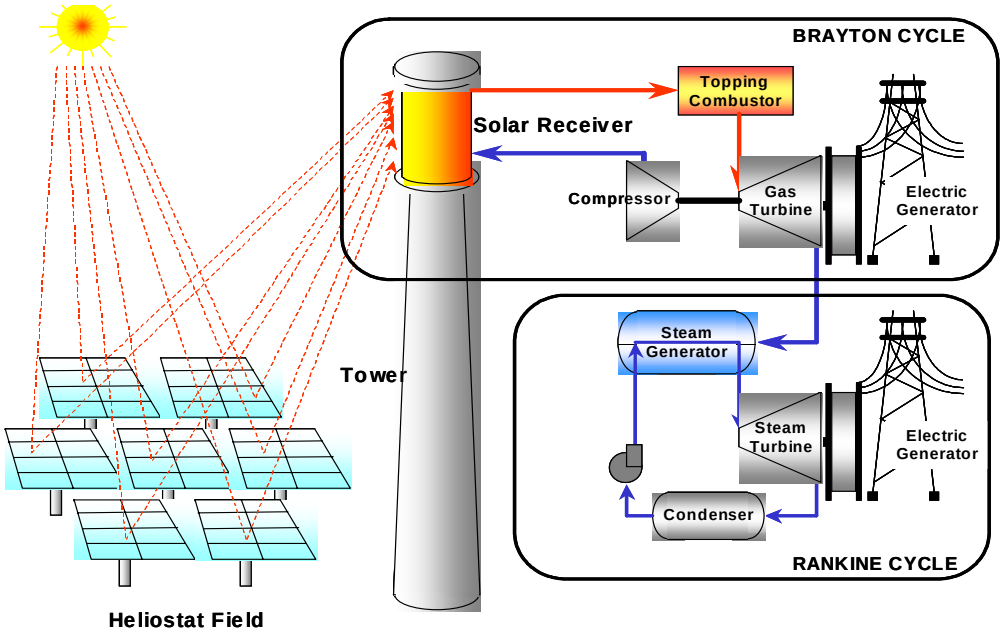
KJC, Kramer Junction , USA

Jahreswirkungsgrad elektrisch [%]	1990	2005 (heute)	2020	2050
Solarthermie allgemein	-	14	20-25	25-30
Parabolrinnen	9-14	14 (21 p)	16-18	-
Solarturm	7-8	16 (23 p)	18-20	-
Paraboloid	-	23 (29 p)	23-25	-

Solar Two , Barstow , USA



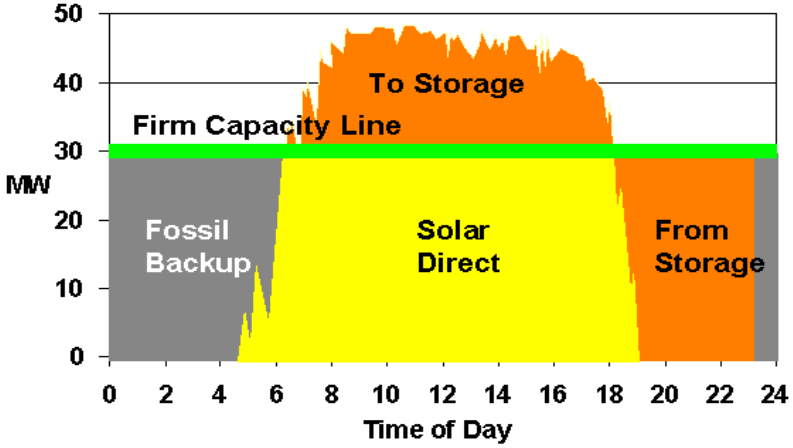
Solarer Dampfkreislauf (Quelle: RES 2003)
Heutige Solarkraftwerke in Kalifornien:
Solaranteil 75%, Erdgas-Zusatzfeuerung, kein thermischer Speicher

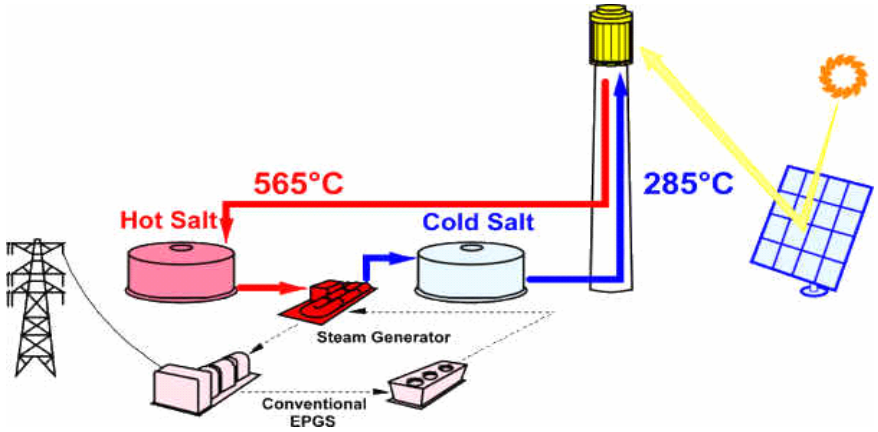


Solar betriebenes Kombikraftwerk (Quelle: ETHZ/PSI)
Hybridkraftwerke in Planung (Ägypten, Indien, Marokko, Mexiko):
Solaranteil 10-20% -> erhöhen auf 50%

Solarthermie und Solarchemie

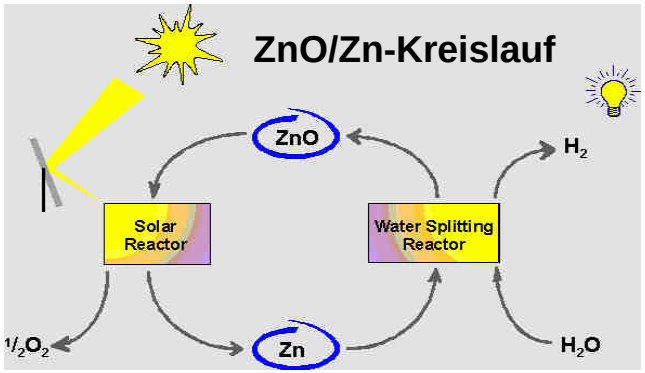
Entwicklung der Technik

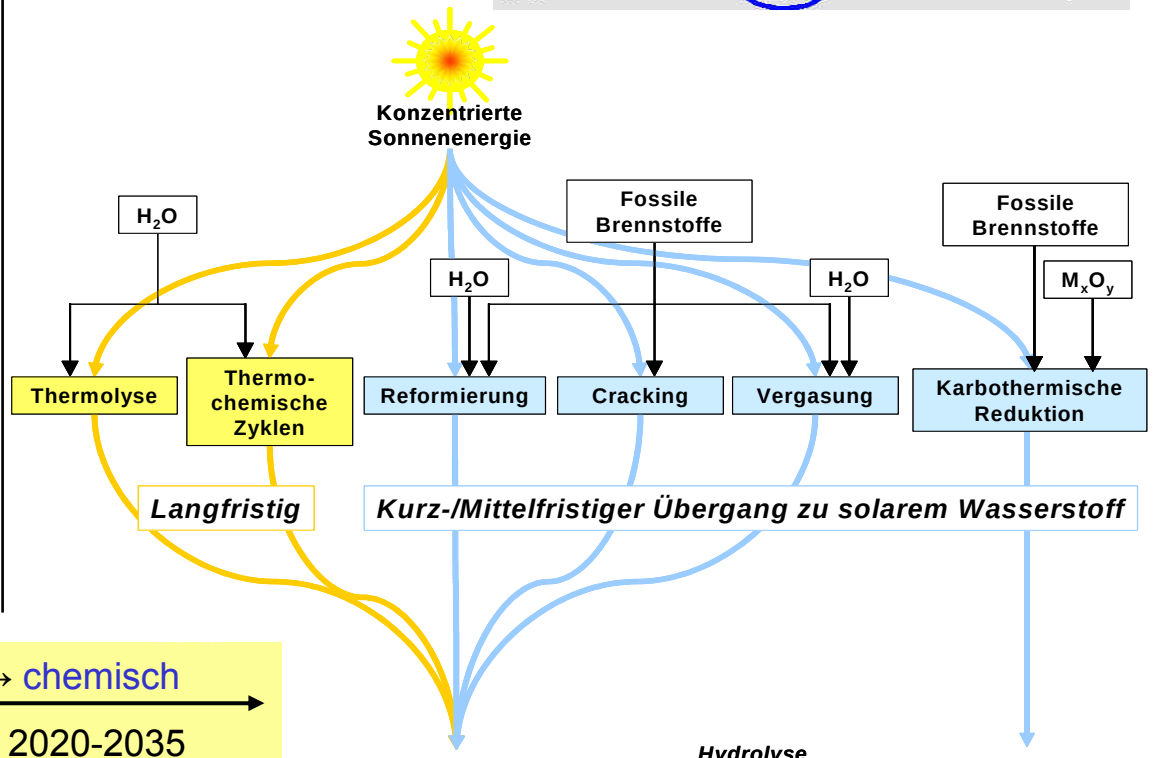




Thermische Speicherung mit Salzschmelze (Quelle: SolarPACES)

Solar Two , Barstow , USA





Speicherung: thermisch → chemisch

2005 2020-2035

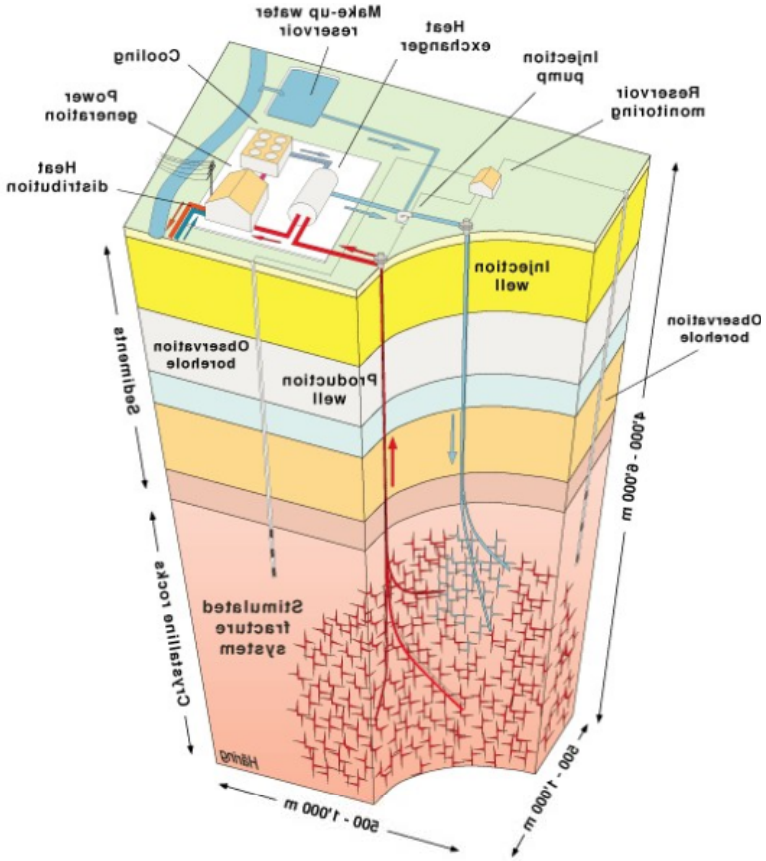
Solarthermie und Solarchemie

Beurteilung

Kosten Solarthermie	1990	2005 (heute)	2020	2035	2050
Inst. Leistung (GW_e) Welt / MM	0.354 / 0	0.5 / 0.1	21.5 / 7.6	260 / 91	-
Investitionskosten (€/kW_e)	2500	2100-2400	900-1200	-	-
Stromgestehungskosten (€/kWh)	0.133-0.167	0.083-0.20	0.033-0.14	(0.10)	0.06
Kosten (€/kWh) für therm. Speicher (20% v. Stromkosten)	0.026-0.034	0.017-0.04	0.007-0.028	(0.020)	0.012
Transportkosten (€/kWh) HGÜ	0.02	0.02	0.02	(0.02)	0.02
Stromkosten (€/kWh) in CH	0.18-0.22	0.12-0.26	0.06-0.19	(0.14)	0.09

Kosten Solarchemie	2020-2035
Investitionskosten H_2 (€/kW) Strom (€/kW_e)	1500-1700 3500-3800
Wasserstoffkosten (€/kWh) aus ZnO/Zn-Zyklus	0.117-0.125
H_2 Transportkosten (€/kWh)	0.01
Stromkosten H_2/O_2-BZ (€/kWh)	0.14-0.15
Stromkosten (€/kWh) in CH	0.27-0.29

Geothermische Elektrizitätserzeugung



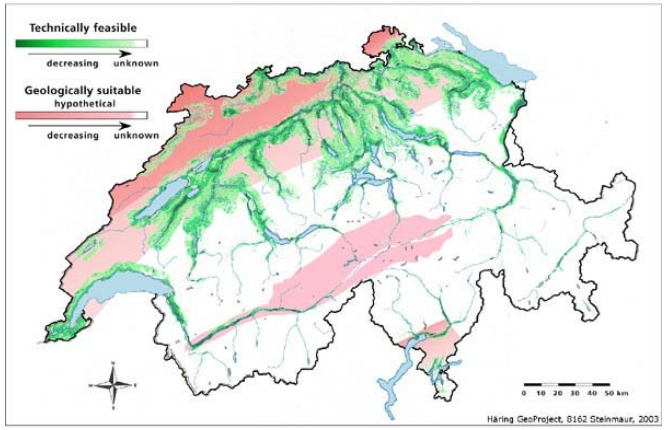
© M.O. Häring GeoProject 2002

Typische Charakteristika

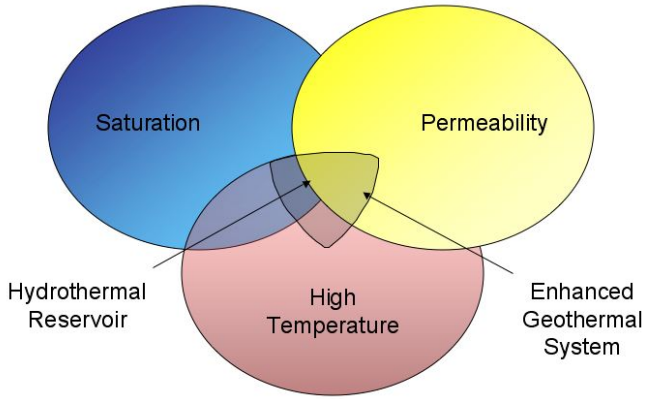
Charakterisitka	Einheit	2010	2020	2030
Speichervolumen	10^6 m^3	99	198	396
Lebensdauer	Jahre	20	20	20
Anzahl der Bohrloch-Tripletts		1	2	4
Triplett Durchflussrate	m^3/h	224	291	291
Typische Wasser-Verluste		5-15%	5-15%	5-15%
Geothermischer Gradient	ºC/km	65	65	65
Tiefe d. Bohrlöcher	km	4	4	4
Wassertemperatur (Eingang)	ºC	225	225	225
Netto Fluid-Produktivität	kWh/m^3	30.1	30.8	30.8
Leistung der Anlage	MWe	6.8	17.9	35.8
Leistung der Injektionspumpe	MWe	1.2	3.12	6.24
Nettoleistung der Anlage	MWe	5.6	14.8	29.6
Nutzungsgrad	%	83	85	90
Jährliche Stromproduktion	GWh	40.4	110.1	233.1

Anmerkung: Zweite Generation und ausgereifte Technologien sind in den Jahren 2020 bzw. 2030 verfügbar. (Quelle: US DOE/NREL)

Geothermische Resourcen: Überblick



- Temperaturdaten unvollständig, basieren auf existierenden Bohrungen (z.B. NAGRA). Fokus auf Nutzung von Niedertemperaturwärme und hydrothermalen Resourcen (Warmwasser).



- Durchlässigkeit / Bruchmöglichkeit & Sättigung sind ebenso wichtig wie Temperatur → grössere Variabilität, schwieriger zu bestimmen.
- Detailierte geophysikalische Modellierung noch unvollständig.
- Basis des technischen Potentials: aus Daten über Temperatur, Wärmegehalt, Extrahierbarkeit & Wirkungsgrad der Elektrizitätserzeugung, integriert über zugängliche Tiefen.

Geothermische Energie – theoretisches Potential

Maximal Thermische Energie

Temperatur -klasse [°C]	Durchschnitt. Temperatur [°C]	Teufen -intervall [km]	Fläche [km2]	Wärme -kapazität [J/kg*K]	Dichte [Kg/m3]	Thermische Energie (heat in place) [J]
100 – 130	115	3 – 4	41000	840	2600	1.03E+22
130 – 160	145	4 – 5	41000	840	2600	1.30E+22
160 – 190	175	5 – 6	41000	840	2600	1.57E+22
190 – 220	205	6 – 7	41000	840	2600	1.84E+22
					Gesamtwärmeenergie [J]	5.73E+22
					Gesamtwärmeenergie [GWa]	1.82E+06

Maximal Gewinnbare Energie (nur Stromerzeugung)

Temperatur -klasse [°C]	Durchschnitt. Temperatur [°C]	Teufen -intervall [km]	Recovery -factor	Zur Stromerzeugung nutzbare therm. Energie [J]	Wirkungsgrad Stromerzeugung	Elektrische Energie [J]
100 – 130	115	3 – 4	2.4%	2.47E+20	10.3%	2.55E+19
130 – 160	145	4 – 5	4.0%	5.19E+20	11.7%	6.08E+19
160 – 190	175	5 – 6	4.6%	7.21E+20	12.6%	9.08E+19
190 – 220	205	6 – 7	5.0%	9.18E+20	13.1%	1.20E+20
			Gesamtenergie [J]	2.41E+21		2.97E+20
			Gesamtenergie [GWa]	7.62E+04		9.42E+03

Ökonomische Realisierung dieses Potentials ist *sehr stark* von Durchflussraten abhängig, welche von der lokalen, unsicheren Durchlässigkeit und Sättigung bestimmt sind.

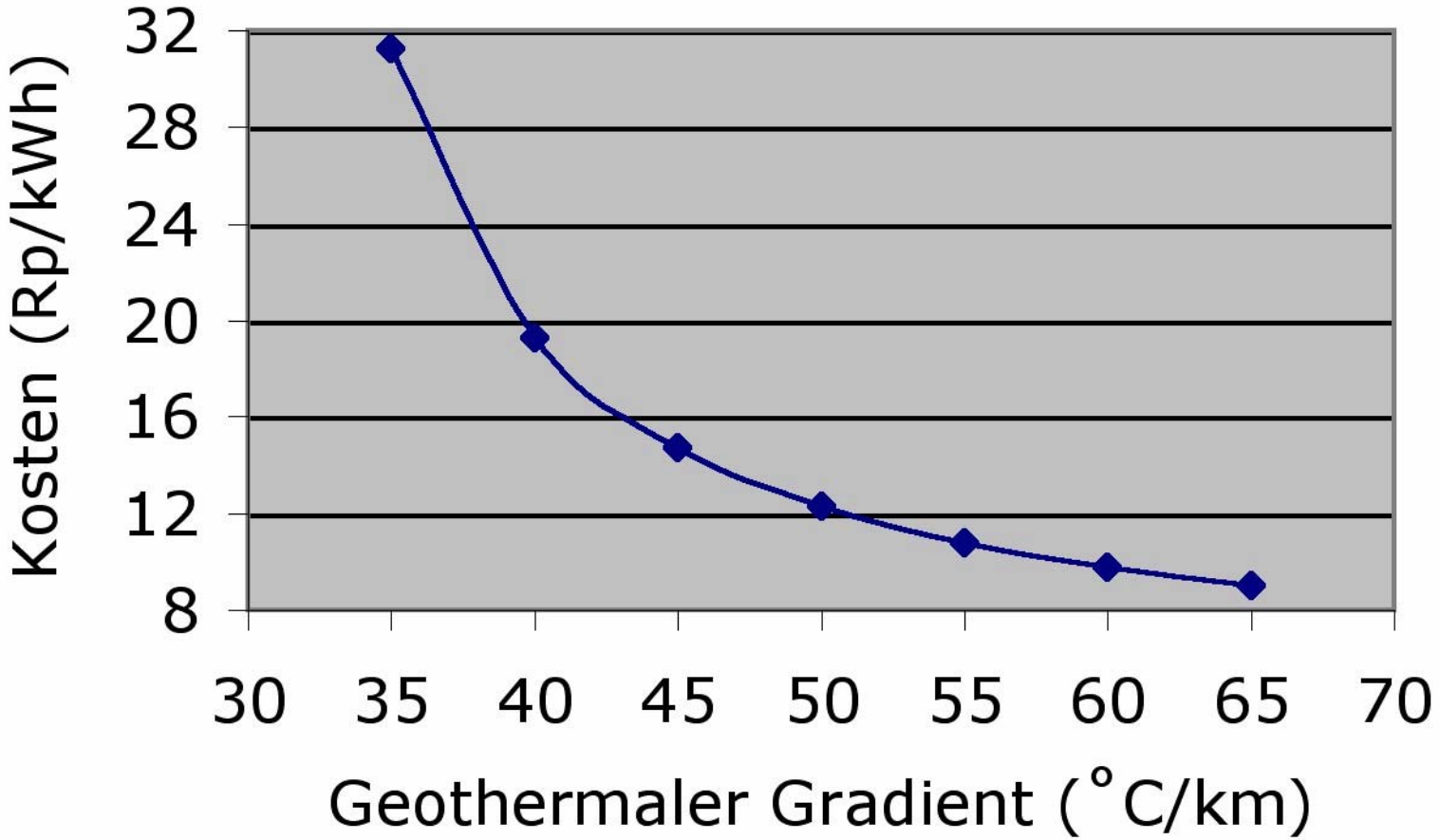
Kosten der geothermischen Elektrizitätserzeugung

Kostenaufschlüsselung	Einheit	2005	2010	2020	2030
Leistung der Anlage	MW	6.5	6.8	17.9	35.8
Gesamter Kapitalbedarf	$/kW	4'756	4'312	3'276	2'692
Gesamter Kapitalbedarf	M$	31.0	29.1	58.7	96.4
Amortisationsdauer	Jahre	20	20	20	20
Zinsrate		5%	5%	5%	5%
Amortisationsfaktor		0.080	0.080	0.080	0.080
Jährlicher Kapitalbedarf	M$/a	2.5	2.3	4.7	7.7
Gesamte Betriebskosten	$/kW/a	191	179	163	152
Gesamte Betriebskosten	M$/a	1.2	1.2	2.9	5.4
Gesamte Jahreskosten	M$/a	3.7	3.5	7.6	13.2
Jährliche Stromproduktion	GWh/a	38.1	40.4	110.1	233.1
Durchschnittliche Stromgestehungskosten	$/MWh	98	88	69	57
	¢/kWh	9.8	8.8	6.9	5.7

(Alle Kosten in 1997$)

Basierend auf hoch qualitativer HDR Ressource (65 ˚C/km)
Anmerkung: Zweite Generation und ausgereifte Technologien sind in den Jahren 2020 bzw. 2030 verfügbar. (Quelle: US DOE/NREL)

Abhängigkeit vom geothermischen Gradienten



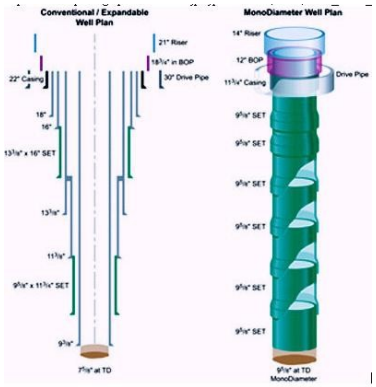
niedrigerer Gradient => kleinerer Wirkungsgrad, höhere Kosten

Charakteristika der geothermischen Stromerzeugung

- sicher in Bau, Betrieb und Rückbau
- einheimische Ressource
- liefert Bandenergie
- keine direkten CO_2- Emissionen
- grössere Wärmemengen auf mittlerem Temperaturniveau verfügbar (Fernwärme, Industrieanwendungen)
- minimaler Landverbrauch (6-10 ha für 5-25 MWe), optisch unauffällig, Zusatznutzung der Fläche möglich
- Wasserverbrauch: 5-15% der Pumpmenge, 2-6 m^3/MWh

Geothermie: erwartete technische Entwicklungen

- Binärer Zyklus bleibt wahrscheinlich dominante Technologie. Wirkungsgradsteigerung um ≈ 1/3 durch Kalina-Zyklus möglich.
- Bessere Kartierung der Ressourcen und Senkung der Explorationskosten können Bohrkosten reduzieren und Produktivität steigern.
- Abnahme der Bohrkosten um bis zu 50% möglich durch verschiedene neue Bohrtechnologien.
- Geringere erwartete Abnahme bei den Kosten für Rissbildung und Anlagen (≈ 35%).



Einflussfaktoren für einen Ausbau

Generell: Relativ hohe Stromkosten	
Kleinwasserkraft	Kleinräumige ökologische Auswirkungen
Windkraft	Einsprüche wegen Landschaftsschutz Rahmenbedingungen für Import unklar
Photovoltaik	Höchster Preis aller Varianten
Solarthermie	Importmöglichkeiten derzeit nicht vorhanden
Geothermie	Anwendung in CH im Entwicklungsstadium Standortabklärung im Gang

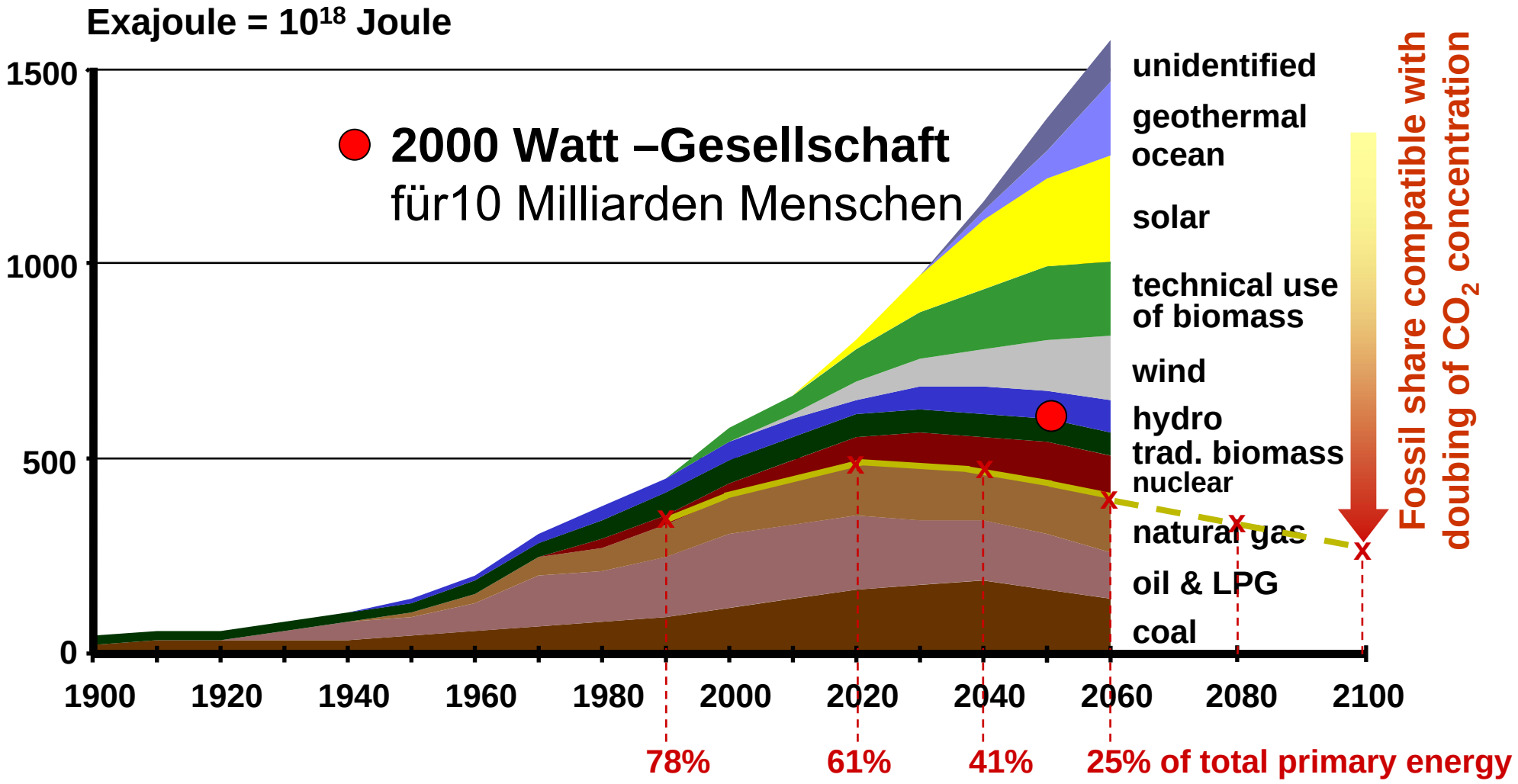
Schlussfolgerungen

- Heutiger Beitrag von “neuen” Erneuerbaren zur Stromproduktion der Schweiz liegt auf einem bescheidenen Niveau von 1.4% (ohne Kleinwasserkraft).
- Entwicklungsgrad der einzelnen Optionen ist sehr verschieden:
  - ✓Kleinwasserkraft ist eine ausgereifte Technologie.
  - ✓Windkraft ist technologisch etabliert – Potential für Verbesserungen vorhanden.
  - ✓PV, Solar- und Geothermie sind aufkommende Technologien, welche deutliches Verbesserungspotential aufweisen.
- Technische Potentiale für KWK und Wind in CH sind relativ robust. Zukünftige (2030) Kosten im Bereich von 10-30 Rp / kWh für KWK und 13-15 Rp / kWh für Wind.
- Zukünftige Verfügbarkeit von Windstromimporten ist fraglich, Preise dürften nicht viel tiefer sein als Kosten von Windkraft in CH.

Schlussfolgerungen (Fortsetzung)

- Deutliche Reduktion der Kosten für PV and Solarthermie erwartet; PV wird in CH wahrscheinlich die teuerste Option bleiben.
- Geothermie ist eine ergiebige Ressource, aber unerprobt in CH. Für ökonomische Produktion gibt es grosse Unsicherheiten, abhängig von lokaler Geologie; zukünftige Kosten im Bereich von 10-15 Rp/kWh erscheinen realistisch.
- Das Ziel eines Beitrags von 10 % um das Jahr 2030 (in Bezug zur derzeitigen Stromproduktion) aus “neuen” Erneuerbaren, inkl. KWK und Biomasse, erscheint technisch machbar.
- Zugehörige Produktionskosten würden um etwa 0.5 Mrd. CHF pro Jahr steigen, verglichen mit auf Gas oder Kernenergie basierender Stromerzeugung (auf heutigem Kostenniveau).

Anteil der erneuerbaren Energien in den Shell-Szenarien



Energieperspektiven 2035/2050:
Erneuerbare Energien und neue Nuklearanlagen

PSI Projektteam:
S. Hirschberg (Projektleitung)
C. Bauer & P. Burgherr (Kleinwasserkraftwerke)
P. Burgherr & C. Bauer (Windenergie)
W. Durisch & C. Bauer (Photovoltaik)
P. Hardegger & K. Foskolos (Nukleare Energie)
A. Meier (Solarthermal)
T. Schulz & S. Stucki (Biomasse)
W. Schenler (Erdwärme & Wave Power)