



APCS Power Clearing and Settlement  
AG

# Key points of the Austrian energy liberalization

---

100% Market Opening at 1.10.2001 (electricity) and 1.10.2002 (gas)

Balance group model based on scandinavian model

Setting-up of an independent regulator (E-Control)

Strict “unbundling” between network operation and energy production/supply


Regulated third party network access (defined fees by the regulator)

Setting up Regulation Zone

Setting up independent System Operator (Regulation Zone Managers)

Concessions for an independent clearing center (Market Operator) was given from the ministry of economics to APCS


Pricing of balance energy is market based. Registered Balance Energy Market Participants place buy and sell bids for energy via an internet platform.



Power Clearing & Settlement

Deutsch Impressum Disclaimer Kontakt

Home Unternehmen Ausgleichsenergiemarkt Clearing Regelwerk Registrierung Marktteilnehmer Service
cismogroup



## Clearing Center of the Austrian Power Market

### Aktuelles

- Clearingschluss: 14.09.2007
- Rechnungsversand: 18.09.2007
- Valuta: 21.09.2007

### APA-News

27.09.2007  
RWE einigt sich mit Kartellamt im CO2-Streit

25.09.2007  
Papierindustrie befürchtet Strompreiserhöhungen

25.09.2007  
Deutsches Klimaziel nur mit ...

#### Login für Mitglieder

Technisches Clearing

#### Unsere Aufgaben

Verrechnung der Ausgleichsenergie in der Regelzone APG ...

[mehr](#)

#### Marktteilnehmer

am liberalisierten österreichischen Strommarkt werden ...

[mehr](#)

#### Suche auf apcs.at


Suche...

#### Suche auf apcs.at

Suche...

© 2007 APCS Power Clearing and Settlement AG | Member of cismogroup

Impressum Disclaimer



Power Clearing & Settlement

Deutsch Impressum Disclaimer Kontakt

Home Unternehmen Ausgleichsenergiemarkt Clearing Regelwerk Registrierung Marktteilnehmer Service
cismogroup

- **Unsere Aufgaben**
- Vorstand
- Mitarbeiter
  - > nach Abteilungen
  - > alphabetisch
- Eigentümerstruktur
  - > Eigentümer
  - > Hauptversammlung
- Aufsichtsrat
- Beteiligungen
- Geschäftsberichte
- Kontakt

Home > Unternehmen > Unsere Aufgaben

## Unsere Aufgaben

APCS ermittelt in ihrer Funktion als Verrechnungsstelle in der Regelzone APG auf Basis geplanter Netzeinspeisungen bzw. -entnahmen und tatsächlicher Werte die Ausgleichsenergie für die Teilnehmer des österreichischen Elektrizitätsmarktes.

In dieser Funktion als zentrale und unabhängige Verrechnungsstelle organisiert APCS auch einen wettbewerbsorientierten Ausgleichsenergiemarkt. APCS garantiert nicht nur eine effiziente und kostengünstige Abwicklung aufgrund des einzigartigen Know-Hows des Unternehmens, sondern vor allem Neutralität und Vertraulichkeit gegenüber sämtlichen beteiligten Marktteilnehmern sowie die Einhaltung von Sicherheits- und Kontrollmechanismen, die einen optimalen Schutz für alle Daten bieten, die von APCS verwendet werden.

Die Zusammenarbeit mit erfahrenen Partnern aus der Industrie, der Energiewirtschaft und dem Bankenbereich bildet die Grundlage für eine effiziente Marktorganisation sowie für eine kostengünstige Erfüllung unserer Aufgaben als Verrechnungsstelle für Transaktionen und Preisbildung für die Ausgleichsenergie.

Die interne Organisation unseres Unternehmens ist schlank und flexibel, wodurch eine rasche und fachlich einwandfreie Bewältigung unserer Aufgaben als Verrechnungsstelle sichergestellt ist. Aufgrund der sich kontinuierlich ändernden Marktregeln sowie unter Berücksichtigung der dynamischen Anforderungen der Marktteilnehmer werden unsere Systeme laufend – nach den neuesten technischen Erkenntnissen – weiterentwickelt und angepasst.

Eines unserer Unternehmensziele ist ein liquider und reibungslos funktionierender Ausgleichsenergiemarkt. Unser verantwortungsbewusstes Handeln sowie der tägliche Einsatz unserer Mitarbeiter leisten einen wesentlichen Beitrag zum liberalisierten österreichischen Energiemarkt.

Ein weiteres Ziel ist die Sicherstellung der Zufriedenheit unserer Kunden, die wir bestrebt sind, bei den wechselhaften Herausforderungen des liberalisierten Strommarktes bestmöglich zu unterstützen und zu begleiten; hierzu verfügen APCS und ihre Partner über einen einzigartigen Pool an Know-how.

Im Rahmen des liberalisierten Elektrizitätsmarktes ist APCS zentraler Ansprechpartner für alle Marktteilnehmer.

Jeder Mitarbeiter im APCS-Team steht den Marktteilnehmern als kompetenter Ansprechpartner jederzeit zur Verfügung.

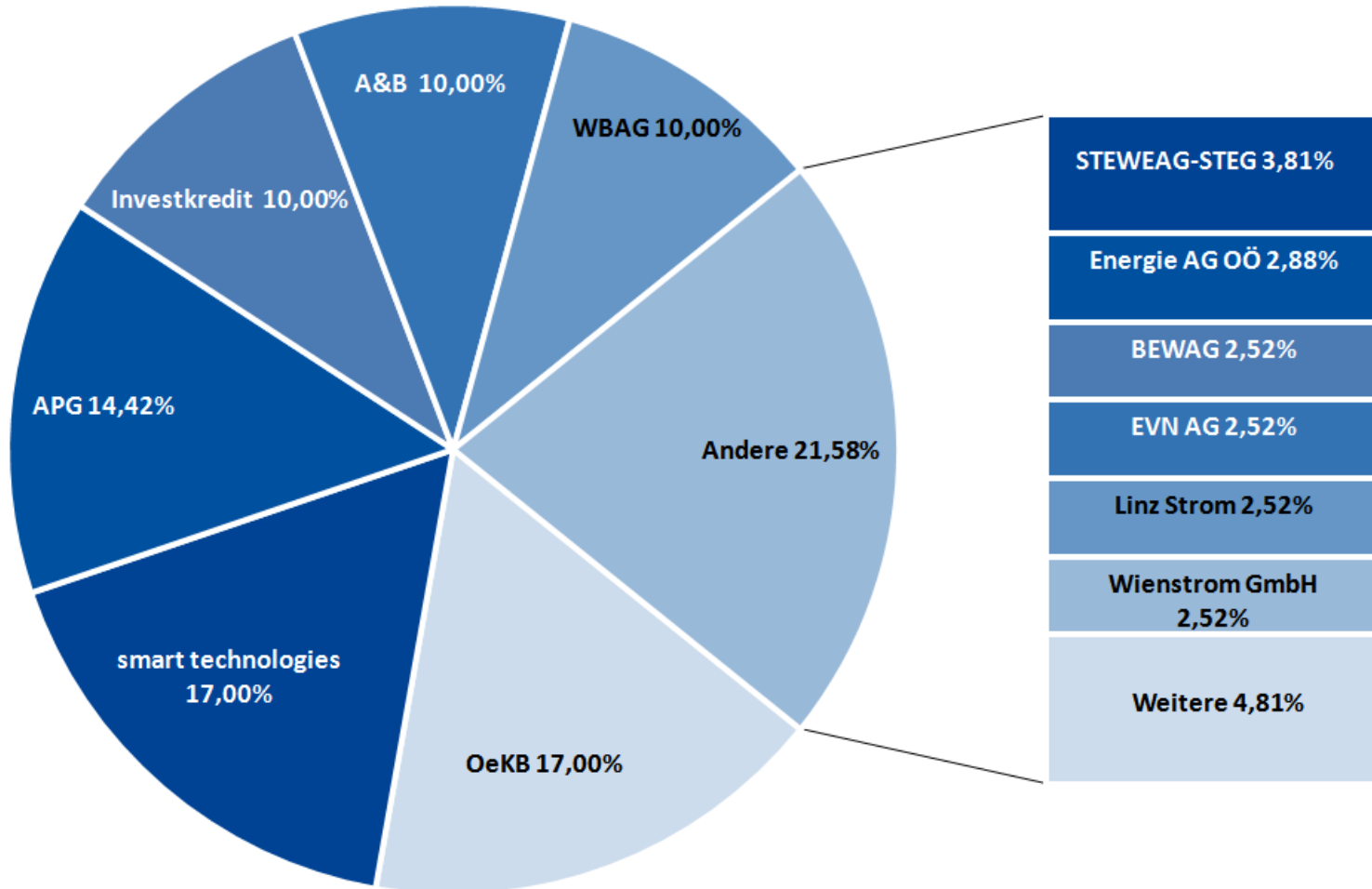
#### Quicklinks

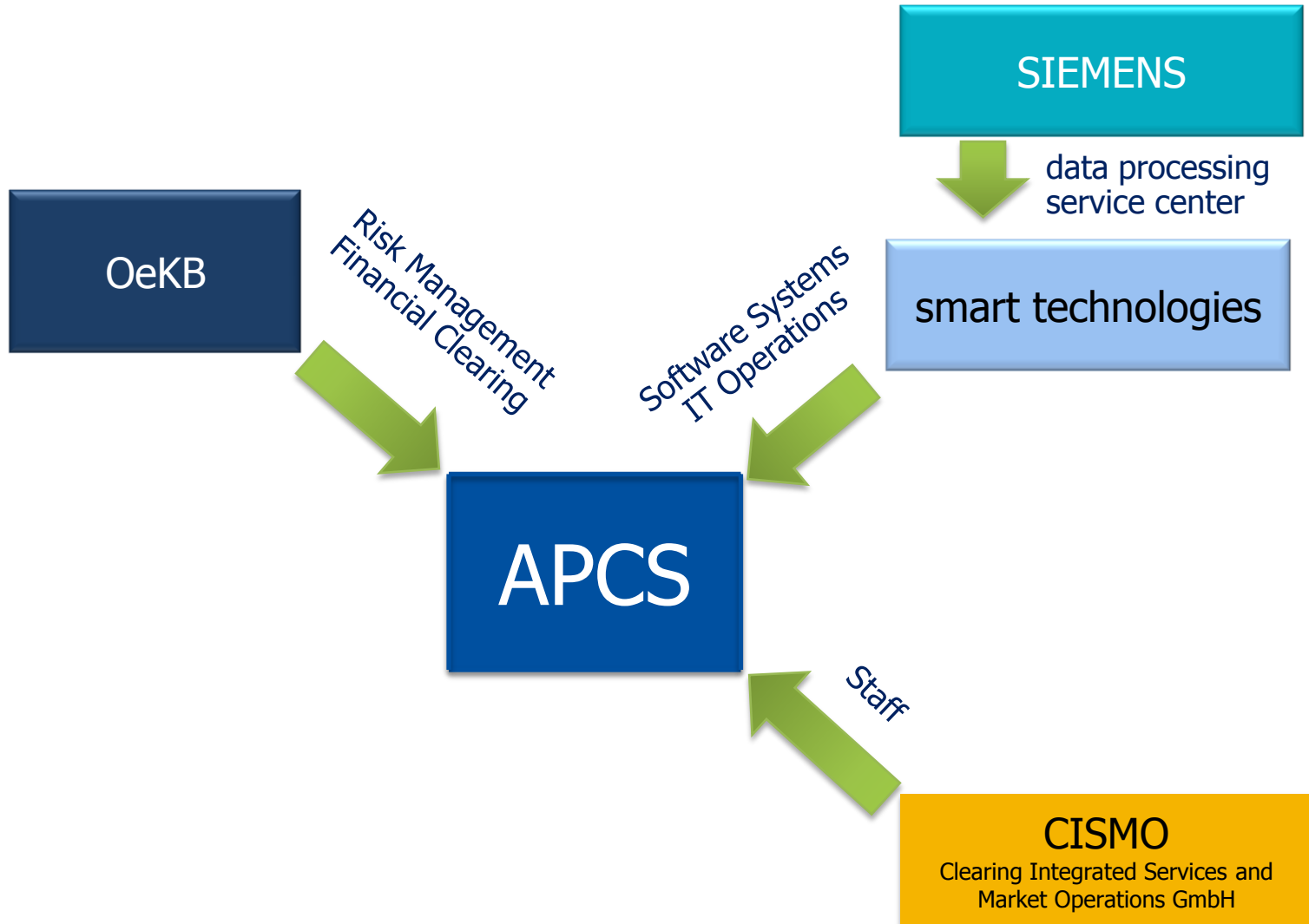
- Ansprechpartner
- Zertifikatsanforderung
- Statistiken
- Auktion
- Sekundärregelenergie
- Crossboarder Capacity
- Personalsuche

© 2007 APCS Power Clearing and Settlement AG | Member of cismogroup

Impressum Disclaimer Kontakt Downloadcenter

# Shareholder Structure





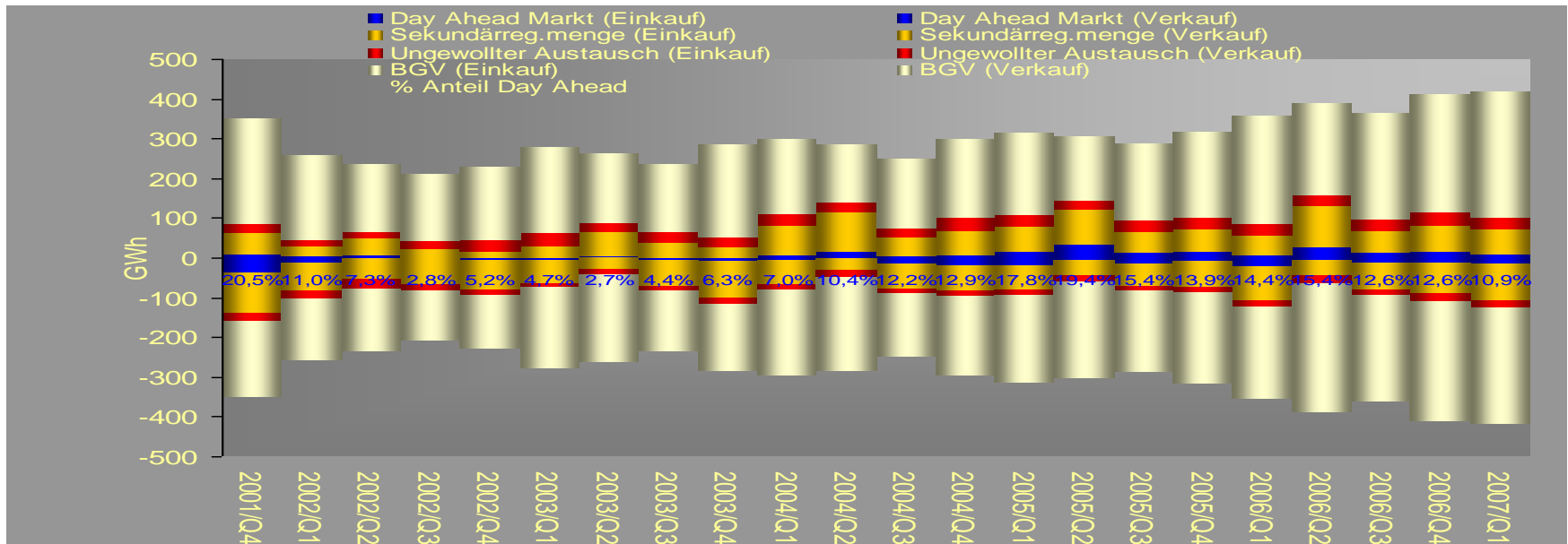


- Organisation of the Balance Energy Market
  - Taking in (Collecting) Offers of Balance Energy
  - Building the price sequence of offers (the „Merit Order List“)
  - Calculation of Clearing Price (at end of month)
- Clearing and Settlement
  - APCS is responsible for the calculation and allocation of balance energy in the Regulation Zone APG. APCS takes in all schedules (provided from BGVs daily) and all consumption data (provided from network operators monthly).
- Riskmanagement
  - Annual Reports
  - Risikmonitoring (balance volumes, prices)
  - Bank Guarantees (approx. 52 Mill Euros)

# Balancing Mechanism

# Ressources - Compensation – Market Mechanism

<u>resources</u>	<u>compensation</u>	<u>market mechanism</u>
Secondary control	Energy Redelivery	weekly tender
Minute reserve	Market Price in Euro/MWh	Day Ahead market(MOL)
Market Maker	Capacity Price	weekly Tender ( <i>Minute Reserve</i> ) ( <i>Mo-Fr, Sa-So</i> )
Inevitable Exchange	Energy Redelivery	daily via Energy Exchange



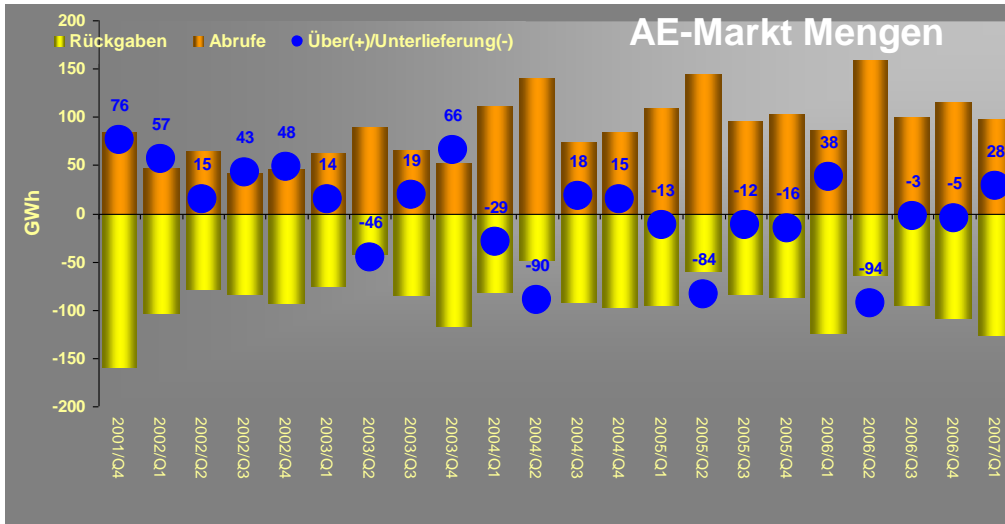
*APCS is not confronted with costs of primary control and capacity costs of secondary control*

# Ressources - Compensation – Market Mechanism

	Product Specification	Resources	Compensation	Market Mechanisms	Cost Allocation
<b>Secondary Control</b>	Secondary Control volumes are put up for weekly tender	APT provides a capacity of +/- 180 MW for control (control done automatically)	weekly redelivery programs	Weekly redelivery programs tendered internationally (5 national, 3 international market players)	costs are allocated to the relevant month
<b>Minute Reserve</b>	4 h blocks, min lead time 10 Min., min call duration 15 Min. bids 10 MW minimum, next bids at least 25 MW	7 national balance energy providers bid via internet platform	Cash, energy prices are paid after monthly clearing process	price competition	allocated to the ¼ h in which the minute reserve energy was called
<b>Market Maker</b>	delivery 100 MW, redelivery 125 MW; 4 h blocks, min 10 MW, min lead time 10 Min., min duration 15 Min.	weekly tendering (4 national market participants)	Cash, energy prices are paid after monthly clearing process. MM capacity prices are paid 7 days after clearing.	competition via capacity price at weekly capacity tender, bids go into DAY AHEAD MARKET, 4 nat. market players	allocated to the ¼ h in which the minute reserve energy was called, capacity costs go into month
<b>Inevitable Exchange</b>	redelivery programs specified by Regelblockführer RWE.	external	energy volumes are returned in kind	APCS places orders at Energy Exchange (EXAA) to raise the volumes for redelivery	costs are allocated to the relevant month

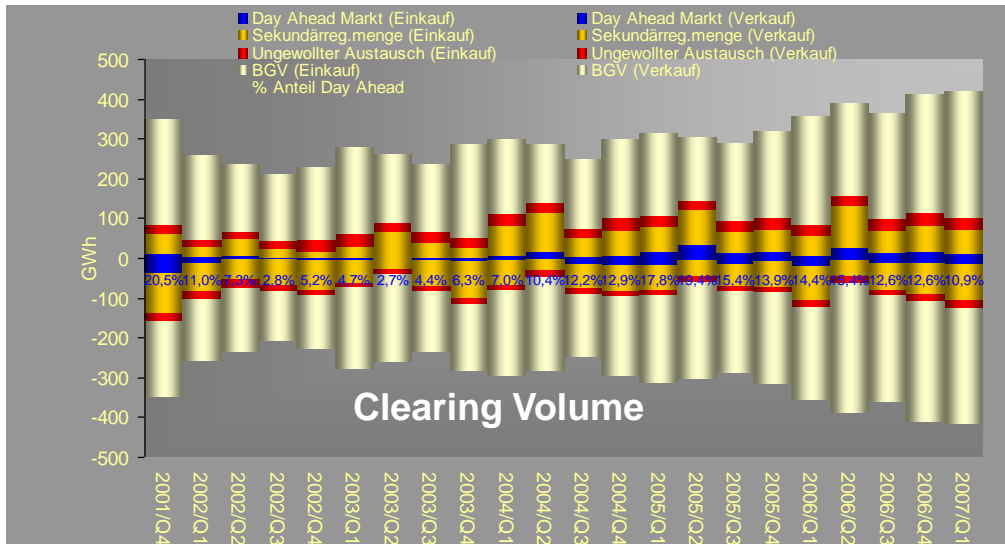
# Balance Energy Volumes

# Market and Clearing Volumes



Balancing Volumes,

Over and Undersupply Situation of the Regulation Zone

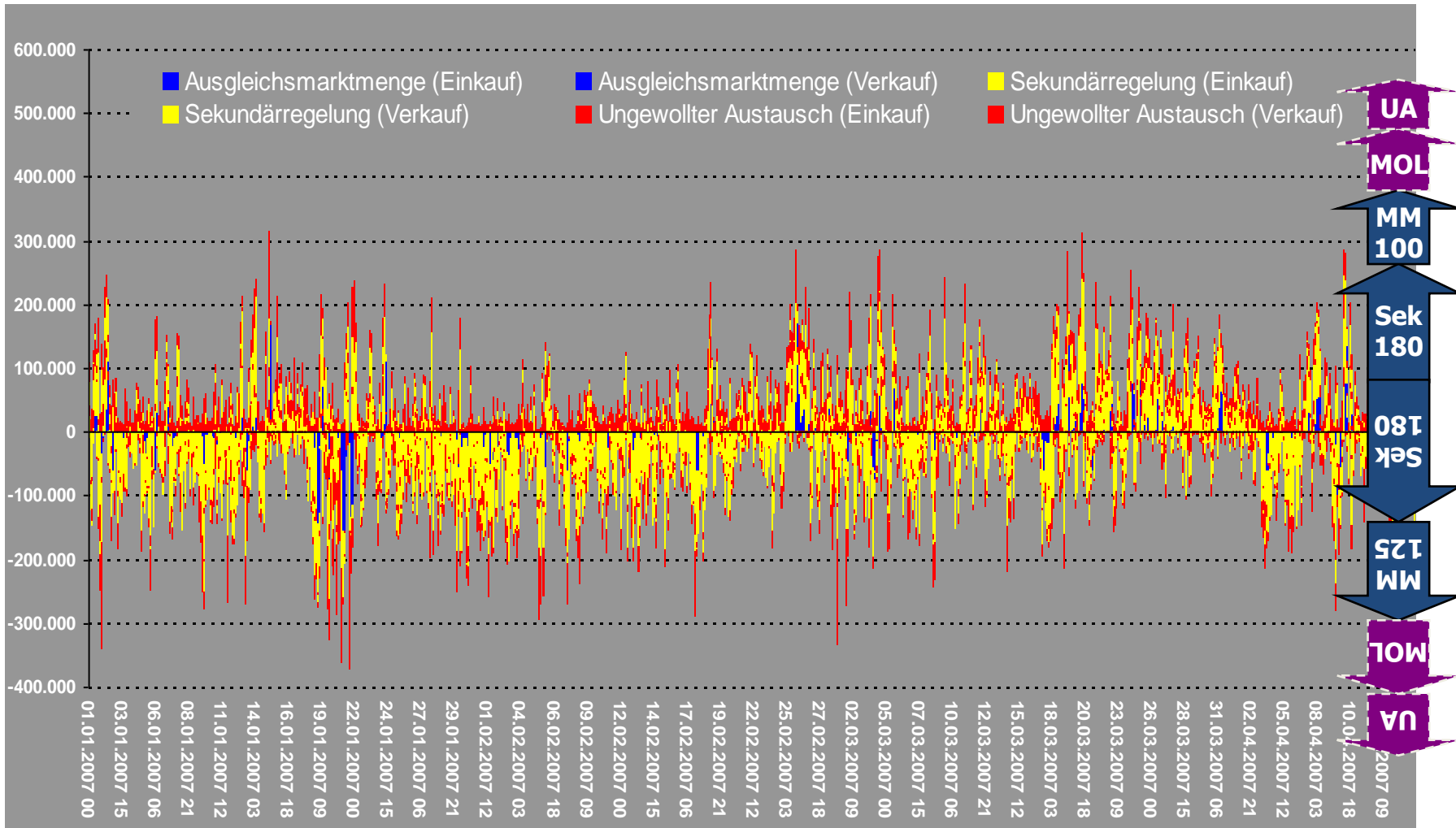


In the 1st quarter in 2007 the Clearingvolume was 3.27% of total consumption.

The volume called from the balance energy market was 1.78% of consumption.

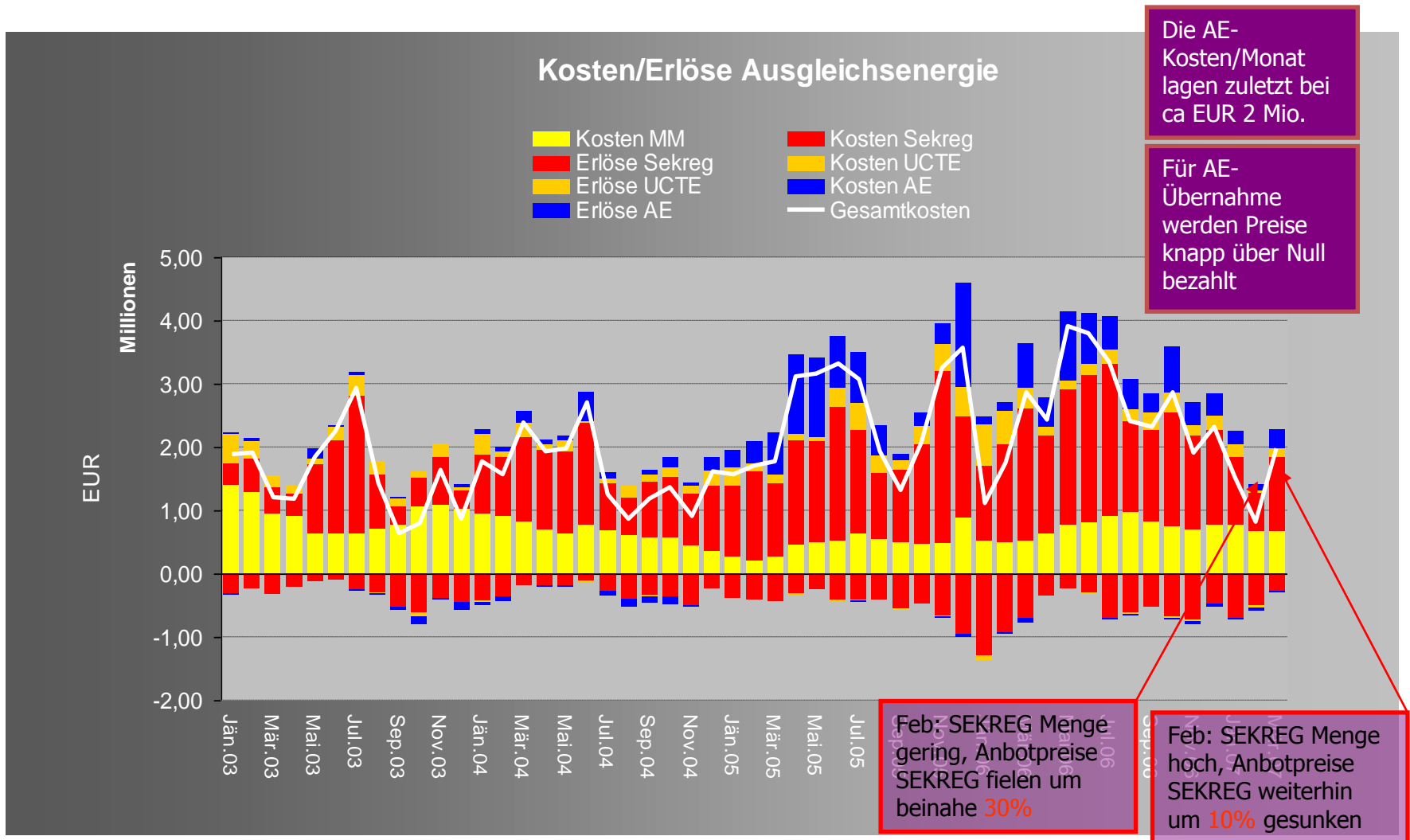
The total Clearingvolumen of the 1st quarter 2007 was 417 GWh, the corresponding value was 14.5 Mil. Euros..

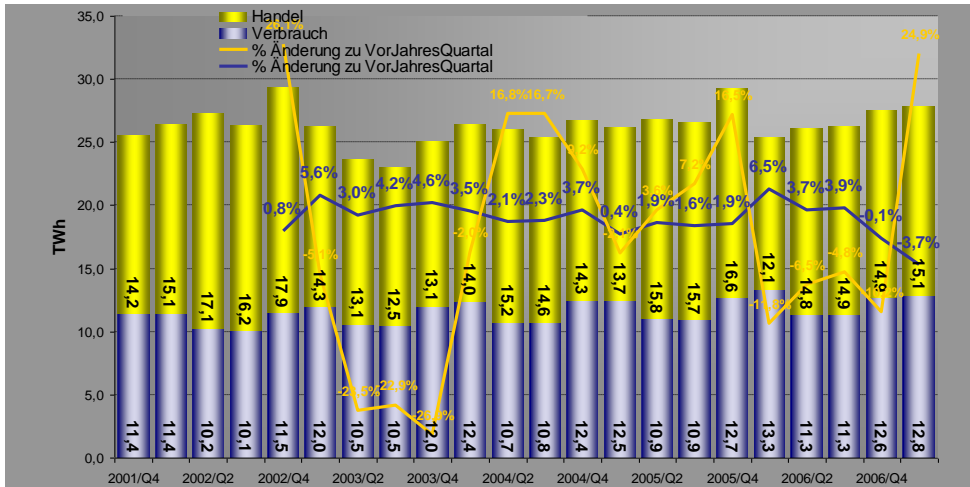
# Balancing Volumes per hour (Jan 2007–March 2007)



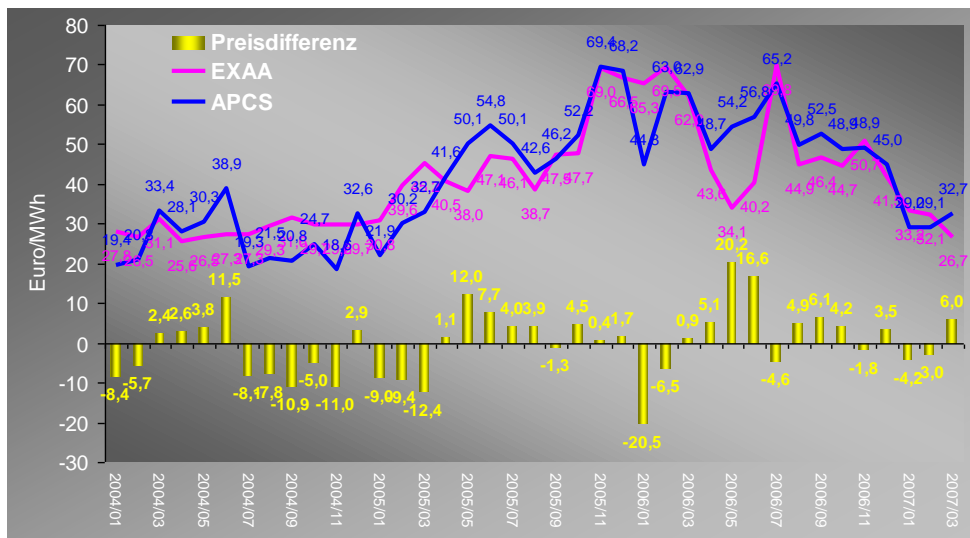
## Costs of Balance Energy

# Costs of Balance Energy





The consumption volume in the regulation zone APG in the first quarter 2007 was 16,1 TWh



The Clearing Price goes with the exchange traded price. There is a Clearing Price per every quarter of an hour.

The price is calculated once a month and is based on a price model taking in  
a) all costs for balancing volumes and  
b) the regulation zone delta.

# Riskmanagement

## **Market participants**

Registered in May 2007:

57 Balance Group Responsibles

100 Nets

138 suppliers

83 commercial balance groups

12 participants on the balance energy market

2 exchanges (EXAA and EEX)

1 balance group for green energy

## **Risk Management**

Collaterals in May 2007:

28,2 Mio Euro basis collateral (usable for joint liability)

2,8 Mio EUR variable collateral

51,8 Mio EUR collateral deposited

## registration and 1st year

- credit assessment (annually, ratings: 1-5)
- estimation of annual turnover (done by the market participant)
- Starting collateral according to table (basic u. variabel)
- minimum deposit (EUR 10,000.00)
- Balance group responsible (BGV) provides deposits for each of his balance groups (BG)

## 2nd year and afterwards

- 66 day credit/debit profile
- Basis+Variable (Bonitätsprüfung)
- Sicherheiten nach b und v Quantil tägliche Neuberechnung

## Deposits for trading balance groups (trade > 33%)

- collateral =** maximum amount of: value of Table (notice of open position) or triple of value of table (no notice of open position and Debit profile)
- deposits must at least cover outstanding debt
- extrapolation of consumption of balance energy (66 days) is possible

## participant of the balance energy market

No Collateral:

## monitoring

- Clearing Managers are monitoring undersupply/oversupply situations and react by requesting additional collateral

## type of deposit

(unlimited until 15 months  
(=2nd Clearing 1st Clearing))

- bank guarantee
- cash
- collateral (remaining period: 2 years; 90% market value)

## order of - calling collateral

- individual deposit of each BGV, and if that is not sufficient
- joint liability: basic deposit of all BGV (pro rata) – no maximum as with AGCS

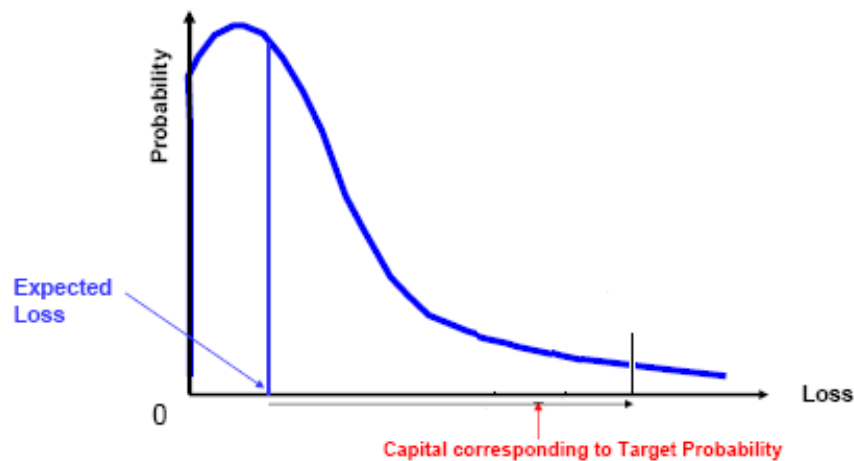
## collateral – general information

- underfunding: must be extirpated until 11:00 a.m. of the second following banking day
- 72 hours period of grace
- failure of performance = termination of contract (has not happened yet)

## building up internal reserves

- over EUR 3,5 Mio.now

- AGCS manages a challenging **Credit Portfolio**.
- In case of Insolvency of Market Participant coverage is provided as follows:
  - basic collateral of the insolvent market participant,
  - variable collateral of the insolvent market participant (depending on rating),
  - joint liability of all market participants (limited by basic collateral)
  - capital reserves within APCS
- Amount of Capital Reserve is determined by Monte Carlo Simulations



Loss distribution is based on Monte Carlo Simulations. (5 Mill portfolio simulations for APCS). Loss distribution is used to determine the appropriate level of Capital.

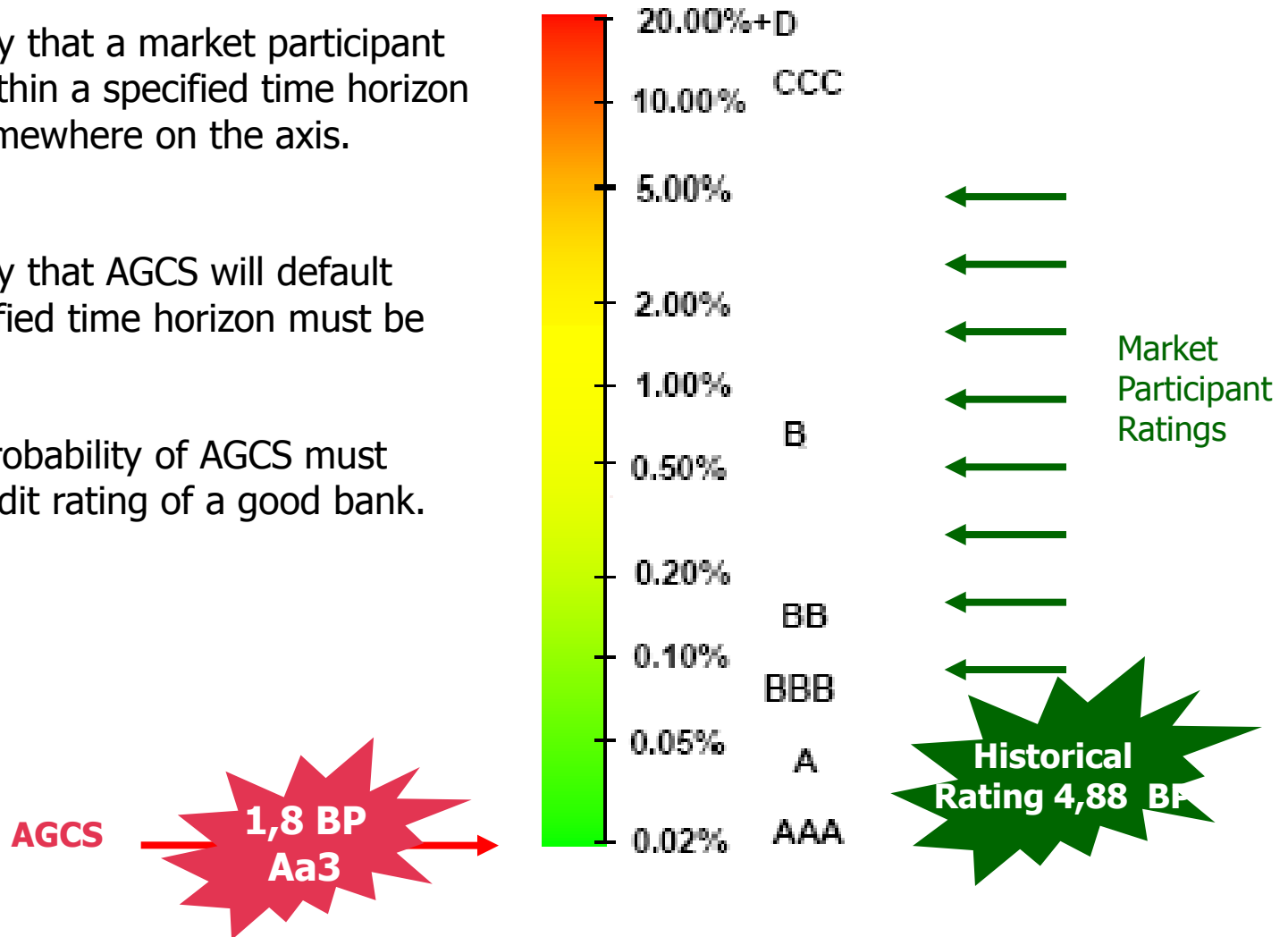
- APCS must not refuse market participants. The amount of starting collateral is only EUR 10.000.
- It is difficult to assess the behaviour of new market participants.
- Even well known Austrian market participants had a surprisingly high level (30%) of balance energy consumption.
- Political risks in gas drive prices and consumption of balance energy up (e.g. curtailment of russian imports).
- There is no limit to the consumption of balance energy (market sets limit with avail. liquidity).
- Credit exposure is as volatile as the prices on the energy market. Price increases lead to a similar development of collateral requirements.
- AGCS/APCS are not free to change their risk management if it seems necessary; a change of their General Conditions takes time and requires regulators consent.
- Market participants cannot be excluded by AGCS but only by the regulator. AGCS/APCS might ask for exclusion only if a market participant does not deposit collateral as required.

# Rating of AGCS and market participants

The probability that a market participant will default within a specified time horizon (1 year) = somewhere on the axis.

The probability that AGCS will default within a specified time horizon must be very low.

The default probability of AGCS must match the credit rating of a good bank.

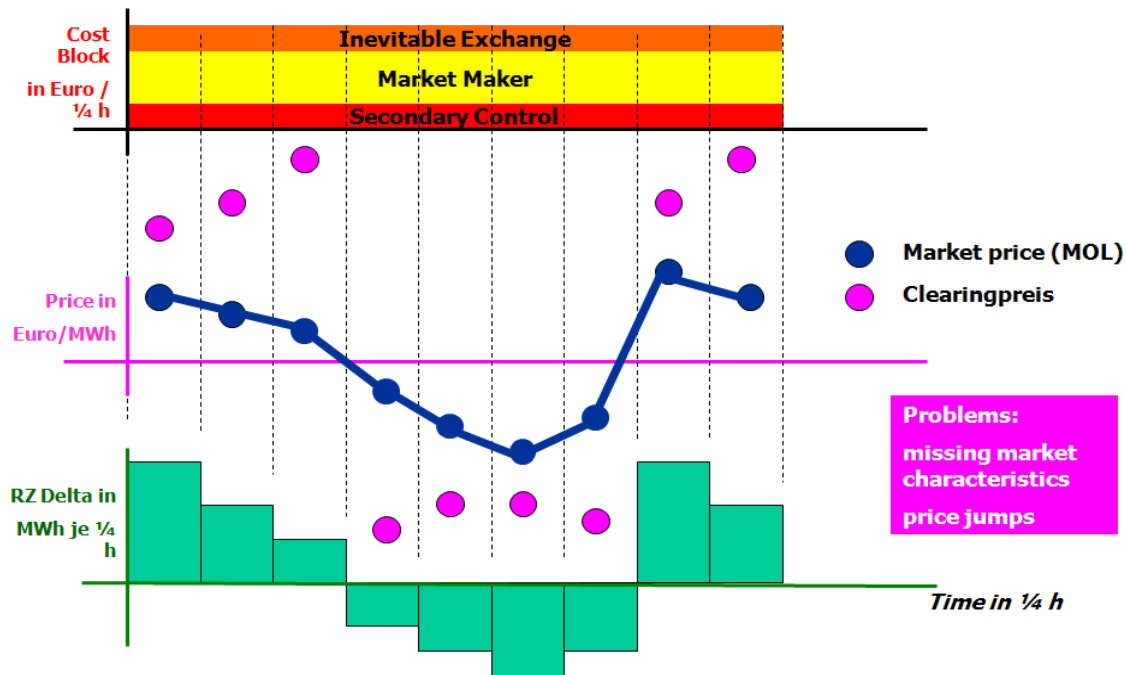


# Clearing Price Modell

# Clearingprice Calculation

The Merit order List defines the market price MWh for every ¼ hour. Either it is the avg price (if energy is called) or the middle price (avg of cheapest sales and most expensive purchase offer)

The deviations (from unbalance situations) of BGVs must finance not only the costs of the calls from the Merit Order List, but have also to finance other cost stemming from Secondary Control, inevitable exchange, Market Maker.



*This graph represents the old Clearing Price Model*

The cost block per month (from Secondary Control, Inevitable Exchange, Market Maker) is financed by an upmark on the market price. The result ist a price jump (delta P), away from the market price, which takes us to the Clearingpreis.

The direction of the prize jump is determined by the direction of the total deviation in this ¼ h.

# Requirements for Price Model

---

- Fair Cost Allocation
- Clearingprices with Market Characteristics
- Clearingprice closer to market price if market price an element of Clearingprice Model
- reduce speculative behaviour, eliminate arbitrage possibilities between Clearingprice and Exchange price.
- avoid Price Jumps and high volatility
- Publication of Clearingprices, Possibility for market participants to recalculate Clearingprice (Publications of Volumes and Costs)
- motivate market participant to perform excellent Forecasts
- ONE PRICE price per time unit

# Actual Clearingprice Modell Electricity

---

- Merit Order List Price (Avg Price of Call) „Price from Day Ahead Market“
- Base Price (Apply Min / Max rule an Exchange Price and Merit Order List Price)
  - when oversupply: Price = min (Exchange Price, MOL Price)
  - when undersupply: Price = max (Exchange Price, MOL Price)

*Min Max Rule is to avoide arbitrage*

Calculate the „price function“ per month

Inputs:

Deviation of Regulation Zone,

Costs for Market Maker, for Secondary Control, inevitable exchange,

20% of costs covered by consumers

function limits (min=3 Euro/MWh, Max=200 Euro/MWh at RZ 75 MWh je ¼ h

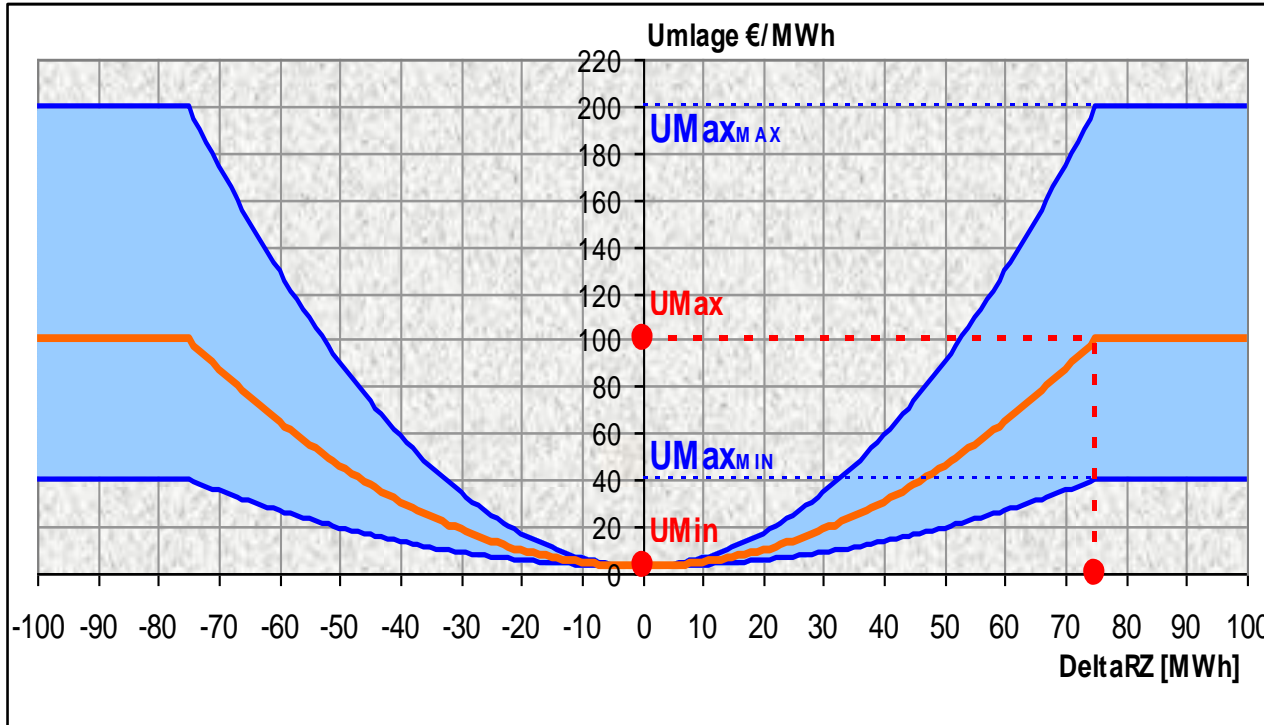
Price Mark Up via Price function

calculate price mark up for each ¼ h based on pricer function

market information

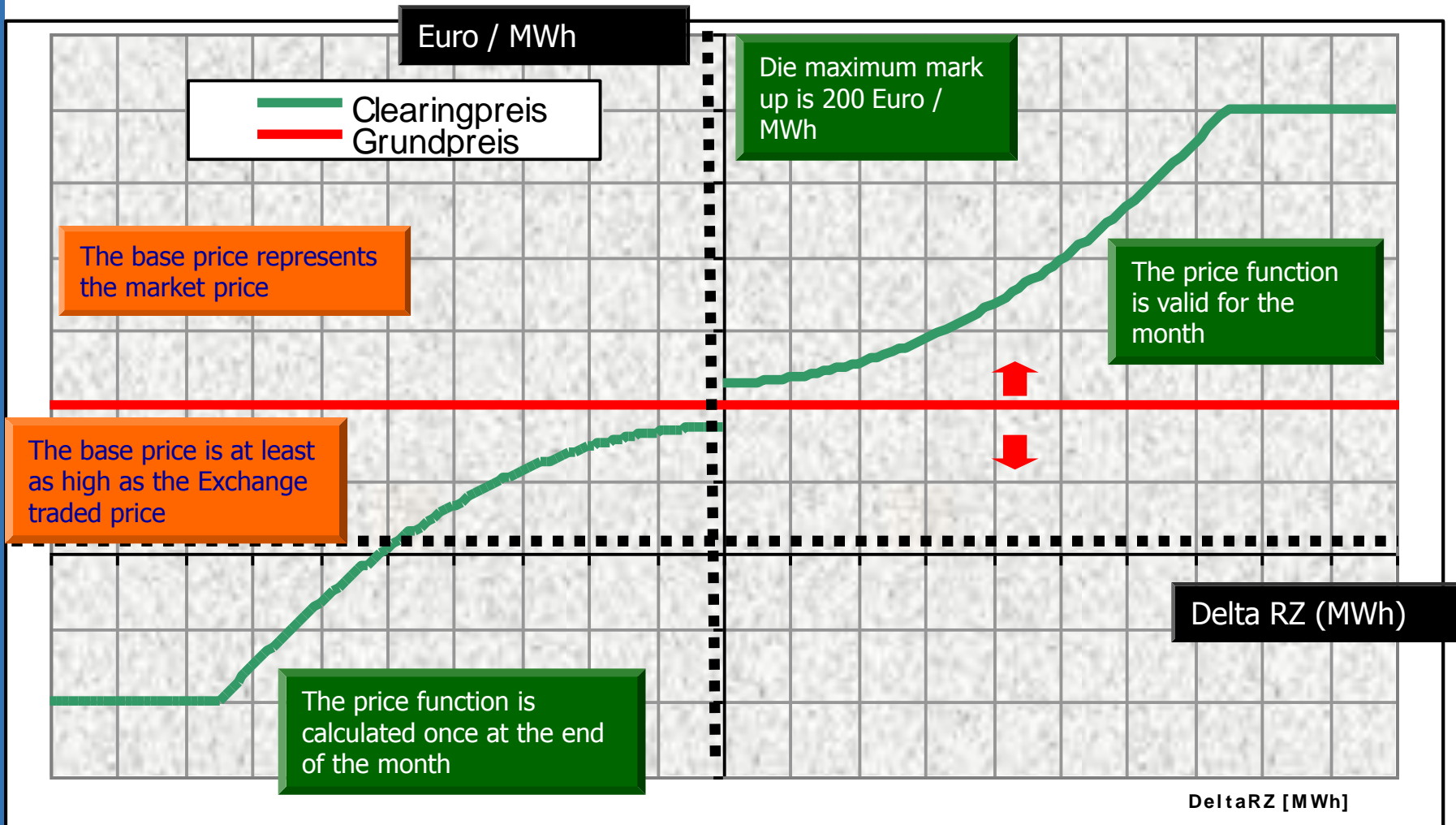
the actual regulation zone delta is published with a 15 minute delay

# Price Function Within Range



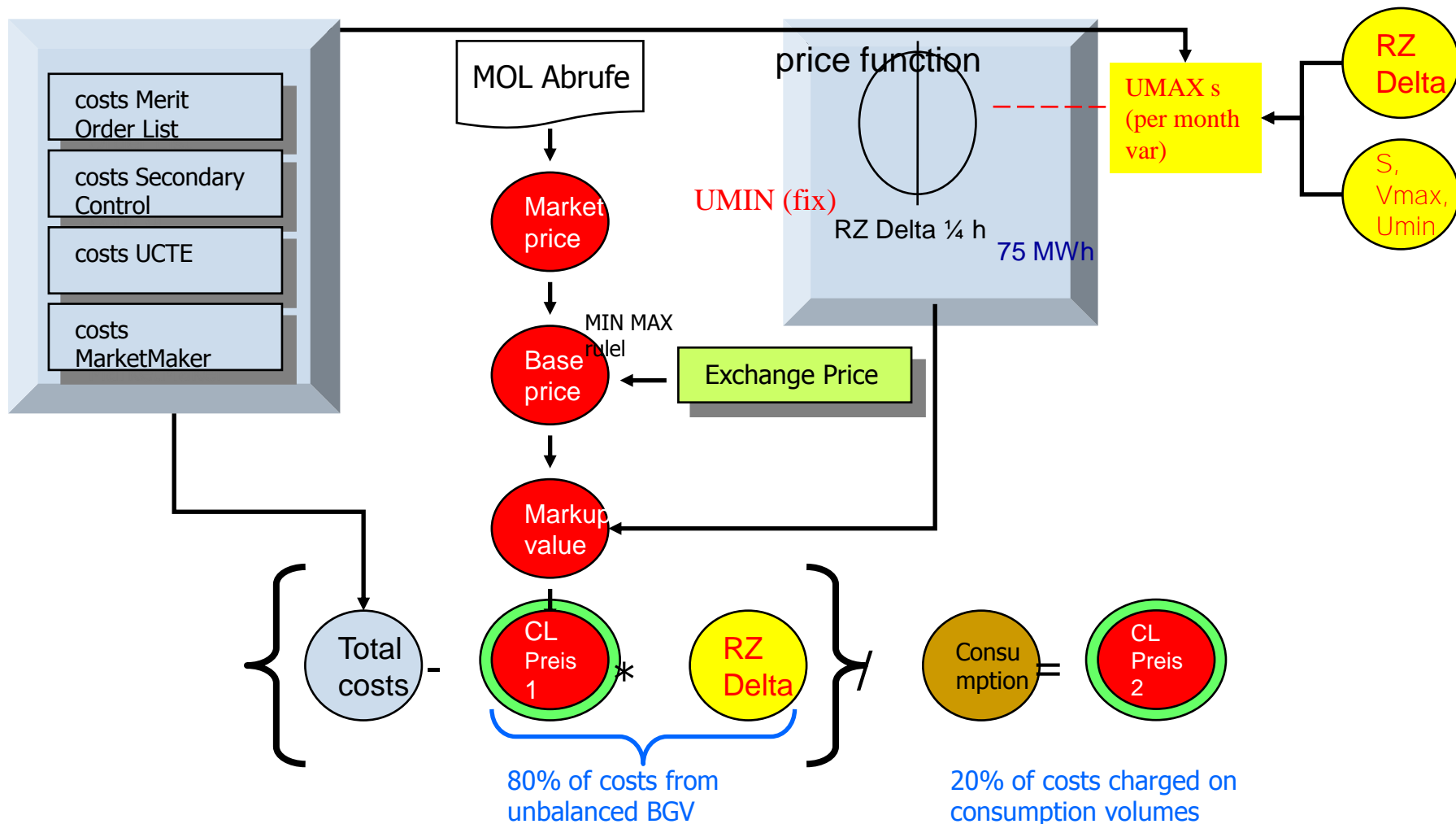
DRZ		Umlage €/MWh	
[MW]	[MWh]	Min	Max
0	0	3	3
25	6,25	3	4
50	12,5	4	8
75	18,75	5	15
100	25	7	25
200	50	19	91
300	75	40	200

UMin: minimum value of function 3,00 €/MWh  
 UMax,MIN : lower limit of max of function 40,00 €/MWh  
 UMax,MAX: upper limit of max of function 200,00 €/MWh  
 VMax: value of balance volume where max of function is met 75,00 MWh  
 s: (1-s%) costs are to be covered via Claringprice 1 0,20 (d.h. 20%)

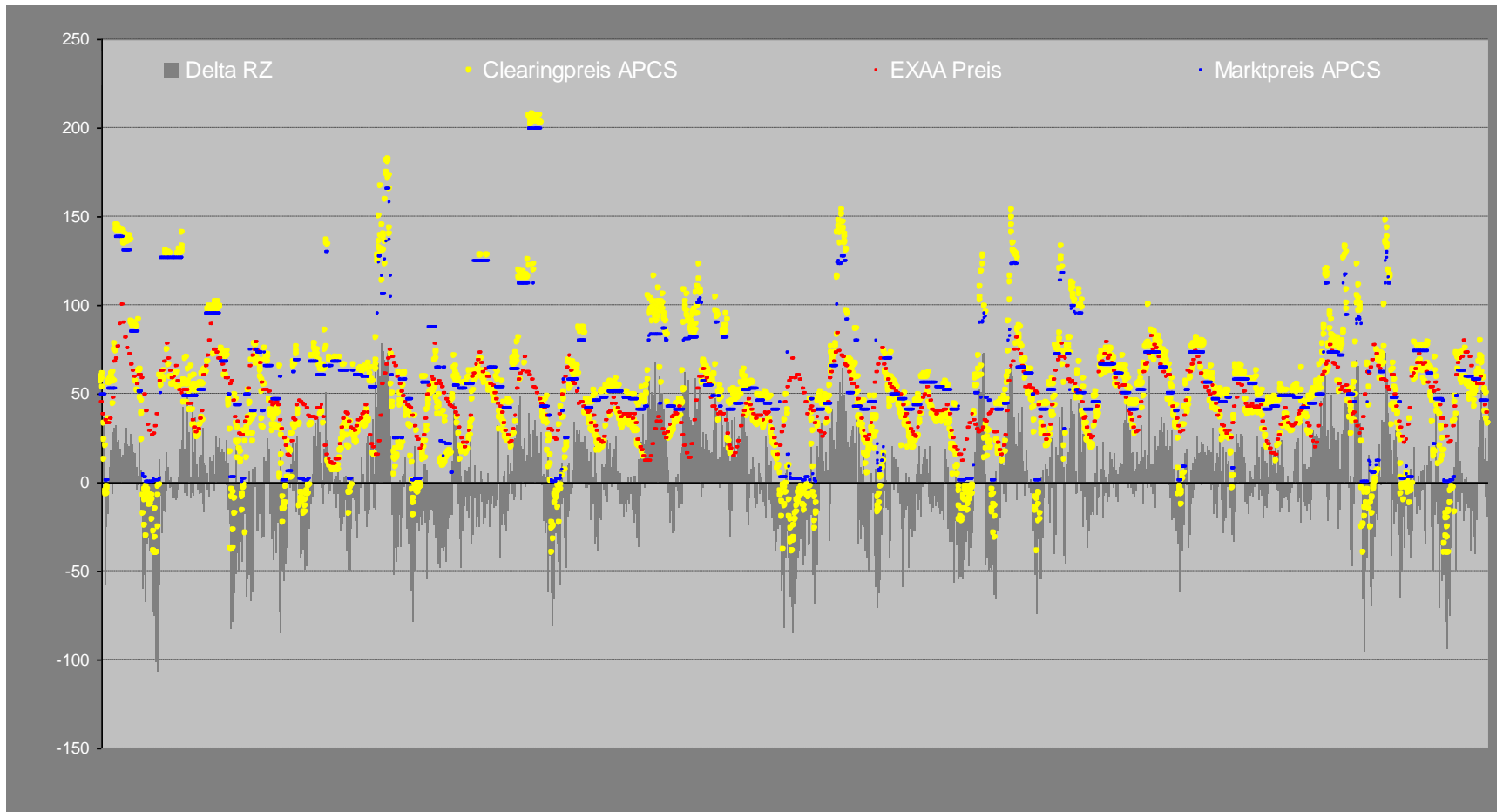


# Clearing Price Model

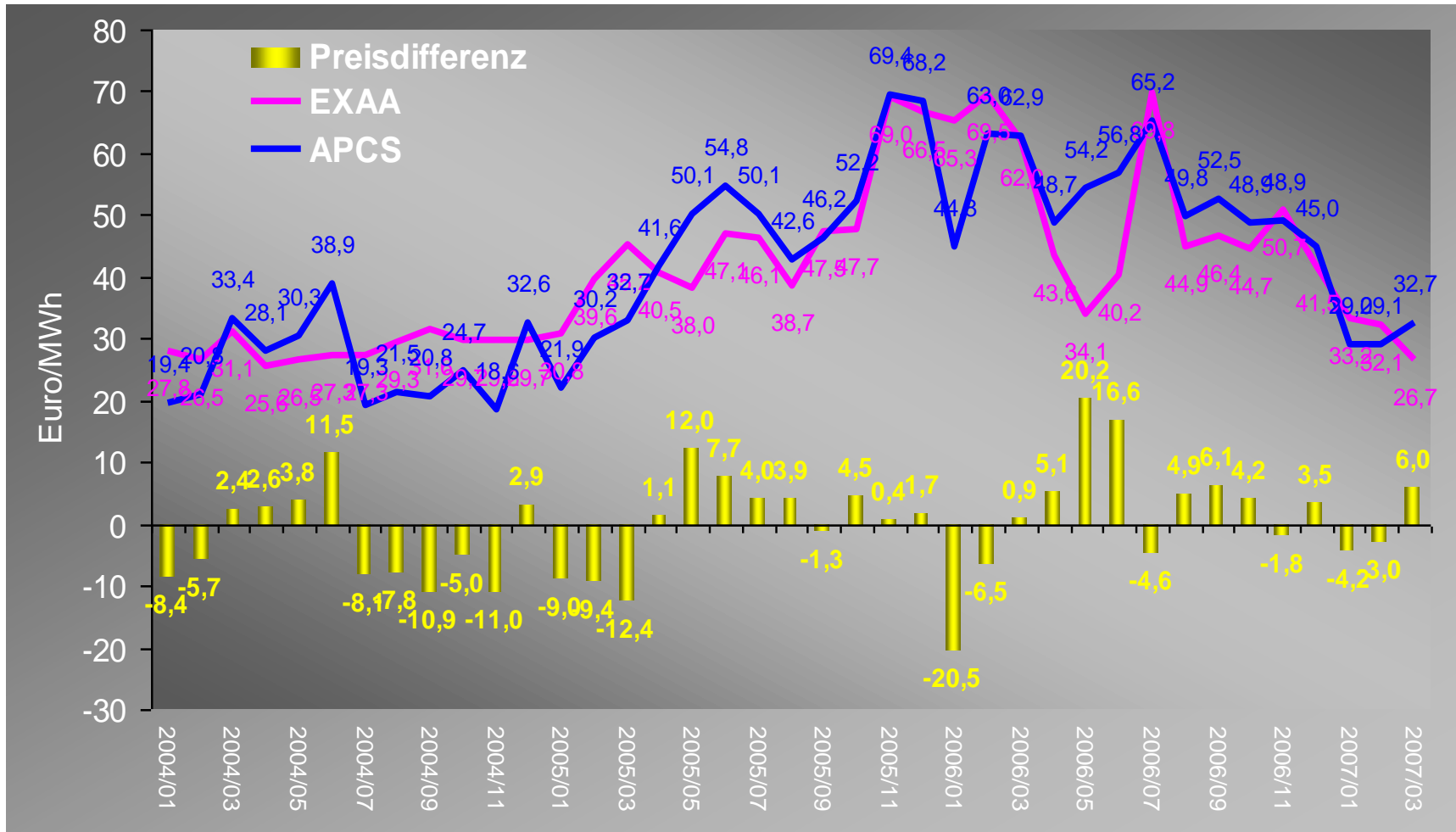
Costs and „Delta of Regulation Zone“ define the price function



# Example of Clearing Prices (Aug 2006)



# Clearing Prices versus EXAA Prices



To reduce Risk for Market Participants and Clearing Agency:  
There should be one **price per time unit** and price should run with **exchange traded market price** from Exchange

# Market Information – Just in Time

Das Marktmodell in Österreich - Microsoft Internet Explorer

Adresse <http://www.verbund.at/at/apg/bilanzgruppe/>

**Verbund** Austrian Power Grid

26.07.2004, Close: € 152,80 (+0,10%) [English](#) | [Hilfe](#) | [Sitemap](#) | Suche:  > Los

[Home](#) | [Konzern](#) | [Gesellschaften](#) | [Investoren](#) | [Medien](#) | [Jobs](#)

Deutsch > [Home](#) > [APG](#) > [Bilanzgruppeninformation](#)

Marktmodell  
Bilanzgruppenmodell  
Tarife  
Eröffnen einer Bilanzgruppe  
Freie Kapazitäten und Engpässe  
Abwicklung Stromtransport  
zurück

**Elektrizitäts-Defizit/Überschuß in der Regelzone APG**  
**Donnerstag, 5.8.2005 13:30 – 13:45 : -78MW**

**MW Überschuß**

Hour	MW Defizit/Überschuß
0	-50
1	-100
2	-150
3	50
4	-50
5	150
6	200
7	100
8	100
9	-100
10	-150
11	100
12	50
13	-78
14	-100
15	-100
16	-100
17	-100
18	-100
19	-100
20	-100
21	-100
22	-100
23	-100
24	-100

**MW Defizit**

Vorläufige Daten. APG haftet nicht für die Folgen von Maßnahmen aufgrund dieser Daten bzw. von Trendschätzungen in die Zukunft, die möglicherweise nicht eintreten (oder so ähnlich....)

**Download früherer Daten:**

Datum von:  bis:

Grafik

Tabelle

[Download](#)

gesellschaften

Für ein „Viertelstundenintervall“  $t$  seien folgende Werte gegeben:

$E1, i, t$  . . . Energie eines Abrufs in dieser Viertelstunde

$P1, i, t$  . . . zugehöriger Preis pro Einheit

$E2, j, t$  . . . . Energie einer Rücknahme in dieser Viertelstunde

$P2, j, t$  . . . . zugehöriger Preis pro Einheit

Der Ausgleichsmarktpreis  $P_t$  im „Viertelstundenintervall“  $t$  errechnet sich als:

$$P_t := \frac{\sum E1, i, t \cdot P1, i + \sum E2, j, t \cdot P2, j}{\sum E1, i, t + \sum E2, j, t}$$

Als Grundlage der Berechnung des Clearingpreises wird ein Basispreis  $P_{B,t}$  verwendet der sich als

$$P_{B,t} := \begin{cases} \min(P_t; P_{X,t}) & V_t < 0 \\ \max(P_t; P_{X,t}) & V_t > 0 \end{cases}$$

$$= \text{sgn}(V_t) \cdot \max(\text{sgn}(V_t) \cdot P_t; \text{sgn}(V_t) \cdot P_{X,t})$$

errechnet (ist kein Börsepreis verfügbar, so ist der Basispreis gleich dem Ausgleichsmarktpreis) und eine Umlagenfunktion  $T$

$$T(V_t, U_{Max}, U_{Min}, V_{Max}) := \begin{cases} U_{Min} + \frac{U_{Max} - U_{Min}}{V_{Max}^2} \cdot V_t^2 & |V_t| < V_{Max} \\ U_{Max} & |V_t| \geq V_{Max} \end{cases}$$

die vom Delta der Regelzone, einem für das ganze Monat errechneten Maximalwert  $U_{Max}$ , einem für das ganze Monat konstantem Minimalwert  $U_{Min}$  und einem Wert, bei dem das Maximum erreicht wird ( $V_{Max}$ ), abhängig ist – siehe 7.1.4 für die aktuell festgelegten Werte.

$$P_{C,t} := P_{B,t} + \text{sgn}(V_t) \cdot T(V_t, U_{Max}, U_{Min}, V_{Max})$$

Der Clearingpreis  $P_{C,t}$  für die Viertelstunde  $t$  ergibt sich dann als:

Zur Bestimmung von  $U_{Max}$  für ein Monat geht man folgendermaßen vor:  
 Der Betrag  $K$ , der im Monat durch den Clearingpreis 1 eingenommen wird, ist:

$$K := \sum_{t \in M} V_t \cdot P_{C,t}$$

In Pkt. 7.1.4 ist ein angestrebter Aufteilungsschlüssel  $s$  festgesetzt und für das jeweilige Monat ist die Summe aller Kosten und Erträge durch  $K_C$  bestimmt, daraus folgt die Gleichung

$$K = (1 - s) \cdot K_C$$

Aus dieser Gleichung lässt sich nun der angestrebte Wert für  $U_{Max}$  durch Umformung explizit darstellen:

$$U_{Max, s} := \frac{1}{C} \cdot \left[ (1 - s)K_C - \sum_{t \in M} V_t P_{B,t} - U_{Min} \sum_{\substack{t \in M \\ |V_t| < V_{Max}}} \left( |V_t| - \frac{|V_t|^3}{V_{Max}^2} \right) \right]$$

wobei  $M$  die Menge aller „Viertelstunden“ des Monats ist und  $C$  durch

$$C := \sum_{\substack{t \in M \\ |V_t| < V_{Max}}} \frac{|V_t|^3}{V_{Max}^2} + \sum_{\substack{t \in M \\ |V_t| \geq V_{Max}}} |V_t|$$

.definiert wird.

Um einen zu niedrigen oder zu hohen Wert für  $U_{Max}$  zu vermeiden, wird nun noch gefordert, dass dieser in für das Monat festgelegten Grenzen  $U_{Max,MIN}$  und  $U_{Max,MAX}$  (siehe 7.1.4) liegt, d.h.:

$$U_{Max} := \begin{cases} U_{Max, s} & U_{Max, MIN} \leq U_{Max, s} \leq U_{Max, MAX} \Rightarrow s' = s \\ U_{Max, MIN} & U_{Max, s} < U_{Max, MIN} \Rightarrow s' < s \\ U_{Max, MAX} & U_{Max, MAX} < U_{Max, s} \Rightarrow s' > s \end{cases}$$