



TECHNISCHE HOCHSCHULE NÜRNBERG  
GEORG SIMON OHM

Fachbereich Maschinenbau und Versorgungstechnik

# Regionale Selbstversorgung kontra Gleichstromtrassen

Vortrag des Monats Dezember

Neue Materialien Bayreuth

Gottlieb-Keim-Straße 60, 95448 Bayreuth

**05.12.2017 18:30 Uhr**

Prof. Dr.-Ing Matthias Popp,

dienstlich: Keßlerplatz 12, 90489 Nürnberg, Zimmer KA.012, [matthias.popp@th-nuernberg.de](mailto:matthias.popp@th-nuernberg.de), Tel. 0911/5880-1354

privat: Burgstraße 19, 95632 Wunsiedel, [matthias.popp@t-online.de](mailto:matthias.popp@t-online.de), Tel. 09232/9933-11, [www.poppware.de](http://www.poppware.de)



# Prof. Dr.-Ing. Matthias Popp

- Jahrgang 1958
- Wunsiedel im Fichtelgebirge, Bayern
- 1983 Gründung des Ingenieurbüro Popp im 7. Studiensemester
- 1983 Diplom für Maschinenbau an der Fachhochschule Coburg
- Ingenieurbüro Popp, u. A. Softwareentwicklung für die Automobilindustrie
- 1989 Diplom für Maschinenbau an der TU München
- Stadtrat (CSU) und von 2002 bis 2008 ehrenamtlicher Zweiter Bürgermeister seiner Heimat- und Festspielstadt Wunsiedel im Fichtelgebirge sowie Aufsichtsrat der SWW Wunsiedel GmbH.



Dabei intensive Auseinandersetzung mit Fragen der Energieversorgung.

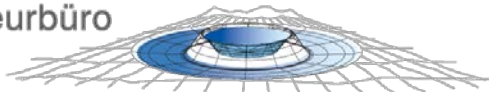
Im Zuge eines Projektvorschlages für ein Pumpspeicherkraftwerk im Fichtelgebirge erfolgte die Suche nach Antworten auf die Frage:

**Wie können Energiespeicher einen Beitrag zu einer nachhaltigen regenerativen Stromversorgung leisten?**

- 2010 Doktor-Ingenieur an der TU Braunschweig
- 2011 Finalist um den RWE Zukunftspreis 2011
- 2013 Professor für Energietechnik, Technische Hochschule Nürnberg
- 2014 -2017 Beirat des Landesvorstands des CSU Arbeitskreises Energiewende (AKE)
- 2014 Leiter des Arbeitskreises für Energie- und Umwelttechnik im VDI Bezirksverband Nordostbayern



**MATTHIAS POPP**  
Ingenieurbüro



Erneuerbare Energien, Energiespeicherung  
Simulationen, Software-Entwicklung

# Regenerative Versorgungssysteme

Regenerative Versorgungssysteme basieren

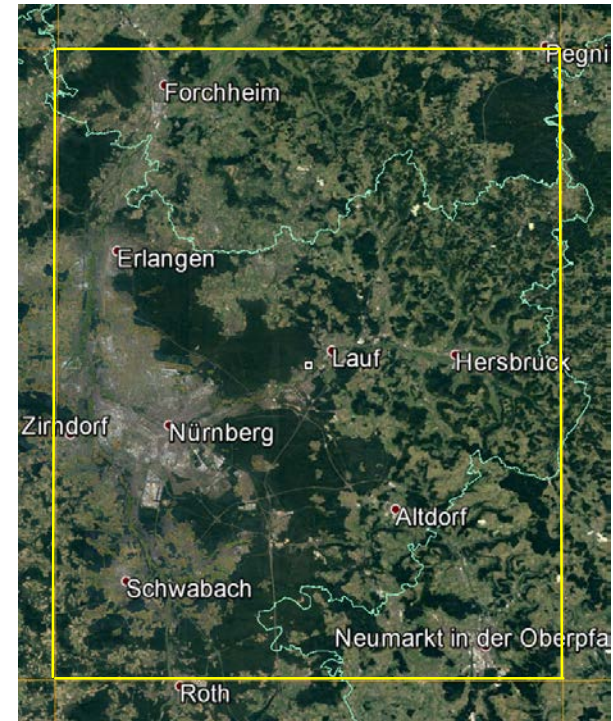
- auf einem Mix diverser Energieumwandlungsanlagen,
- die aus natürlich stattfindenden,
- in menschlichen Zeitmaßstäben nicht versiegenden Energieumsätzen,
- Leistungen nach aktueller Verfügbarkeit abgreifen
- und technisch nutzbar machen.

*Die Darstellung einer Vorgehensweise erfolgt am Beispiel der Auslegung eines Stromversorgungssystems auf der Basis von Wind, Sonne, Laufwasser und Biomasse.*

*Die nachfolgenden Daten stammen beispielhaft aus einer Auswertung der MERRA-2 Daten des Jahres 2016 für das Rastergebiet um den Mittelpunkt  $11,25^{\circ}\text{E}$   $49,5^{\circ}\text{N}$*

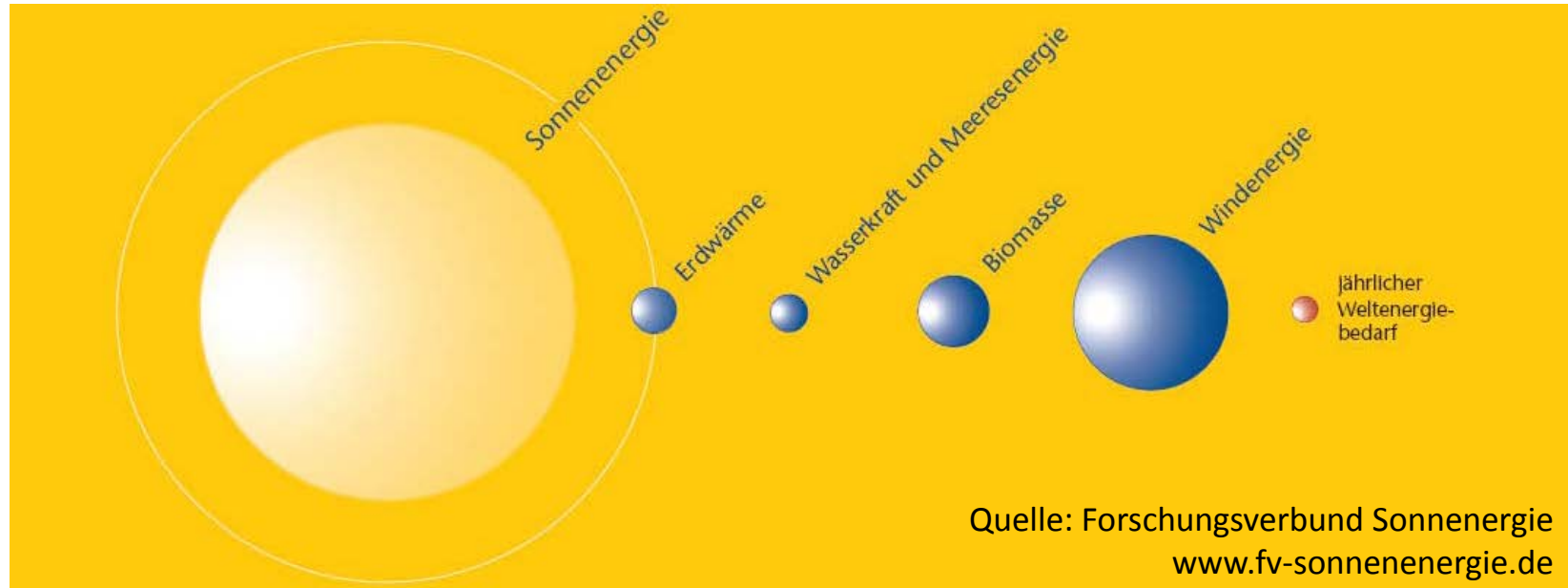
*(Südost Oberfranken, Nordost Mittelfranken)*

*Bildquelle: Google Earth*





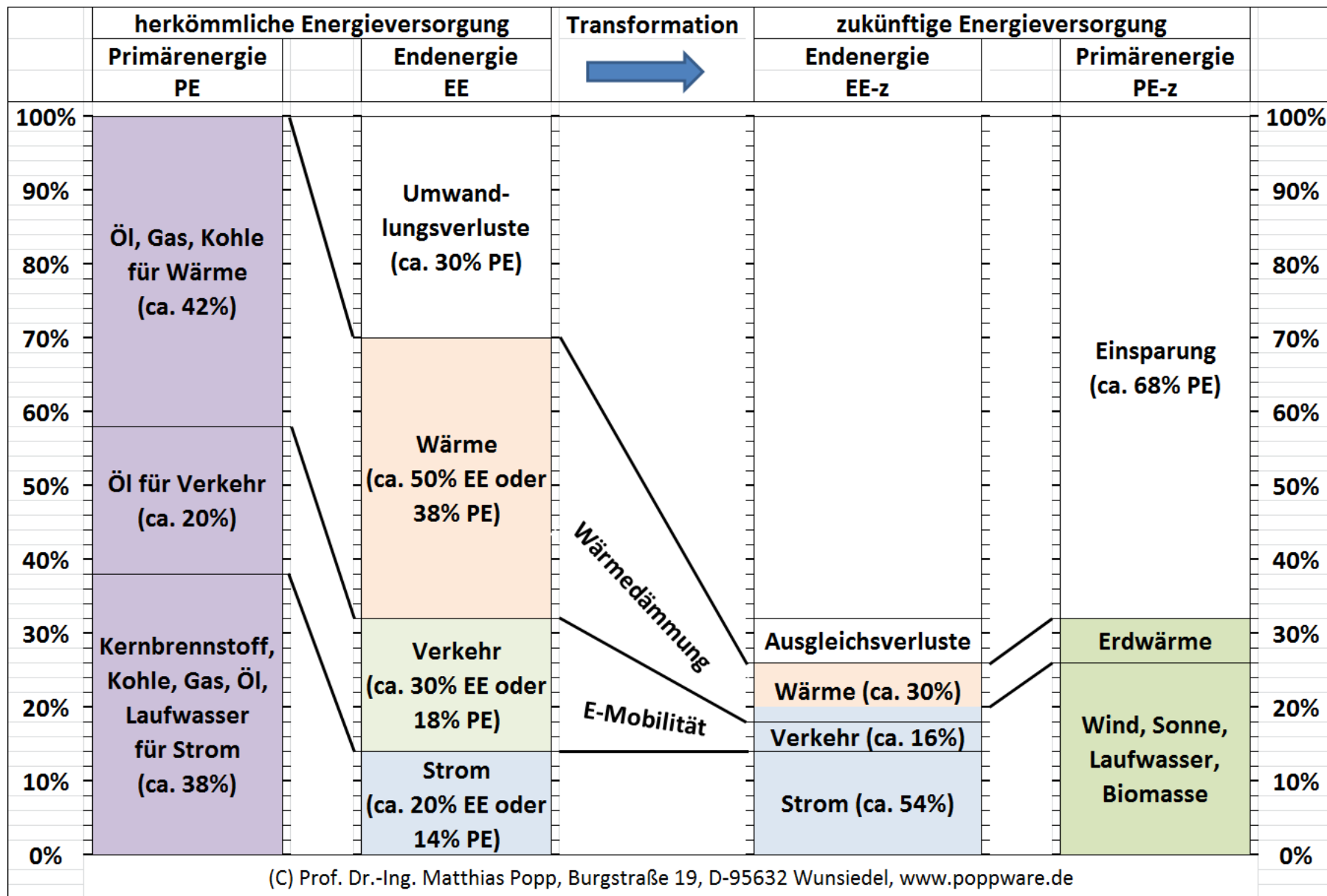
# Ist eine zu 100% erneuerbare Stromversorgung überhaupt möglich?



- Das Energieangebot der Sonne übertrifft den Weltenergiebedarf der Menschheit um das etwa 8000-Fache,
- das der damit angefachten Windbewegungen um das etwa 700-Fache.
- **Das Energieangebot der Sonne über Deutschland übertrifft den Energiebedarf Deutschlands um das etwa 160-Fache.**



# Transformation des Energiesystems



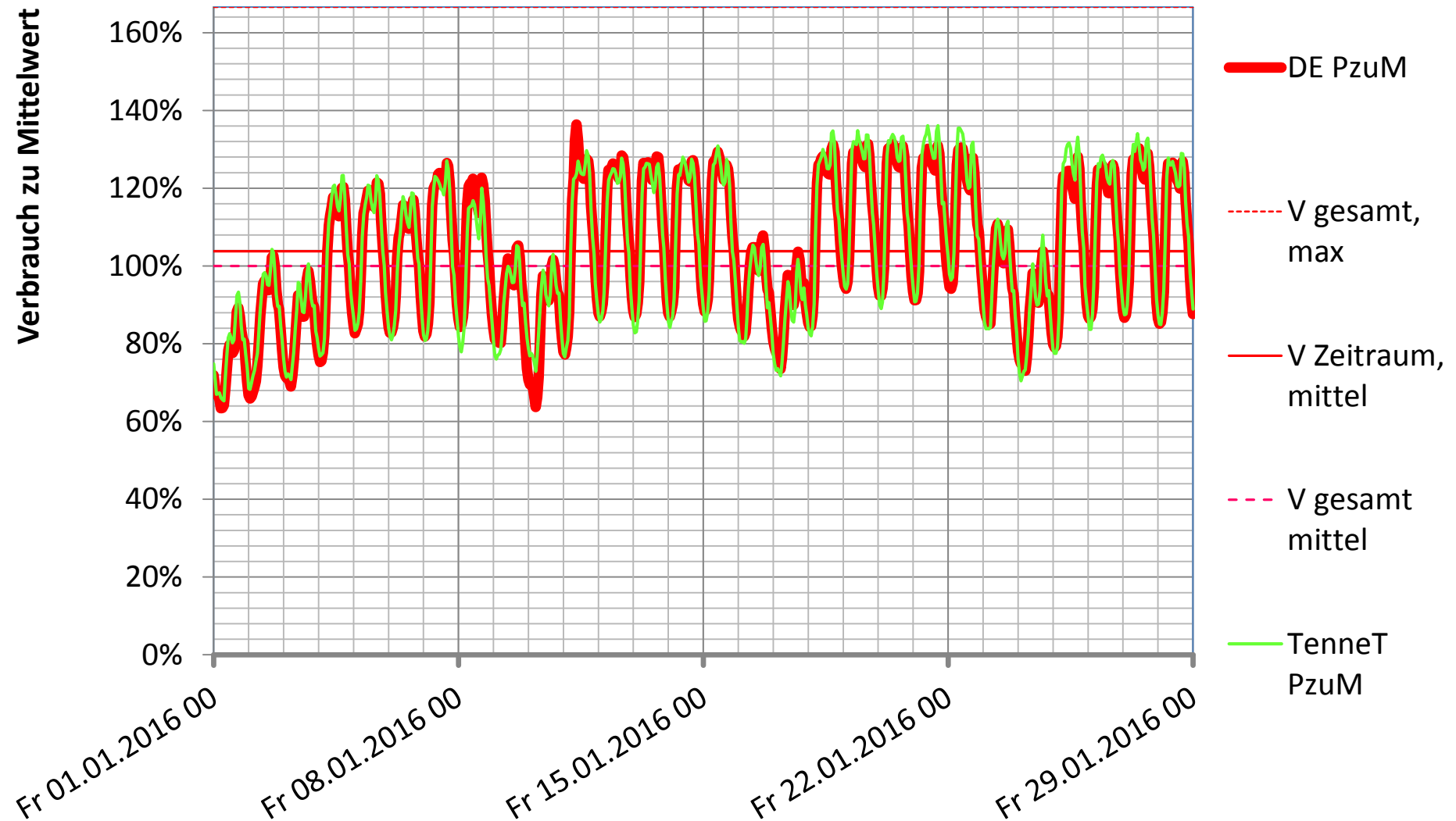


# Findung einer vorteilhaften Systemgestaltung

## Vorgehensweise:

- 1. Aufbereitung der Verbrauchszeitreihen** für die untersuchten Gebiete oder Systemumgebungen durch Bezug auf den Durchschnittsverbrauch.
- 2. Ableitung verfügbarer Einspeiseleistungen** (Umwandlungsvermögen) regenerativer Energieformen als Zeitreihen aus dafür geeigneten Reanalysedatenbanken.  
Aufbereitung dieser Zeitreihen in dimensionsloser Form durch Bezug auf die Langzeitdurchschnittsleistung.
- 3. Festlegung zu analysierender Speicher-, Übertragungs- und Lastverschiebe-Systemparameter.**
- 4. Aufstellung von Versorgungsqualitätsparametern** und Rahmenbedingungen, die das Versorgungssystem zu erfüllen hat.
- 5. Systemoptimierung:** Systematische Ermittlung von Auslegungsparametern, welche die aufgestellten Qualitätsparameter bestmöglich erfüllen.

# Verbrauch aus Zeitreihe eines Übertragungsnetzes



Aufbereitet aus den veröffentlichten Daten der ENTSOE zu den Übertragungsnetzen in Deutschland.



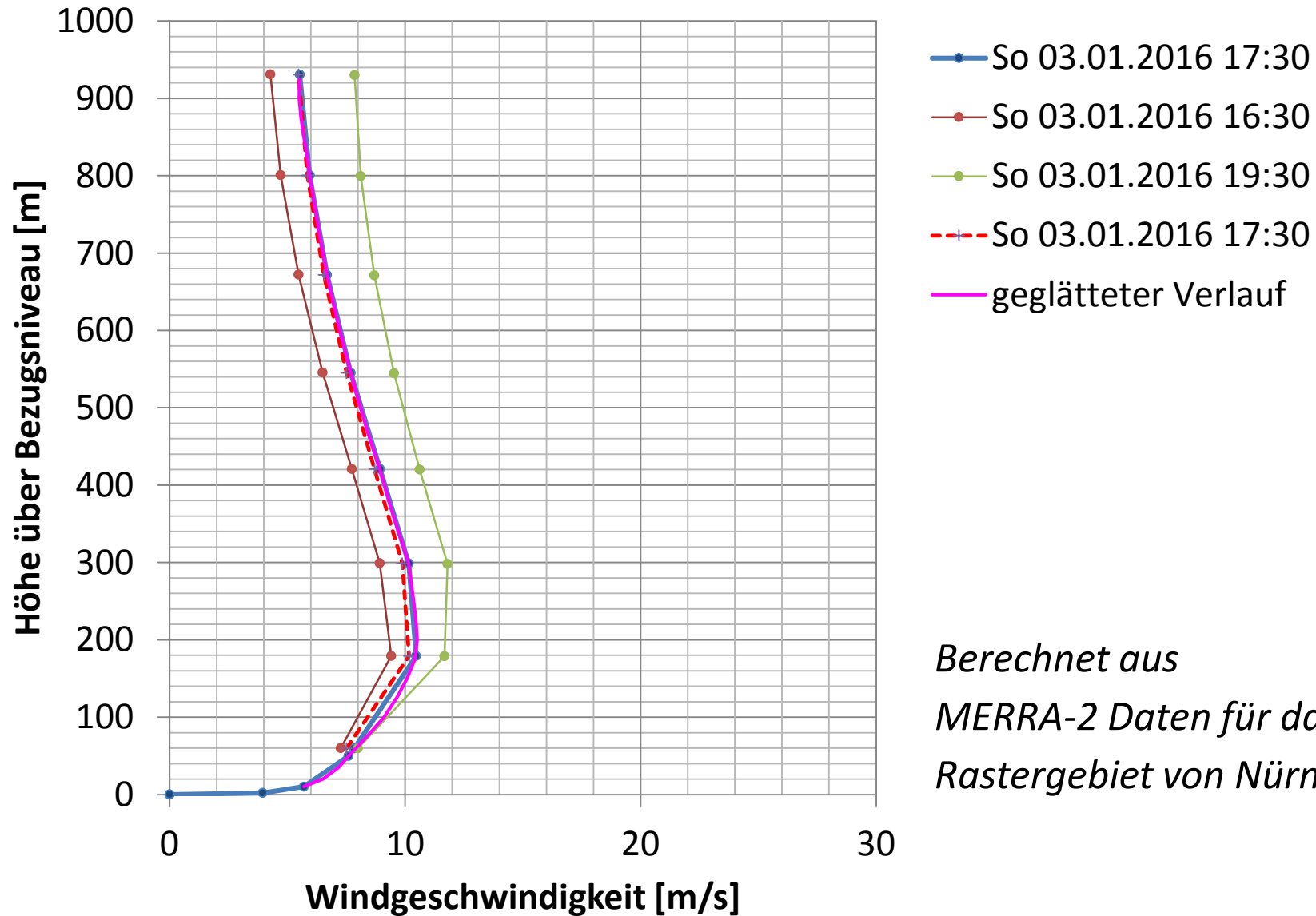
# aufbereitete Verbrauchszeitreihe

UTC Mitte	DE Last [kW]	DE PzuM
<b>Fr 01.01.2016 00:30</b>	39.396	<b>71,93%</b>
01.01.2016 01:30	37.718	<b>68,87%</b>
01.01.2016 02:30	36.692	<b>67,00%</b>
01.01.2016 03:30	36.557	<b>66,75%</b>
01.01.2016 04:30	35.891	<b>65,53%</b>
...	...	...
19.01.2016 08:30	70.774	<b>129,23%</b>
19.01.2016 09:30	71.163	<b>129,94%</b>
19.01.2016 10:30	71.827	<b>131,15%</b>
19.01.2016 11:30	70.857	<b>129,38%</b>
...	...	...
<b>So 10.07.2016 00:30</b>	37.447	<b>68,38%</b>
10.07.2016 01:30	36.706	<b>67,02%</b>
10.07.2016 02:30	36.362	<b>66,39%</b>
10.07.2016 03:30	35.737	<b>65,25%</b>
10.07.2016 04:30	36.514	<b>66,67%</b>
...	...	...
31.12.2016 23:30	44.512	<b>81,27%</b>
Minimum	31.455	<b>57,43%</b>
<b>Mittelwert</b>	<b>54.768</b>	<b>100,00%</b>
Maximum	75.377	<b>137,63%</b>

*Aufbereitet aus den veröffentlichten Daten der ENTSOE zu den Übertragungsnetzen in Deutschland.*



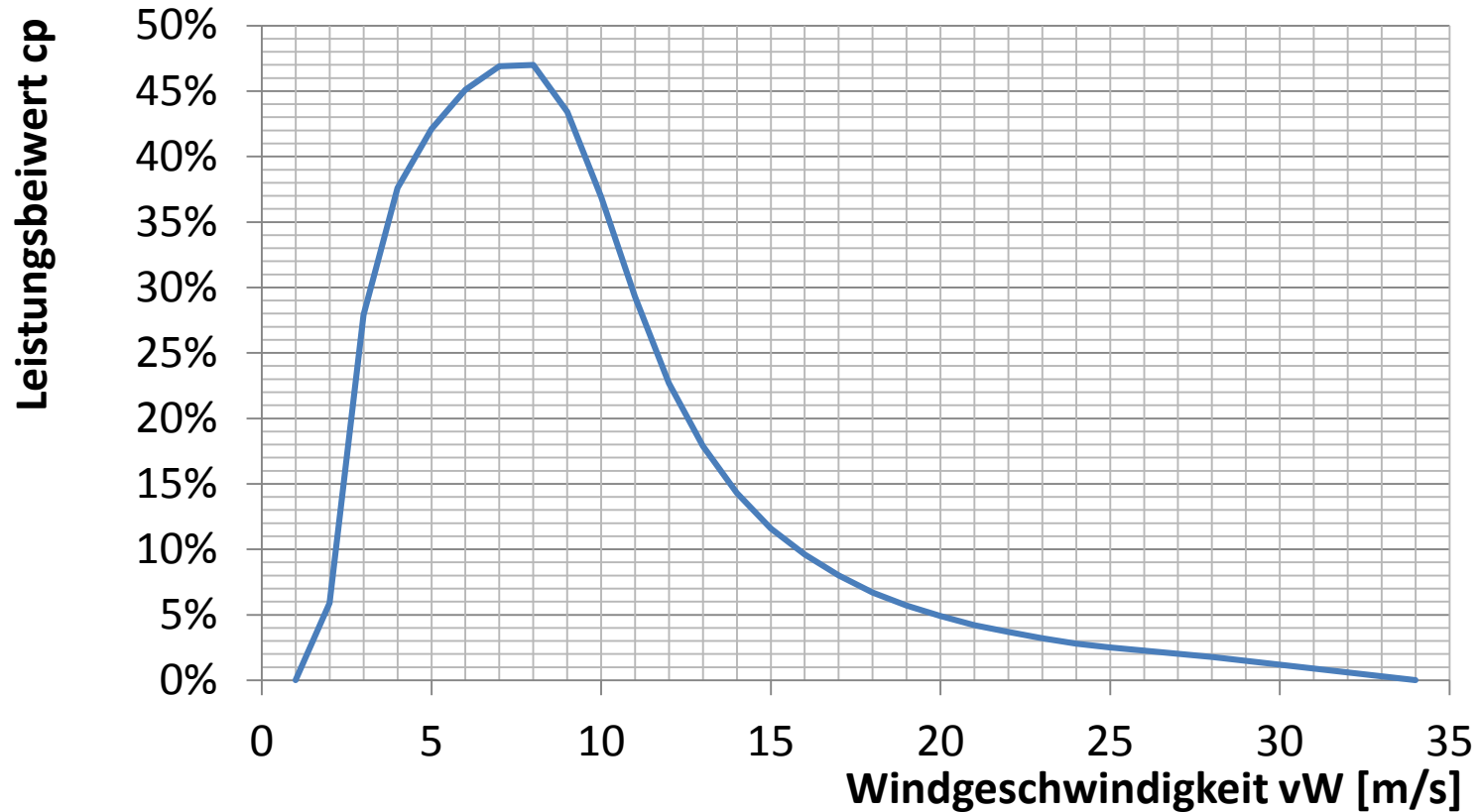
# Höhenprofilzeitreihen der Windengeschwindigkeit



*Berechnet aus  
MERRA-2 Daten für das  
Rastergebiet von Nürnberg*

# Leistungskennlinie einer Windenergieanlage

v	P	cp
m/s	kW	
1	0	0
2	3	0,059
3	48	0,279
4	153	0,376
5	335	0,421
6	620	0,451
7	1023	0,469
8	1530	0,47
9	2015	0,434
10	2350	0,369
11	2480	0,293
12	2500	0,227
13	2500	0,179
14	2500	0,143
15	2500	0,116
16	2500	0,096
17	2500	0,08
18	2500	0,067
19	2500	0,057
20	2500	0,049
21	2500	0,042
22	2500	0,037
23	2500	0,032
24	2500	0,028
25	2500	0,025
28	2500	0,018
34	0	0



P <sub>nenn</sub>	2.500	kW
D Rotor	115,7	m
Nabenhöhe	92 ... 149	m
Abschaltung	28 ... 34	m/s
Rotorfläche	10514	m <sup>2</sup>
spezifische Nennleistung	237,8	W/m <sup>2</sup>
Standard Luftdichte	1,225	kg/m <sup>3</sup>
Nenn-Windgeschwindigkeit	12	m/s

Beispiel:

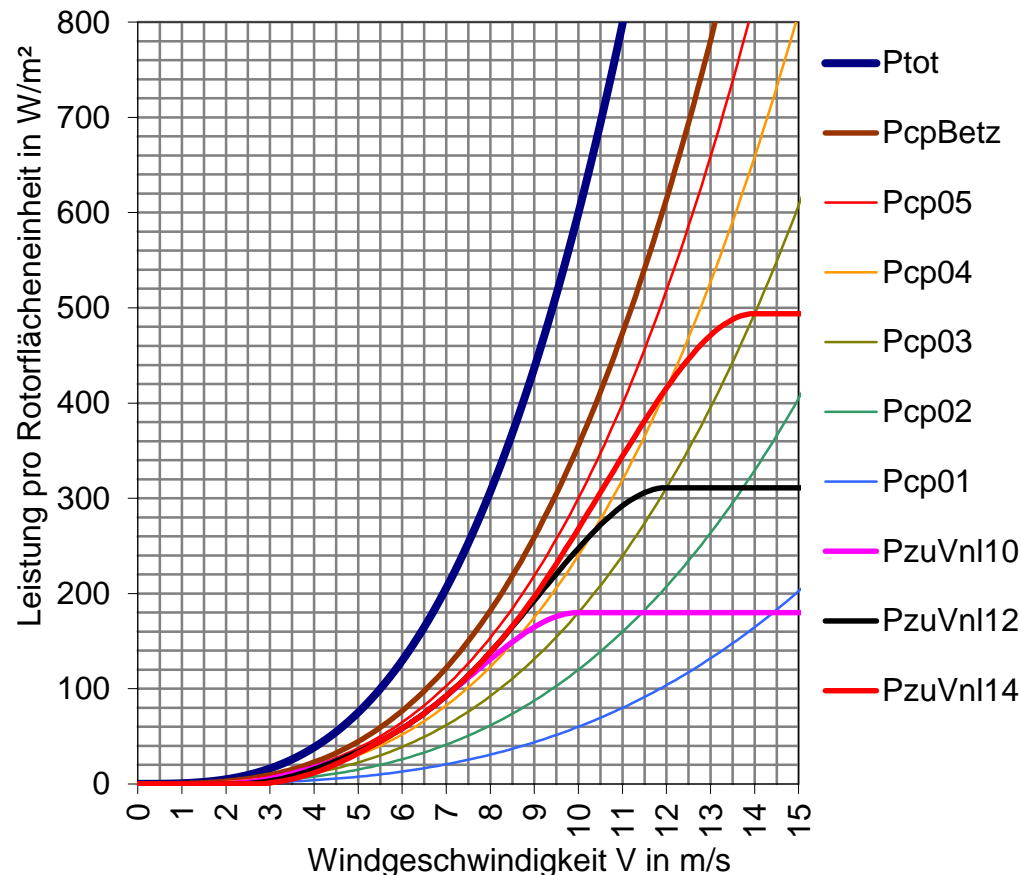
ENERCON E-115, 2.500 kW

Quelle:

[http://www.enercon.de/p/downloads/ENERCON\\_Produnkt\\_en\\_web\\_072013.pdf](http://www.enercon.de/p/downloads/ENERCON_Produnkt_en_web_072013.pdf)

# Kennlinenauslegung und Umwandlungsvermögen

Wirkung der Nennleistungsauslegungswindgeschwindigkeit auf die Möglichkeit, technische Leistung aus der totalen Windleistung abzugreifen.



Auf den Rotorquerschnitt bezogene Leistungen zu Windenergieanlagen in  $W/m^2$  als Funktion der Windgeschwindigkeit.

Zu einer Luftdichte von  $1,2 \text{ kg/m}^3$ .

Dargestellt sind die totale Windleistung  $P_{tot}$ ,

die maximal technisch umwandelbare Leistung  $P_{cP \text{ Betz}}$ ,

die zu den Leistungsbeiwerten  $c_p = 0,5$  bis  $0,1$  umwandelbare Leistung  $P_{cP05}$  bis  $P_{cP01}$

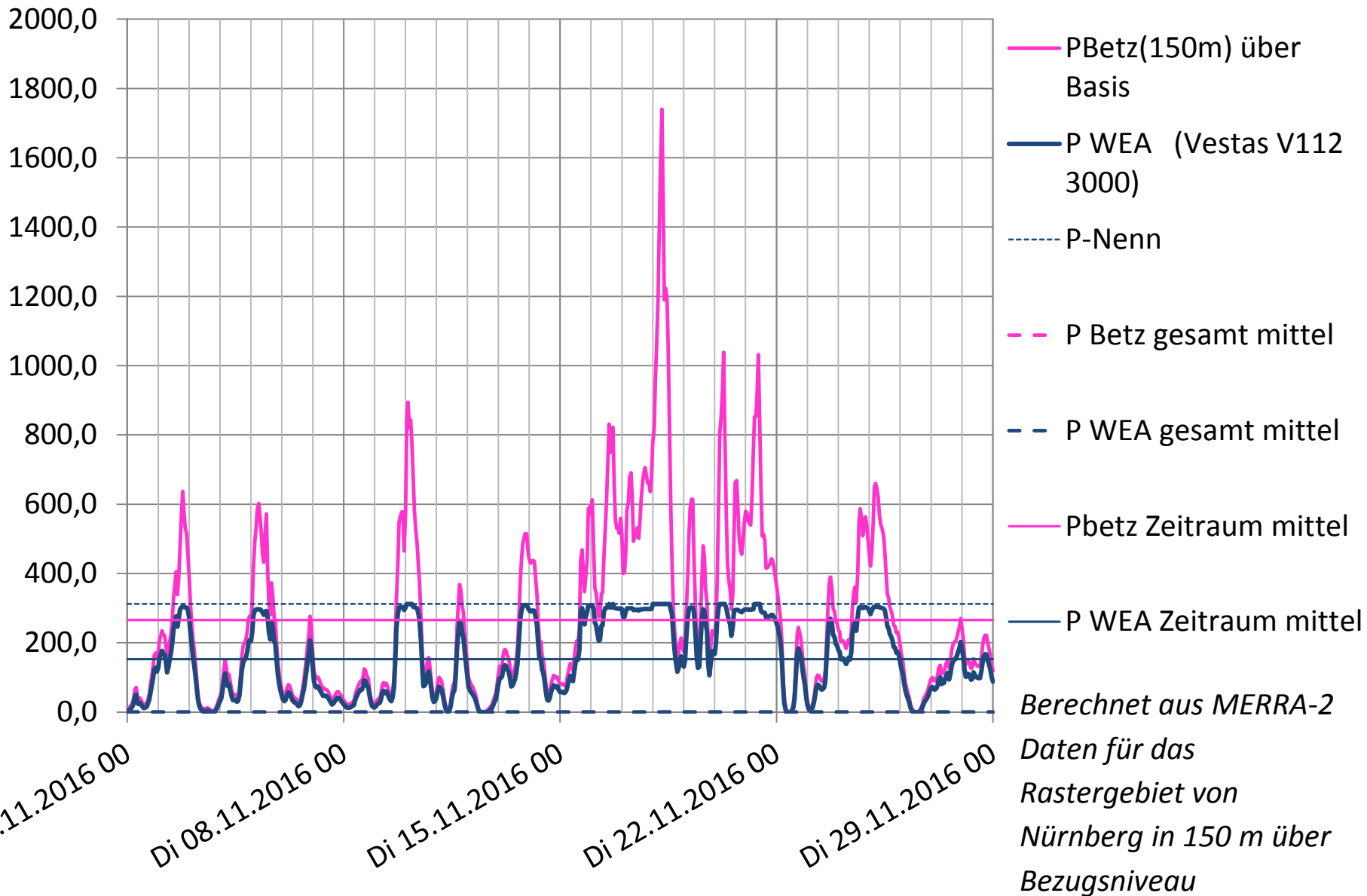
und die unter Anwendung einer Modellkennlinie abrufbaren Leistungen  $P_{zuVNL10}$  bis  $P_{zuVNL14}$ ,

bei einer Auslegung auf eine Nennleistungswindgeschwindigkeit von 10 bis 14  $m/s$ .



# Leistungsverlauf umgewandelter Windenergie

spezifische Windleistung in  $W/m^2$



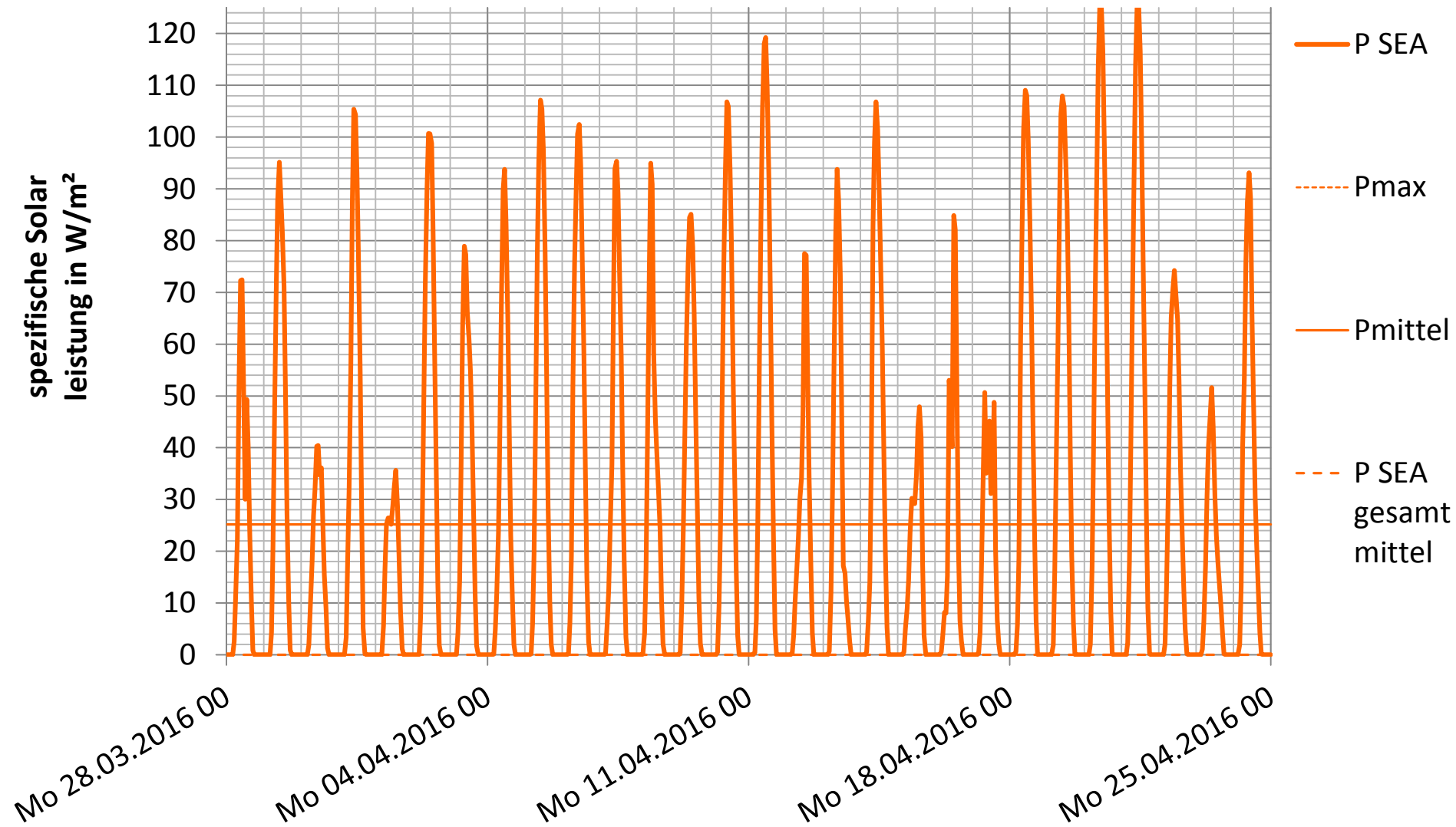


# für Nabenhöhe aufbereiteter Windleistungsverlauf

UTC Mitte	vW(150m)	T(150m)	p(150m)	Rho(150m)	Ptot(150m)	PBetz(150m)	PWEA(150m)	WzuM
01.01.2016 00:30	2,28	275,10	95.676,33	1,21	7,18	4,25	0,00	0,00%
01.01.2016 01:30	2,03	275,10	95.676,33	1,21	5,10	3,02	0,00	0,00%
01.01.2016 02:30	2,19	275,07	95.678,36	1,21	6,35	3,76	0,00	0,00%
01.01.2016 03:30	2,70	275,03	95.680,39	1,21	11,88	7,04	1,01	0,90%
01.01.2016 04:30	3,27	274,99	95.682,42	1,21	21,10	12,51	4,74	4,20%
...	...	...	...	...	...	...	...	...
01.01.2016 22:30	9,65	270,29	95.157,52	1,23	550,54	326,25	240,78	213,39%
01.01.2016 23:30	10,14	270,04	95.103,30	1,23	638,72	378,50	269,37	238,73%
02.01.2016 00:30	10,08	269,79	95.049,09	1,23	627,69	371,97	266,56	236,24%
02.01.2016 01:30	9,56	269,54	94.994,89	1,23	536,00	317,63	235,63	208,83%
...	...	...	...	...	...	...	...	...
31.12.2016 21:30	4,57	269,68	95.864,82	1,24	58,92	34,92	22,37	19,82%
31.12.2016 22:30	4,43	269,22	95.812,13	1,24	53,99	32,00	20,09	17,81%
31.12.2016 23:30	4,21	269,22	95.812,13	1,24	46,22	27,39	16,54	14,66%
Minimum	0,00	263,18	91.845,17	1,09	0,00	0,00	0,00	0,00%
<b>Mittelwert</b>	6,99	282,24	94.915,27	1,17	379,33	224,79	<b>112,83</b>	<b>100,00%</b>
Maximum	21,06	302,30	97.125,79	1,27	5.487,16	3.251,65	312,12	276,62%

Berechnet aus MERRA-2 Daten für das Rastergebiet von Nürnberg in 150 m über Bezugsniveau

# Solarleistung aus regionaler Globalstrahlung



Berechnet aus MERRA-2 Daten für das Rastergebiet von Nürnberg für nach Süden ausgerichtete Solarmodule mit  $35^\circ$  Neigung, 15% Wirkungsgrad und einer Leistungsbegrenzung von  $125 W/m^2$



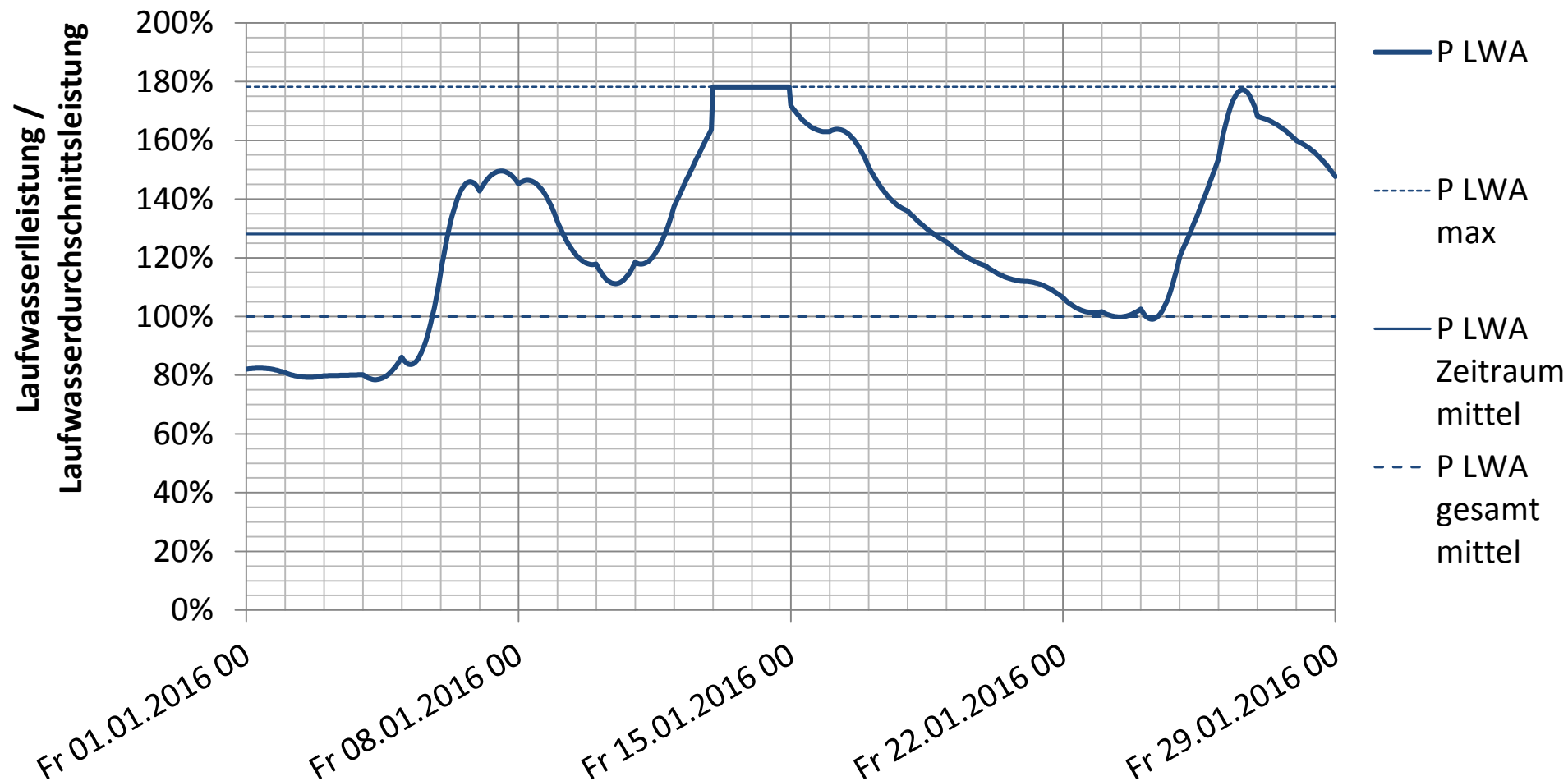
# aufbereitete Solarleistungszeitreihe

UTC Mitte	SWGNT [W/m <sup>2</sup> ]	PSAE [W/m <sup>2</sup> ]	SzuM
...	...	...	...
01.01.16 07:30	5,32	<b>0,80</b>	<b>3,83%</b>
01.01.16 08:30	37,06	<b>5,56</b>	<b>26,72%</b>
01.01.16 09:30	87,22	<b>13,08</b>	<b>62,88%</b>
01.01.16 10:30	121,12	<b>18,17</b>	<b>87,32%</b>
01.01.16 11:30	163,26	<b>24,49</b>	<b>117,71%</b>
01.01.16 12:30	159,39	<b>23,91</b>	<b>114,91%</b>
...	...	...	...
16.07.16 06:30	329,49	<b>49,42</b>	<b>237,55%</b>
16.07.16 07:30	479,09	<b>71,86</b>	<b>345,41%</b>
16.07.16 08:30	622,77	<b>93,42</b>	<b>449,00%</b>
16.07.16 09:30	725,94	<b>108,89</b>	<b>523,38%</b>
16.07.16 10:30	873,05	<b>125,00</b>	<b>600,81%</b>
16.07.16 11:30	845,64	<b>125,00</b>	<b>600,81%</b>
...	...	...	...
31.12.16 23:30	0,00	<b>0,00</b>	<b>0,00%</b>
Minimum		<b>0,00</b>	<b>0,00%</b>
<b>Mittelwert</b>		<b>20,81</b>	<b>100,00%</b>
<b>Maximum</b>		<b>125,00</b>	<b>600,81%</b>
Summe		182.754,71	

Berechnet aus MERRA-2 Daten für das Rastergebiet von Nürnberg für nach Süden ausgerichtete Solarmodule mit 35° Neigung, 15% Wirkungsgrad und einer Leistungsbegrenzung von 125 W/m<sup>2</sup>



# Laufwasserleistung aus Abflussmengenaufzeichnung



*Berechnet aus Aufzeichnungen des gewässerkundlichen Dienstes Bayern mit beispielhaft eingesetzten Abflussdaten der Pegnitz bei Nürnberg mit 40% Anteil, der Pegnitz bei Lauf mit 30% Anteil und der Wiesent bei Muggendorf mit 30% Anteil sowie Annahmen zur Kraftwerkscharakteristik, hier jedoch ohne Bezug auf die tatsächlich installierten Anlagen.*





# Laufwasserleistung aus Abflussmengenaufzeichnung

Datenquelle	<a href="http://www.gkd.bayern.de/fluesse/abfluss/karten/index.php?thema=gkd&amp;rubrik=fluesse&amp;produkt=abfluss&amp;gknr=0">http://www.gkd.bayern.de/fluesse/abfluss/karten/index.php?thema=gkd&amp;rubrik=fluesse&amp;produkt=abfluss&amp;gknr=0</a>												
Fluss	Rastergebiet	Pegnitz				Pegnitz				Wiesent			
Messpunkt	12°E 50°N	Nürnberg Lederersteg				Lauf				Muggendorf			
Messstellen-Nr.	Mix	2422500				24224008				24242000			
LW-Anteil	100%		40%				30%				30%		
Bypass	Laufwasser Leistung ermitteln		1	[m³/s]			1	[m³/s]			0,8	[m³/s]	
Einschalt			5	[m³/s]			4	[m³/s]			3	[m³/s]	
Ausbau			15	[m³/s]			12	[m³/s]			10	[m³/s]	
Verlust ab			25	[m³/s]			24	[m³/s]			20	[m³/s]	
Verlust voll			50	[m³/s]			40	[m³/s]			40	[m³/s]	
Maximum	178%	25	15	100%	174%	24,8	12	100%	170%	19,5	10	100%	192%
Minimum	61%	5,11	4,11	27%	48%	5,23	4,23	35%	60%	4,51	3,71	37%	71%
Mittelwert	100%	9,96	8,62	57,5%	100%	8,34	7,08	59,0%	100%	6,06	5,21	52,1%	100%
		Abfluss	nutzbar	BG		Abfluss	nutzbar	BG		Abfluss	nutzbar	BG	
Tag	LzuM	[m³/s]	[m³/s]	LzuN	LzuM	[m³/s]	[m³/s]	LzuN	LzuM	[m³/s]	[m³/s]	LzuN	LzuM
01.01.2016	82%	7,97	6,97	46%	81%	6,35	5,4	45%	76%	5,48	4,7	47%	90%
02.01.2016	80%	7,65	6,65	44%	77%	6,17	5,2	43%	73%	5,46	4,7	47%	89%
03.01.2016	80%	7,72	6,72	45%	78%	6,2	5,2	43%	73%	5,44	4,6	46%	89%

*Aufzeichnungsdaten des gewässerkundlichen Dienstes Bayern, verwendet zur Berechnung des Laufwasserleistungsangebot mit beispielhaft eingesetzten Abflussdaten der Pegnitz bei Nürnberg und bei Lauf und der Wiesent bei Muggendorf sowie Annahmen zur Kraftwerkscharakteristik, hier jedoch ohne Bezug auf die tatsächlich installierten Anlagen.*



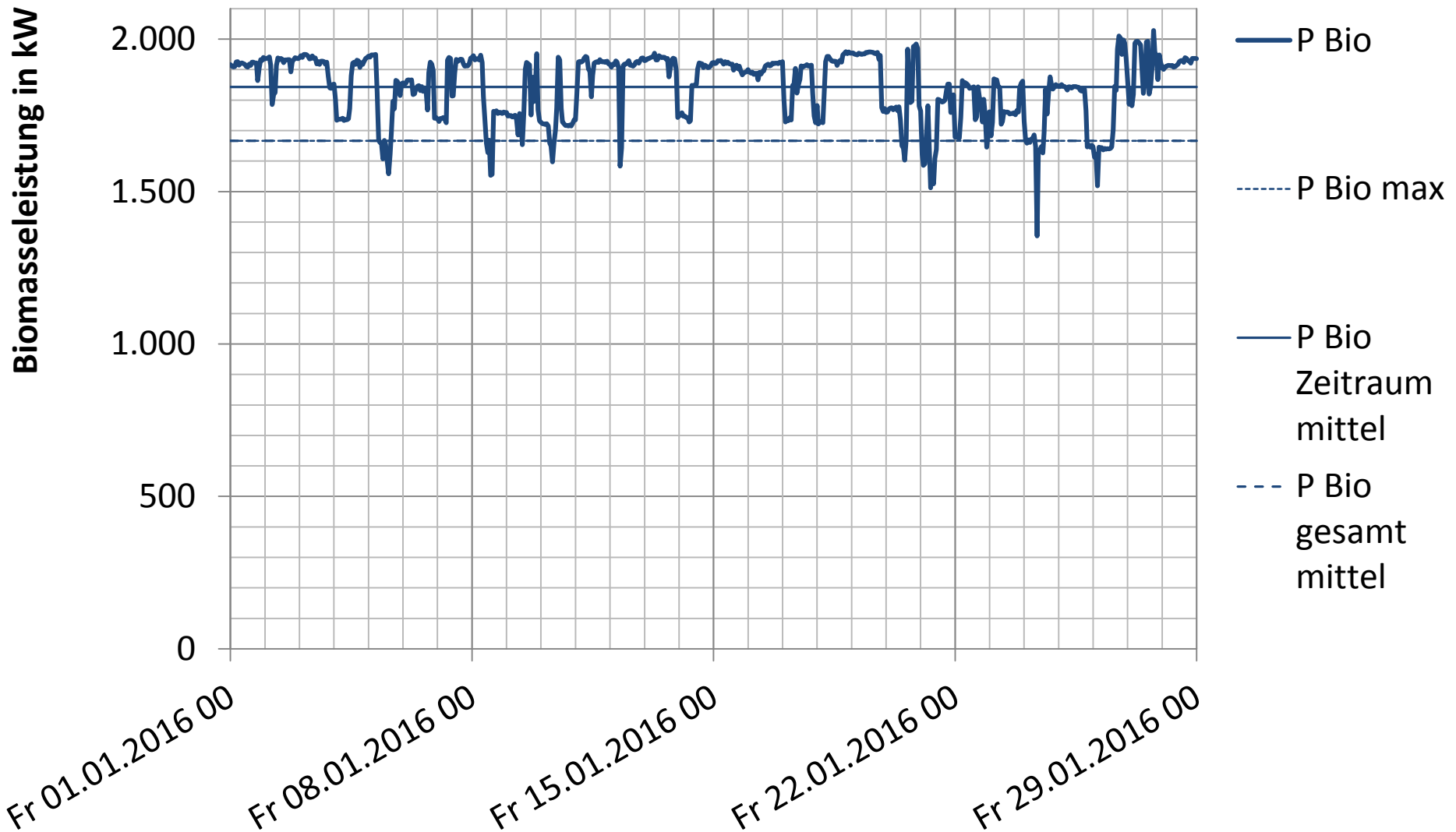
# aufbereitete Laufwasserleistungszeitreihe

UTC ab	LWL Tag	LWL Std	LzuM
<b>Fr 01.01.2016</b>	0,82	0,82	<b>82,0%</b>
01.01.2016 01	0,82	0,82	<b>82,1%</b>
01.01.2016 02	0,82	0,821	<b>82,2%</b>
01.01.2016 03	0,82	0,822	<b>82,3%</b>
01.01.2016 04	0,82	0,822	<b>82,3%</b>
01.01.2016 05	0,82	0,823	<b>82,4%</b>
01.01.2016 06	0,82	0,823	<b>82,4%</b>
...	...	...	...
02.03.2016 22	1,573	1,654	<b>165,6%</b>
02.03.2016 23	1,573	1,665	<b>166,7%</b>
<b>Do 03.03.2016</b>	1,78	1,78	<b>178,2%</b>
03.03.2016 01	1,78	1,78	<b>178,2%</b>
...	...	...	...
31.12.2016 21	0,665	0,664	<b>66,4%</b>
31.12.2016 22	0,665	0,664	<b>66,5%</b>
31.12.2016 23	0,665	0,664	<b>66,5%</b>
Minimum	0,608	0,605	<b>60,6%</b>
<b>Mittelwert</b>	<b>0,999</b>	<b>0,999</b>	<b>100,0%</b>
Maximum	1,78	1,78	<b>178,2%</b>

*Berechnet aus Aufzeichnungen des gewässerkundlichen Dienstes Bayern mit beispielhaft eingesetzten Abflussdaten der Pegnitz bei Nürnberg und bei Lauf sowie der Wiesent bei Muggendorf mit Annahmen zur Kraftwerkscharakteristik, hier jedoch ohne Bezug auf die tatsächlich installierten Anlagen.*



# Biomasse und sonstige regenerative Leistungen



Beispielhaft übernommen aus Aufzeichnungen des Verteilnetzbetreibers SWW Wunsiedel GmbH in 2015.



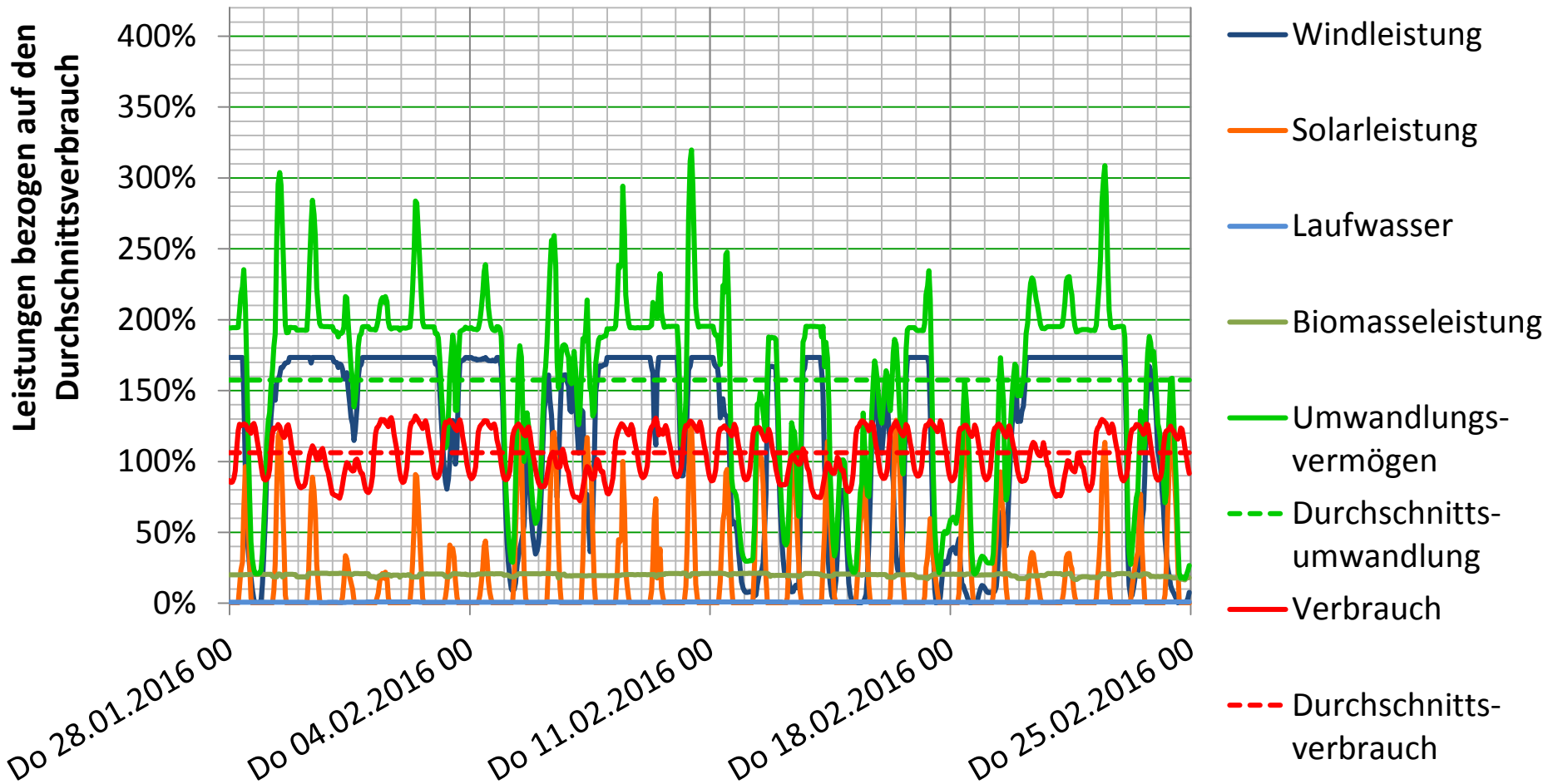
# aufbereitete Biomassezeitreihe

UTC Mitte	Leistung [kW]	BzuM
<b>Fr 01.01.2016 00:30</b>	1.916,19	<b>114,97%</b>
01.01.2016 01:30	1.911,38	<b>114,68%</b>
01.01.2016 02:30	1.908,57	<b>114,52%</b>
01.01.2016 03:30	1.909,84	<b>114,59%</b>
01.01.2016 04:30	1.925,28	<b>115,52%</b>
01.01.2016 05:30	1.926,45	<b>115,59%</b>
01.01.2016 06:30	1.915,01	<b>114,90%</b>
...	...	...
24.06.2016 21:15	1.564,24	<b>93,86%</b>
24.06.2016 22:15	1.564,79	<b>93,89%</b>
24.06.2016 23:15	1.570,39	<b>94,23%</b>
<b>Sa 25.06.2016 00:15</b>	1.626,38	<b>97,58%</b>
25.06.2016 01:15	1.720,87	<b>103,25%</b>
25.06.2016 02:15	1.581,51	<b>94,89%</b>
...	...	...
31.12.2016 23:15	1.845,55	<b>110,74%</b>
Minimum	893,23	<b>53,59%</b>
<b>Mittelwert</b>	<b>1.666,64</b>	<b>100,00%</b>
Maximum	2.028,52	<b>121,71%</b>

Beispielhaft übernommen aus Aufzeichnungen des Verteilnetzbetreibers SWW Wunsiedel GmbH in 2015.



# Versorgungssituation bei einem möglichen Ausbau von Energieumwandlungsanlagen



WA	SA	LA	BA	UV	UR
62,7%	42,3%	0,5%	17,5%	123,0%	23,0%
Windanteil	Solaranteil	Laufwasser	Grundanteil	Umwandlungsvermögen	Umwandlungsreserve



# aufbereitete Versorgungssituation

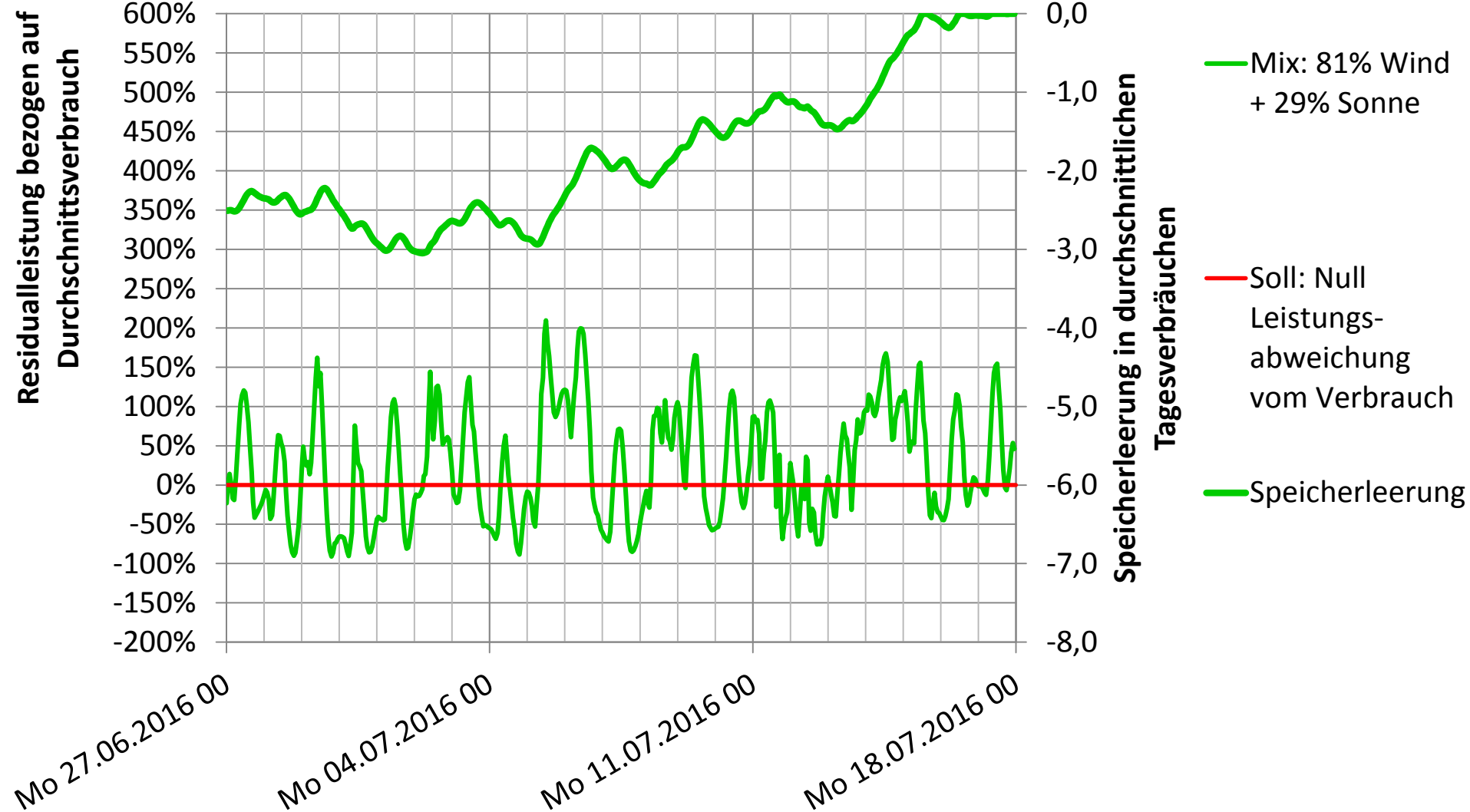
UTC ab	WzuVM	SzuVM	LzuVM	BzuVM	PGzuVM	VzuVM	RzuVM
Fr 01.01.2016	0,00%	0,00%	0,41%	20,15%	20,56%	71,93%	<b>-51,37%</b>
01.01.2016 01	0,00%	0,00%	0,41%	20,10%	20,51%	68,87%	<b>-48,36%</b>
01.01.2016 02	0,00%	0,00%	0,41%	20,07%	20,48%	67,00%	<b>-46,51%</b>
...	...	...	...	...	...	...	...
10.07.2016 10	11,82%	254,14%	0,34%	15,27%	281,58%	90,92%	<b>190,66%</b>
10.07.2016 11	13,79%	254,14%	0,34%	15,30%	283,58%	88,23%	<b>195,35%</b>
10.07.2016 12	15,13%	235,95%	0,34%	15,26%	266,68%	85,96%	<b>180,72%</b>
10.07.2016 13	16,20%	188,62%	0,34%	15,28%	220,45%	84,90%	<b>135,55%</b>
10.07.2016 14	18,00%	131,15%	0,34%	15,26%	164,75%	85,37%	<b>79,38%</b>
10.07.2016 15	20,28%	87,26%	0,34%	15,30%	123,18%	87,46%	<b>35,72%</b>
10.07.2016 16	23,56%	55,51%	0,35%	15,26%	94,67%	89,72%	<b>4,95%</b>
10.07.2016 17	23,08%	33,34%	0,35%	15,25%	72,02%	89,78%	<b>-17,75%</b>
...	...	...	...	...	...	...	...
31.12.2016 23	9,19%	0,00%	0,33%	19,41%	28,93%	81,27%	<b>-52,34%</b>
Minimum	0,00%	0,00%	0,30%	9,39%	13,88%	57,43%	<b>-115,73%</b>
<b>Mittelwert</b>	<b>62,70%</b>	<b>42,30%</b>	<b>0,50%</b>	<b>17,53%</b>	<b>123,03%</b>	<b>100,00%</b>	<b>23,03%</b>
Maximum	173,44%	254,14%	0,89%	21,33%	419,56%	137,63%	<b>330,31%</b>

zur Anschauung aufbereitet aus Daten von MERRA-2, gewässerkundlicher Dienst Bayern, SWW Wunsiedel GmbH, ENTSOE

WA	SA	LA	BA	UV	UR
62,7%	42,3%	0,5%	17,5%	123,0%	23,0%
Windanteil	Solaranteil	Laufwasser	Grundanteil	Umwandlungsvermögen	Umwandlungsreserve

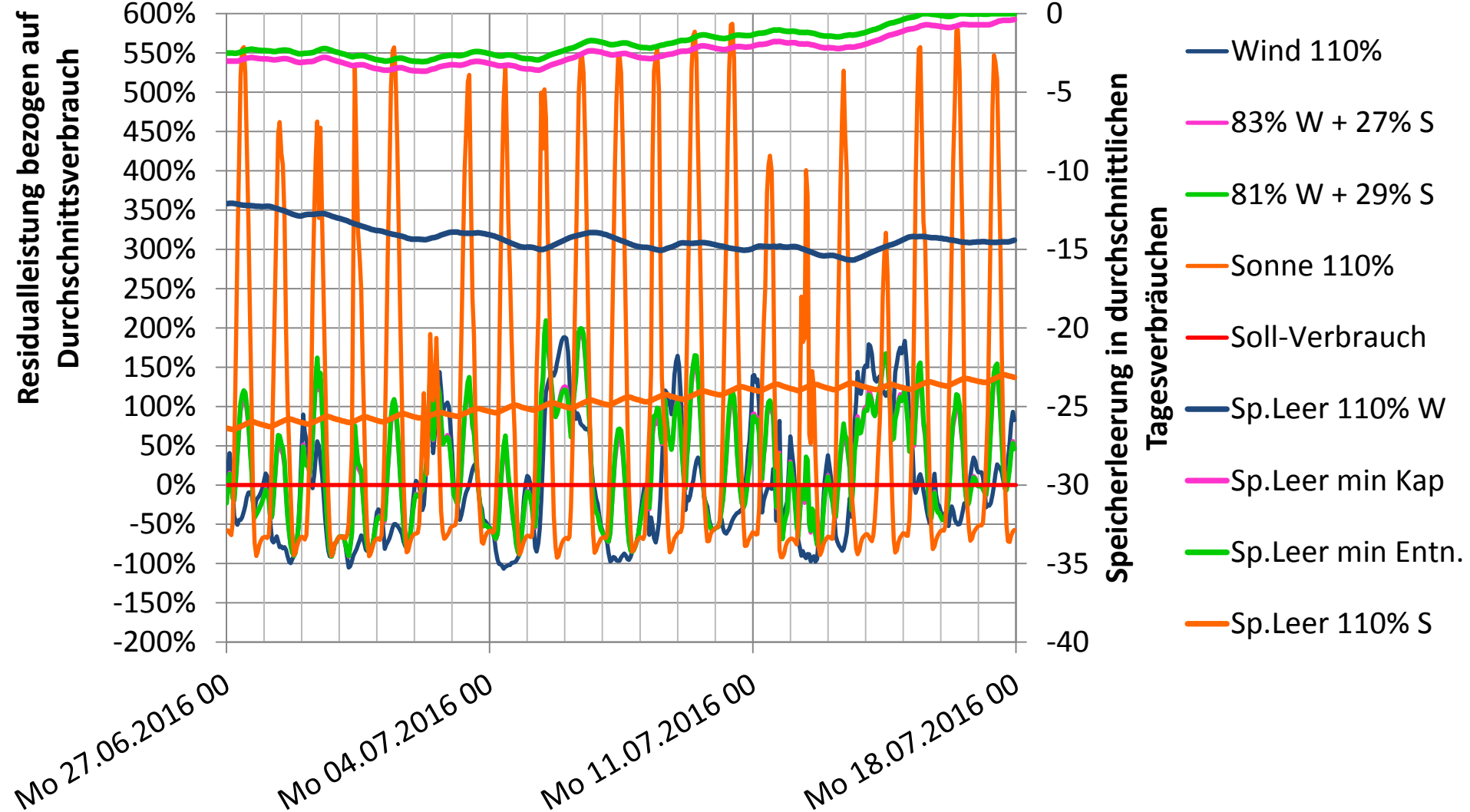


# Residualleistungsverlauf und Speicherleerung bei einem vorgegebenen Mix aus Wind und Sonne





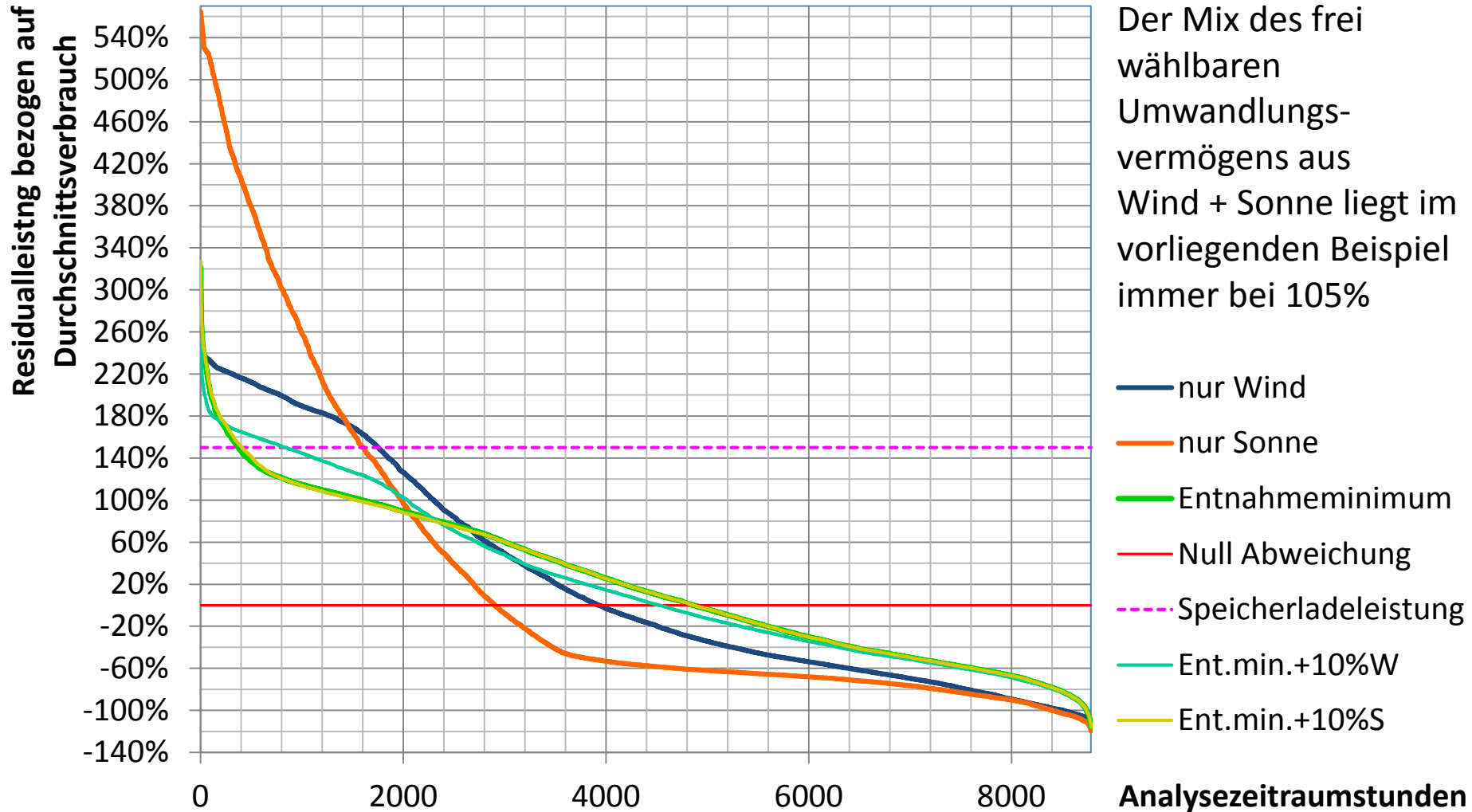
# Residualleistungsverlauf und Speicherleerung bei einem vorgegebenen fluktuierendem Umwandlungsvermögen







# Residualleistungs-Dauerlinien



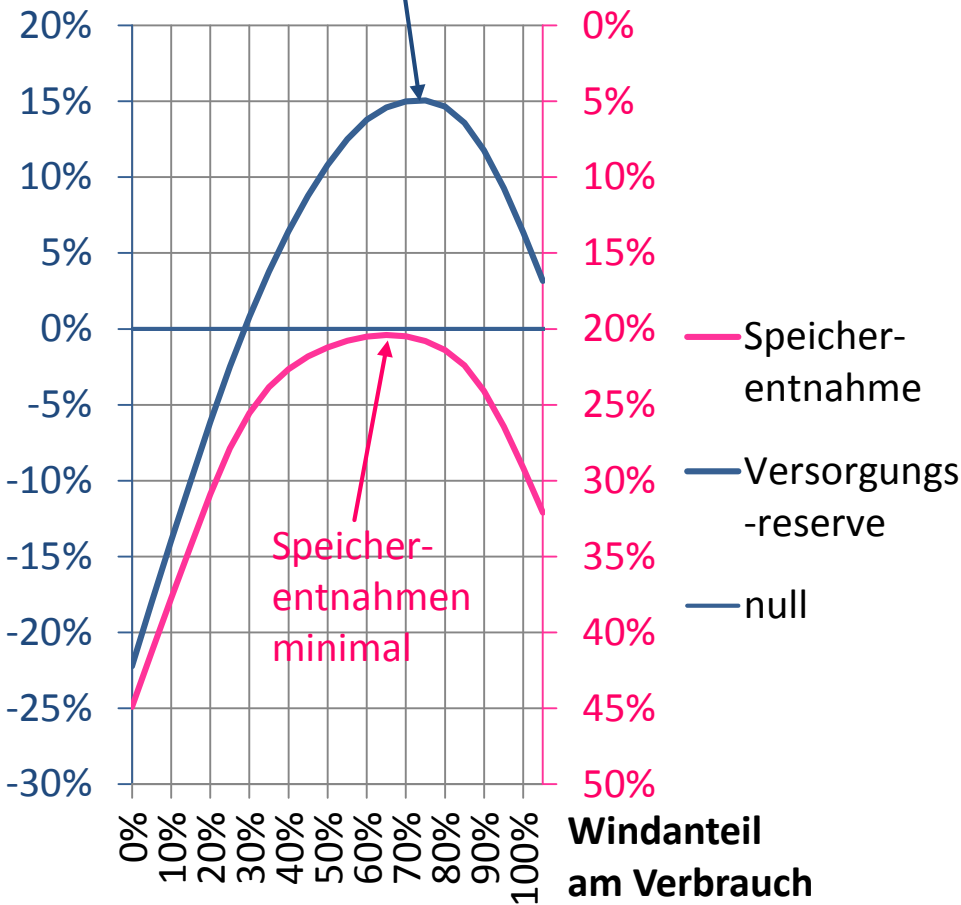
Umwandlungsvermögen	Laufwasseranteil	Biomasseanteil	Speicherwirkungsgrad	Speicherladeleistung
123,0%	0,5%	17,5%	75,0%	150,0%



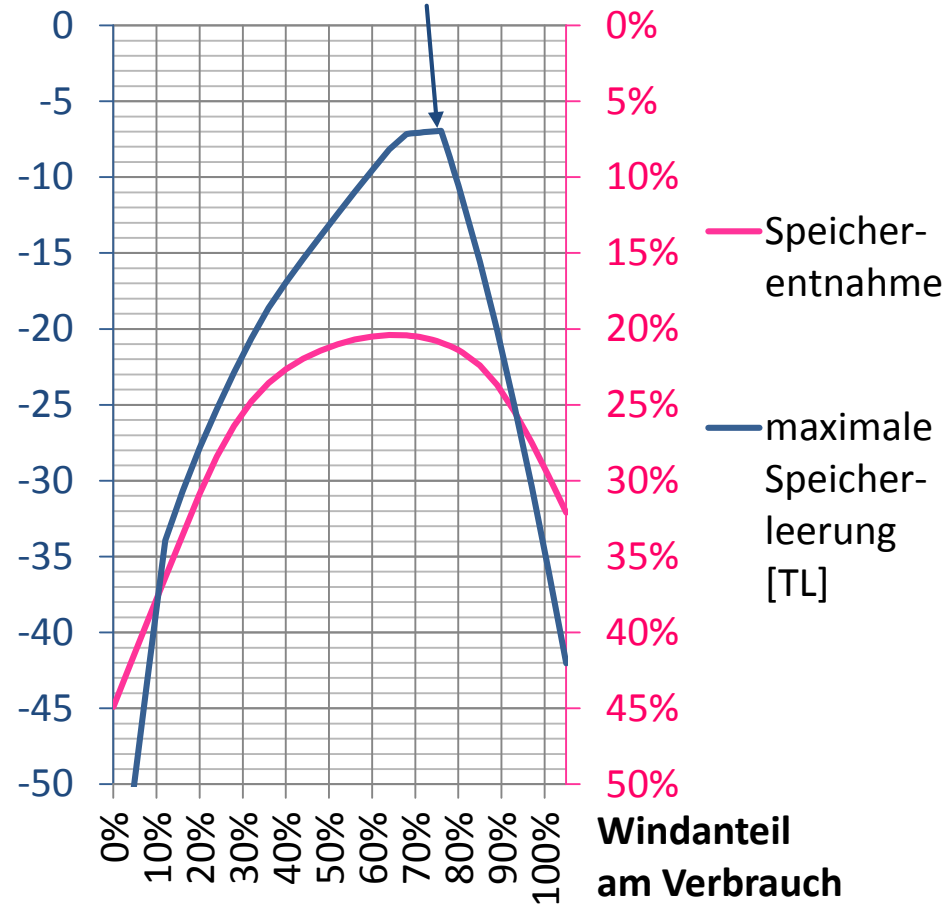
# Vorteilhafte Mixe aus Wind und Sonne

## Vorgaben: Umwandlungsvermögen und Speicherladeleistung

Versorgungsreserve maximal



Speicherkapazitätsbedarf minimal



Umwandlungsvermögen	Laufwasseranteil	Biomasseanteil	Speicherwirkungsgrad	Speicherladeleistung
123,0%	0,5%	17,5%	75,0%	150,0%



# Versorgungsgrößen

Verbrauch	V	Entweder zeitschrittbezogen oder als Summe aller Verbräuche
Durchschnittsverbrauch	VD	Mittelwert des Verbrauchs V
Windleistungsanteil	WA	Windumwandlungsvermögen bezogen auf VD
Solarleistungsanteil	SA	Solarumwandlungsvermögen bezogen auf VD
Frei ausbaubarer Anteil	FA	$FA = WA + SA$ , stark fluktuierender Anteil
Laufwasseranteil	LA	Laufwasserumwandlungsvermögen zu VD
Biomasseanteil	BA	Umwandlungsvermögen aus Biomasse und Sonstigem zu VD
Grundleistungsanteil	GA	$= LA + BA$ , begrenzt ausbaubare Potentiale zu VD
Umwandlungsvermögen	UV	$= FA + GA = WA + SA + LA + BA$
<b>Residualleistung</b>	<b>R</b>	<b><math>= UV - V</math></b> , Umwandlungsvermögen minus Verbrauch
Residualleistungsdefizite	RD	Summe aller Leistungsdefizite (mit $R < 0$ )
Residualleistungsüberschüsse	RÜ	Summe aller Leistungsüberschüsse (mit $R > 0$ )
Direkte Bedarfsdeckung	DBD	$= 1 - RD$ , Verbrauchsabdeckung sofort aus Umwandlungsvermögen

Umwandlungsvermögen minus Verbrauch führen zu einer Residualleistung.

Ein Ausgleichssystem hat dafür zu sorgen, dass die verbleibende Residualleistung zu null wird.



# Ausgleichs- und/oder Speichergrößen

Speicherladeleistung	SLL	Installierte (maximal verfügbare) Speicheraufladeleistung
Entnahmeleistungsbedarf	ELB	= $-\text{Min}(R)$ , größtes auftretendes Leistungsdefizit
Speicherentnahmeleistung	SEL	Installierte (maximal verfügbare) Speicherentnahmeleistung
<b>Entnahmeleistungsreserve</b>	<b>ELR</b>	<b>= <math>\text{SEL} - \text{ELB}</math>, nicht beanspruchte Entnahmeleistung</b>
Speicherwirkungsgrad	EtaS	= Energieabgabevermögen / Aufladeenergiebedarf
Speicherdurchsatz	SD	= $\text{RD} / \text{EtaS}$ , zur Speicheraufladung erforderliche Energie
Speicherverluste	SV	= $\text{SD} - \text{RD}$ , durch die Speicherung bedingte Verluste
Aufladevermögen	ALV	Summe aller verfügbaren Leistungsüberschüsse ( $R > 0$ ) bis SLL
Ladeleistungsüberschreitung	LLÜ	= $\text{RÜ} - \text{ALV}$ , auch bei aufnahmebereiten Speichern nicht nutzbar
nicht nutzbare Überschüsse	nnÜ	= $\text{RÜ} - \text{Min}(\text{SD}, \text{ALV})$ (= $\text{UV} - (\text{VD} + \text{SV})$ für $\text{SD} < \text{ALV}$ )
Versorgungsreserve	VR	= $\text{ALV} - \text{SD}$ , zusätzlich nutzbares Umwandlungsvermögen
Entnahmereserve	ER	= $\text{VR} * \text{EtaS}$ , nicht beanspruchte Speicherentnahmemöglichkeiten
Bereitstellungsbedarf	BSB	= $\text{DBD} + \text{RS} / \text{EtaS}$ , Energiebedarf für Nachfrage und Speicherverluste
<b>Bedarfsdeckungsreserve</b>	<b>BDR</b>	<b>= <math>\text{VR} / \text{BSB}</math>, effektiv zur Defizitdeckung verfügbare Reserve</b>
Speicherleerung	SL	gegenüber der Maximalaufladung entnommene Energie (negativer Wert)
Kapazitätsbedarf	KB	= $\text{Min}(\text{SL})$ , tiefste Speicherleerung nach einem voll aufgeladenen Zustand
Speicherkapazitätsvorhalt	KV	verfügbare Speicherkapazität
<b>Kapazitätsreserve</b>	<b>KR</b>	<b>= <math>\text{KV} - \text{KB}</math>, nicht beanspruchte Speicherkapazität</b>

- **Speicheraufladung** und Kappung **nicht nutzbarer Überschüsse** durch „Erzeugungsmanagement“ beheben Residualleistungsüberschüsse
- **Speicherentnahme** (und hier nicht vorgesehenes **Lastmanagement** bzw. **Lastabwurf**) beheben Residualleistungsdefizite



# Auslegungsgrößen

Winddurchschnittsleistung	WD	Durchschnittliches Umwandlungsvermögen der Windenergieanlagen
Solardurchschnittsleistung	SD	Durchschnittliches Umwandlungsvermögen der Solarenergieanlagen
Laufwasserdurchschnittsleistung	LD	Durchschnittliches Umwandlungsvermögen der Laufwasserenergieanlagen
Biomassedurchschnittsleistung	BD	Durchschnittliches Umwandlungsvermögen der Biomasse- und sonstigen Energieanlagen
Benutzungsgrade	BG..	Benutzungsgrad der eingesetzten Energieanlagen .. für: Wind W, Sonne S, Laufwasser L, Biomasse B, ...
Wind Nennleistung	WN	= $WD / BGW$
Solar Nennleistung	SN	= $SD / BGS$
Laufwasser Nennleistung	LN	= $LD / BGL$
Biomasse Nennleistung	BN	= $BD / BGB$

Die Auslegungsgrößen liefern die erforderlichen Dimensionierungsangaben für die betrachteten (regenerativen) Energieumwandlungssysteme.



# Zuverlässigkeitsmerkmale eines regenerativen Versorgungssystems

- Regenerative Versorgungssysteme sollten **auch dann noch zuverlässig** arbeiten, **wenn** energiewetterseitig oder verbrauchsseitig vom Untersuchungszeitraum **abweichende Bedingungen** auftreten, z.B.:
  - längere Windflauten insbesondere im Winterhalbjahr
  - tiefere Temperaturen oder bessere Konjunktur mit erhöhter Energienachfrage.
- Ein komplett regeneratives Versorgungssystem sollte dazu über **Reserven** verfügen, die in derartigen Problemphasen abgerufen werden können.
- Versorgungssystemauslegungen werden untereinander vergleichbar, wenn sie **über gleich hohe**
  - **Bedarfsdeckungsreserve**,
  - **Kapazitätsreserve** und
  - **Entnahmeleistungsreserve**verfügen.



# Freiheitsgrade der Systemauslegung und Variantenanalyse mit vorgegebenen Zuverlässigkeitsmerkmalen

**Fixe oder nur in begrenztem Umfang veränderbare Parameter:**

- Verbrauch
- Laufwasseranteil zur Verbrauchsdeckung
- Biomasseanteil

**erheblich veränderbare, also ausbaubare und somit frei wählbare Parameter:**

- **Windenergieanteil**
- **Solarenergieanteil**

**Frei wählbarer Parameter bei Speichersystemen zum Ausgleich der Residualleistung:**

- **Speicherladeleistung**

Durch die frei veränderlichen Parameter herbeizuführendes **Zuverlässigkeitsmerkmal:**

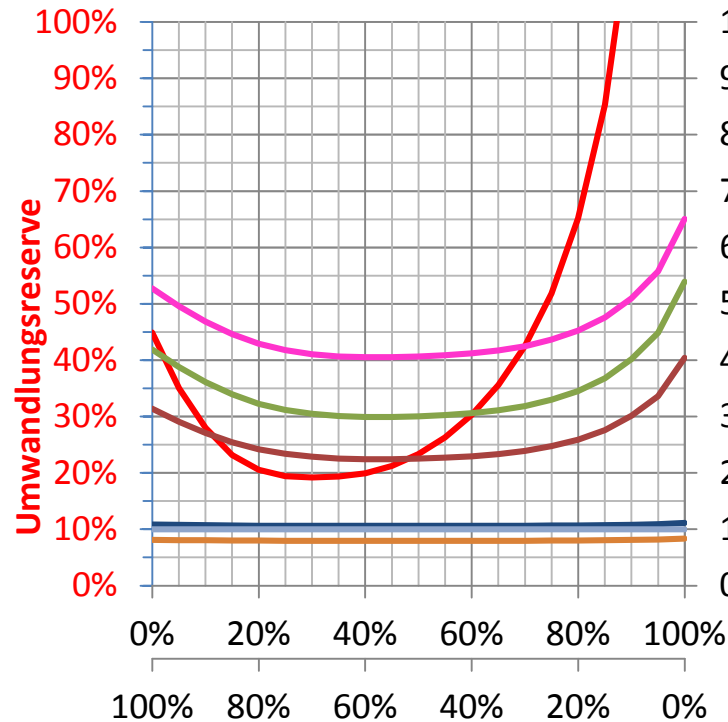
- **Bedarfsdeckungsreserve**

sich abhängig daraus ergebende Speichermerkmale:

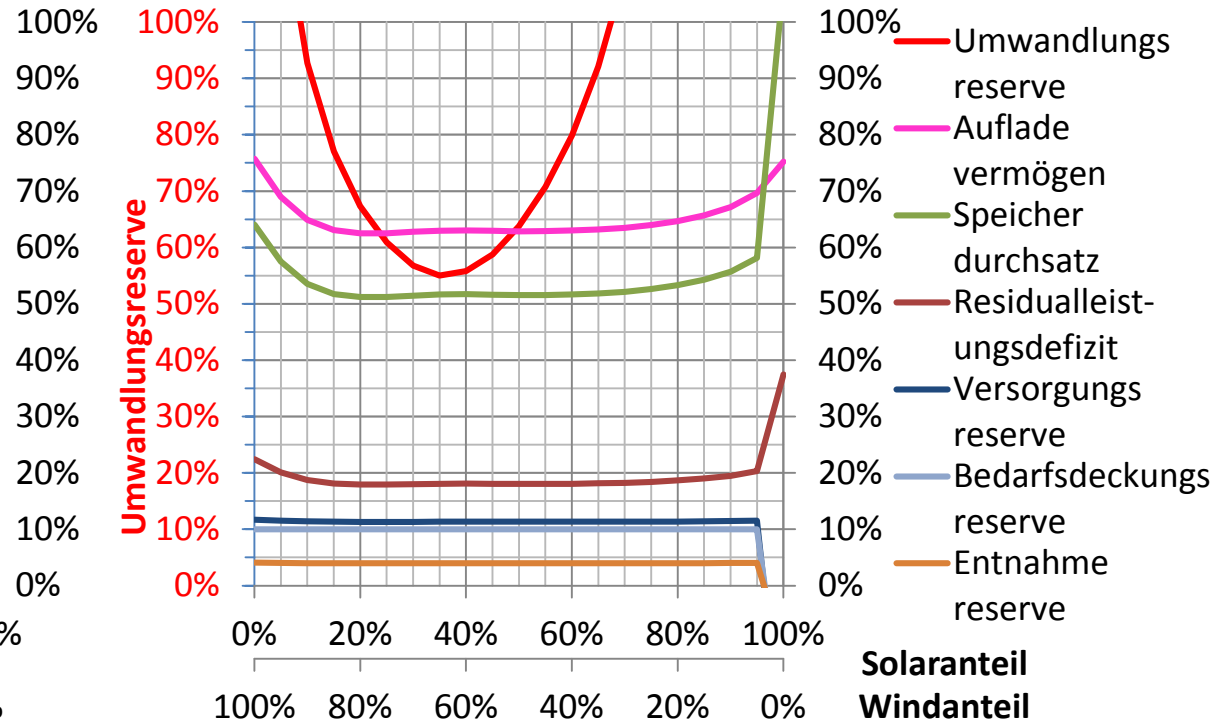
- Kapazitätsbedarf
- Entnahmeleistungsbedarf

# Variantenanalyse mit Deckungsreserve-Vorgabe

## Pumpspeicher, $\eta_s=75\%$



## Methanspeicher, $\eta_s=35\%$

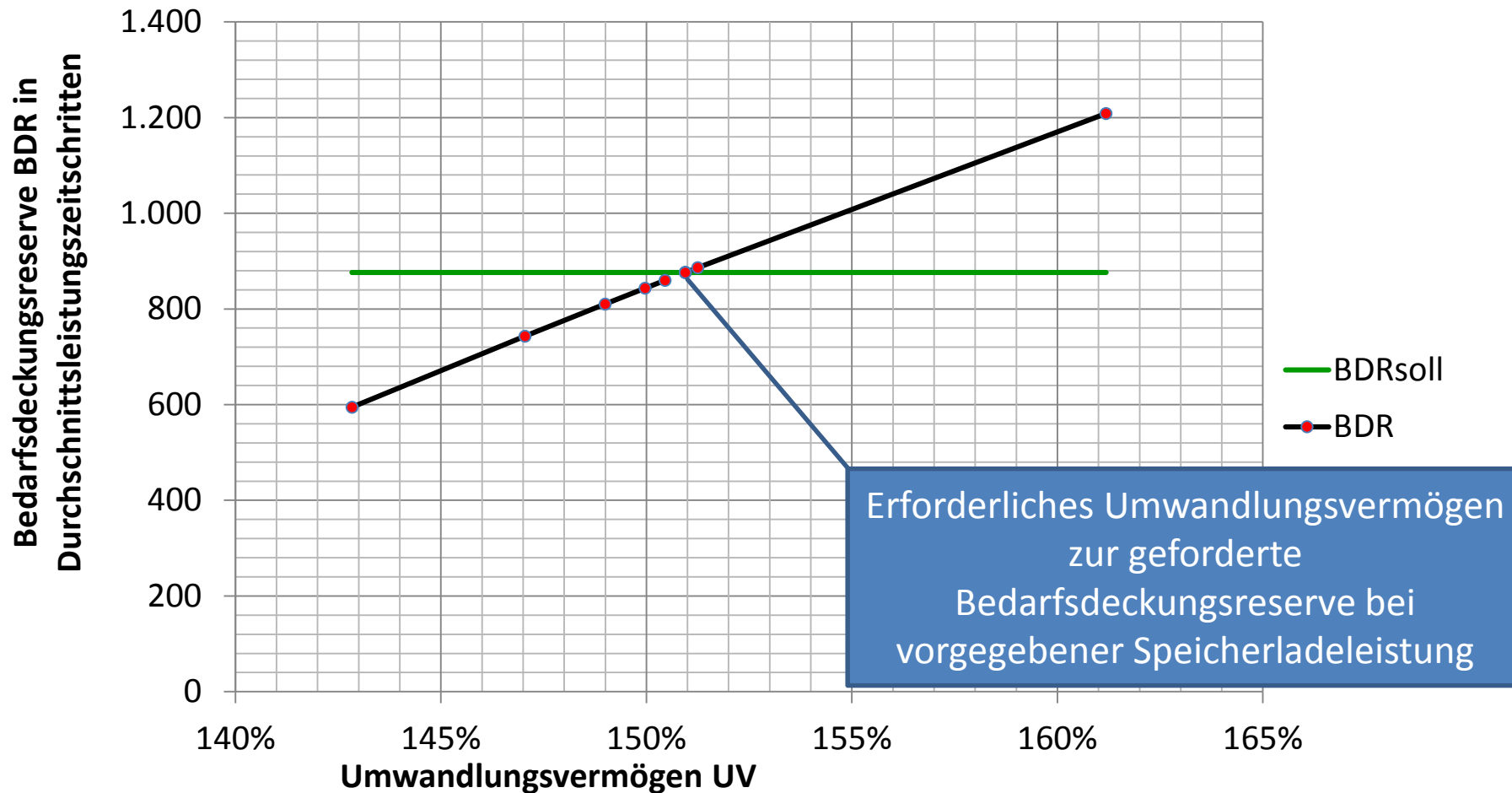


Speicherladeleistung	SLL	150%
Bedarfsdeckungsreservereserve	BDR	10%
Kapazitätsreserve	KR	10%
Entnahmeleistungsreserve	ELR	10%
Laufwasseranteil, $BG=56,1\%$	LWA	3,0%
Biomasseanteil, $BG=82,2\%$	BMA	10%
Benutzungsgrad Wind	BGW	36,2%
Benutzungsgrad Sonne	BGS	16,6%

Wert zu kleinster Umw.Res.	Mix	70%W 30%S	65%W 35%S
Umwandlungsreserve	UR	19%	55%
Anteil fluktuierend	FA	106%	142%
Residualleistungsdefizit	RD	23%	18%
Speicherdurchsatz	SD	30%	52%
Aufladevermögen	ALV	41%	63%
Versorgungsreserve	VR	11%	11%
Entnahmereserve	ER	8%	4%
Speicherkapazitätsvorhalt	KV	3,26% = 11,9 TL	2,56% = 9,4 TL
Sp.Entnahmeleistungsvorhalt	SEV	-135%	-135%



# Iteratives Auffinden des erforderlichen Umwandlungsvermögens bei vorgegebener Speicherladeleistung und Bedarfsdeckungsreserve



Die Suche beginnt mit einem größeren und einem kleineren Umwandlungsvermögen als erwartet und nähert sich dem gesuchten Wert iterativ solange an, bis die geforderte Genauigkeit erreicht ist.



# Optimierungsziele für ein regeneratives Versorgungssystem

- Aus **Akzeptanzerwägungen**
  - geringstmögliche Anzahl von Windenergieanlagen
  - geringstmögliche Anzahl von Stromleitungen und -Masten
  - geringstmöglicher Landflächenverbrauch für Speichersysteme
  - geringstmöglicher Landflächenverbrauch für Biomasseanbau zur energetischen Nutzung
  - geringstmöglicher Freiflächeneinsatz für Photovoltaikanlagen
  - ...
- Aus **gesamtwirtschaftlichen** (*makroökonomischen, volkswirtschaftlichen*) **Erwägungen**
  - geringstmögliche Herstellungskosten
  - geringstmögliche Betriebskosten
  - **geringstmögliche Stromgestehungskosten**
  - ...
- Aus **betriebswirtschaftlichen** (*mikroökonomischen*) **Erwägungen**
  - maximale Erlösmöglichkeit bei minimiertem Risiko aus Energietechnikinvestitionen
  - ...

Sofern Akzeptanzerwägungen in die Suche eines makroökonomisch vorteilhaften, kostenminimierenden Systems einfließen, lassen sich diese in „harter“ Form durch **Beschränkungen** und in „weicher“ Form durch „**Akzeptanzkosten**“-Ansätze berücksichtigen. Gegenstand der weiteren Analysen ist eine **Minimierung der Stromgestehungskosten**.



# Versorgungssystemkosten und deren Modellierung

**Stromgestehungskosten** berücksichtigen alle Kosten pro Energieeinheit, die den Abnehmern bedarfsgerecht geliefert werden kann.

Sie enthalten:

- Den Wertverzehr der dazu errichteten Energieanlagen (**Abschreibungen**)
- Die Zinsen der Fremdkapitalgeber und die Gewinnerwartungen der Unternehmen, welche die Investitionsmittel zum Bau der Energieanlagen bereitstellen (**kalkulatorische Zinsen**)
- Die Kosten des laufenden Betriebs für Aufsicht, Wartung, Reparaturen, Hilfs- und Betriebsstoffe, ggf. Primärenergieträger (z.B. für Biomasse), Pachten, Versicherungen, Verwaltung, ... (**Betriebskosten**)

Sie werden umgelegt als **Durchschnittspreis auf die abgenommenen Kilowattstunden**.

Im vorliegenden Fall geht es um eine pauschale Modellierung mit durchschnittlichen Kostenannahmen, um ein ganzheitliches Verständnis der Systemzusammenhänge zu erhalten.

# Kostengrößen eines regenerativen Energiesystems

Kostengrößen			Abschreibedauer	Zinssatz	jährliche Betriebskosten
spezifische Herstellkosten	Ansatz	Einheit	ASD	Zins	BKF
Windenergieanlagen	1.400	€/kW	20	6,0%	5%
Solarenergieanlagen	1.000	€/kW	20	6,0%	2%
Laufwasserkraftwerke	4.000	€/kW	50	6,0%	1%
Biomasseleistungsanlagen	3.000	€/kW	20	6,0%	20%
<b>Pumpspeicher</b>					
Speicherladeanlagen	150	€/kW	40	4,0%	2%
Speicherentnahmeanlagen	150	€/kW	40	4,0%	2%
Maximalleistungsanlagen	200	€/kW	40	4,0%	2%
Speicherkapazität	30	€/kWh	40	4,0%	2%
<b>Power to Gas to Power</b>					
Speicherladeanlagen	3.500	€/kW	20	4,0%	0%
Speicherentnahmeanlagen	1.000	€/kW	25	4,0%	0%
Maximalleistungsanlagen	0	€/kW	40	4,0%	2%
Speicherkapazität	0,5	€/kWh	40	4,0%	2%

*Beispielhafte ungeprüfte Kostenannahmen auf der Basis von Pumpspeichern und Power to Gas zur Suche nach einem Stromgestehungskosten minimierenden Versorgungssystem.*



# Vorgaben und systemrelevante Einflussfaktoren

Vorgabewerte	Größe	Wert
Bedarfsdeckungsreserve	BDR	10,0%
Kapazitätsreserve	KR	10,0%
EntnahmelLeistungsreserve	ER	10,0%
Lauaufwasseranteil	LA	3,0%
Biomasse und Sonstiges Anteil	BA	10,0%
Speicherwirkungsgrad	EtaS	75,0%

*Beispielwerte für Systemvorgaben bei Annahme von Pumpspeichern für den Wirkungsgrad zur Suche nach einem möglichst (kosten)optimalen Versorgungssystem.*

Kenngößen	Größe	Wert	Einheit
<b>Windenergie</b>			
Nennleistung	WN	312,1	W/m <sup>2</sup>
Durchschnittsleistung	WD	112,8	W/m <sup>2</sup>
Benutzungsgrad	BGW	36,2%	
<b>Solarenergie</b>			
Nennleistung	SN	125	W/m <sup>2</sup>
Durchschnittsleistung	SD	20,81	W/m <sup>2</sup>
Benutzungsgrad	BGS	16,6%	
<b>Laufwasser</b>			
Nennleistung	LN	178,2%	
Durchschnittsleistung	LD	100,0%	
Benutzungsgrad	BGL	56,1%	
<b>Biomasseanlagen</b>			
Nennleistung	BN	2.029	kW
Durchschnittsleistung	BD	1.667	kW
Benutzungsgrad	BGB	82,2%	
<b>Verbrauch</b>			
Minimum	Vmin	57,4%	
Durchschnitt	VD	100,0%	
Maximum	Vmax	137,6%	



# Ermittlung der Stromgestehungskosten

Windanteil am fluktuierenden Mix	iWi	72,0%
Solaranteil am fluktuierenden Mix	iSo	28,0%
Versorgungsreserve	VR	10,57%
Entnahmereserve	ER	7,93%
<b>Bedarfsdeckungsreserve</b>	<b>BDR</b>	<b>10,0%</b>
<b>Speicherladeleistung</b>	<b>SLL</b>	<b>104,0%</b>
<b>Umwandlungsvermögen</b>	<b>UV</b>	<b>127,5%</b>
Umwandlungsreserve	UR	27,5%
Anteil fluktuierend	FA	114,5%
Residualleistungsdefizit	RD	21,7%
Speicherdurchsatz	SD	29,0%
Aufladevermögen	ALV	39,5%
Kapazitätsbedarf (tiefste Entladung)	KB	2,175%
vorzuhaltende Kapazität	KV	2,392%
größte Speicherentnahmeleistung	SEL	122,3%
vorzuhaltende Entnahmeleistung	SEV	134,5%
Maximale Speichersystemleistung	SLM	134,5%
Wind Nennleistung	WN	228,0%
Solar Nennleistung	SN	192,6%
Laufwasser Nennleistung	LN	5,3%
Biomasse und Sonstiges Nennleistung	BN	12,2%

Sobald das Umwandlungsvermögen zu einem vorgegebenen **Mix** aus Wind und Sonne in Verbindung mit einer Speicherladeleistung gefunden wurde, bei dem sich die geforderte Bedarfsdeckungsreserve einstellt, ergeben sich alle anderen Auslegungsparameter aus der Analyse der Residualleistungszeitreihe:

- **Nennleistungen der Umwandlungssysteme**
- **Speicherkapazität**
- **Lade- und Entnahmenennleistungen des Speichersystems**

Die Stromgestehungskosten ergeben sich daraus mit den angesetzten Kostengrößen.

# Herstellungs- oder Errichtungskosten für den Anlagenpark

Auslegungsparameter	Größe	Bedarf	Pro kW VD	spez. HK	Einheit	HK [€/kW <sub>VD</sub> ]
Wind Nennleistung	WN	228,0%	2,28 kW	1.400	€/kW	3.192
Solar Nennleistung	SN	192,6%	1,93 kW	1000	€/kW	1.926
Laufwasser Nennleistung	LN	5,3%	0,053 kW	3000	€/kW	160
Biomasse und Sonstiges Nennleistung	BN	12,2%	0,122 kW	3.000	€/kW	365
Speicherladeleistung	SLL	104,0%	1,04 kW	150	€/kW	156
vorzuhaltende Entnahmeleistung	SEV	134,5%	1,34 kW	150	€/kW	202
Maximale Speichersystemleistung	SLM	134,5%	1,34 kW	200	€/kW	269
vorzuhaltende Kapazität	KV	2,392%	210 kWh	30	€/kWh	6.304
<b>gesamtes Versorgungssystem</b>						<b>12.574</b>

Pro Kilowatt kW systemverantwortlich bedarfsgerecht bereitgestellter Durchschnittsleistung VD zur Deckung des realen Verbrauchs ergeben sich damit die ausgewiesenen Herstellungskosten HK für den Anlagenpark.

Herstellkosten, beispielhaft für die Errichtung der benötigten Windenergieanlagen:

$$WHK = WN \cdot sWHK = 2,28 \frac{kW_{WN}}{kW_{VD}} \cdot 1.400 \frac{\text{€}}{kW_{WN}} = 3.192 \frac{\text{€}_{WN}}{kW_{VD}}$$

Herstellkosten, beispielhaft für die Errichtung der benötigten Speicherkapazität:

$$SKK = KV \cdot t_{Bez} \cdot sSKHK = 0,0239 \frac{kW_{KV}}{kW_{VD}} \cdot 8.784 h \cdot 30 \frac{\text{€}}{kWh_{KV}} = 6.304 \frac{\text{€}_{KV}}{kW_{VD}}$$

Hinweis: Normaljahr 8760 h, Schaltjahr 8784 h (liegt hier vor)



# Jährlich umzulegende Kapitalkosten für den Anlagenpark

Kostenursache	Größe	HK [€/kW <sub>VD</sub> ]	ASD [a]	Zins	KK [€/a·kW <sub>VD</sub> ]
Wind Nennleistung	WN	3.192	20	6,0%	278,3
Solar Nennleistung	SN	1.926	20	6,0%	167,9
Laufwasser Nennleistung	LN	160	50	6,0%	10,2
Biomasse und Sonstiges Nennleistung	BN	365	20	6,0%	31,8
Speicherladeleistung	SLL	156	40	4,0%	7,9
vorzuhaltende Entnahmeleistung	SEV	202	40	4,0%	10,2
Maximale Speichersystemleistung	SLM	269	40	4,0%	13,6
vorzuhaltende Kapazität	KV	6.304	40	4,0%	318,5
<b>gesamtes Versorgungssystem</b>		<b>12.574</b>			<b>838,3</b>

Die Investoren und Darlehensgeber für das Kapital zur Errichtung des Anlagenparks, möchten die eingesetzten Finanzmittel über eine erwartete Einsatzdauer der Anlage zurück erhalten und dafür einen Gewinn bzw. Zinsen erwirtschaften.

Die daraus im Jahresdurchschnitt resultierenden Kapitalkosten  $KK$  lassen sich mit der Abschreibedauer  $ASD$  und einen kalkulatorischen Zinssatz  $z$  mit Hilfe des Annuitätsfaktors bestimmen.

Beispiel für die Kapitalkosten der Windenergieanlagen:

$$KKW = WHK \cdot \frac{(1+z)^{ASD} \cdot z}{(1+z)^{ASD} - 1} = 3.192 \cdot \frac{(1+0,06)^{20} \cdot 0,06}{(1+0,06)^{20} - 1} \frac{\text{€}}{\text{a}} = 278,3 \frac{\text{€}}{\text{a}}$$





# Jährlich anfallende Betriebskosten für den Anlagenpark

Kostenursache	Größe	HK [€/kW <sub>VD</sub> ]	BKF	BK [€/a·kW <sub>VD</sub> ]
Wind Nennleistung	WN	3.192	5,0%	159,6
Solar Nennleistung	SN	1.926	2,0%	38,5
Laufwasser Nennleistung	LN	160	1,0%	1,6
Biomasse und Sonstiges Nennleistung	BN	365	20,0%	73,0
Speicherladeleistung	SLL	156	2,0%	3,1
vorzuhaltende Entnahmeleistung	SEV	202	2,0%	4,0
Maximale Speichersystemleistung	SLM	269	2,0%	5,4
vorzuhaltende Kapazität	KV	6.304	2,0%	126,1
<b>gesamtes Versorgungssystem</b>		<b>12.574</b>		<b>411,3</b>

Der Betrieb der Anlagen erfordert laufende Ausgaben für Personal, Verwaltung, Hilfs- und Betriebsstoffe, Wartung, Reparaturen, Versicherung, ggf. Pachten, ggf. Biomassezukauf, usw..

Diese dafür jährlich anfallenden Kosten lassen sich überschlägig in einem pauschalen Ansatz in Bezug auf die Anlagenherstellungskosten ausdrücken.

Beispiel für die Betriebskosten der Windenergieanlagen:

$$BKW = WHK \cdot BKF = 3.192 \cdot 5\% \frac{\text{€}}{\text{a}} = 159,6 \frac{\text{€}}{\text{a}}$$

# Stromgestehungskosten für den Anlagenpark

Kostenursache	Größe	KK [€/a·kW <sub>VD</sub> ]	BK [€/a·kW <sub>VD</sub> ]	GK [€/a·kW <sub>VD</sub> ]	SGK [Ct/kWh]
Wind Nennleistung	WN	278,3	159,6	437,8	4,98
Solar Nennleistung	SN	167,9	38,5	206,4	2,35
Laufwasser Nennleistung	LN	10,2	1,6	11,8	0,13
Biomasse und Sonstiges Nennleistung	BN	31,8	73,0	104,9	1,19
Speicherladeleistung	SLL	7,9	3,1	11,0	0,13
vorzuhaltende Entnahmeleistung	SEV	10,2	4,0	14,2	0,16
Maximale Speichersystemleistung	SLM	13,6	5,4	19,0	0,22
vorzuhaltende Kapazität	KV	318,5	126,1	444,6	5,06
<b>gesamtes Versorgungssystem</b>		<b>838,3</b>	<b>411,3</b>	<b>1249,7</b>	<b>14,23</b>

Die jährlichen Gesamtkosten  $GK$  ergeben sich aus der Summe der jährlichen Kapitalkosten  $KK$  und den jährlichen Betriebskosten  $BK$ .

Die Stromgestehungskosten  $SGK$  erhält man daraus durch die Division mit dem dadurch bedarfsgerecht versorgten Verbrauch.

Beispiel für die anteiligen Stromgestehungskosten der Windenergieanlagen:

$$SGKW = \frac{|KKW + BKW|}{VD \cdot t_{\text{Bezug}}} = \frac{(278,3 + 159,6) \text{ €}}{1 \text{ kW} \cdot 8.784 \text{ h}} = \frac{437,8 \text{ €}}{8.784 \text{ kWh}} \cdot \frac{100 \text{ Ct}}{\text{€}} = 4,98 \frac{\text{Ct}}{\text{kWh}}$$

Hinweis: Normaljahr 8760 h, Schaltjahr 8784 h (liegt hier vor)

# Auffindung minimaler Stromgestehungskosten

Die Auffindung der Systemkonfiguration mit den geringsten Stromgestehungskosten bei Erfüllung der vorgegebenen Zuverlässigkeitsparameter erfordert einen systematisierten iterativen Suchprozess.

Dazu kann beispielsweise die folgende Vorgehensstrategie angewandt werden:

Vorzugebende Parameter festlegen

Startwert zur Suche der günstigsten Speicherladeleistung  $SLL$  einstellen

Startwert zur Suche des günstigsten Windanteils  $iWi$  einstellen, Solaranteil  $iSo = 1 - iWi$

Startwert zur Suche des erforderlichen Umwandlungsvermögens  $UV$  einstellen

Residualleistungszeitreihe zum betrachteten Umwandlungsvermögen aufstellen

Bedarfsdeckungsreserve  $BDR$  bestimmen

Umwandlungsvermögen  $UV$  für den nächsten Untersuchungsschritt bestimmen

Wiederholen mit dem neuen Umwandlungsvermögen  $UV$  bis zur geforderten Genauigkeit bei der Bedarfsdeckungsreserve  $BDR$

Windanteil  $iWi$  für den nächsten Untersuchungsdurchlauf bestimmen,  $iSo = 1 - iWi$

Wiederholen mit dem neuen Windanteil  $iWi$  bis zur vorgesehenen Untersuchungsgenauigkeit

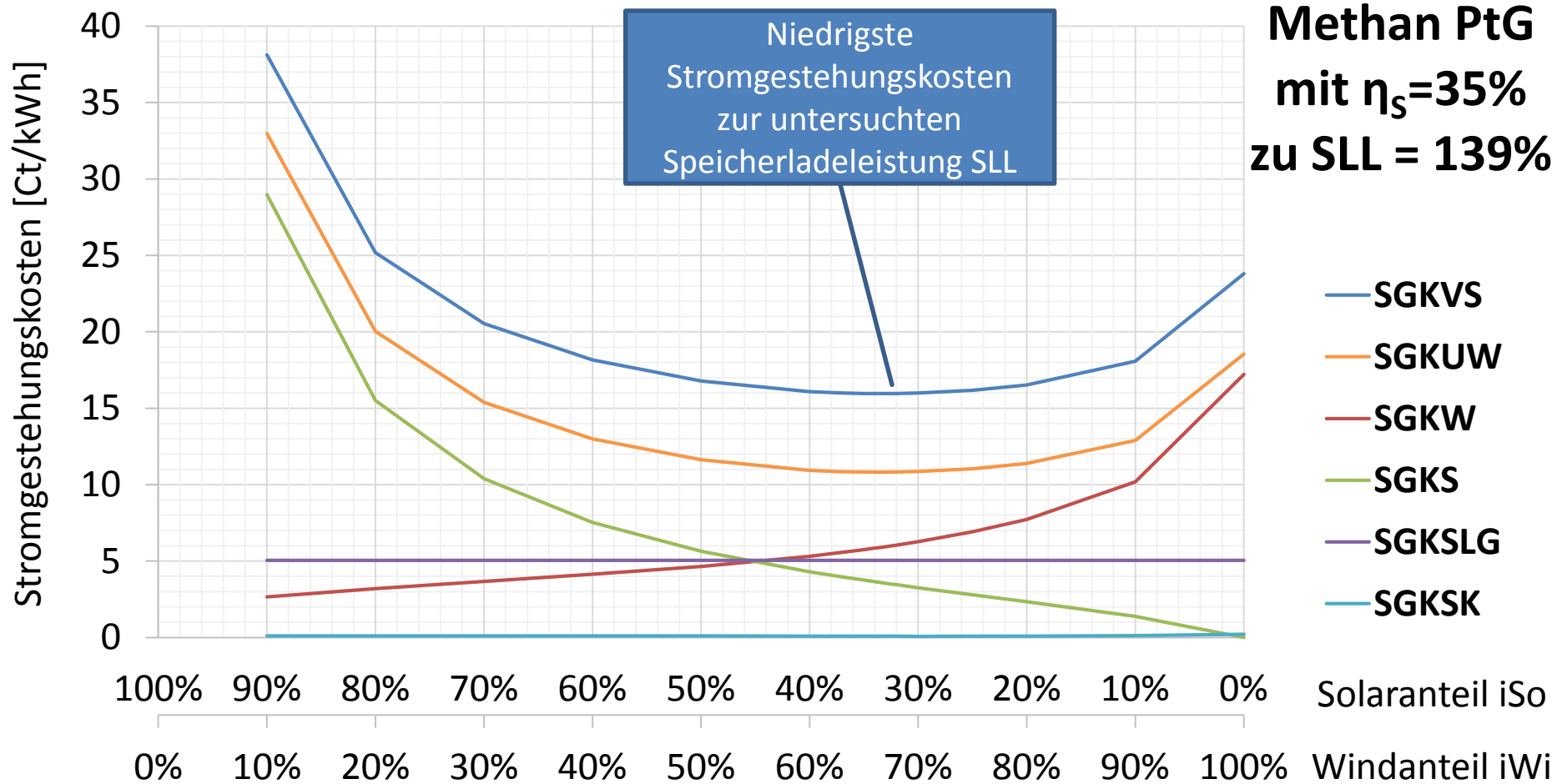
Speicherladeleistung  $SLL$  für den nächsten Untersuchungsdurchlauf bestimmen

Wiederholen mit der neuen Speicherladeleistung  $SLL$  bis zur vorgesehenen Untersuchungsgenauigkeit

Lösung mit den insgesamt niedrigsten Stromgestehungskosten  $SGK$  identifizieren



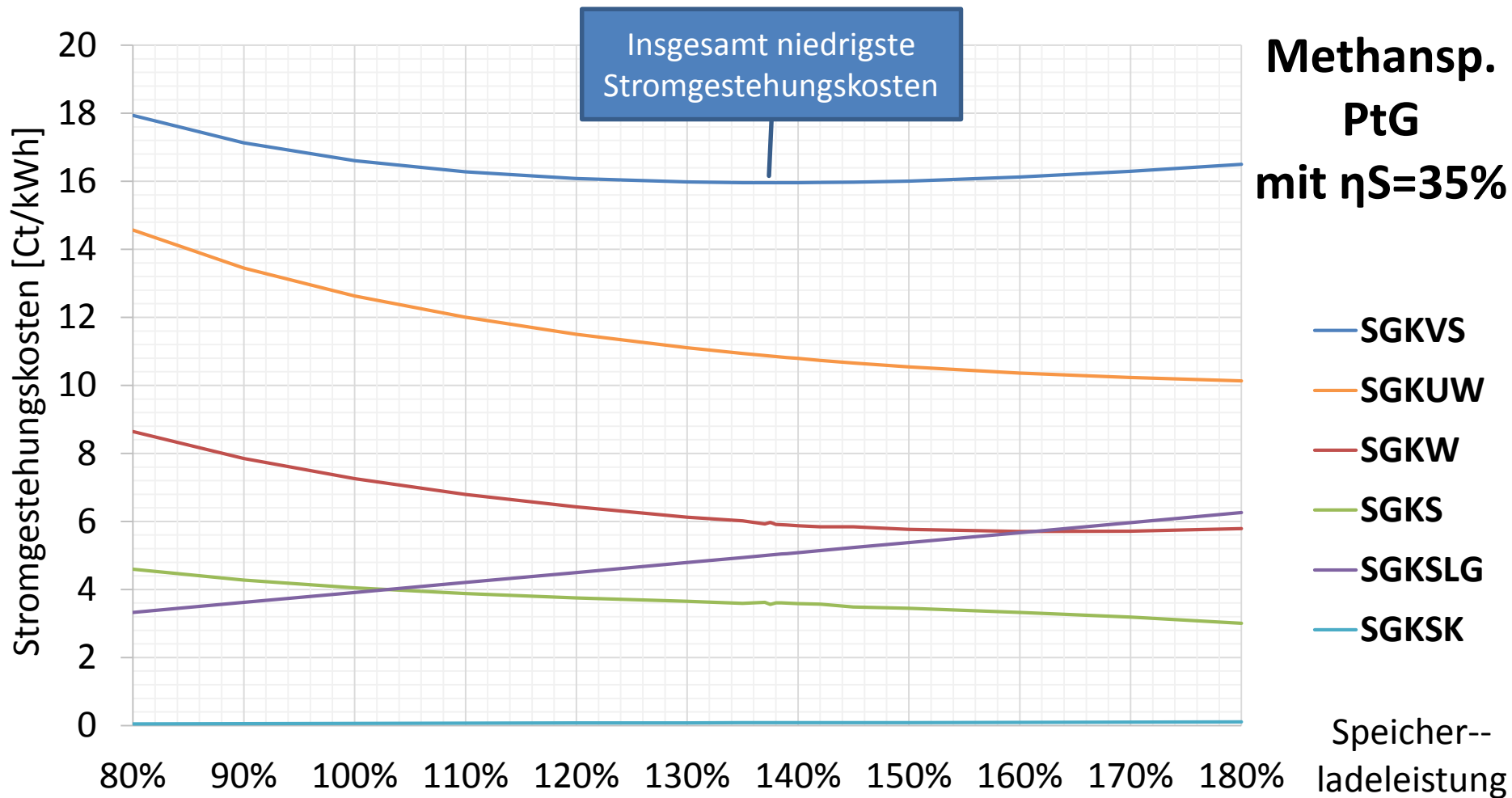
# Minimale Stromgestehungskosten zu gegebener Speicherladeleistung



**SGK.. Stromgestehungskosten, ..VS Versorgungssystem gesamt, ..UW regenerative Umwandlungsanlagen für ..W Wind, ..S Sonne, Laufwasser und Biomasse, ..SLG Speicherleistungssystem gesamt (Aufladung + Entnahme), ..SK Speicherkapazität**



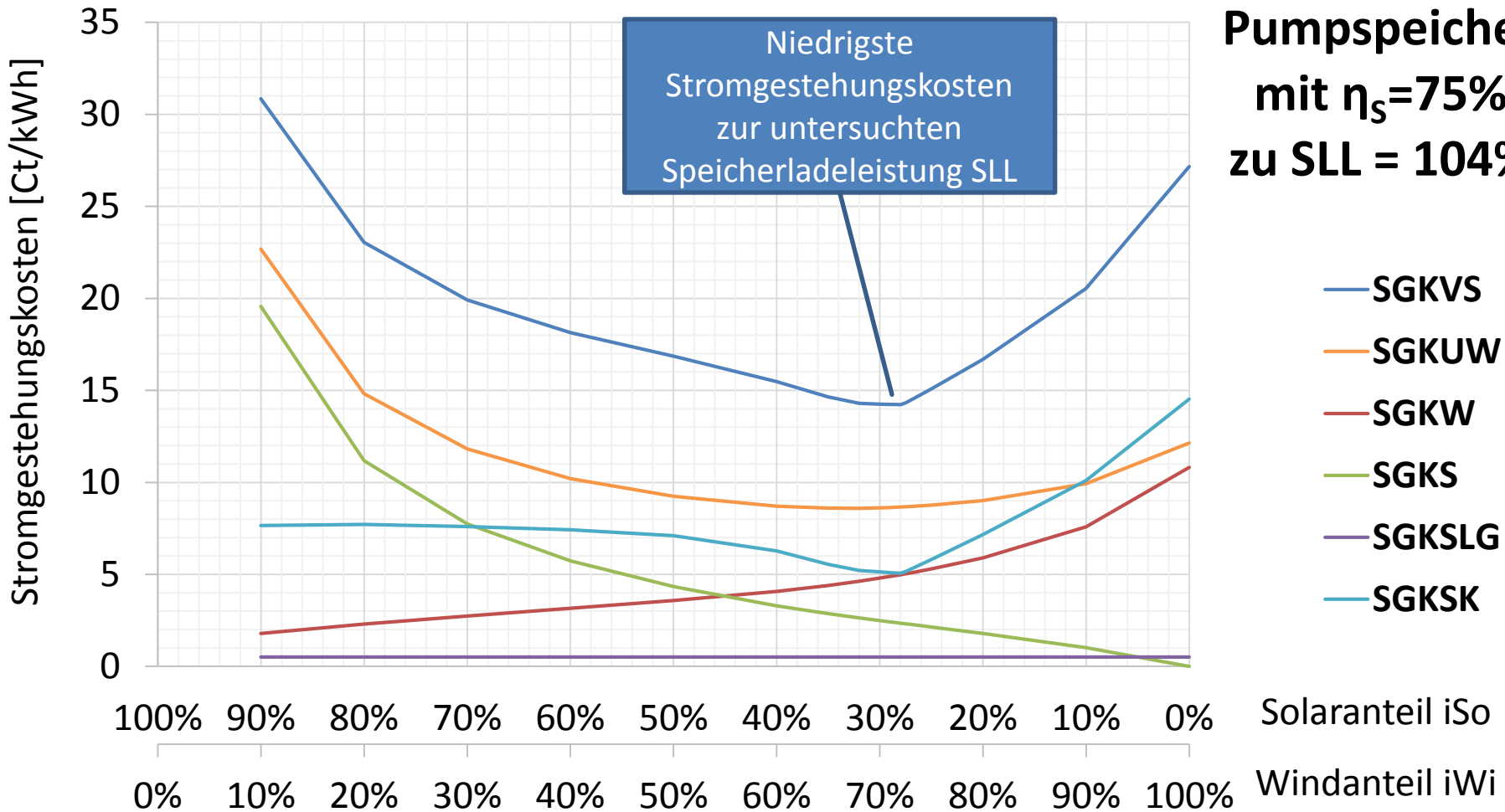
# Stromgestehungskosten beim jeweils günstigsten Mix



**SGK..** Stromgestehungskosten, **..VS** Versorgungssystem gesamt,  
**..UW** regenerative Umwandlungsanlagen für **..W** Wind, **..S** Sonne, Laufwasser und Biomasse,  
**..SLG** Speicherleistungssystem gesamt (Aufladung + Entnahme), **..SK** Speicherkapazität

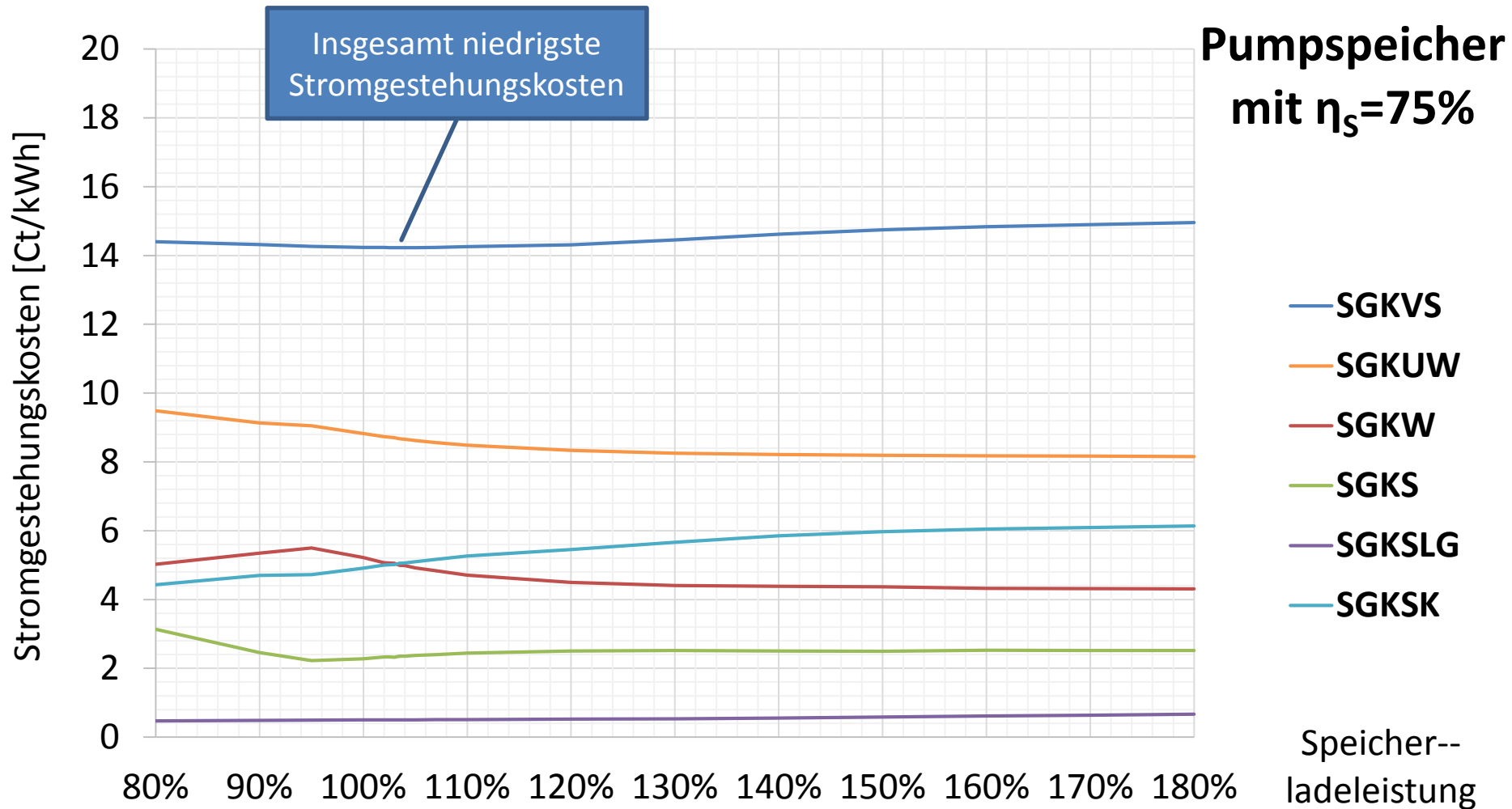


# Minimale Stromgestehungskosten zu gegebener Speicherladeleistung



**SGK..** Stromgestehungskosten, **..VS** Versorgungssystem gesamt,  
**..UW** regenerative Umwandlungsanlagen für **..W** Wind, **..S** Sonne, Laufwasser und Biomasse,  
**..SLG** Speicherleistungssystem gesamt, **..SK** Speicherkapazität

# Stromgestehungskosten beim jeweils günstigsten Mix



**SGK..** Stromgestehungskosten, **..VS** Versorgungssystem gesamt,  
**..UW** regenerative Umwandlungsanlagen für **..W** Wind, **..S** Sonne, Laufwasser und Biomasse,  
**..SLG** Speicherleistungssystem gesamt, **..SK** Speicherkapazität



## Zwischenbilanz 1

**Selbstversorgungsfähigkeit  
einzelner Regionen  
ist möglich!**

**2. Was bringt eine  
großräumige Vernetzung?**





# Umgang mit regionalen Überschüssen und Defiziten

## Verwendung

### regionaler Erzeugungsüberschüsse

1. Regionaler Eigenverbrauch
2. Export zum direkten Verbrauch in Defizitgebieten
3. Aufladung der eigenen regionalen Speichersysteme
4. Aufladung von Speichersystemen in entfernten Gebieten
5. Abregelung nicht nutzbarer Überproduktion  
(Erzeugungsmanagement)

## Deckung

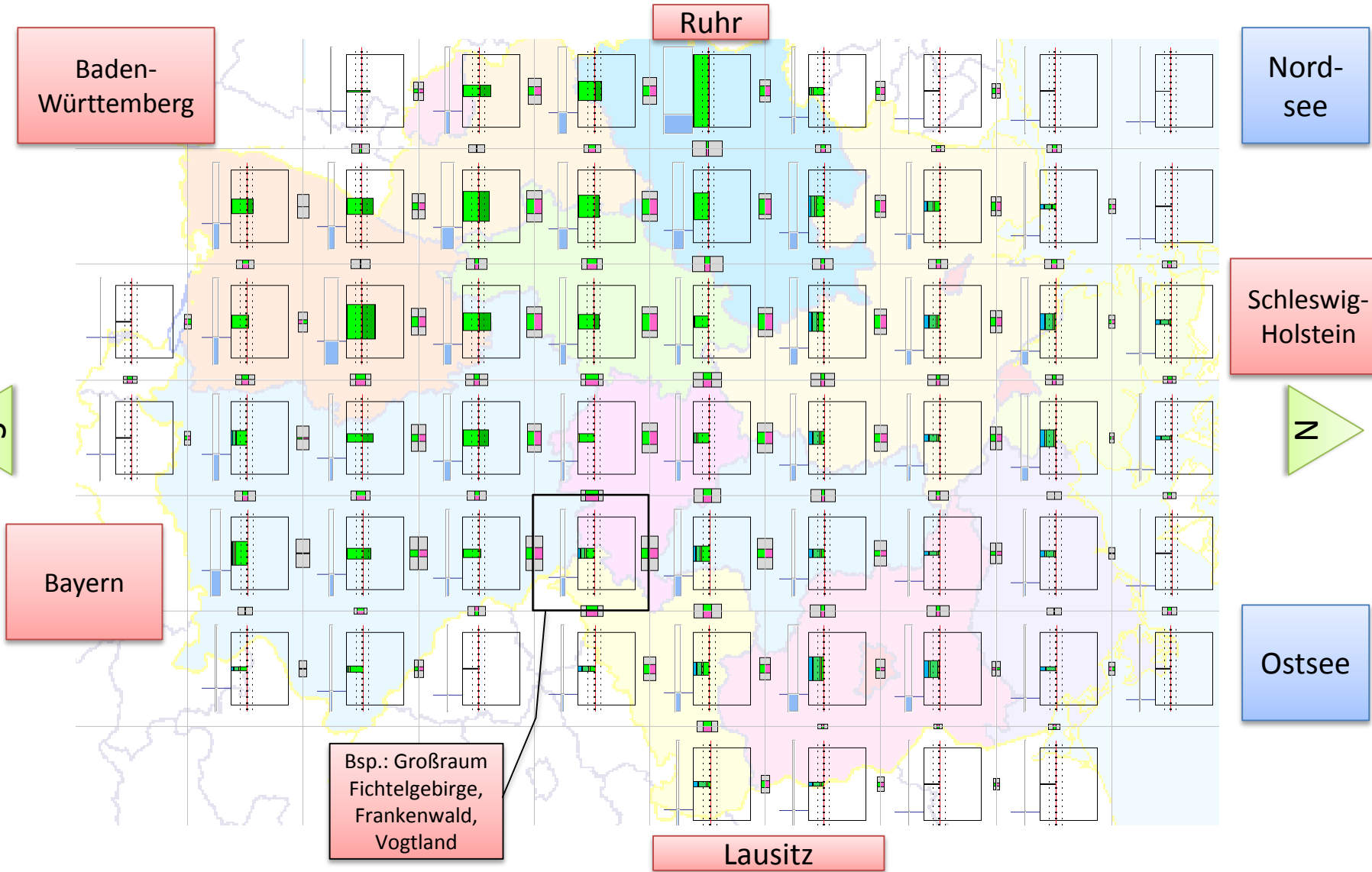
### regionaler Erzeugungsdefizite

1. Vollständige Nutzung der unzureichenden Eigenproduktion
2. Import von Erzeugungsüberschüssen aus entfernten Gebieten
3. Entnahme aus den eigenen Speichersystemen
4. Entnahme aus Speichersystemen entfernter Gebiete
5. Lastabwurf  
(Lastmanagement)



# Zeitschrittanalyse

Darstellung der Versorgungssituation einer Region im Gesamtkontext

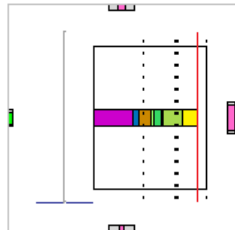




# Zeitschrittanalyse im Detail

## Beispiel einer regionalen Versorgungssituation während eines einzelnen Zeitschritts

### Szenario



### Zustand 2010

#### mittleres Schwaben

Szenario-Baustein Pos	55	SZBID	5583
X-Koordinate des Rastergebiets	23		
Y-Koordinate des Rastergebiets	18		
Zeitschritt	Mo 26.10.98		
Weltzeit	26.10.98 09:00:00		

### Gebietsdaten, die diesen Zeitschritt betreffen:

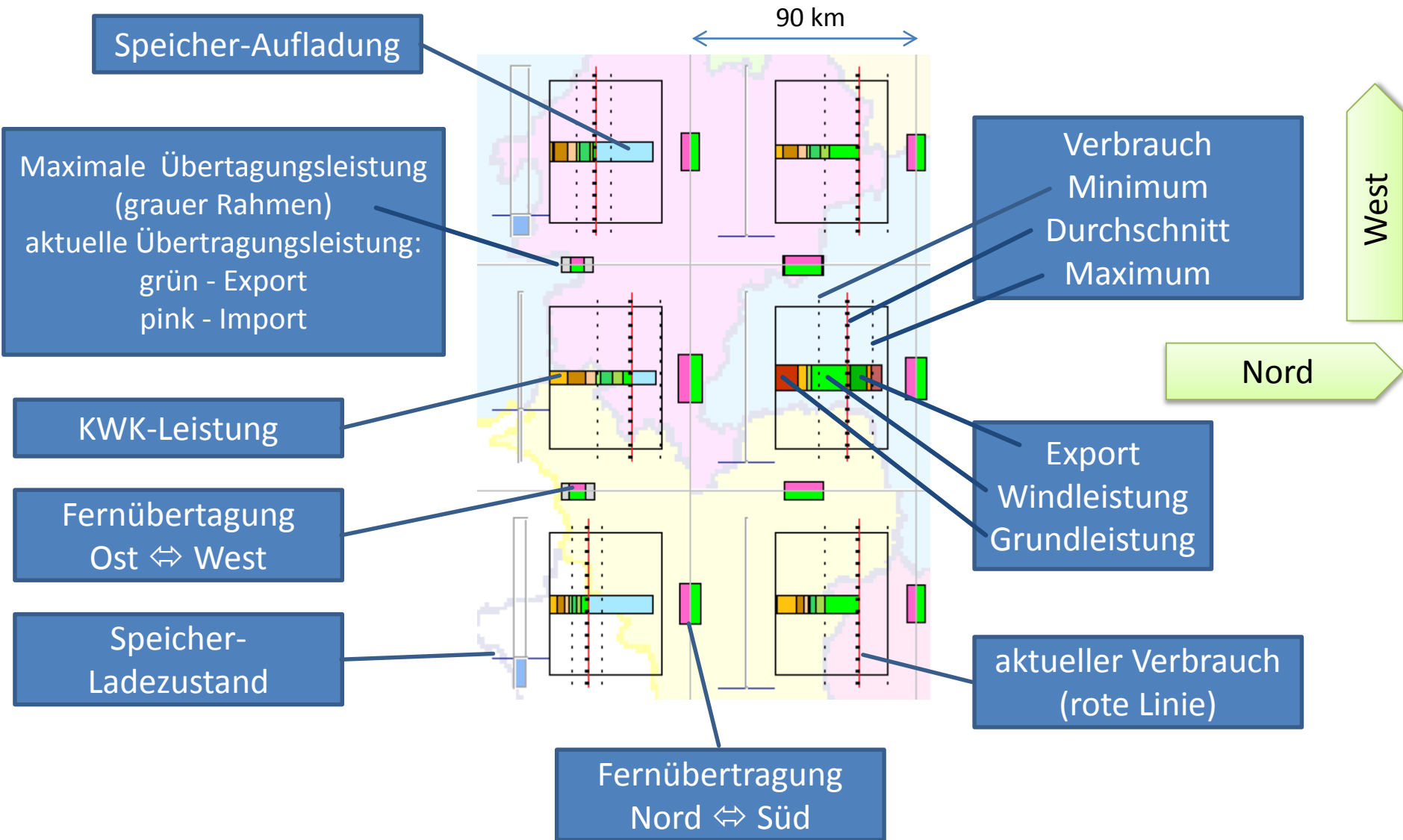
Verbrauchslast	1.610,07	MW
Eigenproduktion	537,57	MW
Importleistung	1.072,51	MW
Exportleistung	0,00	MW
Fernübertragung: - Export, + Import von Süden	-228,68	MW
Fernübertragung: - Export, + Import von Norden	959,75	MW
Fernübertragung: - Export, + Import von Westen	269,68	MW
Fernübertragung: - Export, + Import von Osten	129,77	MW
Speicherleerung	0,00	MWh

Lastabwurf	0,00	MW
bedarfsgerechter konventionelle Leistung aus Importen	607,64	MW
eigenerzeugte bedarfsgerechte konventionelle Leistung	0,00	MW
konventionelle Grundleistung zum Eigenverbrauch	0,00	MW
Kraft-Wärme gekoppelte Leistung zum Eigenverbrauch	0,00	MW
aus fremden Speichern importierte Leistung	97,57	MW
aus eigenen Speichern entnommene Leistung	0,00	MW
importierte konventionelle Grundleistung	179,80	MW
importierte Kraft-Wärme gekoppelte Leistung	14,85	MW
importierte regenerative Grundleistung	49,90	MW
importierte Windleistung	100,07	MW
importierte Solarleistung	22,68	MW
regenerative Grundleistung zum Eigenverbrauch	302,86	MW
Windleistung zum Eigenverbrauch	16,44	MW
Solarleistung zum Eigenverbrauch	218,26	MW
importierte Leistung zur Aufladung der eigenen Speicher	0,00	MW
exportierte regenerative Grundleistung	0,00	MW
exportierte Windleistung	0,00	MW
exportierte Solarleistung	0,00	MW
Speicheraufladung aus eigener Versorgungsleistung	0,00	MW
exportierte, dem Speicher entnommene Leistung	0,00	MW
exportierte Kraft-Wärme gekoppelte Leistung	0,00	MW
exportierte konventionelle Grundleistung	0,00	MW
exportiert bedarfsgerechte konventionelle Leistung	0,00	MW
nicht nutzbare Überschüsse	0,00	MW

Regionale Eigenbedarfsdeckung

Überschussverwendung

# Zeitschrittanalyse - Symbolik

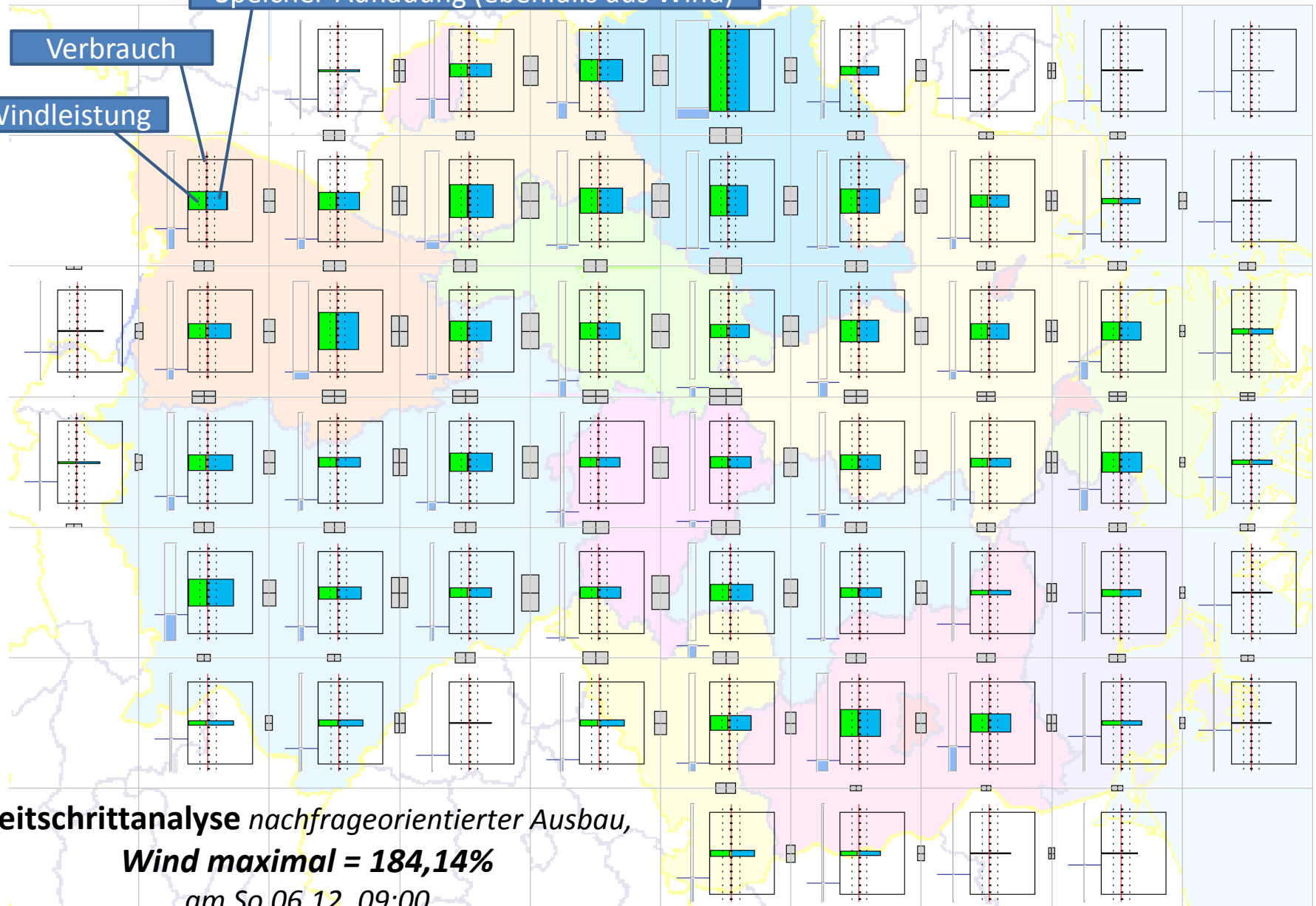




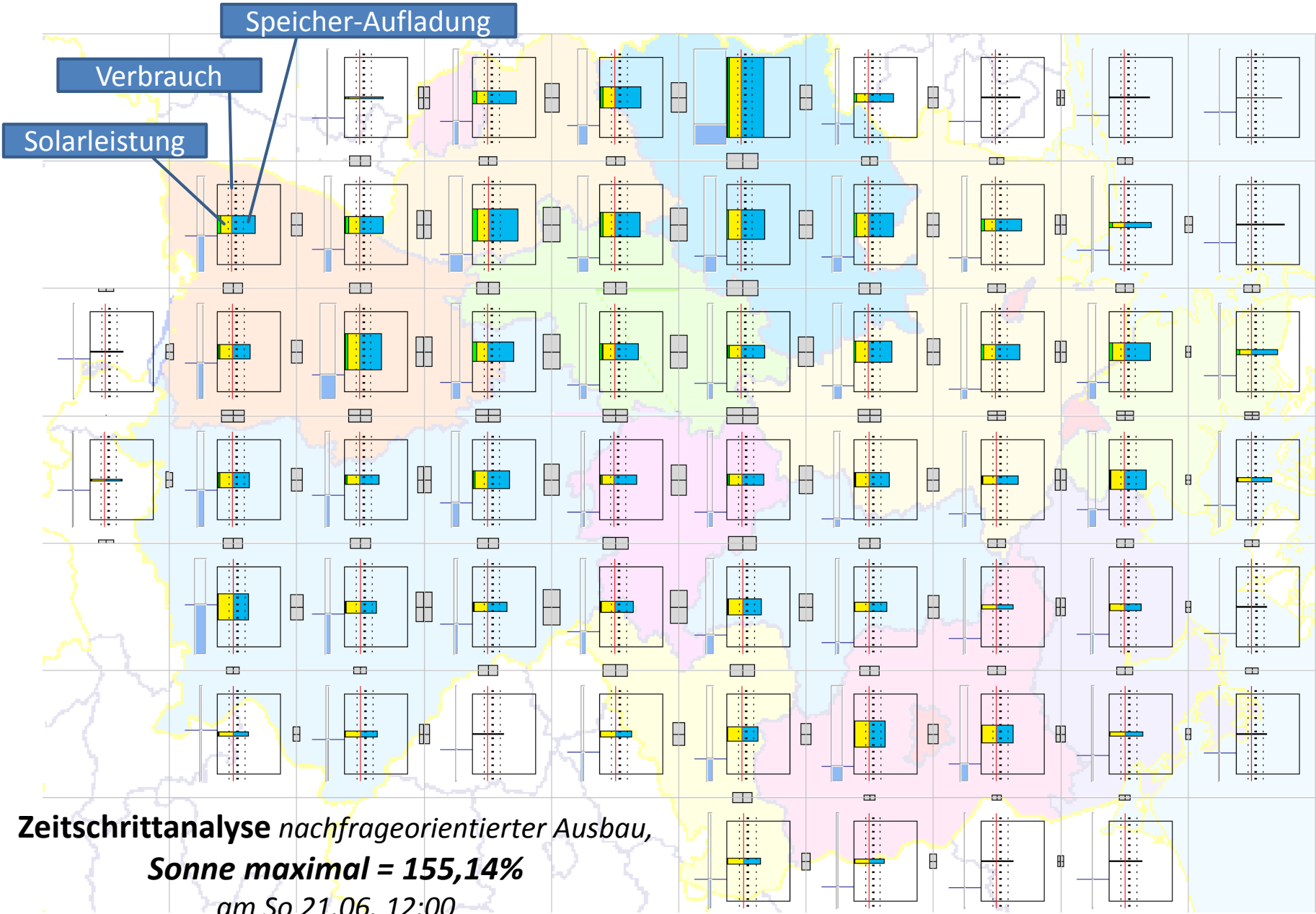
Speicher-Aufladung (ebenfalls aus Wind)

Verbrauch

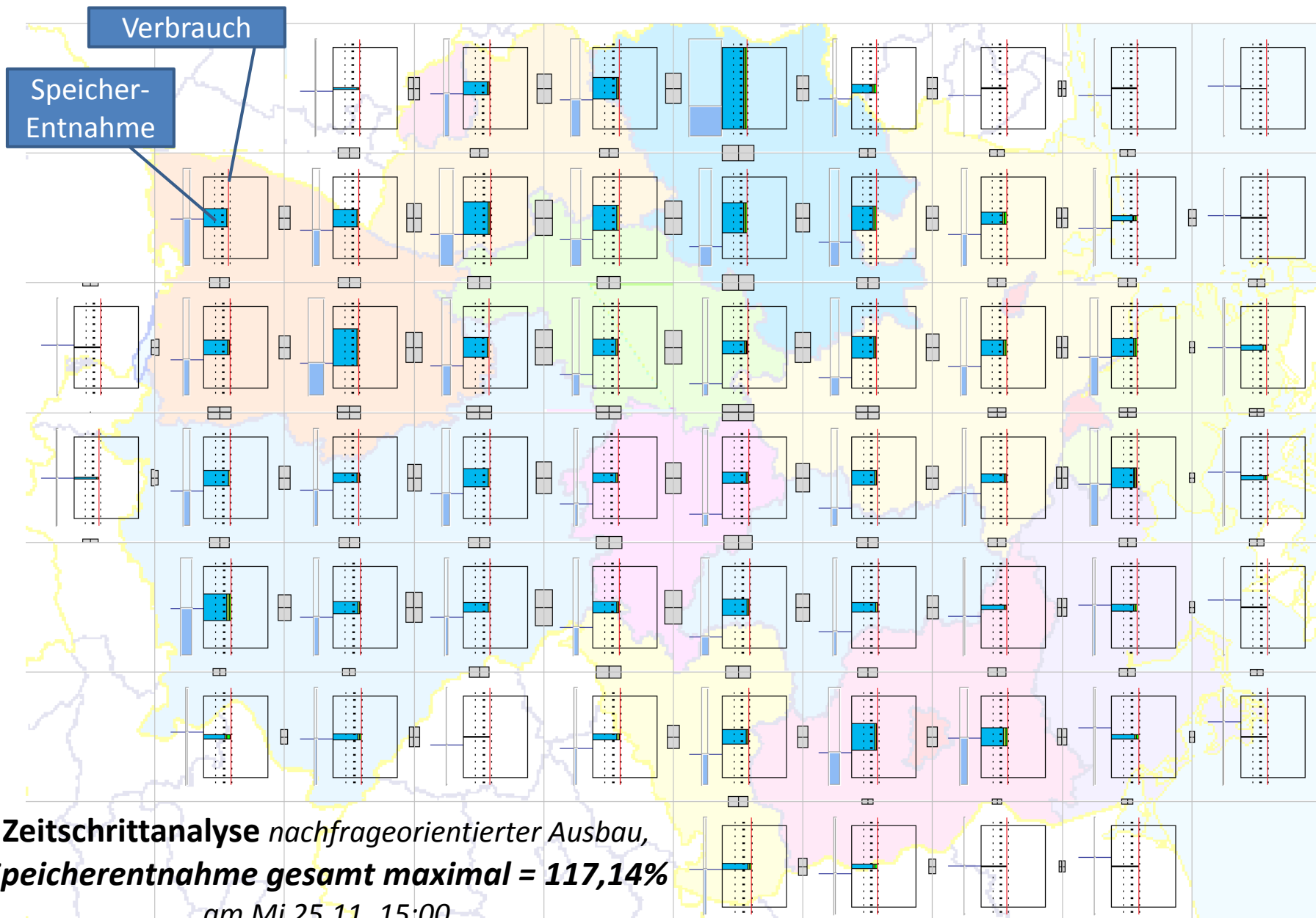
Windleistung



**Zeitschrittanalyse nachfrageorientierter Ausbau,**  
**Wind maximal = 184,14%**  
 am So 06.12. 09:00



**Zeitschrittanalyse nachfrageorientierter Ausbau,**  
**Sonne maximal = 155,14%**  
 am So 21.06. 12:00





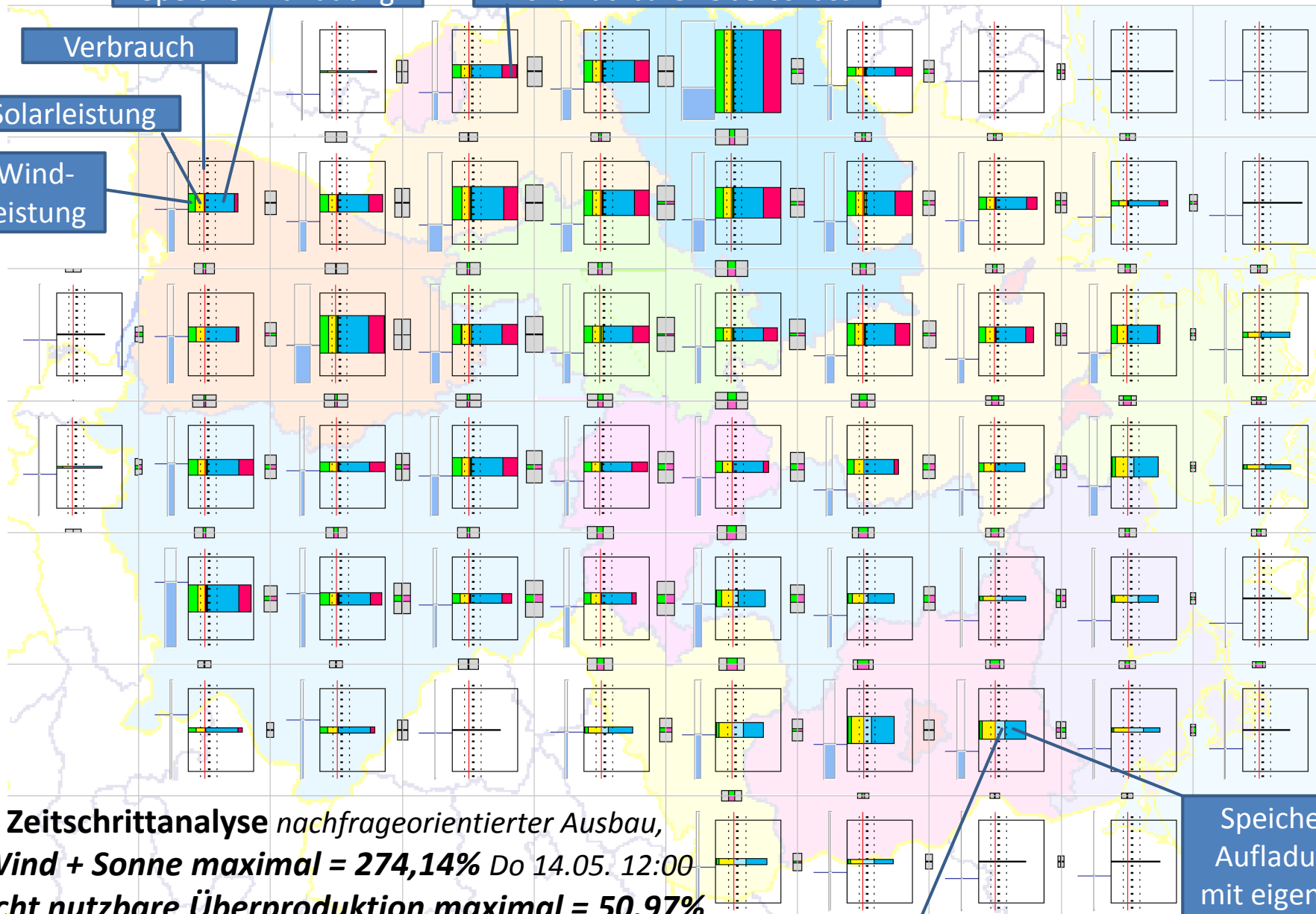
Speicher-Aufladung

nicht nutzbarer Überschuss

Verbrauch

Solarleistung

Windleistung



**Zeitschrittanalyse** nachfrageorientierter Ausbau,

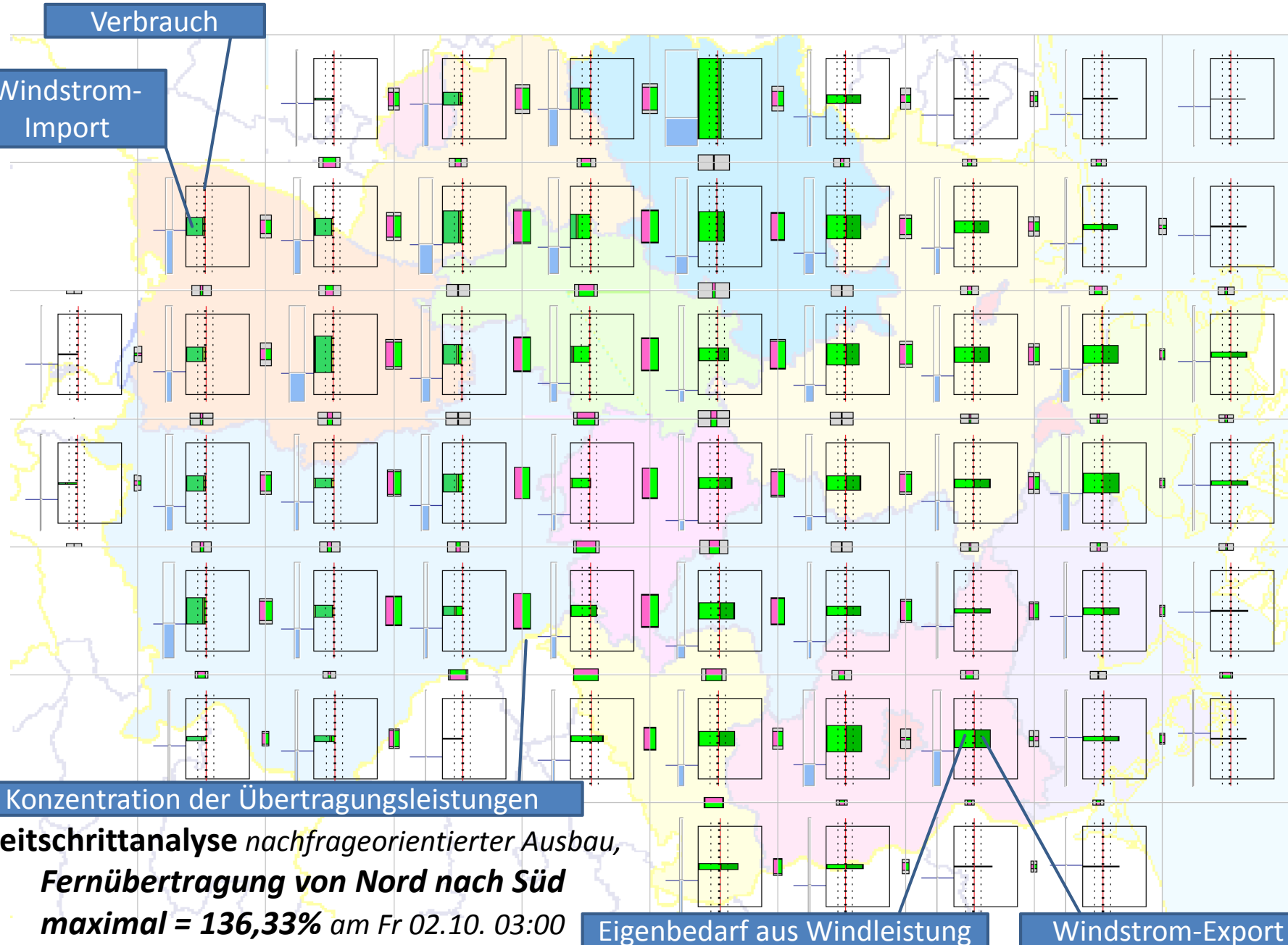
**Wind + Sonne maximal = 274,14% Do 14.05. 12:00**

**nicht nutzbare Überproduktion maximal = 50,97%**

Speicher-Aufladung mit Importen

Speicher-Aufladung mit eigenem Überschuss





Verbrauch

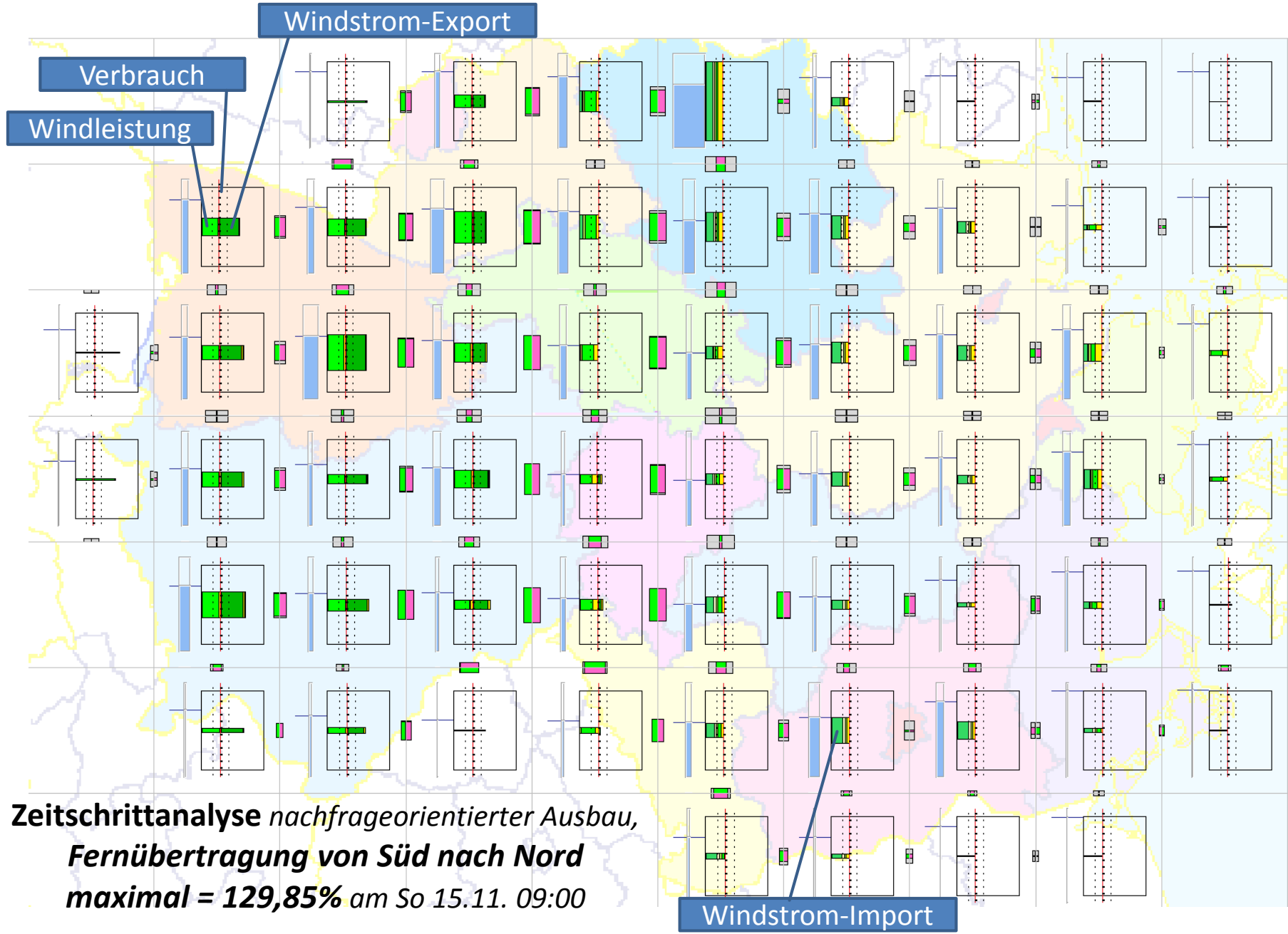
Windstrom-Import

Konzentration der Übertragungsleistungen

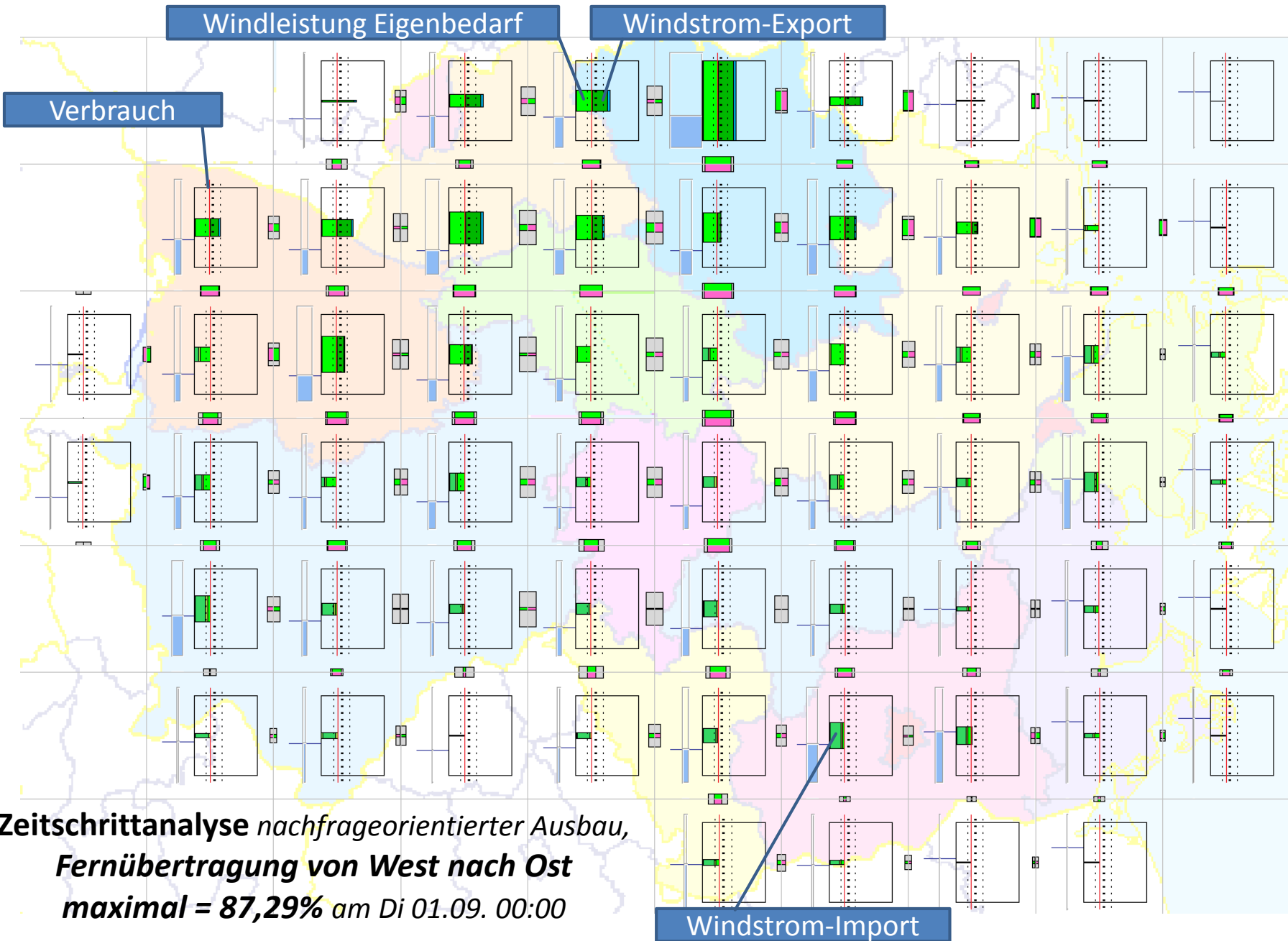
**Zeitschrittanalyse nachfrageorientierter Ausbau,  
Fernübertragung von Nord nach Süd  
maximal = 136,33% am Fr 02.10. 03:00**

Eigenbedarf aus Windleistung

Windstrom-Export

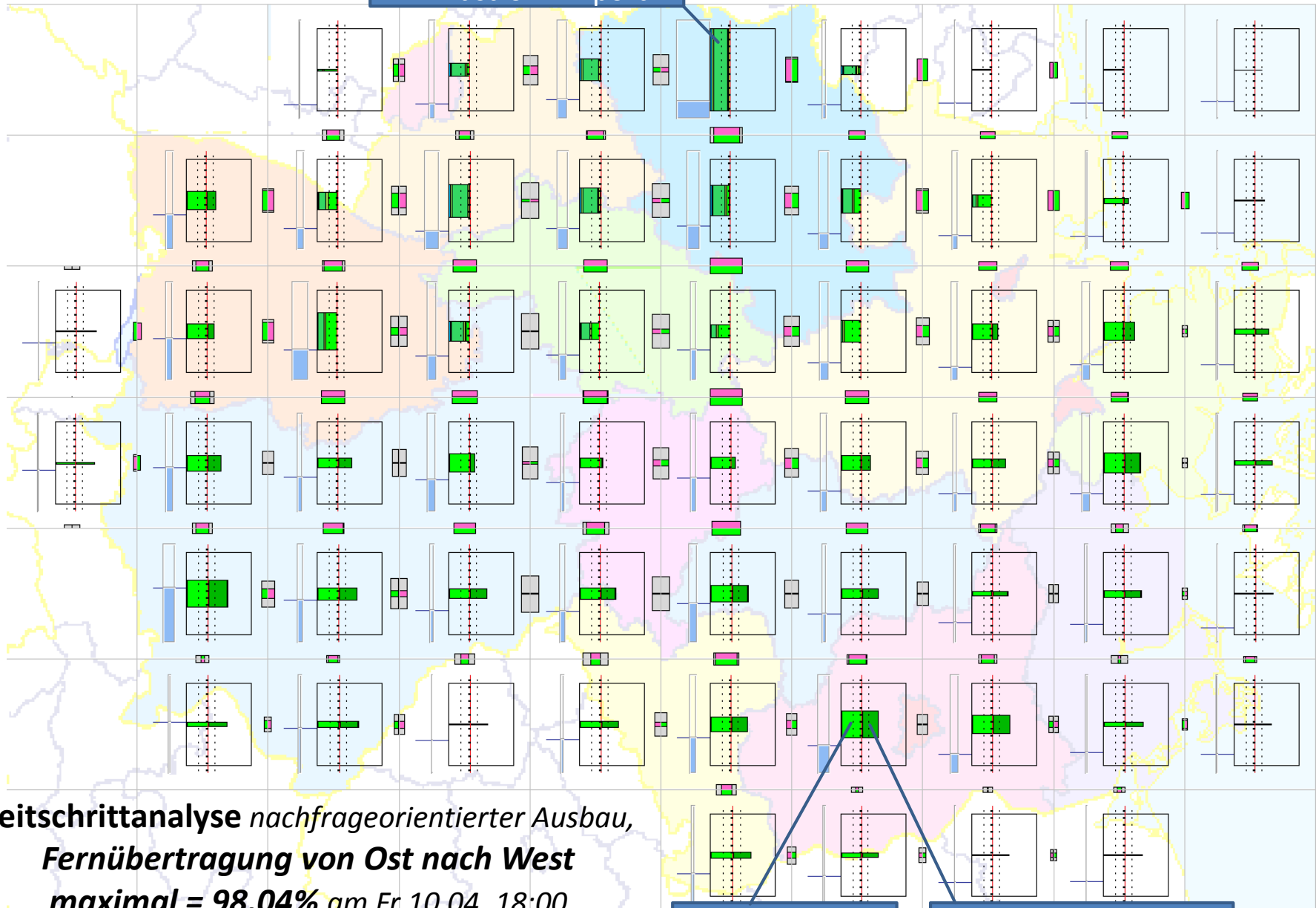


**Zeitschrittanalyse nachfrageorientierter Ausbau,  
Fernübertragung von Süd nach Nord  
maximal = 129,85% am So 15.11. 09:00**



**Zeitschrittanalyse nachfrageorientierter Ausbau,  
Fernübertragung von West nach Ost  
maximal = 87,29% am Di 01.09. 00:00**

Windstrom-Import



**Zeitschrittanalyse nachfrageorientierter Ausbau,  
Fernübertragung von Ost nach West  
maximal = 98,04% am Fr 10.04. 18:00**

Windleistung

Windstrom-Export

Wind + Sonne Import

Wind + Sonne Eigenproduktion



**Zeitschrittanalyse nachfrageorientierter Ausbau,  
Fernübertragungsleistung maximal = 200,31%  
am Mo 23.03. 06:00**

Eigenproduktion Wind + Sonne

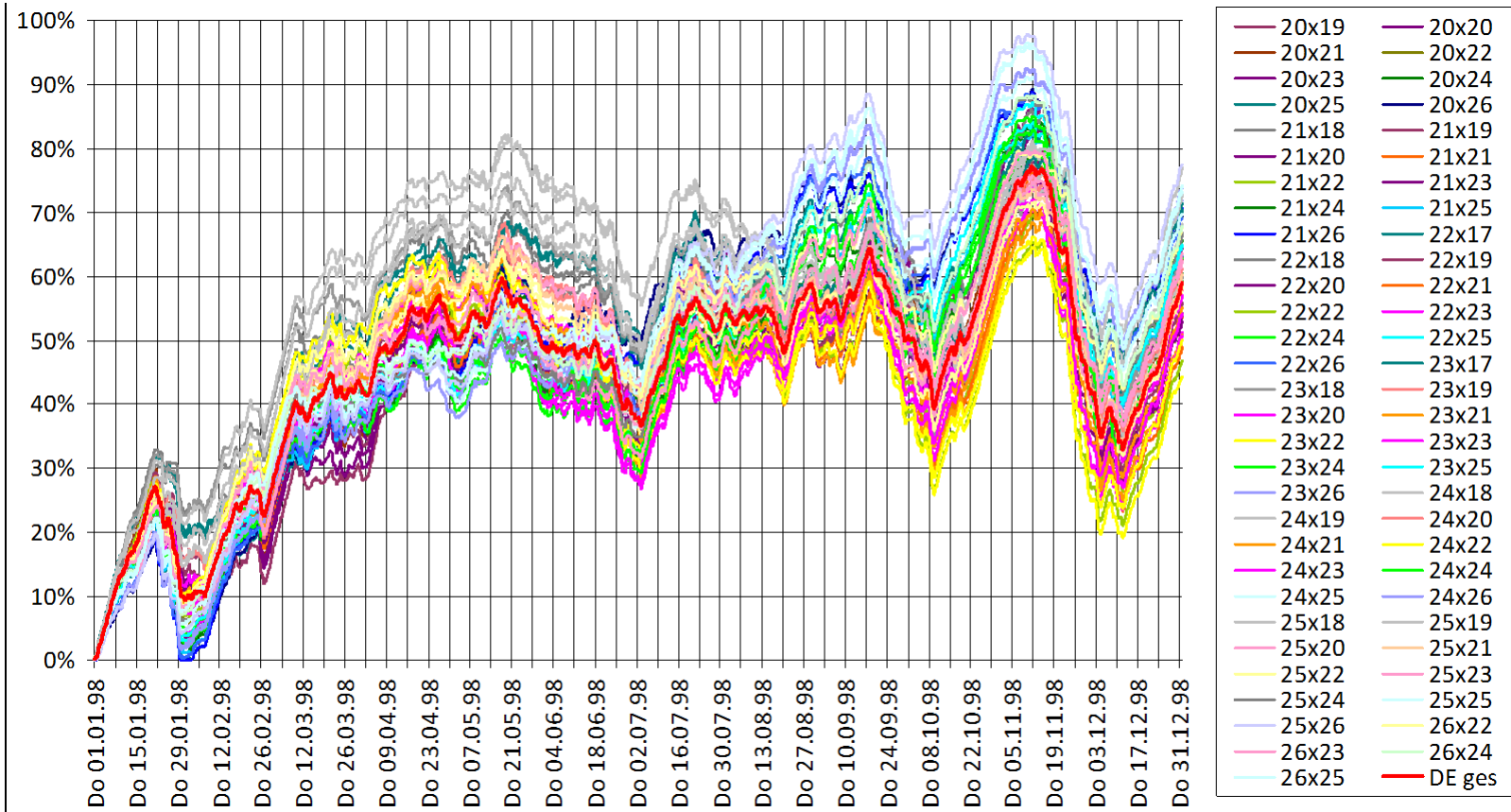
Export aus Wind + Sonne

# Bedarfsorientierter Ausbau mit optimalem Netz und Methanspeichern, 14 Tage im Juni



# Methan Speicher Ladezustand, optimaler Netzausbau

Annahmen: 30% Erzeugungsreserve, 10% Grundleistung, 120% volatile Erzeugung mit Wind und Sonne, 20 Tagesladungen Speicherkapazität, Start mit leeren Speichern, reale Wetterdaten beispielhaft von 1998

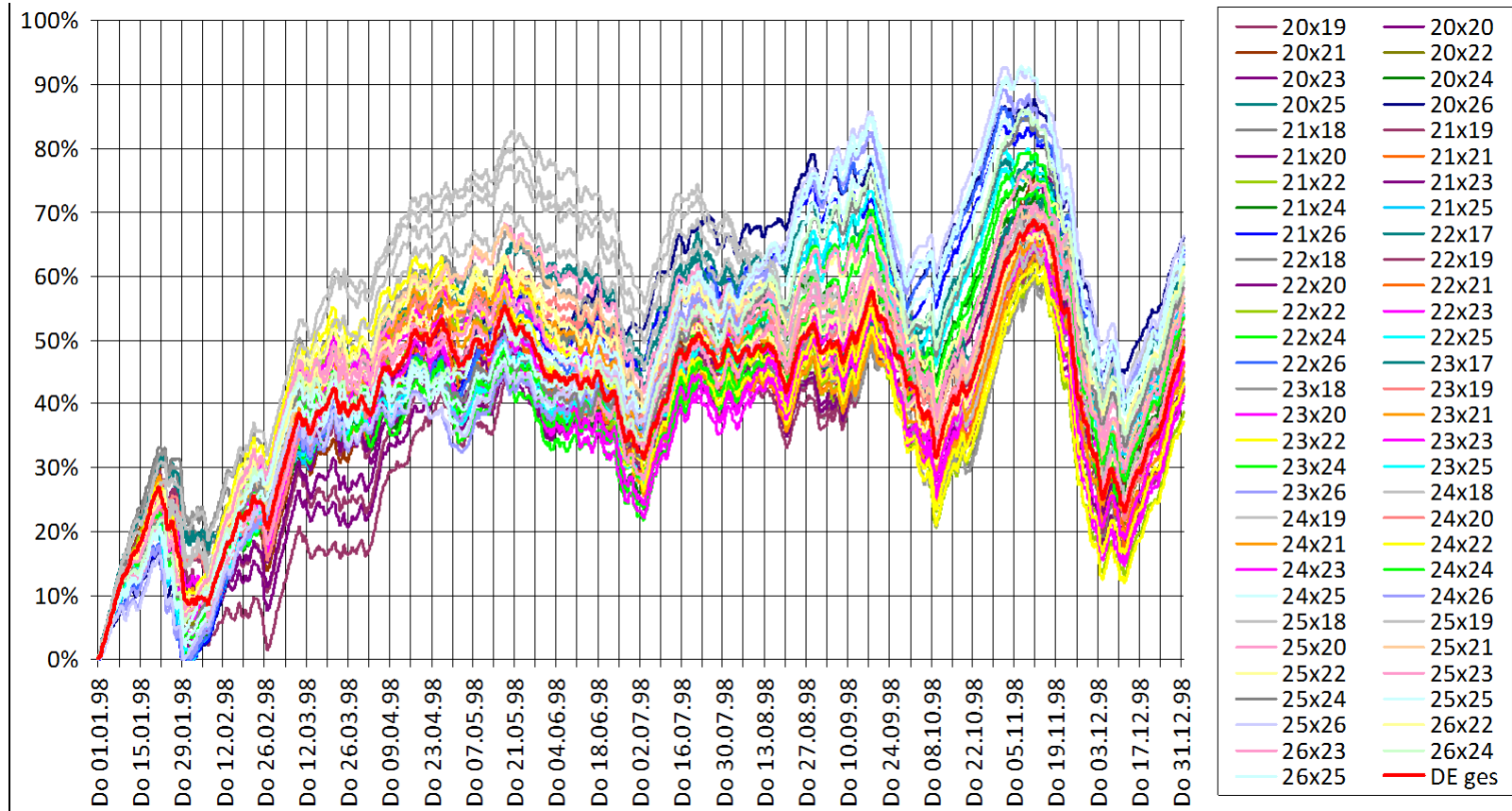


Speicher Ladezustand für alle Rastergebiete Deutschlands

Bedarfsorientierter Ausbau mit 80%/20% Mix von Wind und Sonne, Speichern mit 38% Wirkungsgrad, 50% Wind-Benutzungsgrad, **Fernübertragungsleistung orientiert am maximalen Exportpotential**

# Methan Speicher Ladezustand, 50% Netzausbau

Annahmen: 30% Erzeugungsreserve, 10% Grundleistung, 120% volatile Erzeugung mit Wind und Sonne, 20 Tagesladungen Speicherkapazität, Start mit leeren Speichern, reale Wetterdaten beispielhaft von 1998



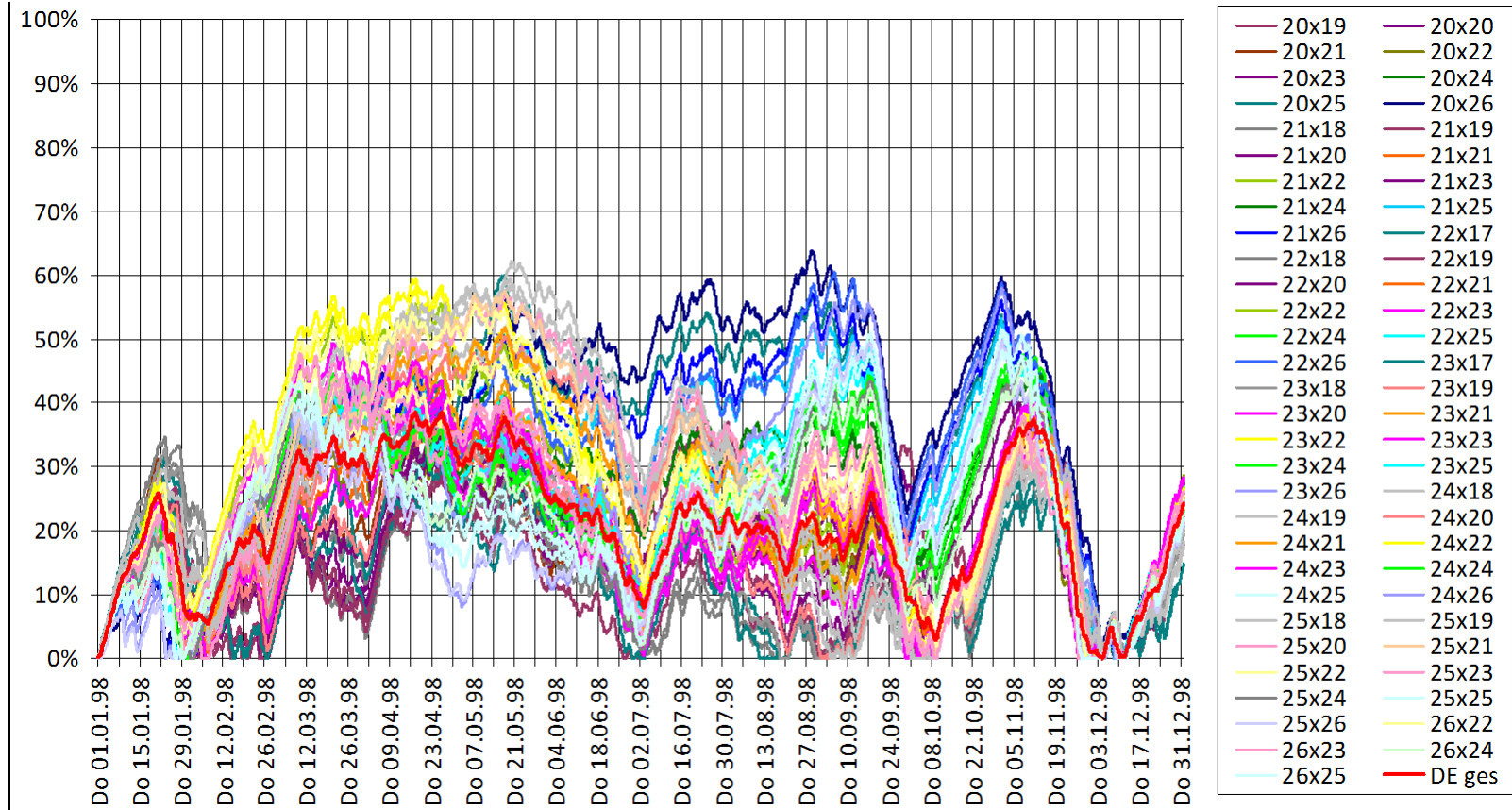
Speicher Ladezustand für alle Rastergebiete Deutschlands

Bedarfsorientierter Ausbau mit 80%/20% Mix von Wind und Sonne, Speichern mit 38% Wirkungsgrad, 50% Wind-Benutzungsgrad, **Fernübertragungsleistung begrenzt auf 50% des Durchschnittsverbrauchs**



# Methan Speicher Ladezustand, regionale Autarkie

Annahmen: 30% Erzeugungsreserve, 10% Grundleistung, 120% volatile Erzeugung mit Wind und Sonne, 20 Tagesladungen Speicherkapazität, Start mit leeren Speichern, reale Wetterdaten beispielhaft von 1998

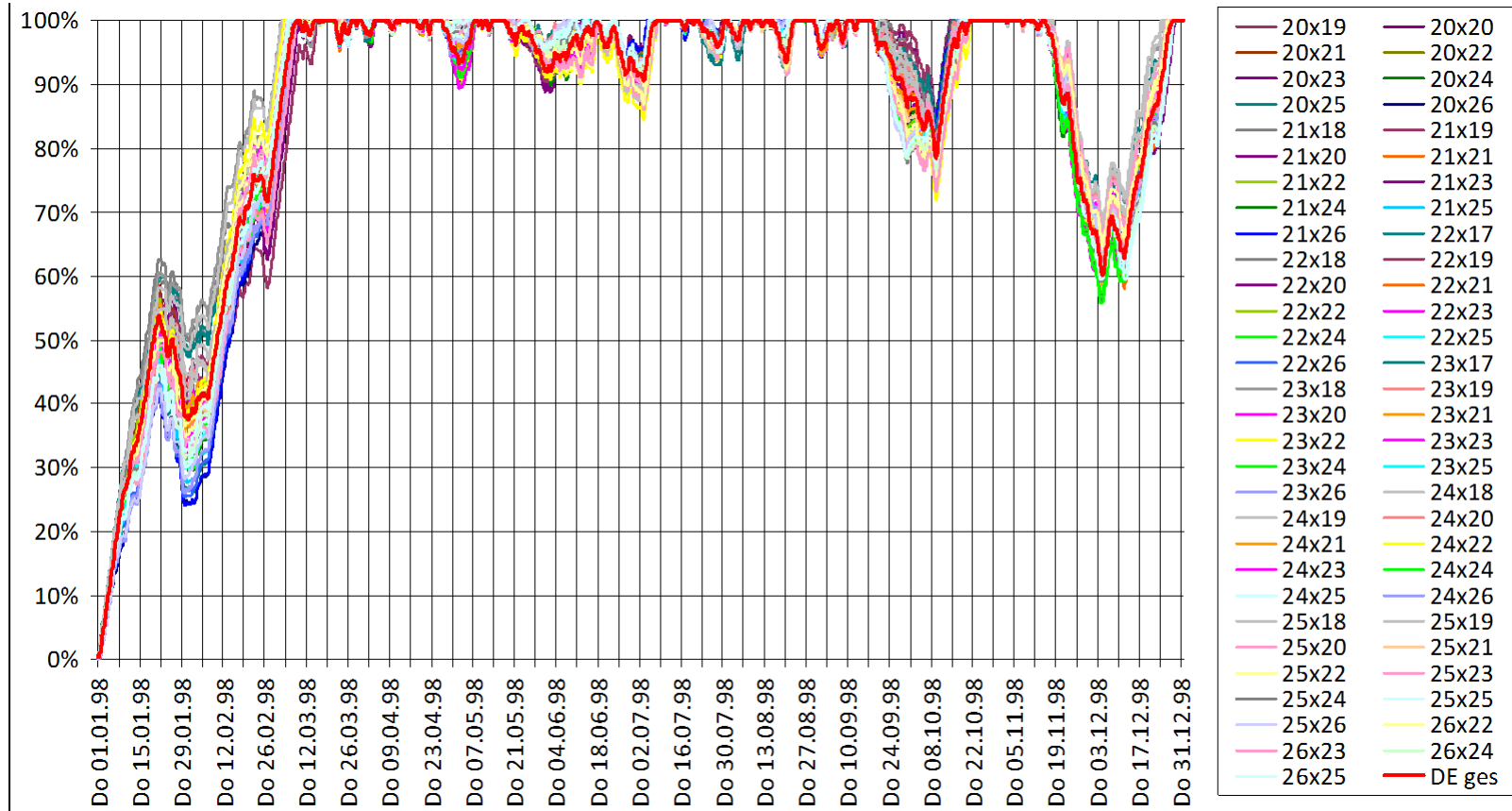


Speicher Ladezustand für alle Rastergebiete Deutschlands

Bedarfsorientierter Ausbau mit 80%/20% Mix von Wind und Sonne, Speichern mit 38% Wirkungsgrad, 50% Wind-Benutzungsgrad, **keine Fernübertragungsleistung (nur Theorie, da Leitungsnetz existiert)**

# Pumpspeicher Ladezustand, optimaler Netzausbau

Annahmen: 30% Erzeugungsreserve, 10% Grundleistung, 120% volatile Erzeugung mit Wind und Sonne, 20 Tagesladungen Speicherkapazität, Start mit leeren Speichern, reale Wetterdaten beispielhaft von 1998

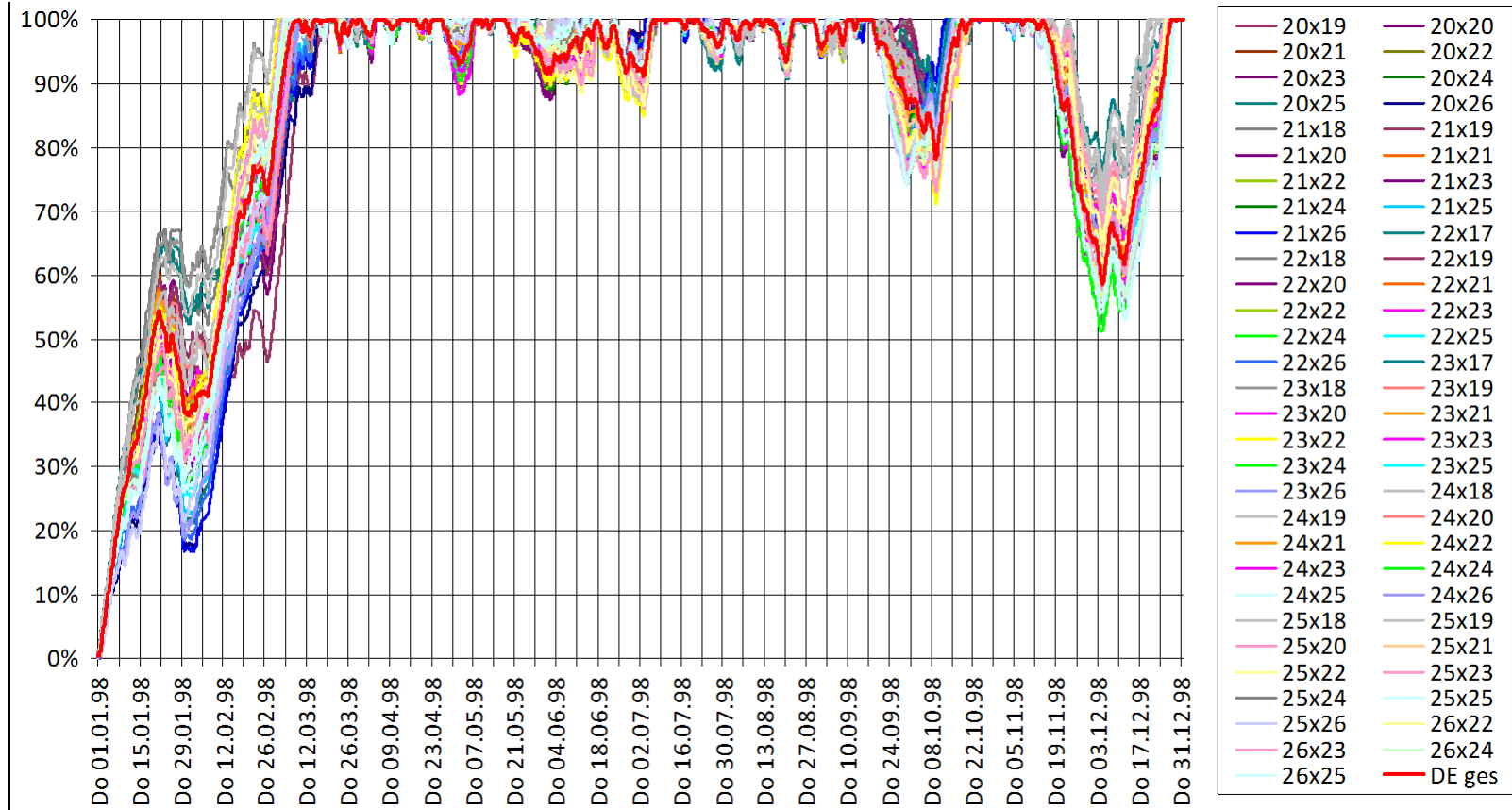


Speicher Ladezustand für alle Rastergebiete Deutschlands

Bedarfsorientierter Ausbau mit 80%/20% Mix von Wind und Sonne, Speichern mit 76% Wirkungsgrad, 50% Wind-Benutzungsgrad, **Fernübertragungsleistung orientiert am maximalen Exportpotential**

# Pumpspeicher Ladezustand, 50% Netzausbau

Annahmen: 30% Erzeugungsreserve, 10% Grundleistung, 120% volatile Erzeugung mit Wind und Sonne, 20 Tagesladungen Speicherkapazität, Start mit leeren Speichern, reale Wetterdaten beispielhaft von 1998

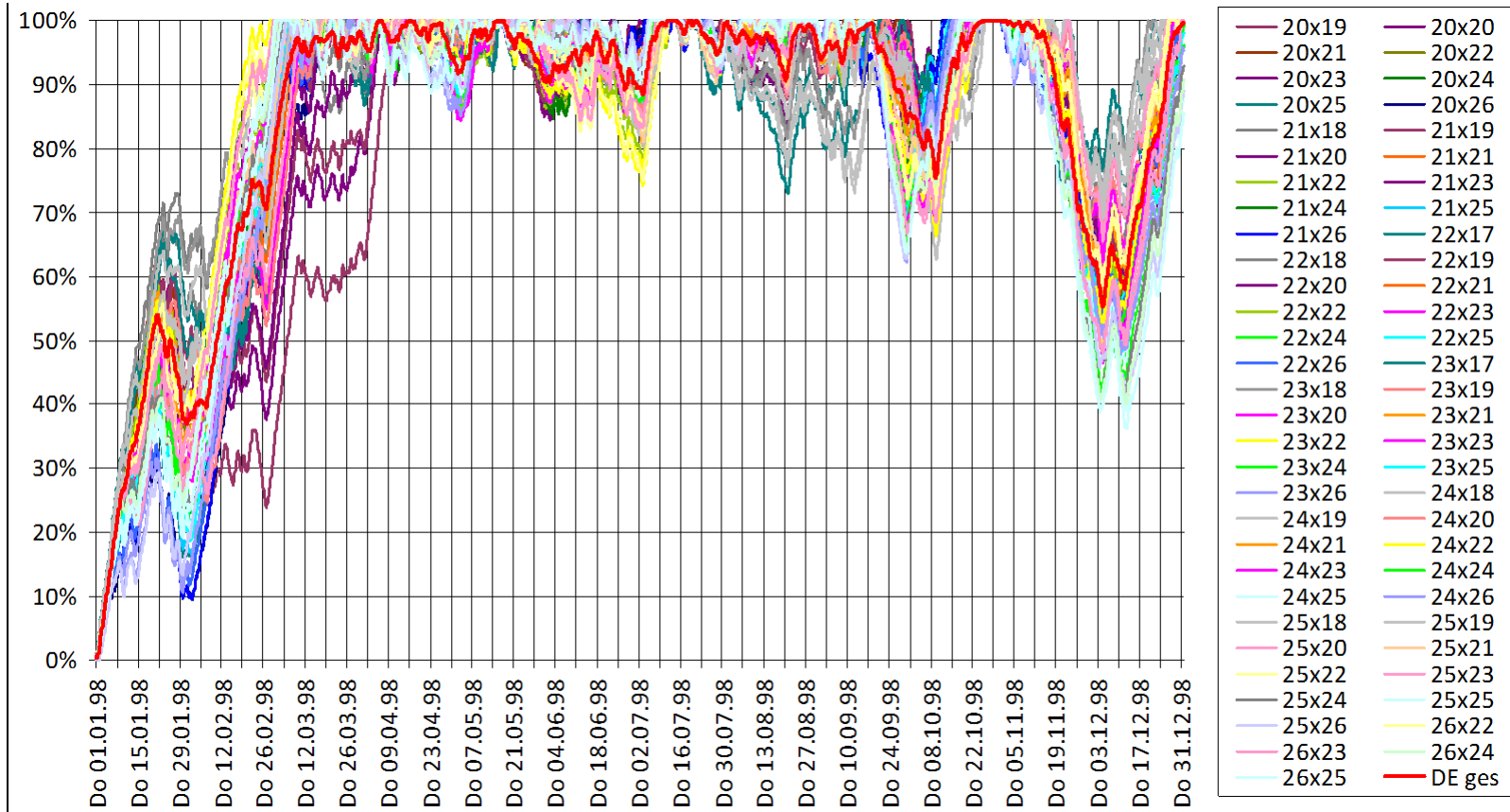


Speicher Ladezustand für alle Rastergebiete Deutschlands

Bedarfsorientierter Ausbau mit 80%/20% Mix von Wind und Sonne, Speichern mit 76% Wirkungsgrad, 50% Wind-Benutzungsgrad, **Fernübertragungsleistung begrenzt auf 50% des Durchschnittsverbrauchs**

# Pumpspeicher Ladezustand, regionale Autarkie

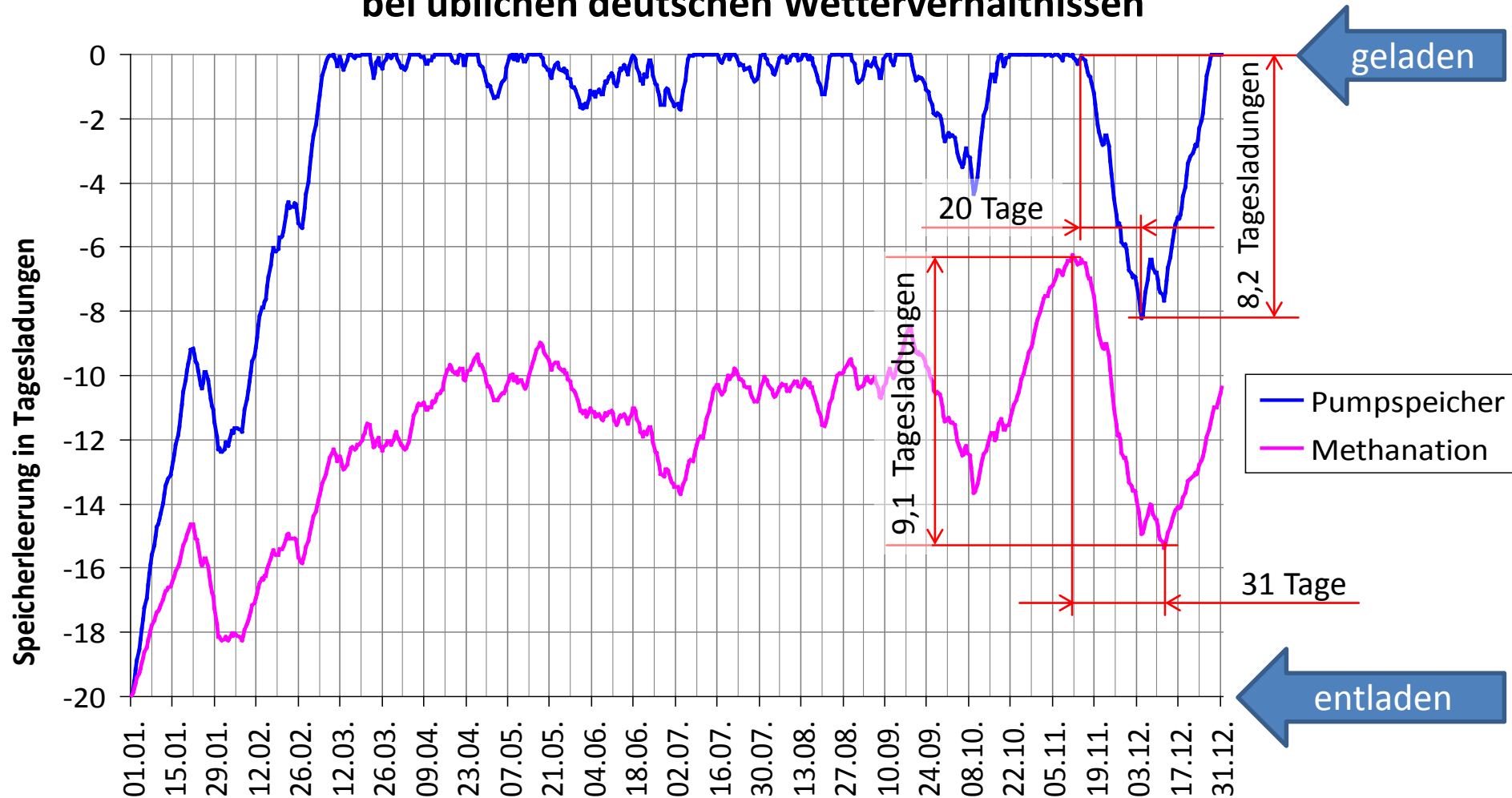
Annahmen: 30% Erzeugungsreserve, 10% Grundleistung, 120% volatile Erzeugung mit Wind und Sonne, 20 Tagesladungen Speicherkapazität, Start mit leeren Speichern, reale Wetterdaten beispielhaft von 1998



Speicher Ladezustand für alle Rastergebiete Deutschlands

Bedarfsorientierter Ausbau mit 80%/20% Mix von Wind und Sonne, Speichern mit 76% Wirkungsgrad, 50% Wind-Benutzungsgrad, **keine Fernübertragungsleistung (nur Theorie, da Leitungsnetz existiert)**

# Speichernutzung bei Systemen mit niedrigem und hohem Wirkungsgrad bei üblichen deutschen Wetterverhältnissen



**76% | 38% Speicherwirkungsgrad** | bezogen auf den Verbrauch 100% Erzeugung aus bedarfsgerecht über das Land verteilter Windenergie mit 50% Benutzungsgrad, kombiniert mit 20% Solarenergie und 10% regenerativer Grundleistung z.B. aus Laufwasser, Biomasse, Geothermik | Stromnetz bei dem 50% des landesweiten Verbrauchs fernübertragen werden kann.



# Speicher - Anforderungen und Systeme

## Speicherdurchsatz:

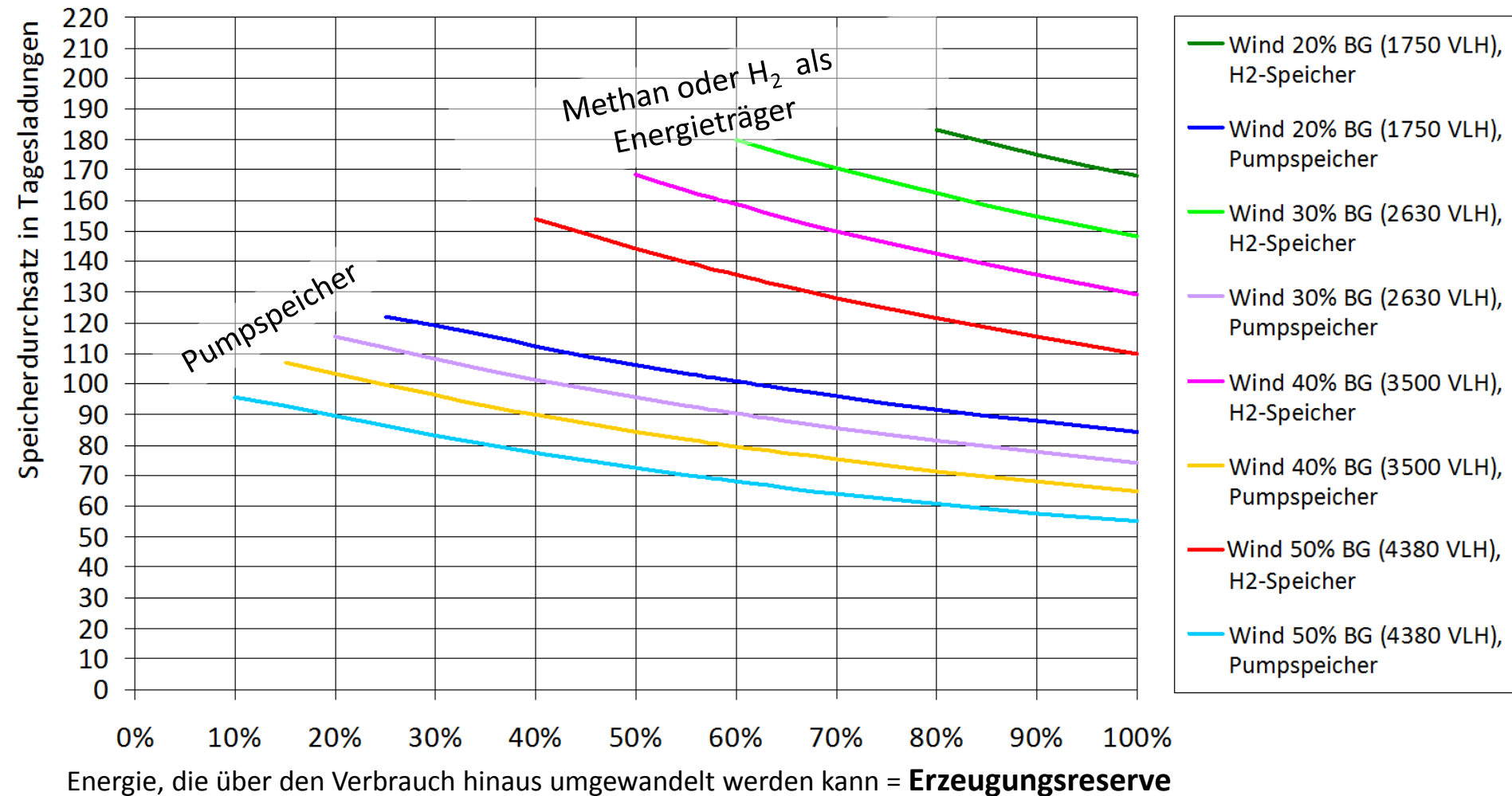
Erforderliche Energie zur Speicheraufladung, um alle, wiederholt auftretenden, Defizite eines Untersuchungszeitraums ausgleichen zu können.

## Erforderliche **Speicherkapazität:**

Tiefste Entladung, die einmalig während der Speicherbetriebsdauer erwartet wird.

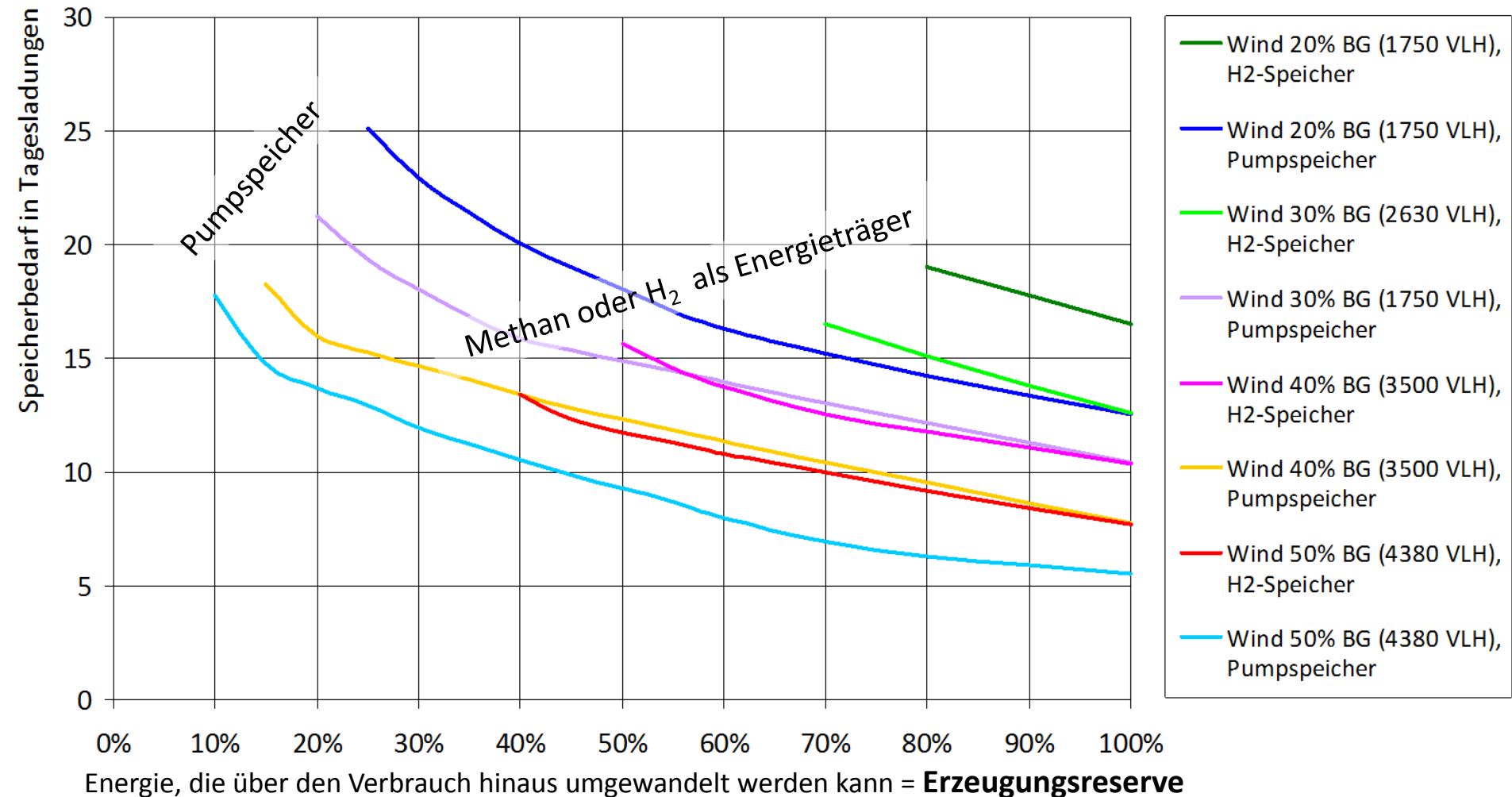


# Systemauslegung und Speicherdurchsatz



Jährlicher Speicherdurchsatz bei autarker Versorgung im südlichen Oberfranken und in der nördlichen Oberpfalz (Rastergebiet 24x20) bei optimaler regionaler Abstimmung von Wind- und Solarenergienutzung in Abhängigkeit von der Systemauslegung mit 10% regenerativer Grundleistung.

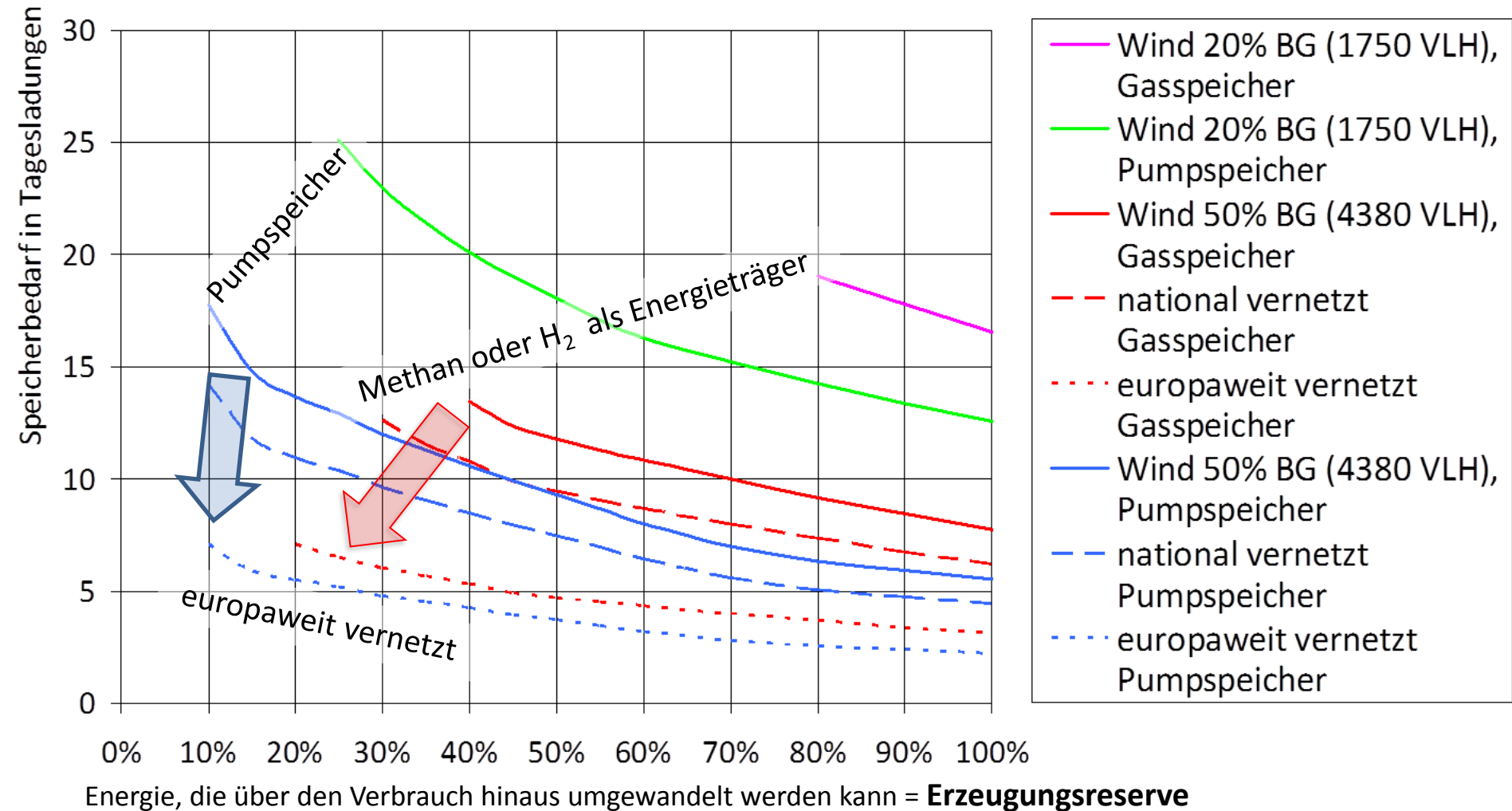
# Systemauslegung und Speicherbedarf



Minimaler Speicherbedarf bei autarker Versorgung im südlichen Oberfranken und in der nördlichen Oberpfalz (Rastergebiet 24x20) bei optimaler regionaler Abstimmung von Wind- und Solarenergienutzung in Abhängigkeit von der Systemauslegung mit 10% regenerativer Grundleistung



# Großräumig leistungsstarke Vernetzung und Speicherbedarf



Speicherkapazitätsbedarf bei regional autarker Versorgung und **reduzierende Wirkung einer leistungsstarken nationalen und europaweiten Vernetzung.**



## Zwischenbilanz 2

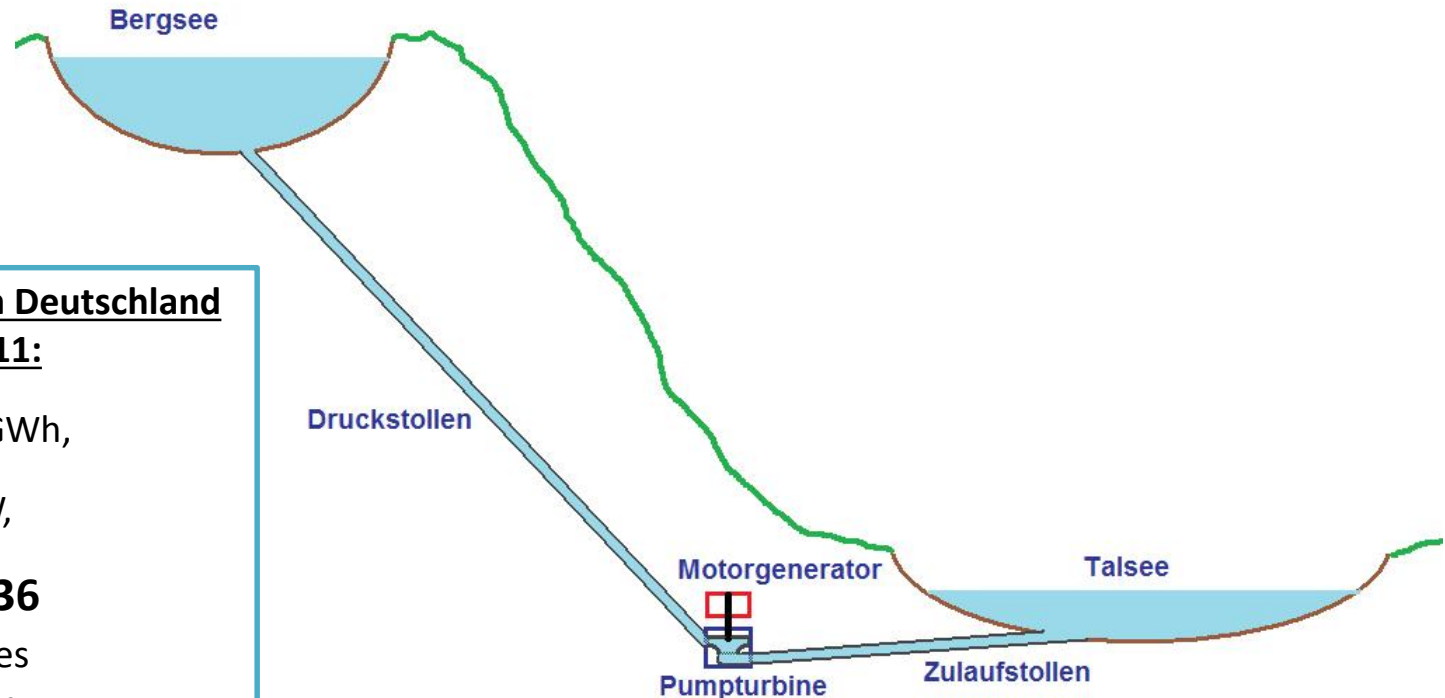
**großräumige leistungsstarke Vernetzung**

**reduziert den regionalen Aufwand zur Herbeiführung  
einer systemverantwortlichen regenerativen  
Versorgung**

**Die Vorteile nehmen mit der Größe des  
Verbunds zu**

**3. Energietechnisch relevante  
Speichertechnologien**

# Pumpspeicher



## Speicherkraftwerke in Deutschland im Jahr 2011:

- Kapazität ca. 40 GWh,
- Leistung ca. 7 GW,
- entspricht ca. **1/36 Tagesladung** des durchschnittlichen Strombedarfs Deutschlands,
- damit können ca. 10% des landesweiten Strombedarfs für ca. sechs Stunden überbrückt werden

**Zur Speicherung einer Kilowattstunde ist eine Tonne Wasser auf 400 Meter Höhe zu heben.**

Das entspricht etwa der stündlich eingestrahltene Sonnenenergie pro Quadratmeter der Erdscheibe.



# Erforderliche Speicherkapazität

## Speicherbedarf Deutschlands im nationalen Alleingang:

bei optimierter Erzeugungsstruktur mit Strom allein aus Wind und Sonne mit 30% Erzeugungsreserve

Kapazität ca. 20 TWh, Leistung ca. 90 GW

entspricht ca. **14 Tagesladungen** der Durchschnittsnachfrage,

erfordert ca. **500 Mal die vorhandene Pumpspeicherkapazität**

## Speicherbedarf Deutschlands im europäischen Verbund:

bei optimierter Erzeugungsstruktur mit Strom allein aus Wind und Sonne mit 30% Erzeugungsreserve

Kapazität ca. 9 TWh, Leistung ca. 90 GW

entspricht ca. **6 Tagesladungen** der Durchschnittsnachfrage,

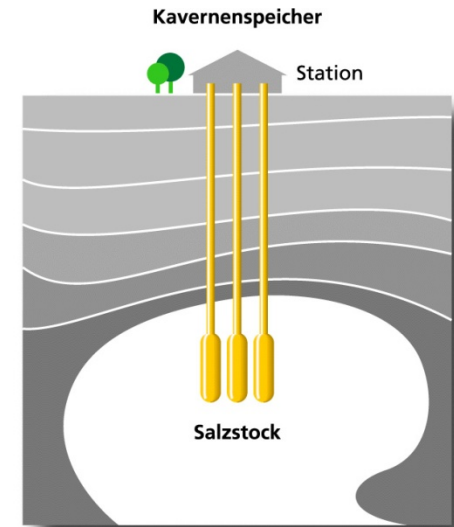
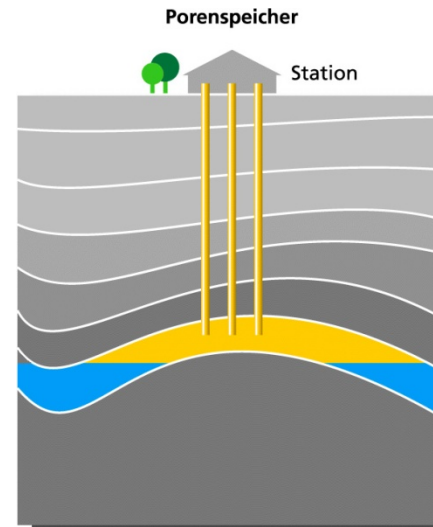
erfordert ca. **200 Mal die vorhandene Pumpspeicherkapazität,**

**leistungsstarken Ausbau der europäischen Stromnetze und einen Ausbau der Wind- und Solarenergie in allen Ländern Europas**

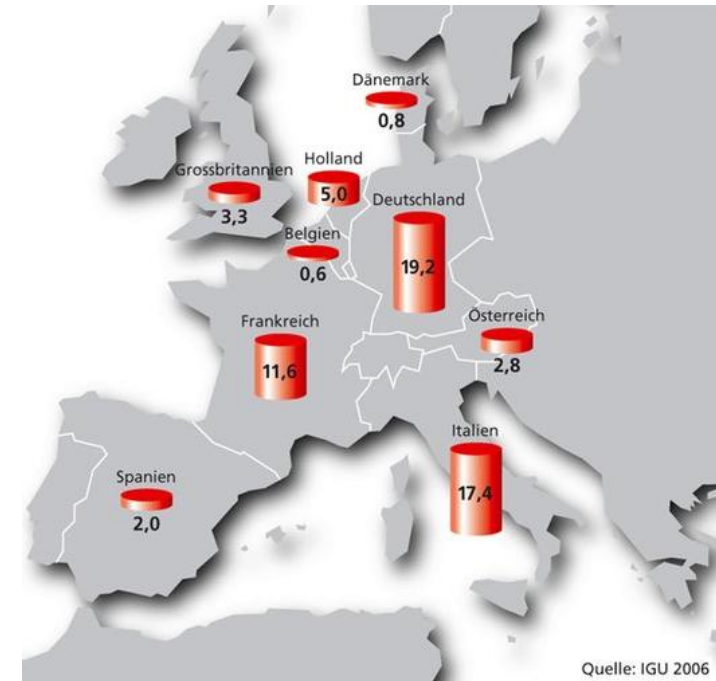
# Erdgasspeicher

## Erdgasspeicher in Deutschland im Jahr 2011:

- Gesamtes Speichervolumen ca. 35.000 Mio. m<sup>3</sup> V<sub>n</sub>,
- Maximale Arbeitsgaskapazität ca. 20.800 Mio. m<sup>3</sup> V<sub>n</sub>,
- Energiegehalt von Erdgas ca. 10 kWh/ m<sup>3</sup> V<sub>n</sub> = 10 GWh/Mio. m<sup>3</sup> V<sub>n</sub>,
- Energiespeicherkapazität ca. 208 TWh
- Verstromungswirkungsgrad (GuD) ca. 60%
- **Stromspeicherkapazität** ca. **125 TWh**, das entspricht ca. **87 Tagesladungen** des durchschnittlichen Strombedarfs Deutschlands

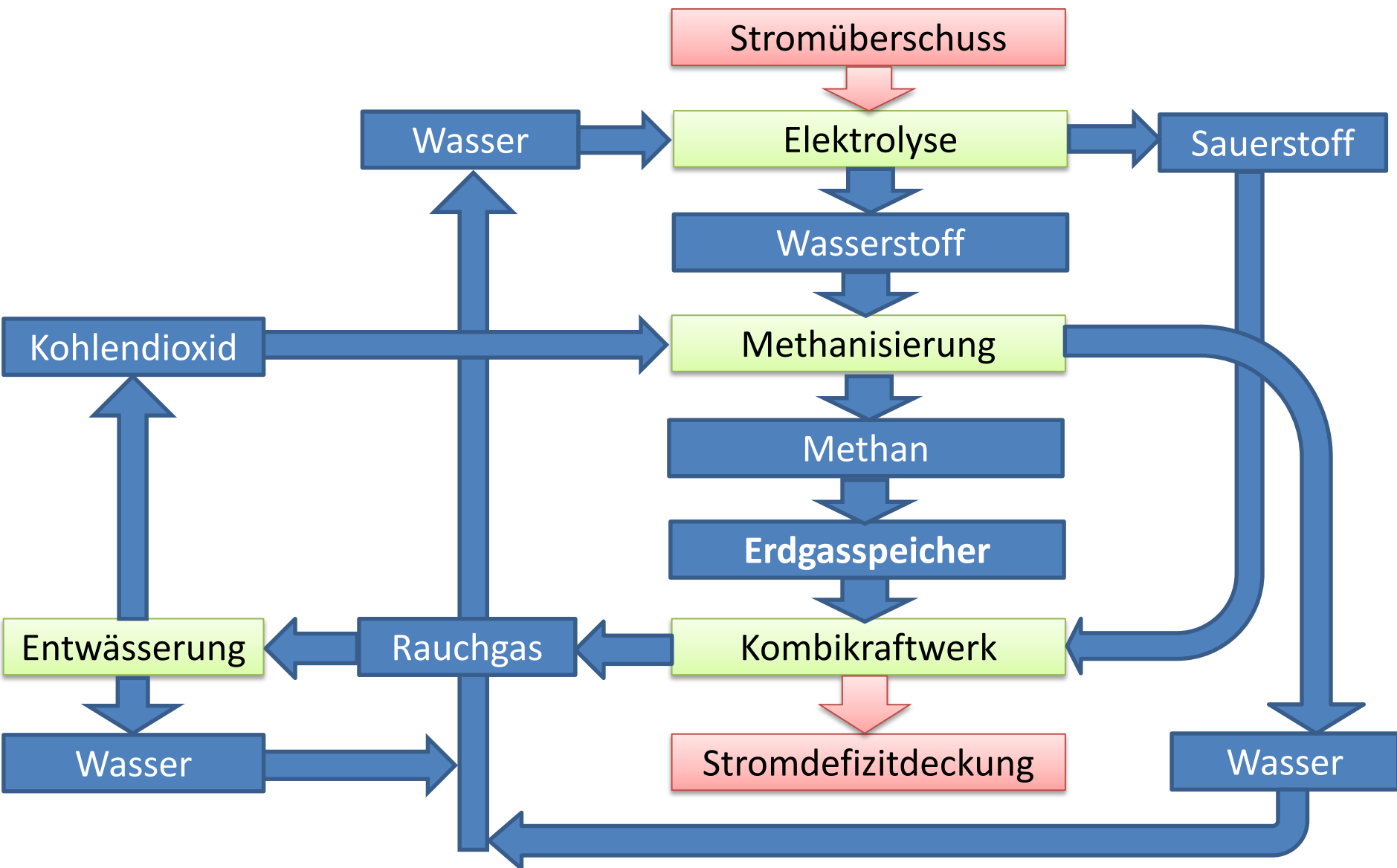


■ Gas  
■ Wasser



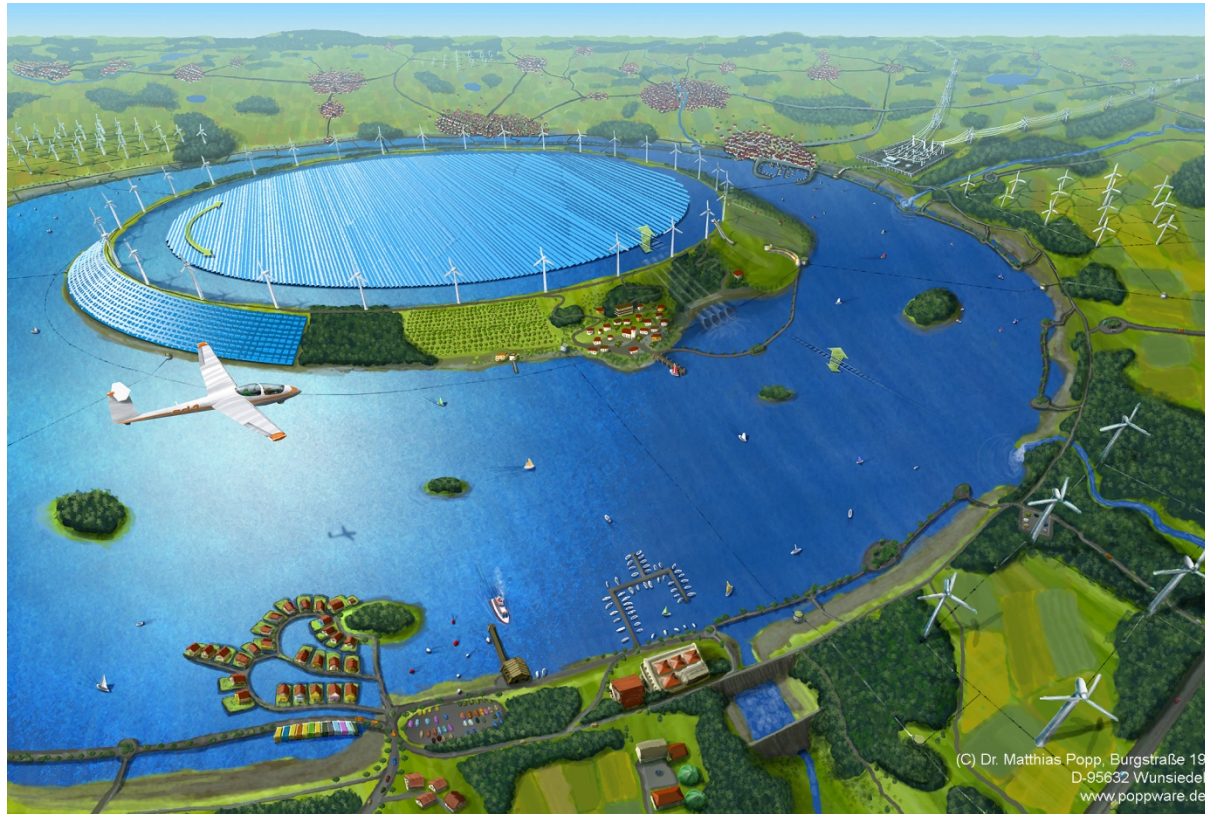


# Power to Gas



# Ringwallspeicher-Hybridkraftwerk

**Alternative zu zwei Kernkraftwerken** - 2000 große Windenergieanlagen und die darauf abgestimmte Fotovoltaik garantieren mit 14 Tagen Speicherreichweite eine sichere und nachfragegerechte Versorgung mit 2 GW Durchschnitts- und 3,2 GW Spitzenleistung.



***„Ringwallspeicher as technical building and tourism paradise“***

Zitat von Prof. Dr. Carsten Ahrens von der Jade Hochschule in Oldenburg, der den Ringwallspeicher am 19. Oktober auf der Ingeniera 2010 in Buenos Aires vorstellte.

# Beispiel Edersee

Zentrum einer beliebten Ferienregion, errichtet unter Kaiser Wilhelm vor 100 Jahren







# Bodennutzung Deutschlands

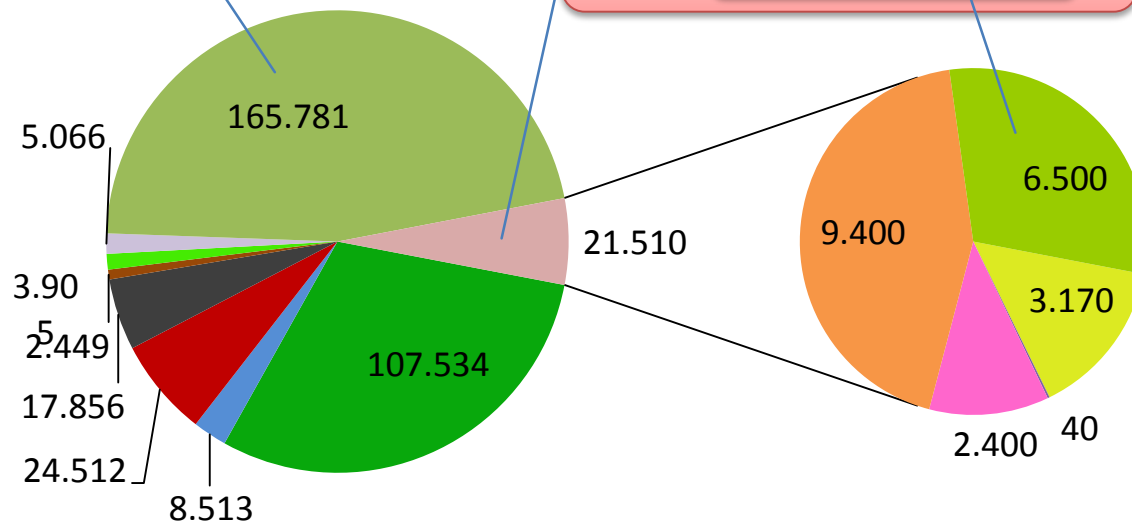
in km<sup>2</sup> (Gesamtfläche 357.126 km<sup>2</sup>)

## landwirtschaftlich genutzte Flächen 2010 für

Lebensmittelproduktion

Energie- + Industriepflanzen

Stromerzeugung



- Waldfläche (30,1%)
- Wasserfläche (2,4%)
- Gebäude- und Freifläche (6,9%)
- Verkehrsfläche (5,0%)
- Betriebsfläche (0,7%, davon Bergbau 0,5%)
- Erholungsfläche (1,1%)
- Flächen anderer Nutzung (1,4%)
- Agrar (52,4%) - Lebensmittel (46,4%)
- - Industrie (0,9%)
- Energie - Festbrennstoffe (0,01%)
- (5,1%) - Bioethanol (0,7%)
- - Biodiesel (2,6%)
- - Biogas (1,8%)

Ringwallspeicher Hybridsysteme zur vollständigen Stromversorgung Deutschlands würden über das Land verteilt eine Bodenfläche von zusammen ca. 3000 km<sup>2</sup> erfordern.

# Vergleich Ringwallspeicher / Biomasse

**Etwa die Hälfte**

**der heute in Deutschland bereits zur Biogasproduktion eingesetzten Bodenfläche würde ausreichen, um mit Ringwallspeicher-Hybridkraftwerken die regenerative, nachhaltige und sichere Stromversorgung des gesamten Landes zu gewährleisten.**



Biogasanlagen lieferten im Jahr 2010 ca. 3% des deutschen Strombedarfs.

# Die Chance

## Ein Verzicht

- auf energetisch genutzte Agrarflächen
- zugunsten Ringwallaspeicher-Hybridkraftwerken



## eröffnet Freiräume für

- großräumig vernetzte Naturlandschaften.



## Schwimmende Inseln

- ermöglichen die Sicherung der Wasserqualität und die
- ökologische Aufwertung der entstehenden Wasserflächen

# Vergleich Ringwallspeicher / Braunkohle



Braunkohletagebau Garzweiler:  
Ausschnitt aus Originalfoto: [http://commons.wikimedia.org/wiki/File:Tagebau\\_Garzweiler\\_Panorama\\_2005.jpg](http://commons.wikimedia.org/wiki/File:Tagebau_Garzweiler_Panorama_2005.jpg)  
© Raimond Spekking / Wikimedia Commons / CC-BY-SA-3.0 & GFDL

**Landschaftseingriffe größeren Ausmaßes als für Ringwallspeicher sind in Deutschland Realität.**



# Vergleich Ringwallspeicher / Braunkohle

## Braunkohletagebau Hambach (zwischen Köln und Aachen)

- siehe z.B.: [http://de.wikipedia.org/wiki/Tagebau\\_Hambach](http://de.wikipedia.org/wiki/Tagebau_Hambach)
- Ausdehnung: am Ende ca. 85 km<sup>2</sup>
- Tiefe: bis über 400 Meter
- Betriebszeit: noch ca. 45 Jahre
- elektrische Leistung: ca. 4 GW
- ca. 200 Meter überragt die Hochkippe Sophienhöhe die Bördenlandschaft
- das Abraumvolumen wird mehr als 10 Kubikkilometer erreichen

## Allein diese bewegten Erdmassen entsprechen dem Erdbauvolumen von **sieben Ringwallspeicher-Hybridkraftwerken** mit

- 215 Metern Wallhöhe,
- 14 Gigawatt Durchschnitts und
- 22,4 Gigawatt Spitzenleistung.

# Vergleich Ringwallspeicher / Tagebau



## Kreisrunde Ringwallspeichersysteme

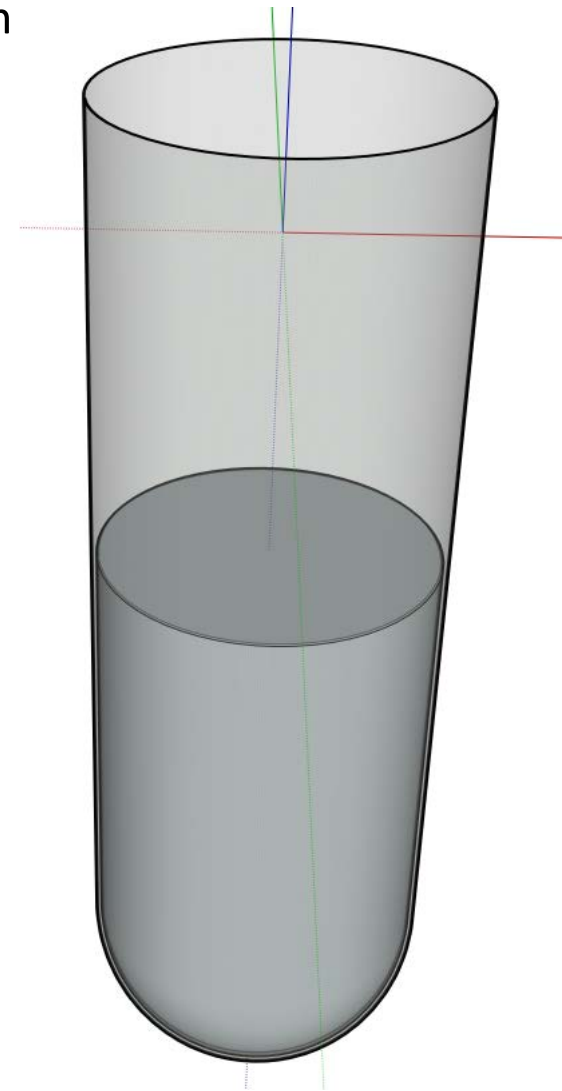
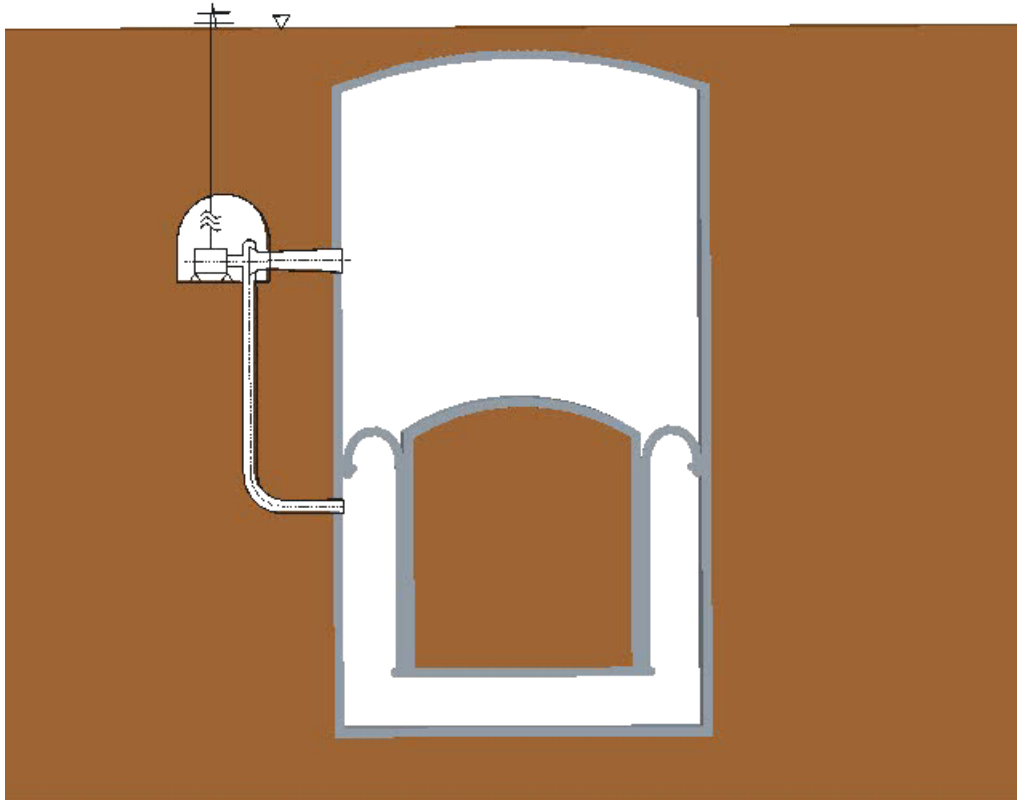
sind eine Idealvorstellung, die es so kaum geben wird.

In der Praxis orientieren sich Anlagengröße und Verlauf der Uferlinien an den Möglichkeiten und Gegebenheiten der Landschaft.

Im Gegensatz zu **Tagebauprojekten** können dabei bebaute Gebiete und sensible Zonen ausgespart und in das nachhaltige Natur-Energiesystem integriert werden.

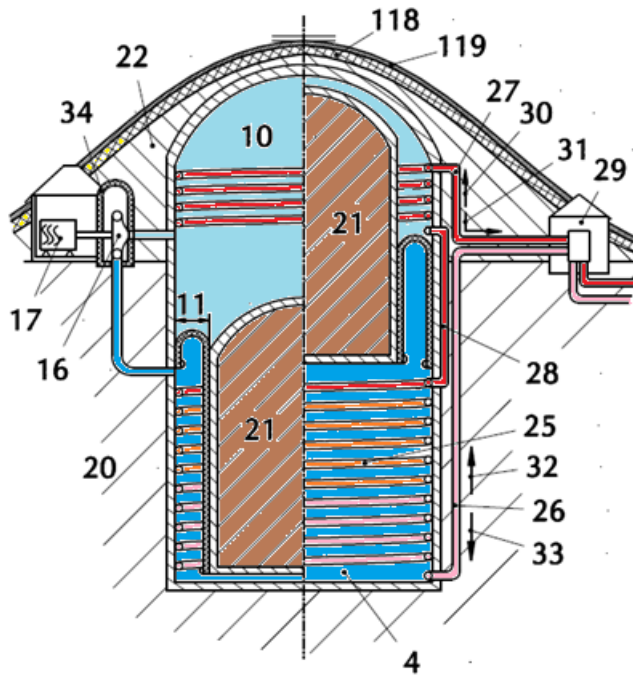
# Stülpmembranspeicher

Dezentrale unterirdische geotechnische Option mit minimalem Landflächenbedarf und paralleler Nutzbarkeit als saisonaler Wärmespeicher



**doppelte geometrische Abmessungen schaffen 16-fache Speicherkapazität**

# Funktionsprinzip Stülpmembranspeicher



- 4 untere Druckzone
- 10 obere Druckzone
- 11 Ringspalt
- 16 Pumpe, Turbine, Pumpturbine
- 17 Generator
- 20 Untergrundumgebung
- 21 Kolbenfüllmaterial
- 22 Aushubmaterial für Hügel
- 25 Wärmetauscherelemente
- 26 unterer (Kaltwasser-)Zu-/Ablauf
- 27 oberer (Warmwasser-)Zu-/Ablauf
- 28 Heizwasser Überleitung
- 29 Heizzentrale
- 30 Fließrichtung zur Wärmespeicherung
- 31 Fließrichtung zur Wärmeentnahme
- 32 Fließrichtung von Kaltwasser bei Einspeicherung von Wärme
- 33 Fließrichtung von Kaltwasser bei Wärmeentnahme
- 34 thermische Trennung
- 118 Wärmedämmung
- 119 Begehbare und bepflanzbare Abdeckung

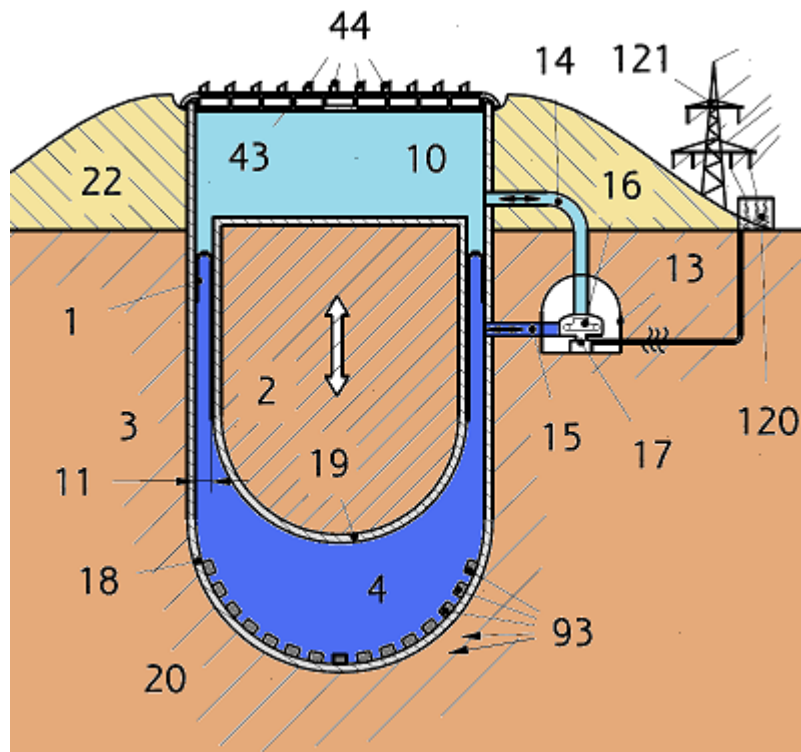
Beispiel: **Kolbendurchmesser 150 m**,  
 Kolbenhöhe 275 m, Hubweg 200 m  
 Flächenbedarf 20 ha, eigentlicher Speicher 3 ha

**Stromspeicherkapazität 3,6 GWh**,  
 überbrück 14 Tage für über 14.000 Einwohner

**Wärmespeicherkapazität über 93 GWh**  
 zur vollkommen regenerativen Wärmeversorgung  
 für über 9000 Einwohner



# Funktionsprinzip Stülpmembranspeicher



- 1 Stülpmembran
- 2 Kolben aus Untergrundmaterial
- 3 Untergrundumgebung als Systemeinfassung
- 4 untere Druckzone, Wasser unter hohem Druck
- 10 obere Druckzone, Wasser unter statischem Druck
- 11 Ringspalt
- 13 Kraftwerkskaverne
- 14 Niederdruckverbindungsleitung
- 15 Hochdruckverbindungsleitung
- 16 Pumpe, Turbine, Pumpturbine
- 17 Generator
- 18 Außenschale
- 19 Kolbenummantelung
- 20 Untergrundumgebung
- 22 Aushubmaterial für Hügel
- 43 drehbare Abdeckung mit Wärmedämmung
- 44 Solarmodule
- 93 Stützkörper als Kolbenauflage für Bau und Wartung
- 120 Trafostation
- 121 Übertragungsnetz

Stülpmembranspeicher vermeiden Überflutungsängste bei Dammversagen, großen Flächenbedarf sowie Abdichtungsproblematiken und hohe Homogenitätsanforderungen an den Untergrund.

Sie bieten gleichzeitig eine von der Stromspeicherung zeitlich entkoppelte Nutzbarkeit als dezentrale saisonale Wärmespeicher.



# Landesweiter Flächenbedarf für Stülpmembranspeicher

Reine Speicherfläche für Stromspeicher mit einer **Überbrückungskapazität von etwa 14 Tagen, Stromspeicherkapazität etwa 20 TWh:**

Etwa **120 km<sup>2</sup>** oder 0,032% der Landesfläche von 360.000 km<sup>2</sup>

(Das ist weniger als die für Windenergieanlagen landesweit erforderliche Aufstellfläche und um eine Größenordnung weniger als die Abbauf Flächen für Braunkohle.)

Speicherbauwerksflächen mit großzügigem Umgriff gerechnet:

Etwa 1000 km<sup>2</sup> oder 0,28% der Landesfläche

(Das ist weniger als die landesweit für Photovoltaikanlagen erforderliche Fläche. Zudem kann Photovoltaik über den Speichern angebracht werden, so dass die Flächen doppelt genutzt werden.)



# Zum Schluss

Eine sichere, robuste und bedarfsgerechte zu 100% regenerative Stromversorgung erfordert heute in Deutschland eine Windenergieanlage pro etwa 1300 Einwohner, dazu pro Einwohner etwa 10 bis 20 m<sup>2</sup> Solarmodulfläche und beispielsweise etwa 40 m<sup>2</sup> Wasserfläche oder 10 m<sup>2</sup> Stülpmembranspeicherfläche für wirkungsgradstarke, dezentral, gut über das Land verteilte Pump-, Ringwall oder Untergrundspeicheranlagen.

Zusammen beansprucht das maximal 1% der Landesfläche.

Im Vergleich dazu würde eine 100%-ige Stromversorgung Deutschlands mit Biomasse pro Einwohner ca. 2200 m<sup>2</sup> oder nahezu die Hälfte der Landesfläche erfordern.