

**„Herausforderungen für die Elektrische
Energieerzeugung bei stark steigender intermittierender
Einspeisung aus erneuerbaren Energien“**

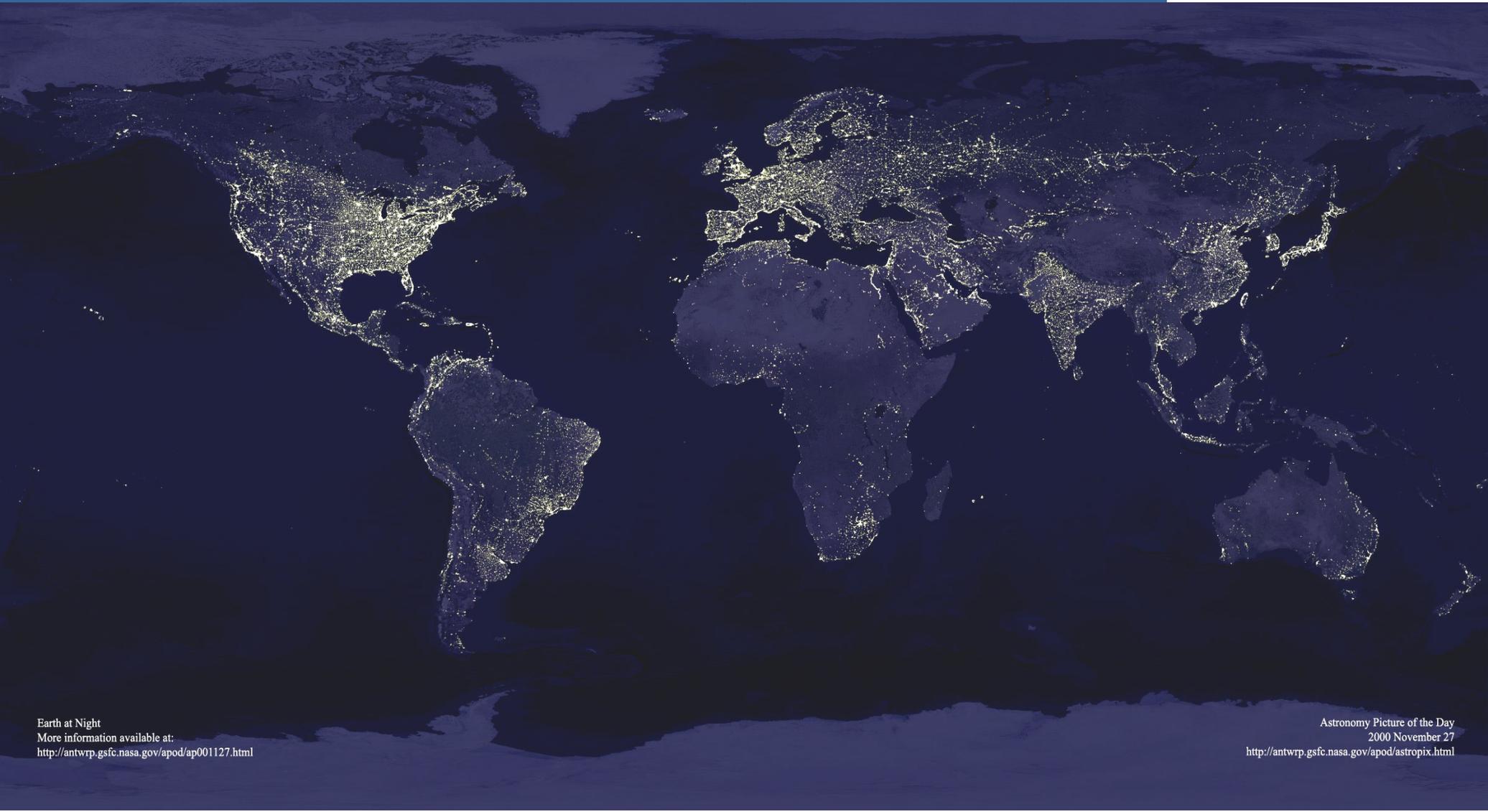
**Prof. Dr. Harald Weber
Dipl.-Ing. Christian Ziems
(Dipl.-Ing. Sebastian Meinke)
Dr.-Ing. Ibrahim Nassar**

Institut für Elektrische Energietechnik
Universität Rostock

18./19. April 2013
Bad Honnef

Elektrische Energie und die Verteilung des Reichtums

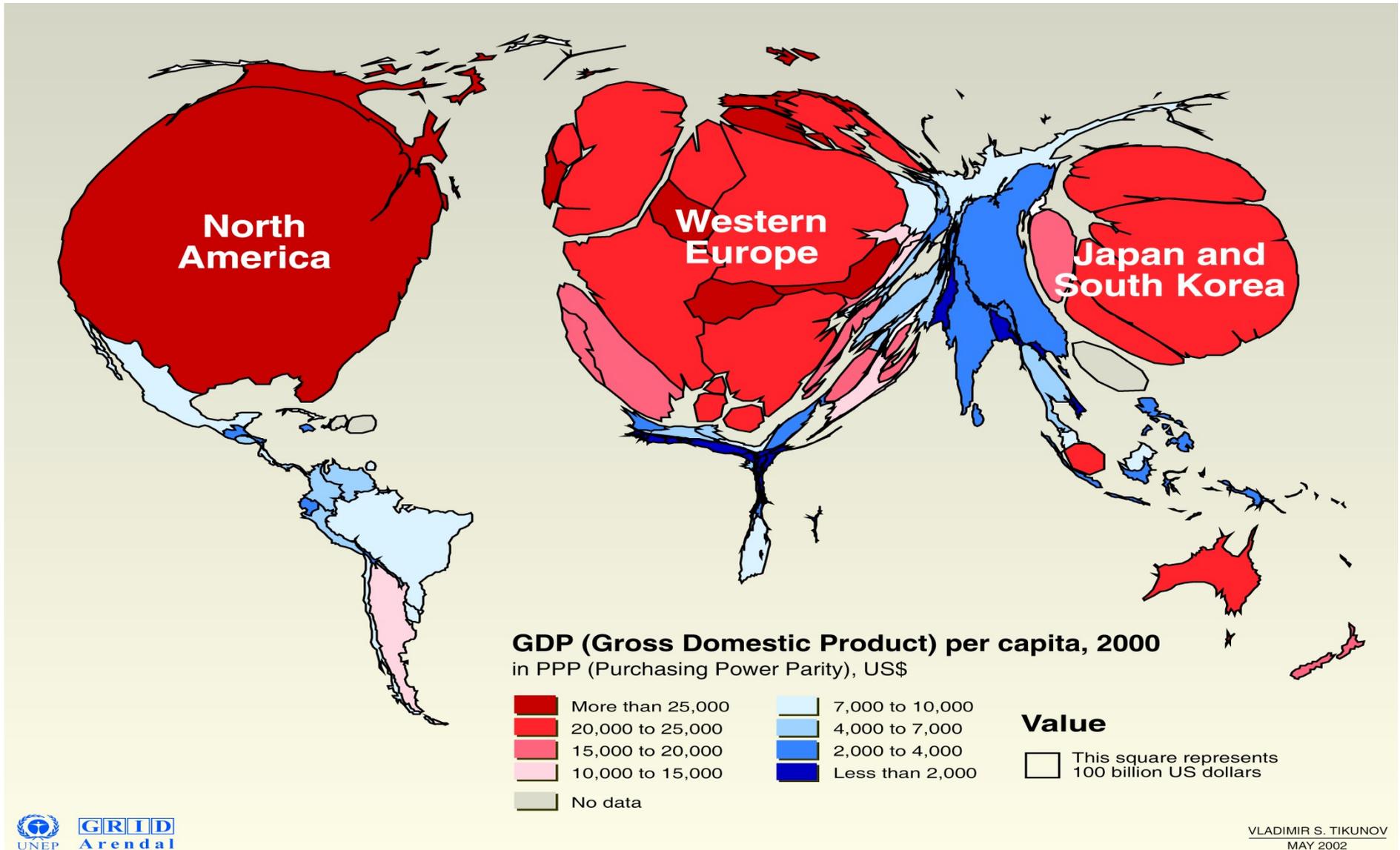
Universität Rostock
Prof. Dr. H. Weber

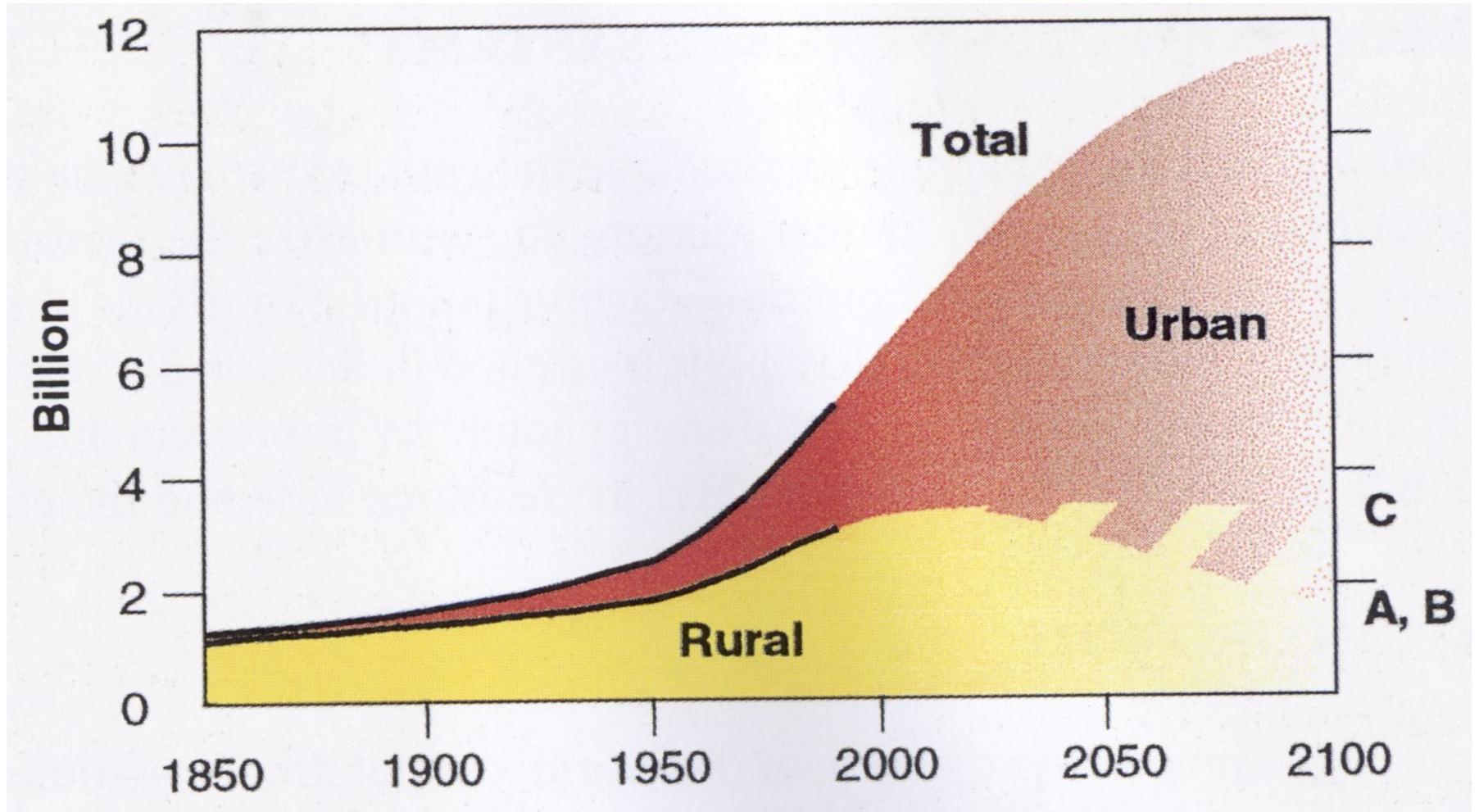


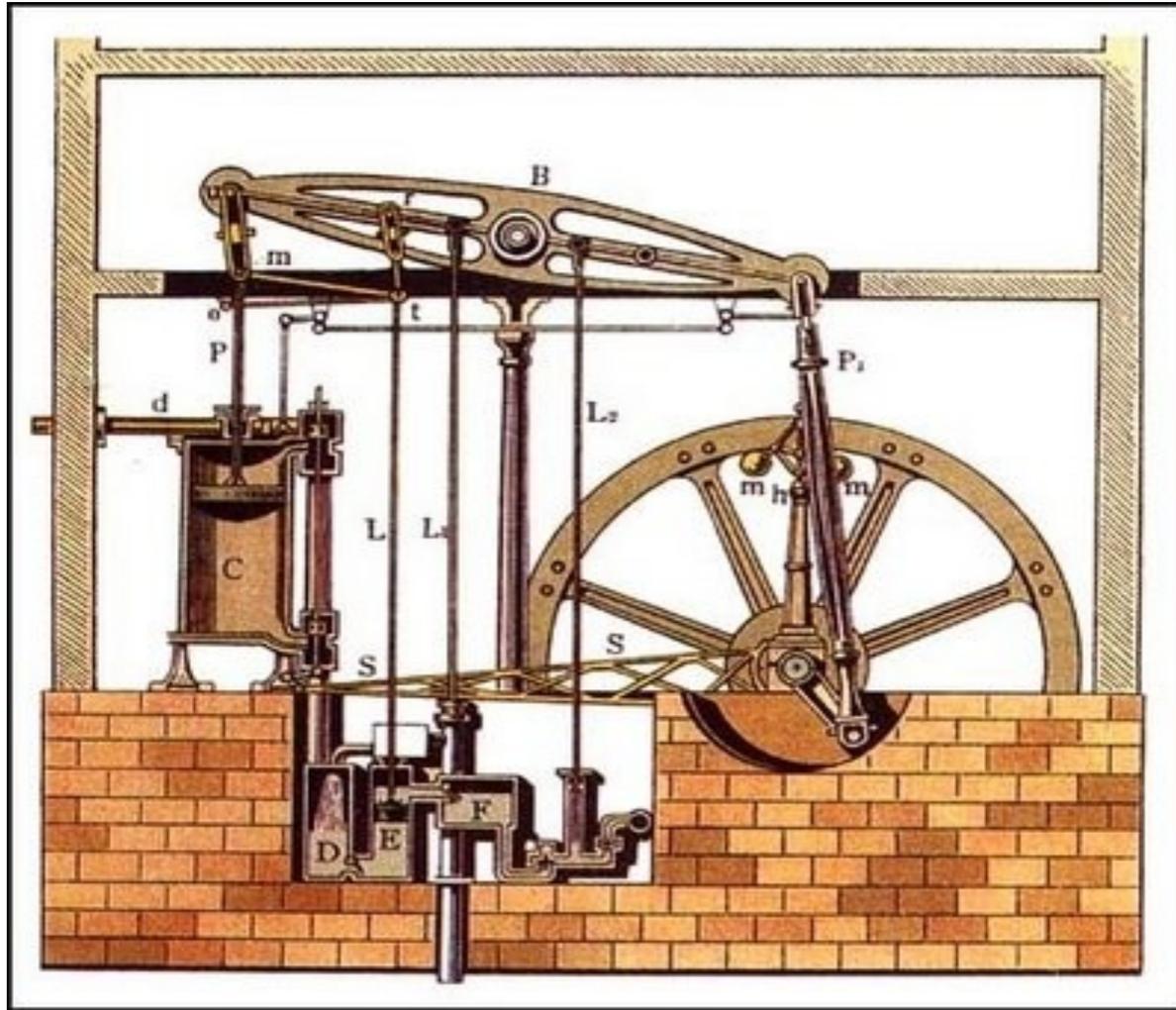
Earth at Night
More information available at:
<http://antwrp.gsfc.nasa.gov/apod/ap001127.html>

Astronomy Picture of the Day
2000 November 27
<http://antwrp.gsfc.nasa.gov/apod/astropix.html>

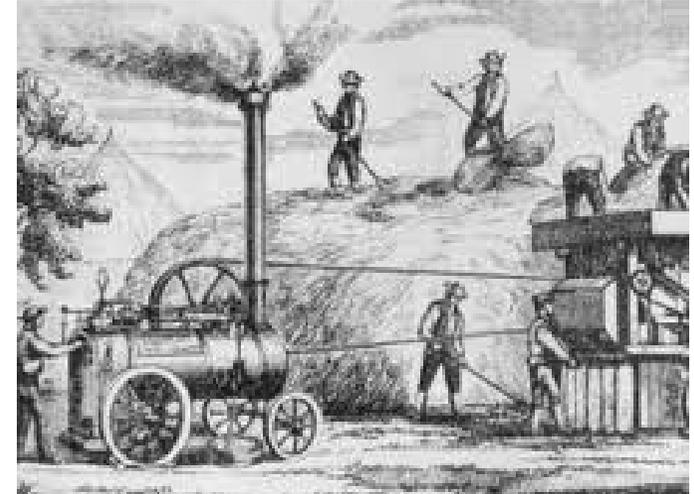
AN ALTERNATIVE VIEW OF THE WORLD



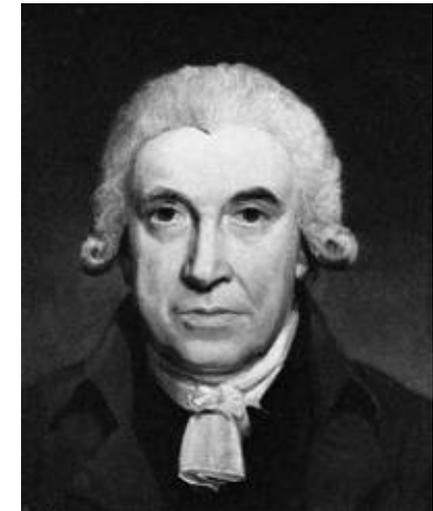




Dampfmaschine nach James Watt



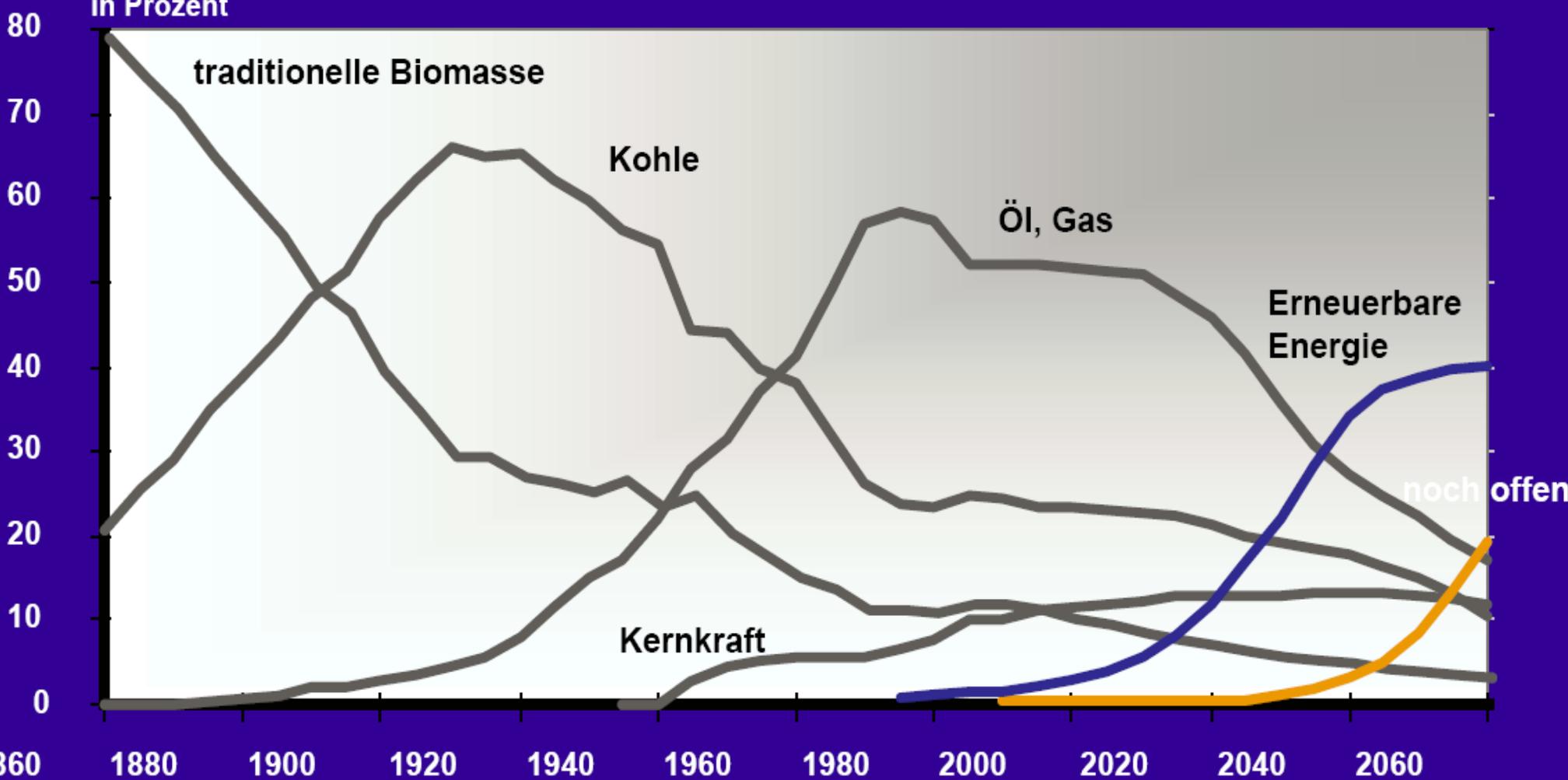
Arbeit durch Feuer: Dreschmaschine



James Watt

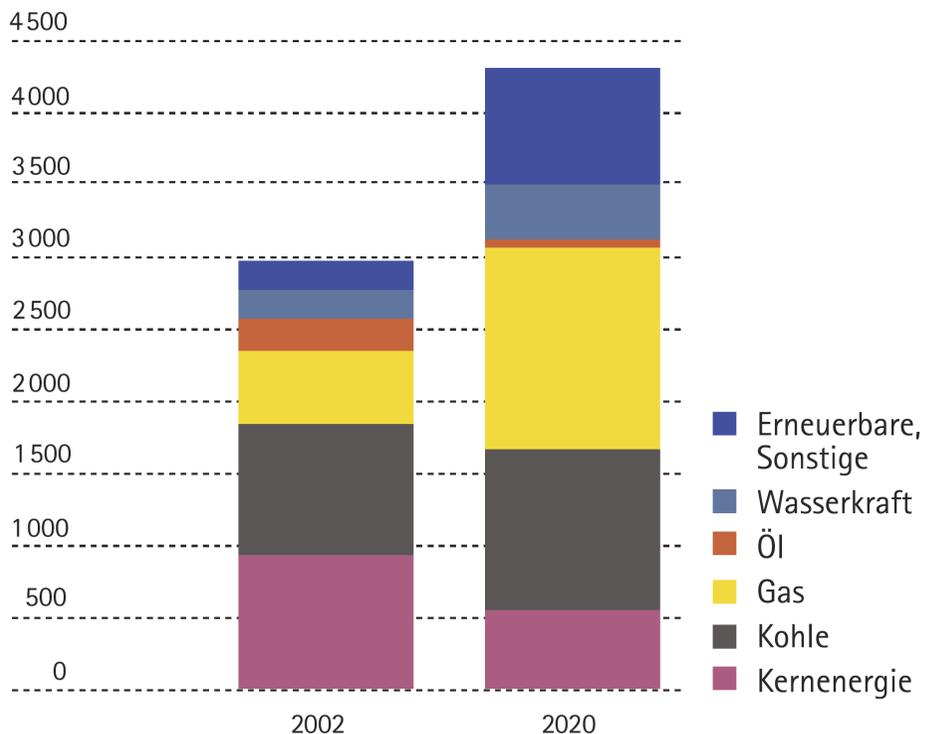
- 1860-2060 -

in Prozent



Erwarteter Zuwachs der Stromerzeugung in 10⁹ kWh (TWh) - in der EU 25

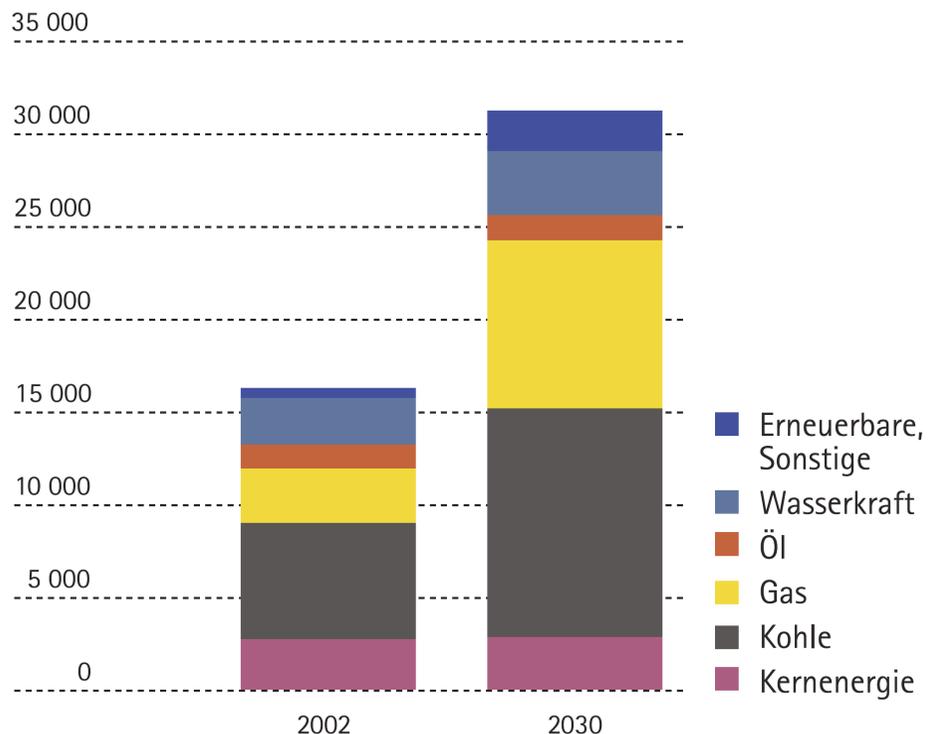
+ 52 %



Quelle: E.ON Ruhrgas/IEA

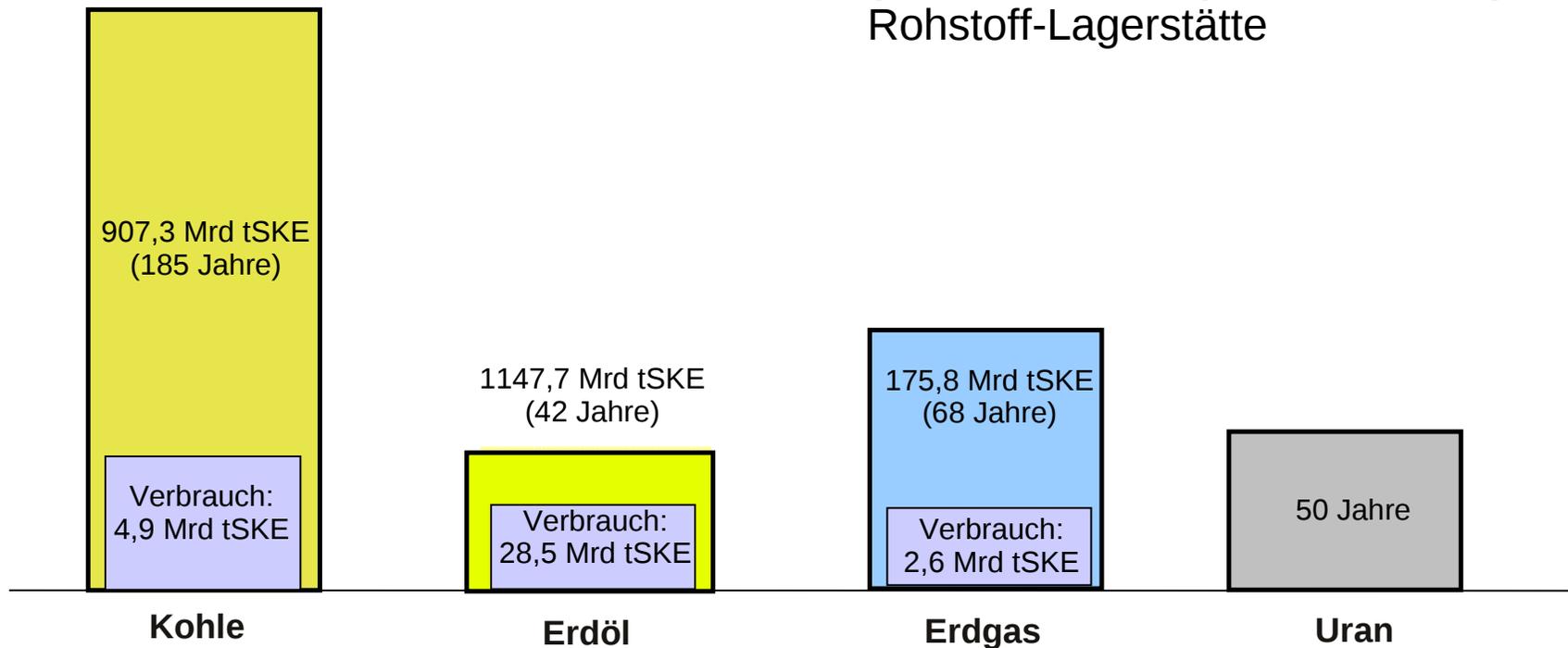
Erwarteter Zuwachs der Stromerzeugung in 10⁹ kWh (TWh) - weltweit

+ 97 %



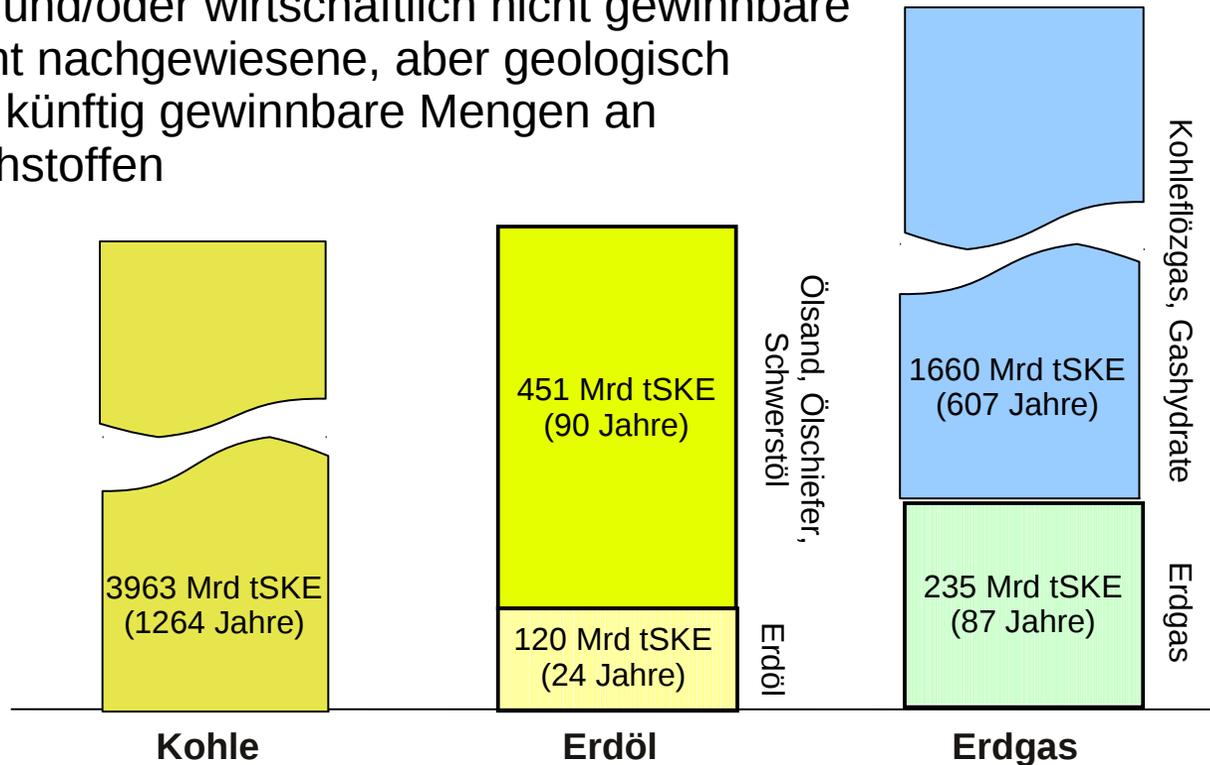
Quelle: E.ON Ruhrgas/IEA

Reserven: Zu heutigen Preisen und mit heutiger Technik wirtschaftlich gewinnbare Mengen einer Energie-Rohstoff-Lagerstätte



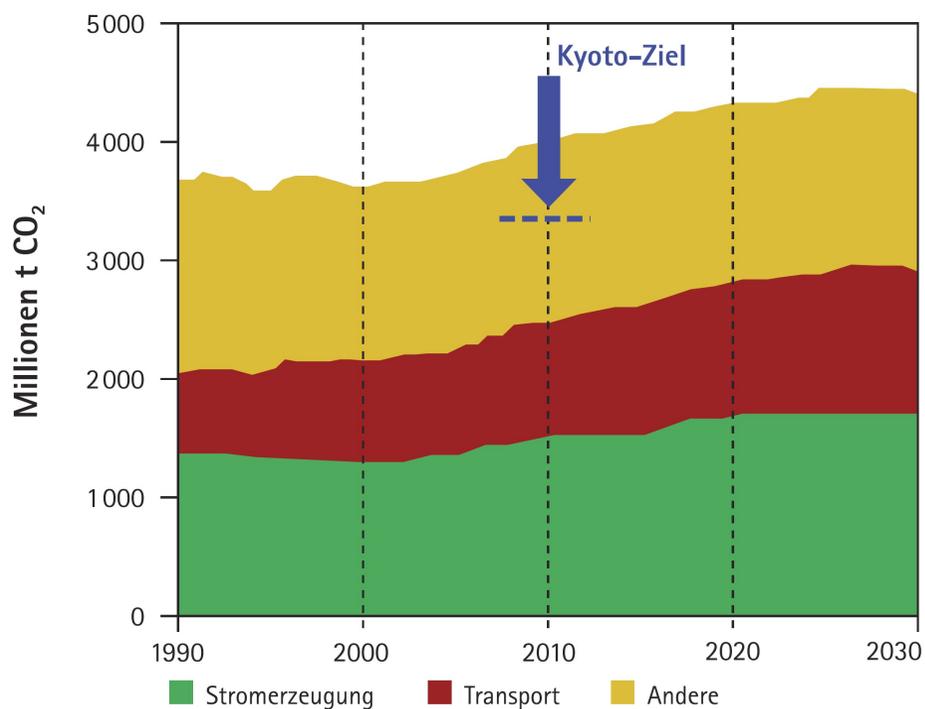
Fossile Ressourcen sind ebenfalls endlich: Reichweiten Kohle, Öl und Gas

Ressourcen: nachgewiesene, aber derzeit technisch und/oder wirtschaftlich nicht gewinnbare sowie nicht nachgewiesene, aber geologisch mögliche, künftig gewinnbare Mengen an Energierohstoffen



CO₂-Emissionen der EU 25

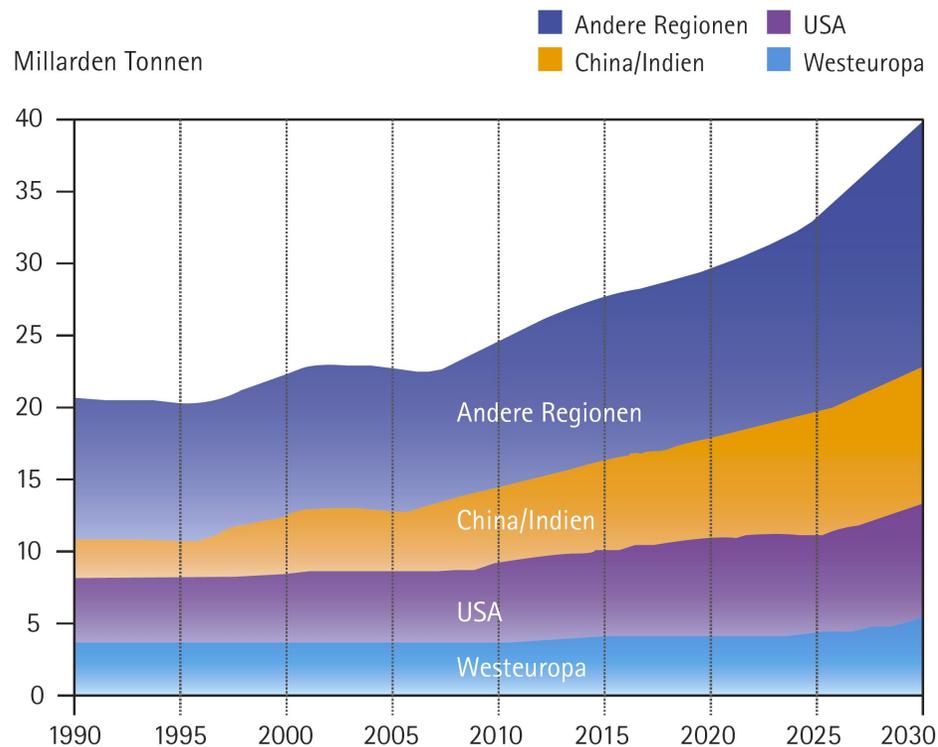
1990 bis 2030 nach Sektoren



Quelle: Energy Information Administration/International Energy Outlook 2004

Entwicklung der weltweiten CO₂-Emissionen

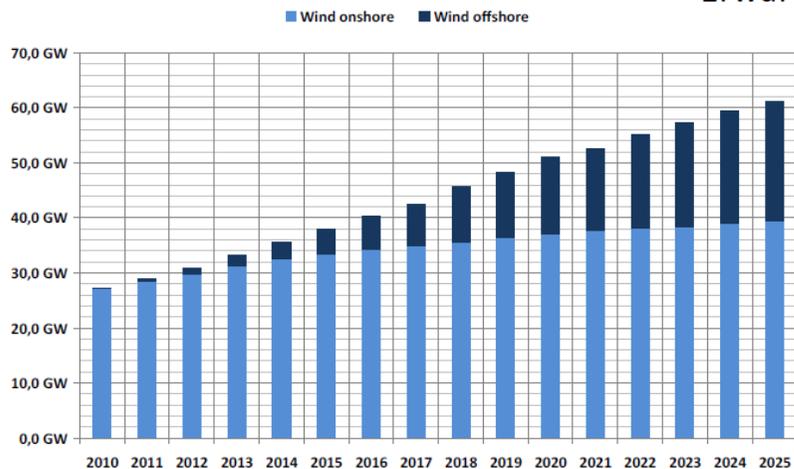
1990 bis 2030 nach Regionen



Quelle: Energy Information Administration/International Energy Outlook 2004

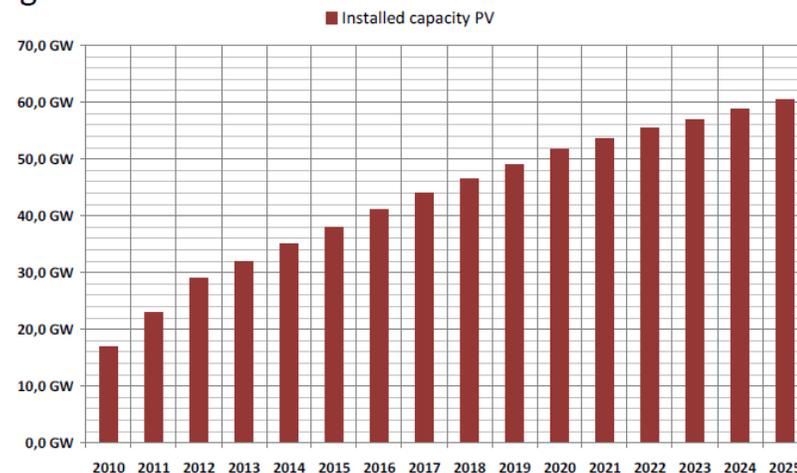
Entwicklungstrend von Windkraftnutzung und Photovoltaik in Deutschland

Spitzenlast Deutschland: ca. 80 GW (konstant bleibend erwartet)
Erwartete installierte Leistung bis 2025

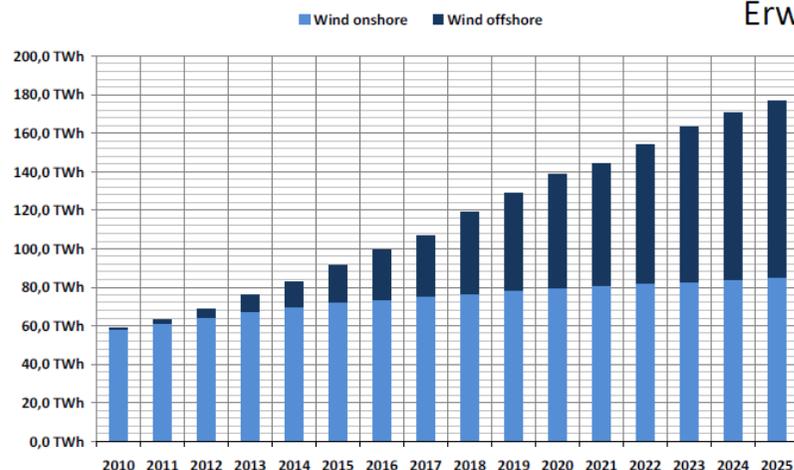


Installiert 2020:

Wind PV
51,0 GW + 51,7 GW
Σ 102,7 GW

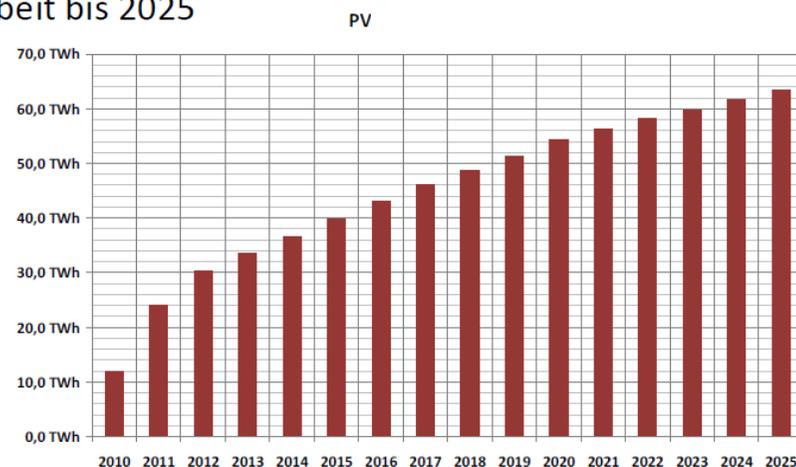


Stromverbrauch Deutschland 2011: app. 600 TWh (konstant bleibend erwartet)
Erwartete "erntbare" Arbeit bis 2025



Ertrag 2020:

Wind PV
138,8 TWh + 54,2 TWh
Σ 193 TWh



- Motivation:**
- Ersetzen fossiler Energieträger durch regenerative Energieträger
 - Massive Reduzierung des CO₂ Ausstoßes
 - Keine weitere Produktion radioaktiver Abfälle
 - Gefahr von Nuklearunfällen wie Fukushima 2011 ausschließen

- Ziele:**
- CO₂ Ausstoß in Deutschland bis 2050 um 80% reduzieren
 - Kernenergieausstieg bis 2022
 - Erhöhung des Anteils der Erneuerbaren Energien von heute 18% auf 40% im Jahr 2020 und auf 80% bis 2050

- Herausforderungen:**
- Maximal mögliche direkte Nutzung von regenerativer Energie
 - Maximale Ausnutzung der bestehenden Potentiale
 - Wegen der Verluste nur so viel speichern wie notwendig
 - Probleme durch die Übertragung der Leistung über große Entfernungen
 - **Balancierung der intermittierenden Einspeisung durch thermische Kraftwerke**
 - Sicherstellen der Versorgungssicherheit und Systemstabilität

- 1. Balancierungsstabilität:** Durch Gradientenanstieg und Prognosefehler wird die Bereitstellung der Balancierungsleistung durch geeignete konventionelle Kraftwerke immer schwieriger, was zur Inanspruchnahme der Sekundärregelung führt (Gefährlicher Regelleistungsmangel im Störfall).
- 2. Spannungsstabilität:** Durch hohen Leistungstransport der Windkraftanlagen in Verbindung mit fehlenden Leitungs- und Kompensationskapazitäten erfolgt im Drehstromsystem ein starkes Spannungsgefälle von Nord nach Süd (Überlast- und Kollapsgefahr).
- 3. Primärreglerstabilität** Wind- und Photovoltaik-Anlagen sind reine Arbeitserntemaschinen, sie stellen weder Schwungmasse noch Primärregelleistung zur Verfügung. Dadurch wird es zu wesentlich größeren und schwingenderen Frequenzabweichungen im Störfall kommen (Unterfrequenzproblem, Verschleiß in regelnden Kraftwerken sowie Reduktion der Frequenzstabilität).

Motivation, Goals and Challenges

Transition to renewable energy sources

Universität Rostock
Prof. Dr. H. Weber

controlled power production
of fossil and (nuclear) power plants

with limited fuels, nuclear waste & high CO₂ emissions

fuel: lignite, hard coal, natural gas, Uranium



Goal:

- massive reduction of CO₂ emissions
- nuclear phase-out until 2022

uncontrolled power production
of wind and photovoltaic systems

with intermittent feed-in (not reliable)

Wind turbines



Situation 2012:

29 GW

expected 2020:

51 GW

Photovoltaic systems



Situation 2012:

25 GW

expected 2020:

52 GW

Expected installed capacity until 2020:
>100 GW (>33% of electricity demand)

controlled power production
of fossil and (nuclear) power plants

with limited fuels, nuclear waste & high CO2 emissions

Conventional power plants

are used to balance
the intermittent power

which causes higher
dynamic requirements

and therefore higher
mechanical wear
and a reduced lifetime will occur

uncontrolled power production
of wind and photovoltaic systems

with intermittent feed-in (not reliable)

The intermittent power producers
aren't power plants,

they are
"energy harvesting machines"

usually with no inertia



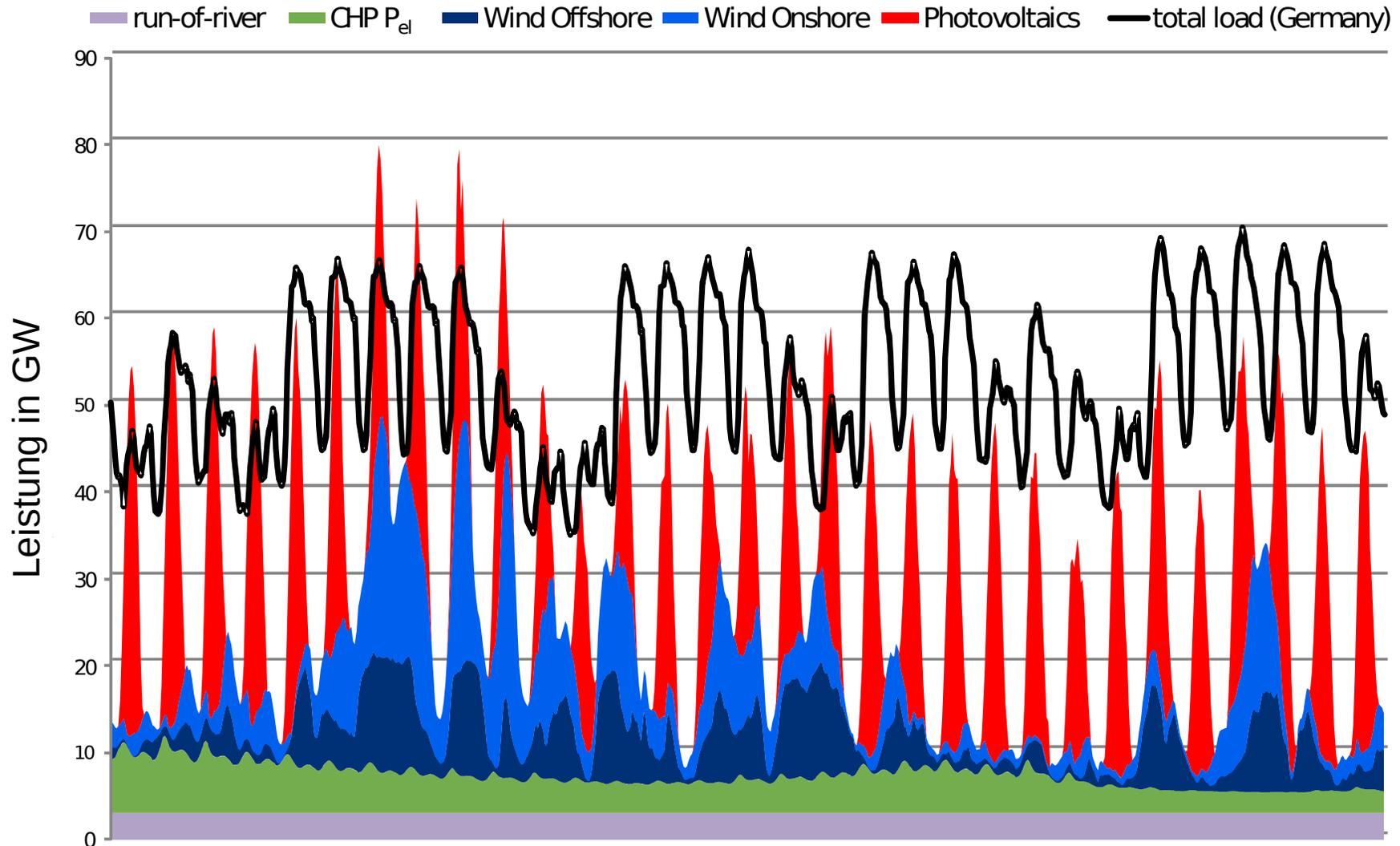
Goal:

- massive reduction of CO2 emissions
- nuclear phase-out until 2022

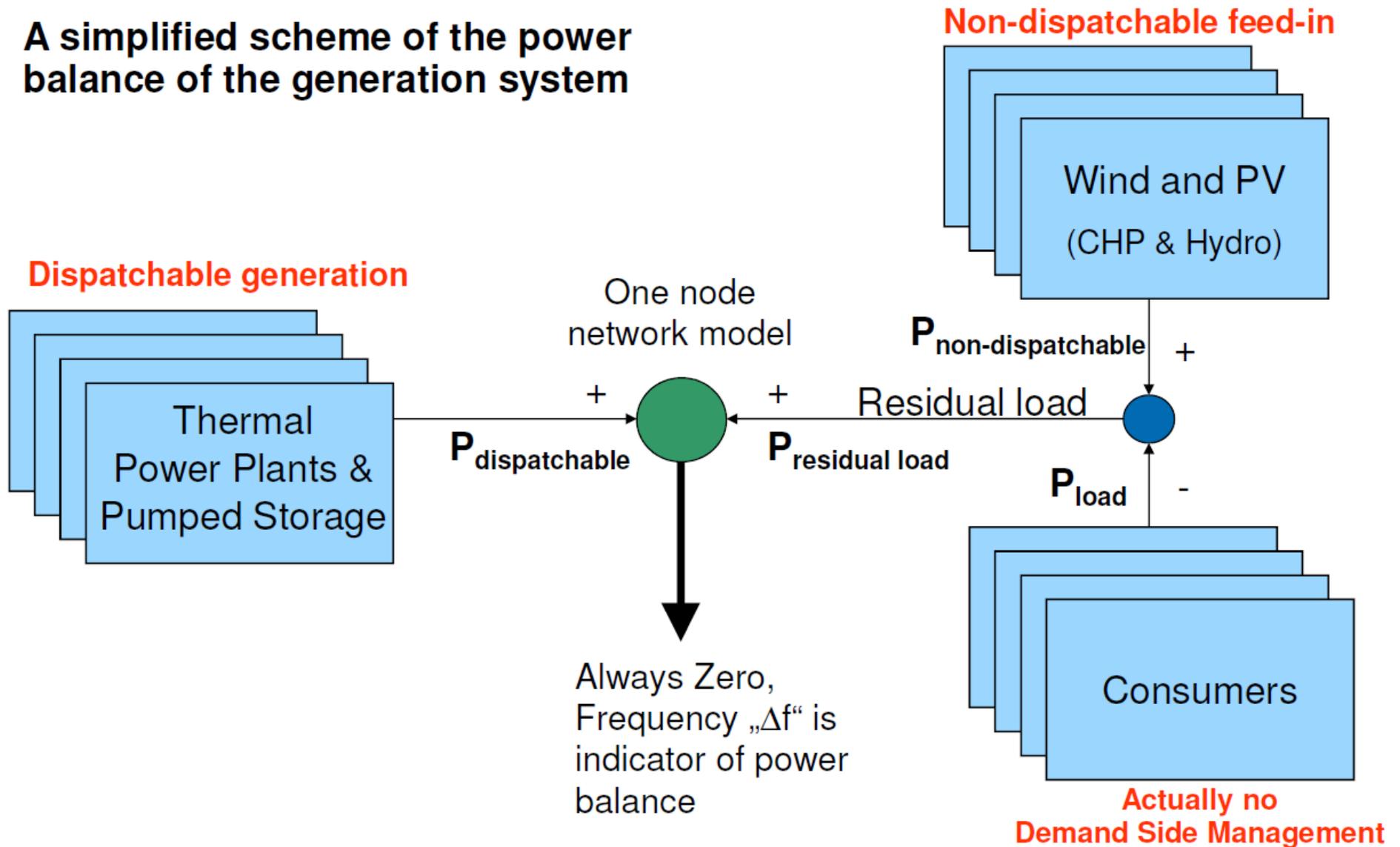
Expected installed capacity until 2020:
>100 GW (>33% of electricity demand)

Charakteristik der intermittierenden und anderer nicht-disponibler Erzeugung

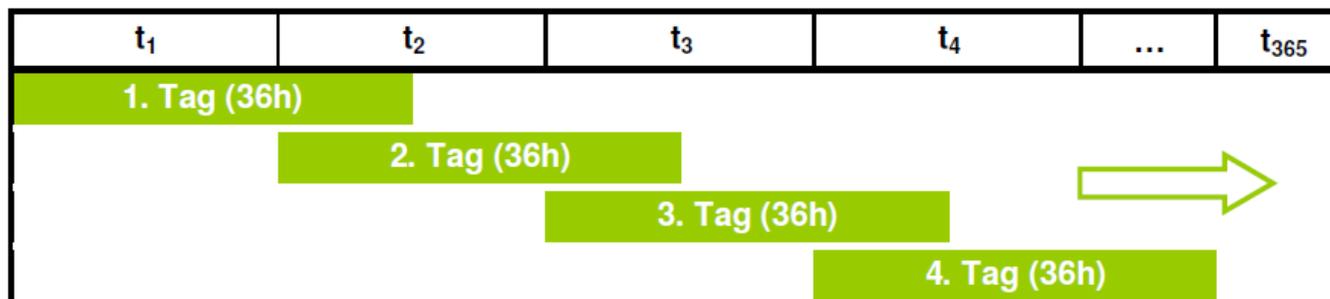
May 2020



A simplified scheme of the power balance of the generation system



Grundschemata:



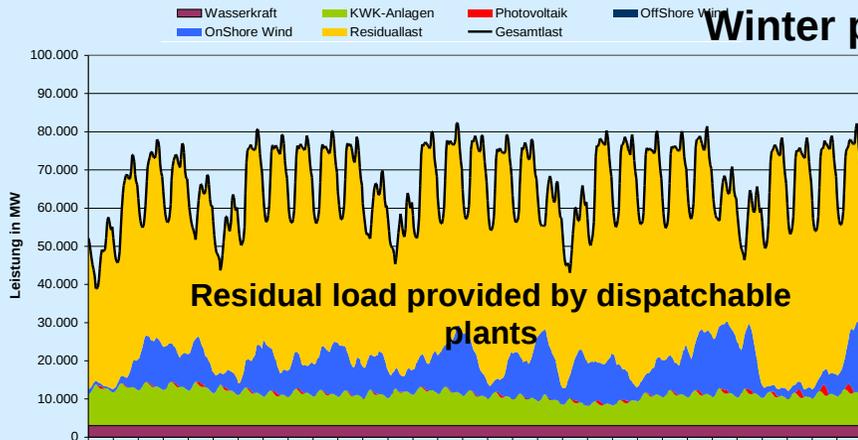
Zusätzlich berücksichtigte Randbedingungen:

- **Kraftwerkparameter:**
 - Mindestleistungen
 - max. Laständerungsgeschwindigkeit
 - Mindestbetriebs- und Mindeststillstandszeiten
 - Wirkungsgradreduzierung bei Teillast
 - stillstandszeitabhängige Anfahrkosten
- **Leistungsaustausch mit Nachbarländern:**
 - Zusammenarbeit hier mit der TU München
 - Berücksichtigung von insgesamt 29 Ländern in Europa
 - Gemischt-ganzzahlig nur Deutschland
 - andere Länder mit linearer Optimierung
- **Netzregelreserven und Transportbegrenzungen:**
 - Einhaltung der Primär- und Sekundärregelreserven
 - dynamische Reserven für Prognoseabweichungen
 - Kuppelleitungsbegrenzungen (NTCs) zwischen den Ländern
- **Pumpspeicherkapazitäten (PSW):**
 - vereinfachte Nachbildung (umgesetzt)
 - variable Leistung im Pump- und Turbinenbetrieb
 - Reservevorhaltung für Systemdienstleistungen
 - Wirkungsgrade
 - Sekundärregelleistungsbereitstellung
 - blockscharfe Nachbildung ist ebenfalls möglich

Combinations of different load and intermittent feed-in (non-dispatchable feed-in)

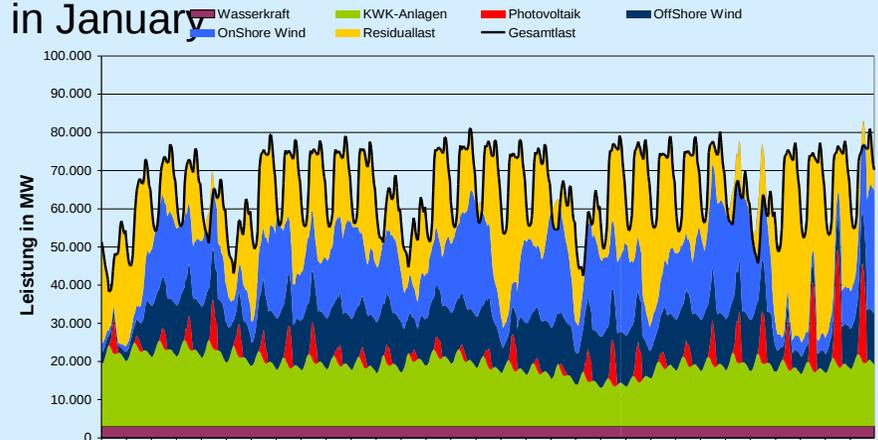
In the past (2008)

Netzlaster und Windeinspeisung in Deutschland

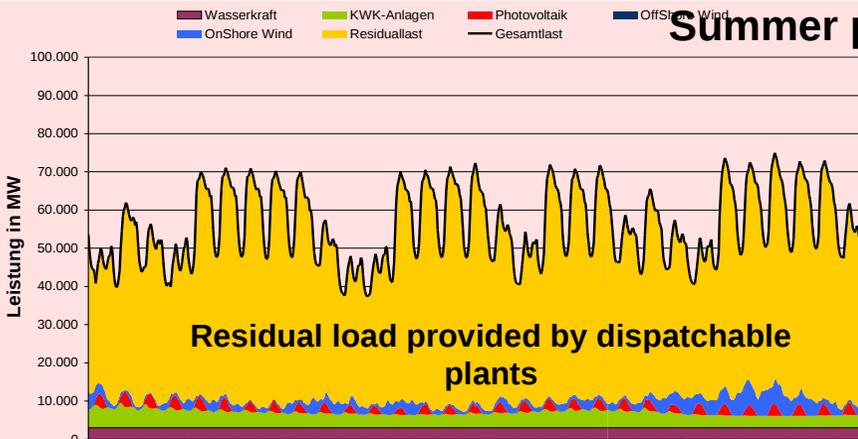


In the Future (2020)

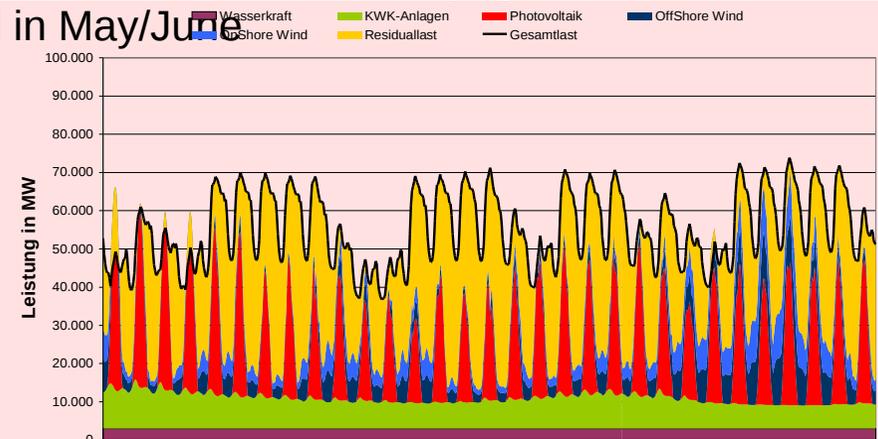
Netzlaster und Windeinspeisung in Deutschland



Netzlaster und Windeinspeisung in Deutschland



Netzlaster und Windeinspeisung in Deutschland



Hydro (run-of-river)
Onshore Wind

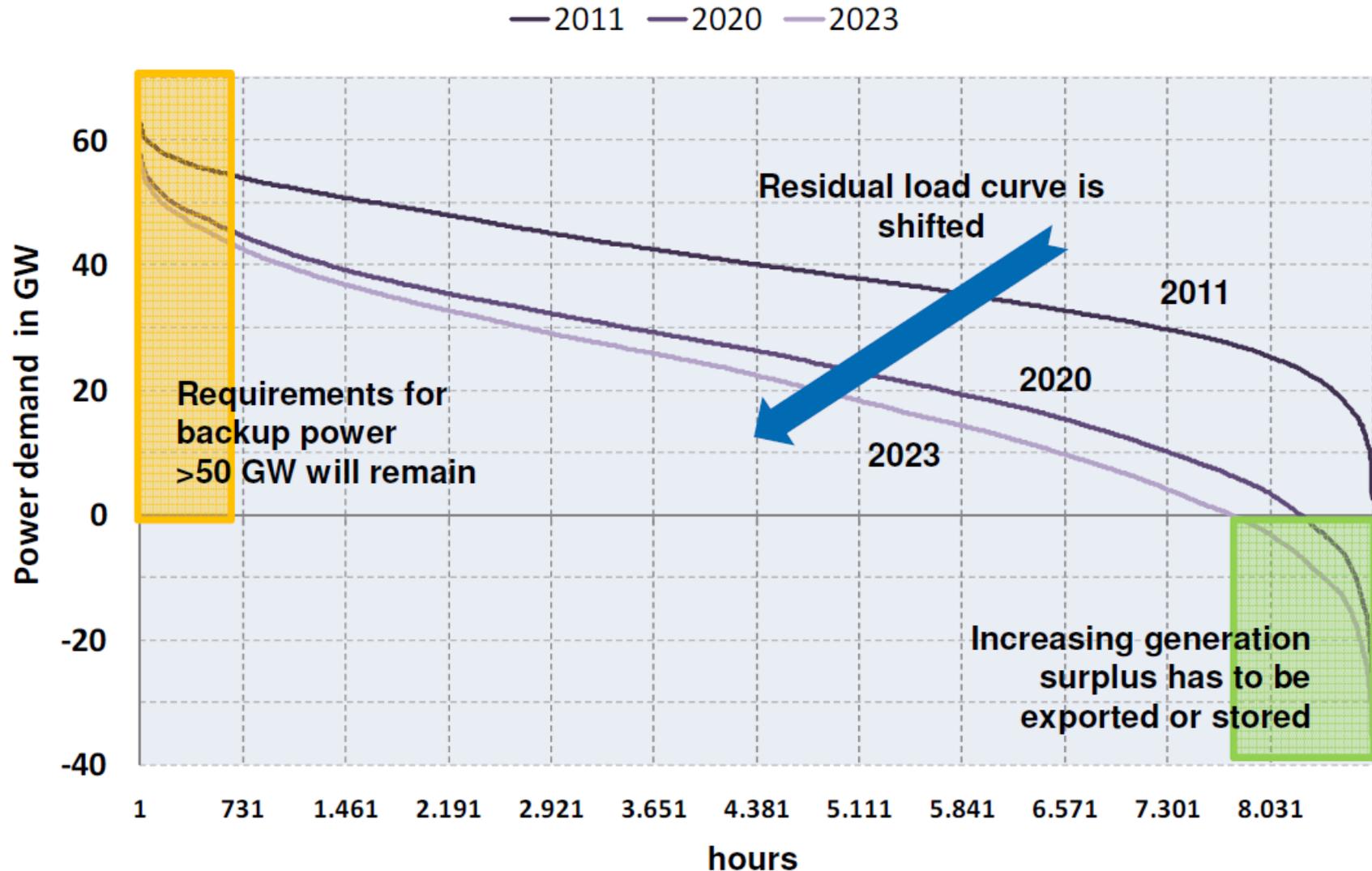
Combined-Heat&Power (CHP)
Residual Load

Photovoltaic (PV)
Total demand (load)

Offshore Wind

Resulting annual residual load curve

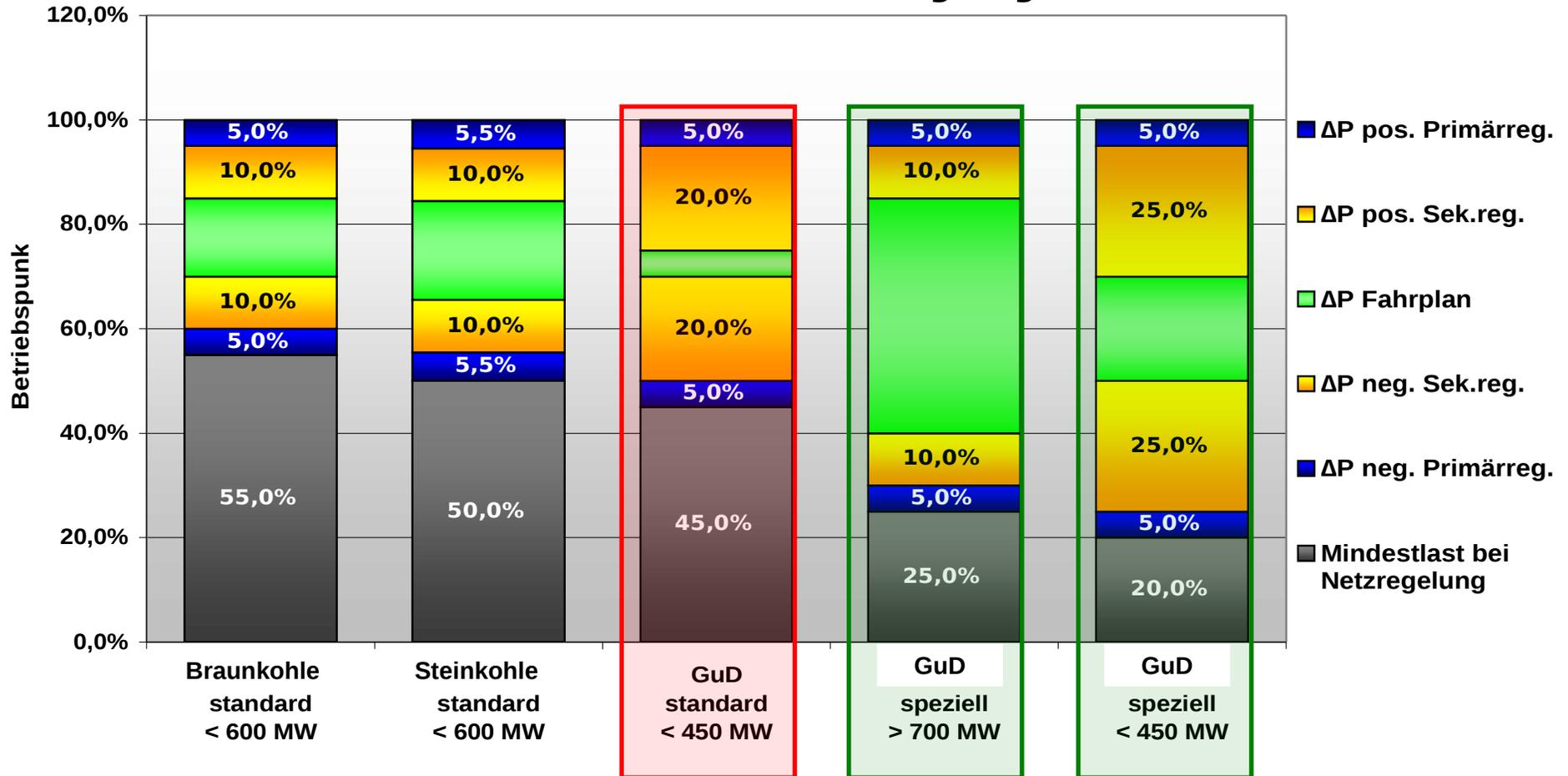
Load without hydro, CHP, wind and PV



Annual load curve (Germany only) without import/export balance

Regelbereiche verschiedener KW-Typen für Primär- und Sekundärregelung

Wirkungsgrad nimmt bei Teillast ab



Mindestleistungen bei Standard GuD-Anlagen sind nur bedingt besser als bei Kohle

Für zukünftige EEG-Anforderungen werden spezielle KW-Typen benötigt

- Speicher:**
- **Großspeichertechnologien sind nicht vor 2025 zu erwarten**
 - z.B. chemische Speicher mit Methan (Speichermengen im TWh-Bereich)
 - **Chemische Speicher benötigen weiterhin thermische Kraftwerke**
 - Die Systemstabilität wird durch die Schwungmassen der therm. Kraftwerke gesichert
 - **Die Zukunft der elektrische Energieversorgung sind synthetische Brennstoffe in Kombination mit flexiblen thermischen Kraftwerken**

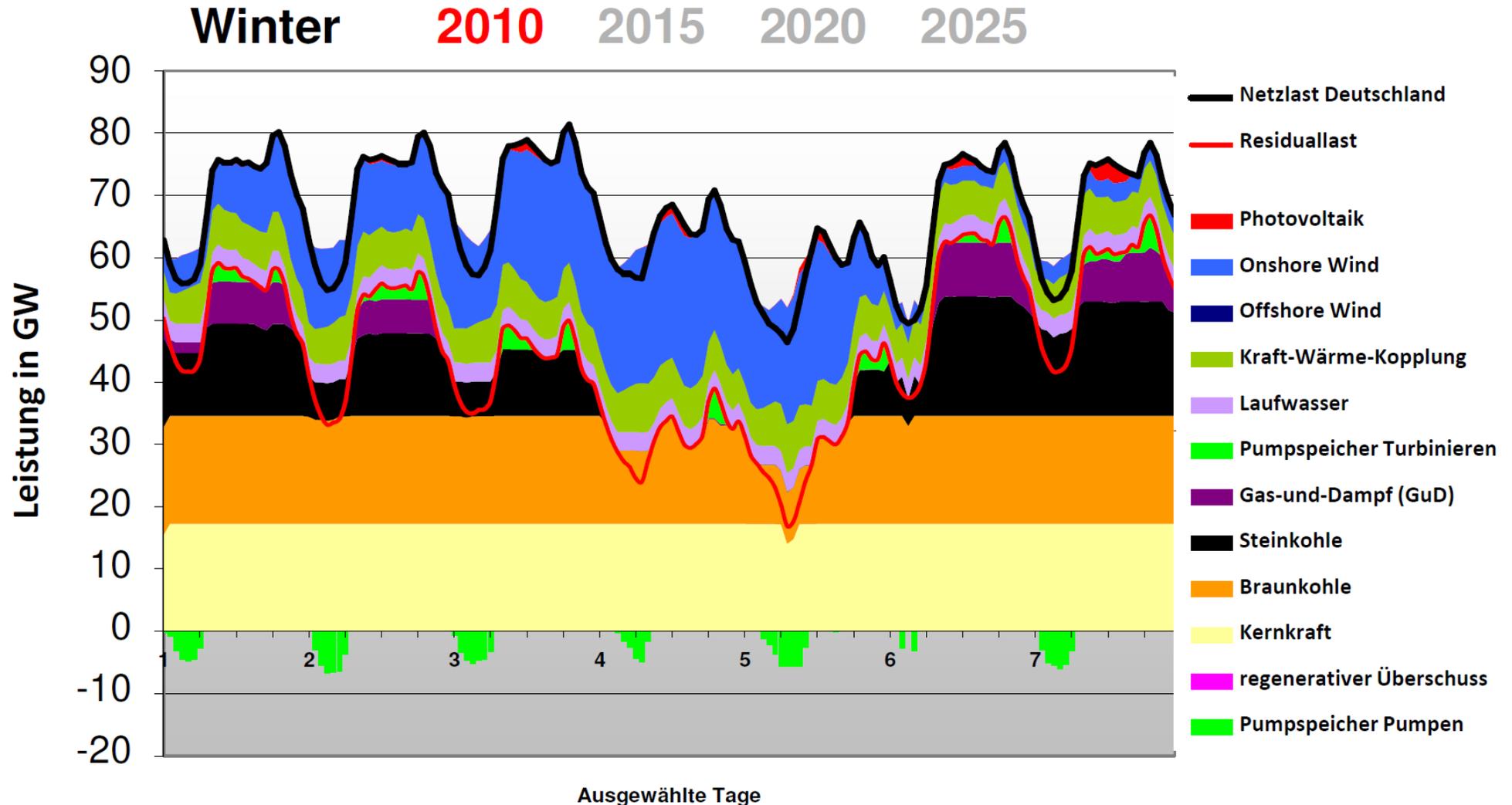
- Fragen:**
- **Wie kann man den Einfluss der intermittierenden Erzeugung genauer bewerten?**
 - Quantifizierung der Fahrplanänderungen ist notwendig
 - **Was bedeutet dies für die bestehenden Kraftwerke in Deutschland?**
 - Welche sind die hoch beanspruchten Bauteile?
 - Wie hoch ist der zusätzliche Verschleiß bei höherer Dynamik?
 - **Welche technischen Eigenschaften müssen neue thermische Kraftwerke haben?**
 - Welche Parameter haben entscheidenden Einfluss?
 - Wie kann man die Flexibilität der Anlagen erhöhen?

- Ansätze:**
- **Zusammenarbeit mit den Betreibern der Kraftwerke**
 - **Verwendung von Einsatzplanungsmodellen**
 - **Verwendung von thermodynamischen Modellen für einzelne Anlagen**

Verdrängung konv. Kraftwerke

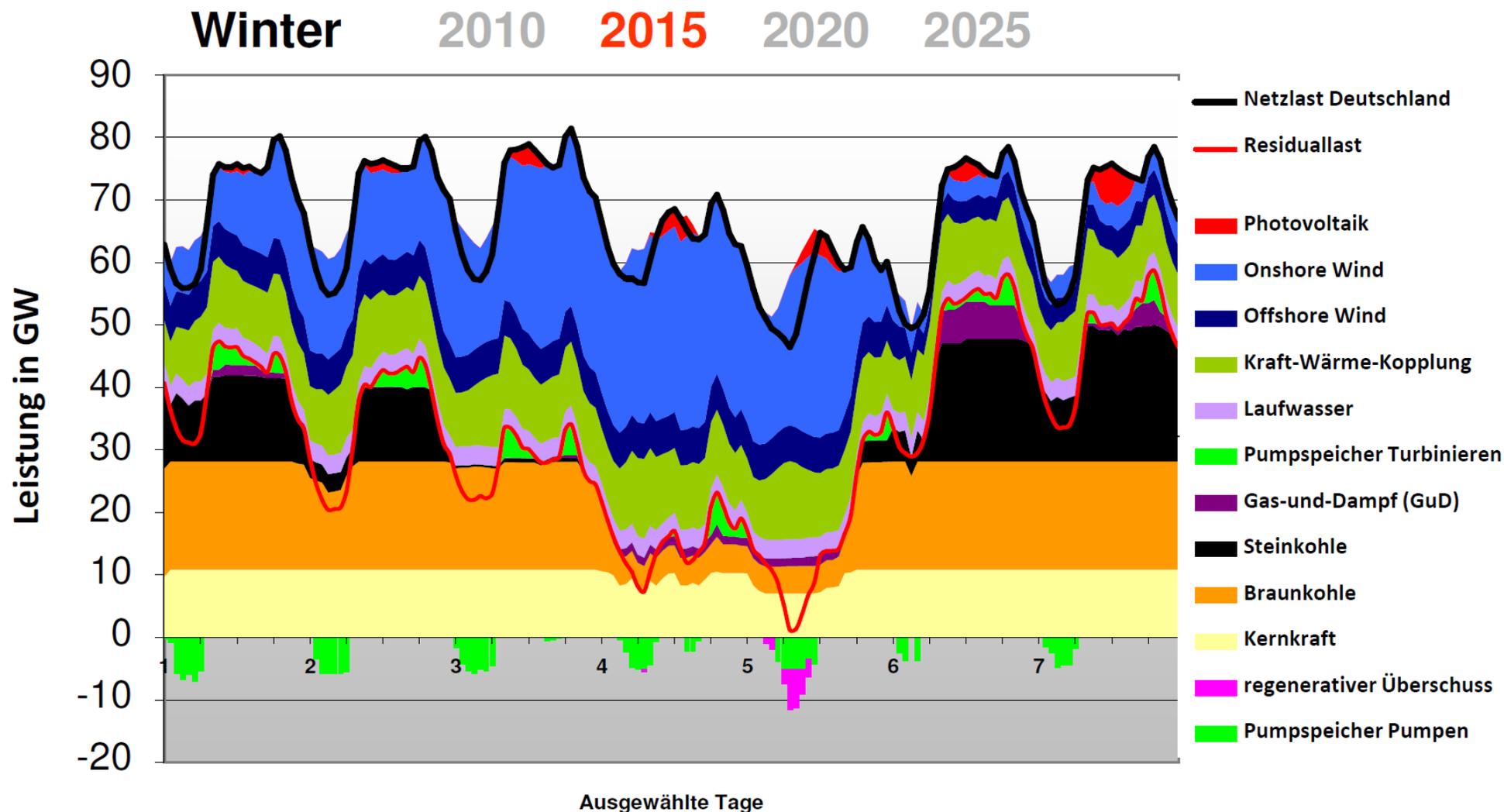
Exemplarischer Kraftwerkseinsatz Winterwoche

Universität Rostock
Prof. Dr. H. Weber



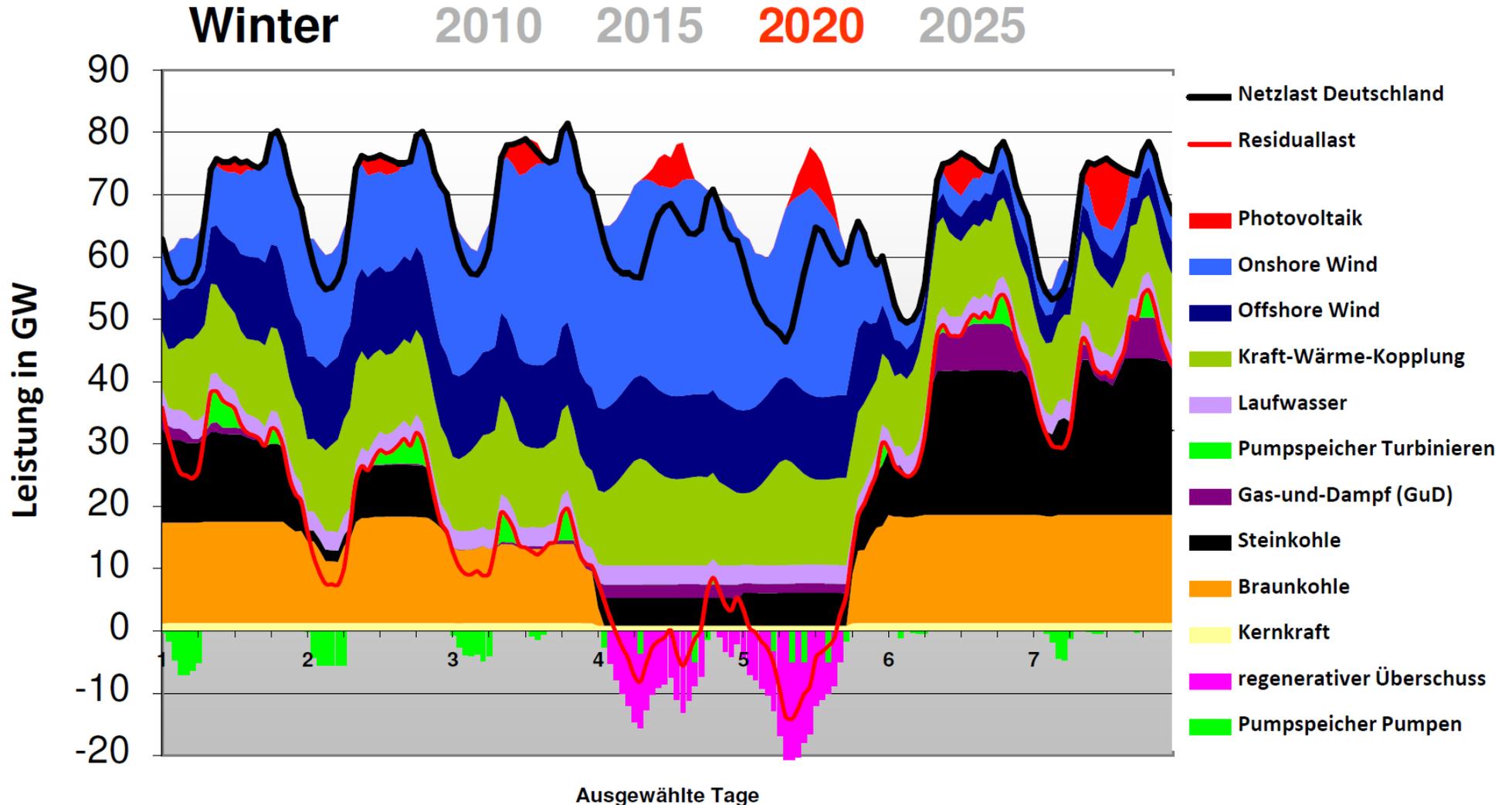
Verdrängung konv. Kraftwerke

Exemplarischer Kraftwerkseinsatz Winterwoche



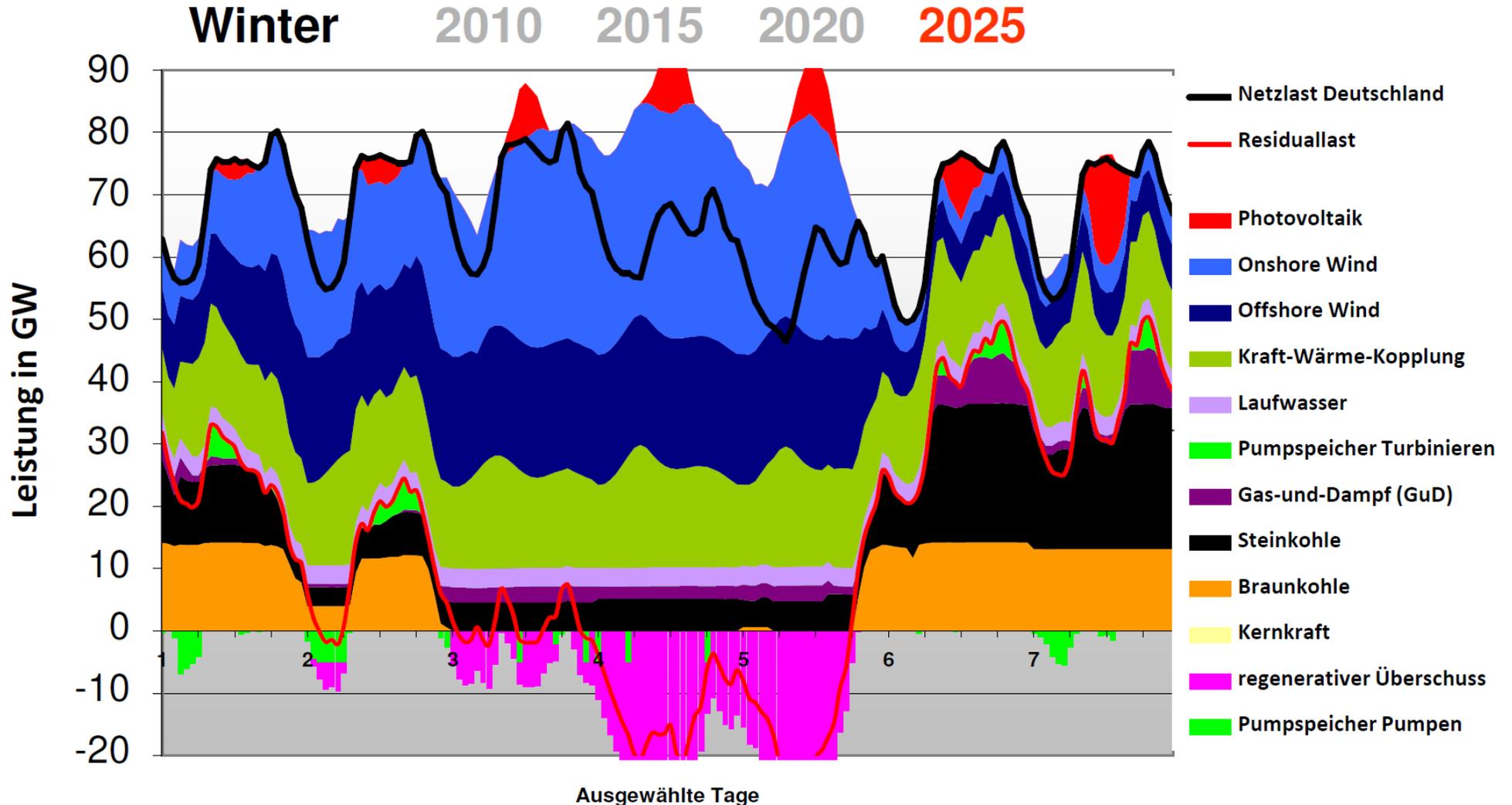
Verdrängung konv. Kraftwerke

Exemplarischer Kraftwerkseinsatz Winterwoche



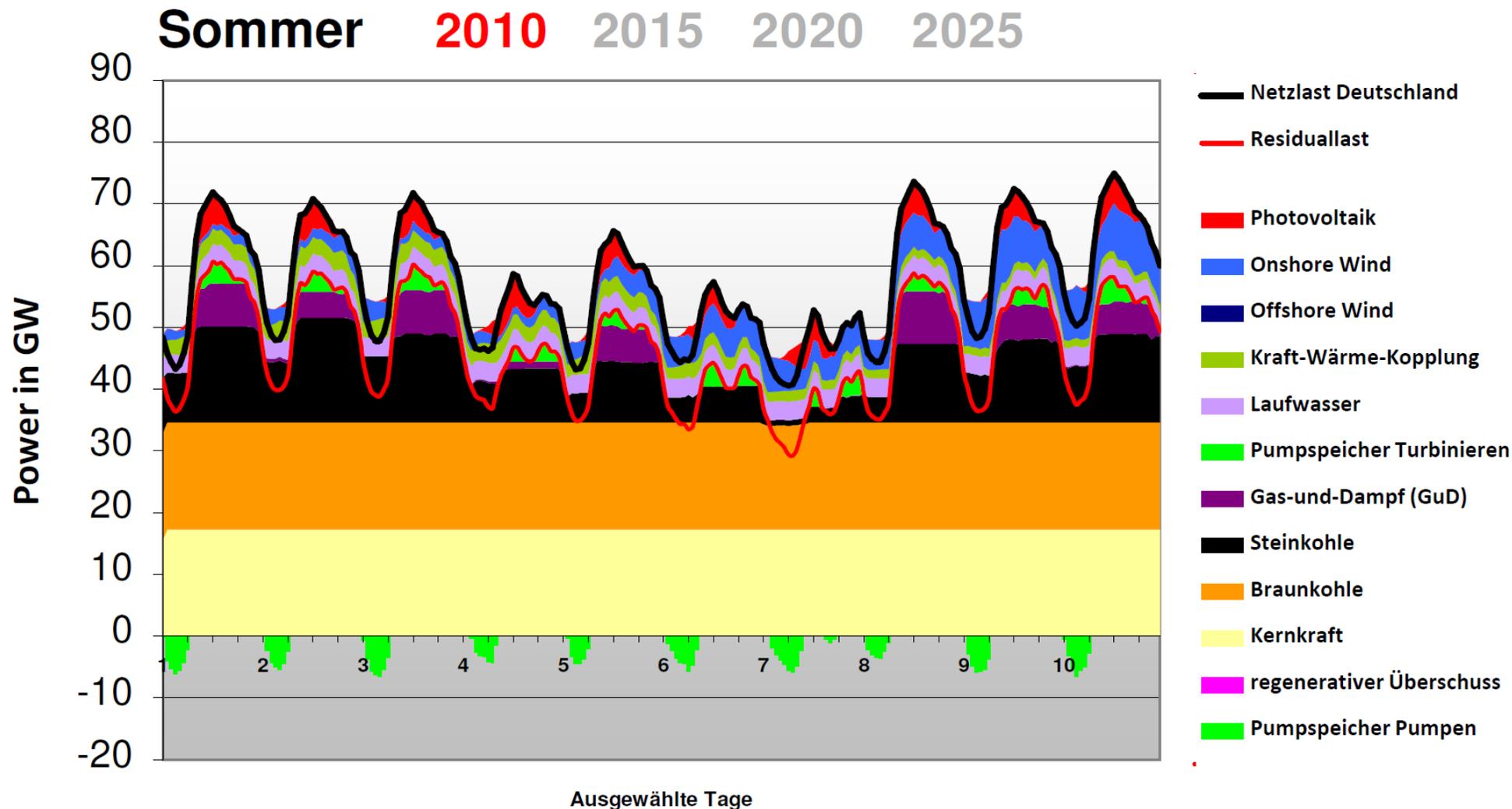
Verdrängung konv. Kraftwerke

Exemplarischer Kraftwerkseinsatz Winterwoche



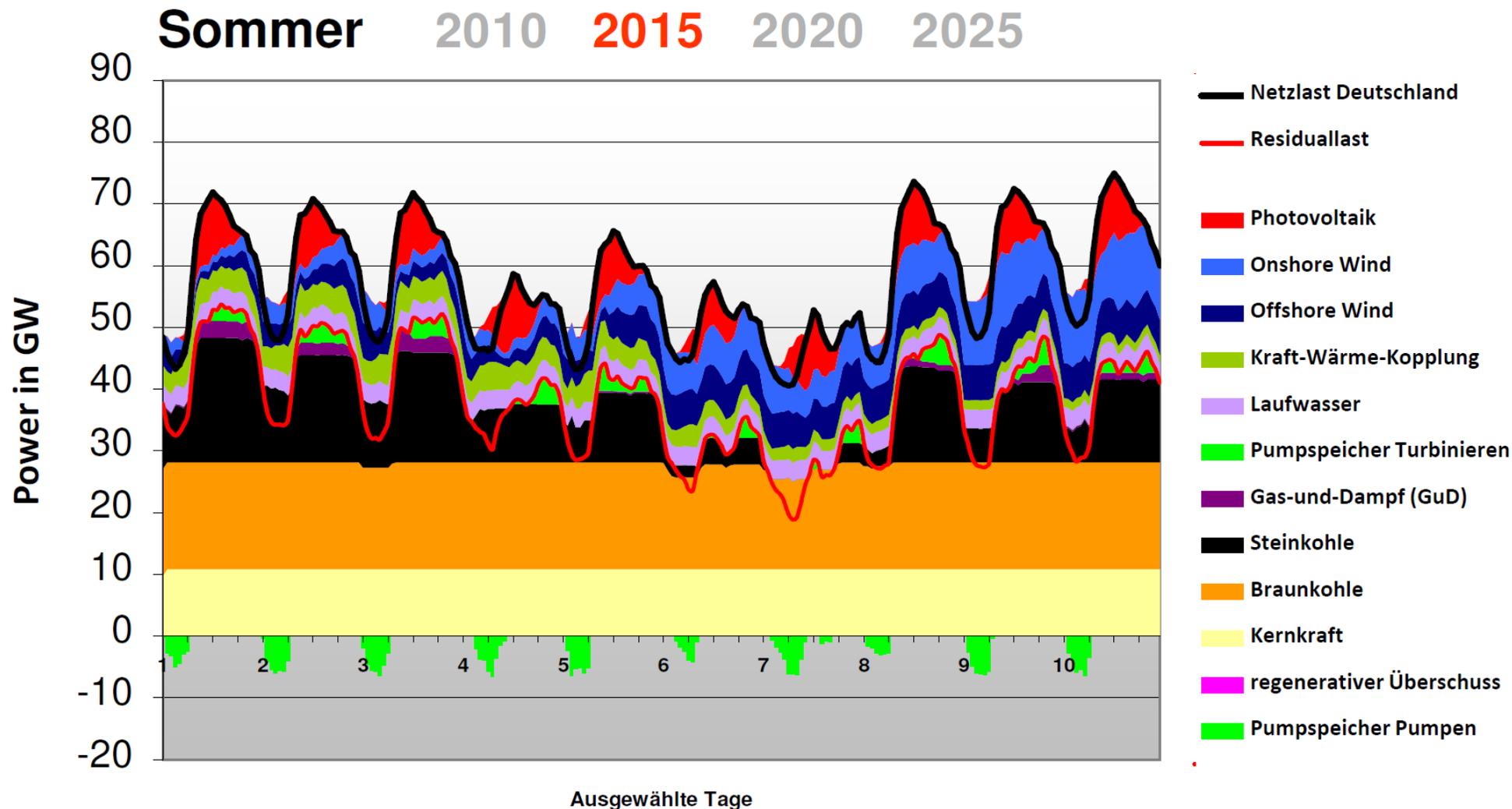
Verdrängung konv. Kraftwerke

Exemplarischer Kraftwerkseinsatz Sommerwoche



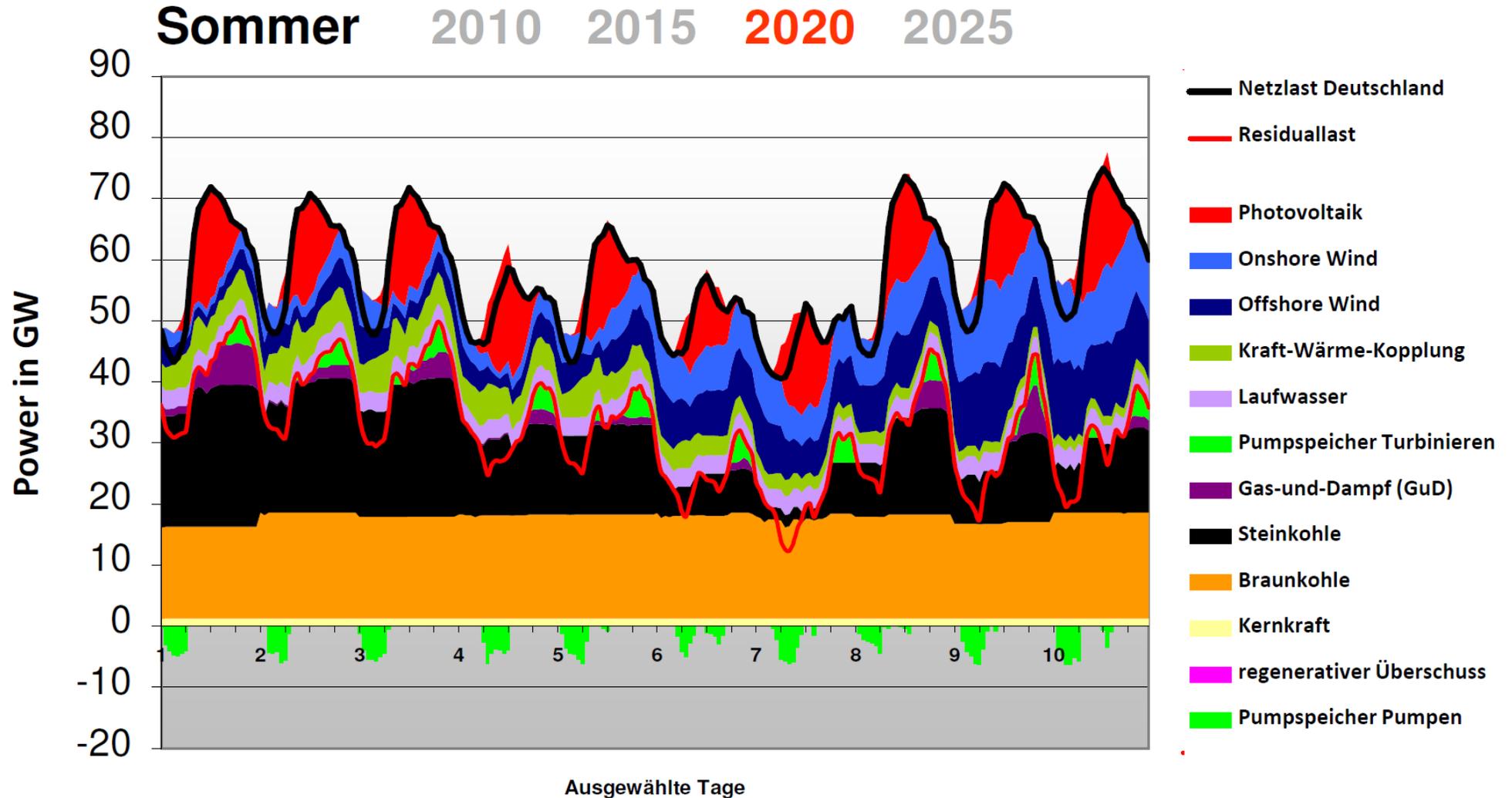
Verdrängung konv. Kraftwerke

Exemplarischer Kraftwerkseinsatz Sommerwoche



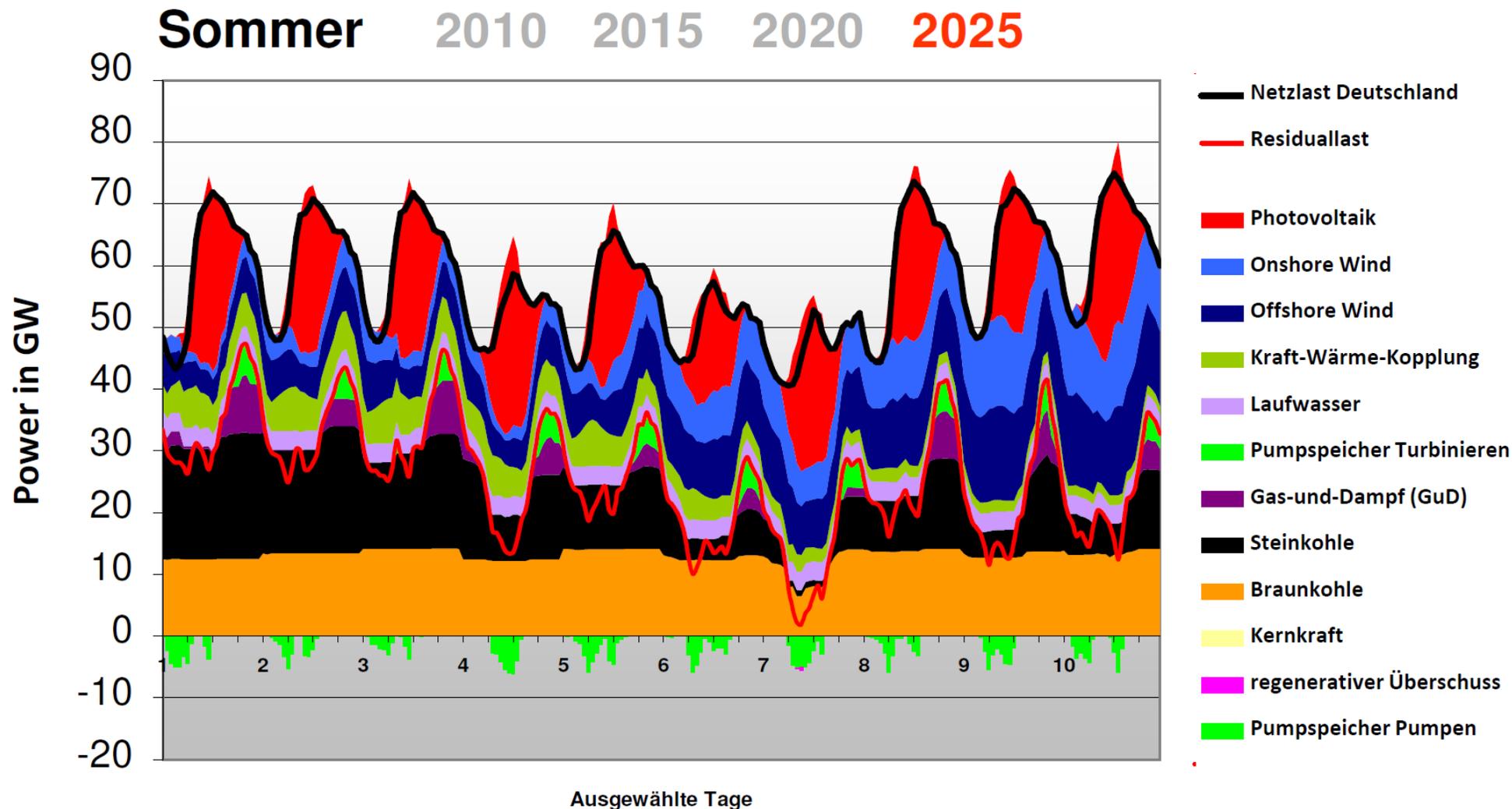
Verdrängung konv. Kraftwerke

Exemplarischer Kraftwerkseinsatz Sommerwoche



Verdrängung konv. Kraftwerke

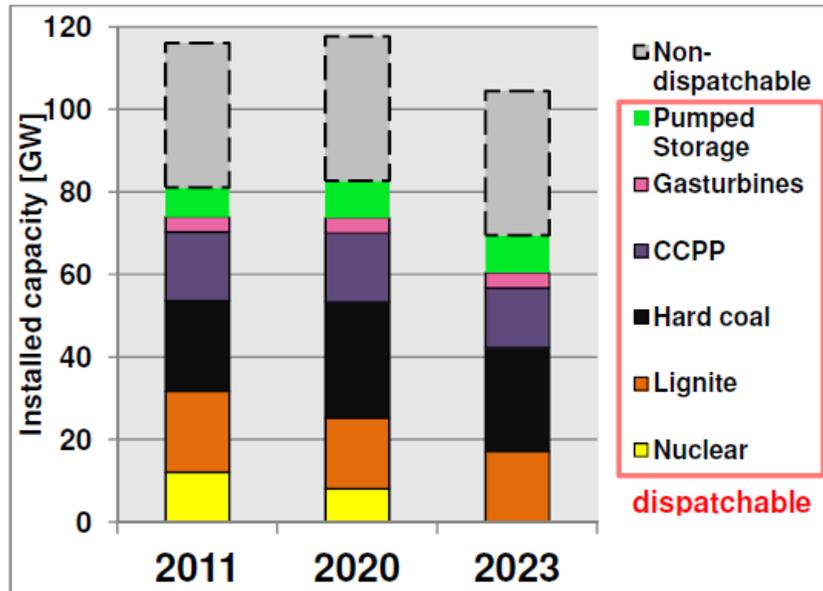
Exemplarischer Kraftwerkseinsatz Sommerwoche



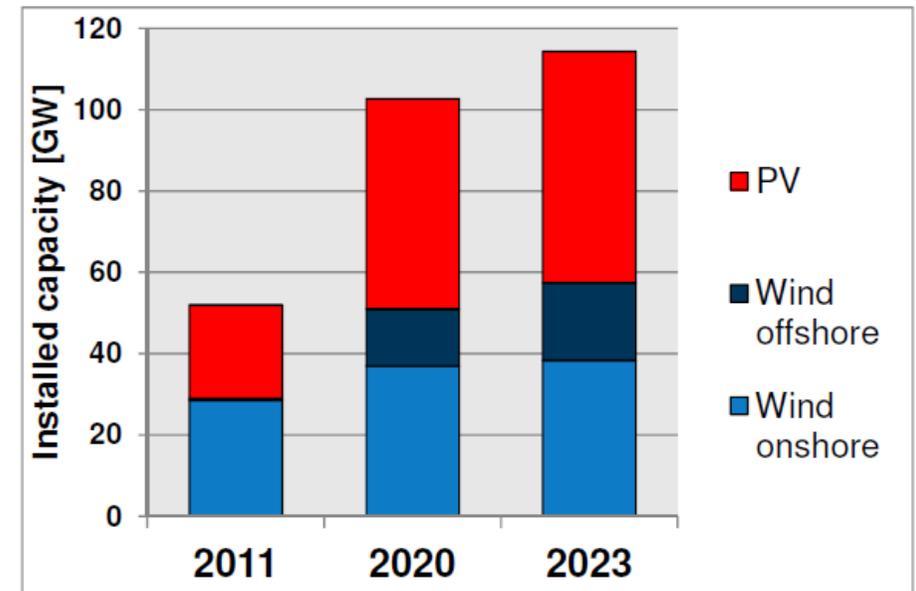
Assumed scenarios for comparison

Step-wise nuclear phase-out until end of 2022

Conventional power plant fleet



Intermittent On-/Offshore wind & PV capacities
(non-dispatchable)



2011 Base: Nuclear capacities (9 reactors): **12 GW**
Intermittent capacities (wind+PV): **52 GW**

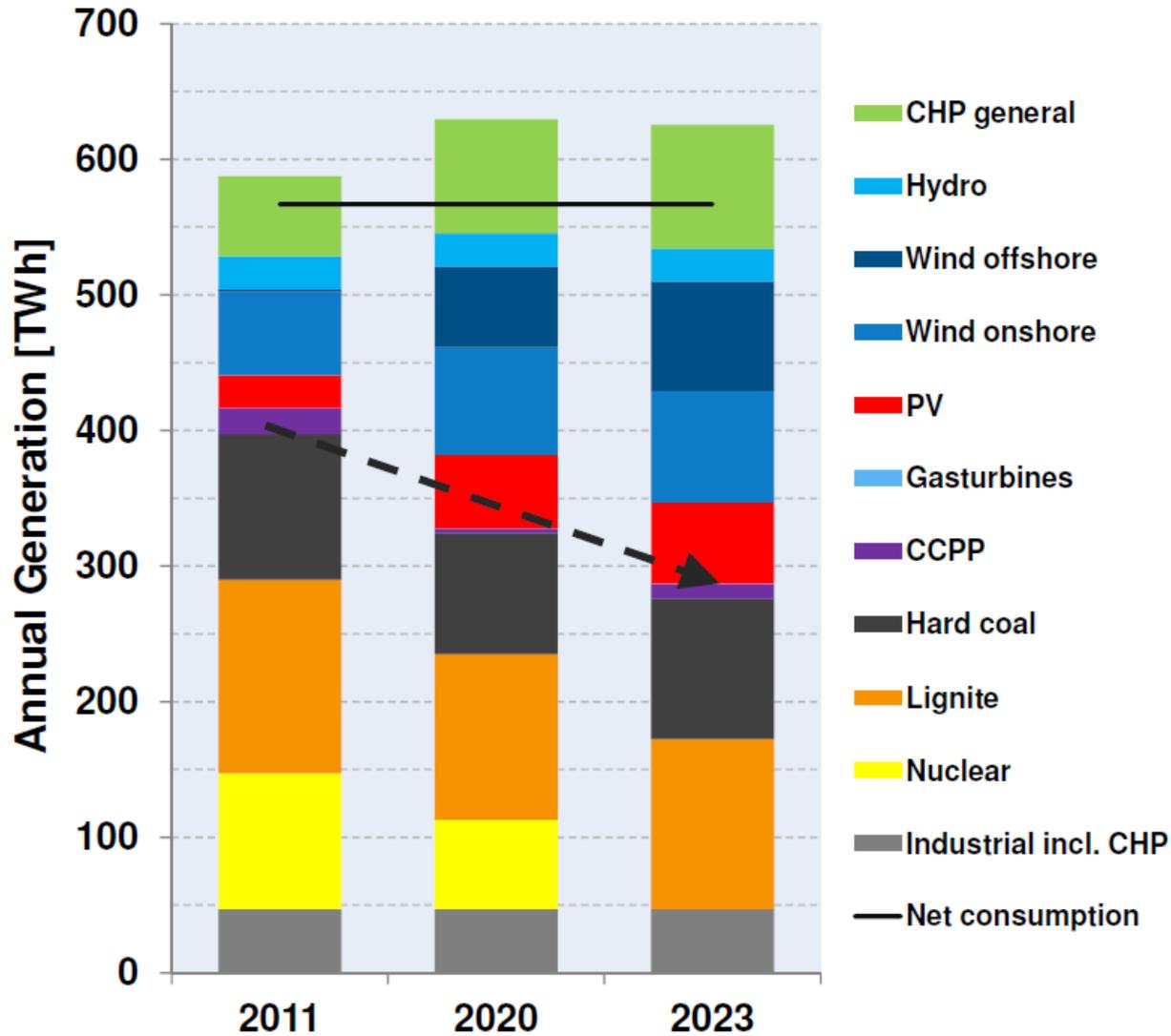
2020 Base: Remaining nuclear capacities (6 reactors): **8 GW**
Massive extension of intermittent capacities (wind+PV): **103 GW**

2023 Base: Nuclear phase-out: **0 GW**
Ongoing extension of renewable sources especially offshore wind (wind+PV): **114 GW**

Power plants flexibility assumed in all scenarios as usual in today's plants (shown on next slide)

Resulting generation structure in Germany

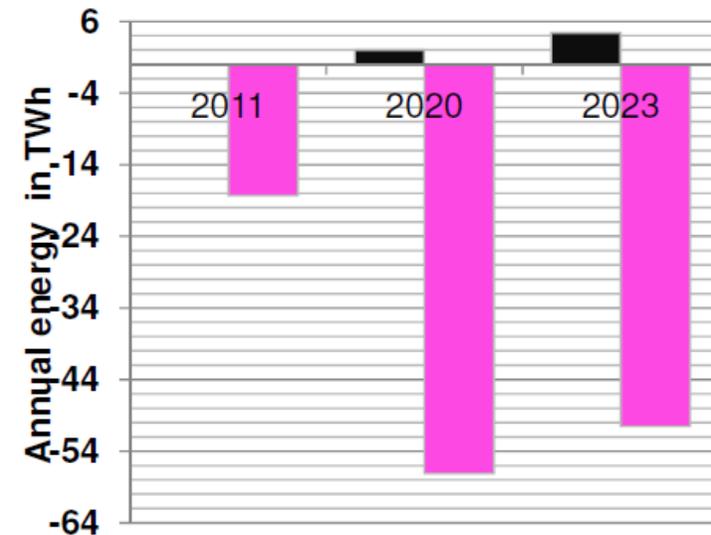
Energy production of each type and surplus



In the future a **generation surplus** of intermittent sources **will occur due to**:

1. Limited inter-connector line capacities
2. Limited storage capacities
3. High intermittent feed-in in off peak load periods

(here copper-plate is assumed within Germany)

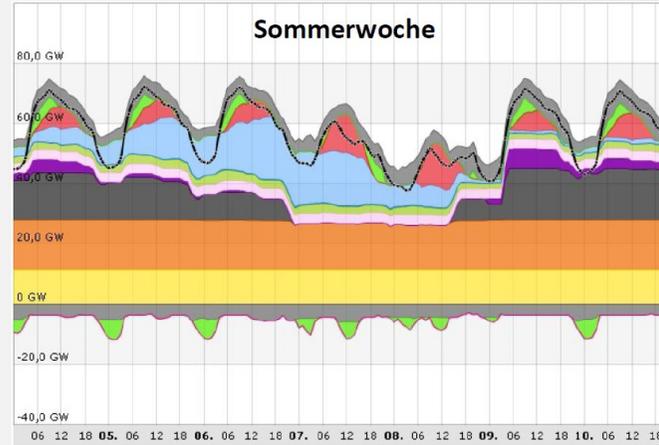
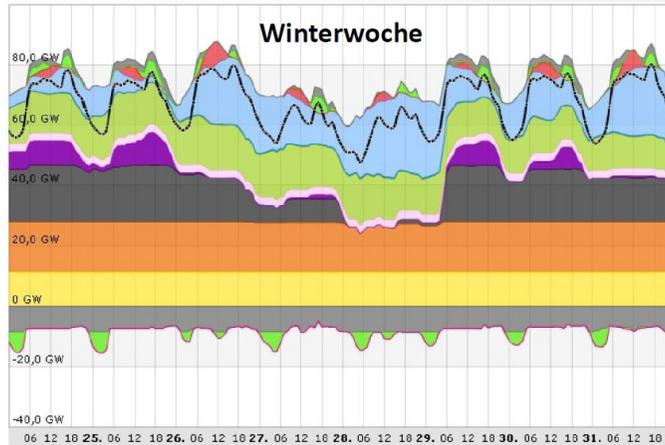


■ Surplus ■ Net export balance

Kraftwerkseinsatz 2011 und 2020

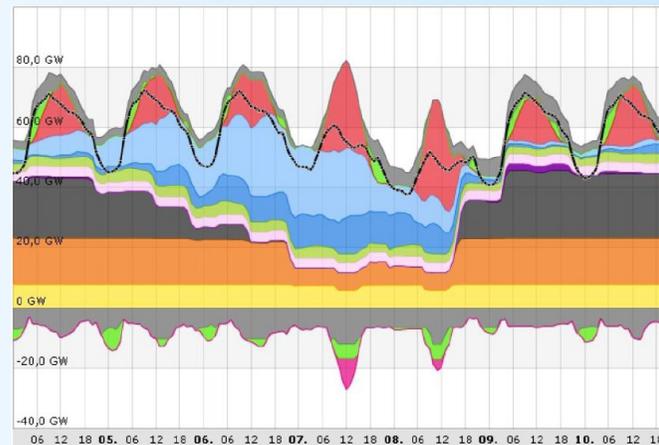
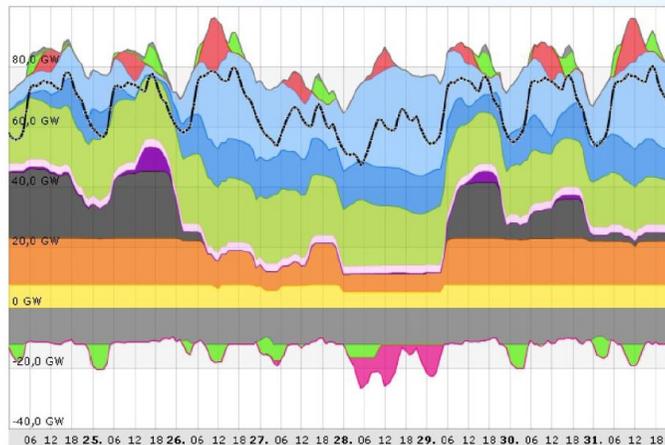
„alte und neue Welt“

Universität Rostock
Prof. Dr. H. Weber



Februar und Mai 2011

- charakteristische Grund-, Mittel- und Spitzenlast
- an einzelnen Tagen bereits starke Drosselung der konventionellen Erzeugung
- insgesamt hohe Residuallast



Februar und Mai 2020

- kein ausgeprägtes Grund-, Mittel- und Spitzenlastverhalten mehr
- an fast allen Tagen massive Drosselung der konventionellen Erzeugung
- Residuallast schrumpft bis hin zu negativen Werten
- hohe Anfahrhäufigkeit

Speziell Mittellastkraftwerke (Steinkohlekraftwerke- und GuD-Anlagen) sind von den veränderten Rahmenbedingungen betroffen!

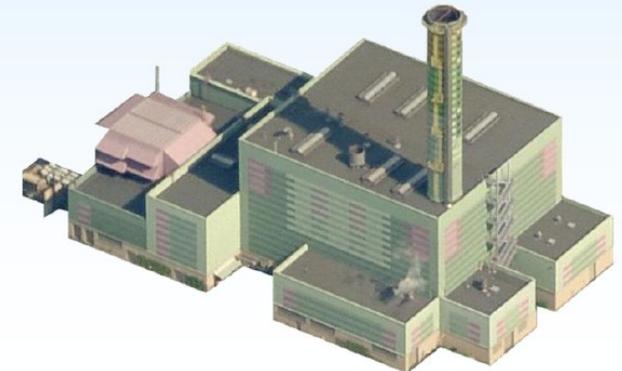
Steinkohle-Kraftwerk Rostock

- Inbetriebnahme: 1994
- Brennstoff: Steinkohle
- Netto Leistung: 506 MW
- Wirkungsgrad: 43,2%
- Dampfparameter
 - Massenstrom: 417 kg/s
 - Druck: 262 bar
 - Temperatur: 545 C



GuD-Anlage Mainz Wiesbaden

- Inbetriebnahme: 2001
- Brennstoff: Erdgas
- Netto Leistung: 415 MW
- Wirkungsgrad: 58,4%
- Dampfparameter
 - Massenstrom: 77 kg/s
 - Druck: 110 bar
 - Temperatur: 540 C



- **Beide Kraftwerke sind jeweils einer der modernsten Vertreter ihrer Art**
- **Aufgrund ihrer langen Restlaufzeit stark von den künftigen Gegebenheiten des Energiemarktes betroffen**



Abbildung 3.2: untersuchte Kraftwerke - Steinkohlekraftwerk Rostock (links) und GuD-Anlage Mainz Wiesbaden (rechts)

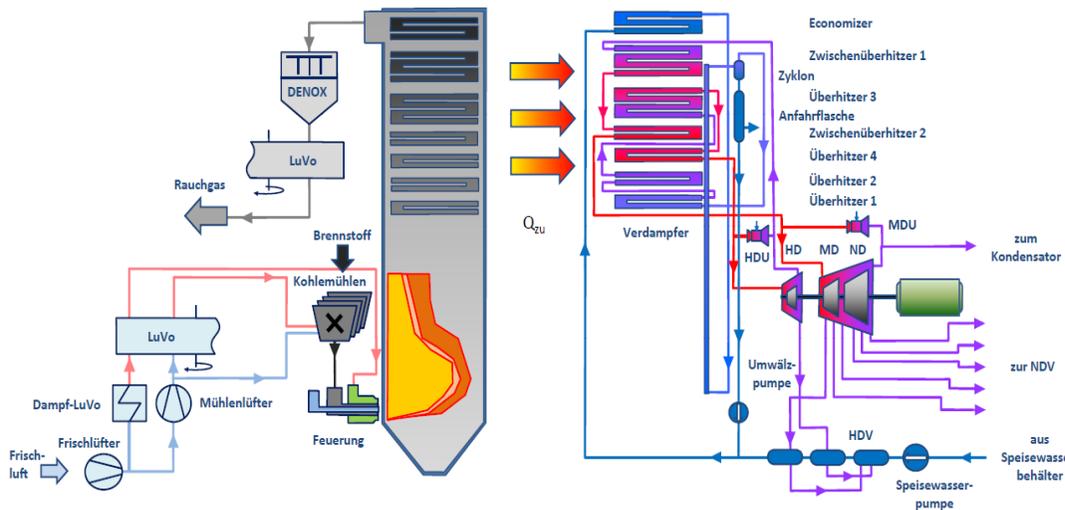


Abbildung 14.1: Struktur des Modells des Kraftwerks Rostock

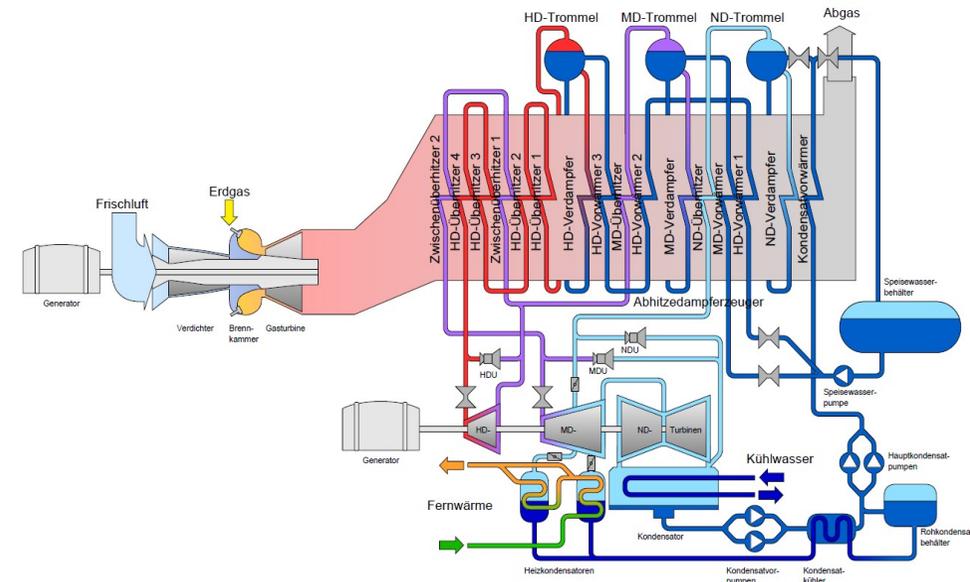
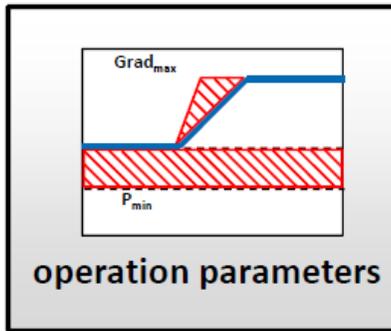


Abbildung 14.2: Struktur des Modells der kombinierten Gas- und Dampfturbinenanlage Mainz Wiesbaden

Limits of a thermal power plant

Variation of different flexibility parameters

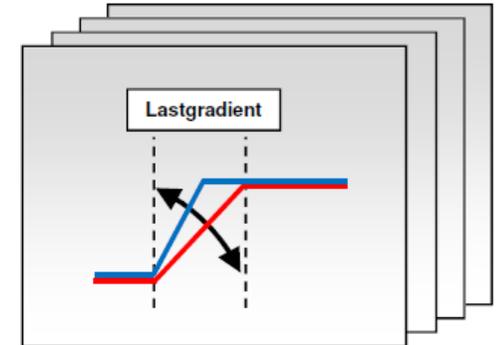


Simulate different operation modes

Simulation of critical load and intermittent scenarios under variation of load gradient, min load of PP Rostock or operation of the power plant in unconventional partial load

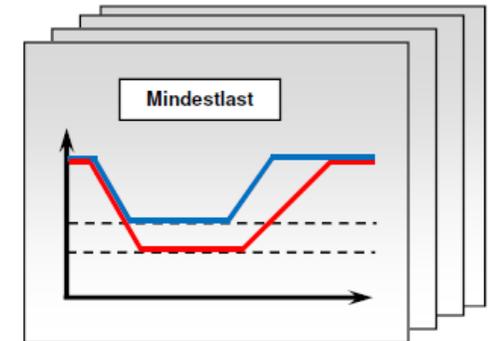
Load gradient Scenarios

2.5%, 4%, 6%



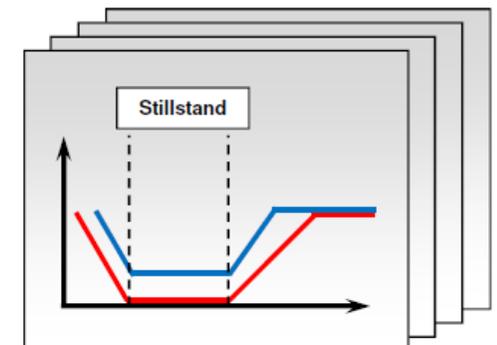
Min load scenarios

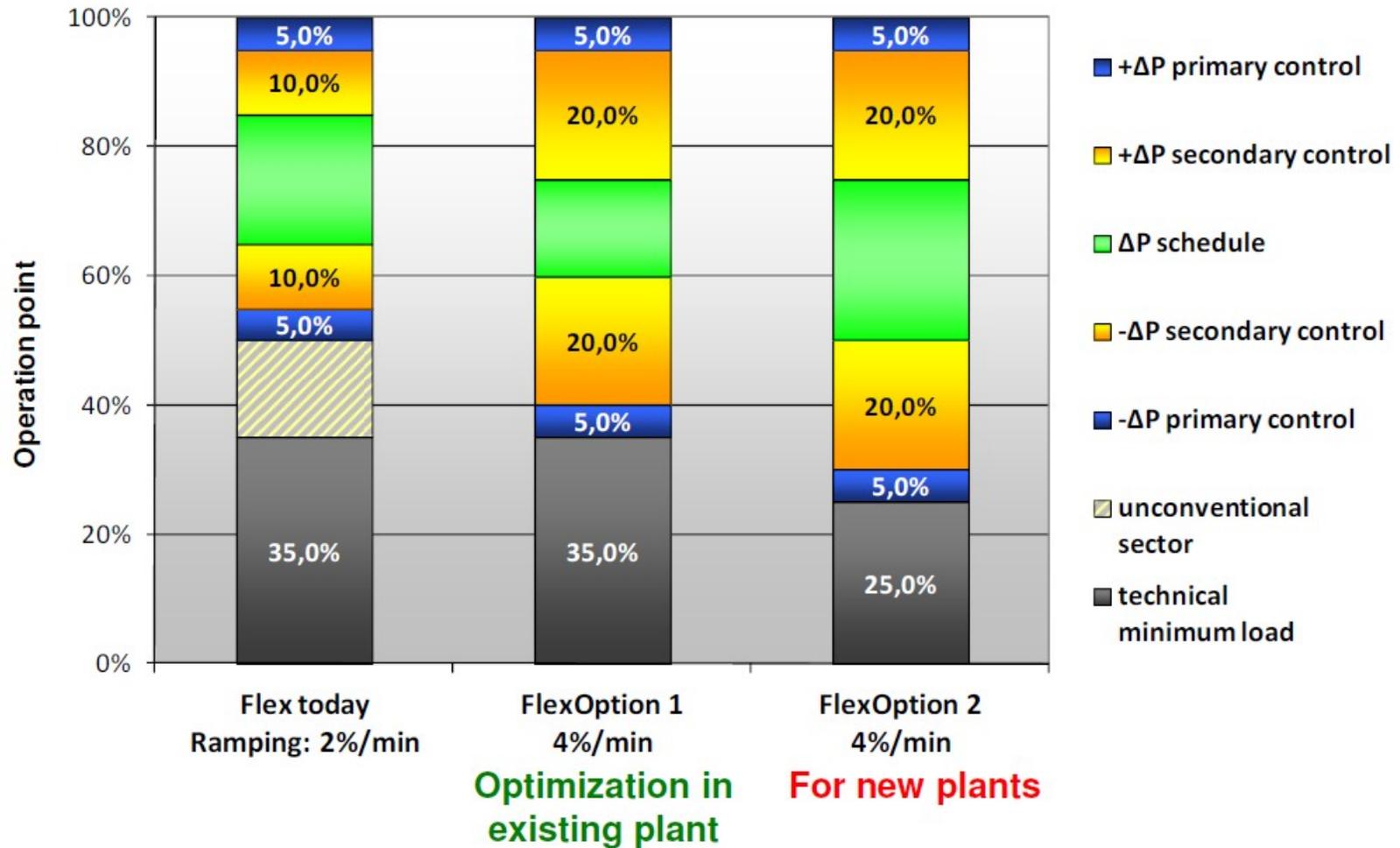
50%, 37.5%, 33%, 20 %



special operation modes

„shut down & restart“ —
„reduce to circulation mode“ —





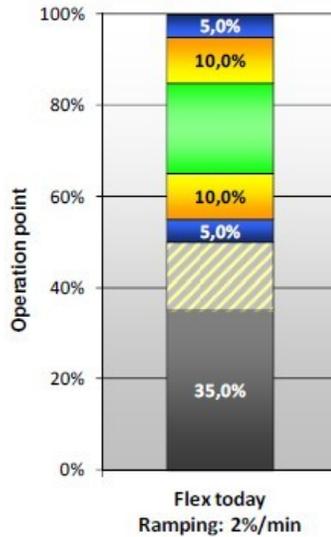
Unconventional sector:

If primary and secondary control is used this operation point normally is not used due to coal mill switching

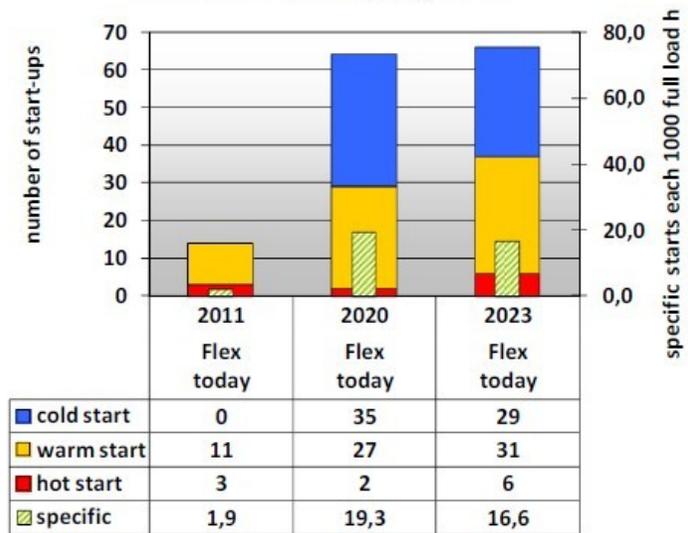
→ Potential for optimization to achieve higher flexibility

Results for „Flex today“ Without enhanced flexibility

Flexibility in this case



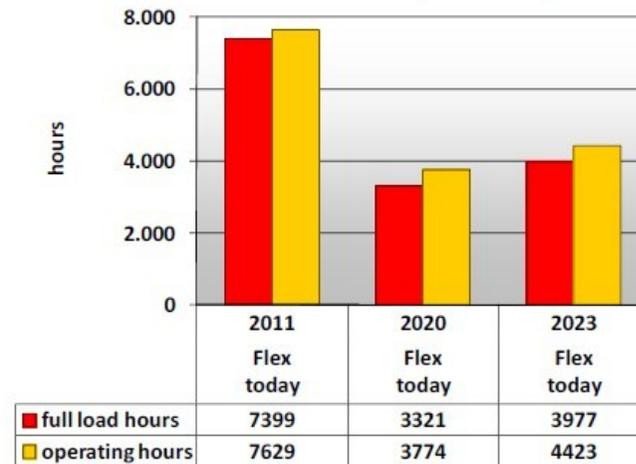
Annual start-up cycles



Annual partial load operation

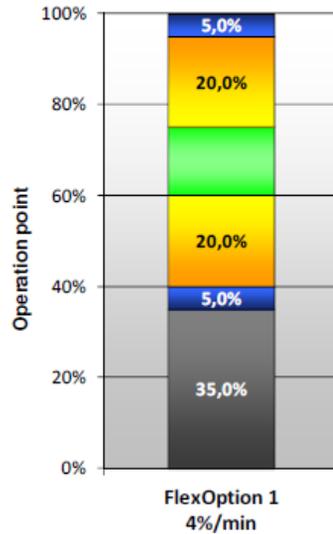


Annual full load and operating hours

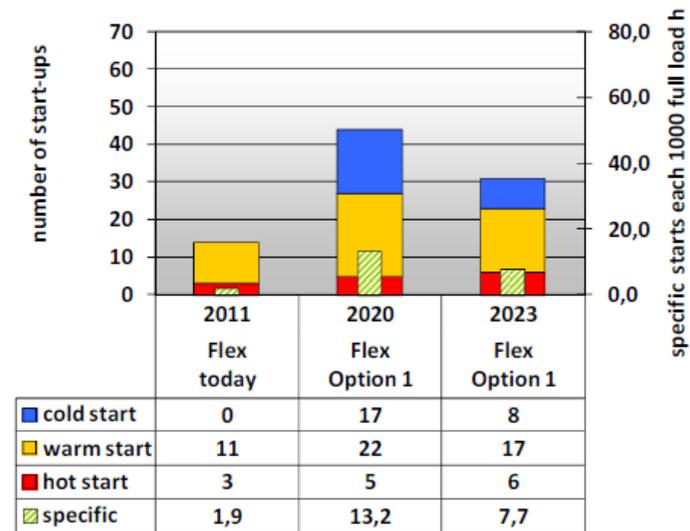


Results for „Flex Option 1“ With enhancements in the existing plant

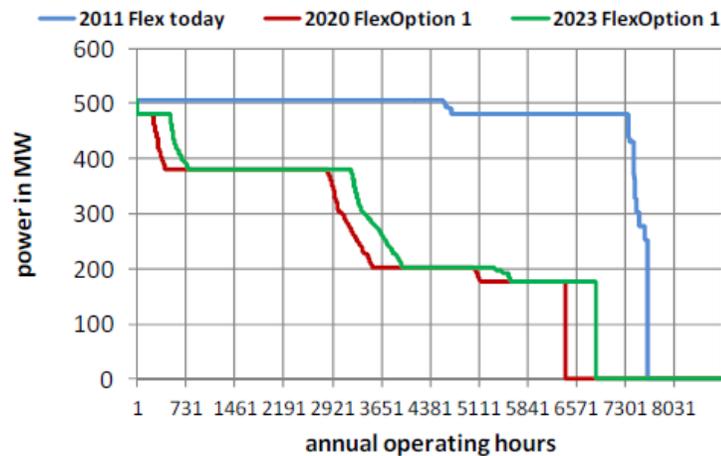
Flexibility in this case



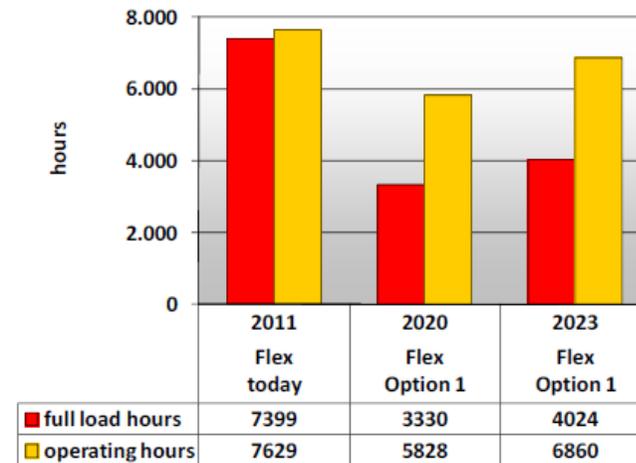
Annual start-up cycles



Annual partial load operation

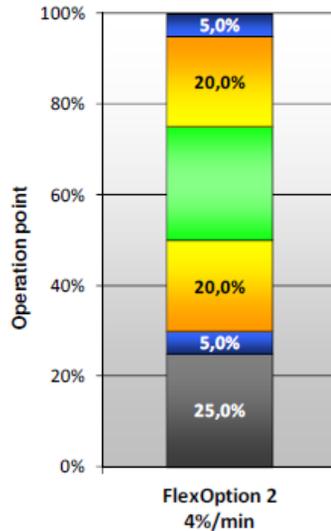


Annual full load and operating hours

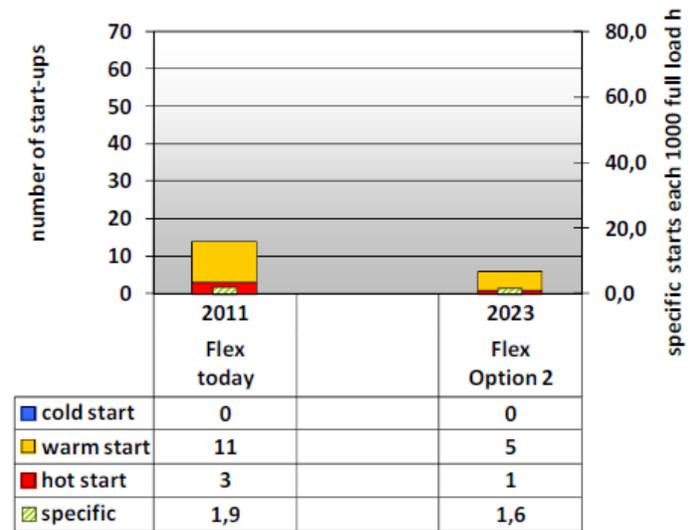


Results for „Flex Option 2“ With enhanced design parameters for new plants

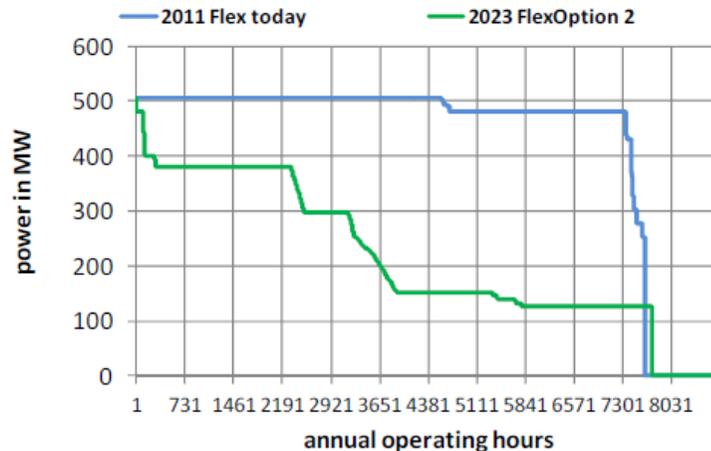
Flexibility in this case



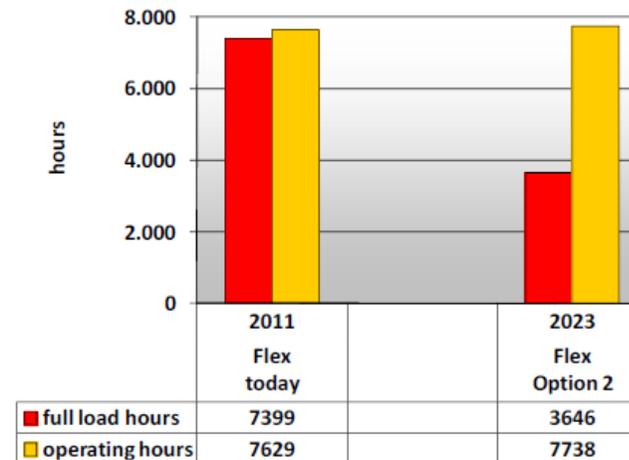
Annual start-up cycles

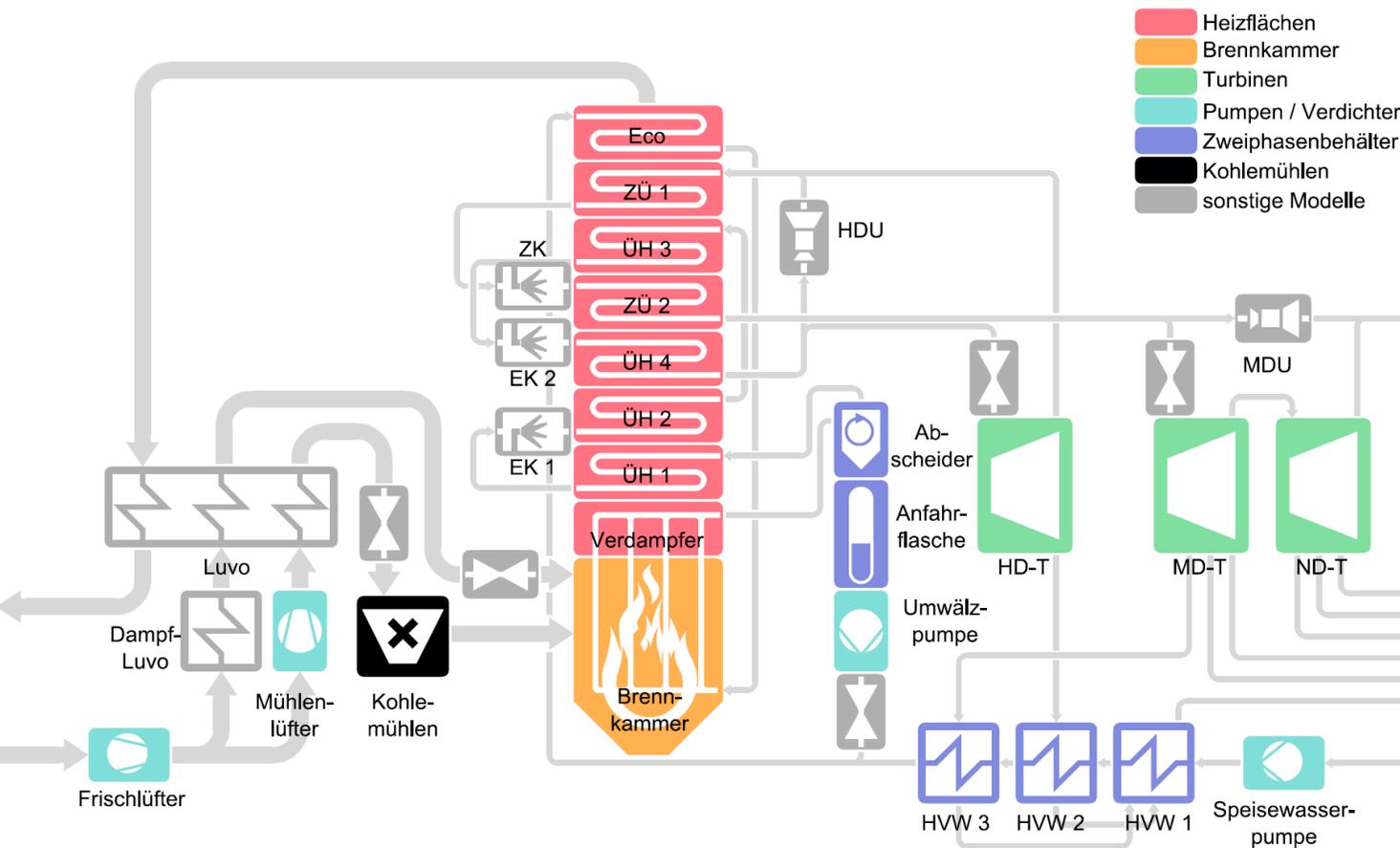


Annual partial load operation



Annual full load and operating hours





Struktur des Gesamtmodells

- Erstellung von Teilmodellen entsprechend der vorgestellten Modellansätze
- Anwendbarkeit von Basismodellen für unterschiedliche Bauteile (z.B. Zweiphasenbehälter für Vorwärmer und Anfahrflasche)
- Abbildung des Gaspfads mit Frischluftstrecke und Kessel sowie Wasserdampfkreislauf von Speiswasserbehälter bis Kondensator
- Modellierung von 4 unabhängigen Kohlemühlen
- 900 Zustände werden abgebildet und 14.000 Variablen berechnet

Neue Anforderungen an thermische Kraftwerke am Bsp. Steinkohle-KW

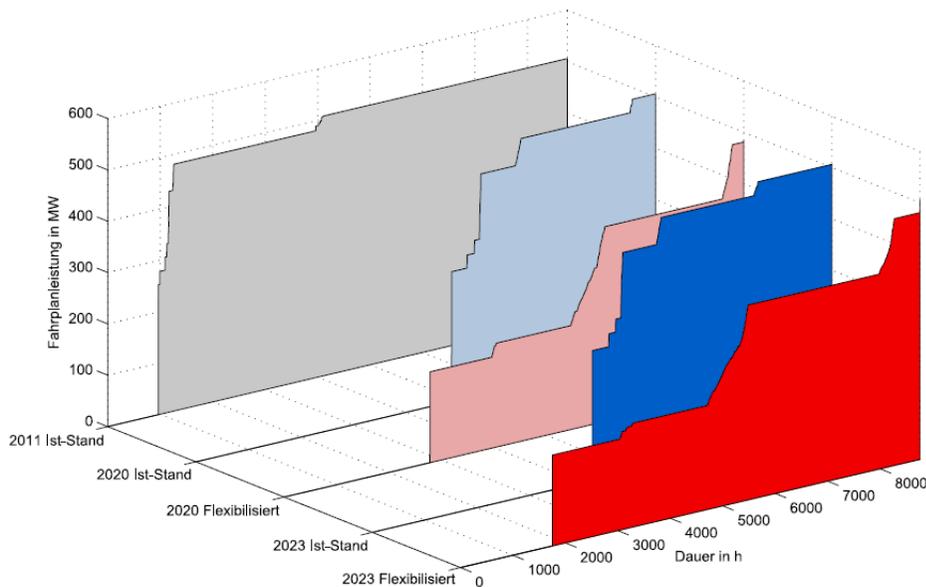
„Business-as-usual“ Szenario

- Kraftwerksflexibilität wird nicht erhöht, d.h. Mindestlast liegt bei 50 % und zulässige Laständerungsgeschwindigkeit bei 2 %/min
- Volllaststundenzahl der Jahre 2020 und 2023 halbieren sich im Vergleich zu 2011
- Erhöhte Anzahl an Anfahrten und Lastwechsel

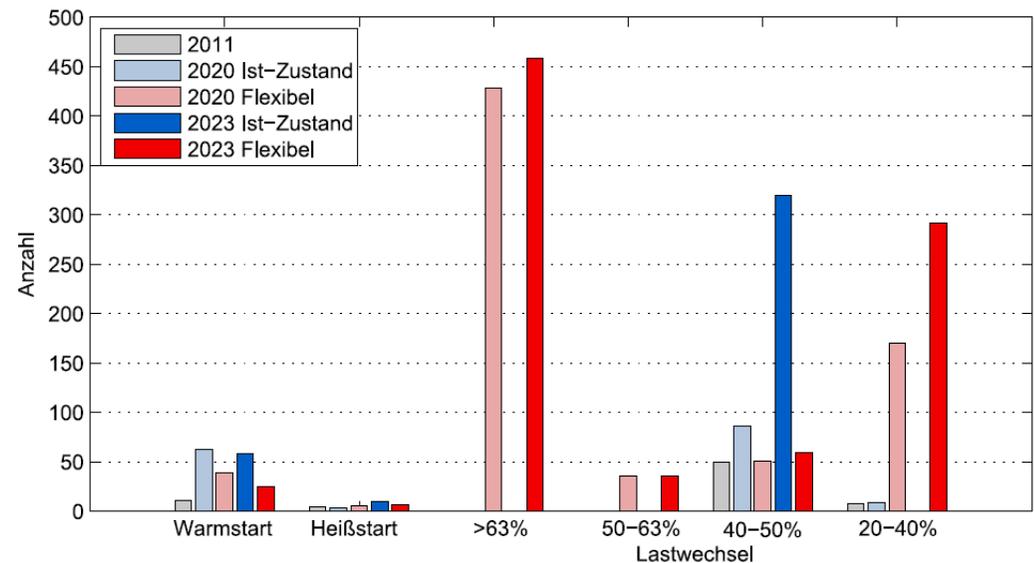
„Win-Win“ Szenario

- Kraftwerksflexibilität wird erhöht, d.h. Mindestlast wird auf 35 % abgesenkt und die zulässige Laständerungsgeschwindigkeit auf 4 %/min angehoben
- Verbesserte Integration der erneuerbaren Energien
- Kraftwerk wird vermehrt als Regelkraftwerk eingesetzt (4,5 mal höhere Bereitstellung von Primär- und Sekundärregelleistung im Vergleich zu 2011)
- Flexible Anlage vermeidet An- und Abfahrten
- Fahrweise weist hohe Dynamik auf, d.h. mehr und größere Lastwechsel

Jahresdauerlinie für Steinkohlekraftwerk Rostock

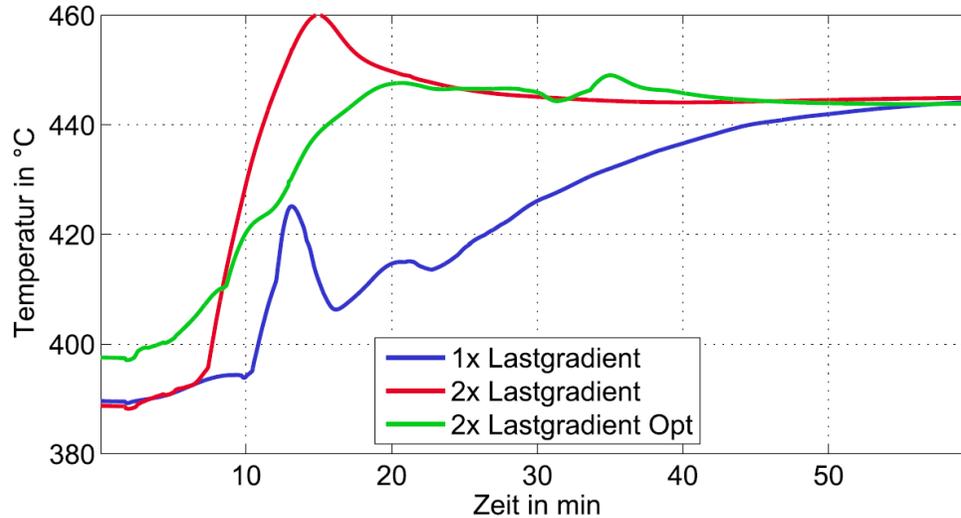


Dynamik des Kraftwerksbetriebs

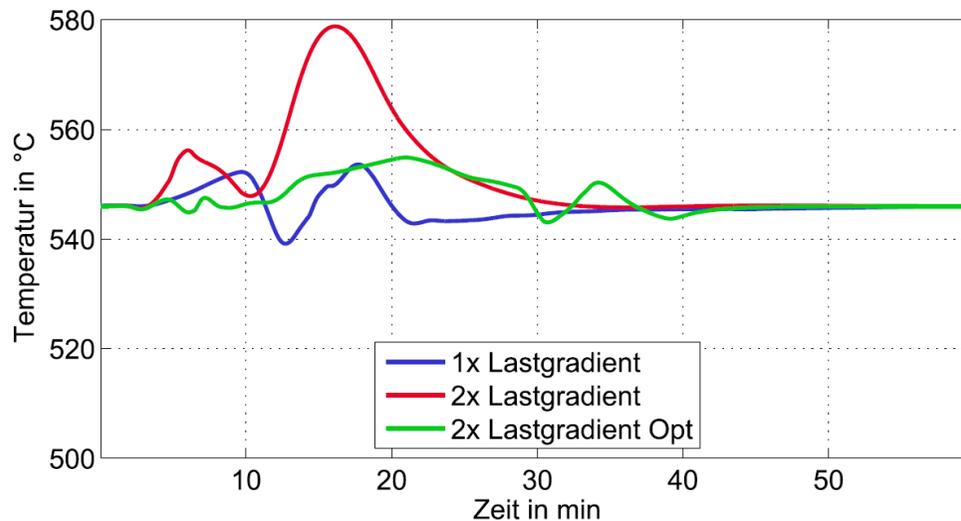


Regelgüte bei abgesenkter Mindestlast und doppelten Lastgradienten

Dampftemperatur hinter Überhitzer 2



Dampftemperatur hinter Überhitzer 4



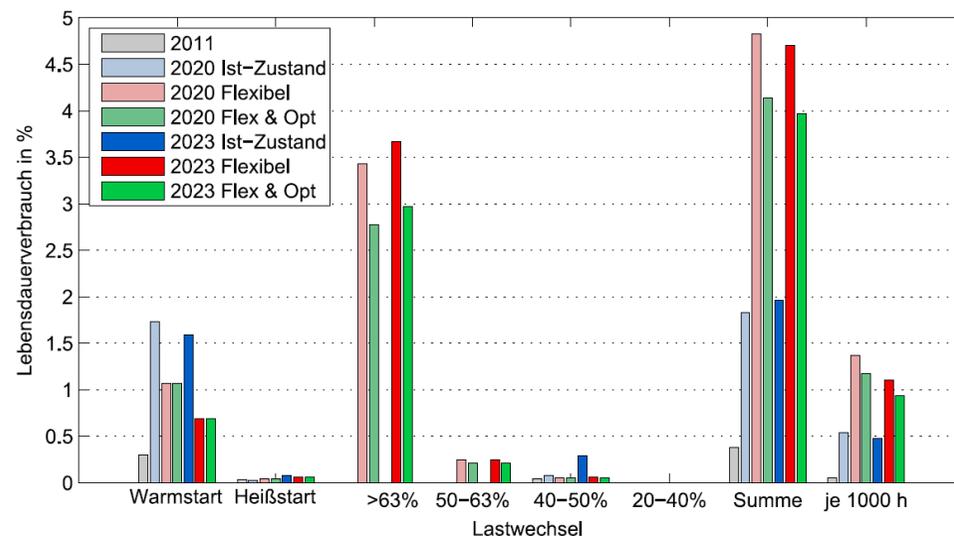
Dampftemperatur während einer Lastaufnahme von 37 % Last auf Vollast

- Anstieg der Dampftemperatur infolge der Lastpunktänderung und Dampfdruckerhöhung, auf Höhe des Sammlers des ÜH 2 von 40 bzw. 55 K
- Wünschenswert für eine schonenden Fahrweise ist ein möglichst gleichmäßiger Temperaturanstieg, um die thermischen Bauteilspannungen zu minimieren
- Infolge von Beheizungsungleichgewichten im Fall des nicht optimierten Kraftwerks große Temperaturgradienten zu erkennen
- Reduzierung des Überschwingens und Vergleichmäßigung der Anstiege im Fall des optimierten Kraftwerks durch eine verbesserte Vorsteuerung der Speisewassermenge
- Verbleiben der Dampfkühler im Regelbereich und Vermeidung von unzulässigen Überschreitungen der Frischdampftemperatur

Lebensdauererwerbverbrauch des zukünftigen Kraftwerksbetriebs

- großer Anteil der Warmstarts an der Gesamterschöpfung in allen Szenarien
- Flexibilisiertes Kraftwerk vermeidet Anfahrten durch Verbleiben am Netz in Phasen starker regenerativer Einspeisung
- Die Ermüdungen der Lastwechsel kleiner 50 % haben einen verschwindend geringen Anteil an der Gesamtlebensdauererwerbverbrauch
- Die sehr großen Lastwechsel im Fall einer Flexibilisierung erzeugen merkliche Zusatzbelastungen (bei maximalen Regelleistung Abruf bis zu 76 % des Jahreslebensdauererwerbverbrauchs)
- Reduzierung des Lebensdauererwerbverbrauchs durch eine schonende Fahrweise ermöglicht durch eine optimierte Leittechnik um ca. 20 %

Lebensdauererwerbverbrauch bei maximalen Regelleistungsabruf



Bei vertretbaren Umrüstmaßnahmen besteht das Potential für die Erhöhung der Anlagenflexibilität von thermischen Kraftwerken.

Eine optimierte Leittechnik ist erforderlich um bei hoher Flexibilität einen schonenden Betrieb zu gewährleisten.

Folge einer zukünftig dynamischeren Fahrweise mit häufigeren Starts und größeren Lastwechseln ist ein rund 8-mal höherer Jahreslebensdauererwerbverbrauchs trotz halbierten Vollaststunden.

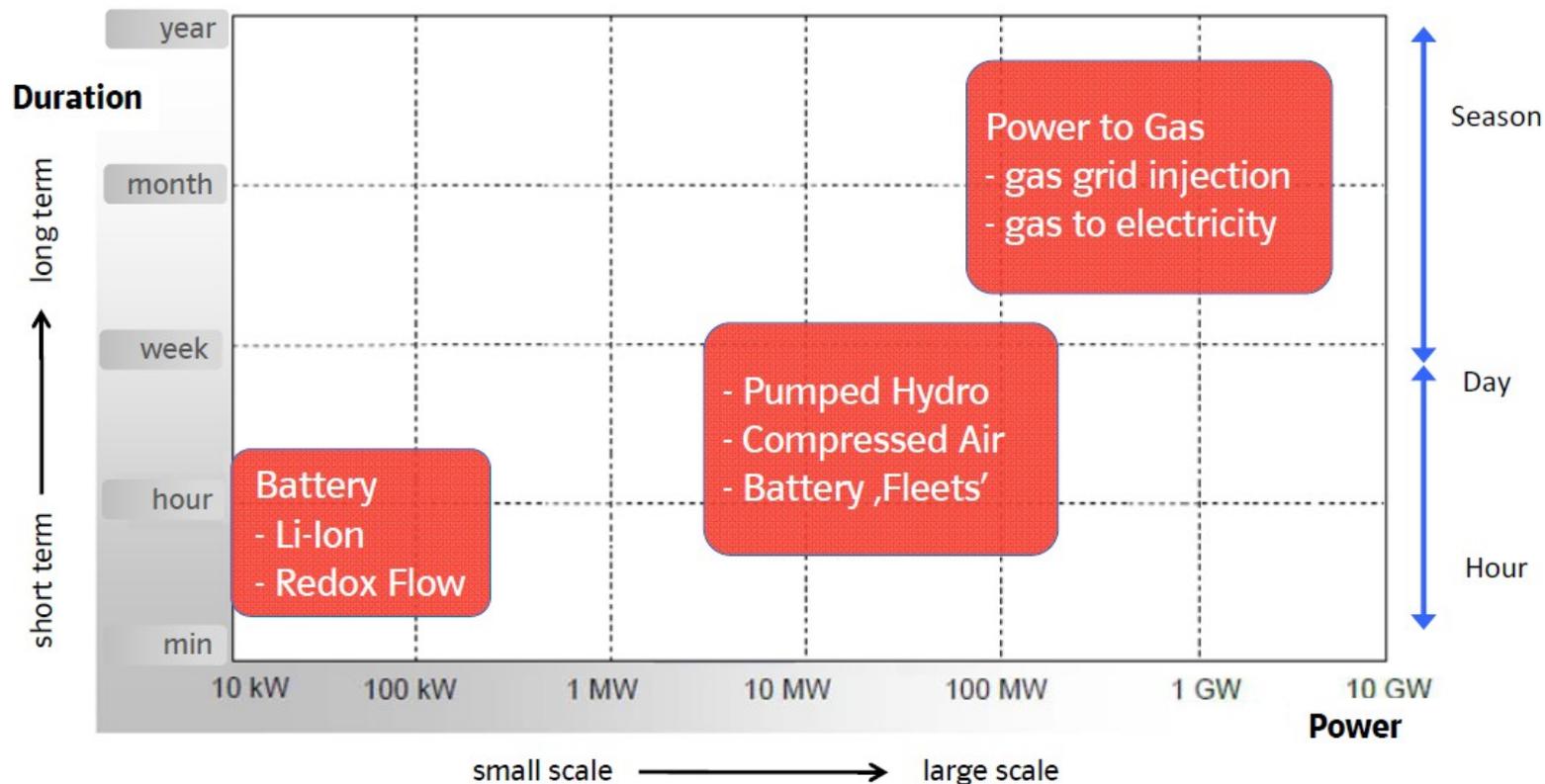
- Speicher:**
- **Großspeichertechnologien sind nicht vor 2025 zu erwarten**
 - z.B. chemische Speicher mit Methan (Speichermengen im TWh-Bereich)
 - **Chemische Speicher benötigen weiterhin thermische Kraftwerke**
 - Die Systemstabilität wird durch die Schwungmassen der therm. Kraftwerke gesichert
 - **Die Zukunft der elektrische Energieversorgung sind synthetische Brennstoffe in Kombination mit flexiblen thermischen Kraftwerken**

- Fragen:**
- **Wie kann man den Einfluss der intermittierenden Erzeugung genauer bewerten?**
 - Quantifizierung der Fahrplanänderungen ist notwendig
 - **Was bedeutet dies für die bestehenden Kraftwerke in Deutschland?**
 - Welche sind die hoch beanspruchten Bauteile?
 - Wie hoch ist der zusätzliche Verschleiß bei höherer Dynamik?
 - **Welche technischen Eigenschaften müssen neue thermische Kraftwerke haben?**
 - Welche Parameter haben entscheidenden Einfluss?
 - Wie kann man die Flexibilität der Anlagen erhöhen?

- Ansätze:**
- **Zusammenarbeit mit den Betreibern der Kraftwerke**
 - **Verwendung von Einsatzplanungsmodellen**
 - **Verwendung von thermodynamischen Modellen für einzelne Anlagen**



Different requirements for storage need different solutions (Power Capacity and Duration)



„..., da eine sichere Vollversorgung auf Basis regenerativer Energieträger ohne Speichertechnologie nicht möglich ist!!!“

mögliche Speichertechnologien

indirekt mechanisch

potenzielle Energie

- Pumpspeicher
- Druckluftspeicher (diabat / adiabat)
- Schwungmassenspeicher (SMS)

indirekt chemisch

- Batterien / Akkumulatoren
- Wasserstoffspeicher
- Methan/Methanol-erzeugung, Sabatier- Prozess (Gesamtwirkungsgrad (Strom zu Methan zu Strom: 34% bis 44%)

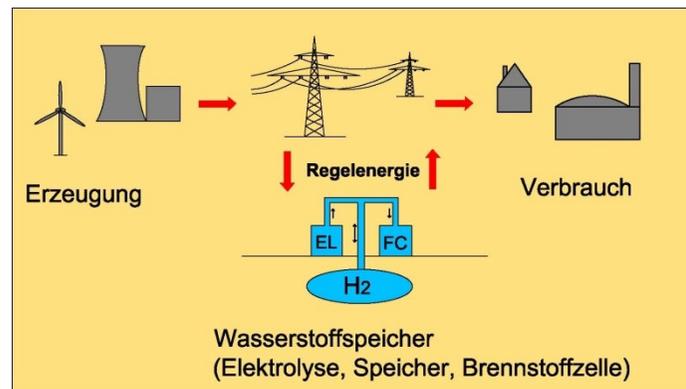
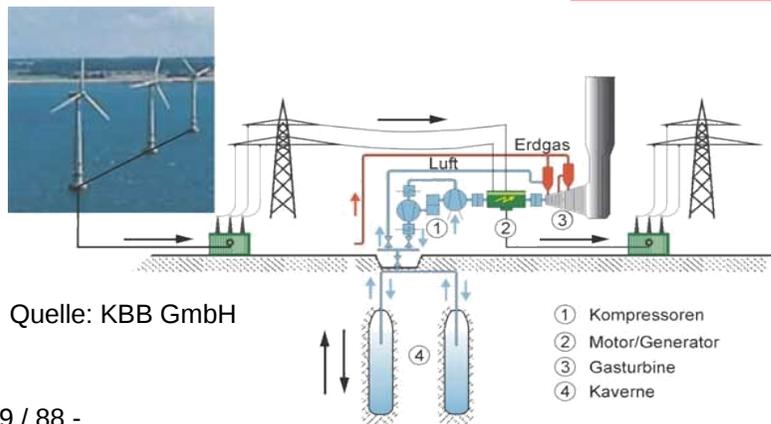
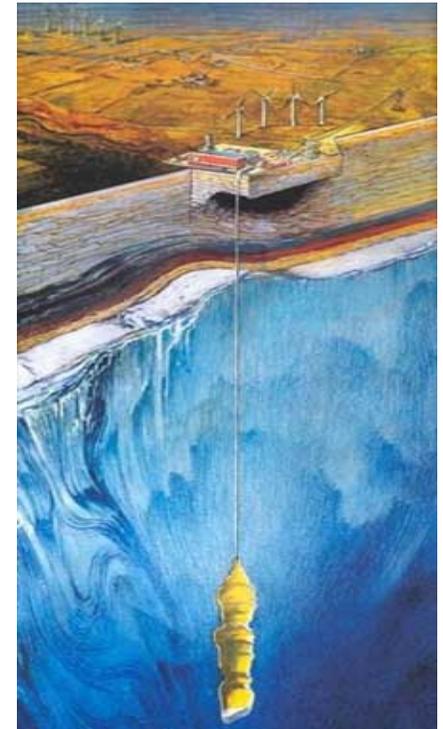
direkt elektrisch

- Doppelschicht-kondensatoren (SuperCaps)
- supraleitende magnetische Energiespeicher

Speicherkapazität Deutschland

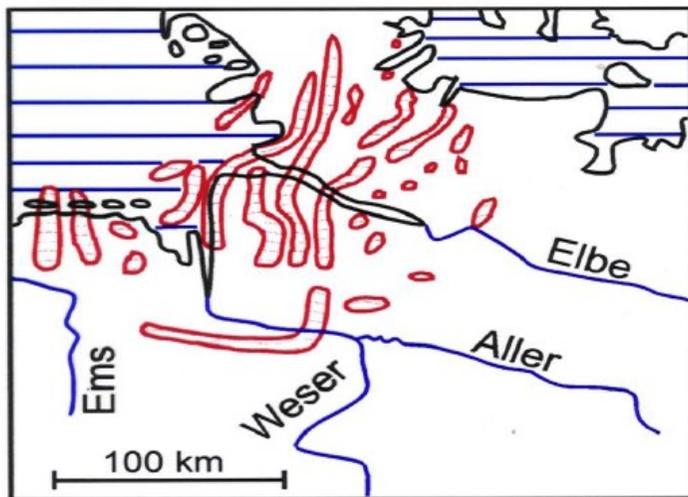
heute 7,1 GW 40.000 MWh
(nur Pumpspeicher)

In Zukunft steigender Bedarf zur vollständigen Nutzung der regenerativ erzeugten Energie als Druckluft oder Methan

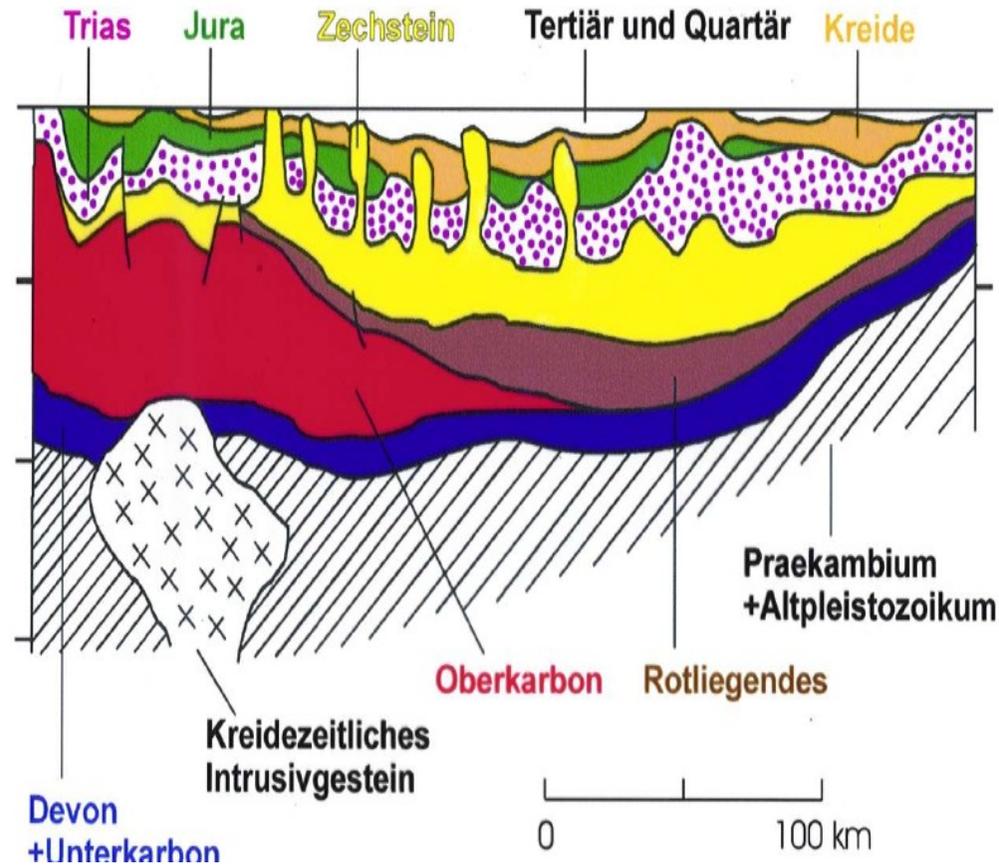


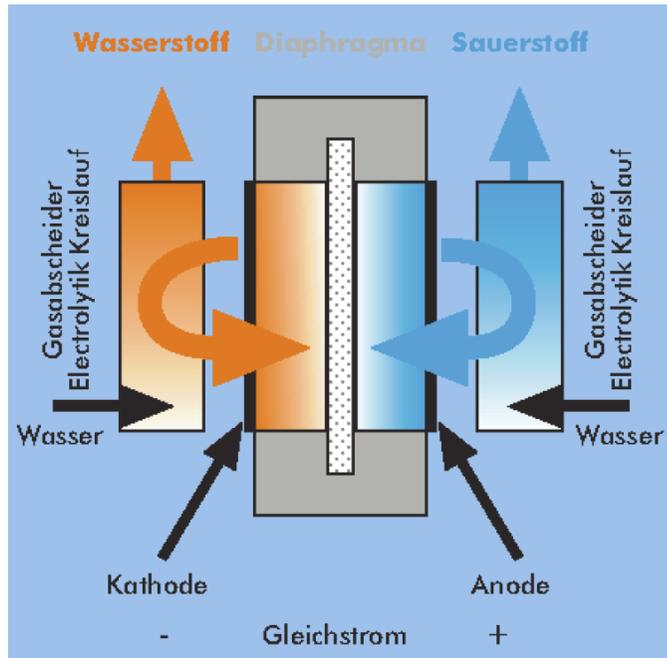
Wertschöpfungspotential: Energiespeicherung

Oberfläche des Zechsteinsalzes



O-W - SCHNITT DURCH DIE NORDDEUTSCHE TIEFEBENE





Schema der alkalischen Wasserelektrolyse

Norsk Hydro Electrolyseur Unit: 1 MW, ca. 220 m³ H₂ / h, $\eta > 0.85$

Leistung großtechnischer Anlagen:

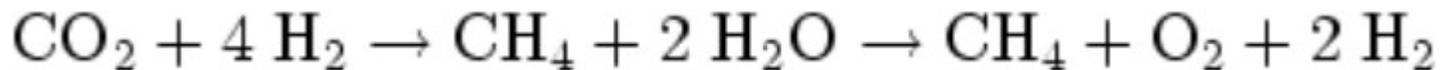
$$\frac{33\,000 \text{ m}^3 \text{ H}_2/\text{h}}{150 \text{ MW}} = 0.22 \text{ m}^3 \text{ H}_2/\text{kWh}$$

Quelle: Prof. Leonhard, Universität Braunschweig,
Landesinitiative Zukunftsenergien NRW

Die Reaktion wird durch folgende Reaktionsgleichung beschrieben:

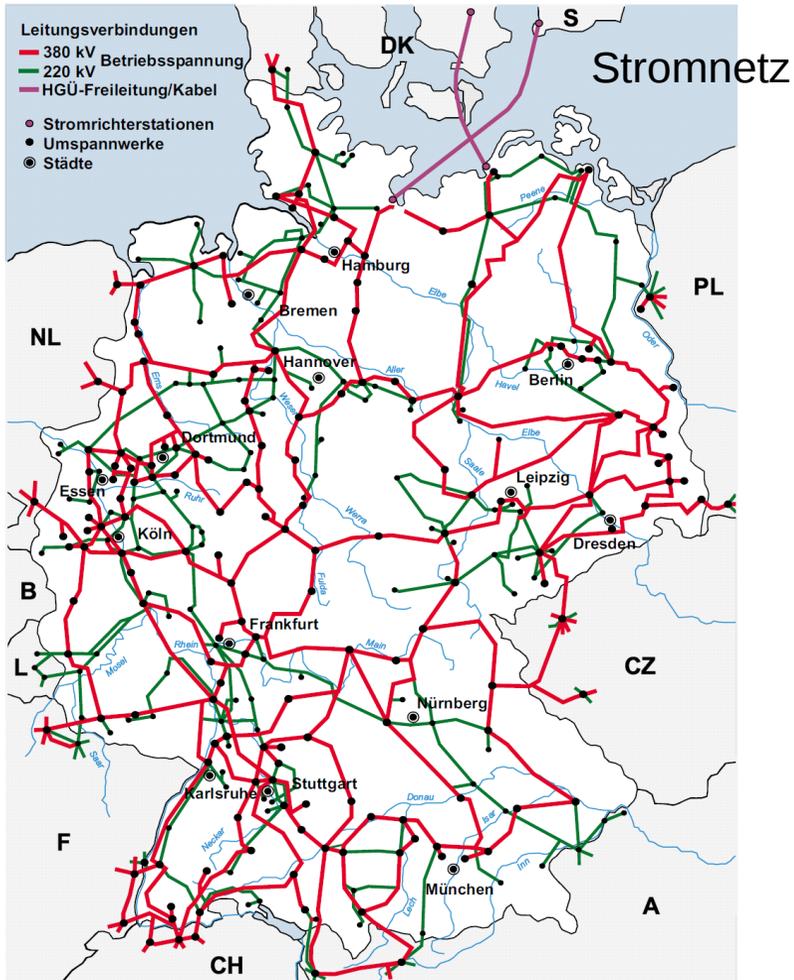


Bei erhöhter Temperatur und erhöhtem Druck läuft die Reaktion unter Verwendung eines Nickel-Katalysators ab. Oft ist auch ein Sabatier-Prozess in Verbindung mit einer nachgeschalteten Wasserstoff-Elektrolyse technisch relevant, da sich so Methan und Sauerstoff erzeugen lassen. Die Reaktionsgleichung lautet dann



Bei der Gewinnung von Wasserstoff per Elektrolyse liegt der Wirkungsgrad bei 57 bis 73 Prozent. Die Gewinnung von Methan hat einen Wirkungsgrad von 50 bis 64 Prozent. Die direkte Einspeisung von Windstrom ins Stromnetz wird also weiterhin Vorrang haben. Aber während heute Windkraftanlagen abgeschaltet werden, wenn das Netz ihren Strom nicht aufnehmen kann, kann diese bisher verlorene Energie die Elektrolyseure betreiben. Wird das Gas in einer KWK-GuD-Anlage rückverstromt, liegt der Gesamtwirkungsgrad (Strom zu Gas zu Strom) bei 34 bis 44 Prozent bzw. bei primärer Nutzung zur Wärmeerzeugung bei 57 bis 73 Prozent.

Speicherung regenerativer Energie durch Methanisierung und Verknüpfung der Strom- und Gasnetze



Deutsches Verbundnetz
18.300 km 380-kV-Stromkreise
21.400 km 220-kV-Stromkreise

Stand: 01.01.2001
Quelle: DVG und VNG



Quelle: GIE | Stand: 1. April 2011

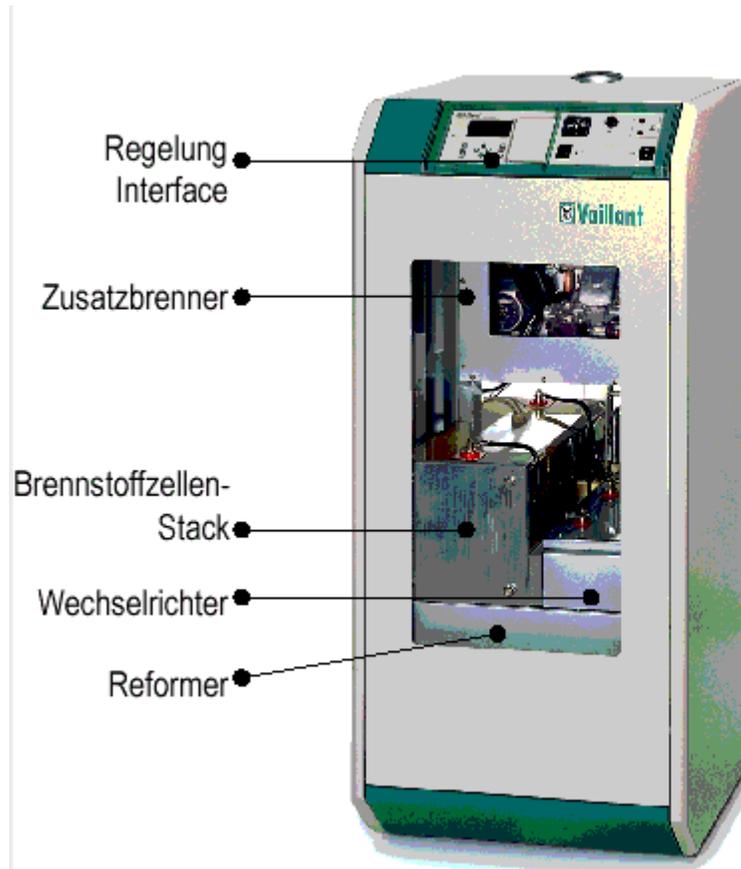
-  Gasfernleitungen
-  Gasfernleitungen in Planung/Bau
-  Gasspeicher-Projekt
-  Speicherstandorte von VNG
-  Gasspeicher-Projekt von VNG
-  Salzkaverne
-  Ehemaliges Gasfeld
-  Aquifer

Speicher	Arbeitsgasvolumen
Bad Lauchstädt	1.101 Mio. m ³
Bernburg	1.087 Mio. m ³
Buchholz	175 Mio. m ³
Kirchheilingen	190 Mio. m ³

Stand: 31. Dezember 2010

Serienmodell einer stationären Erdgas (Methan)- / Wasserstoff-Brennstoffzelle

- Hauptaufgabe: Wärmezeugung.
- Stromproduktion erfolgt wärmegeführt.
- Wärmeproduktion im Haus darf kurzfristig schwanken.
- Daher im Verbund mit weiteren Anlagen als virtuelles Kraftwerk für Regelaufgaben im Verbundnetz einsetzbar.
- Problem: Netzregelaufgaben im Sommer.

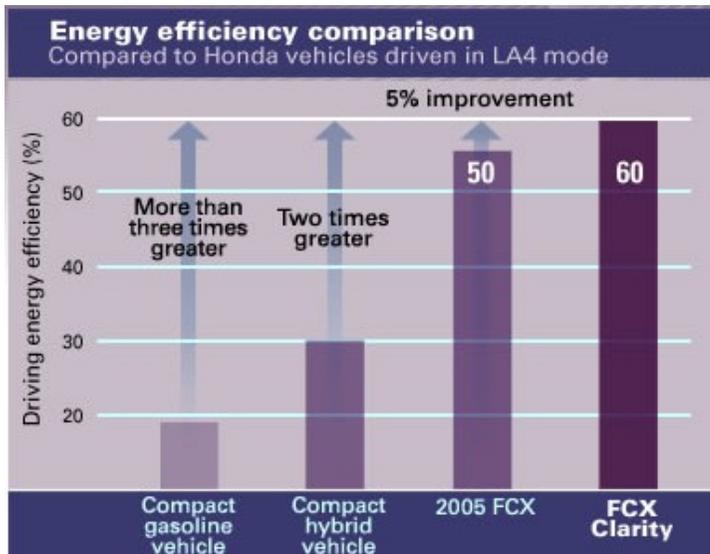


Unsere Vision

- KWK in jeden Keller!
- Energiekosten sparen
- Voller Komfort und gleichzeitig Umwelt schützen
- Heute mit Erdgas, morgen mit regenerativem Wasserstoff

Erstes Serien-Wasserstoff-Auto: Honda Clarity

- Honda V Flow Brennstoffzelle
- Lithium-Ionen-Batterie
- 100-kW-Elektromotor
- 4 kg Wasserstoff bei 350 bar
- Reichweite 450 km



Photovoltaik



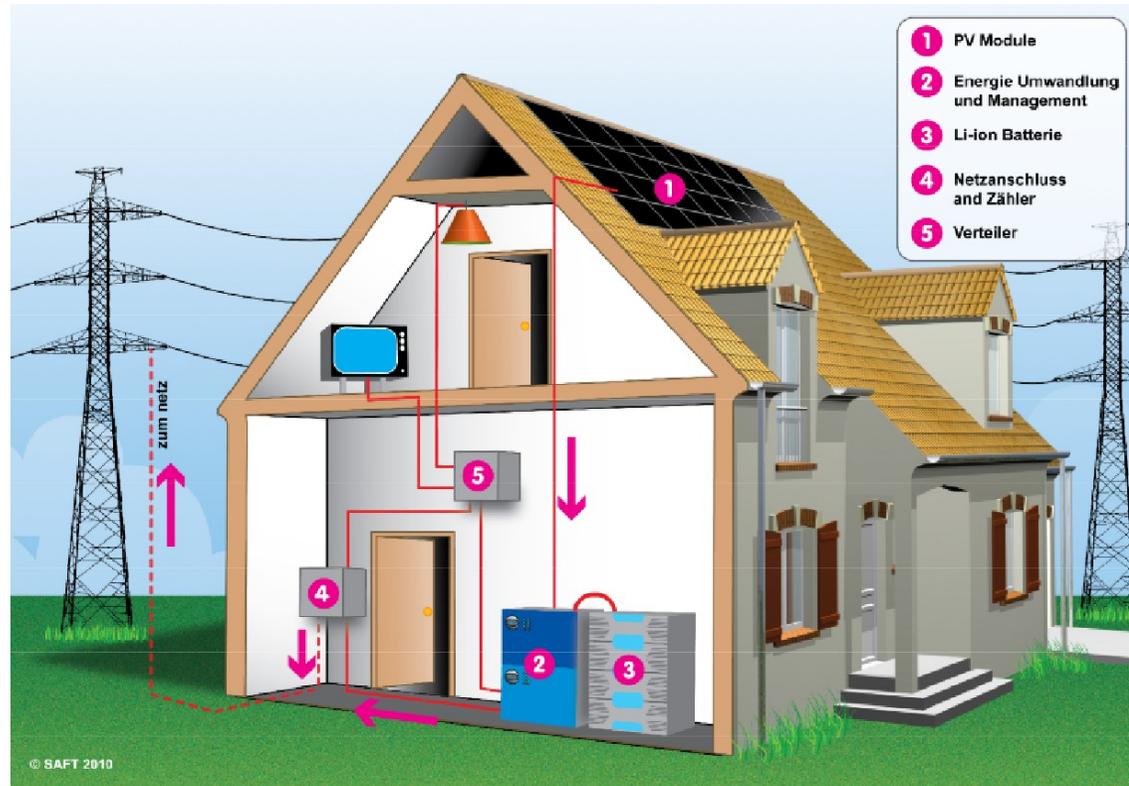
+

Lithium-Ionen-Batterie



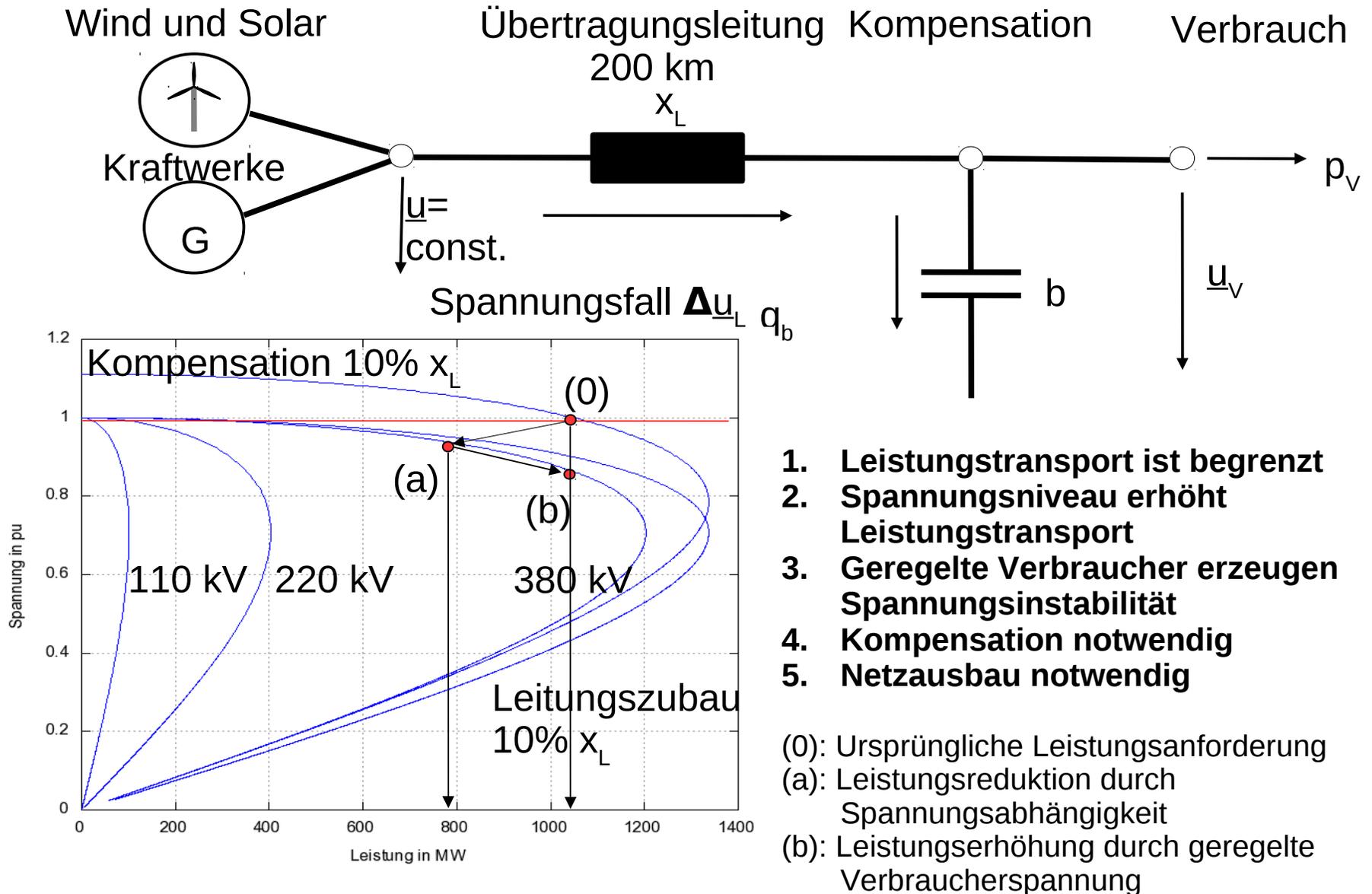
=

Sonnenstromspeicherung (Smart Grid) (Äquivalent zur solarthermischen Wärmespeicherung)

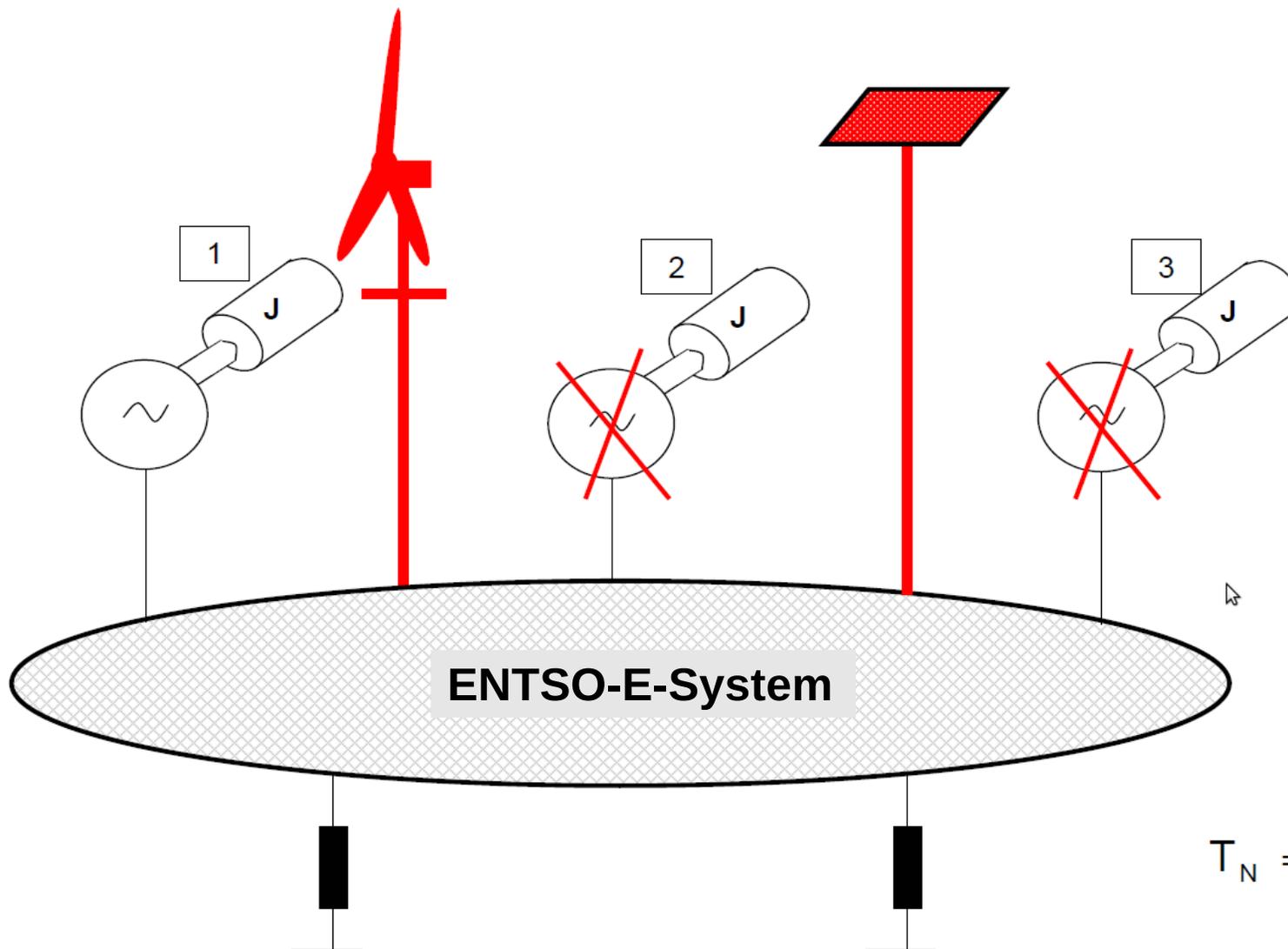


Quelle: Saft-Batteries, Spiegel online

Grenzen des Leistungstransports in der Elektrischen Energieversorgung: Übertragungsfähigkeit



Entwicklung der Anlaufzeitkonstanten T_N im europäischen Verbundnetz



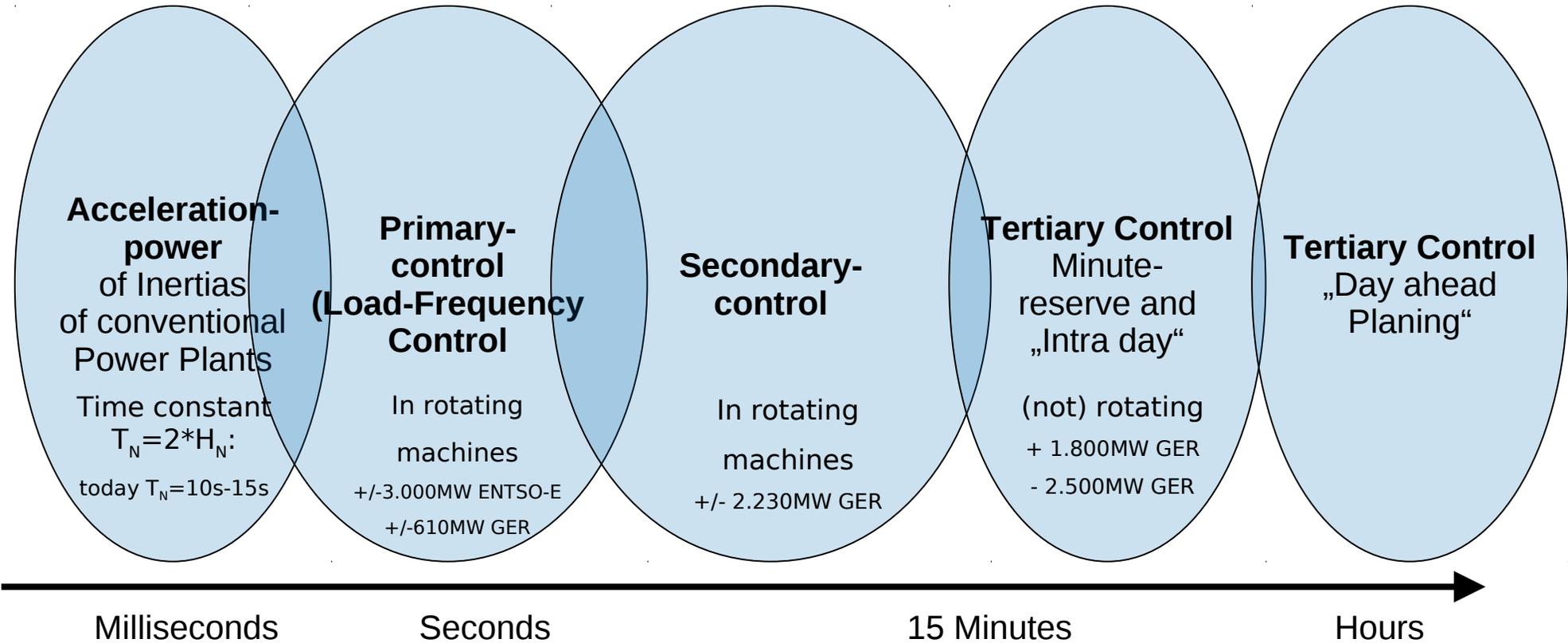
New World

$$T_{G_i} = \frac{J_i * \Omega_N^2}{P_{G_i}}$$

Old World

Network

$$T_N = \frac{\sum_{i=1}^n T_{G_i} * P_{G_i}}{P_N}$$

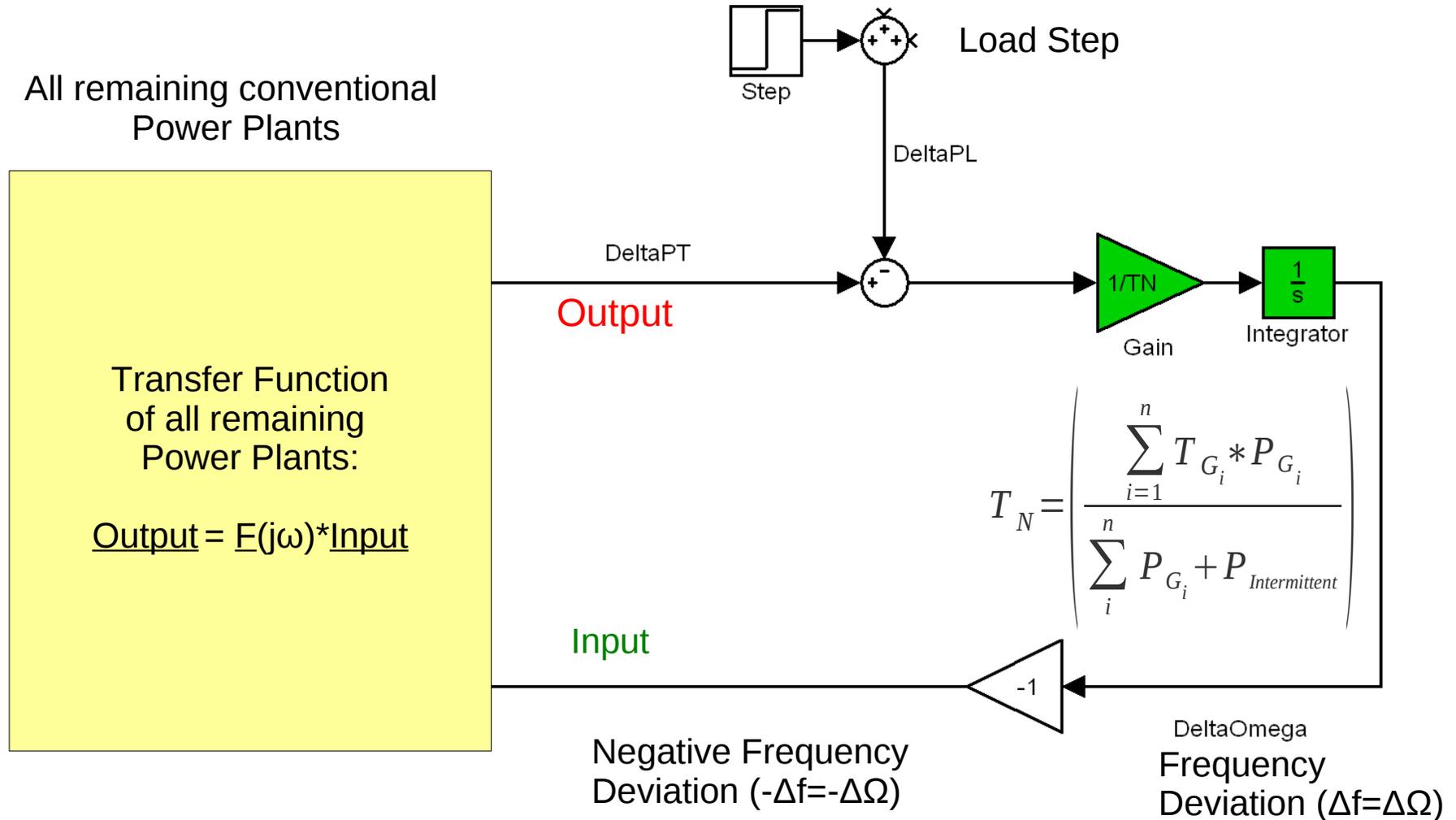


$$H_N = \frac{1}{2} \cdot \frac{J \cdot \Omega_N^2}{P_N}$$

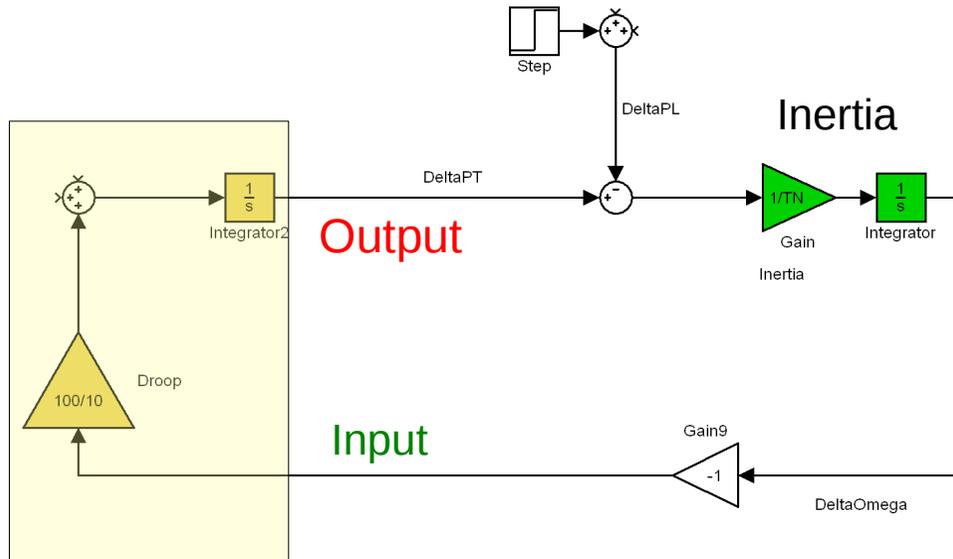
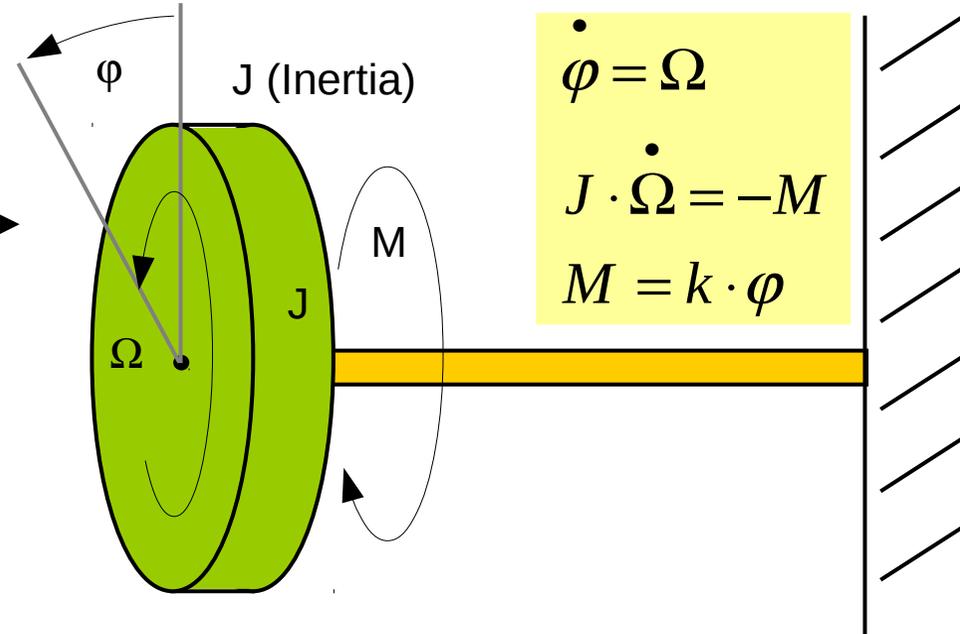
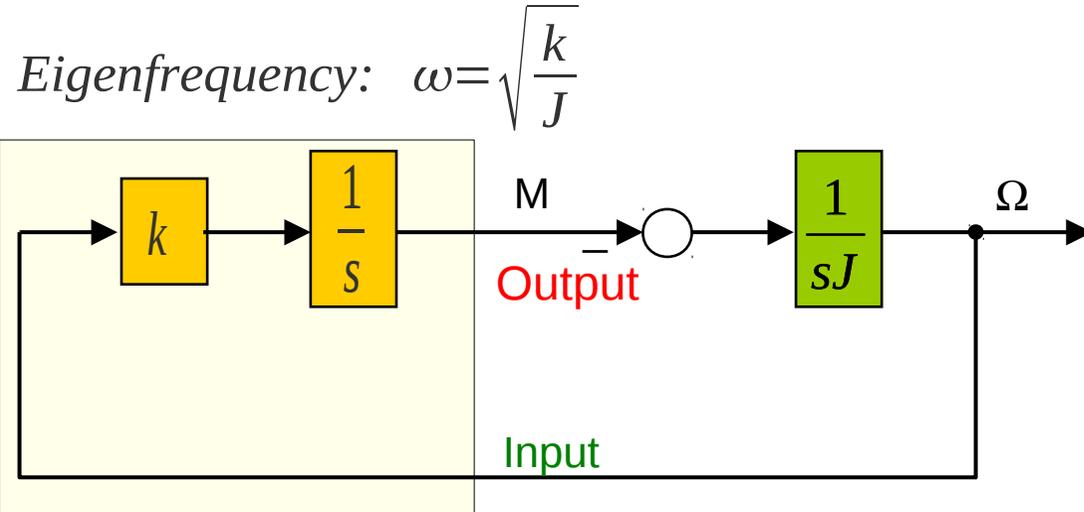
Time frame

Structure of Primary Control of Entso-E-System (only deviations from working point)

The Time Constant T_N of the System inertia decreases when Intermittent Power increases

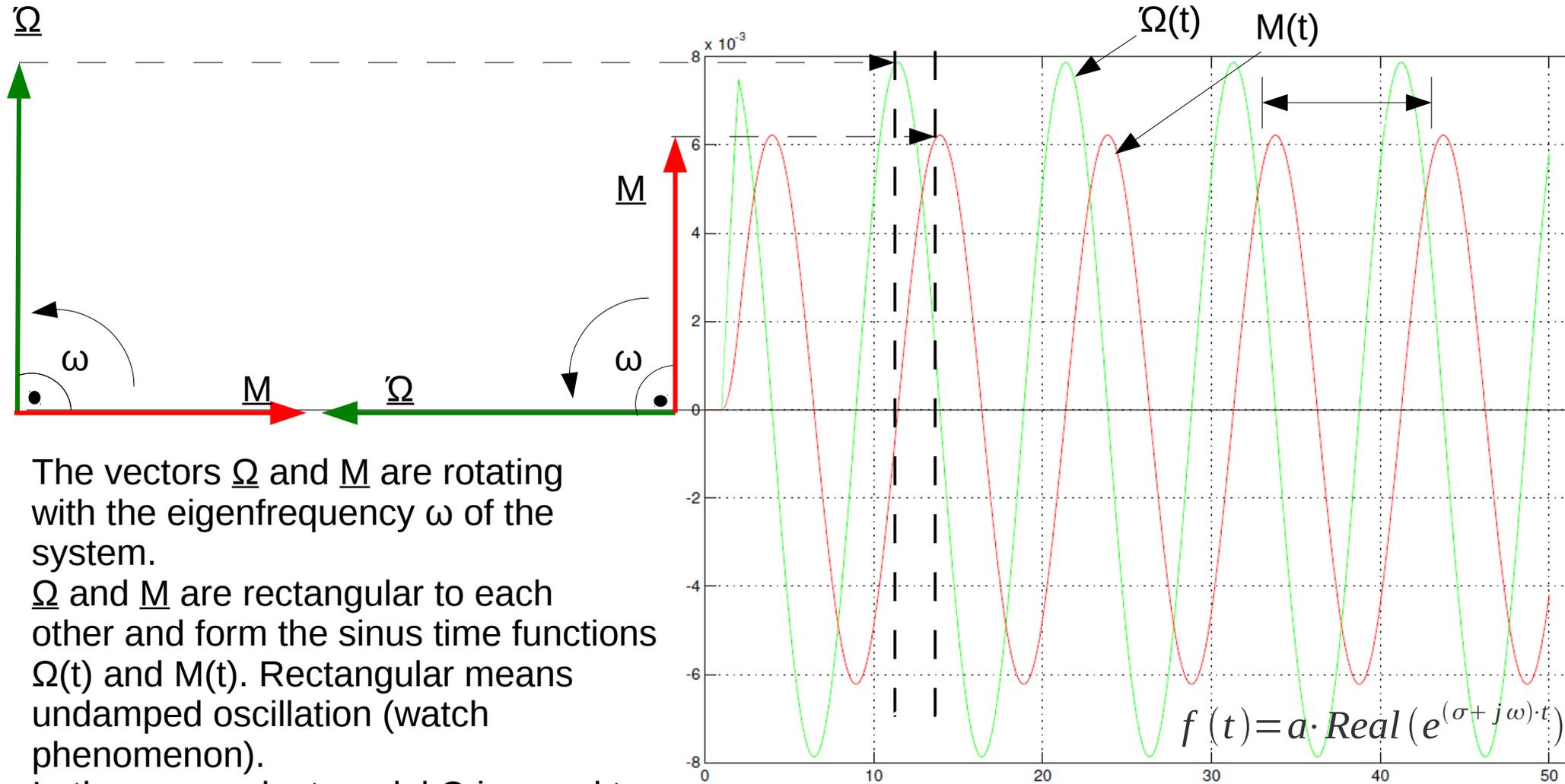


Spring-Mass-Analogon of Primary Control System



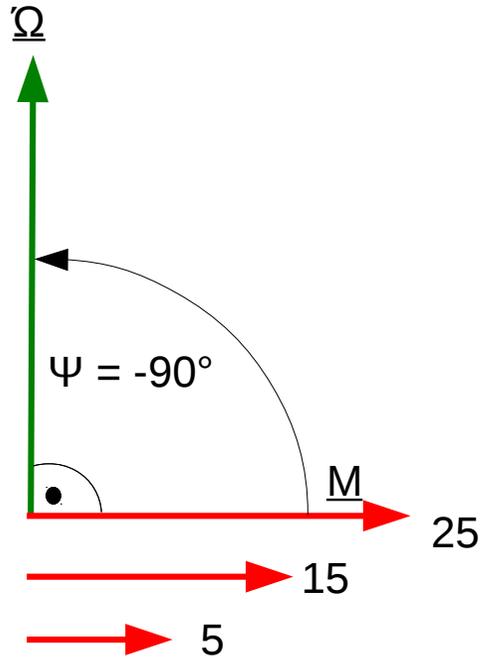
The Spring-Mass-Model is equivalent to a primary control system with a pure integral frequency controller (Secondary control in island mode).
If the inertia J (or T_N) decreases, the eigenfrequency ω increases, the system will oscillate faster.

Spring-Mass-Analogen of Primary Control System, $T_N = 25$ s, $\omega = 2\pi/T = 0,63$ 1/s

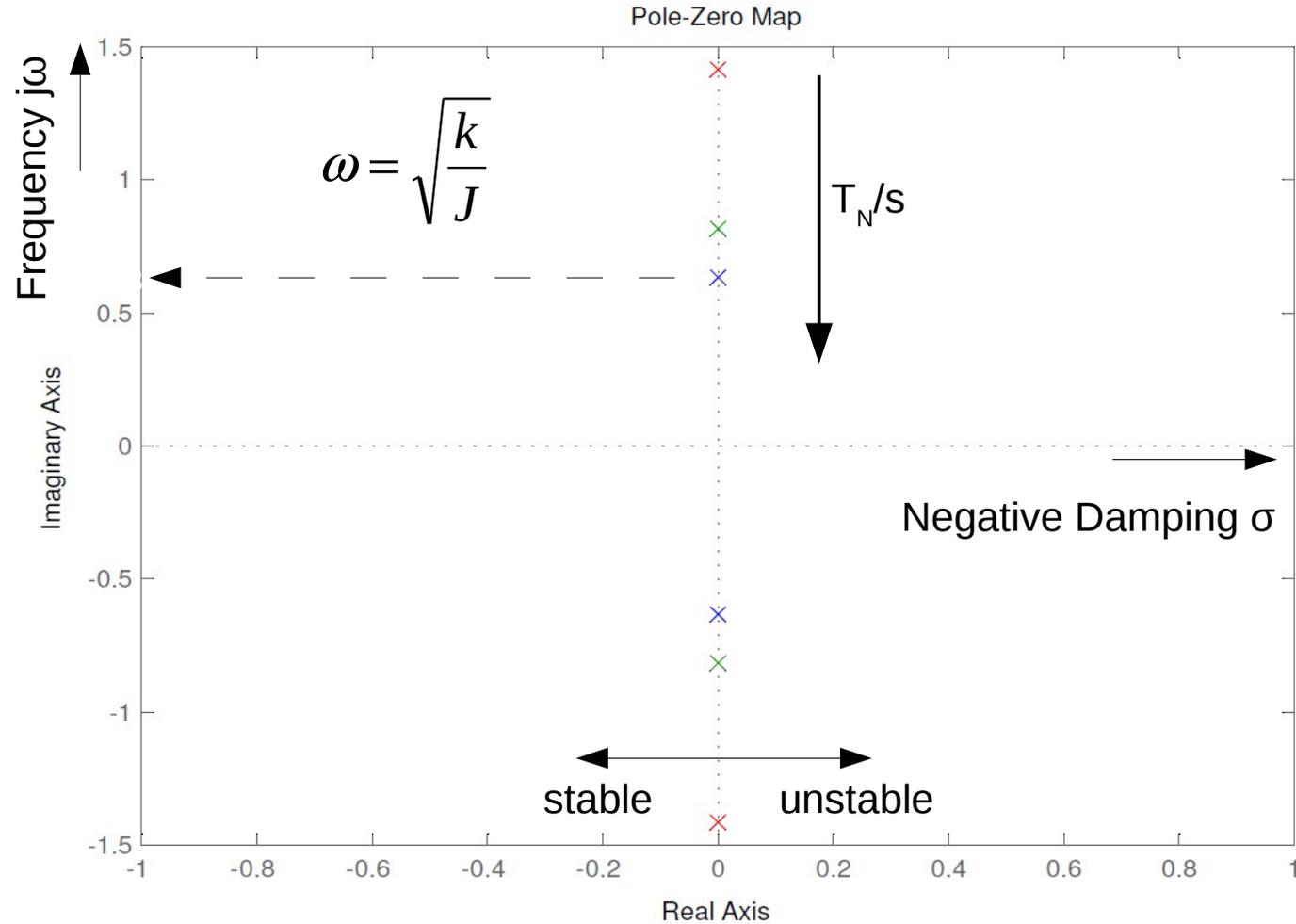


The vectors $\underline{\Omega}$ and \underline{M} are rotating with the eigenfrequency ω of the system.
 $\underline{\Omega}$ and \underline{M} are rectangular to each other and form the sinus time functions $\Omega(t)$ and $M(t)$. Rectangular means undamped oscillation (watch phenomenon).
 In the power plant model Ω is equal to $-\Delta\Omega$ and M is equal to P_T .

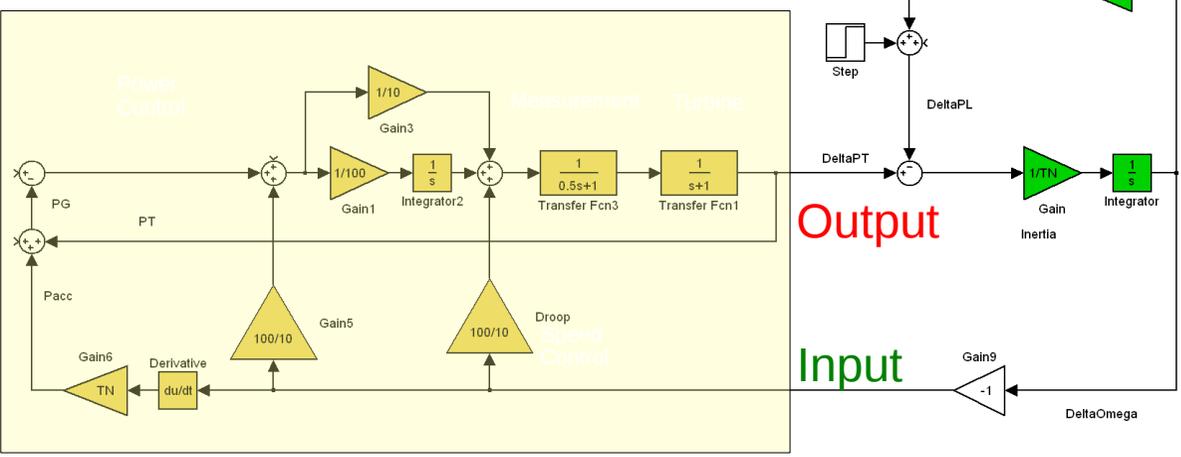
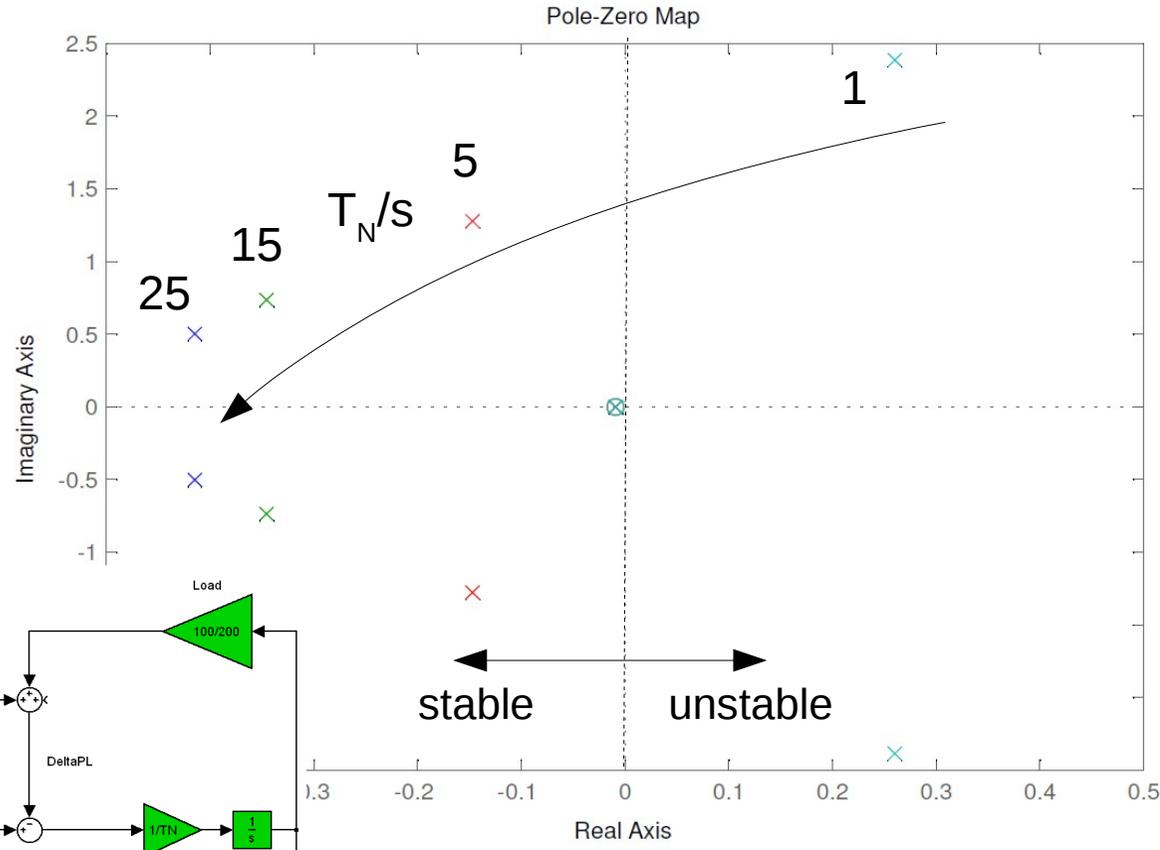
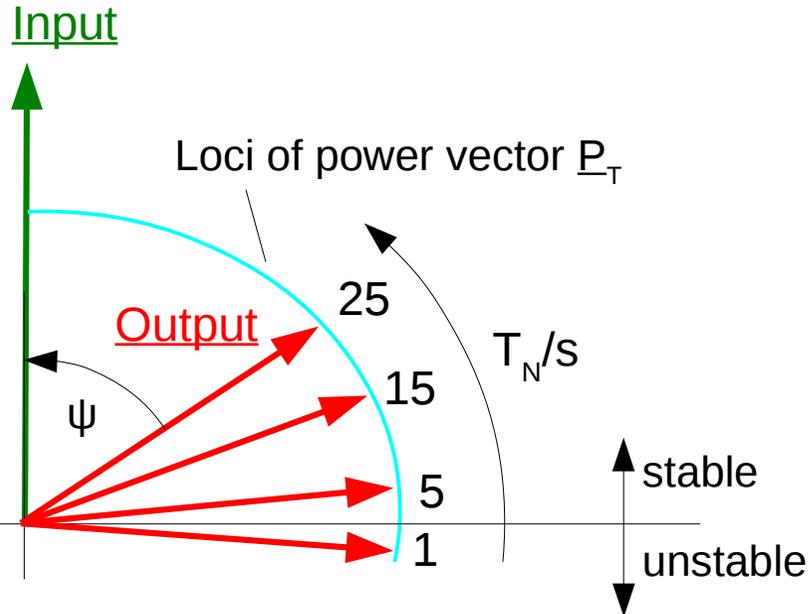
Spring-Mass-Analognon of Primary Control System, Comparison of phasors and eigenvalues $\underline{\lambda}=(\sigma\pm j\omega)$



If \underline{Q} is normalized to 1, with decreasing $T_N \underline{M}$ also decreases. The phase is always 90° , there is no damping σ (watch phenomenon).



Vector loci and eigenvalues of a power system dominated by thermal power plants



Vector loci and eigenvalues of a power system dominated by hydro power plants

Input

Loci of power vector \underline{P}_T

Output

ψ

25

T_N/s

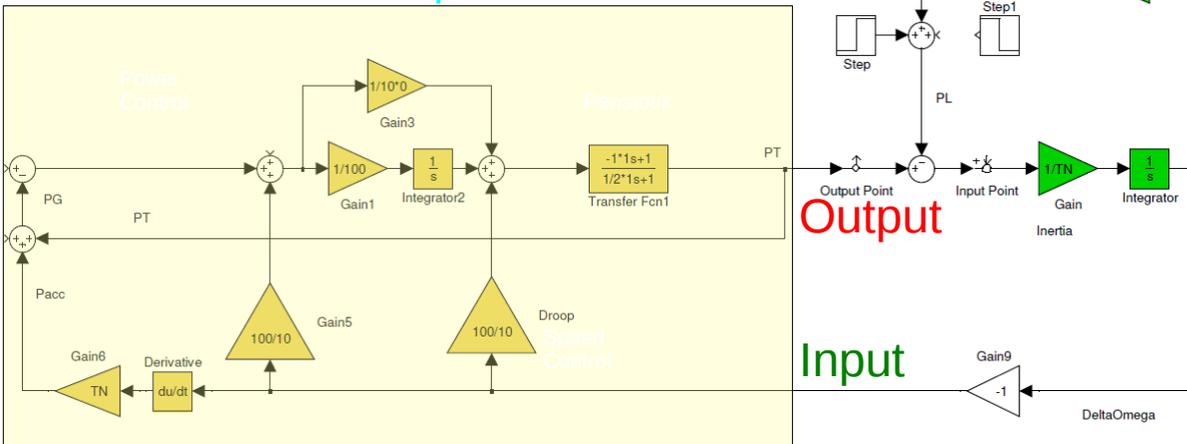
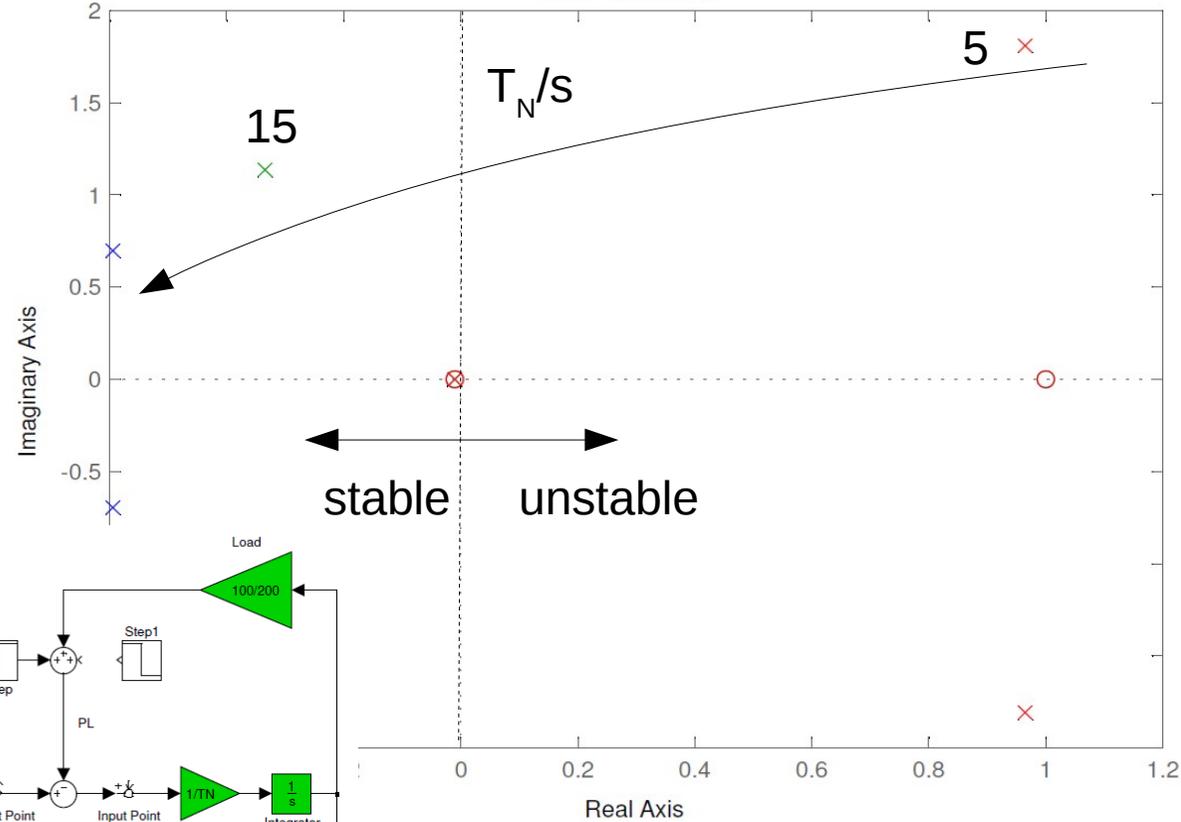
15

stable

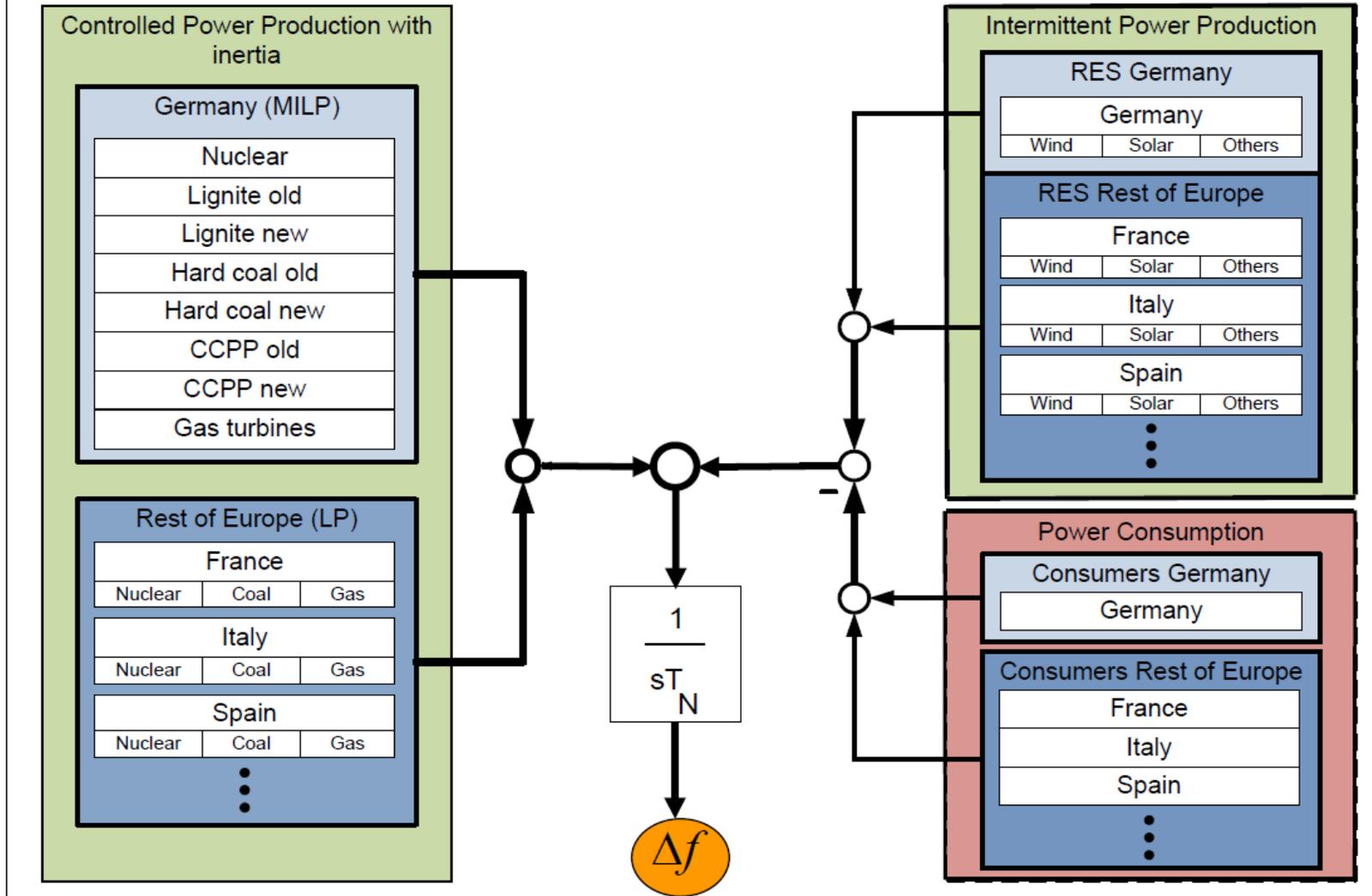
unstable

5

Pole-Zero Map

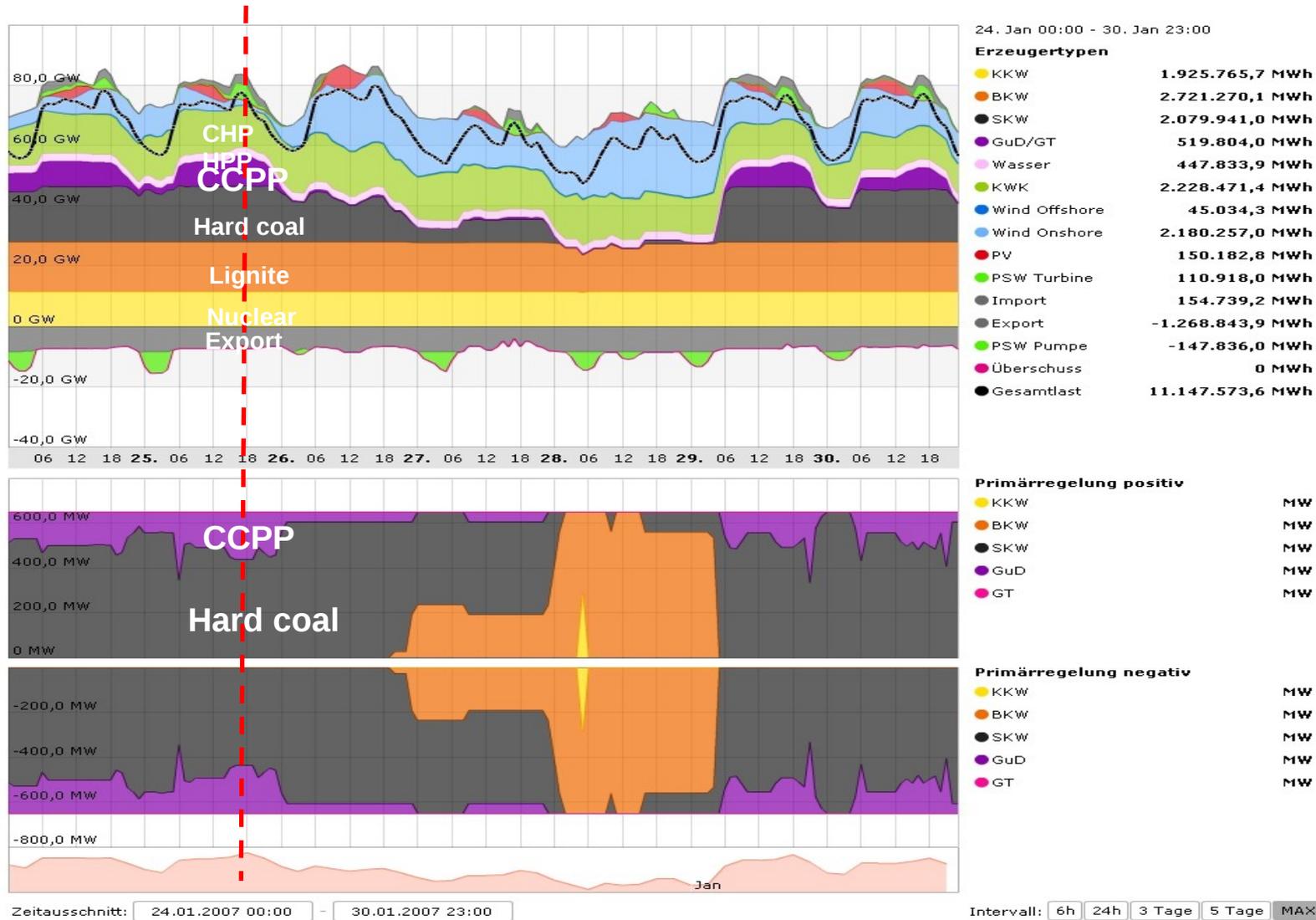


Power Balance in the Total Electrical Network



Fall 1: Winter 2011 (0% Wind und PV)

$T_N = 10,6 \text{ s}$

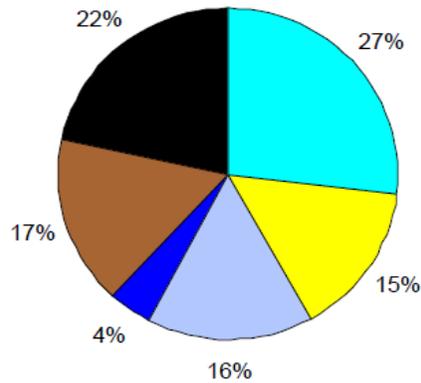


Fall 1: Winter 2011 (0% Wind und PV)

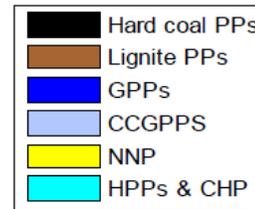
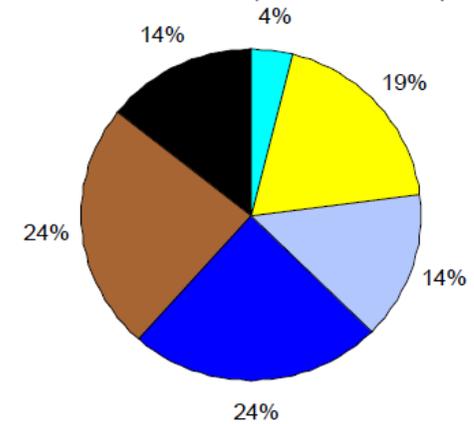
$T_N = 10,6 \text{ s}$

- The total amount of primary control reserve in Germany system is between 650 and 700 MW
- The total amount of primary control reserve in EU system is 3000 M
- In this scenario no intermittent renewable power is in operation (0 % wind & photovoltaic (PV))

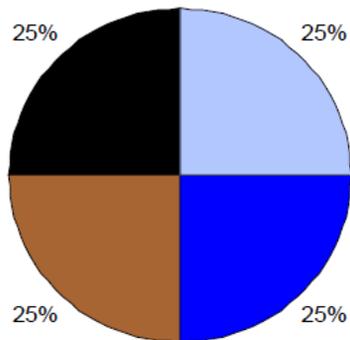
1st scenario in Germany (0 % Wind & PV)



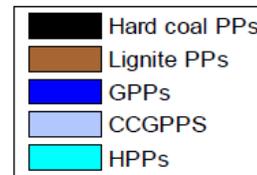
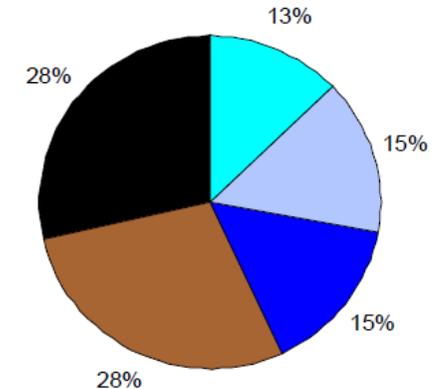
1st scenario in EU (0 % Wind & PV)



Primary reserve in Germany

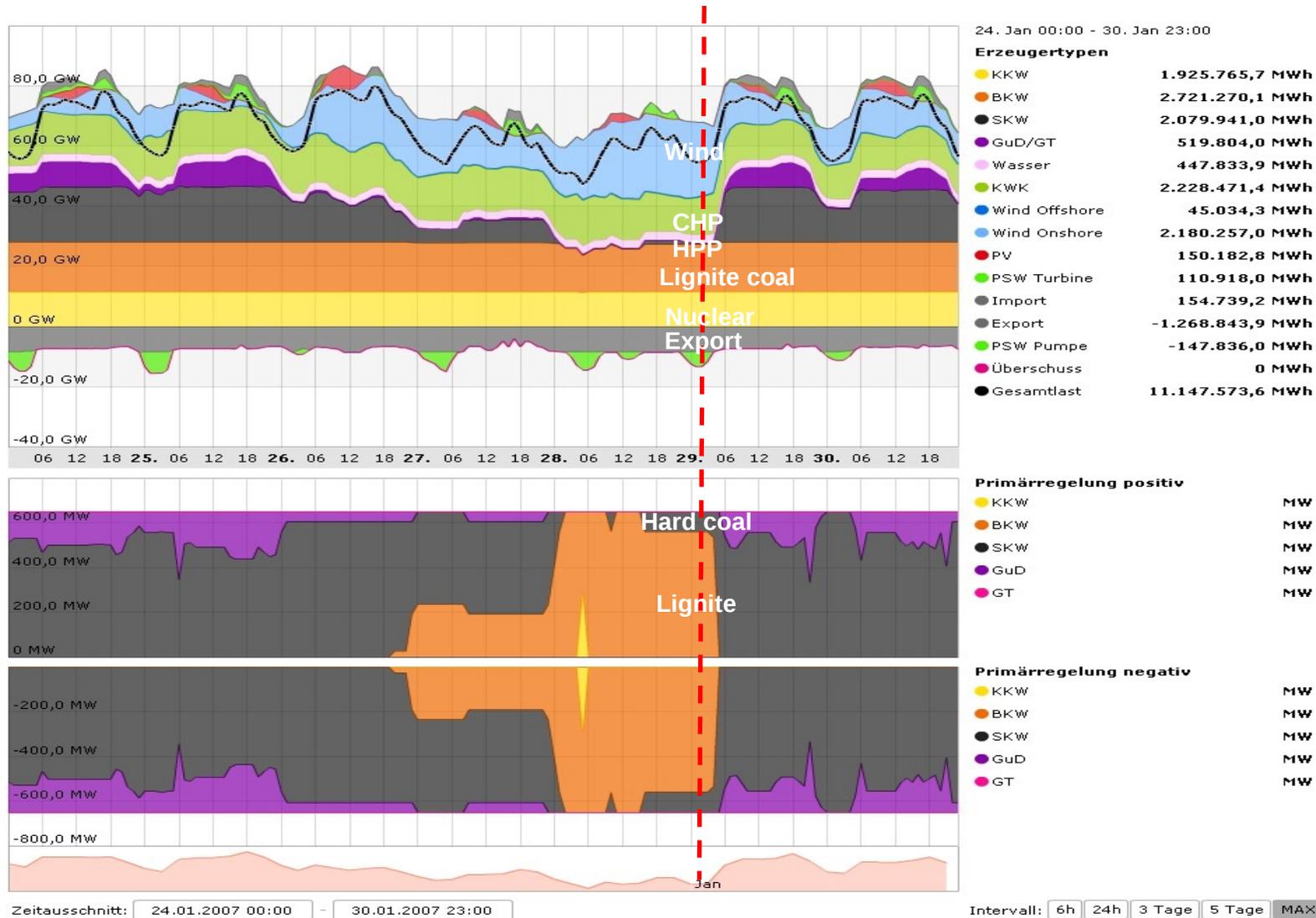


Primary reserve in EU



Fall 2: Winter 2011 (47% Wind und PV)

$T_N = 5,7 \text{ s}$

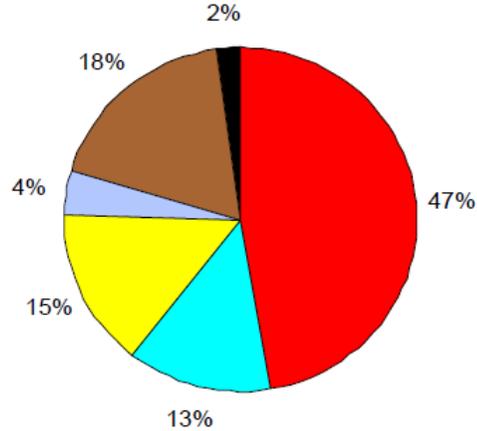


Fall 2: Winter 2011 (47% Wind und PV)

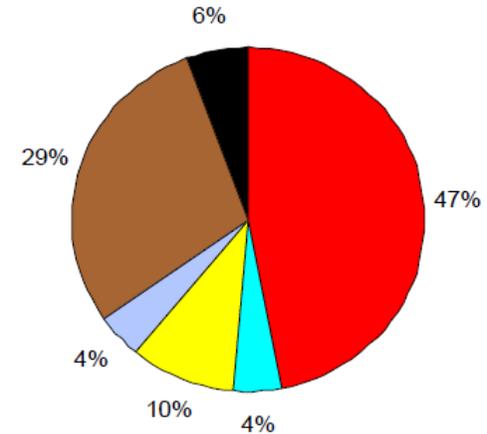
$T_N = 5,7 \text{ s}$

- In this scenario the gas power plants and some of the hard coal power plants are shut down and replaced by wind and photovoltaic (47%)

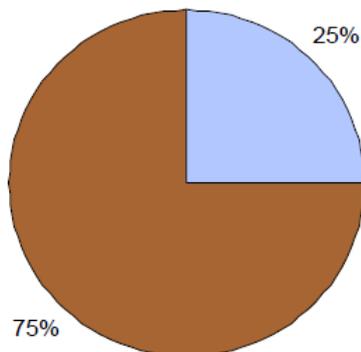
2nd scenario in Germany (47 % Wind & PV)



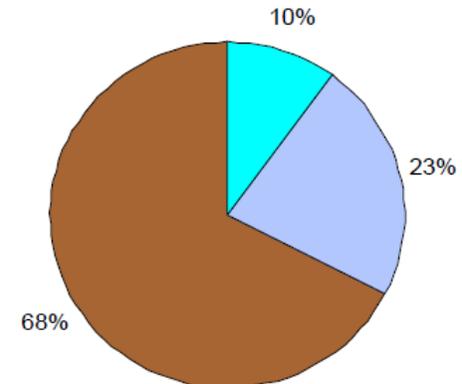
2nd scenario in EU (47 % Wind & PV)



Primary reserve in Germany

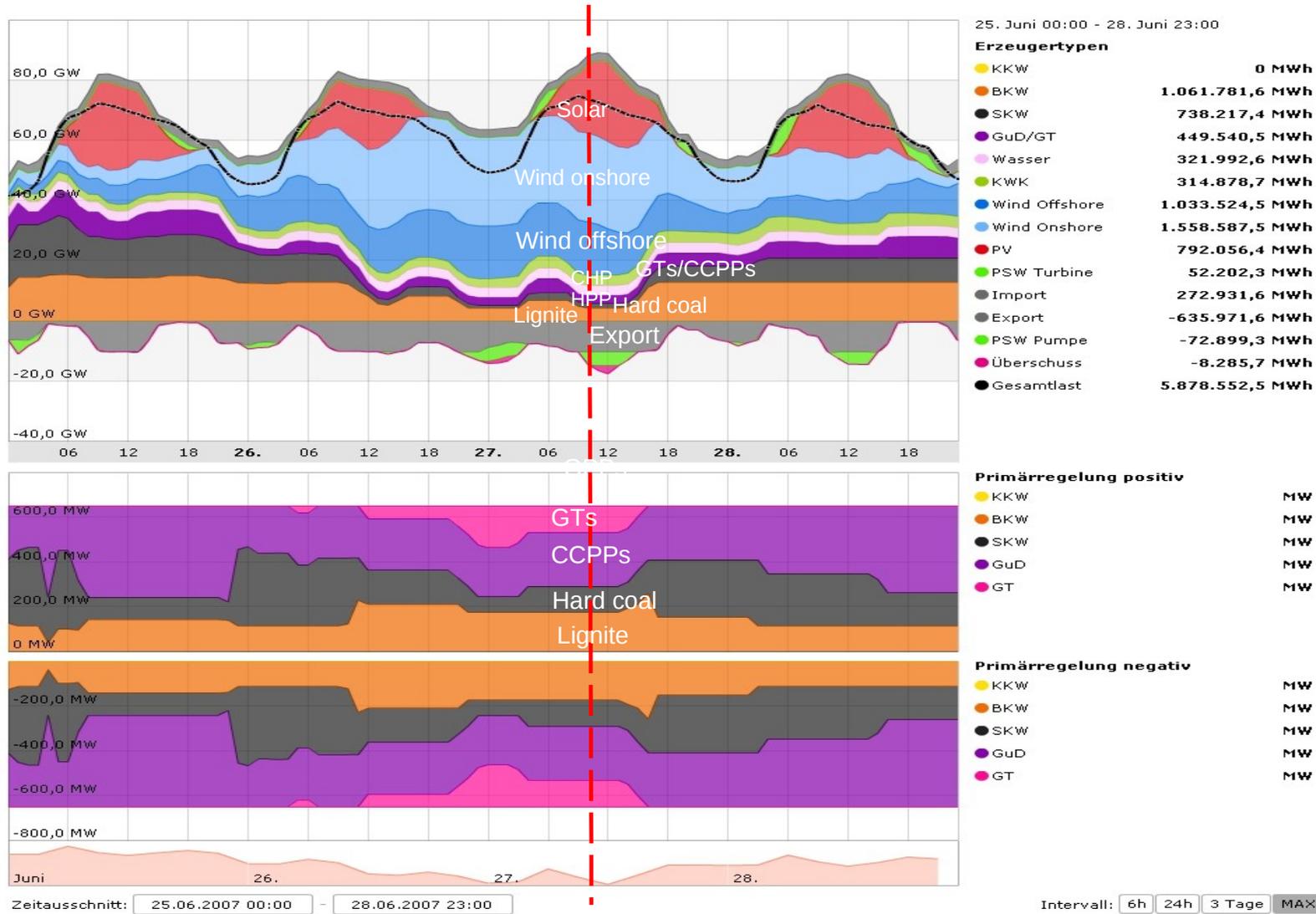


Primary reserve in EU



Fall 3: Sommer 2023 (81% Wind und PV)

$T_N = 2,1 \text{ s}$

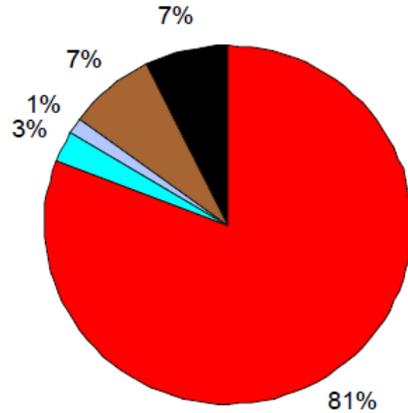


Fall 3: Sommer 2023 (81% Wind und PV)

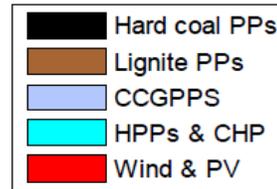
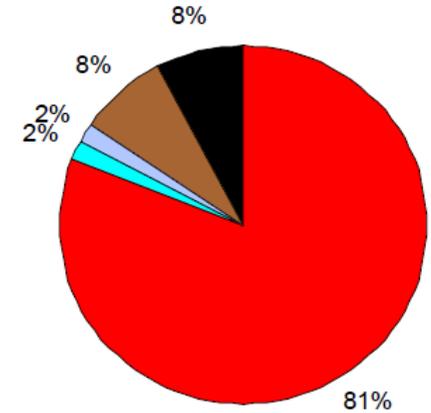
$T_N = 2,1 \text{ s}$

- In this scenario the gas and nuclear power plants are shut down and replaced by wind and photovoltaic (81%)

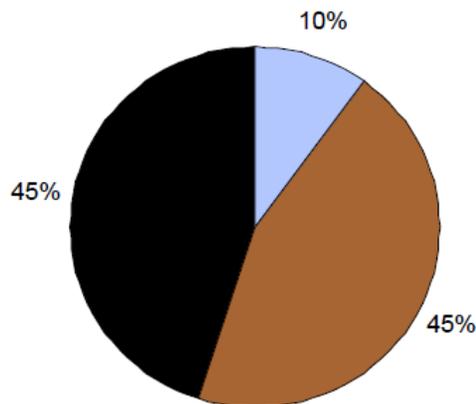
3rd scenario in Germany (81 % Wind & PV)



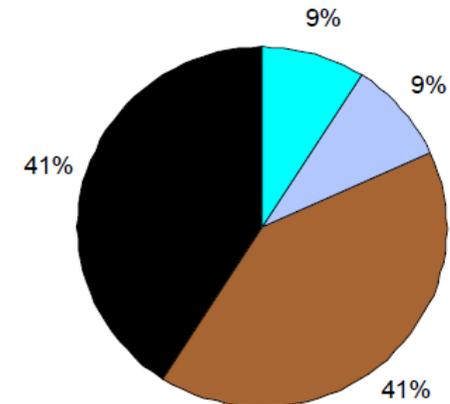
3rd scenario in EU (81 % Wind & PV)

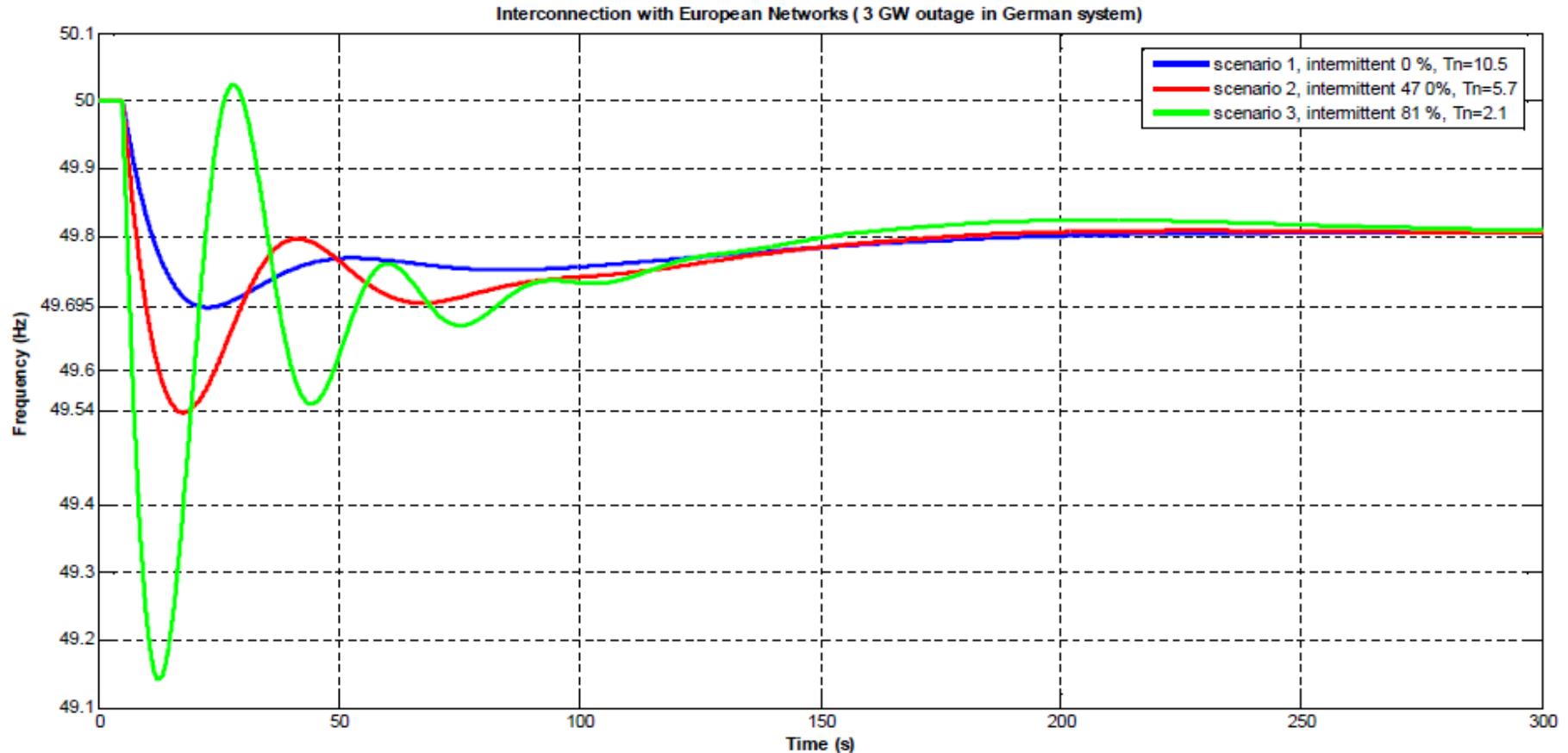


Primary reserve in Germany



Primary reserve in EU

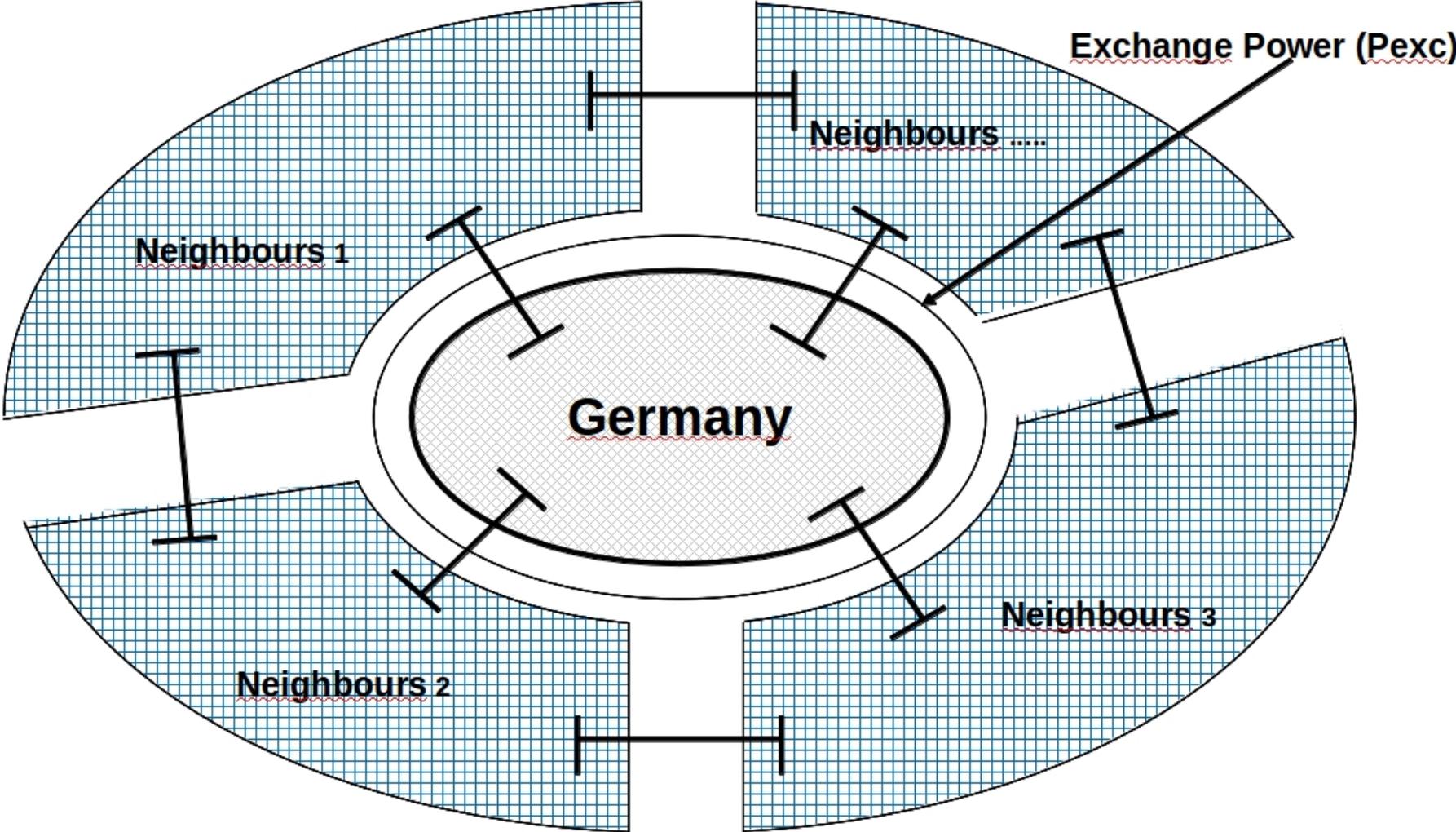


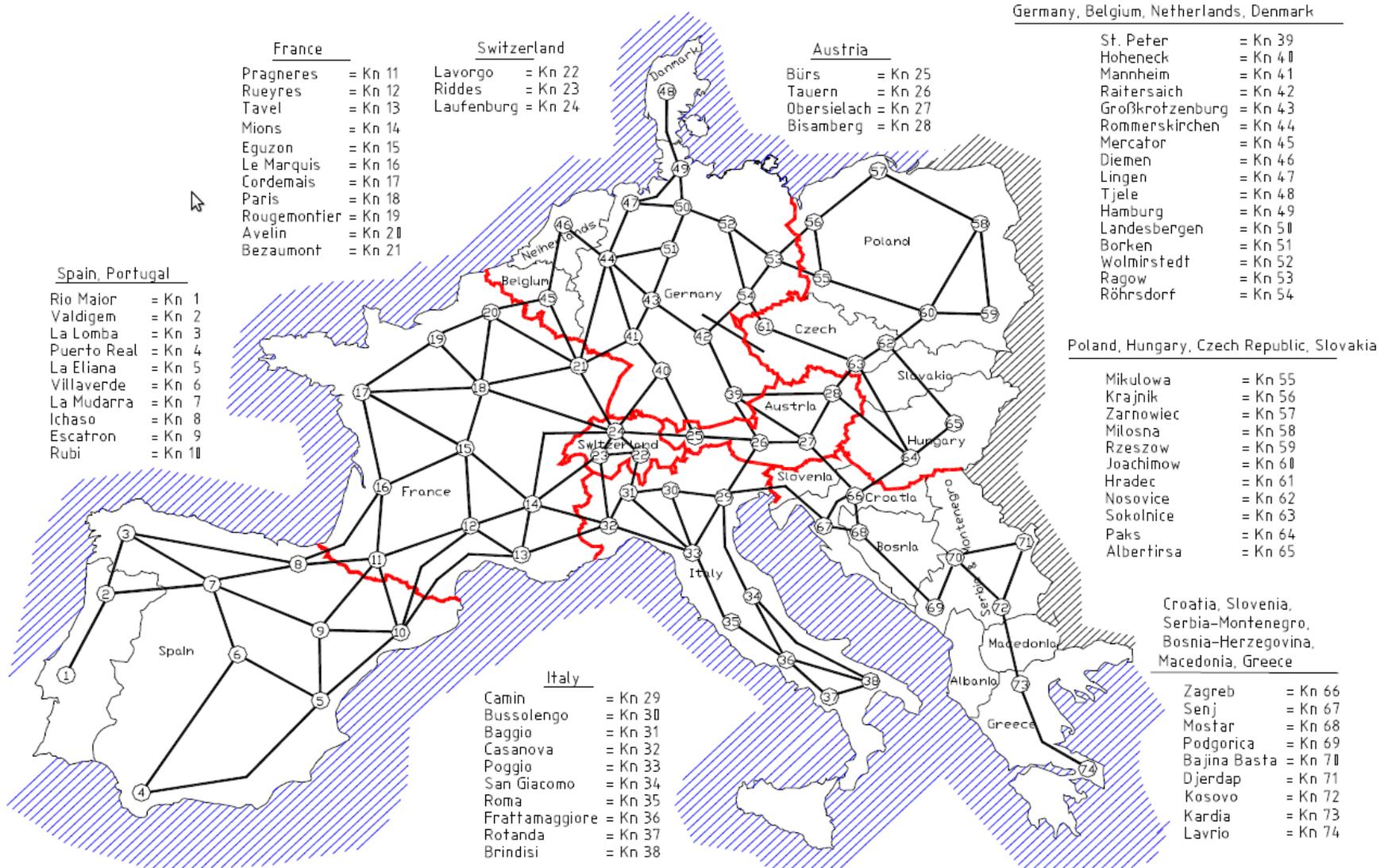


The frequency of interconnected model

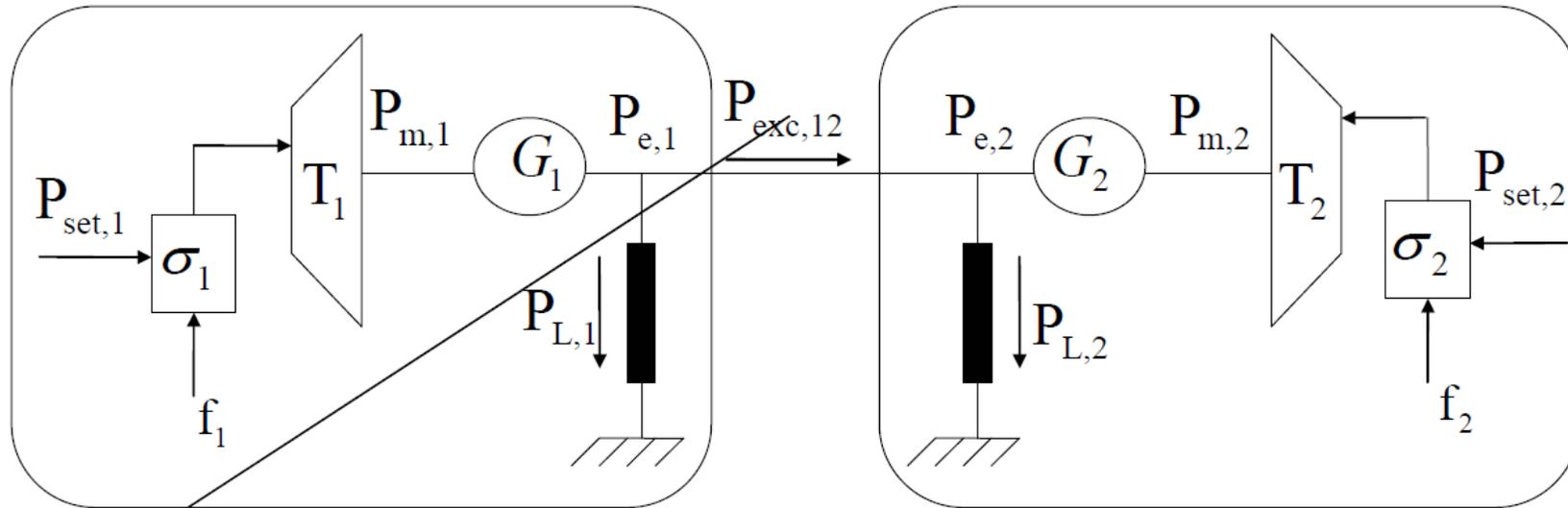
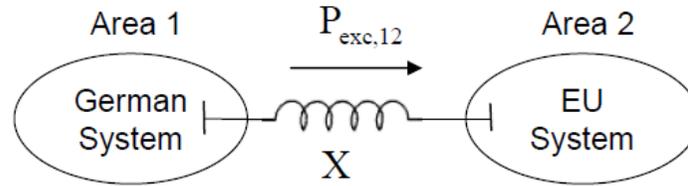
- For scenario 3, the gas and nuclear power plants are shut down and replaced by intermittent renewable energy to increase to 81 %, and TN recalculated to 2.1s.
- As a result, the frequency deviation decreased to less than – 800 mHz with more oscillation . That means some of the protection devices will operate.







Power System With Two Areas

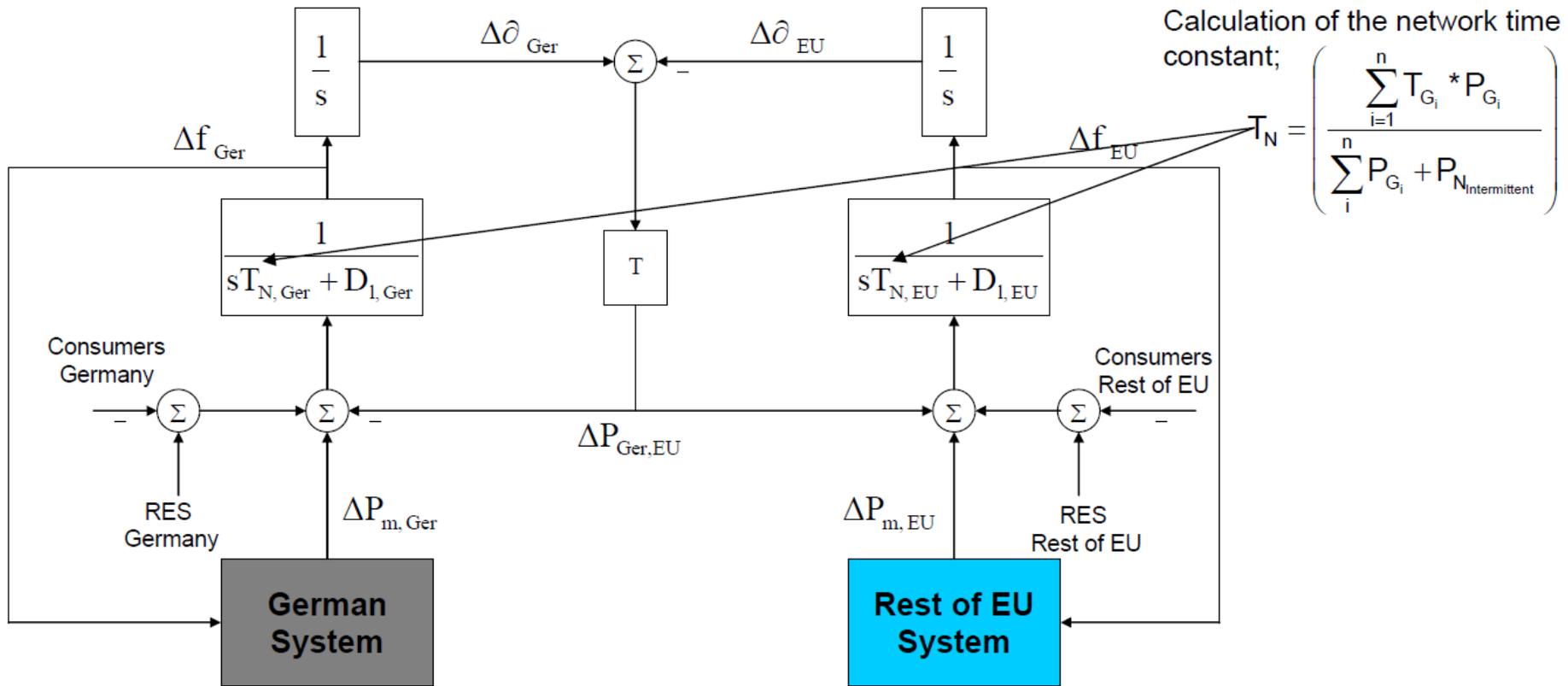


$$P_{exc,12} = \frac{U_1 U_2}{X} \sin(\delta_1 - \delta_2)$$

Where;

- $P_{exc,12}$: is the exchange power on the tie line from area 1 to area 2
- X : is the equivalent reactance of the tie line
- U_1 & U_2 : are the voltages at tie bus of area 1 and area 2
- δ_1 & δ_2 : are the angles of area 1 and area 2

Simplified representation of a power system with two areas



Two-area dynamic model including tie-line flows with only primary control

Where;

- T : synchronizing torque coefficient given by
- TN, Ger, TN, Eu: inertia of German and EU systems in seconds
- DI, Ger, DI, Eu : dynamic load of German and EU systems
- TGi : acceleration time constant for individual plants in seconds
- PGi : rated power for individual plants in MW
- PN int. : intermittent rated power in MW

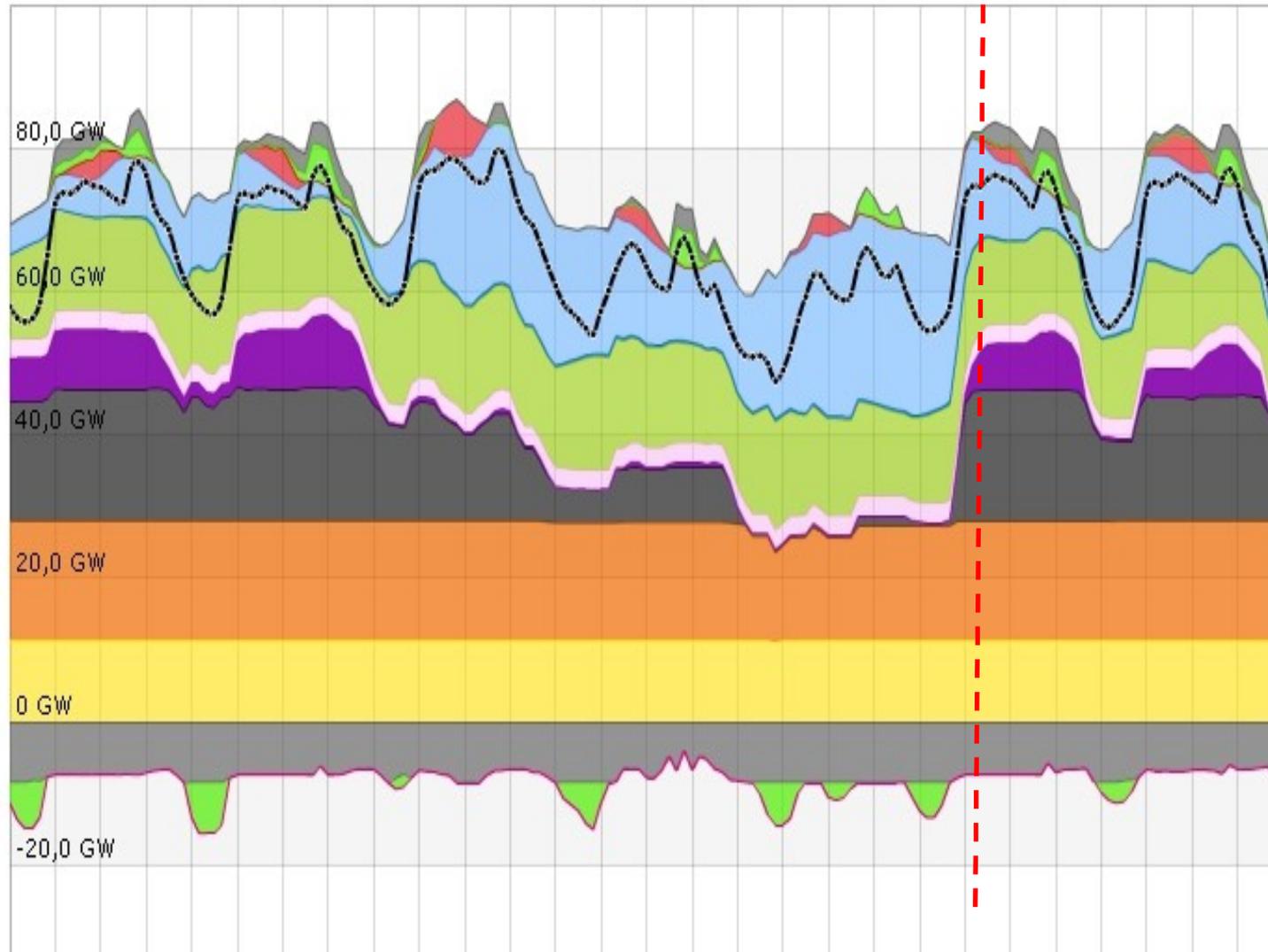
$$T = \frac{U_1 U_2}{X} \cos(\delta_{0, Ger} - \delta_{0, EU})$$

Scenario 2, Winter 2011 (47 % wind & photovoltaic (PV))

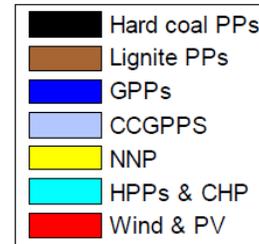
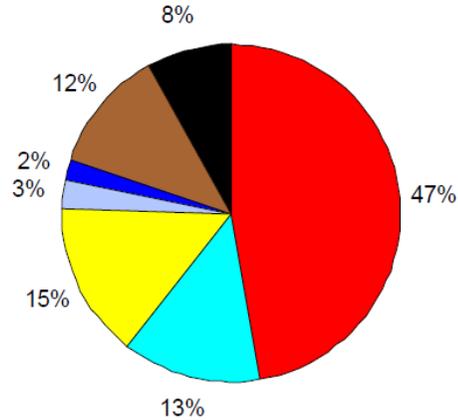
24. Jan 00:00 - 30. Jan 23:00

Erzeugertypen

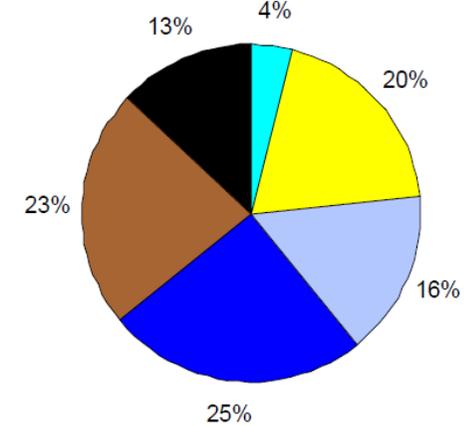
KKW	1.925.765,7 MWh
BKW	2.721.270,1 MWh
SKW	2.079.941,0 MWh
GuD/GT	519.804,0 MWh
Wasser	447.833,9 MWh
KWK	2.228.471,4 MWh
Wind Offshore	45.034,3 MWh
Wind Onshore	2.180.257,0 MWh
PV	150.182,8 MWh
PSW Turbine	110.918,0 MWh
Import	154.739,2 MWh
Export	-1.268.843,9 MWh
PSW Pumpe	-147.836,0 MWh
Überschuss	0 MWh
Gesamtlast	11.147.573,6 MWh



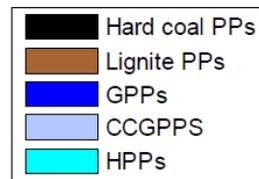
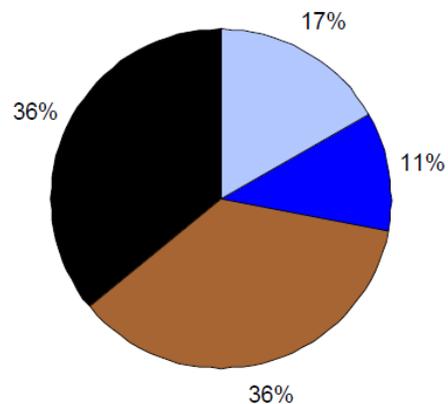
2nd scenario in Germany (47 % Wind & PV)



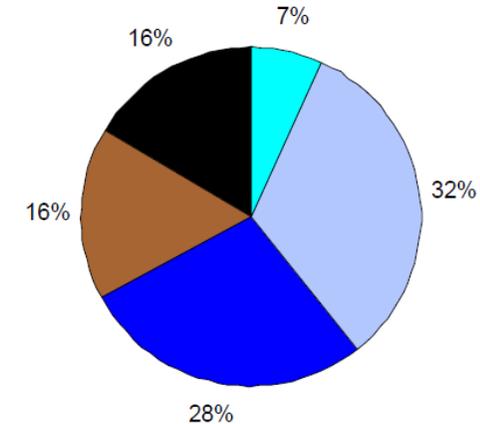
2nd scenario in EU (0 % Wind & PV)



Primary reserve in Germany

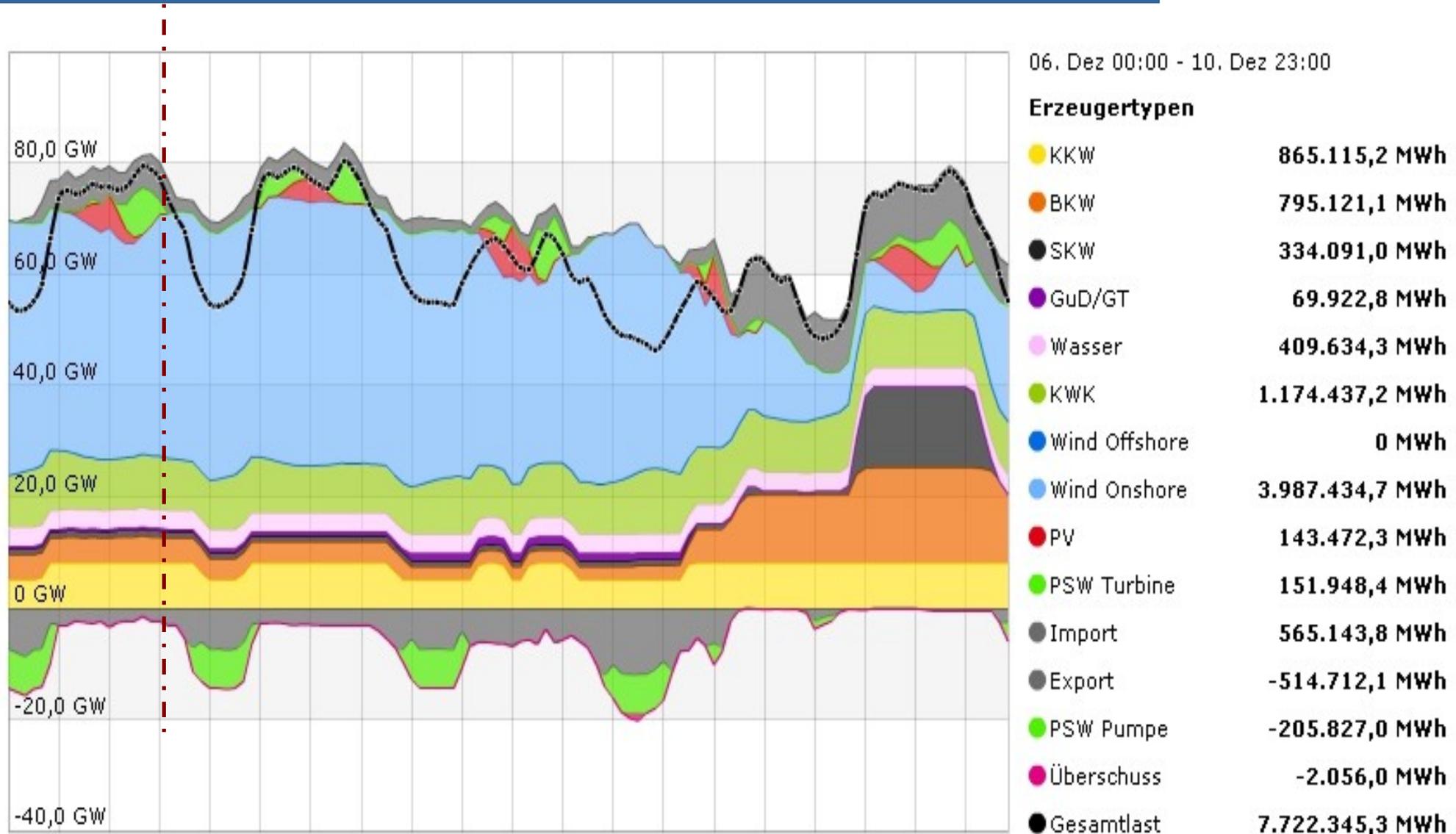


Primary reserve in EU

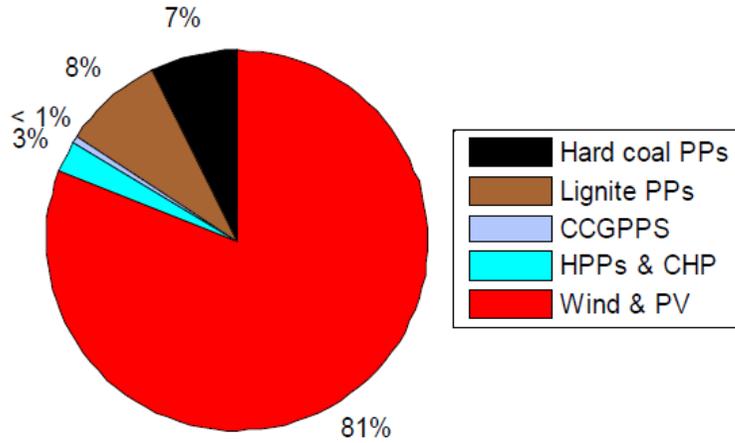


- In German system, some gas power plants and some of hard coal power plants are shut down and replaced by wind and photovoltaic (47%)
- In EU system, no change of inertia

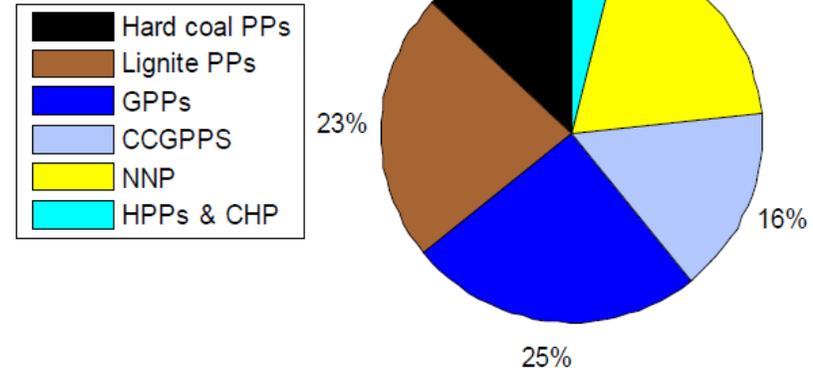
Scenario 3, Winter 2020 (81 % wind & photovoltaic (PV))



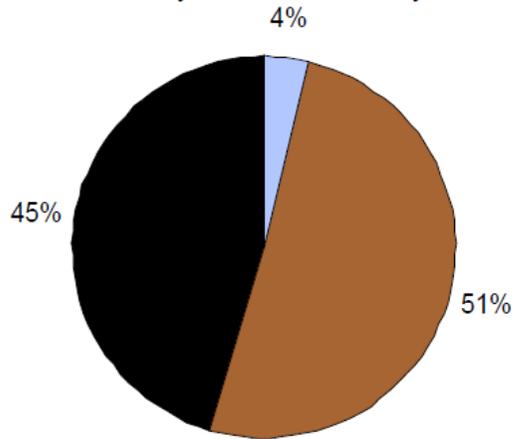
3rd scenario in Germany (81 % Wind & PV)



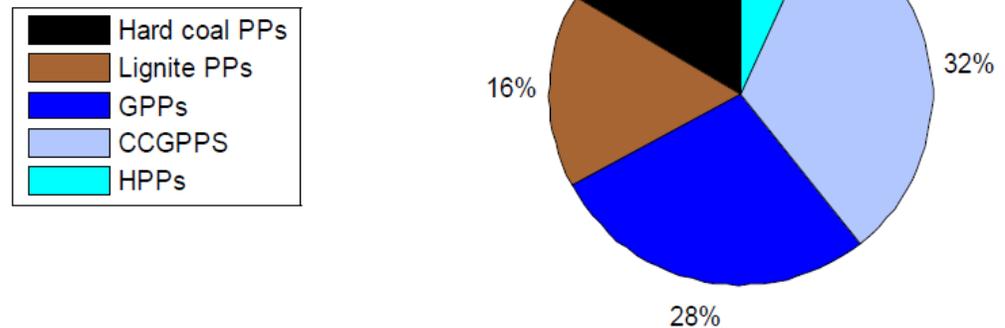
3rd scenario in EU (0 % Wind & PV)



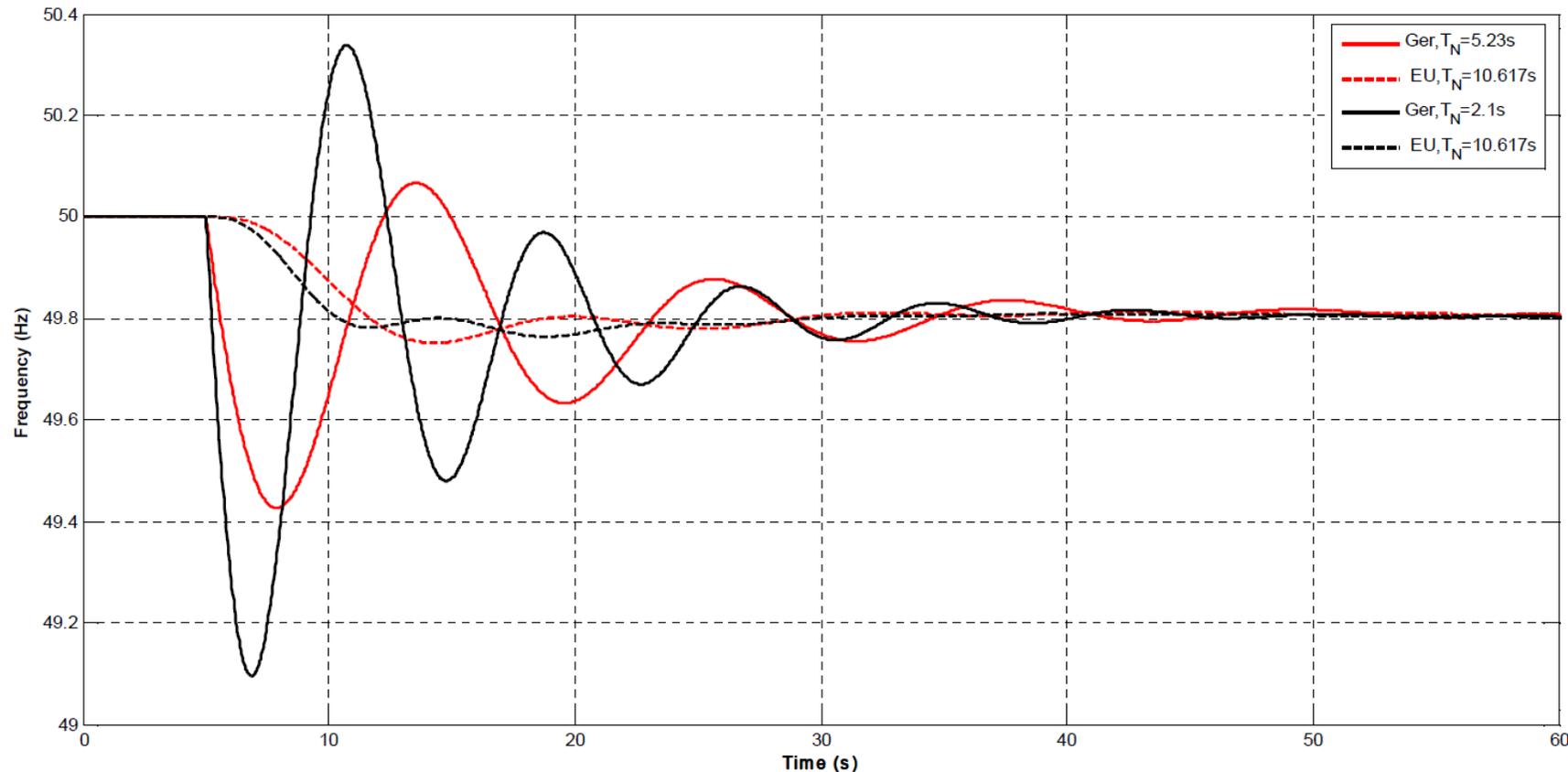
Primary reserve in Germany



Primary reserve in EU



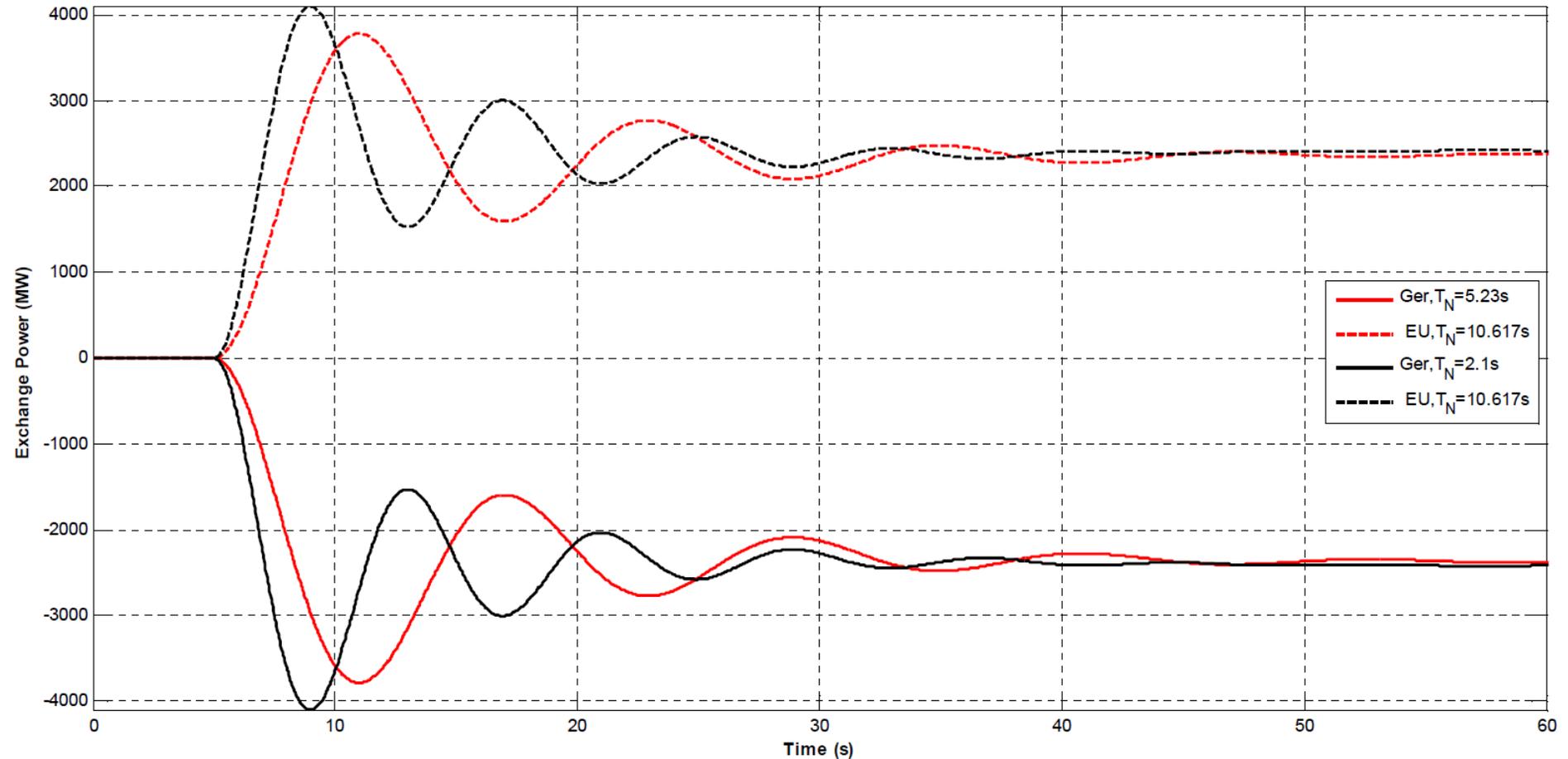
Simulation Results of the Frequency for scenarios 2 and 3



The frequency of interconnected model

- In German system, the gas and nuclear power plants are shut down and replaced by intermittent renewable energy to increase to 81 %, and T_N recalculated to 2.1s.
- In EU system, no change of inertia and T_N equal 10.6s
- As a result, the frequency deviation in German system is decreased in 2nd case compared with 1st case. The frequency deviation decreased to less than -800 mHz with more oscillation. That means some of the protection devices will operate.

Simulation Results of the Exchange Power for scenarios 2 and 3



The Exchange power in German and European systems

➤ As a result, the exchange power in EU system is increased more in 2nd case compared with 1st case.

Kurzfristig bis 2025: Optimierung von bestehenden Kraftwerken

- **Untersuchung der Lebensdauerreduzierung in Folge stark zunehmender intermittierender Erzeugung aus Wind und Sonne und Umbau der Kraftwerke**
- **Vermehrte Bereitstellung von Systemdienstleistungen**
- **Entwurf neuer Kraftwerkskonzepte für die regenerative Zukunft**

Mittelfristig bis 2050:

Geschlossener CO₂-neutraler Kreislauf-Betrieb konventioneller Kraftwerke durch regenerative synthetische Brennstoffe möglich

Vorteil: Sichere Systemstabilität durch ausgereifte Technologie

Langfristig: Notwendigkeit der unverminderten Forschung in der Fusionstechnologie

Vorteil: Sichere, starke und „unendliche“ Energiequelle für dann mehr als 10 Mrd. Menschen auf der Erde

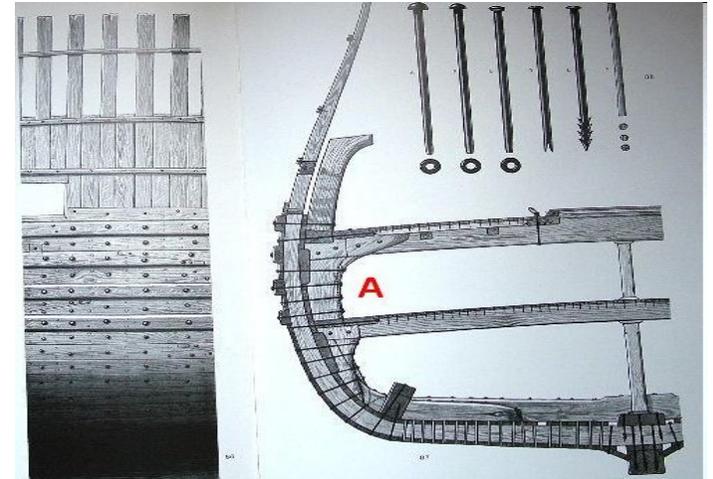
Der Untergang der Vasa 1628 oder Die Folgen nicht umgesetzter Einsichten

Universität Rostock
Prof. Dr. H. Weber

Das Schiff:



Der Fehler:



Der Weg:



Das Ende:



Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!