
Simulation des UCTE-Netzes mit fluktuierenden Dargeboten

Arbeitskreis Energie der DPG, Bad Honnef (Rhein), 17. Oktober 2003

T. Haase, H. Weber, Universität Rostock

T. Hamacher, IPP Garching



UNIVERSITÄT ROSTOCK



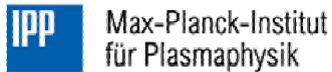
Einleitung

1. Vorstellung des Forschungsprojektes Universität Rostock – IPP Garching
2. Stand und Entwicklung der Windenergienutzung in Deutschland
 - 2.1 *Entwicklung der Windenergie Erzeugung in Deutschland von heute bis 2030*
 - 2.2 *Wind Bedingungen in Deutschland sowie an den Küsten von Nord- und Ostsee*
3. Simulation des UCTE Netzes mit der Software DlgSILENT PowerFactory
 - 3.1 *Das UCTE-Netz-Modell*
 - 3.2 *Verifizierung des UCTE-Netz-Modells*
4. Einfluss von großen Offshore Windparks auf das UCTE-Netz
 - 4.1 *Lastfluss Untersuchungen: Fehlende Transportkapazitäten*
 - 4.2 *Untersuchung des Regelverhaltens des Netzes*
5. Kosten des Ausbaus der Windenergie in Deutschland
 - 5.1 *Vereinfachtes Modell des deutschen und UCTE-Netzes*
 - 5.2 *Ökonomische Betrachtungen*



Einleitung

Machbarkeitsstudien zur Energieversorgung in Europa bis 2100 Einbeziehung regenerativer Energiequellen wie Wind- und Solarenergie, Brennstoffzellen und Kernfusion



IPP Garching
Dr. Thomas Hamacher



Universität Rostock
Prof. Dr. Harald Weber
Dipl.-Ing. Torsten Haase



Problemstellung

- Zunehmende Ablösung der fossilen Energieträger und der Kernenergie
- Innovative Energieerzeugungssysteme wie Wind- und Solarenergie, Brennstoffzellen, sowie ab 2050 Kernfusion gewinnen zunehmend an Bedeutung
- **Ökologischer Vorteil** der „neuen“ Energieerzeugungssysteme: fast keine CO₂ Emissionen
- **Technischer Nachteil** der „neuen“ Energieerzeugungssysteme : Verfügbarkeit und Regelfähigkeit kann nicht wie bei herkömmlichen fossilen Energieerzeugungssystemen gewährleistet werden, d.h. Energieerzeugung nur nach momentanem Angebot (Wind, Sonne)
d.h. keine Teilnahme an der Netzregelung ohne Speicher möglich

Forderungen an das „neue Energieerzeugungssystem“:

- mengenmäßiger Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch muss jederzeit gewährleistet sein
- Netzleistungszahl von ca. 20.000 MW/Hz soll bei 3.000 MW Ausfall eine dynamische und statische Frequenzabweichung von +/- 800 mHz bzw. +/- 150 mHz gewährleisten
- Primärregelleistung sollte gleichmäßig im Netz verteilt sein, um unbeherrschbare Lastflusszustände (spannungs- und blindleistungsmäßig) zu vermeiden
- Sekundärregelleistung muss so zur Verfügung stehen, dass jeder ÜNB in seiner Regelzone den Area Control Error (ACE) innerhalb von 15 min ausregeln kann



Zielstellung

Untersuchung des Netzführungs- und Regelverhaltens sowie der Wirkungsweise und Wirtschaftlichkeit des „neuen“ innovativen Energieerzeugungssystem anhand eines detaillierten Modells des europäischen Verbundnetzes UCTE

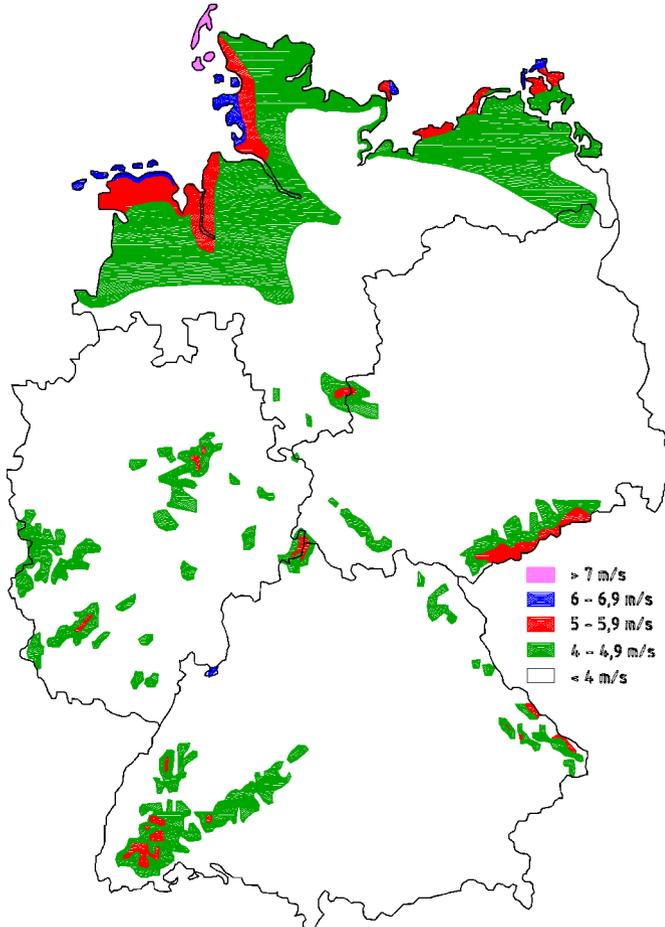


Ab welcher Ablösungsstufe von herkömmlichen hinzu regenerativen Energieträgern gibt es kritische Zustände im Netz, d.h. wie viel regenerative Energieerzeugungssysteme kann das Netz vertragen?

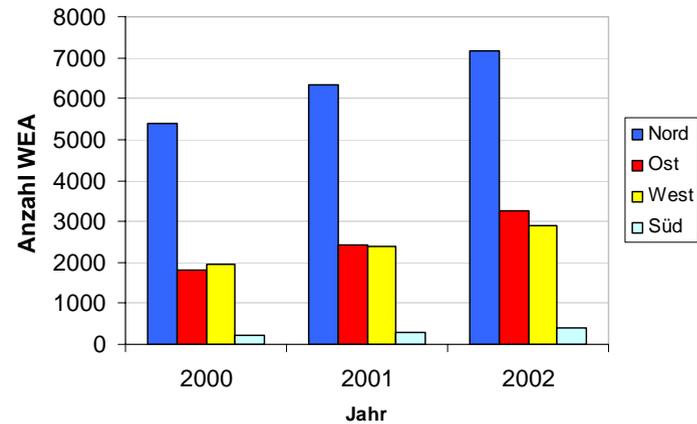
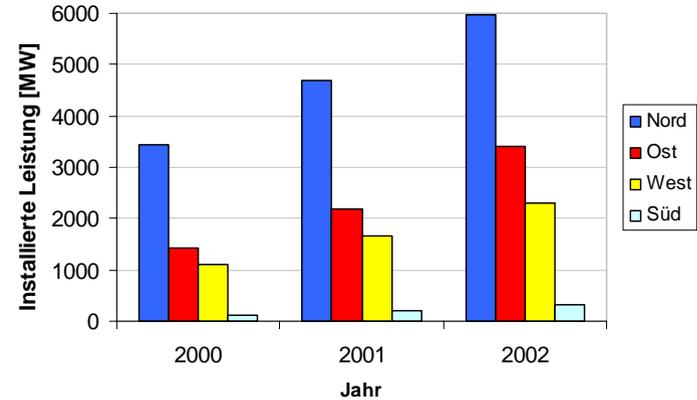
Was kostet der aufgrund der fluktuierenden Einspeisung notwendige Ausbau des Kraftwerkparks sowie der Leistungskapazitäten?



Winddargebot und Stand der Onshore-Installation in Deutschland



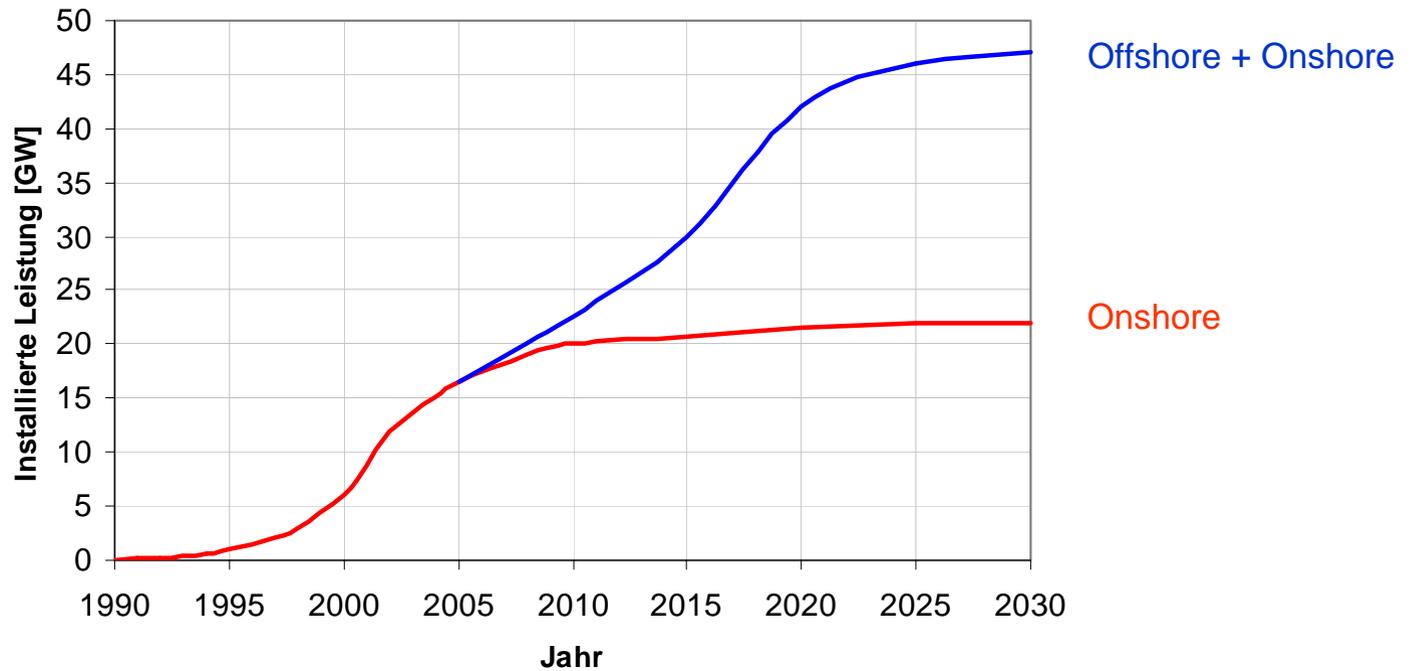
Quelle: Institut für Solare Energieversorgungstechnik, Kassel



Quelle: Deutsches Windenergie-Institut GmbH, Wilhelmshaven



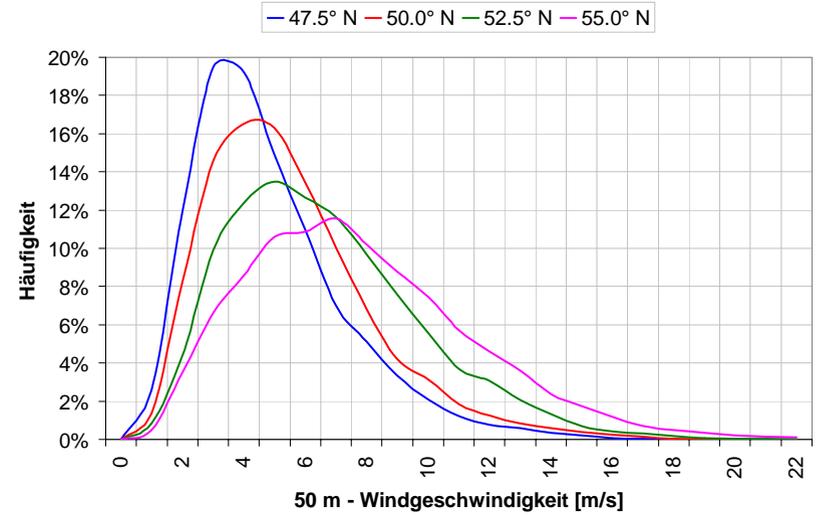
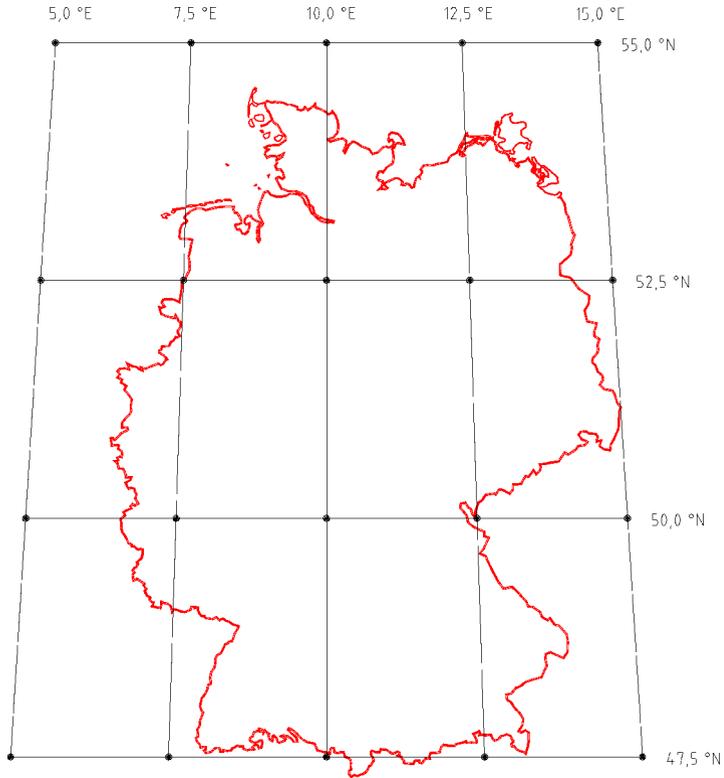
Prognostizierte Entwicklung der Windenergie in Deutschland



Quelle: Deutsches Windenergie-Institut GmbH, Wilhelmshaven



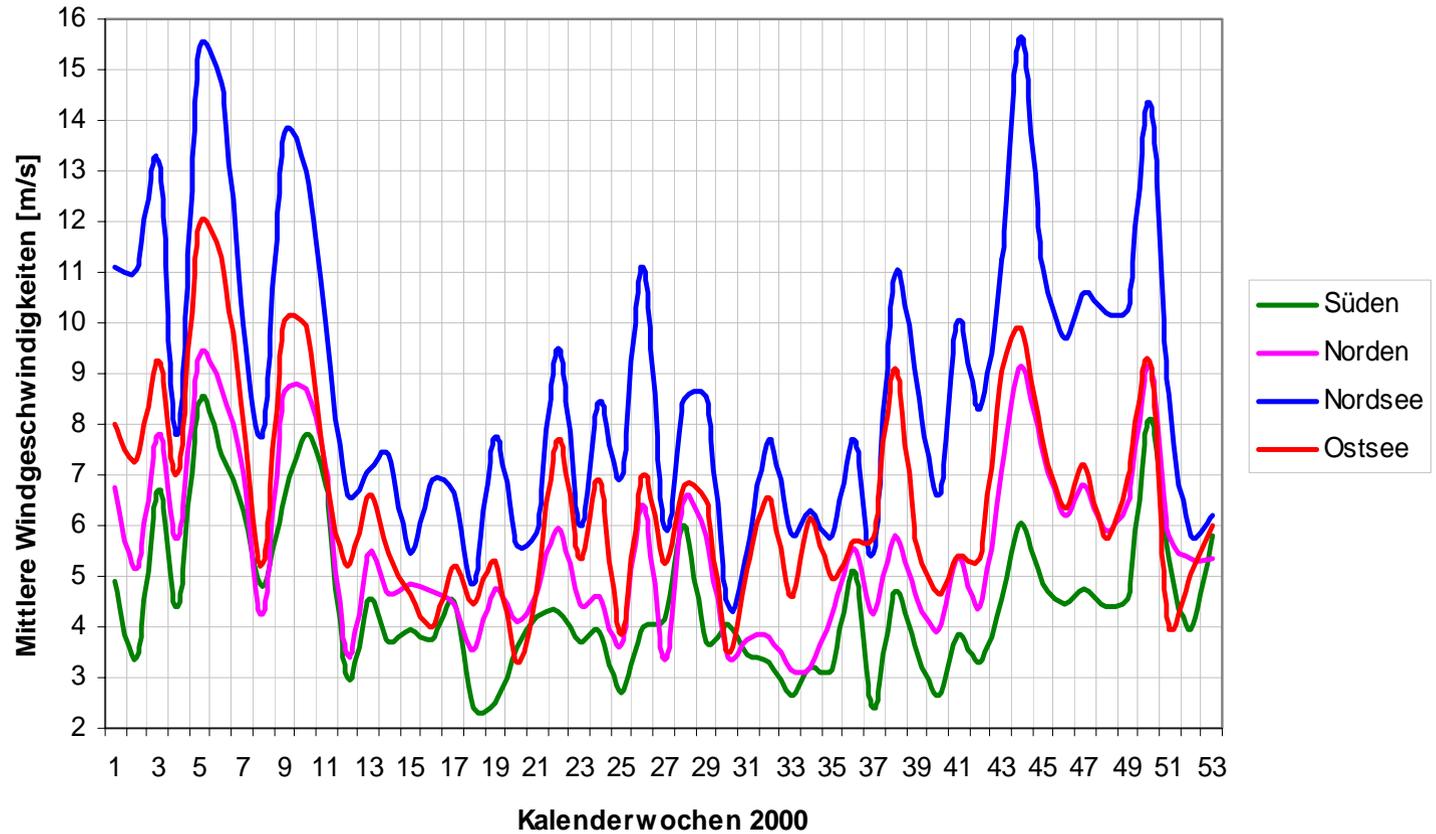
Windmodell



Quelle: World Wind Atlas, Sander + Partner GmbH, Schweiz



Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeiten an verschiedenen Standorten





Beispiel eines Offshore-Windparks

Offshore Windpark **Kriegers Flak**; Installierte Leistung: **350 MW**; Investitionsvolumen **750 Mio €**

Prinzip: Doppelt gespeiste Asynchronmaschine mit Pitch

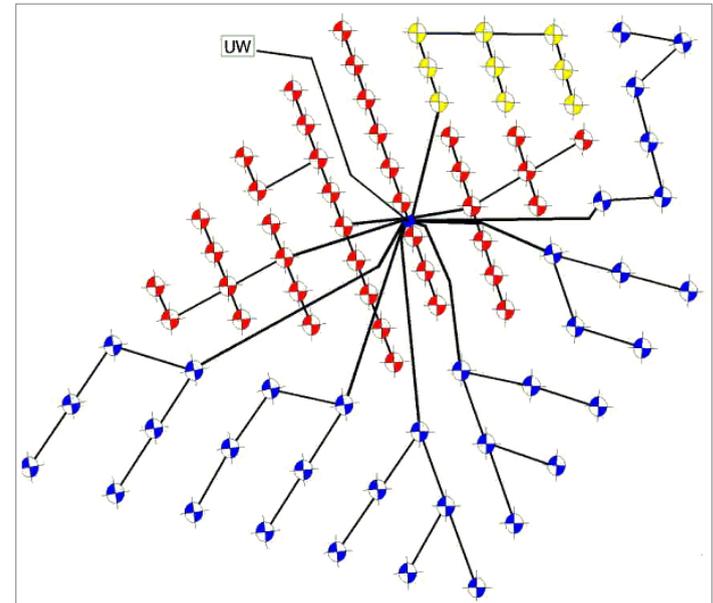
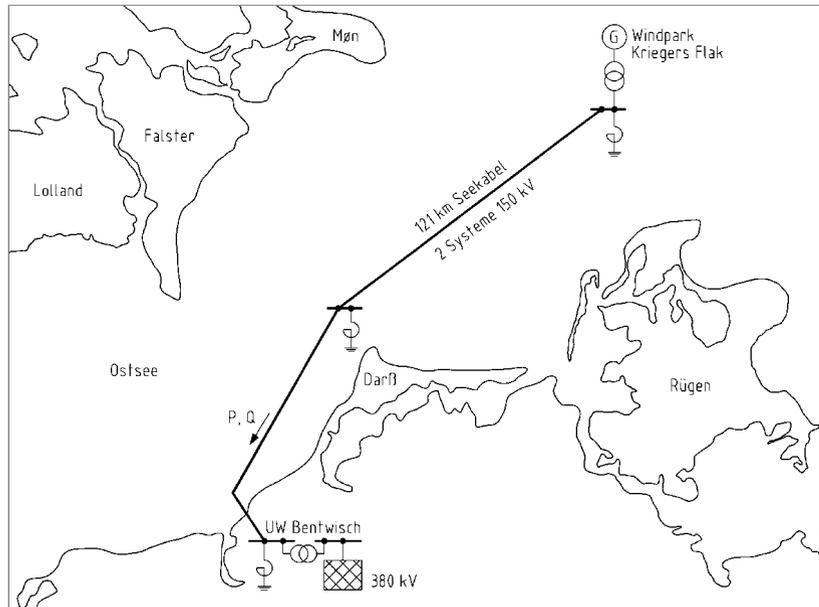
Park Spannung: 30-kV-AC

Netz Anbindung: 2x150-kV-AC-Kabel (121 km)

40 WEA a **3 MW – 3,5 MW**

35 WEA a **5 MW**

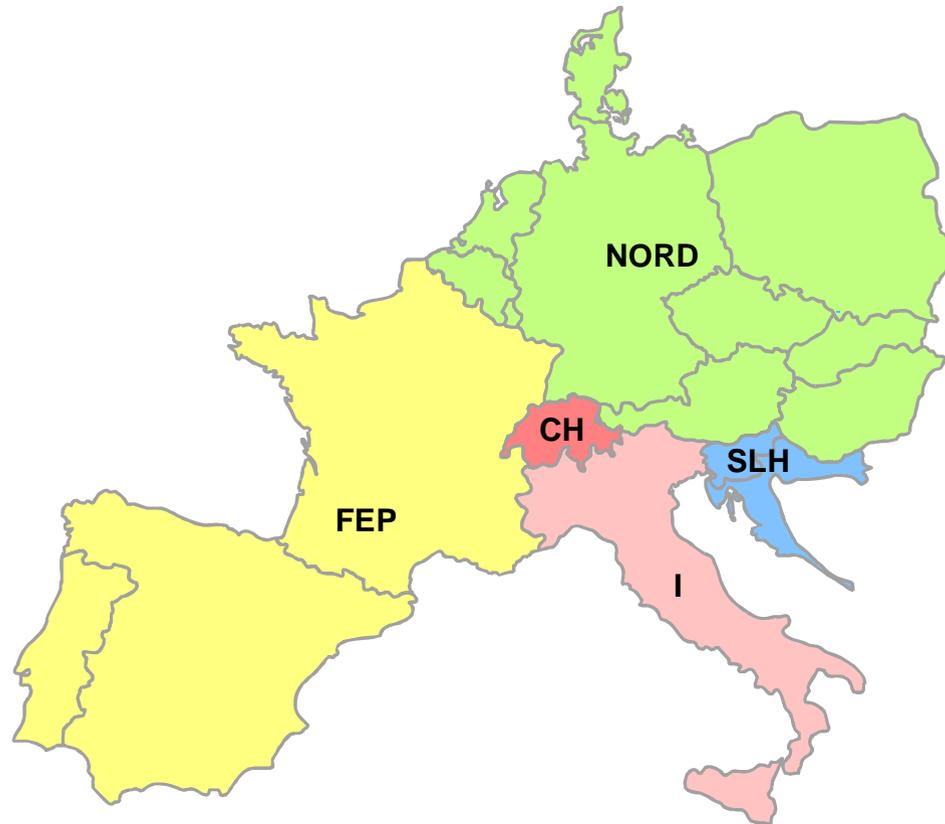
zusätzlich 9 WEA a **3,5 MW – 5 MW**



Quelle: Wind-Projekt GmbH, Börgerende (bei Rostock)



Abrechnungsblöcke im UCTE- Netz



Quelle: ETRANS, Schweiz



Vereinfachtes Modell der Sekundärregelung

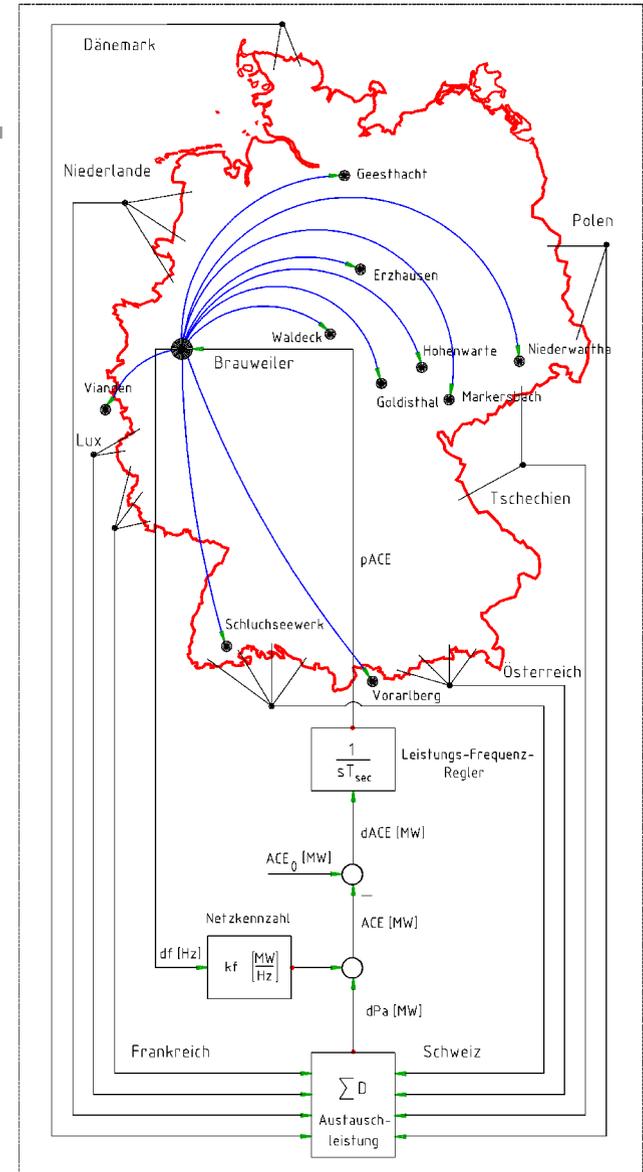
Annahme:

Vier deutsche Regelzonen verschmelzen zu einer Regelzone „Deutschland“

Vergleichmäßigung und Erhöhung der Verfügbarkeit der Sekundärregelleistung



Quelle: Verband der Netzbetreiber, Berlin





Modularer Aufbau eines Kraftwerkmodells in DigSILENT PowerFactory

u_G - Generator Spannung

p_G - Generator Wirkleistung

n_G - Generator Drehzahl

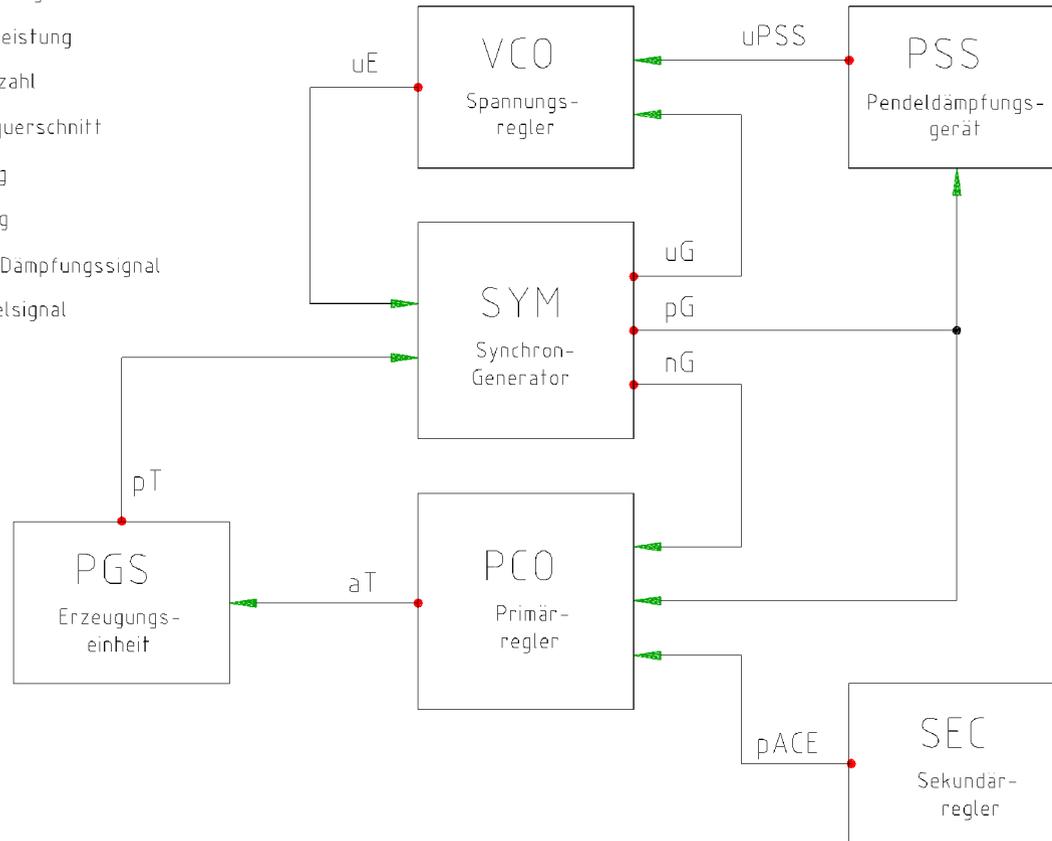
a_T - Ventilöffnungsquerschnitt

p_T - Turbinenleistung

u_E - Erregerspannung

u_{PSS} - zusätzliches Dämpfungssignal

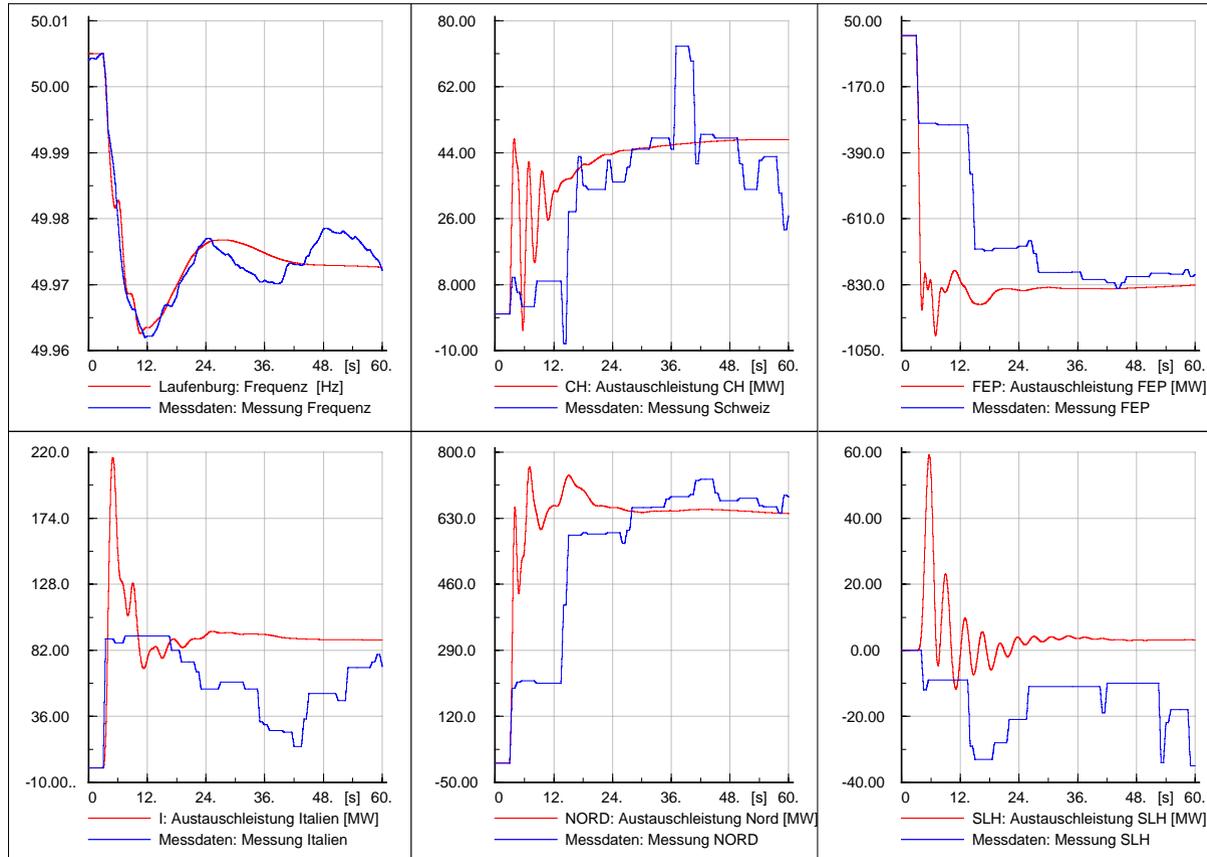
p_{ACE} - Sekundärregelsignal





Verifizierung des UCTE-Netzmodells anhand einer Messung

Ausfall KKW Paluel I, Frankreich, 1.300 MW, 2. April 2003, 9:12 MEZ



Quelle der Messdaten: ETRANS, Schweiz



Wieviel Leistung aus Offshore-WEA würde **heute** durch das deutsche Netz passen ?

Einspeisung von 7 GW

Offshore Wind Leistung

5/6 Nordseeküste

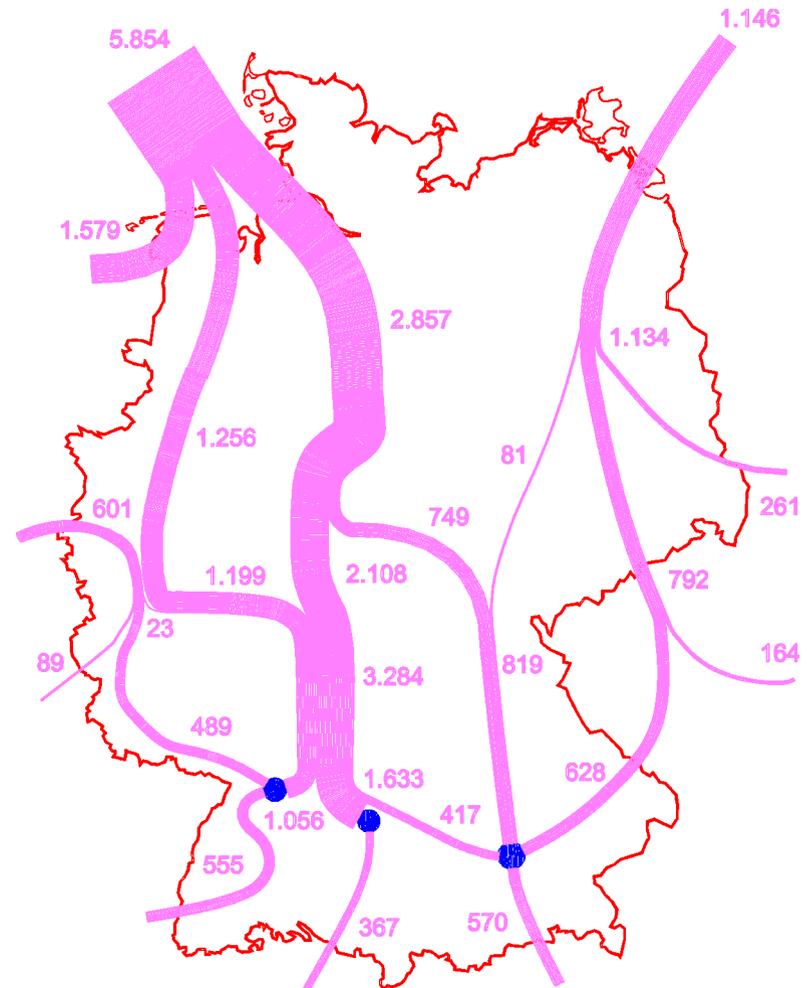
1/6 Ostseeküste

Substituierung von 6.5 GW aus

KKW (Phillipsburg, Neckarwestheim, Isar I und II) in Süddeutschland

Ergebnisse

- **zusätzliche** Verschiebung des Lastflusses in Nord-Süd-Richtung
- 500 MW **zusätzliche** Verluste
- **weitere** Engpässe in den Übertragungsleitungen





Veränderung des Lastflusses in Europa nach 7 GW Windeinspeisung in Norddeutschland

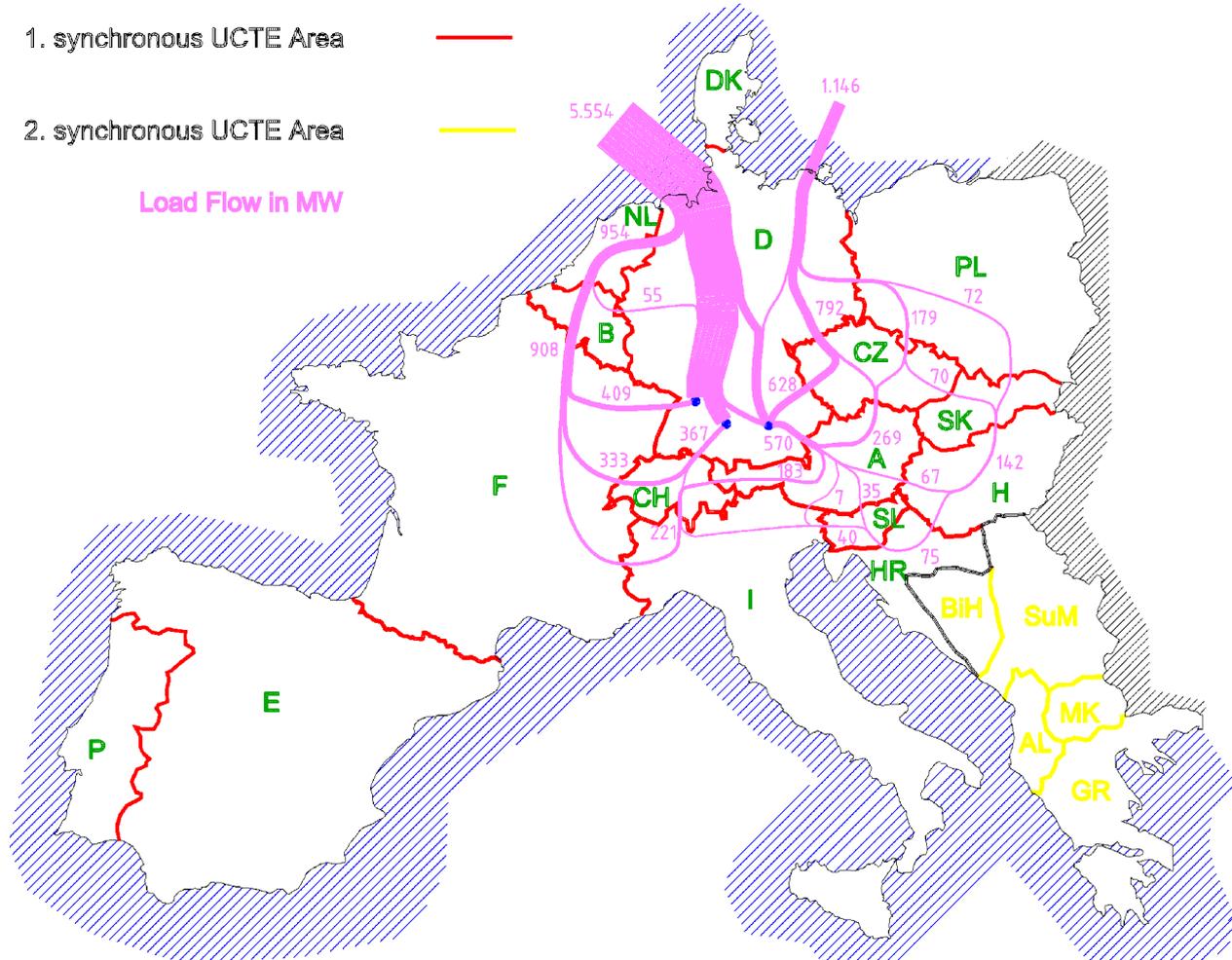
1. synchronous UCTE Area



2. synchronous UCTE Area



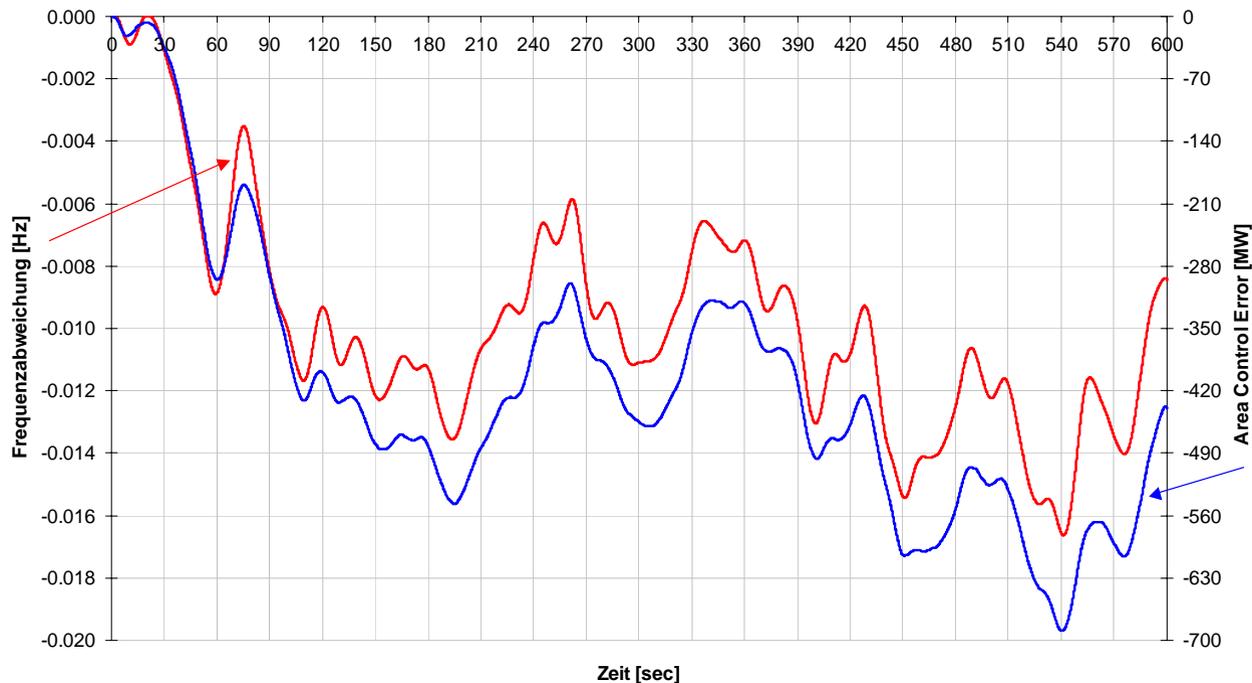
Load Flow in MW





Regelverhalten im Starklastfall

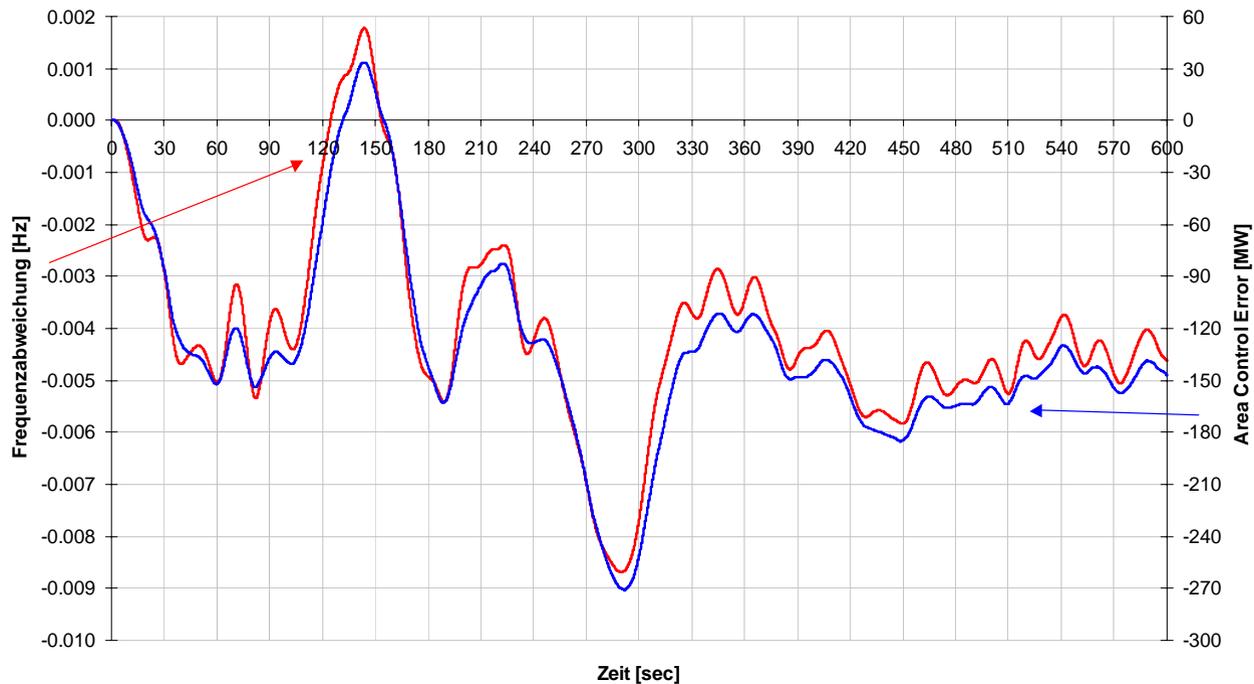
- Annahme:** mittlere Windgeschwindigkeit in der Nordsee von 11.5 m/s und Ostsee von 8.5 m/s
Änderung der Windgeschwindigkeit von 15 % in 10 Minuten
Primärregelleistung > 3.000 MW, Sekundärregelleistung ca. 8.000 MW
Verringerung der Einspeisung von 4.350 MW bei 21.5 GW Installierter Leistung





Regelverhalten im Schwachlastfall

- Annahme:** mittlere Windgeschwindigkeit in der Nordsee von 6.2 m/s und Ostsee von 5.6 m/s
Änderung der Windgeschwindigkeit von 15 % in 10 Minuten
Primärregelleistung > 3.000 MW, Sekundärregelleistung ca. 8.000 MW
Verringerung der Einspeisung von 1.215 MW bei 21.5 GW Installierter Leistung

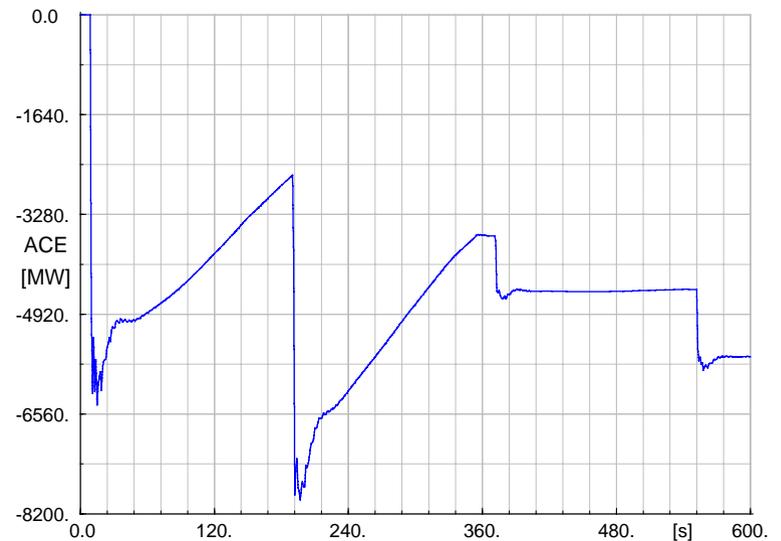
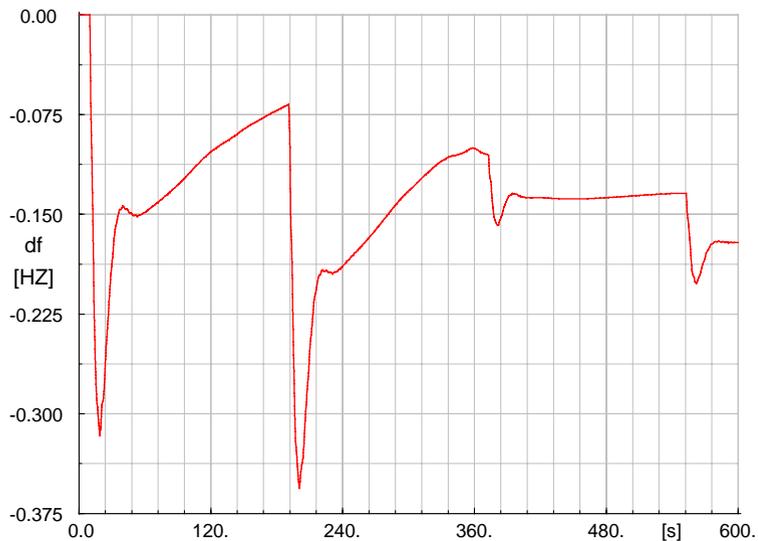




Regelverhalten bei Abschaltung von Offshore-Windparks

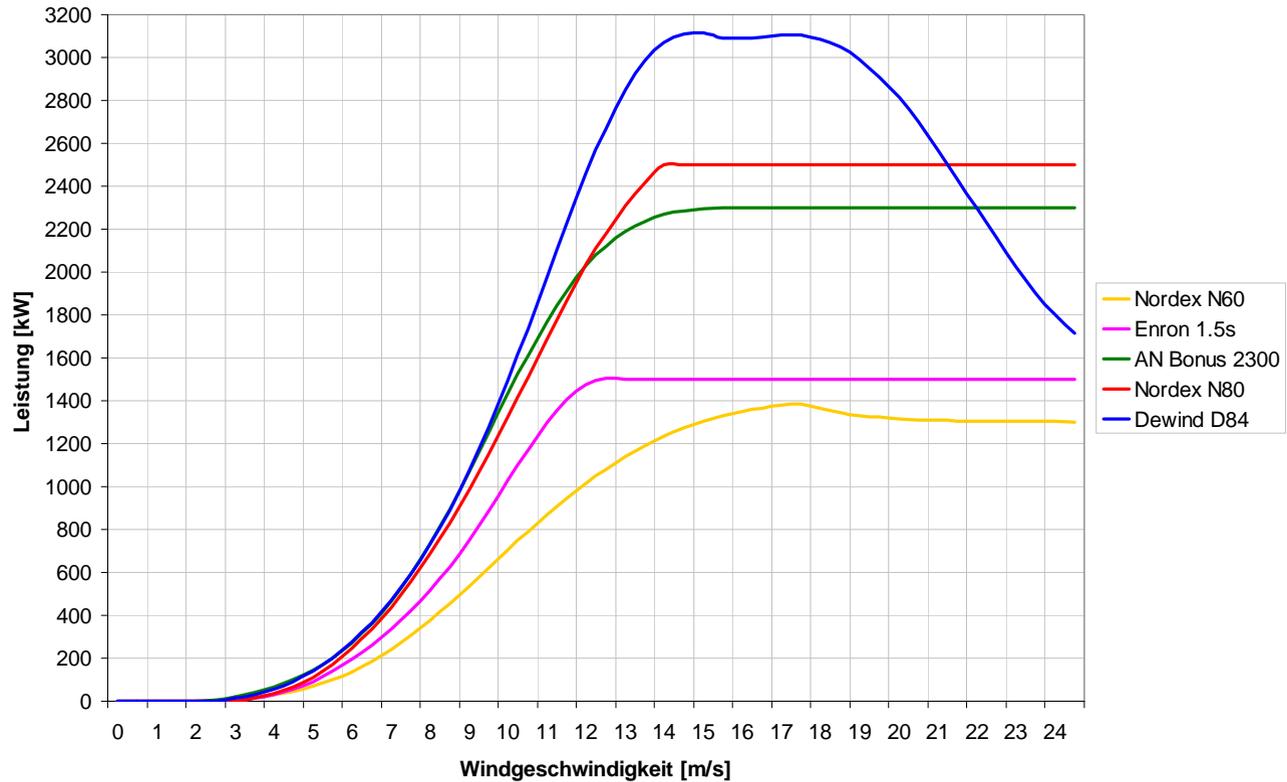
Annahme: mittlere Windgeschwindigkeit in der Nordsee von 11.5 m/s und Ostsee von 8.5 m/s
Primärregelleistung > 3.000 MW, Sekundärregelleistung ca. 8.000 MW
Abschaltung aller Windparks in vier Schritten aufgrund von Sturm (ca. 14 GW)

Ergebnisse: starker Frequenzeinbruch, starke Lastflussverschiebungen
nicht genug Sekundärregelleistung wäre verfügbar
Versorgungszuverlässigkeit wäre nicht gewährleistet



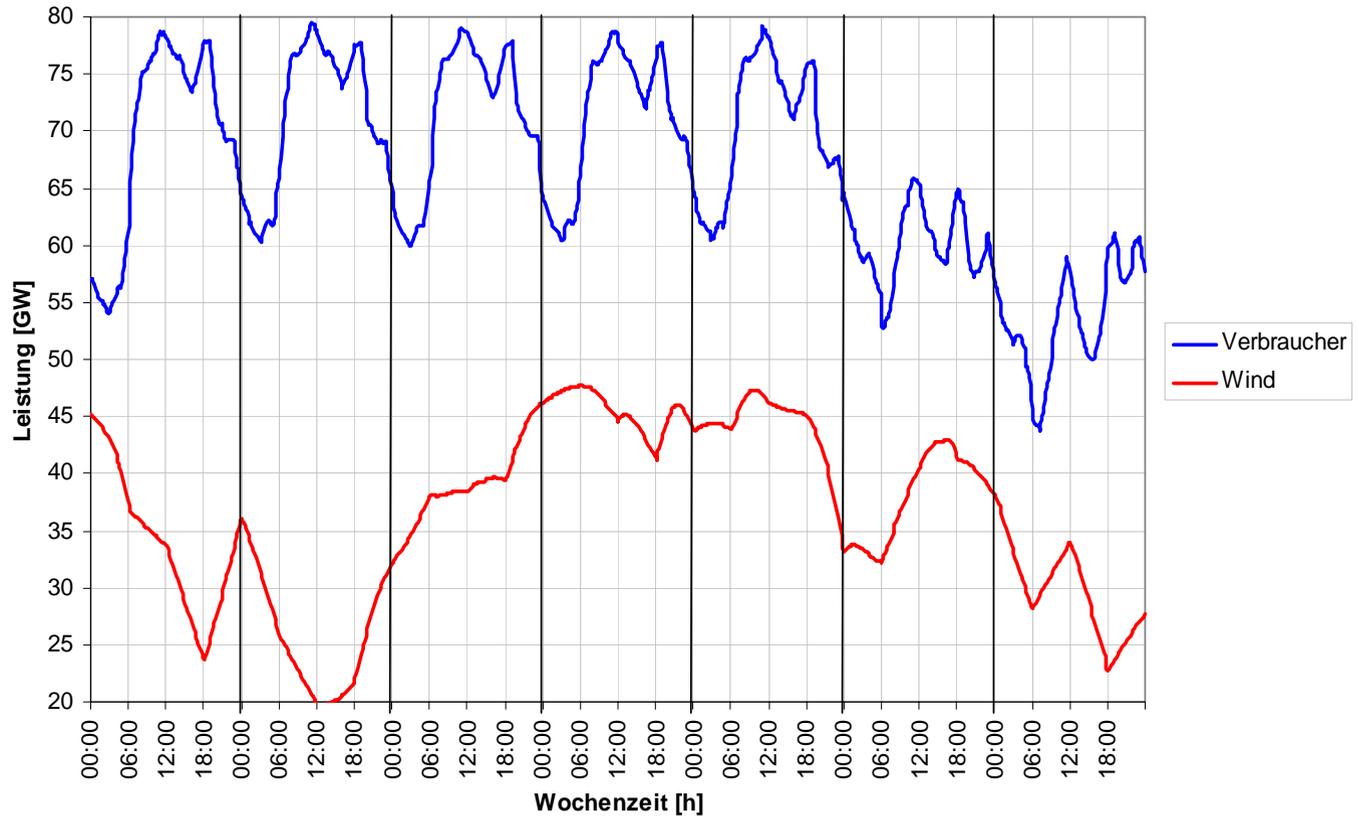


Leistungskennlinien ausgewählter Anlagen



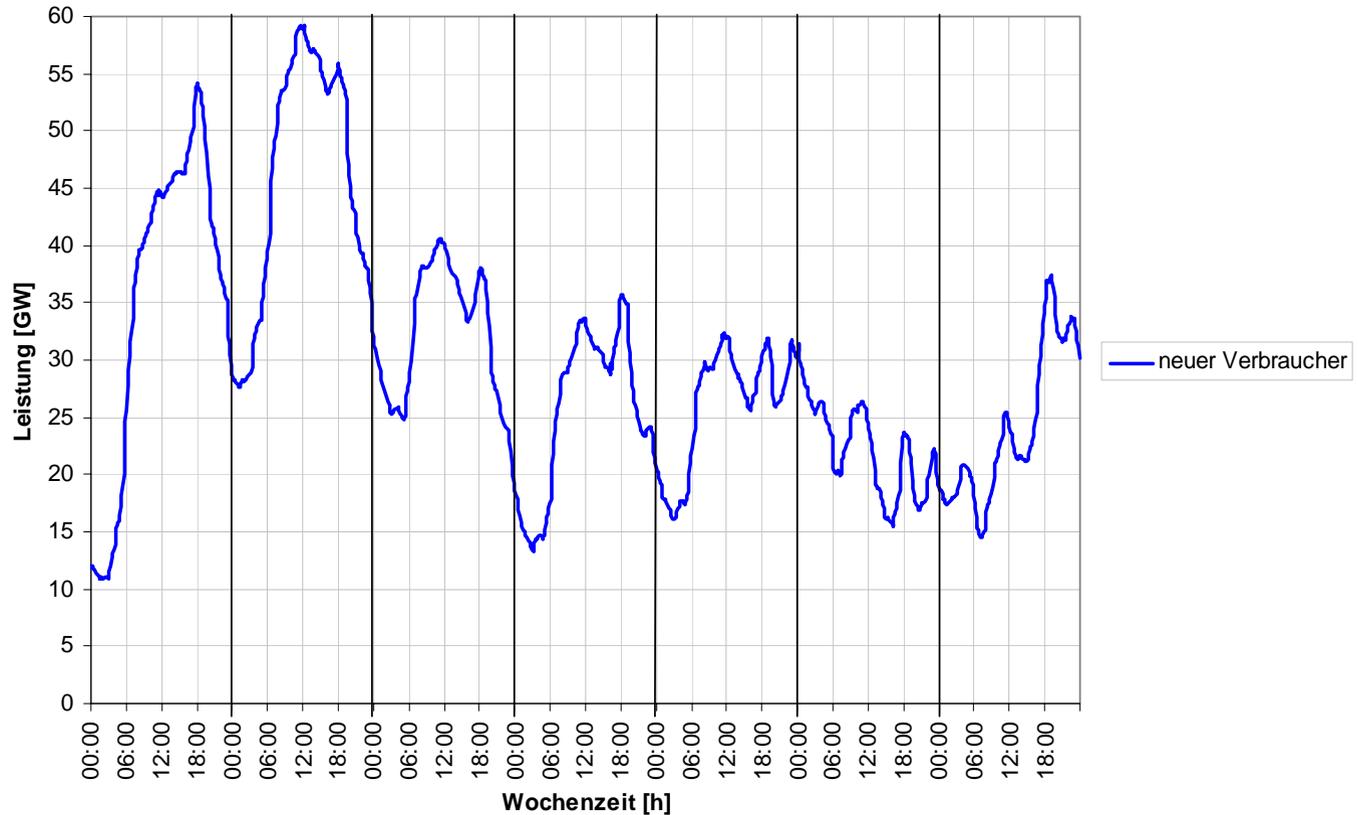


Simulierte Wochengänge für Verbraucher- und Windleistung





Simulierte Wochengänge für Verbraucher- und Windleistung



Ergebnis: wesentlich weniger Grundlast, dafür umso mehr Spitzenlast
Regelenergiekosten steigen