

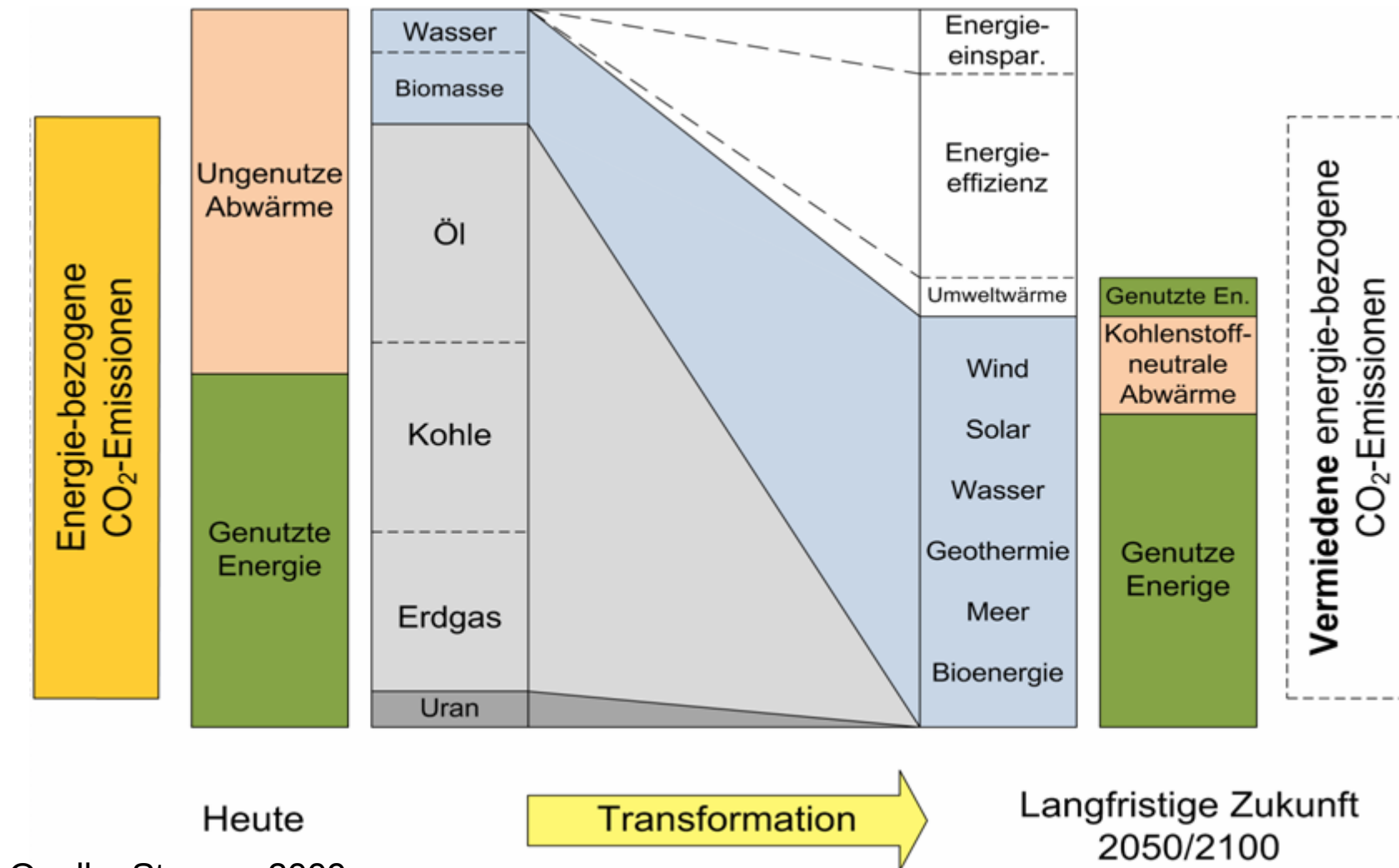


Der Kombikraftwerksbonus – eine Perspektive für 2012

Dr.-Ing. Kurt Rohrig, Dipl.-Ing. Patrick Hochloff

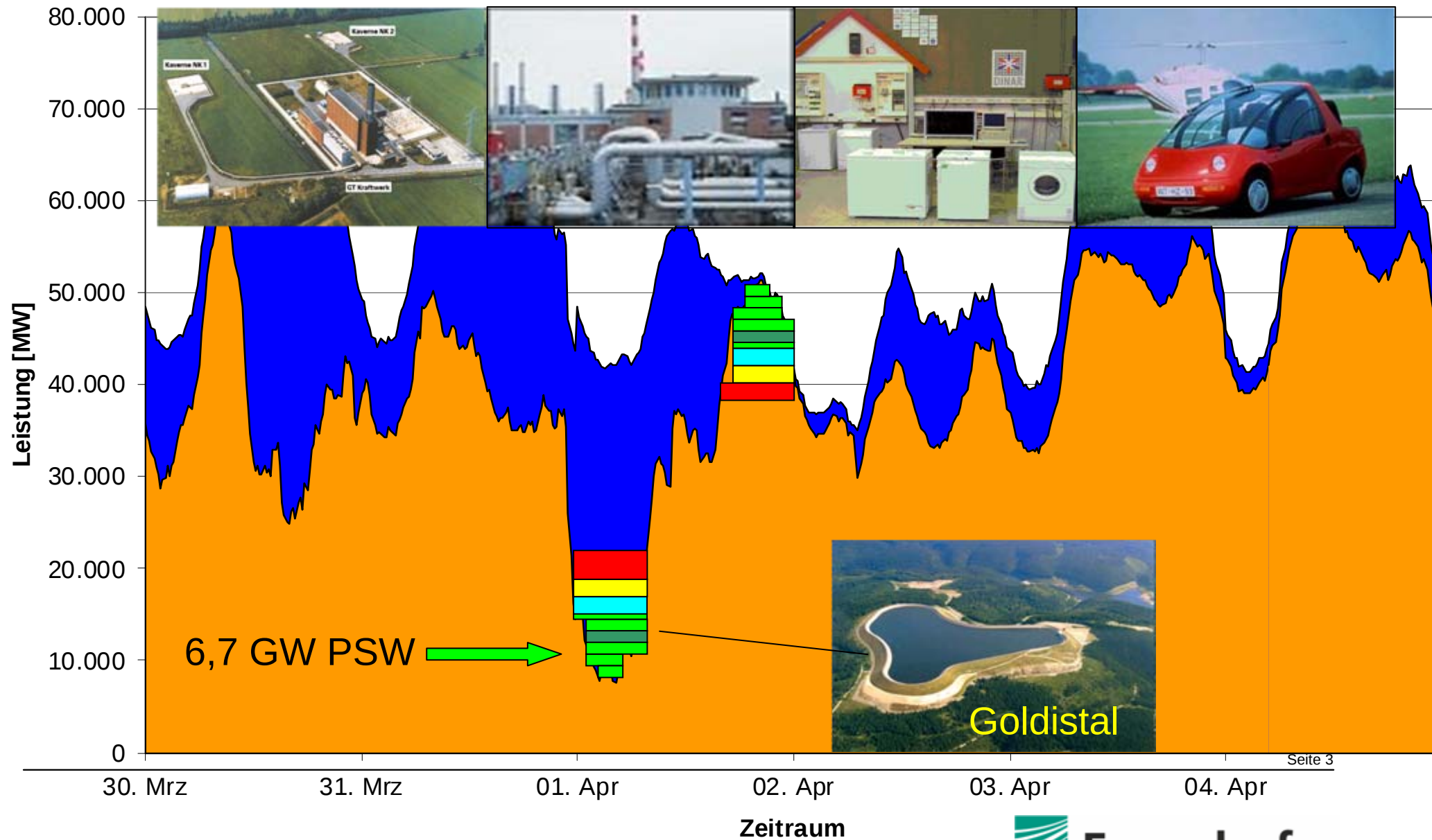
Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik

Langfristiges Ziel: Transformation des Energiesystems



Quelle: Sterner, 2009

Ausschnitt Szenario 2020



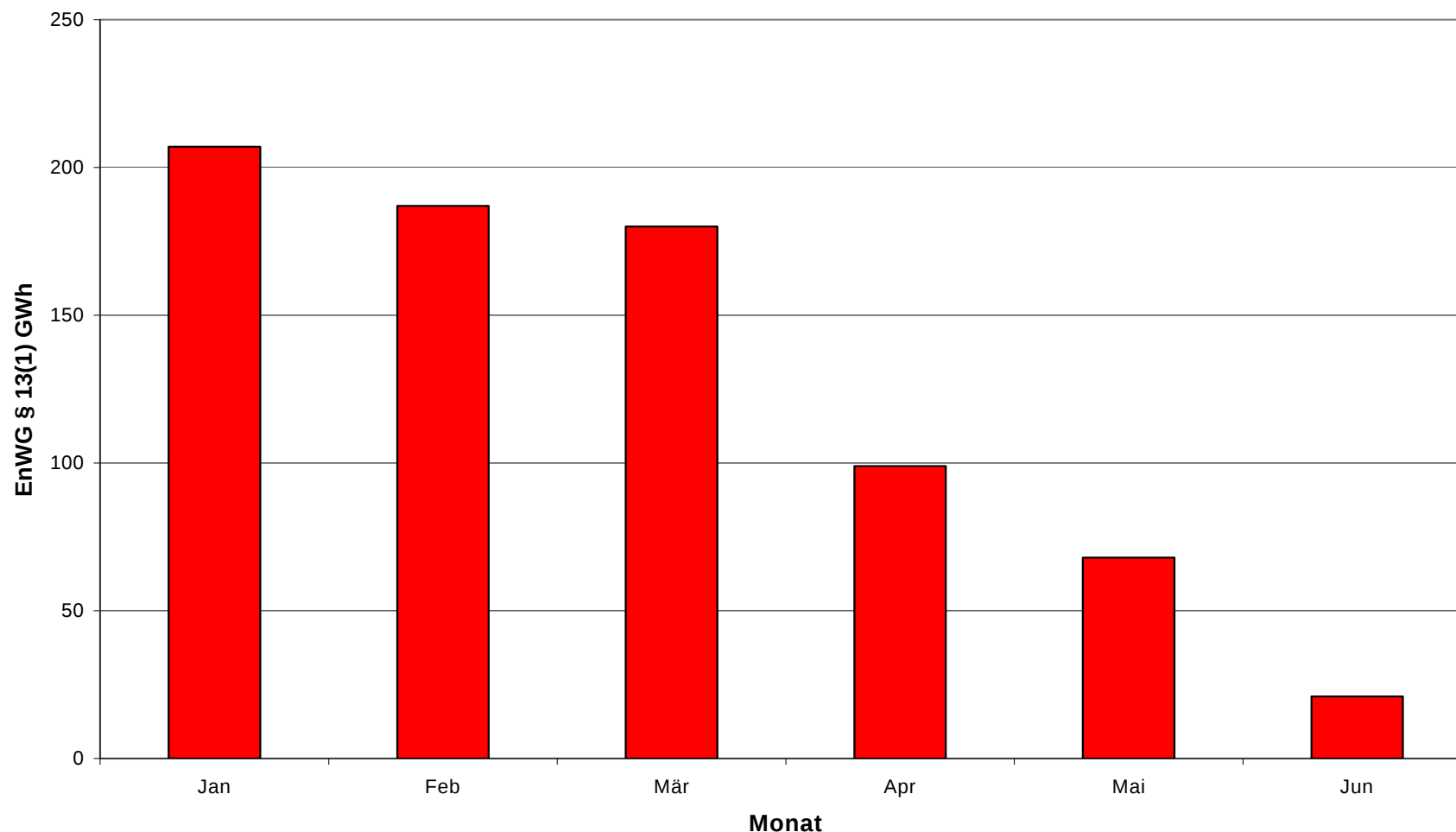
Anzeichen für Handlungsbedarf – Situation Stromnetz

Handlungsmaßnahmen bei kritischen Netzsituationen

- Maßnahmen nach EnWG § 13 (1)
 - Netzschaltungen (Sonderschaltzustand)
 - Sicherheitseingriffe, Redispatch, Countertrading
- Maßnahmen nach EEG § 11
 - Einspeisemanagement Anlagen über 100 kW
- Maßnahmen nach EnWG § 13 (2)
 - Anpassung der Stromeinspeisung, Stromtransite und Stromabnahme

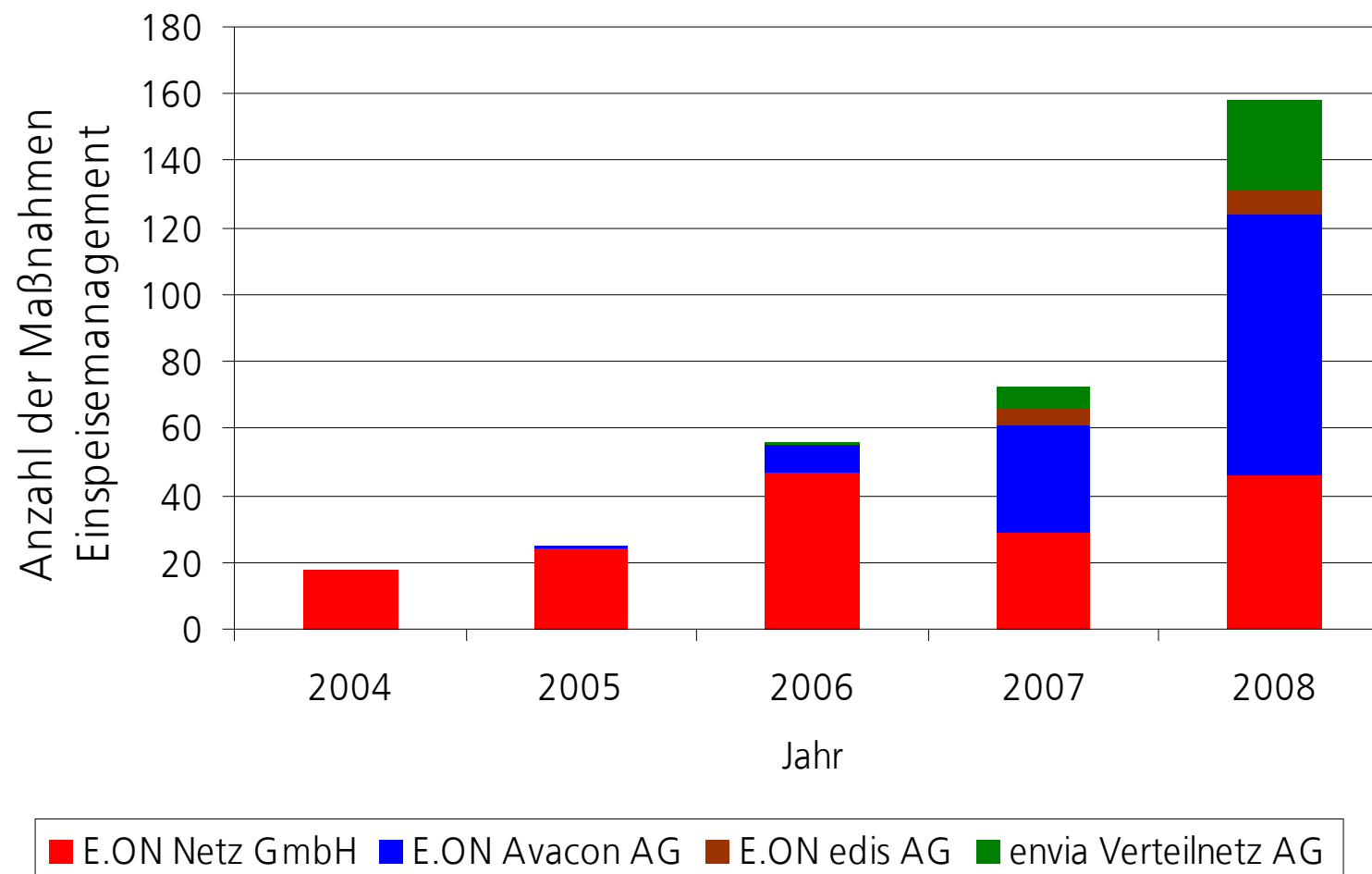
Anzeichen für Handlungsbedarf – Situation Stromnetz

Maßnahmen nach EnWG §13 (1) – Regelzone 50 HzT im Jahr 2010



Anzeichen für Handlungsbedarf – Situation Stromnetz

Maßnahmen nach EEG §11



Anzeichen für Handlungsbedarf – Situation Stromnetz

Maßnahmen nach EnWG §13 (2) – Regelzone 50 HzT (2009, 2010)

- 23.03.2009 Regelzone 50 HzT: Reduktion der EEG-/KWKG-Erzeugung am Verteilnetz um **2000 MW über 3 Stunden**
- 26.12.2009 Regelzone 50 HzT: Reduktion der EEG-/KWKG-Erzeugung am Verteilnetz um **1000 MW über 4 Stunden** und 500 MW über 1 Stunde
 - Negative Regelleistung war jeweils voll ausgenutzt
 - Konventionelle Kraftwerke vor und während dieser Maßnahmen auf „**technische Mindestlast**“ **ca. 4000 MW**
- 30.01.2010 Regelzone 50 HzT (Wemag, E.ON edis): Reduktion um 50 MW über 3 Stunden und um 25 MW über 2 Stunden

Anzeichen für Handlungsbedarf – Situation Strommarkt

- Negative Strompreise durch:
 - Hohe EEG-Einspeisung, vor allem Wind
 - Für unflexible Kraftwerke sind kurzfristige negative Strompreise günstiger als abschalten
 - Sehr geringe Flexibilität der Nachfrage
- Jahr 2009: 71 Stunden mit negative Strompreisen (Auktionshandel day-ahead)
 - Dadurch 2 Tage mit negativen Phelix-Base-Preisen
 - Davon 21 Stunden zwischen -10 und -100 €/MWh
 - Davon 15 Stunden mit Preisen kleiner -100 €/MWh
- Bis Ende 2010: ÜNB kann Strompreis bei „extrem“ negativen Preisen stützen (§ 8 AusglMechAV)

Lösungsansatz regeneratives Kombikraftwerk



Wind	Solar	Biogas	Hydro	Import/ Export
12,6 MW	5,5 MW	4,0 MW	1,0 MW	1,0 MW



Deckung der
Lastkurve
Deutschlands
1/10000
zu jedem Zeitpunkt

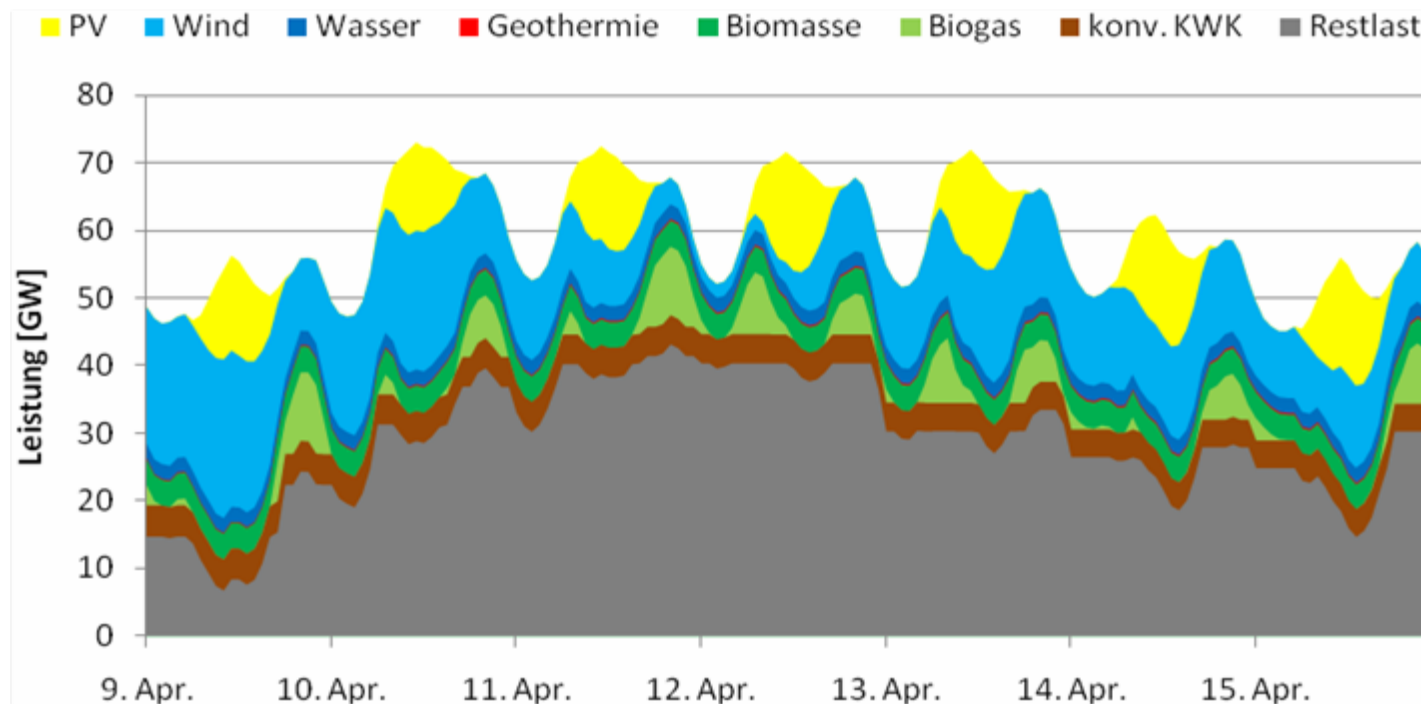
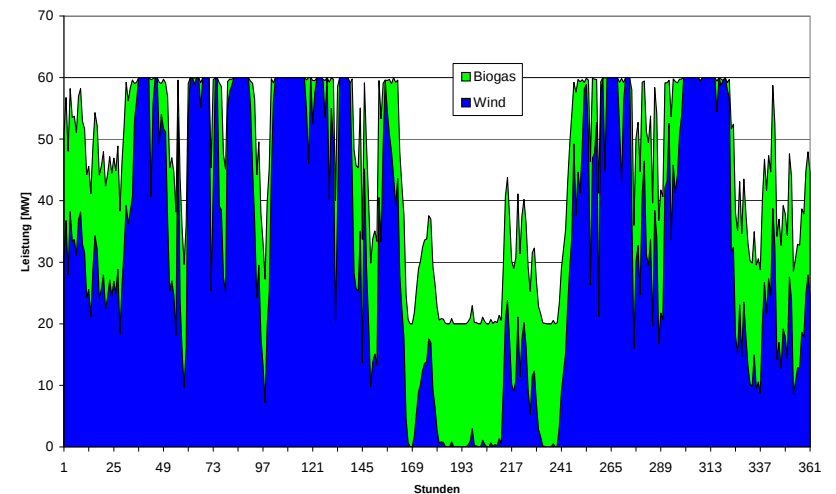
Steuerung realer
Anlagen

Warum Kombikraftwerk?

- Pooling dezentraler Anlagen
 - Reduktion der Transaktionskosten
- Einbindung der EEG-Anlagenbetreiber
 - Innovative Akteure
 - Antrieb zur Transformation des Energiesystems
- Etabliertes Fördersystem EEG nutzen
 - Gesellschaftliche Akzeptanz
 - Bestehende Mechanismen
- Regionale Strukturen nutzen
 - Auswirkungen auf Stromnetze mitberücksichtigen

Technisches Potenzial flexibler Biogasanlagen

- Bedarfsgerechte Einspeisung
- Regelung bei Netzengpässen
- Regelleistung
- Spannungshaltung



Seite 11

Was muss gefördert werden?

- Investition in neue oder bisher nicht genutzte Techniken
 - Stromspeicher
 - Wärmespeicher bei KWK-Anlagen
 - Gasspeicher bei Biogasanlagen
 - Zusätzliche BHKW zur stromgeführten Nutzung der Gas-/Wärmespeicher
- Sachgerechter Einsatz der geförderten Techniken
 - Bedarfsgerechte Einspeisung
 - Regelleistungsvorhaltung
 - Verfügbarkeit beim Management von Netzenspässen

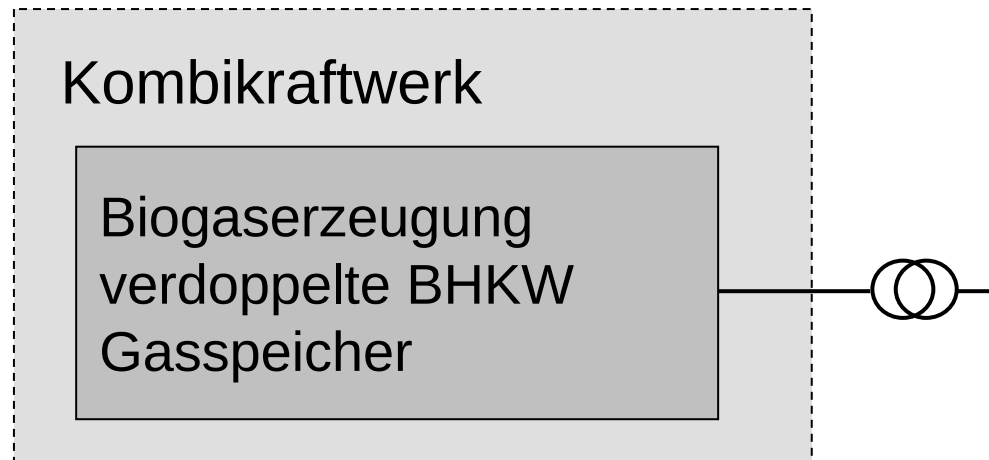
Ziel des Kombikraftwerksbonus

Rechtzeitige Entwicklung und Markteinführung von Techniken zur Flexibilisierung der Erzeugung und deren Nutzung zur bedarfsorientierten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien.

Förderung flexibler Biogasanlagen im K-Bonus

Förderung von Gasspeicher und Verdopplung der BHKW-Leistung bei Biogasanlagen

→ Kombikraftwerk = Biogasanlage + Verdopplung BHKW + Gasspeicher

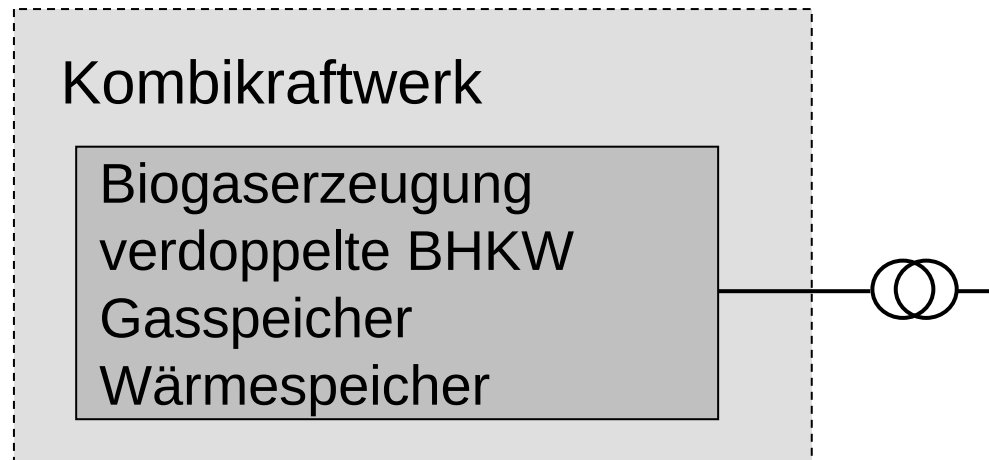




Förderung flexibler Biogas-KWK-Anlagen im K-Bonus

Förderung von Gasspeicher, Wärmespeicher und Verdopplung der BHKW-Leistung bei Biogas-KWK-Anlagen

→ Kombikraftwerk = Biogasanlage + Verdopplung BHKW + Gasspeicher + Wärmespeicher

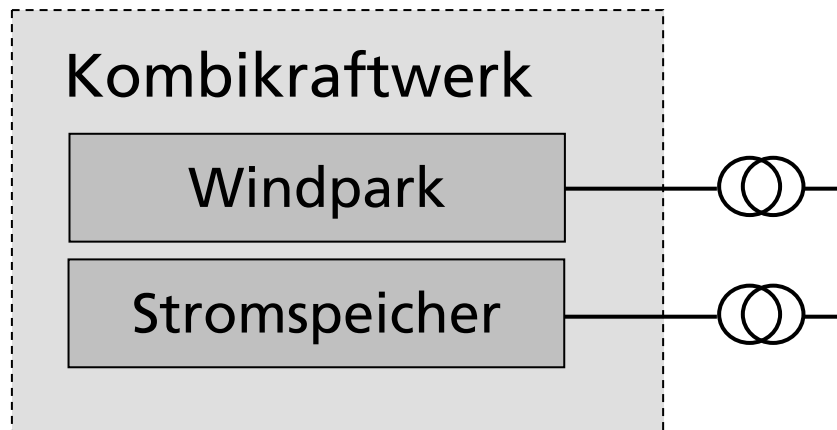




Förderung Stromspeicher im K-Bonus

Förderung von Stromspeicher im Zusammenhang mit Windenergie

→ Kombikraftwerk = Windpark + Stromspeicher



Anreize für flexibles Einspeiseverhalten

	Bedarfsgerechte Einspeisung	Regelleistung vorhalten	Reaktion auf Netzengpässe
Anlage in EEG- Vergütung	EEG-Vergütung mit variablen Preissignal ergänzen → K-Bonus nach Abschlussbericht	Zwingende oder freiwillige pos./neg. Reserve (Arbeitspreis, Leistungspreis für pos. Reserve)	Biomasseabregelung vor Windabregelung (Anreiz über Ausgleichszahlung, nicht planbar)
Anlage in Direktvermarktung	Spotmarkt (variable Strompreise) Endkundenversorger (variables Lastprofil, Optimierung der Beschaffung)	Regelleistungsmarkt (Leistungspreis, Arbeitspreis)	Redispatch, Countertrading (kein planbarer Anreiz, Durchführung Netzbetreiber)

Förderung auf unterschiedlichen Vermarktungswegen

- Förderung bei Direktvermarktung der EEG-Stromerzeugung
 - Vorteil: Anreize für flexibles Einspeiseverhalten bestehen bereits
 - Nachteil: Wirksamkeit der Förderung abhängig von Teilnahme an Direktvermarktung bzw. Einführung einer Vermarktungsprämie
- Förderung bei Vergütung durch Netzbetreiber
 - Vorteil: Berechenbarkeit, sicheres, vertrautes Umfeld (Einspeisung und Vergütung)
 - Nachteil: aufwändige Nachbildung eines bedarfsorientierten Steuerungsanreizes
- Ziel: Förderung auf beiden Vermarktungswegen ermöglichen

Gestaltung der finanziellen Förderung

■ Technikkomponente

- Unabhängig vom Vermarktungsweg
- Fester Investitionszuschuss
- Höhe abhängig von Art und Größe der Technik

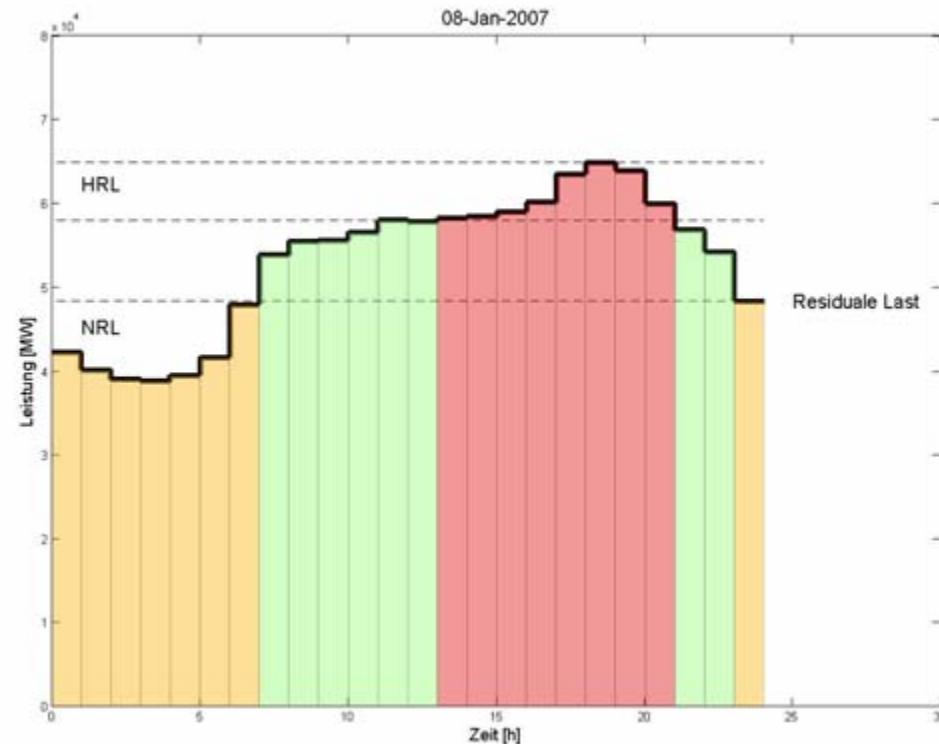
■ Bedarfskomponente

- Zusätzlich für Anlagen mit EEG-Einspeisevergütung
- Anreiz für bedarfsorientierte Einspeisung
- Höhe vergleichbar mit Marktpreisdifferenz

Gestaltung der finanziellen Förderung

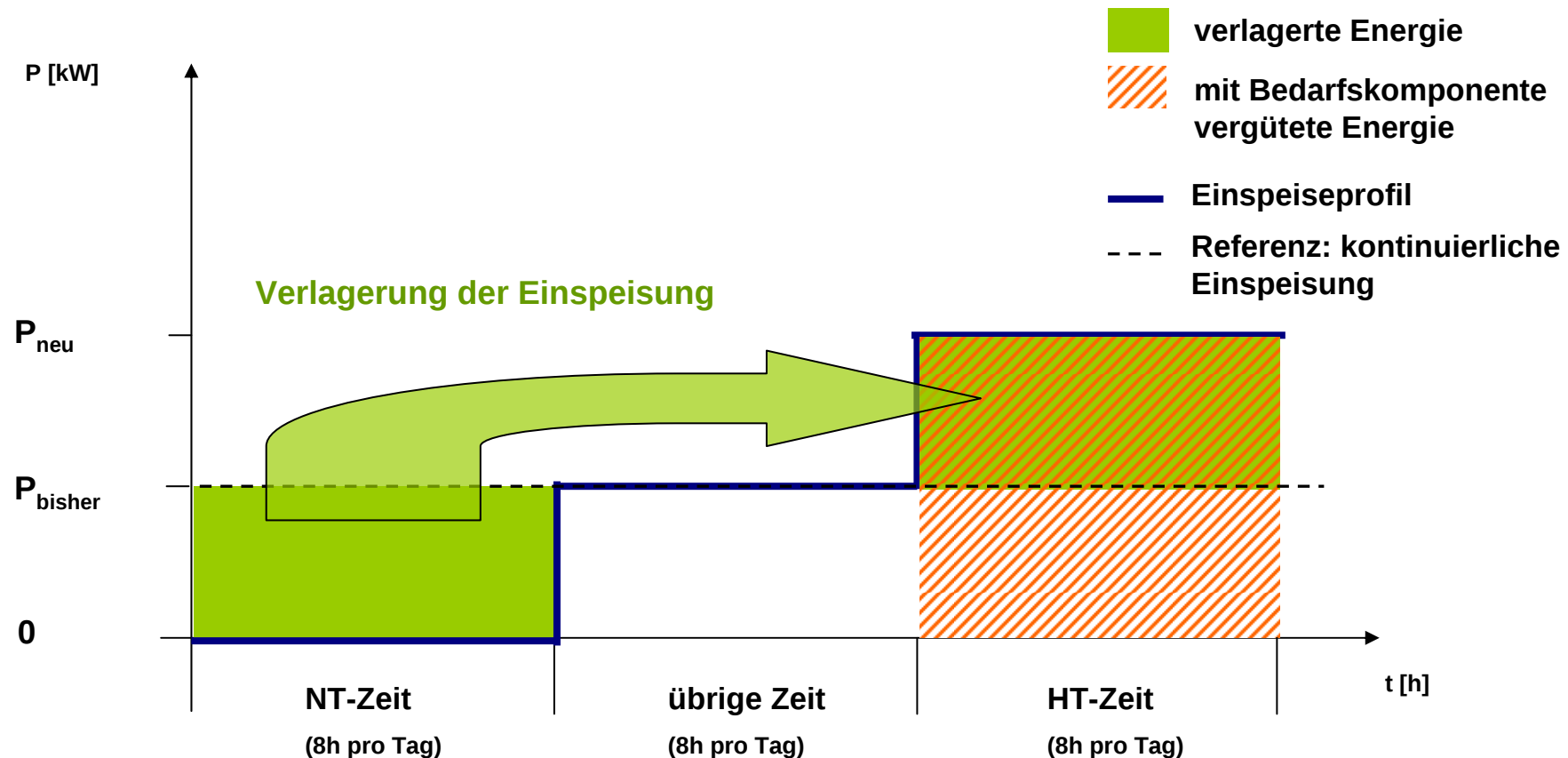
Bedarfskomponente (Vorschlag Abschlussbericht):

- Abhängig von residualer Last $RL = \text{Last} - \text{Prognose (Wind + PV)}$
- 8 h HT (rote Säulen)
- 8 h NT (gelbe Säulen)
- HT: + 2ct/kWh
- NT: - 2ct/kWh
- übrige Stunden 0 ct/kWh



Anreize für flexible Biomasseanlagen

Beispiel für variables Preissignal (K-Bonus):



Förderung von Stromspeichern

- Kritik an einer flächendeckenden Förderung von (dezentralen) Stromspeichern:
 - Umfang des zukünftigen Speicherbedarfs noch ungewiss
 - Bedarf an großtechnischen (zentralen) Speichern
 - Speichertechniken noch nicht im operativen Einsatz erprobt
 - Förderung nicht ausschließlich an Standorten mit schwachen Netzen
 - Hohen Kosten und ineffizient bezüglich Netzentlastung
- Anforderungen für den Einstieg in eine Förderung von Stromspeichern:
 - Gezielte Förderung für ausgewählte Standorte
 - Demonstrationsprojekte mit wissenschaftlichen und politischen Monitoring

Förderung von Stromspeichern

- Ausschreibungen – ein vorsichtiger Einstieg in die Förderung von Stromspeichern
 - Individuelle ökonomische Entscheidung: Netzausbau oder Speicher
 - Speicherauslegung für wirksame Netzentlastung
 - Mehrere Quellen zur Finanzierung verfügbar machen
 - Markterlöse, eingesparte Netzausbaukosten
- Einbindung der Netzbetreiber bei Speicherauslegung
- Ersatz für Netzausbaupflicht und Verzicht auf Entschädigung (§ 12 EEG)
- Einbindung der EEG-Anlagenbetreiber in operativen Speicherbetrieb
- Einbindung der Industrie und Wissenschaft für Monitoring/Weiterentwicklung
- Kontrolle der eingesetzten Mittel durch öffentliche Organe (Bundesregierung, BNetzA, ...), da Sozialisierung der Kosten

Vielen Dank
für Ihre Aufmerksamkeit