

# PJM KAPAZITÄTSBÖRSE – RELIABILITY PRICING MODEL (RPM)

Wilhelm Süßenbacher, Michael Schwaiger, Heinz Stigler

Technische Universität Graz  
Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (IEE)  
Inffeldgasse 18  
A-8010 Graz  
[www.iee.tugraz.at](http://www.iee.tugraz.at)

# Inhaltsübersicht

- Einleitung
- Überblick PJM
- Ziele „Reliability Pricing Model“ (RPM)
- Berücksichtigung von Leitungsengpässen
- Teilnahmeberechtigte Kapazitäten
- Preisfindungsmechanismus
- Ergebnisse bisher
- Beurteilung des Modells
- Zusammenfassung und Ausblick

# Einleitung

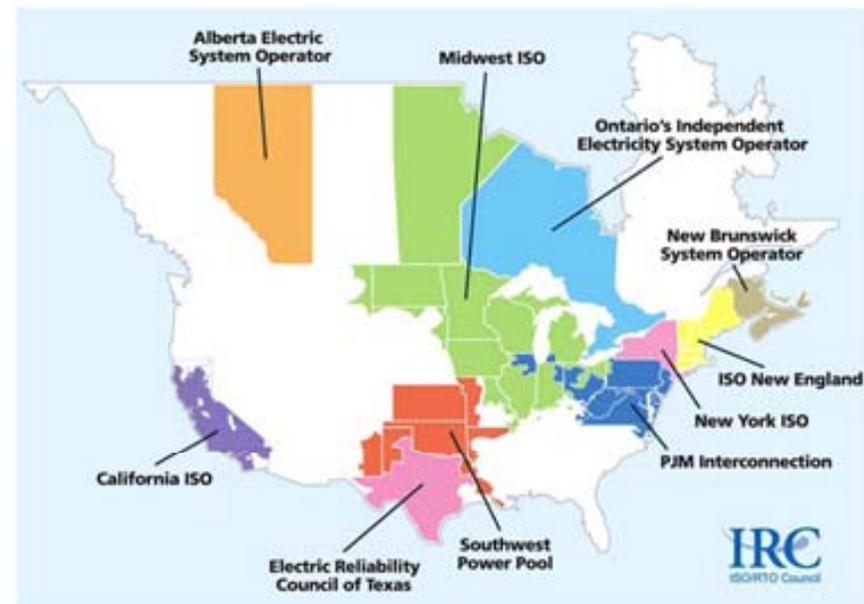
- Sichere Energieversorgung ↔ ausreichende Erzeugungskapazitäten
- Liberalisierter Strommarkt → Energiepreis als Investitionsanreiz
- Empirische Untersuchungen (Joskow) & Modellrechnungen zeigen  
→ Investitionen in reinen Energiemärkten kritisch!
- Strombörse → volatile Preise
  - Fixkosten nicht angebotsrelevant
  - Fixkostendeckung nicht im Vorhinein sichergestellt
- Folge → mangelnde Investitionssicherheit

# Einleitung

- Mögliche Lösung des Problems → Kapazitätsmärkte
- Sinnvolle Ergänzung zu reinen Energiemärkten (*Joskow, Ockenfels, Roques, et. al*)
- gehandeltes Produkt = Leistung
- International drei Arten von liberalisierten Strommärkten
  - Reiner Energiemarkt: *Erlöse aus E&AS Markt (z.B. AUT, D)*
  - Energiemarkt + Kapazitätzahlungen: *Erlöse aus E&AS Markt und admin. bestimmte Kapazitätzahlungen (z.B. ES, AR, CL)*
  - Energiemarkt + Kapazitätsmarkt: *Erlöse aus E&AS Markt und marktbestimmte Kapazitätzahlungen (z.B. PJM, ISO-New England, GR)*

## Überblick PJM Marktgebiet

- PJM → Übertragungsnetzbetreiber in Nordamerika (RTO)
- Koordiniert Erzeugung, Übertragung und Markt in 13 Staaten
- Installierte Leistung von 165 GW  
*vgl. ENSTO-E Kont. 667GW (Stand 2009)*
- Hochvermaschte Netzstruktur
- Hochspannungsnetz mit 90.000 km Leitungslänge
- Nodal Pricing und Kapazitätsbörse



Quelle (ISO/RTO Council)

# „Reliability Pricing Model“ (RPM)

- Seit 1.7.2007 im Einsatz
- Löste „Capacity Credits Model“ ab
- Ziele von RPM:
  - Ausreichende Erzeugungskapazitäten sicherstellen
  - Erwirtschaftung der Fixkosten gewährleisten
  - Erzeugern langfristiges Preissignal liefern
- Forward Markt für physikalische Leistung → 3 Jahre vor Lieferung
- Endkundenversorger → KW-Leistung → Beitrag Leistungsspitze
- KW-Besitzer, Verbraucher mit DSM-Potential, etc. → Anbieter

## „Reliability Pricing Model“ (RPM)

- Relevant nicht installierte Leistung → verfügbare Leistung

$$UCAP = ICAP \cdot (1 - EFORD)$$

mit:

UCAP.....verfügbare Leistung

ICAP.....installierte Leistung

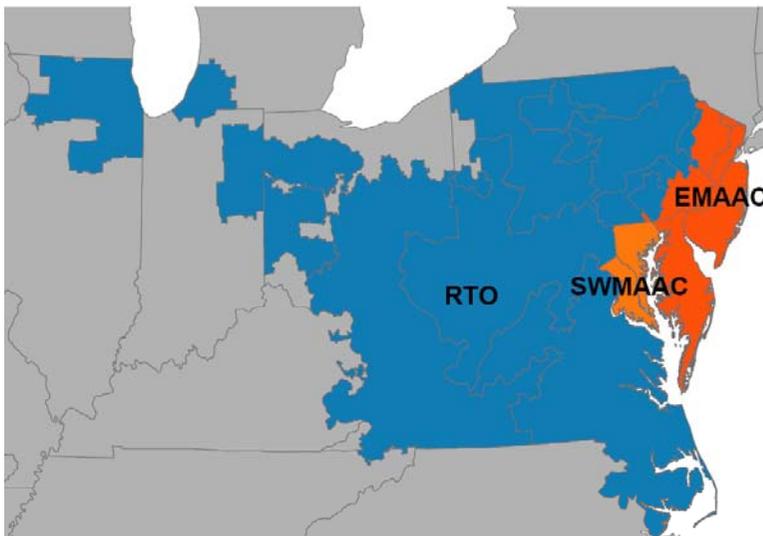
EFORD.....Ausfallsrate

- Versorgungssicherheitskriterium → 1 Tag in 10 Jahren
- Spitzenlast + 15% an installierter Reserve (IRM) gefordert
- Leitungsempässe im Kapazitätsmodell berücksichtigt

# Lokale Kapazitätszonen

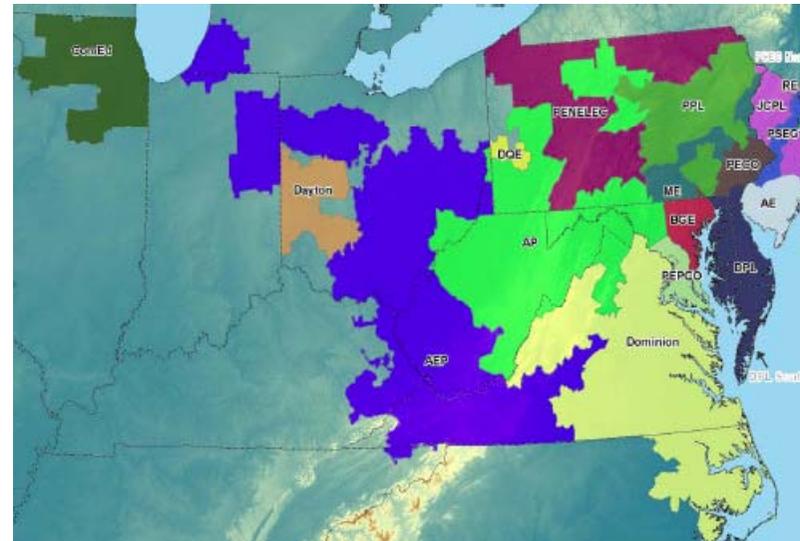
- Netzgebiet aufgeteilt → lokale Kap.-Zonen
- Eigene Versteigerung in jeder Kap.-Zone
- Gebiete mit zu geringer Leistung → höhere Kap.-Preise

dzt. drei Kap.-Zonen



Quelle (PJM, 2007)

ab 2010/2011 23 Kap.-Zonen geplant



Quelle (LECG, 2008)

## Teilnahmeberechtigte Ressourcen

- Erzeugungsanlagen → Bestehend und geplant
- Verbraucher mit Lastmanagement → abschaltbare Verbraucher, garantierter Lastsprung, garantierter Verbrauch
- Energieeffizienz-Maßnahmen → sparsamere Betriebsmittel, effizientere Produktionsprozesse, etc.
- Ausbau von Übertragungsleitungen → Ltg. in engpassbehaftetes Gebiet

Zahlungen für Ltg. = (Preisunterschied Kapazitätzonen) · (importierte Leistung)

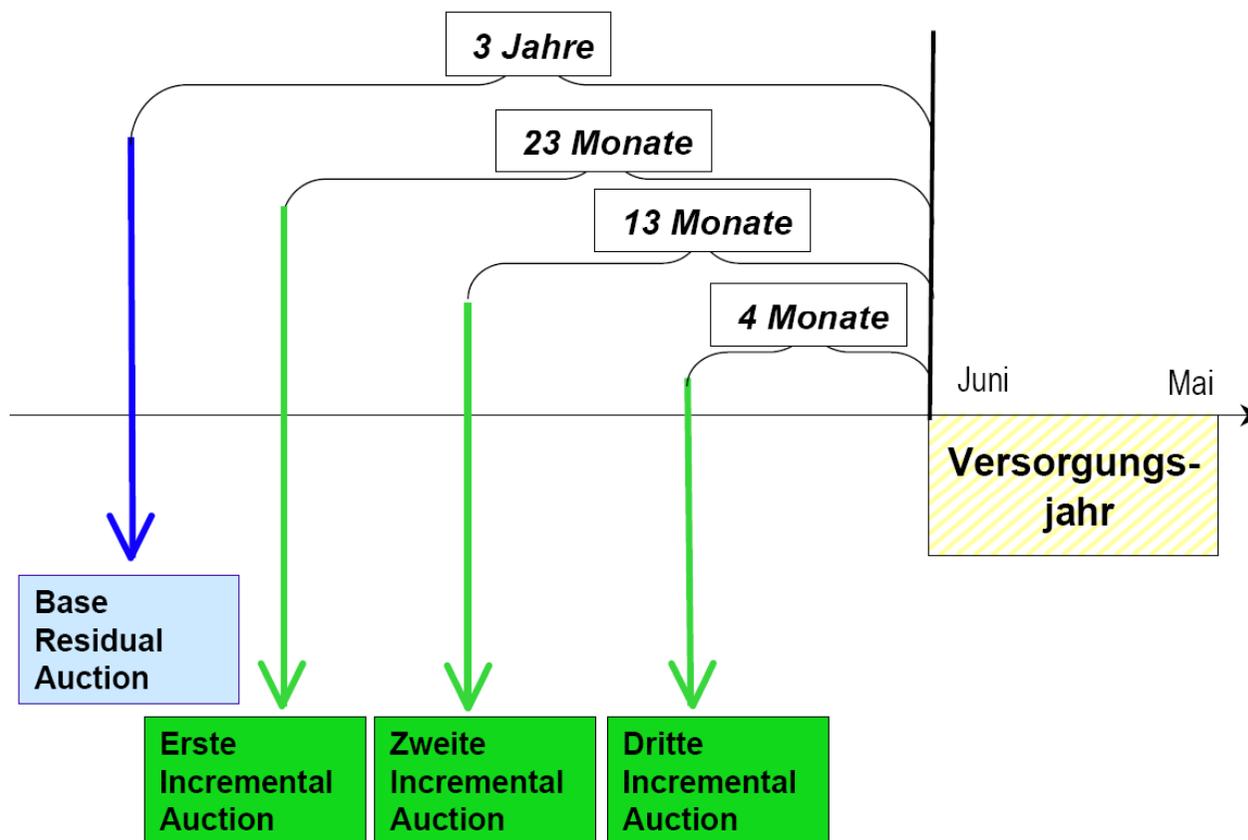
# Möglichkeiten der Kapazitätsbeschaffung

Endkundenversorger → müssen Kapazität nachweisen

- Deckung mittels eigenen Erzeugungsanlagen
- Bilateralen Verträgen mit Erzeugern
- Zuteilung über Kapazitätsbörse
  
- Alternative: „Fixed Resource Requirement“ (FRR)
  - Versorgungsunternehmen scheiden aus RPM aus
  - müssen PJM jährlich Kapazitätsplanung nachweisen
  - Teilnahme minimal fünf Jahre

# Auktionsmechanismen in RPM

- Bis zu 4 Auktionen bis zum Bereitstellungsjahr (1 BRA + 3 IA)

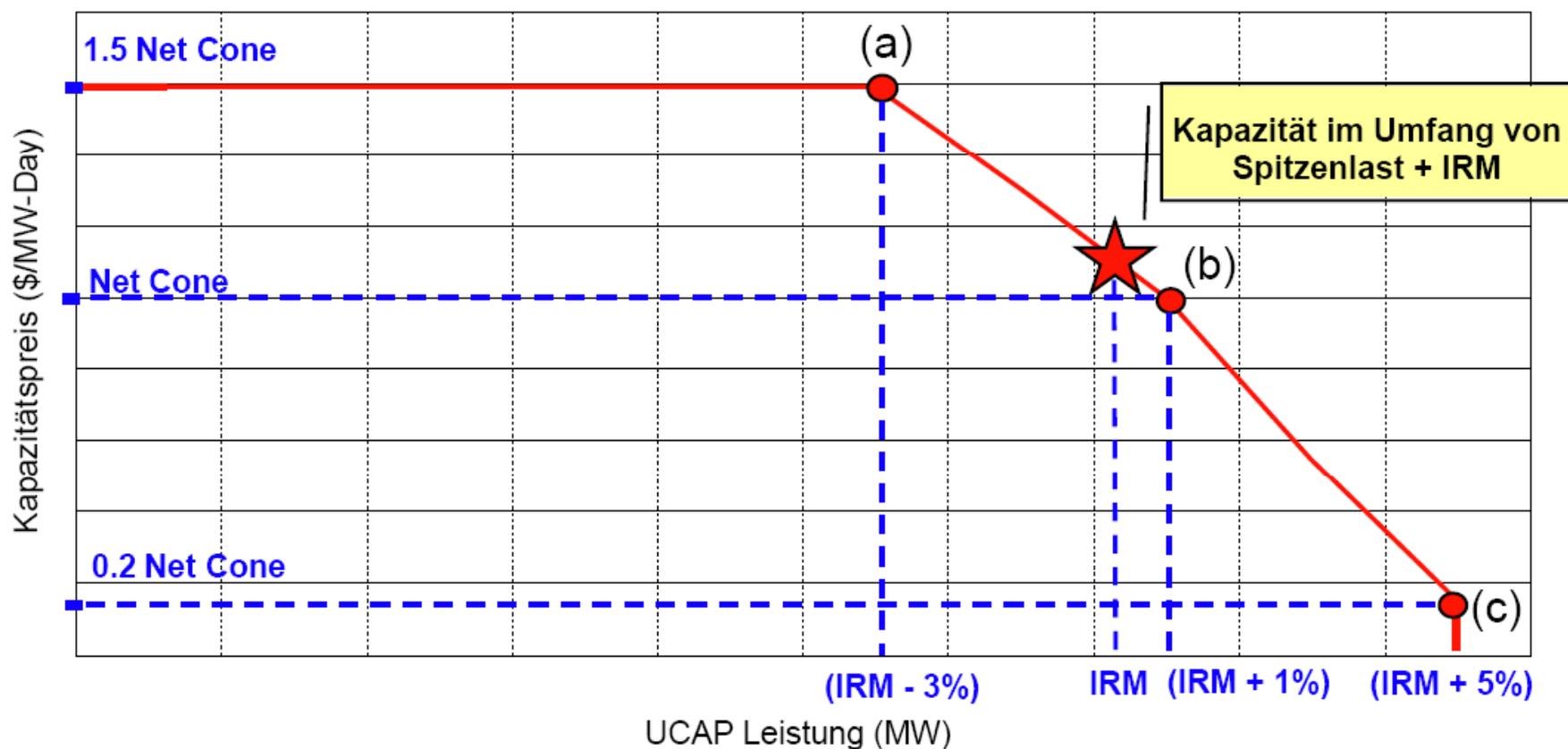


Quelle (PJM, 2007)

## „Base Residual Auction“ (BRA)

- Preisbestimmung → künstlich ermittelte Nachfragekurve
- „Cost of New Entry“ (CONE) → wesentlicher Einflussparameter
- CONE → jährliche Fixkosten eines neuen Gas- oder Gas- und Dampfkraftwerkes
  - *Kapitalkosten*
  - *fixe jährlichen O&M-Kosten*
  - *garantierte EK-Verzinsung*
- $\text{NetCONE} = \text{CONE} - \text{E\&AS}$
- vorgesch. Reserveleistung → wesentlicher Einflussparameter  
→ Bestimmung der Kapazitätsmenge

# „Base Residual Auction“ (BRA)



Quelle (PJM, 2008)

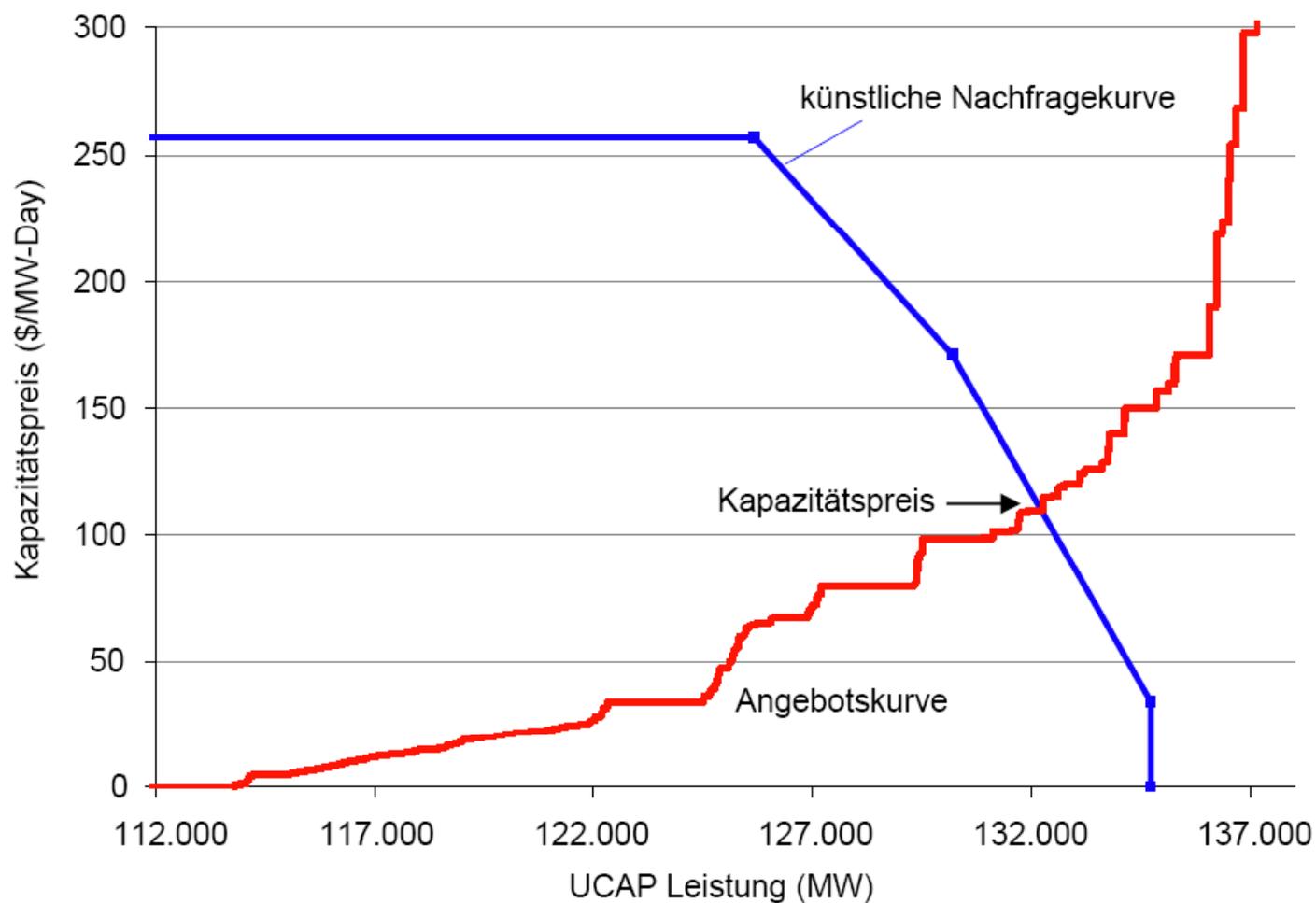
# Angebotslegung im „Reliability Pricing Model“

- Gebotsobergrenzen für Anbieter von Kapazitäten:

$$\begin{aligned} & \textit{Vermeidbare Fixkosten bei Stilllegung für 1 a} \\ & + \textit{ garantierte Eigenkapitalverzinsung} \\ & - \underline{\textit{prognostizierte Erlöse aus E\&AS Markt}} \\ & \textit{Gebotsobergrenze} \end{aligned}$$

- Vermeidbare Fixkosten bei Stilllegung für 1 a beinhalten:
  - administrative Ausgaben
  - Wartungsausgaben
  - Steuern und Versicherungsausgaben,...
- Wahl → Standardwert für Anlagentyp / konkrete Berechnung

# „Base Residual Auction“ 2011/2012



Quelle (Brattle Group, 2009)

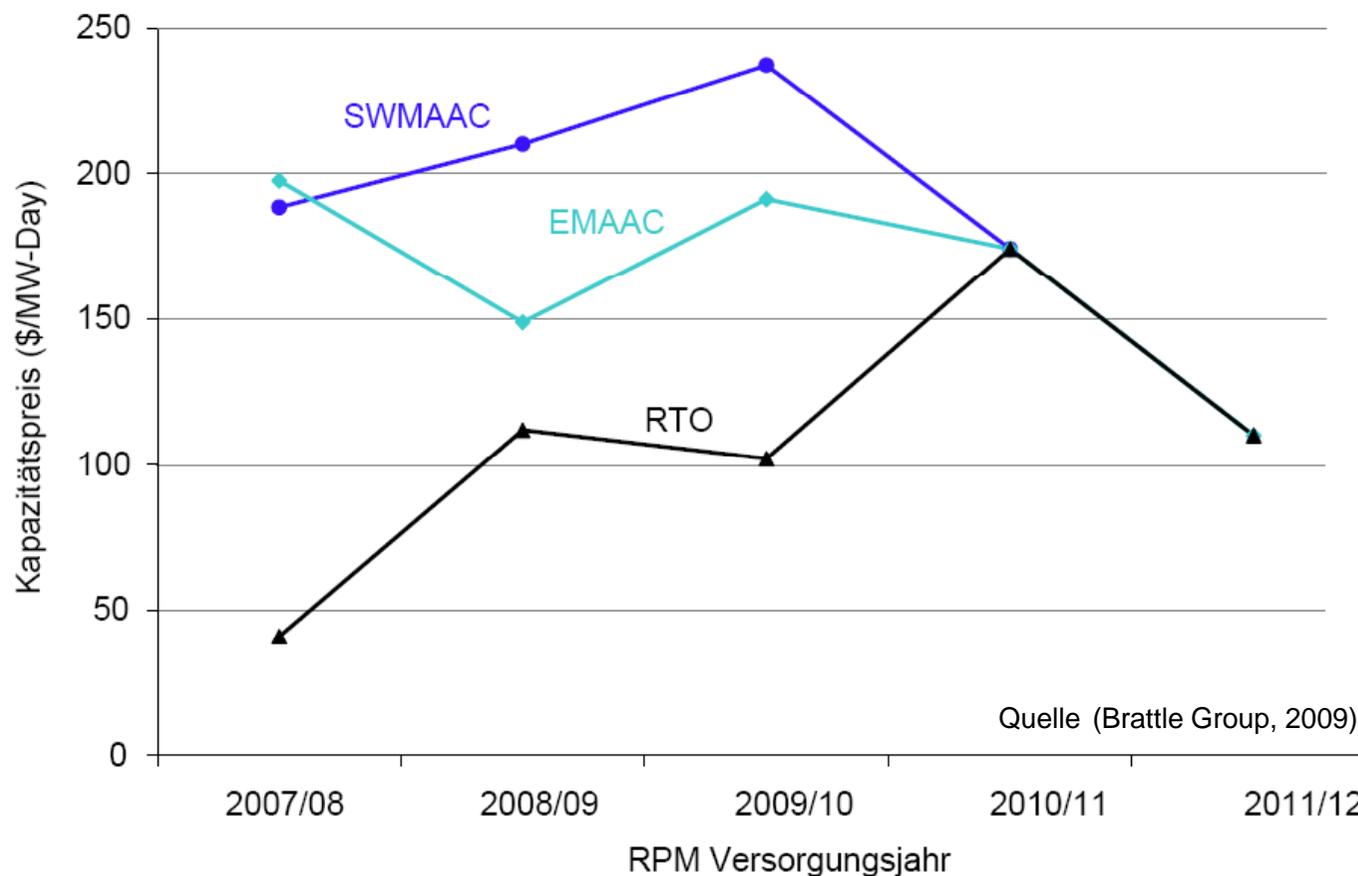
## „New Entry Pricing“

- Anreiz für Errichtung neuer Anlagen
- Kapazitätspreis 1. „Base Residual Auction“ für 3 a garantiert
- Andere Ressourcen erhalten normalen Kapazitätspreis

## Strafzahlungen

- Nichteinhaltung von Lieferverpflichtungen → Strafzahlungen
- z.B. verrechnet für Nichtverfügbarkeit von KWs zur Spitzenlastzeit, Verzögerung von Leitungsbauprojekten,...

# Ergebnisse der bisherigen Versteigerungen



Fall 1: 50 \$/MWd	36,4 €/MWd	13.300 €/MWa	GuD-Anlage mit 400MW <sub>inst.</sub> , EFORD = 6%	5 Mio. €/a
Fall 2: 200 \$/MWd	145,5 €/MWd	53.100 €/MWa		20 Mio. €/a

# Ergebnisse der bisherigen Versteigerungen

Ressourcen Typ	Zusätzliche installierte Leistung durch RPM (MW ICAP)	Zusätzlich installierte Leistung durch RPM (%)
Nicht stillgelegte Kraftwerke	4.641	32%
Neubewertungen	1.264	9%
Neue Anlagen netto / brutto	3.294 / 4.251	22%
Exportrückgang (netto)	2.181	15%
Demand Side Management	3.172	22%
Gesamt	14.533	100%

Quelle (Brattle Group, 2008)

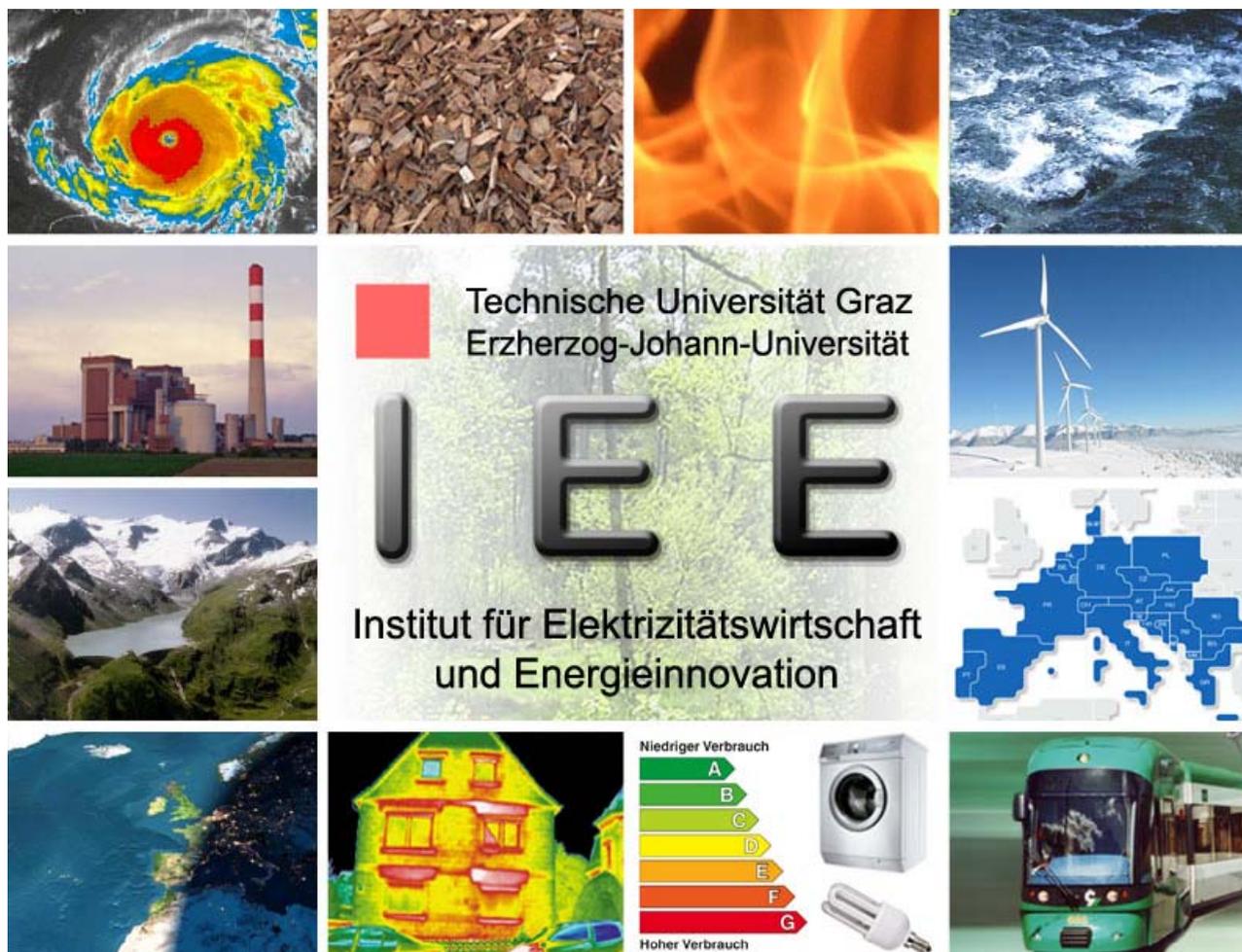
# Beurteilung „Reliability Pricing Model“

- Sinnvolle Ansätze
  - lokale Kapazitätsszonen
  - Berücksichtigung DB aus E&AS in Preisbildung der Kap.-Börse
  - Förderung kundenseitiger Einsparmaßnahmen (DSM, Energieeffizienz)
  
- Trotzdem wesentliche Schwachpunkte
  - Modell ist hochkomplex → Folgewirkungen schwer abschätzbar
  - Künstliche Nachfragekurve
    - äußerst sensibel → 0,2% Kapazitätsmenge → Änderung Kap.-Kosten von umgerechnet \$87 Mio. (= 63 Mio. €)
    - von vielen Parametern abhängig, teilweise nur geschätzt
    - E&AS ex ante Verrechnung → 40% höhere Kapazitätspreise (LECG, 2008)
  - Zeitraum für garantierte Zahlungen und Beschaffung zu kurz
  - Leitungsbauprojekte müssen frühzeitig mitgeteilt werden

# Zusammenfassung und Ausblick

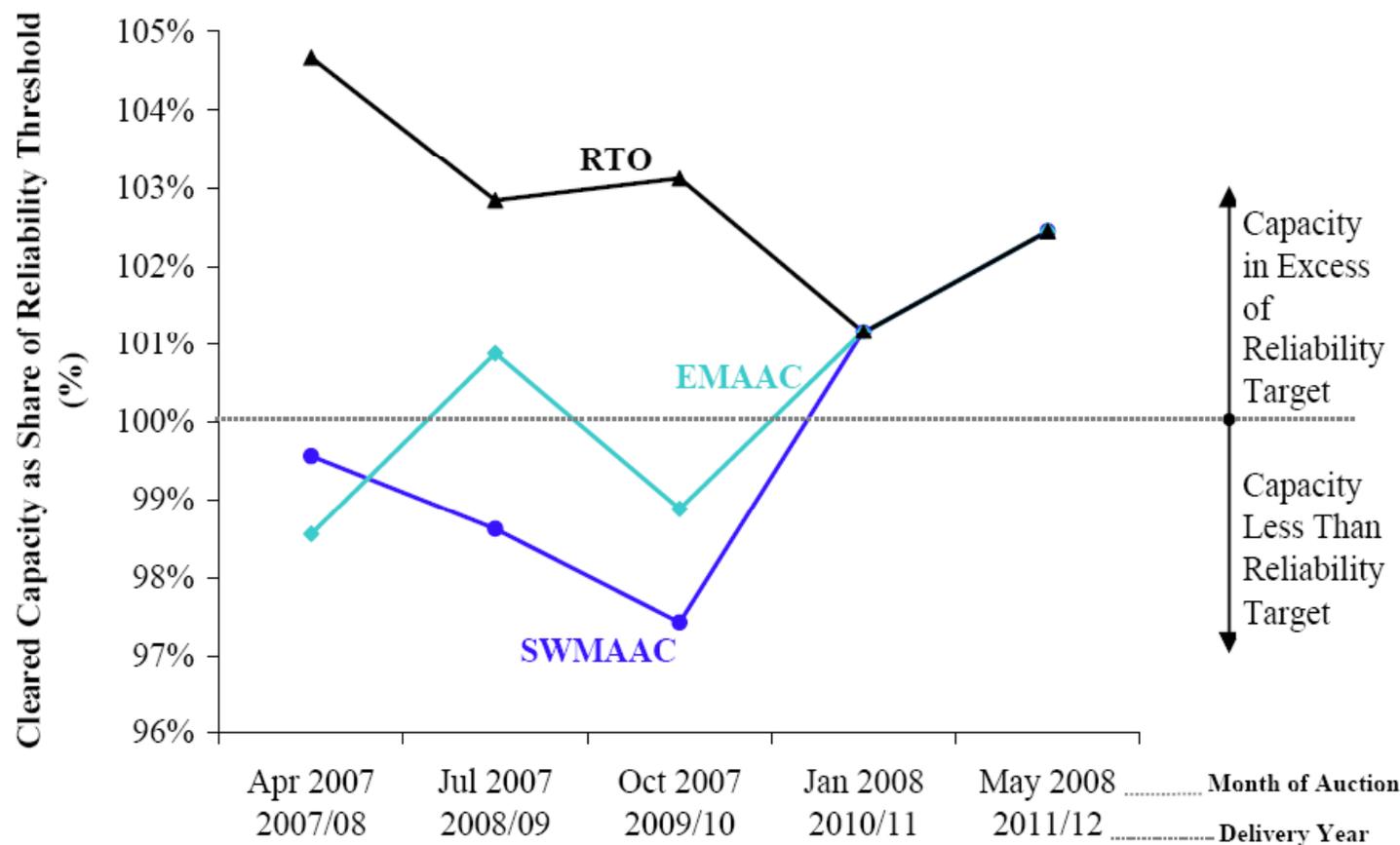
- Kapazitätsmarkt prinzipiell sinnvoll
- Soll für Investitionen
  - im richtigen Ausmaß
  - zum richtigen Zeitpunkt und
  - am richtigen Ort sorgen
- Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft berücksichtigen
  - Modell vom PJM → noch nicht im erforderlichen Ausmaß
- In Europa → nur ES & GR sep. Kapazitätzahlungsmechanismen
- Hoher Investitionsbedürfnisse EU-27, mangelnde Investitionen
  - Einführung Kapazitätsmärkte auch in Europa sinnvoll
  - langfristiges Preissignal, mehr Investitionssicherheit
- Marktintegration

# Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit



# Ergebnisse der bisherigen Versteigerungen

**RPM Cleared Capacity Relative to Reliability Target**  
(Reliability Target = 100%)



Quelle (Brattle Group, 2009)

RPM Delivery Year

# „Base Residual Auction“ (BRA)

(a) 
$$\text{Preis} = \frac{1,5 \cdot (\text{CONE} - \text{E \& AS})}{1 - \text{PoolWideEFORd}}$$

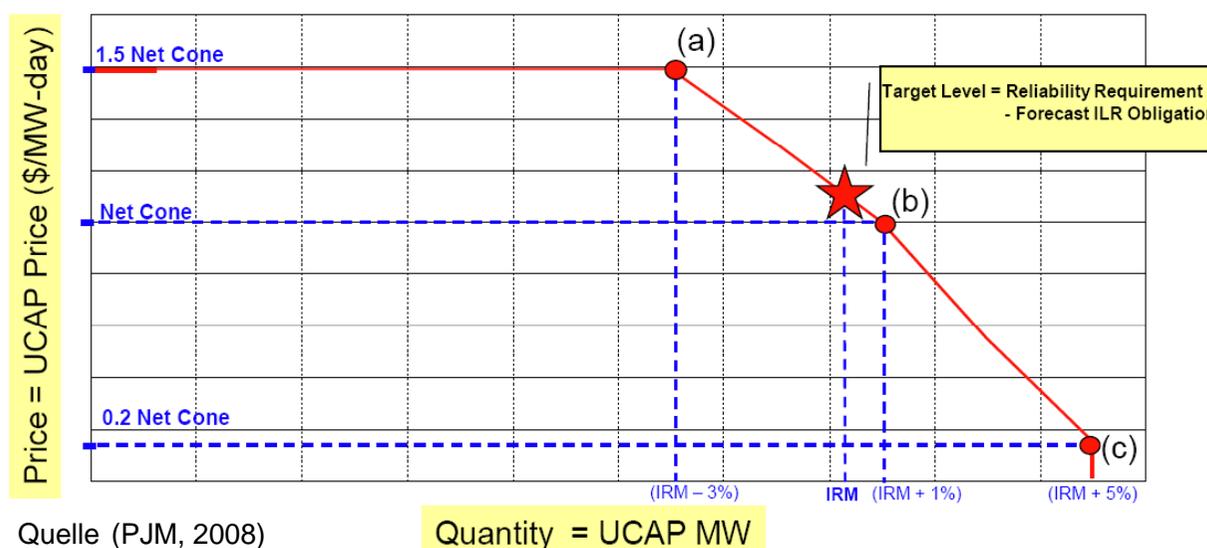
Menge = 
$$\frac{(100\% + \text{IRM} - 3\%) - \text{STRPT}}{100\% + \text{IRM}}$$

(b) 
$$\text{Preis} = \frac{1,0 \cdot (\text{CONE} - \text{E \& AS})}{1 - \text{PoolWideEFORd}}$$

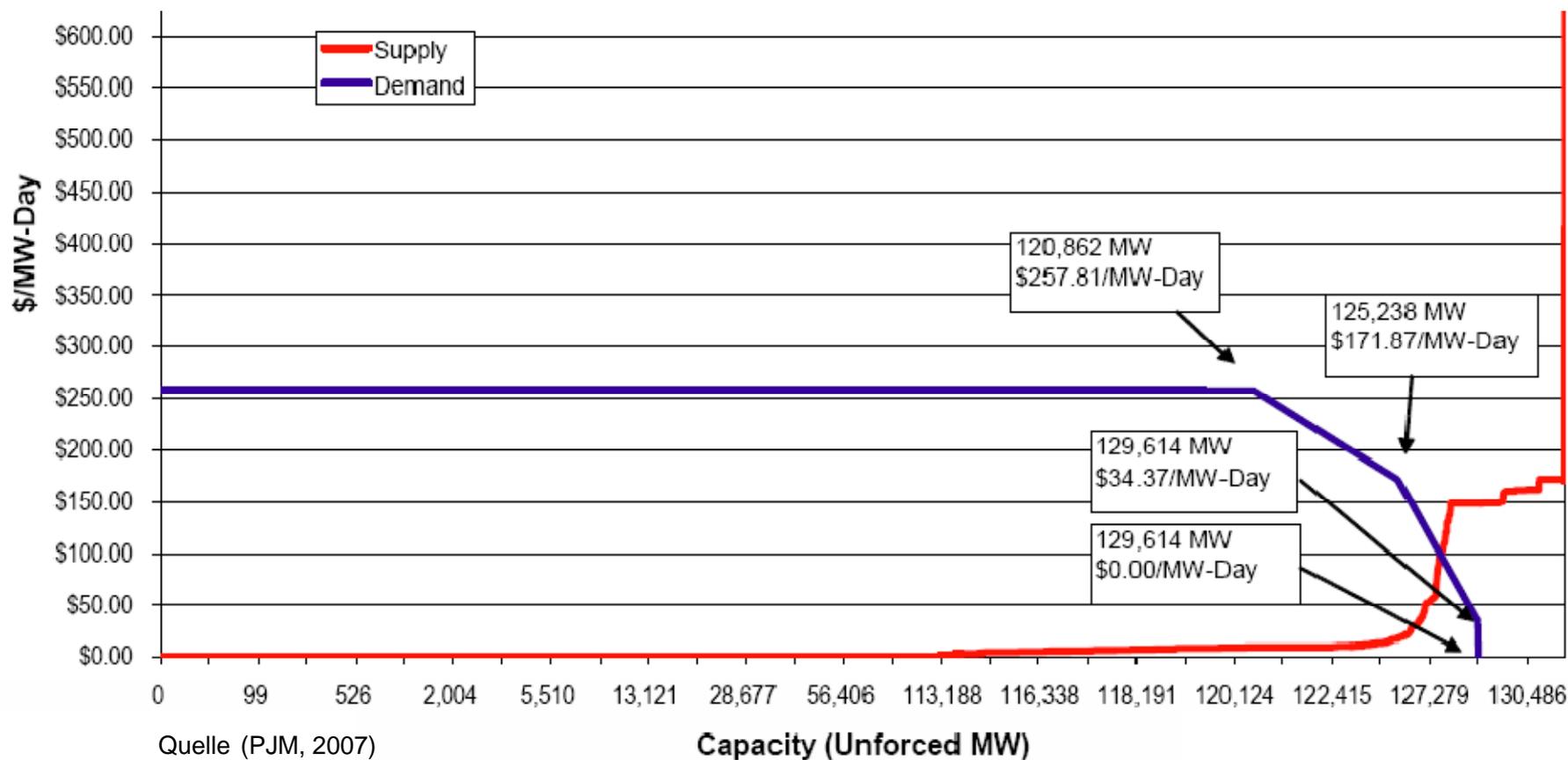
Menge = 
$$\frac{(100\% + \text{IRM} + 1\%) - \text{STRPT}}{100\% + \text{IRM}}$$

(c) 
$$\text{Preis} = \frac{0,2 \cdot (\text{CONE} - \text{E \& AS})}{1 - \text{PoolWideEFORd}}$$

Menge = 
$$\frac{(100\% + \text{IRM} + 1\%) - \text{STRPT}}{100\% + \text{IRM}}$$



# „Base Residual Auction“ 2007/2008



# Vermeidbare Fixkosten bei Stilllegung für 1 a

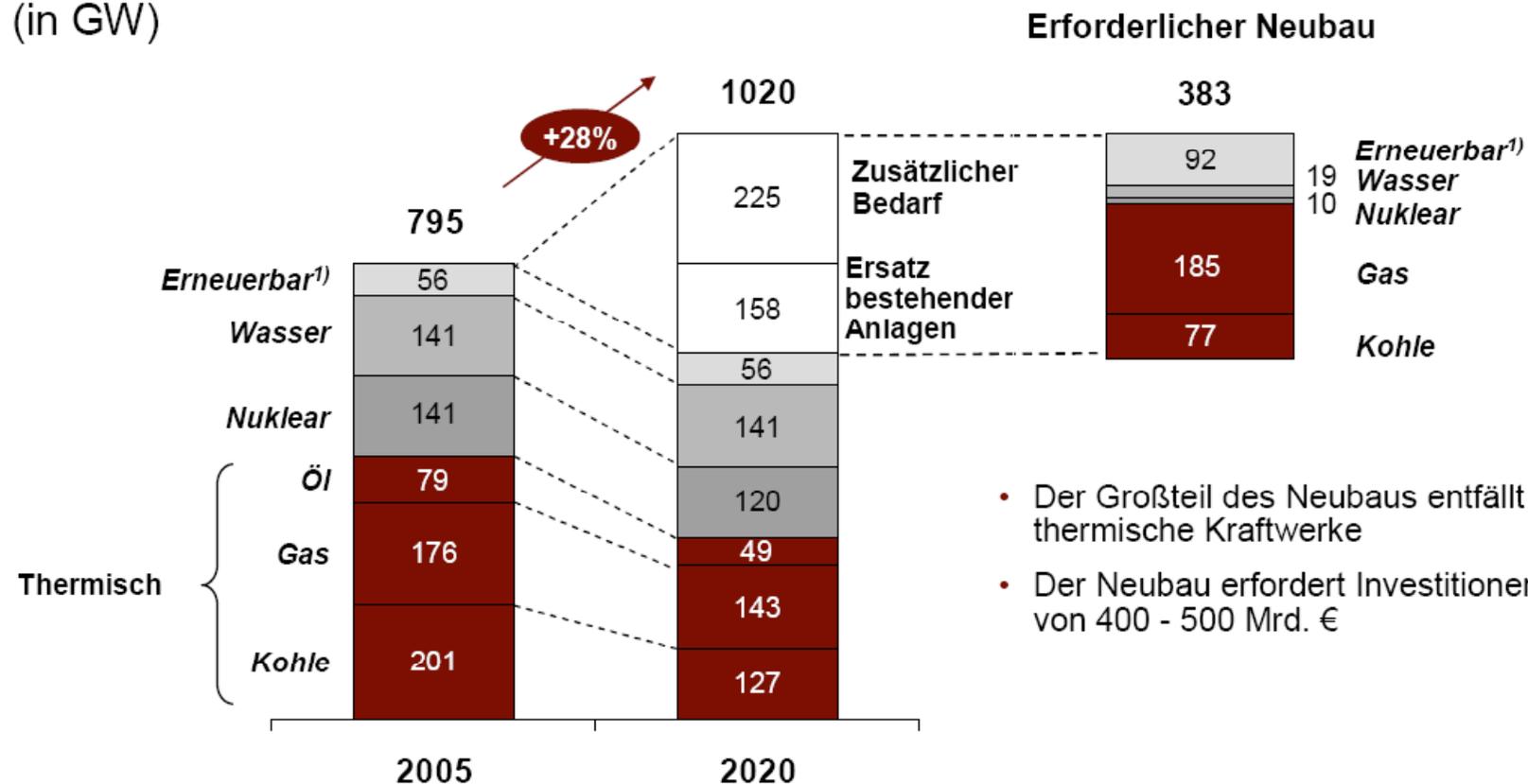
Technology Type	Avoidable Cost Rate (\$/MW-Day)		
	2010-2011 Avoidable Cost Rate (\$/MW-Day)	2011-2012 Avoidable Cost Rate (\$/MW-Day)	2012-2013 Avoidable Cost Rate (\$/MW-Day)
Nuclear	NA	NA	NA
Pumped Storage	\$20.77	\$21.72	\$22.71
Hydro	\$71.01	\$74.24	\$77.62
Sub-Critical Coal	\$170.48	\$178.24	\$186.35
Super Critical Coal	\$176.13	\$184.15	\$192.53
Waste Coal - Small	\$224.83	\$235.06	\$245.75
Waste Coal - Large	\$83.15	\$86.94	\$90.89
Wind	NA	NA	NA
CC - Two on One Frame F Technology	\$30.92	\$32.33	\$33.80
CC - Three on One Frame E/Siemens Technology	\$34.33	\$35.89	\$37.52
CC - Three or More on One or More Frame F Technology	\$26.76	\$27.98	\$29.26
CC - NUG Cogeneration Frame B or E Technology	\$114.93	\$120.16	\$125.62
CT - First & Second Generation Aero (P&W FT 4)	\$24.57	\$25.69	\$26.86
CT - First & Second Generation Frame B	\$24.28	\$25.38	\$26.54
CT - Second Generation Frame E	\$23.08	\$24.13	\$25.23
CT - Third Generation Aero (GE LM 6000)	\$55.87	\$58.42	\$61.07
CT - Third Generation Aero (P&W FT-8 TwinPak)	\$29.30	\$30.64	\$32.03
CT - Third Generation Frame F	\$23.69	\$24.77	\$25.90
Diesel	\$26.29	\$27.49	\$28.74
Oil and Gas Steam	\$65.21	\$68.18	\$71.28

Quelle (Market Monitoring, 2009)

# Investitionsbedarf EU-27

## Kraftwerkskapazitäten EU-27 – Business-as-usual Szenario

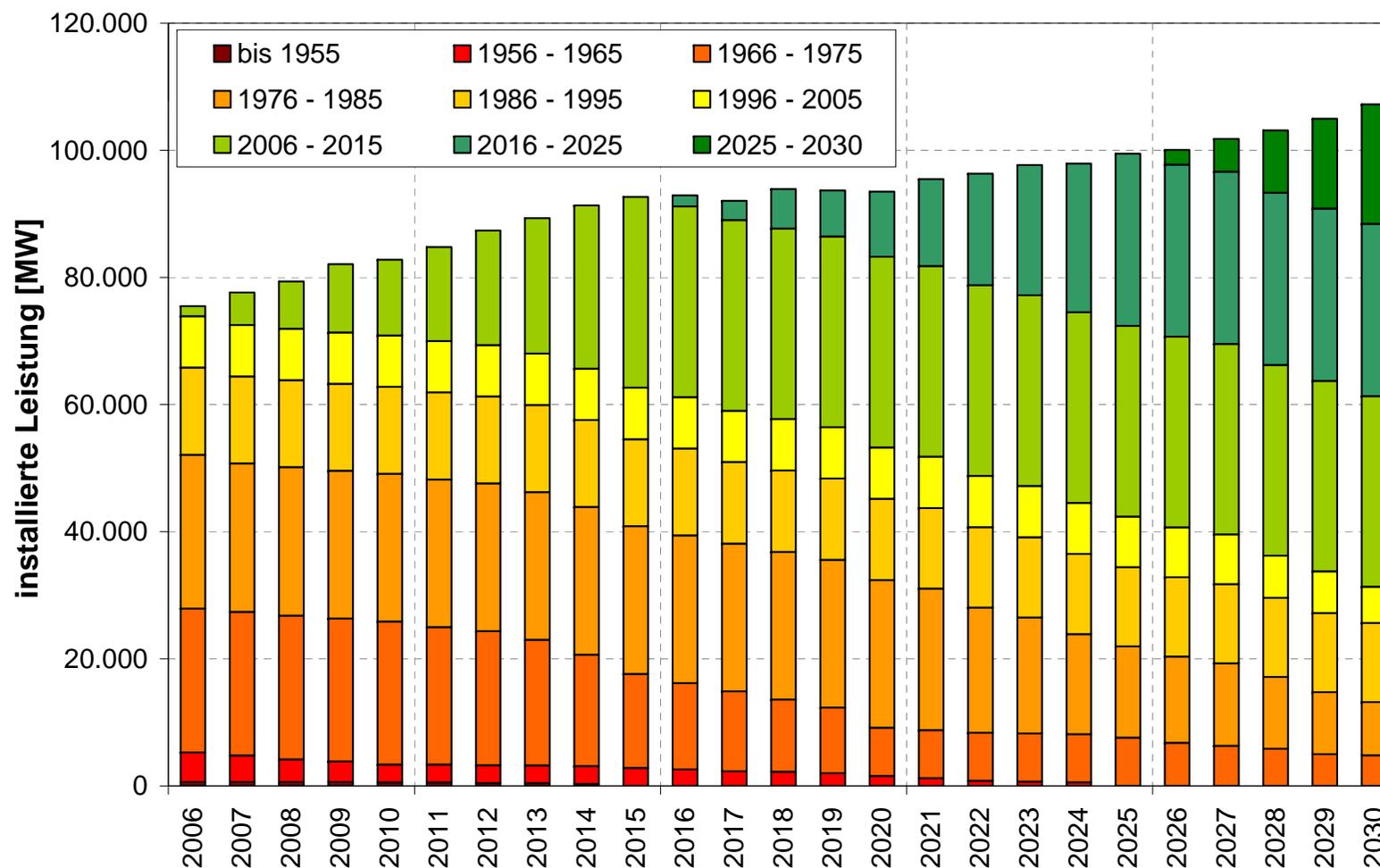
(in GW)



- Der Großteil des Neubaus entfällt auf thermische Kraftwerke
- Der Neubau erfordert Investitionen von 400 - 500 Mrd. €

1) Wind, Sonne, Biomasse/ Abfall und Geothermie  
Quelle: EU Kommission, Prognos, A.T. Kearney Analyse

# BAU-Szenario für SEE: Kraftwerkentwicklung



bis 2030 **76 GW** Neubau  $\Rightarrow$  Investitionsbedarf **80 Mrd. €** (Basis 2006)

Quelle (IEE, 2009)