

# Five years down the road: Empirical Evidence from Distribution Network Tariff Regulation in Germany ?

**9<sup>th</sup> Conference in Applied Infrastructure  
Research (Infraday)**

8/9 October 2010, Berlin

**Kevin Canty, infraCOMP**

# Tariff regulation in Germany

- 1998–2005 Era of self-regulation (“Verbändevereinbarung”)
- 2005–2008 Cost-plus regulation
  - 11 regulatory authorities: 1 Federal, 10 state-level
  - 2 phases of cost -plus regulation
- since 2009 Incentive regulation
  - Basis: 2<sup>nd</sup> regulatory approval
  - Duration: 5 years, average efficiency target of 92.2%



**So what has happened in the past five years?**

**And where are we today?**

# Electricity Network Costs since 2005

## *Anecdotal evidence: Is it downhill first ...*

- Regulator: As a result of the initial tariff approval process, household customers saved „approximately over 1.6 billion euros“.

”

Bezogen auf die erhobene Gesamtelektrizitätsabgabe an Haushaltskunden ergibt sich durch die Netzkostenprüfungen der Regulierungsbehörden eine gesamte **Kostenentlastung der Haushaltskunden** in Höhe von **schätzungsweise über 1,6 Milliarden Euro**. Auch bei den **Gewerbe- und Industriekunden** konnten **deutliche Entlastungen** erreicht werden.

“

# ...and now back up again?

## Full year Results 2009

Marcus Schenck, CFO

March 10<sup>th</sup>, 2010

“Higher power network revenues due to regulation (+204)”

= pre-tax profit rises by 204 € million equalling 25% of previous EBIT (853 € million)

**e-on**

### Adjusted EBIT by business unit – Central Europe

in € million	2009	2008	+/- %
Central Europe West Non-regulated	3,522	3,360	+5
Central Europe West Regulated	1,064	853	+25
Central Europe East	341	424	-20
Other/Consolidation	-110	83	-
<b>Adjusted EBIT</b>	<b>4,817</b>	<b>4,720</b>	<b>+2</b>
<b>Adjusted EBITDA</b>	<b>6,479</b>	<b>6,266</b>	<b>+3</b>

#### Main effects:

##### Central Europe West Non-regulated (+162)

- Full year consolidation of SNET in 2009 (+223)
- Positive margin effect in generation (+120); higher gross margin in retail gas (+148); cost cutting (+174)
- Disposal of power plants (-171); negative effects resulting from economic downturn (-97)
- Lower gross margin retail power (-127)

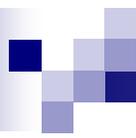
##### Central Europe West Regulated (+211)

- Higher power network revenues due to regulation (+204); weather related higher gross margin in gas networks (+53); cost cutting (+56)
- Network losses (-15)

##### Central Europe East (-83)

- First time consolidation of Gaz Romania from PEG (+61)
- Lower gross margin power mainly Hungary (-64); negative effects due to economic downturn (-15); currency effects (-15)

4



## **Complication 1: Insufficient transparency...**

- Decisions are not published, only tariffs are published
- Not even overall permissible revenue/cost is published (one exception!)
- No publicly available analysis of cost components (e.g. average %)
- Lacking “culture” of providing statistical data to the public
- Published data often difficult to use (change of underlying definitions; statistical population often unclear)

## ... and vague announcements

” Durch die Kostenprüfungen in den übrigen 110 Verfahren wurden **überwiegend deutliche Kürzungen** (*predominately significant reductions*) gegenüber den beantragten Kosten vorgenommen, die sich **in praktisch allen Fällen** (*in practically all cases*) auch in Netzentgeltsenkungen niedergeschlagen haben.“

*Bundesnetzagentur Monitoringbericht 2008, p.46*

“

## Complication 2: Lacking continuity of data

- Network metamorphosis:
  - mergers, de-mergers (growth and reduction)
  - regional cooperation
  - corporate restructuring (voltage level allocation)
  - new networks (municipalities taking over local grid from regional network operator)
- Demand changes / varying supply structure
- Changing cost components
  - e.g. renewables charge (EEG-Umlage) originally within TSO tariff, now in power price

# Reasons to be sceptical: The political economy of tariff regulation

- Logic of getting it done (or: getting it over with):
  - staff of ~10 (full time equivalents) at Federal Regulator overwhelmed with >200 cases to deal with
  - Situation at state regulators even more dramatic
  - Objective: Avoid court appeals by negotiating mutually agreeable percentage of reductions
  - Minimize case load by prolonging initial approval (2006/2007) into 2008 without renewed cost control
- Pressure on state regulatory authorities in state parliaments

# One exception: Publication of Revenue caps in State of Baden-Württemberg (2009)

- Only regulatory authority to publish individual revenue caps (“Erlösobergrenzen”)
- All other regulatory authorities published only individual efficiency targets
- But: Underlying decisions (material evaluation) remain unpublished

The screenshot shows a web browser window displaying the website of the Baden-Württemberg Ministry of Economic Affairs. The page title is 'Erlösobergrenzen, Effizienzwerte und Anpassungen für Stromnetzbetreiber'. The main content area features a list of entries for different network operators, including Aalen and Albstadt. Each entry includes the operator's name, the date of the decision, and a link to download the document. The list is organized alphabetically by the operator's name.

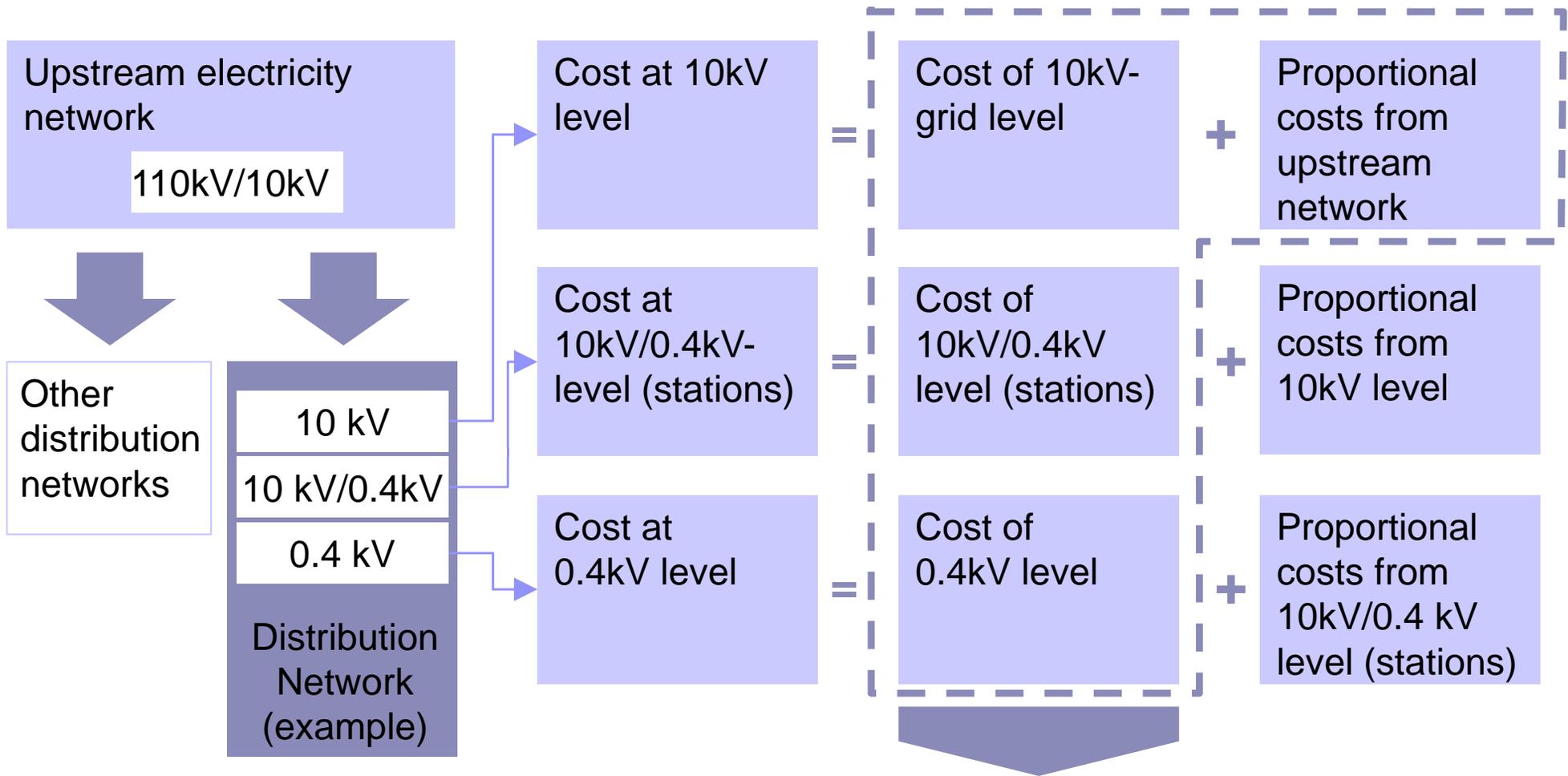
Operator	Decision Date	Document Size
Aalen: Stadtwerke Aalen GmbH	23.12.2008	26 KB
Aalen: Stadtwerke Aalen GmbH	03.11.2009	26,7 KB
Albstadt: Albstadtwerke GmbH	02.03.2010	27 KB
Albstadt: Albstadtwerke GmbH	19.12.2008	26 KB
Albstadt: Albstadtwerke GmbH	-	-

# Data sample

- 120 network operators
  - Revenues between 12.000 € and 30.000.000 €
- 
- Focus: Top 52, revenue cap > 3.000.000 €

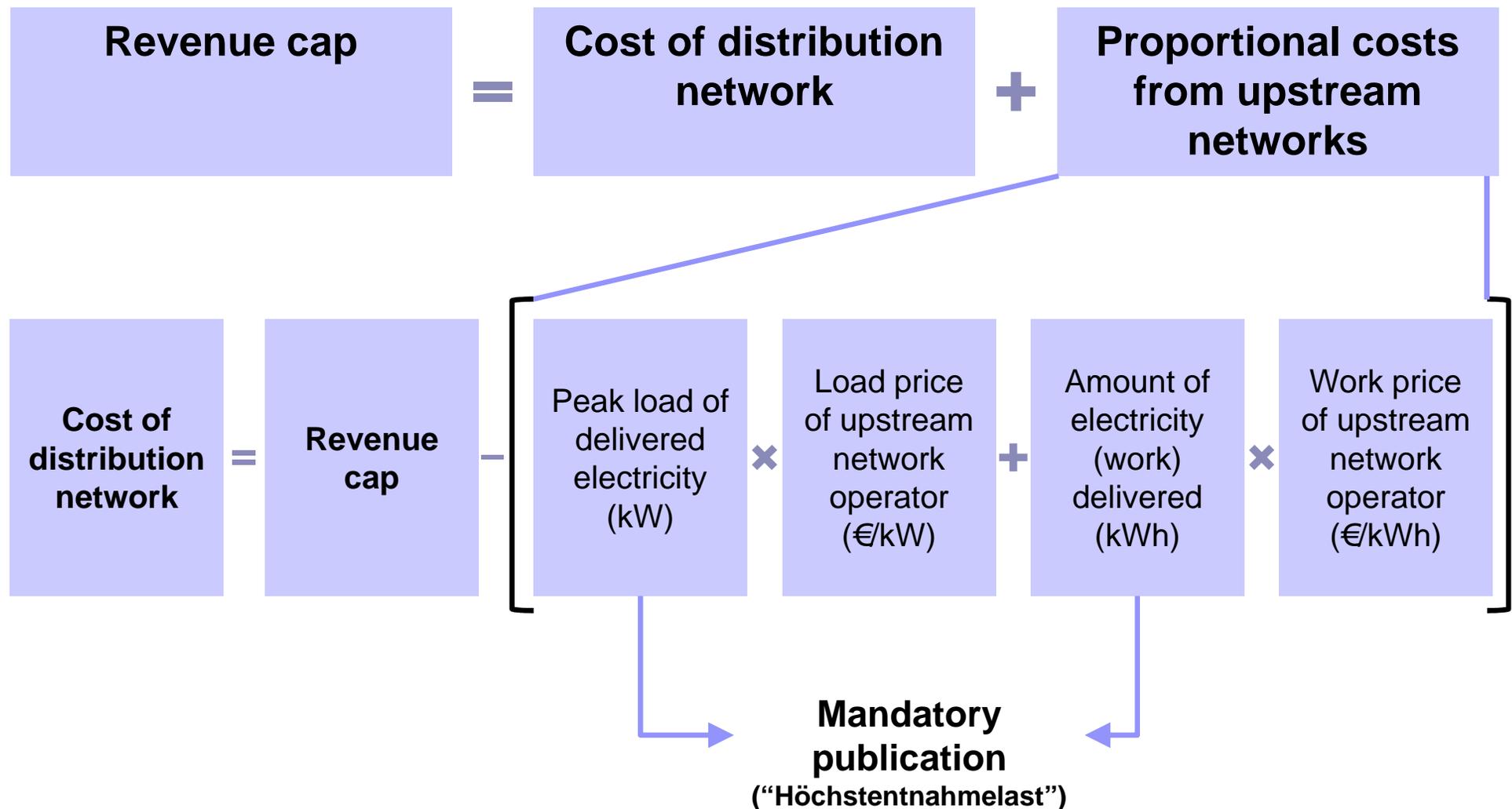
Network operator	efficiency target	Revenue caps
		2009 Euros
1 NHF Netzgesellschaft Heilbronn-Franken mbH	100,00%	27.406.168,84
2 Stadtwerke Heidelberg Netze und Umwelt GmbH	100,00%	25.300.957,46
3 FairEnergie GmbH	86,31%	24.286.626,18
4 Stadtwerke Pforzheim GmbH & Co. KG	90,95%	19.762.106,17
5 Albwerk GmbH & Co. KG	100,00%	18.369.445,09
6 Stadtwerke Villingen-Schwenningen GmbH	86,40%	14.116.035,54
7 Stadtwerke Tübingen GmbH	91,73%	12.807.275,89
8 Stadtwerke Konstanz	91,86%	12.662.475,66
9 TWS Netz GmbH	100,00%	12.305.332,26
10 Technische Werke Friedrichshafen	100,00%	11.721.911,74
11 Stadtwerke Schwäbisch Gmünd GmbH	89,92%	11.084.711,01
12 Thüga Energienetze GmbH	94,20%	10.603.798,05
13 Stadtwerke Baden-Baden	91,15%	10.292.851,92
14 Albstadtwerke GmbH	85,97%	9.366.499,50
15 Hellenstein-Energie-Logistik GmbH	87,50%	9.355.306,48
16 Stadtwerke Sindelfingen GmbH	94,49%	9.185.349,38
17 Energie- und Wasserversorgung Bruchsal GmbH	87,50%	8.487.773,70
18 Stadtwerke Waiblingen GmbH	84,91%	8.348.269,97
19 Stadtwerke Aalen GmbH	87,50%	8.290.312,91
20 EGT Energie GmbH (NEU)	87,50%	8.271.347,60
21 Stadtwerke Bietigheim-Bissingen GmbH	87,50%	8.241.084,76
22 EGT Energie GmbH	87,50%	8.190.724,03
23 ENRW Energieversorgung Rottweil GmbH & Co. KG	87,50%	8.054.519,22
24 Stadtwerke Fellbach	80,00%	7.785.059,14
25 star.Energiewerke GmbH & Co. KG	87,50%	7.505.066,90
26 Elektrizitätswerk des Kantons Schaffhausen AG	87,50%	7.401.031,40
27 Stadtwerke Nürtingen GmbH	87,50%	7.050.644,99
28 Stadtwerke Bühl GmbH	87,50%	6.575.309,33
29 Stadtwerke Balingen	87,50%	6.317.087,90
30 Stadtwerke Ettlingen GmbH	87,50%	5.955.697,78
31 Stadtwerke Crailsheim GmbH	87,50%	5.573.685,67
32 Stadtwerke Tuttlingen GmbH	87,50%	5.102.508,76
33 Energieversorgung Rottenburg am Neckar GmbH	87,50%	5.073.423,68
34 Stadtwerke Mosbach GmbH	87,50%	4.856.707,48
35 e.wa.riss Netze GmbH	87,50%	4.828.250,35
36 Stadtwerke Radolfzell GmbH	87,50%	4.712.346,82
37 Stadtwerke Mühlacker GmbH	87,50%	4.491.172,84
38 Stadtwerke Mühlacker GmbH	87,50%	4.491.172,84
39 Stadtwerke Bretten GmbH	87,50%	4.488.401,62
40 Stadtwerke Gaggenau	87,50%	4.481.518,50
41 Stadtwerke Schramberg GmbH & Co. KG (nach Netzüberna	87,50%	4.272.349,75
42 Stadtwerke Schorndorf	87,50%	4.267.213,62
43 Stadtwerke Freudenstadt GmbH & Co. KG	87,50%	4.201.479,35
44 Stadtwerke Hockenheim	87,50%	3.992.996,76
45 Stadtwerke Überlingen GmbH	87,50%	3.849.975,23
46 Stadtwerke Schramberg GmbH & Co. KG	87,50%	3.633.225,85
47 Stadtwerk Tauberfranken GmbH	87,50%	3.589.179,81
48 Stadtwerke Waldshut-Tiengen GmbH	87,50%	3.488.424,05
49 Stadtwerke Emmendingen GmbH	87,50%	3.409.529,67
50 Energie Calw GmbH	87,50%	3.281.810,72
51 Stadtwerke Waldkirch GmbH	87,50%	3.145.565,85
52 Ehinger Energie Wendelin Maunz GmbH	87,50%	3.034.593,10

# The system of voltage-level costs of distribution networks



**Total costs to be covered by revenues from network tariffs = Revenue cap**

# Getting to the core: Extracting distribution network costs from (published) revenue caps



# Theory: Legal obligations for data-publication

## Practice: Poor publication compliance

- Base year varies (data as old as 2005!)
- Scope of publication varies
- Definitions used vary
- BNetzA-survey in 2008 illustrates poor compliance (and poor enforcement...)

Veröffentlichungspflicht gemäß	Veröffentlichungspflicht wurde umgesetzt (in Prozent)	Veröffentlichungspflicht wurde entsprechend dem Leitfaden umgesetzt (in Prozent)
§ 19 Abs. 1 EnWG	92	91
§ 20 Abs. 1 EnWG	90	78
§ 12 Abs. 3 StromNZV	51	37
§ 13 Abs. 3 StromNZV	77	61
§ 15 Abs. 5 StromNZV	76	76
§ 17 Abs. 2 Nr. 1 StromNZV	86	42
§ 17 Abs. 2 Nr. 2 StromNZV	85	66
§ 17 Abs. 2 Nr. 3 StromNZV	77	49
§ 17 Abs. 2 Nr. 4 StromNZV	59	43
§ 17 Abs. 2 Nr. 5 StromNZV	69	38
§ 17 Abs. 2 Nr. 6 StromNZV	43	24
§ 17 Abs. 2 Nr. 7 StromNZV	87	85
§ 10 Abs. 2 StromNEV	82	76
§ 27 Abs. 1 StromNEV	98	79
§ 27 Abs. 2 Nr. 1 StromNEV	93	91
§ 27 Abs. 2 Nr. 2 StromNEV	93	92
§ 27 Abs. 2 Nr. 3 StromNEV	90	87
§ 27 Abs. 2 Nr. 4 StromNEV	92	90
§ 27 Abs. 2 Nr. 5 StromNEV	93	91
§ 27 Abs. 2 Nr. 6 StromNEV	93	91
§ 27 Abs. 2 Nr. 7 StromNEV	91	89
§ 4 Abs. 2 NAV	94	83
§ 29 Abs. 1 NAV	75	74

In sample, percentage is only 15%

Tabelle 7: Erfüllung der Veröffentlichungspflichten zum 01.04.2009<sup>33</sup>

Source: Bundesnetzagentur Monitoringbericht 2009, p.46

# Example 1\*

Stadtwerke Heidenheim Aktiengesellschaft - Strom, Erdgas, Erdgastankstelle, Trinkwasser, Wärme, - Windows Internet Explorer

http://www.hellenstein-energie-logistik.de/vp/stromnzv/225\_226\_227\_228\_229\_230j

web durchsuchen...

Home Sitemap Impressum Quickfinder

Hellenstein Energie-Logistik GmbH

Unternehmen    Netznutzung    Aquarena    Kontakt    Links

**Jahreshöchstlast 2005:**  
aufgetreten am 20.01.2005 11:15 bis 11:30: 41.053 kW  
Unter folgendem Link kann ein Diagramm zum Höchstlasttag als PDF-Datei heruntergeladen werden:  
Diagramm Höchstlasttag 2005.pdf

**Netzverluste 2005:**  
Jahresmenge in kWh: 6.243.665 kWh  
in % der Einspeisung: 2,59 %  
Verlustenergiepreis 2006: 4,6 Cent/kWh  
Summenlast in kW: 1.182 kW  
**Summenlast in kW von nicht leistungsgem. Kunden 2005:** 17.431 kW  
Das Analytische Verfahren wird von der Hellenstein Energie Logistik GmbH nicht angewendet.

**Bezug aus der vorgelagerten Netzebene 2005:**  
Jahresmenge in kWh: 188.359.624 kWh  
Höchstleistung in kW: 35.340 kW  
Zeitpunkt: 15.06.2005, 10:00 Uhr

Fertig    Internet | Geschützter Modus: Aktiv    100%

\* as of October 8, 2010

([http://www.hellenstein-energie-logistik.de/vp/stromnev/216\\_217\\_218\\_219\\_220\\_221\\_222/216\\_217\\_218\\_219\\_220\\_221\\_222.htm](http://www.hellenstein-energie-logistik.de/vp/stromnev/216_217_218_219_220_221_222/216_217_218_219_220_221_222.htm))

# Example 2\*

\* as of October 8, 2010

([http://www.muehlacker.de/stadtwerke/downloads/01Strom/08Netzstruktur/03\\_Netzstrukturdaten\\_\\_\\_17\\_Abs.\\_2\\_StromNZV\\_SWM\\_2009.pdf](http://www.muehlacker.de/stadtwerke/downloads/01Strom/08Netzstruktur/03_Netzstrukturdaten___17_Abs._2_StromNZV_SWM_2009.pdf))



## Restlastkurve der Lastprofilkunden bei Anwendung des analytischen Verfahrens

*{wird zur Zeit noch ermittelt}*

### Nr. 5 Höchstentnahmelast aus der vorgelagerten Ebene

USp HSp / MSp	<i>{wird zur Zeit noch ermittelt}</i>
MSp	<i>{wird zur Zeit noch ermittelt}</i>
USp MSp / NSp	<i>{wird zur Zeit noch ermittelt}</i>
NSp	<i>{wird zur Zeit noch ermittelt}</i>

### Bezug aus der vorgelagerten Ebene

USp HSp / MSp	<i>{wird zur Zeit noch ermittelt}</i>
MSp	<i>{wird zur Zeit noch ermittelt}</i>
USp MSp / NSp	<i>{wird zur Zeit noch ermittelt}</i>
NSp	<i>{wird zur Zeit noch ermittelt}</i>

### Nr. 6 Summe aller Einspeisungen pro Spannungsebene

#### aus Erzeugungsanlagen

USp HSp / MSp	<i>{wird zur Zeit noch ermittelt}</i>
MSp	<i>{wird zur Zeit noch ermittelt}</i>
USp MSp / NSp	<i>{wird zur Zeit noch ermittelt}</i>
NSp	<i>{wird zur Zeit noch ermittelt}</i>

#### aus Rückspeisungen

USp HSp / MSp	<i>{wird zur Zeit noch ermittelt}</i>
MSp	<i>{wird zur Zeit noch ermittelt}</i>
USp MSp / NSp	<i>{wird zur Zeit noch ermittelt}</i>
NSp	<i>{wird zur Zeit noch ermittelt}</i>



## Evaporating sample...

- Of the 52 network operators with a revenue cap > 3.000.000 Euros, only 8 published obligatory data („Höchstentnahmelast aus der vorgelagerten Netzebene“) for every voltage level
- Clearly, sample is too small for robust analysis

# Conclusions

- Jury is still out on just how “successful” tariff regulation has been so far.
- Data availability from regulators is dismal. It needs to improve dramatically.
- Enforcement of publication obligations has to get serious.



Even 5 years into the regulation of electricity network tariffs, there is insufficient data for third parties (academics!) to run evaluations



# infraCOMP

**Kevin Canty**

Dircksenstr. 41

10178 Berlin

Germany

T: +49-30-2345.8961

F: +49-30-2345.9754

kevin.canty@infracomp.de