

# Verbesserungsbedarf im EEG und ein neues Marktmodell für ein FEE-dominiertes Stromversorgungssystem

Philippe Welter (Herausgeber)  
PHOTON – das Solarstrom-Magazin

Vortrag Agora Energiewende  
13. Februar 2013

# Forderungen an die FEE

- Bereitstellung von Blindstrom
- Bereitstellung von Kurzschlussstrom\*
- Durchfahren von Kurzschlüssen
- Negative Regelleistung bei Überfrequenz
- Positive Regelleistung bei Unterfrequenz\*
- Aufrechterhaltung der Phasenwinkel

\*Bereitstellung nur in Verbindung mit Speichern

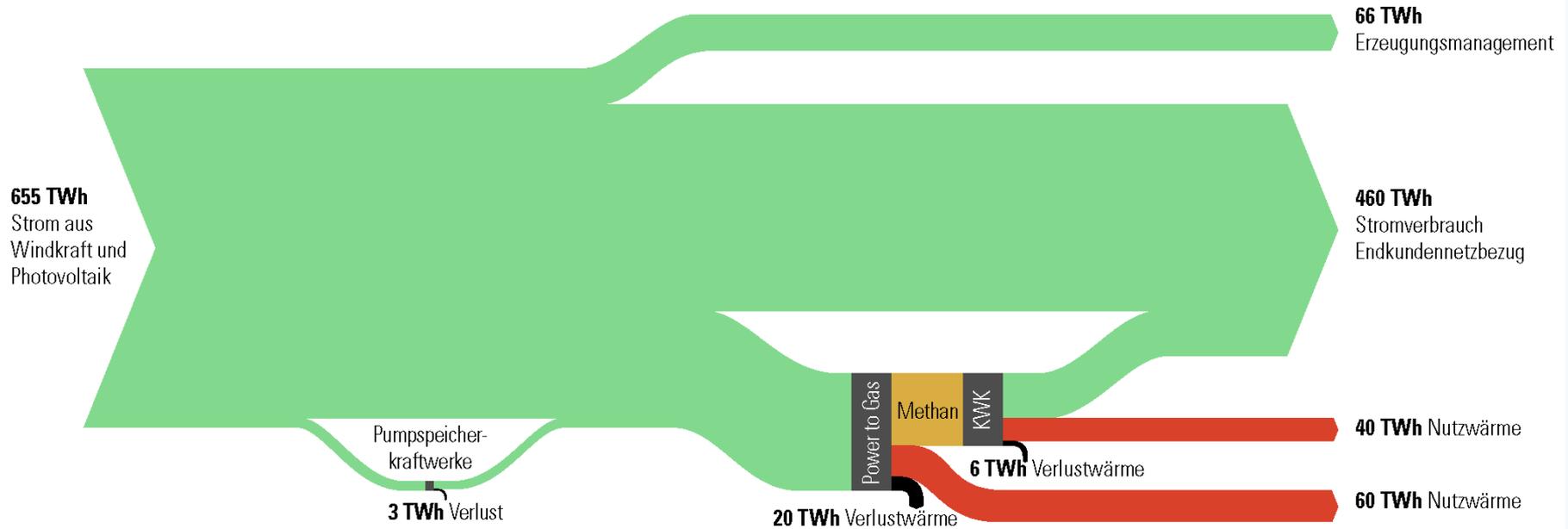
# Effizienzsteigerung PV im EEG

- **Standortbezogene Vergütung**  
Im Süden Deutschlands ca. 30% weniger als im Norden bei gleicher Rentabilität
- **Ausnutzung der Lebensdauer**  
30 Jahre Vergütungsdauer statt 20 reduziert die notwendige Vergütung um gut 12%
- **Reduktion der Spitzeneinspeisung**  
Malus für Südanlagen (+/- 30°) von 10%
- **Ewigkeitsvergütung**  
Abgeschriebene Anlagen haben Stromgestehungskosten nahe Null. Eine geringe (z.B. 3 ct / kWh) aber unbefristete Vergütung hebt diese Potenzial

# Marktmodell e-pool

- Prämisse: Stromversorgung = Infrastruktur
- e-pool kauft FEE-Strom wie im EEG zu festen Einspeisetarifen
- e-pool bildet Abgabepreiskurve auf Basis einer Funktion der momentan angebotenen FEE-Leistung und der ggf. notwendigen Speicherentnahme
- Hohe Preisdynamik bis zum Endkunden sichert hohen DSM-Einsatz und möglichst hohen Direktverbrauch

# Integration Strom – Gas - Wärme



Quelle: PHOTON Research (2012)

# e-pool PriceSim 2020

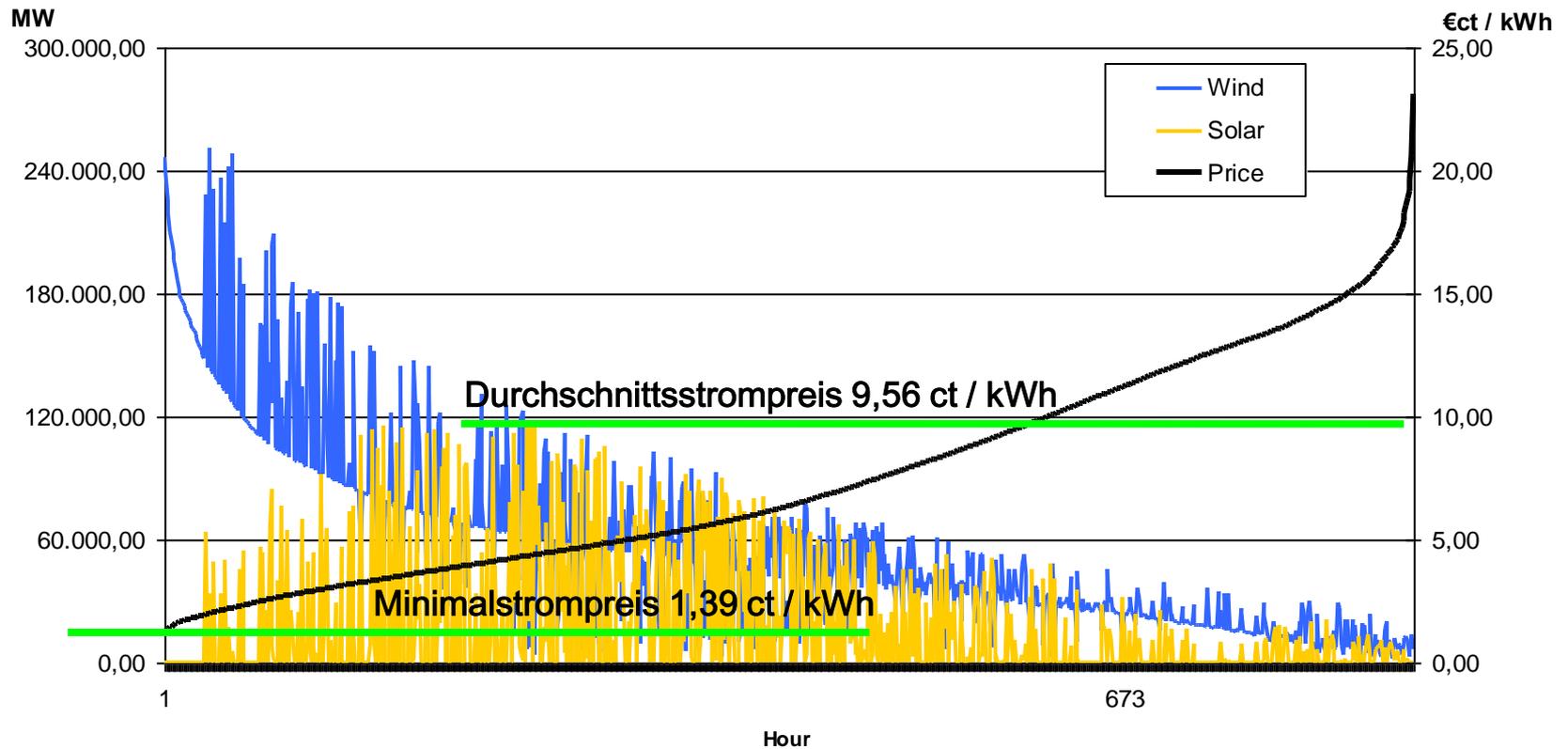
- Wind Invest 800 € / kW bei 1.500 Volllaststunden  
1.000 € / kW bei 2.000 Volllaststunden  
8.760 Nutzungsstunden  
Anlagenkosten je Stunde Nutzung 1,14 €ct
- PV Invest 500 € / kW bei 1.000 Volllaststunden  
4.380 Nutzungsstunden  
Anlagenkosten je Stunde Nutzung 1,12 €ct

# e-pool PriceSim 2020

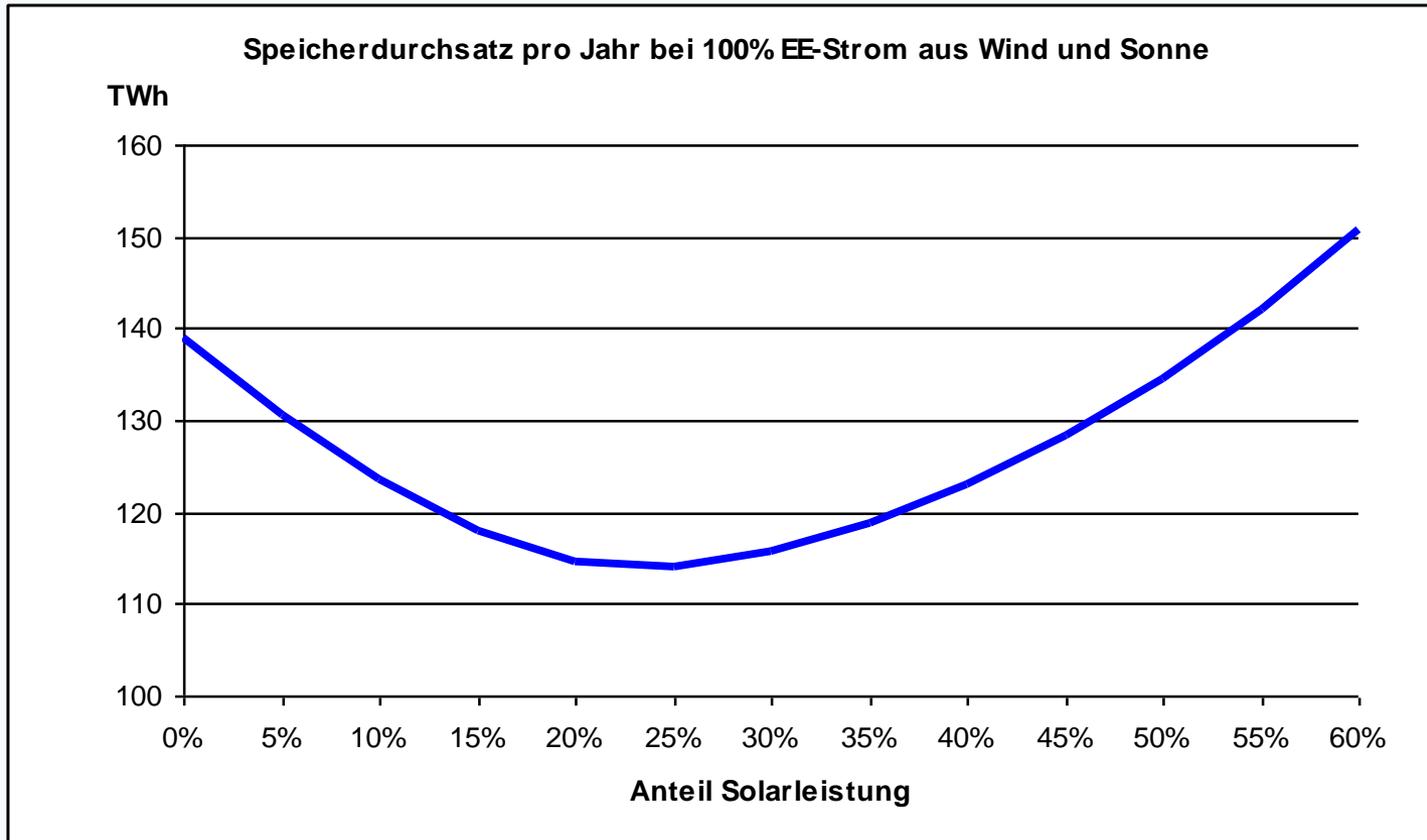
- Durchschnittsvergütung ca. 6 ct / kWh
- Strombeschaffungskosten PSK Ø 1,59 ct / kWh  
Ausspeichervergütung 10 ct / kWh + Strom EK
- Strombeschaffungskosten PTG Ø 4,26 ct / kWh  
Ausspeichervergütung 10 ct / kWh + Strom EK
- Gesamtkosten p.a. 44 Mrd €
- Endkundenlieferung 460 TWh
- Ø Strompreis 9,56 ct / kWh (bei 66 TWh EM)
- Ø Strompreis 8,36 ct / kWh (Vollverkauf DSM)

# e-pool PriceSim 2020

FRE Power vs. Price (including Storage PH + PTG) Szenario 2020 with 100% new RE, without legacy



# Speicherkostenminimierung



Quelle: Berechnungen PHOTON Research (2012)

# Speicherkostenminimierung

- Keine signifikante Minimierung der notwendigen Speicherleistung oder des Speicherdurchsatzes durch Kurzzeitspeicher (Tagesspeicher)
- Gegebenenfalls Reduktion des Netzausbaus im Verteilnetz durch Tagesspeicher im Niederspannungsnetz
- Keine Aufgabe für den Anlagenbetreiber sondern für den Netzbetreiber

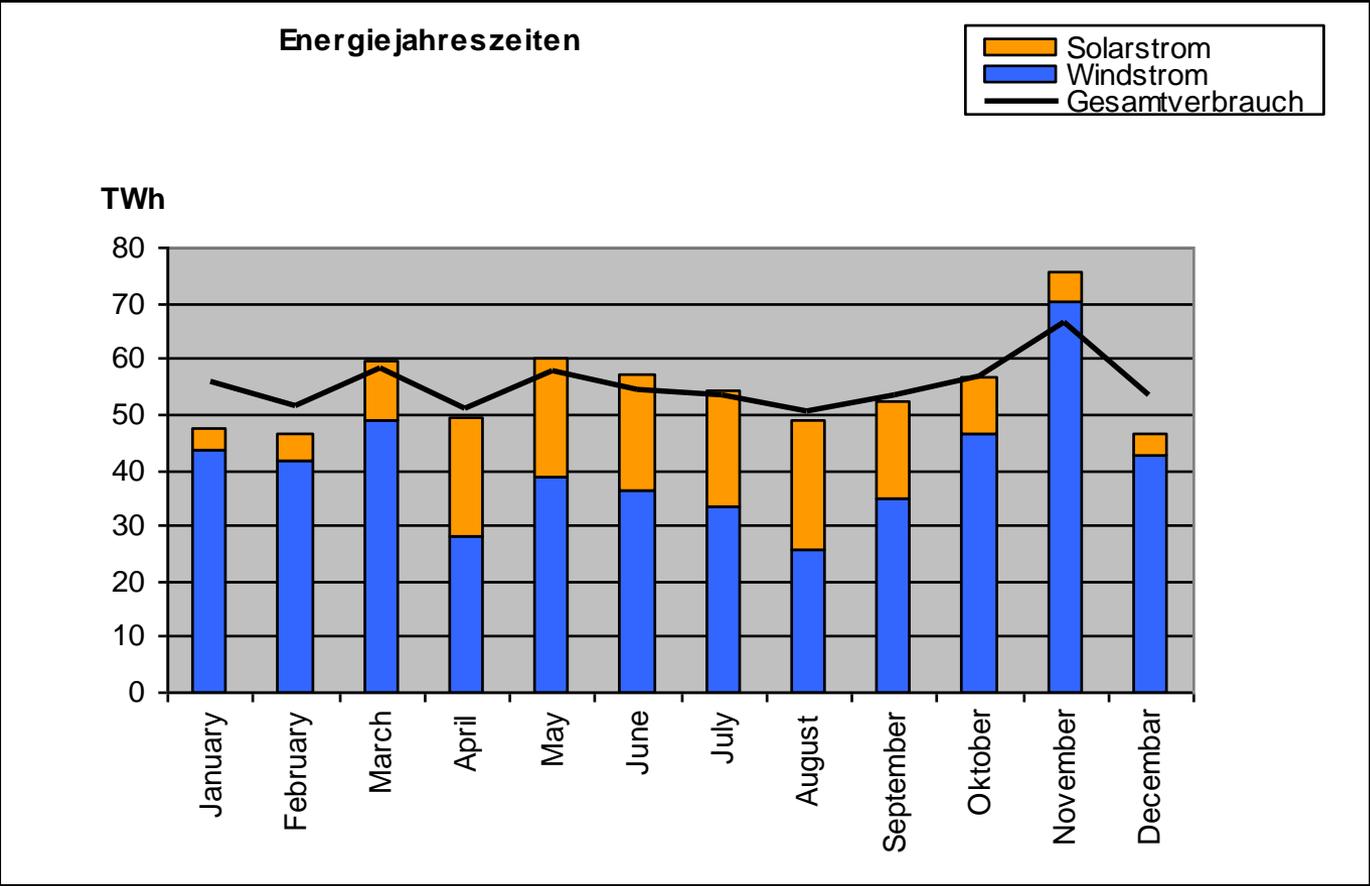
# Eckdaten

- 655 TWh p.a. aus Wind und Sonne
- 67 GW Power to Gas
- 66 GW KWK zur Rückverstromung
- 66 TWh p.a. „Überschuss“ für Elektromobilität, Wärmepumpen, etc.
- Kein Bedarf an „Backup-Kraftwerken“
- Geringerer Netzausbaubedarf, da das Gasnetz einen Teil des Energietransportes übernimmt
- Kostengünstiger im System als 80% EE

# Problemlösung

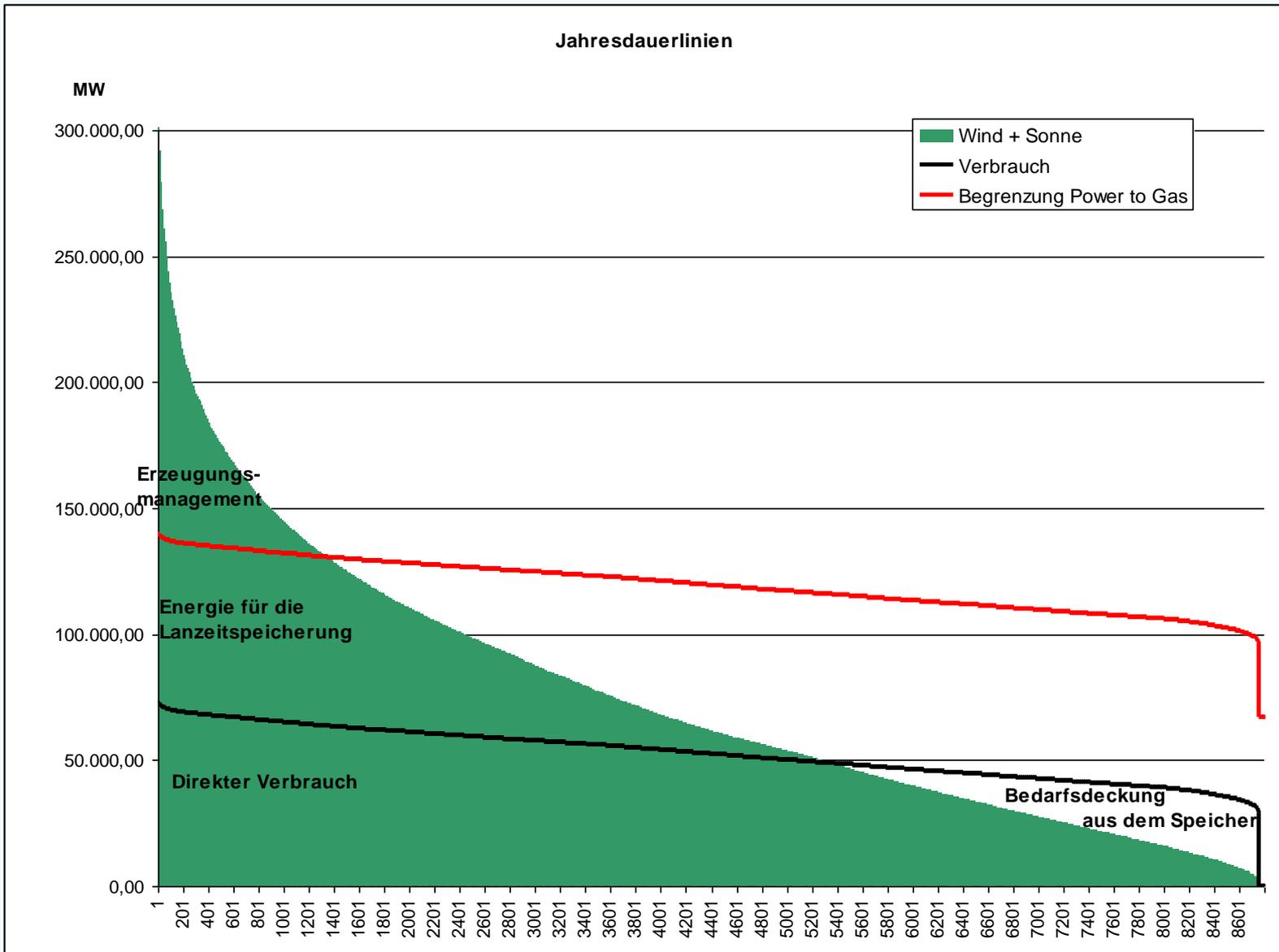
- Ein 100% regeneratives Stromversorgungssystem hat viele Probleme nicht, die eine nur teilweise auf EE-basierende Stromversorgung hat.
- Marktdesign auf Basis der Kostendeckung. Kein Potential für Windfall-Profits. Kein Missing-Money Problem.
- Systemführung im Netz durch Integration Strom - Gas - Wärme

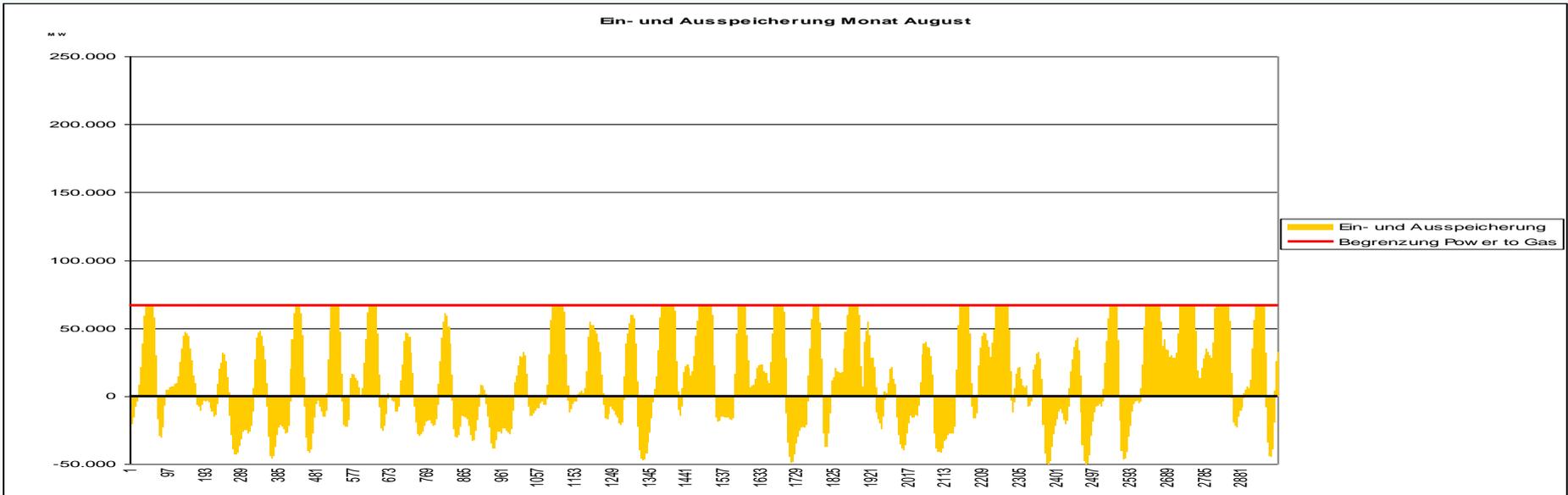
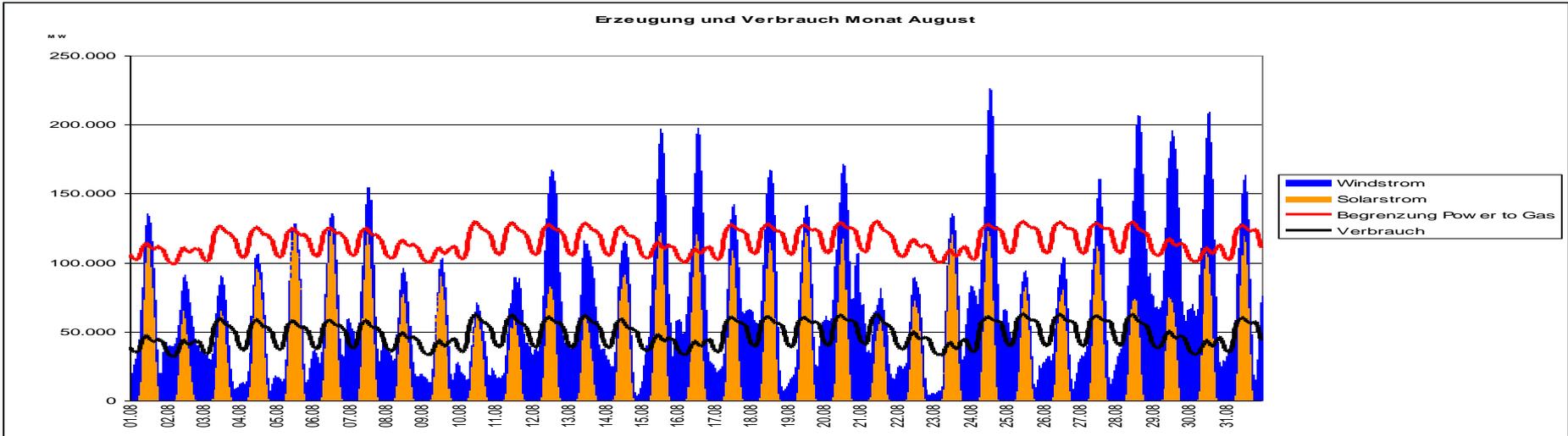
# Wind + Sonne



Quelle: PHOTON Research (2012)

# Jahresdauerlinien





# Simulationsprogramm

