



Studie Bilanzierungsmodell Gas

Ein Projekt im Auftrag von E-Control

Präsentation der Ergebnisse

Christian Hewicker, Benedikt Schuler, Bert Kiewiet

Wien, 02. Februar 2012

Agenda

- Ausgangssituation
- Stunden- vs. Tagesbilanzierung: Sicht der Lieferanten
- Technische Machbarkeit der Tagesbilanzierung
- Kosten der Tagesbilanzierung
- Mögliche Wettbewerbseffekte
- Zusammenfassung

Ausgangssituation

Aktuelle Entwicklung des europäischen und österreichischen Rechtsrahmens erfordert Fortentwicklung des Bilanzierungssystems

- Framework Guidelines schreiben den Übergang zur Tagesbilanzierung für die FL-Ebene vor, ggf. in Verbindung mit untertäglichen Restriktionen
- Novelle des Gaswirtschaftsgesetzes vom Dezember 2011 fordert:
 - Primäre Beschaffung von physikalischer Ausgleichsenergie am VHP, d.h. prinzipiell Abkehr von MOL als Standardinstrument auch für VG
 - Harmonisierung der Ausgleichsregeln in FL- und Verteilernetz
- KEMA wurde von E-Control mit Studie über technische und ökonomische Machbarkeit der Tagesbilanzierung beauftragt
- Vorliegende Ergebnisse beruhen auf Simulationen des österreichischen Gasnetzes sowie umfangreichen Analysen der wirtschaftlichen Auswirkungen auf BGV und Netzbetreiber (MGM / VGM)

Agenda

- Ausgangssituation
- Stunden- vs. Tagesbilanzierung: Sicht der Lieferanten
- Technische Machbarkeit der Tagesbilanzierung
- Kosten der Tagesbilanzierung
- Mögliche Wettbewerbseffekte
- Zusammenfassung

Tagesbilanzierung: Sicht der Lieferanten

Betrachtung der Kosten verschiedener Bilanzierungsmodelle sowie der Kosten der eigenen Strukturierung

- In Bilanzierungssystemen mit Stundenbilanzierung und/oder stündlichen / kumulierten Anreizen haben BG zwei Möglichkeiten zur Strukturierung:
 - Eigenständige Strukturierung des Portfolios
 - Teilweiser / Völliger Bezug der Struktur aus der Ausgleichsenergie
- Um die Auswirkungen verschiedener Bilanzierungsmodelle zu illustrieren, vergleichen wir nachfolgend die potenziellen Kosten beider Varianten
- Parallel betrachten wir die Auswirkungen verschiedener Bilanzierungsmodelle auf die Kosten einzelner Kunden bzw. Portfolien (d.h. Kosten für ungeplante Abweichungen und/oder Tagesstruktur)

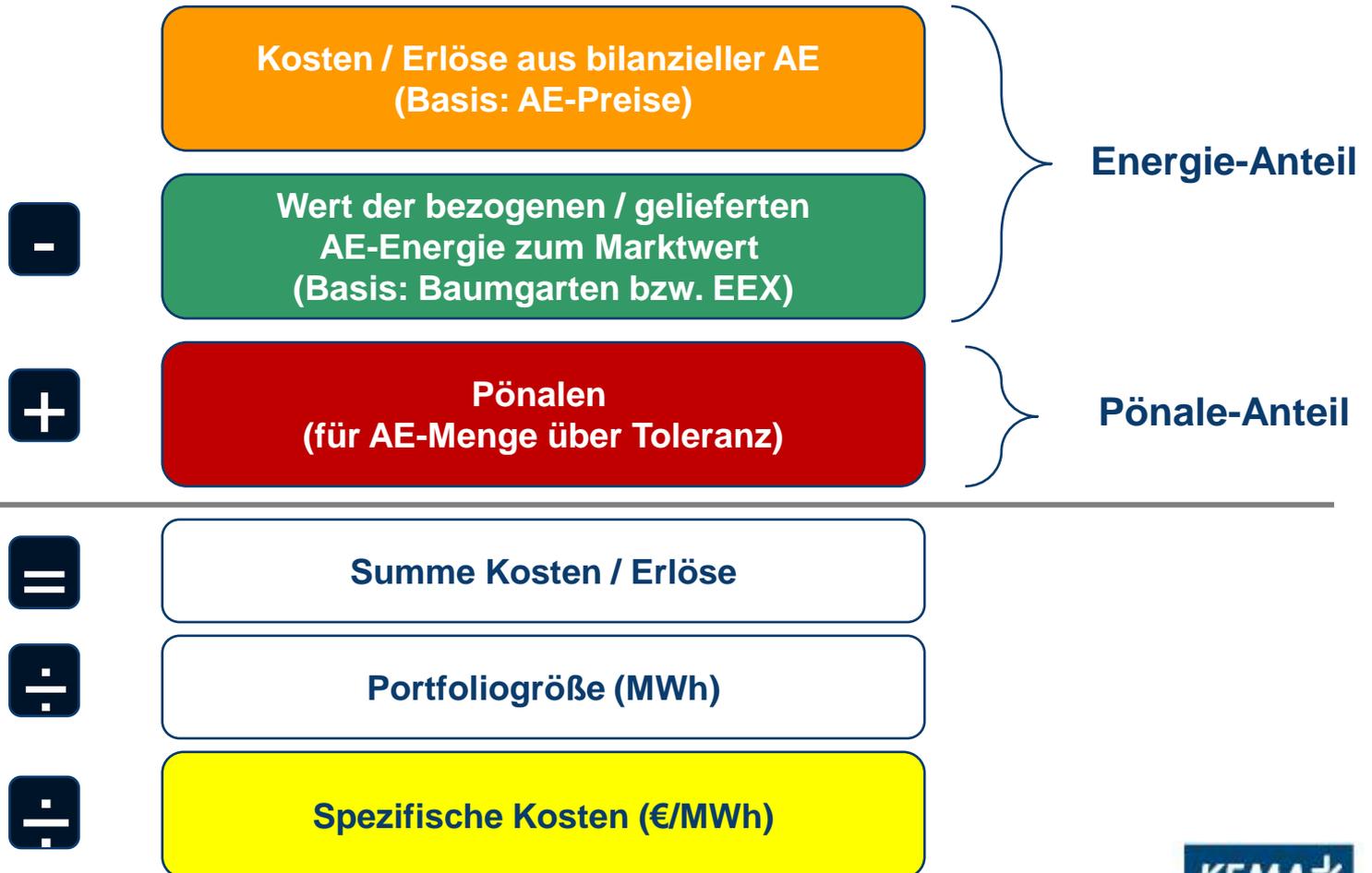
Analyse von Bilanzierungsmodellen

Zum Vergleich betrachten wir die beiden grundlegenden Bilanzierungsmodelle in je drei Varianten

Grundmodell	Bilanzierungsmodell		
	Toleranzen	Pönalen	Grundlage AE-Preis
Stundenbilanzierung	-	-	1. Historisch (AGCS) 2. Baumgarten ± 3 €/MWh a) Abhängig von Systembilanz b) 2-Preis-System
Tagesbilanzierung	a) - b) Stündlich (1%,3%,5%) c) Kumuliert (0%,5%,10%)	- 10% AE-Preis 10% AE-Preis	2-Preis-System: Höchster bzw. niedrigster Preis EEX Within-Day Markt

Analyse von Bilanzierungsmodellen

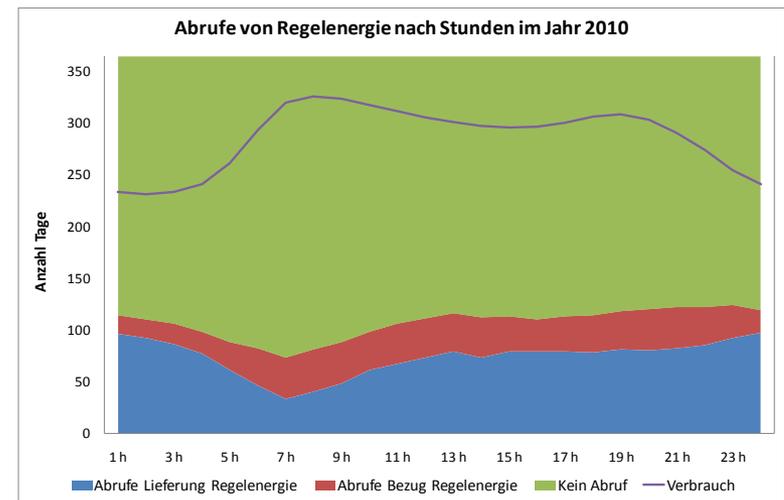
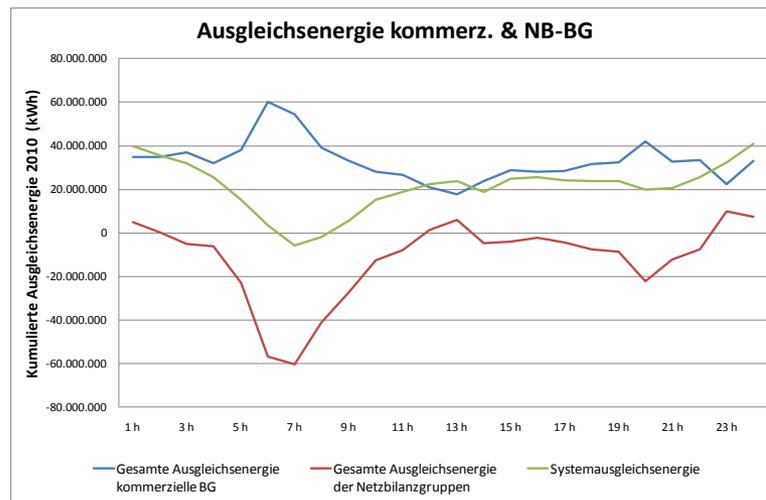
Bewertung der Bilanzierungsmodelle erfolgt auf Grundlage der reinen AE-Kosten und dem aktuellen Marktwert der bilanziellen AE



Tagesbilanzierung: Sicht der Lieferanten

Niedrige Kosten im derzeitigen System insbesondere durch strukturelle Fehler der SLP und Charakteristik der AE-Preisbildung beeinflusst

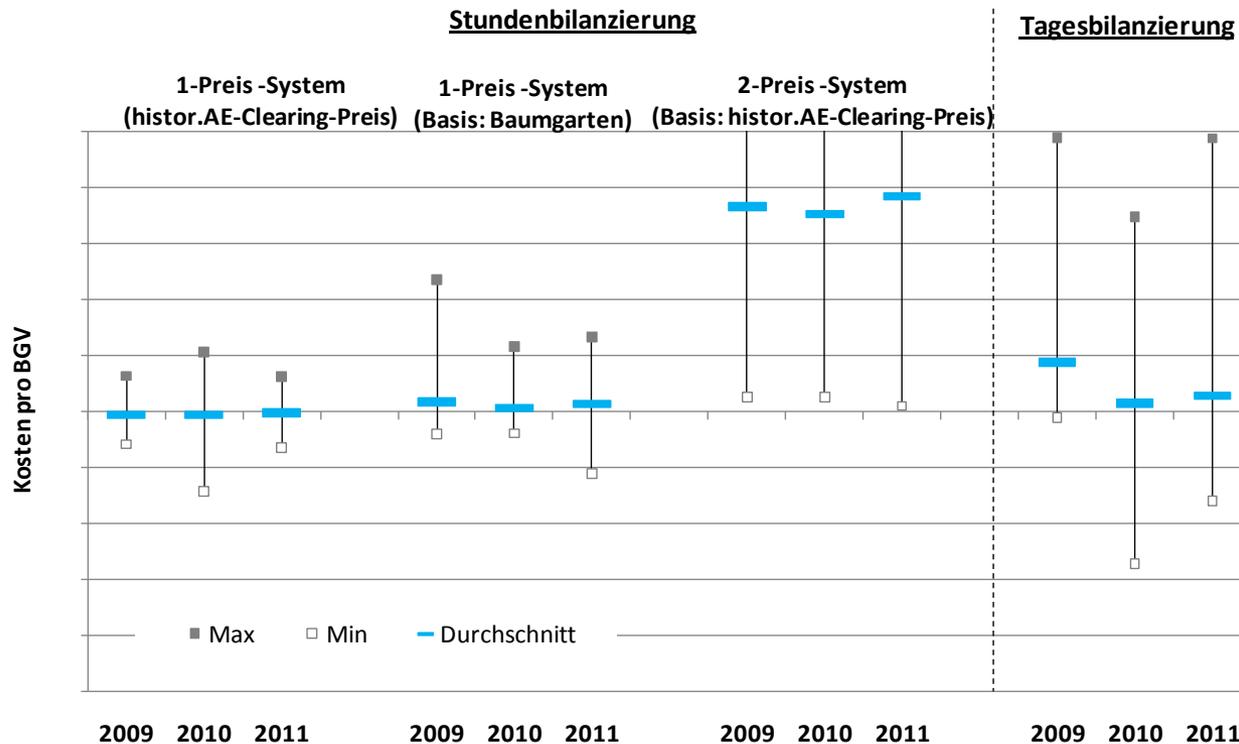
- AE der Netzbetreiber-BG zeigt deutlich strukturellen Fehler der SLP-Profile mit Überschätzung der Spitzenlast
- Kopplung der AE-Preise an Ungleichgewicht der Netzbetreiber-BG erlaubt aufgrund seltenen Abrufs von physikalischer AE vergleichsweise risikoarme Beschaffung von bilanzieller AE zu günstigen Preisen



Tagesbilanzierung: Sicht der Lieferanten

Auch bei unterschiedlichen Annahmen zur Preisgestaltung bleibt die Stundenbilanzierung mit 1-Preis-System prinzipiell günstig

Wirkung von verschiedenen Bilanzierungsregimen und AE-Preisen auf Kosten für bilanzielle AE-Mengen der BGV (>3000 Stundenwerte/GW)



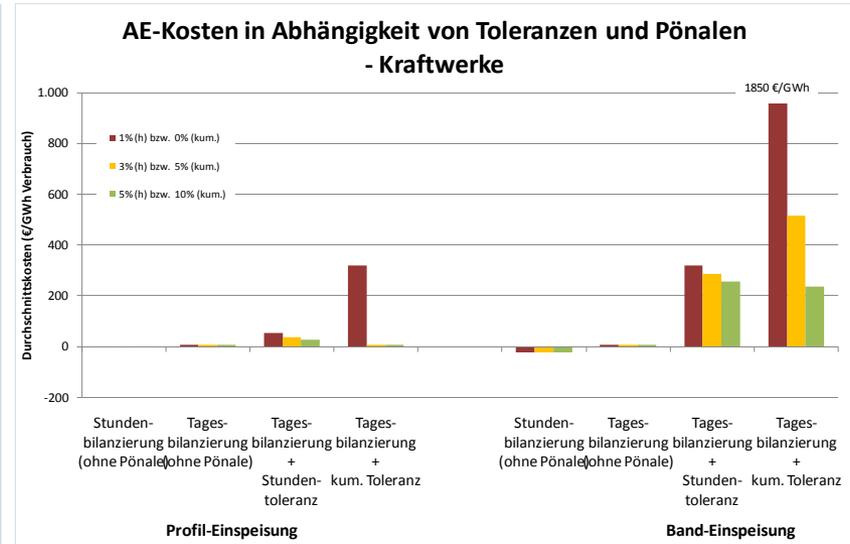
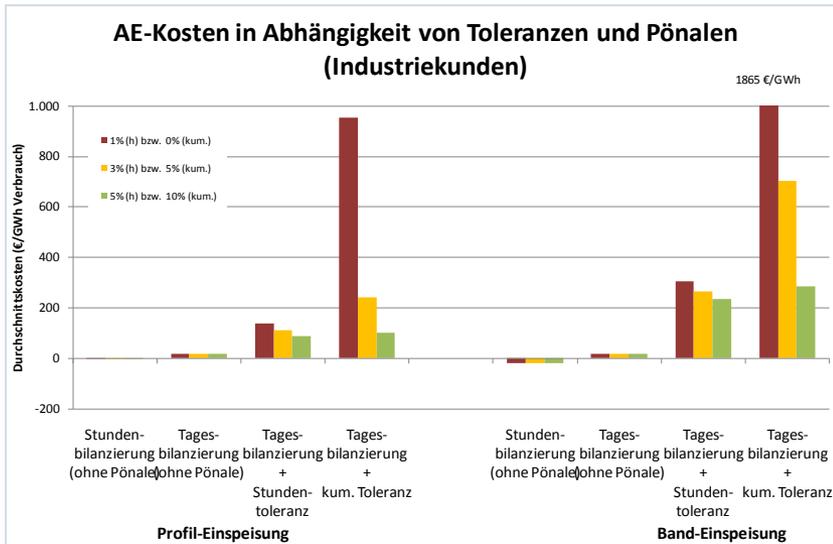
Tagesbilanzierung: Sicht der Lieferanten

Kritisch beim Übergang zur Tagesbilanzierung ist insbesondere die Einführung eines grenzkostenbasierten Preissystems

- AE-Kosten des derzeitigen stundenscharfen Einpreissystems sind regelmäßig günstiger oder zumindest vergleichbar mit der reinen Tagesbilanzierung
- Der Übergang zu einem stündlichen Zweipreissystem (z.B. in Anlehnung an die Vorgaben der FG Balancing für die Tagesbilanzierung) würde dagegen in drastisch höheren Kosten resultieren
- Umgekehrt fielen die Kosten der Tagesbilanzierung bei Anwendung eines Einpreissystems ebenfalls niedriger aus
- Einführung von stündlichen / kumulierten Restriktionen kann teilweise zu erheblichen Zusatzkosten für die BGV führen (siehe folgende Folie)

Tagesbilanzierung: Sicht der Lieferanten

Knapp bemessene Toleranzen in einem Tagessystem können zu sehr hohen Kosten für einzelne Kundengruppen führen



Kosten der untertäglichen Strukturierung

Annahme: Im stündlichen System wird die untertägliche Struktur über ungebündelte Speicherprodukte dargestellt

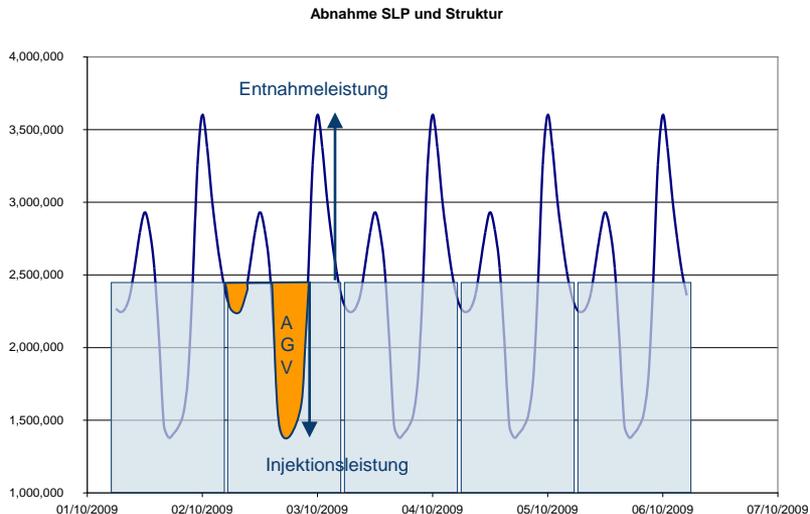


Abbildung folgender Strukturen:

- Standardlastprofil für Heizgaskunden
- Prozessgas geglättet
- 2-Schicht Betriebe
- Chemie
- Stahlverarbeitung
- Gaskraftwerk
- Gas und Dampfkraftwerk

- Kosten für ungebündeltes Speicherprodukt:
 - Jährliches Produkt, Durchschnitt der Kosten von Haidach, 7Fields, OMV
 - Es wird jeweils der jährlich maximale Speicherbedarf ausgewählt – keine monatliche Anpassung der Kontrahierung

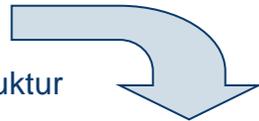
	Speicherkosten
AGV	2.53 €/MWh
Entnahme	8188 €/MWh/h
Injektion	7282 €/MWh/h
Netzkosten	1130 €/MWh/h

Kosten der untertäglichen Strukturierung

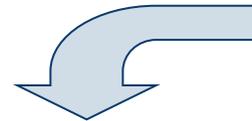
Beispiel: Untertägliche Strukturierung einzelner Kunden

- Betrachtung der Einzelabnahme
- Kosten der untertäglichen Struktur für Lieferant
- Keine Korrektur über Portfolioeffekte oder Gleichzeitigkeit

Kosten für
prognostizierte
untertägliche Struktur



Kosten für zu erwartende
untertägliche Struktur (inkl.
Abweichungen)

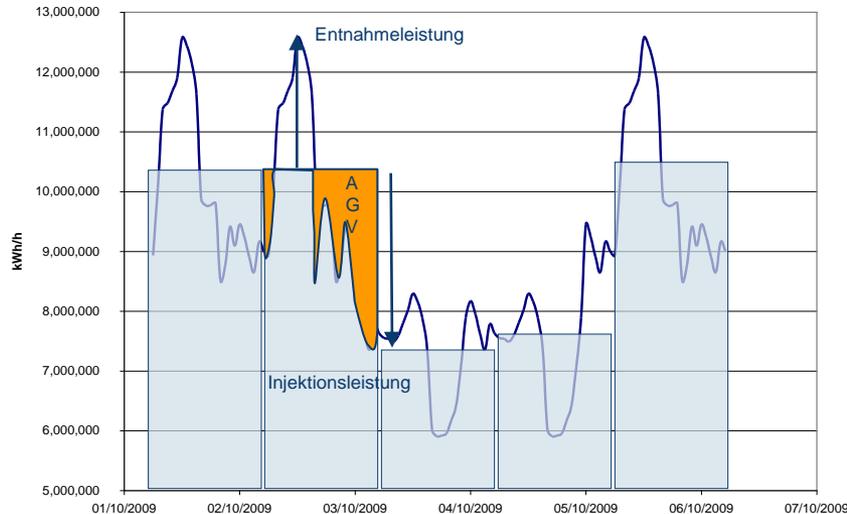


Spezifische Kosten für untertägliche Strukturierung				
	Soll	Ist Min	Ist Max	Ist Mittel
SLP	1,445 €/MWh	1,277 €/MWh	1,664 €/MWh	1,479 €/MWh
2_Schicht	0,663 €/MWh	0,978 €/MWh	1,117 €/MWh	1,033 €/MWh
ProzessG	0,855 €/MWh	1,472 €/MWh	1,604 €/MWh	1,524 €/MWh
ProzessG_gegl	0,852 €/MWh	1,259 €/MWh	1,263 €/MWh	1,260 €/MWh
Chemie	0,432 €/MWh	0,400 €/MWh	0,400 €/MWh	0,400 €/MWh
Stahl	0,117 €/MWh	0,129 €/MWh	0,129 €/MWh	0,129 €/MWh
GT	2,665 €/MWh	2,665 €/MWh	2,665 €/MWh	2,665 €/MWh
GUD_eff	1,784 €/MWh	1,781 €/MWh	1,787 €/MWh	1,785 €/MWh

Monte Carlo Simulation AE

Kosten der untertäglichen Strukturierung

Analog können die Strukturierungskosten auch aggregiert für ein Portfolio berechnet werden



Zur Berechnung der untertäglichen Strukturierungskosten haben wir typische Lieferantenprofile zusammengestellt

Testportfolien

Testportfolien	Energie TWh/a
Mischversorger (Typ Österreich)	1.81
SLP gemischt	1.03
Industrie (Prozessgas)	1.23
Industrie (Band)	2.80
KW Strom	3.97
KW HKW	4.06
Industrie & KW I	2.92
Industrie & KW II	3.29

	SLP	2_Schicht	P-gas I	P-gas II	Chemie	Stahl	GT	GUD_(eff)
Mischversorger (Typ Österreich)	26.0%	15.9%	2.9%	2.8%	14.1%	19.8%	6.2%	12.3%
SLP gemischt	69.4%	0.0%	30.6%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Industrie (Prozessgas)	0.0%	58.8%	0.0%	41.2%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Industrie (Band)	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	46.2%	53.8%	0.0%	0.0%
KW Strom	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	70.7%	29.3%
KW HKW	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	100.0%
Industrie & KW I	0.0%	24.5%	0.0%	17.2%	0.0%	0.0%	42.5%	15.9%
Industrie & KW II	0.0%	0.0%	0.0%	11.5%	29.4%	34.3%	24.8%	0.0%

Kosten der untertäglichen Strukturierung

Nicht aggregierte Kosten eines Portfolios entsprechen der gewichteten Summe der Einzelkunden

	Spezifische Kosten für untertägliche Strukturierung			Mengenanteil
	Soll	Ist	Mittel	
SLP	1,445 €/MWh	1,445 €/MWh	1,445 €/MWh	26%
Zwei Schicht	0,663 €/MWh	1,022 €/MWh	0,842 €/MWh	16%
Prozessgas LP	0,855 €/MWh	1,471 €/MWh	1,163 €/MWh	3%
Prozessgas geglättet	0,852 €/MWh	1,471 €/MWh	1,162 €/MWh	3%
Chemie	0,432 €/MWh	0,400 €/MWh	0,416 €/MWh	14%
Stahl	0,117 €/MWh	0,190 €/MWh	0,154 €/MWh	20%
Gasturbine	2,665 €/MWh	2,665 €/MWh	2,665 €/MWh	6%
GuD Kraftwerk	1,784 €/MWh	1,784 €/MWh	1,784 €/MWh	12%
Mittlere Portfoliokosten	0,999 €/MWh	1,102 €/MWh	1,050 €/MWh	



Nicht aggregierte Kosten eines Portfolios



Kosten der untertäglichen Strukturierung

Durch den Gleichzeitigkeitseffekt ergibt sich sowohl für ein einzelnes Portfolio als auch für das Marktportfolio ein Gesamtvorteil

Aggregierte Kosten des Marktportfolios

Spezifische Kosten für untertägliche Strukturierung				
	Soll	Min	Max	Mittel
Menge	90.747.652.980 kWh	88.186.694.619 kWh	93.657.361.314 kWh	91.153.382.465 kWh
Gesamtkosten	€ 55.577.944,39	€ 59.162.663,82	€ 63.385.312,47	€ 61.462.067,69
Spezifische Kosten	0,612 €/MWh	0,659 €/MWh	0,681 €/MWh	0,674 €/MWh

↓ Korrektur der kundenspezifischen Strukturierungskosten

Korrekturfaktor	61%	60%	62%	61%
	Soll	Ist Min	Ist Max	Ist Mittel
SLP	0,886 €/MWh	0,863 €/MWh	0,892 €/MWh	0,884 €/MWh
2_Schicht	0,407 €/MWh	0,611 €/MWh	0,631 €/MWh	0,625 €/MWh
ProzessG	0,525 €/MWh	0,879 €/MWh	0,909 €/MWh	0,900 €/MWh
ProzessG_gegl	0,523 €/MWh	0,879 €/MWh	0,909 €/MWh	0,900 €/MWh
Chemie	0,265 €/MWh	0,239 €/MWh	0,247 €/MWh	0,245 €/MWh
Stahl	0,072 €/MWh	0,113 €/MWh	0,117 €/MWh	0,116 €/MWh
GT	1,634 €/MWh	1,593 €/MWh	1,646 €/MWh	1,630 €/MWh
GUD_eff	1,094 €/MWh	1,066 €/MWh	1,102 €/MWh	1,092 €/MWh

Kosten der untertäglichen Strukturierung

In Abhängigkeit von der Zusammensetzung hat jedes Portfolio eigene spezifische Strukturierungskosten

- Zusammensetzung auf Basis von Beschaffungsportfolien oder typischer Lieferanten, die im Wettbewerb entstehen.
- Zusammensetzung variiert hinsichtlich der Menge je Abnahmeprofil
- Die stündliche Strukturierung wird ausschließlich über das Speicherprodukt dargestellt.

Testportfolien	Min	Max	Mittel
	€/MWh	€/MWh	€/MWh
Mischversorger (Typ Österreich)	0.66	0.68	0.67
SLP gemischt	1.03	1.13	1.08
Industrie (Prozessgas)	0.92	1.01	0.95
Industrie (Band)	0.24	0.24	0.24
KW Strom	2.41	2.41	2.41
KW HKW	1.78	1.79	1.78
Industrie & KW I	1.68	1.71	1.70
Industrie & KW II	0.90	0.91	0.90

Tagesbilanzierung: Sicht der Lieferanten

Zwischenfazit

- Derzeitiges System führt aktuell zu berechenbar niedrigen Kosten, zumindest solange massive Ungleichgewichte im Netz vermieden werden (=> selbstregulierendes System)
- Allerdings sind die aktuellen AE-Preise nicht verursachungsgerecht, da sie in vielen Fällen nicht den Wert der bezogenen Energie reflektieren
- Mit Ausnahme von großen Industrieverbrauchern mit eher konstanter Abnahme stellen demgegenüber die Kosten der stündlichen Strukturierung einen wesentlichen Kostenfaktor dar

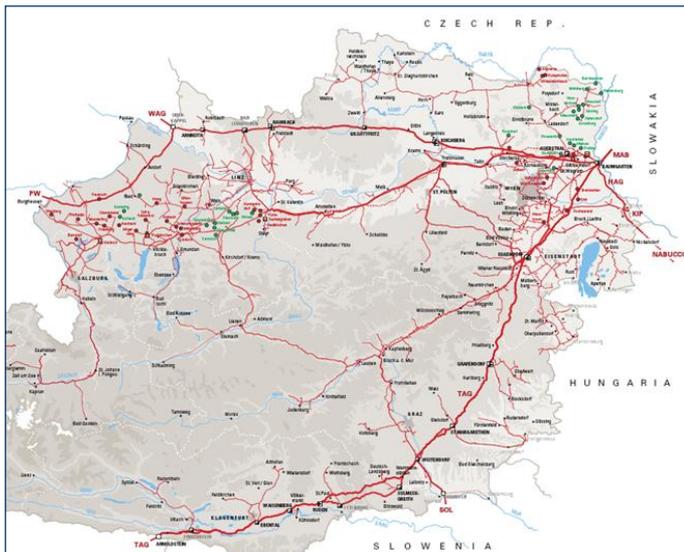
Agenda

- Ausgangssituation
- Stunden- vs. Tagesbilanzierung: Sicht der Lieferanten
- Technische Machbarkeit der Tagesbilanzierung
- Kosten der Tagesbilanzierung
- Mögliche Wettbewerbseffekte
- Zusammenfassung

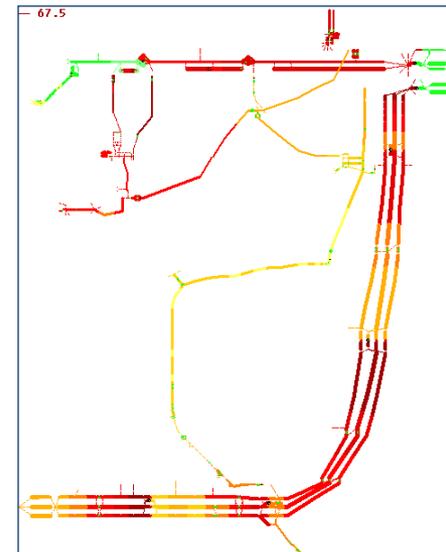
Tagesbilanzierung: Technische Machbarkeit

Netzsimulationen beruhen auf einem integrierten Netzmodell des gesamten Transportnetzes im Marktgebiets Ost (inkl. Netzebene 1)

- Aufbau eines integrierten Netzmodells (Transit und Netzebene 1)
- Detaillierte Abbildung (trotz verschiedener Vereinfachungen)
- Validierung der historischen Testläufe mit den Netzbetreibern



Quelle: OMV



Quelle: KEMA

Tagesbilanzierung: Technische Machbarkeit

Betrachtung verschiedener Szenarien, um die Grenzen der Flexibilität im österreichischen Gasnetz zu testen

- Anfängliche Simulationen lassen umfangreiche Flexibilität in den verschiedenen Teilnetzen vermuten (inkl. Netzebene 1)
- Als Alternative für zahlreiche inkrementelle Änderungen haben wir mehrere extreme Varianten simuliert, z.B.:
 - Reduktion der Importe um 40% nach anfänglicher Aufpufferung (Winter und Sommer)
 - Wintertag mit maximaler Last (z.B. AGGM-Netz 2.2 MCM/h), ohne aktiven Beitrag der Speicher (Bandausspeisung)
 - Wintertag mit Bandeinspeisung (Speicher und Transit) in Netzebene 1
 - Wintertag mit maximalem Transit und Bandausspeisung aus Speichern

Anmerkung: Alle Simulationen für Jahr / Netzzustand 2010

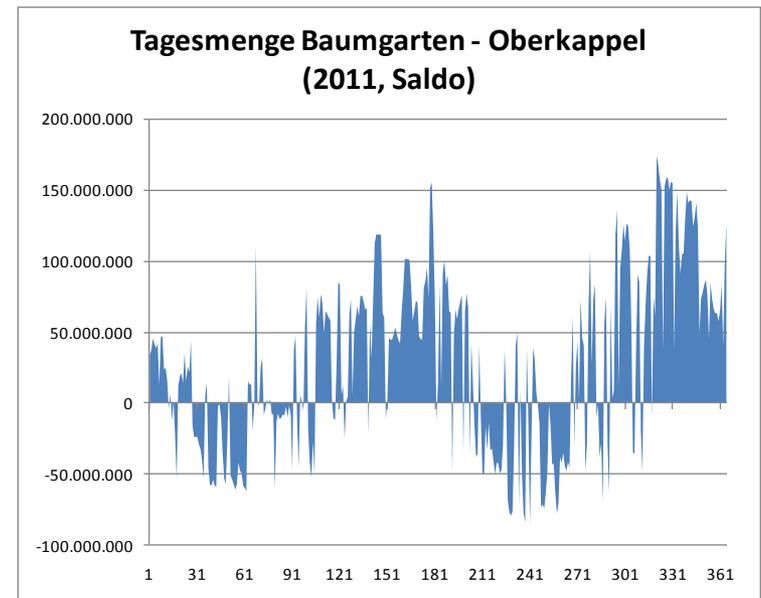
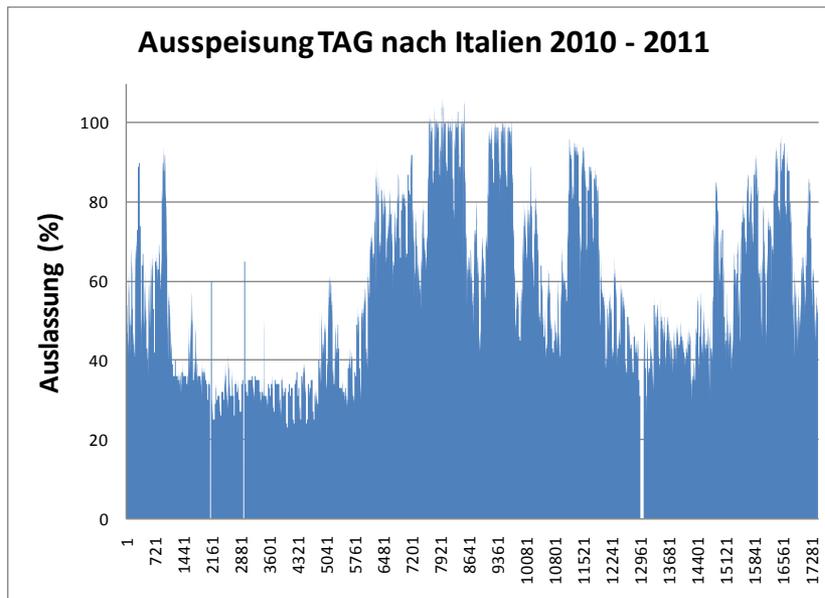
Tagesbilanzierung: Technische Machbarkeit

Simulationen bestätigen Existenz umfangreicher Flexibilität, zeigen aber auch deutliche Grenzen auf

- Ergebnisse bestätigen Vermutung hoher Flexibilität im Netz
 - Keine ernsthaften Probleme bei Simulationen mit „normalen“ Transitflüssen
 - Theoretisch verfügbarer Netzpuffer teilweise größer als 50 GWh
- Aus unserer Sicht bestehen dennoch Zweifel an der technischen Machbarkeit einer reinen Tagesbilanzierung aus dem Netz:
 - Extreme Abweichungen von Exporten/Importen können nicht beherrscht werden
 - Netzebene 1 teilweise direkt an den zulässigen Druckgrenzen betrieben
 - Unsicherheiten über das tatsächliche Abnahmeprofil und extreme Ausfälle in NE 1 (z.B. Kraftwerke, große Industrieverbraucher)
 - Mögliche ortsabhängige Probleme bzw. nur vereinfachte Berücksichtigung bekannter lokaler Probleme (z.B. Oberkappel/Rainbach, PVS)

Tagesbilanzierung: Technische Machbarkeit

Obwohl maximale Transitflüsse durchaus auftreten, bleibt ein erheblicher Teil der Kapazitäten in vielen Fällen ungenutzt



Quelle: KEMA, auf Grundlage von Daten unter www.taggbmh.at bzw. www.bog-gmbh.at

Tagesbilanzierung: Technische Machbarkeit

Bedarf an Flexibilität schwankt zwischen +20/-27 (Swing 35 GWh) für alle Kunden und +20/-10 (26 GWh) nur für SLP-Kunden

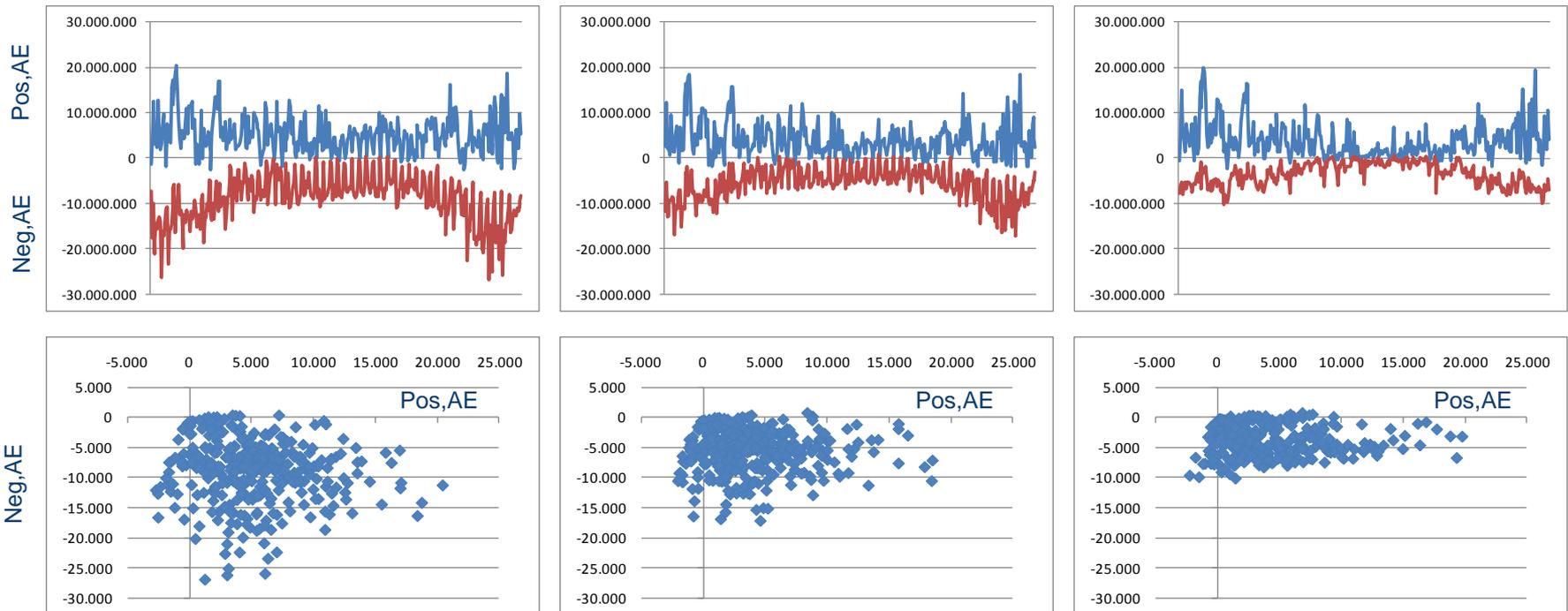
Hypothetisch max. und min. kumulierte Abweichung pro Tag (2010)

Umfang der Tagesbilanzierung

Alle Kunden

Kleinabnehmer

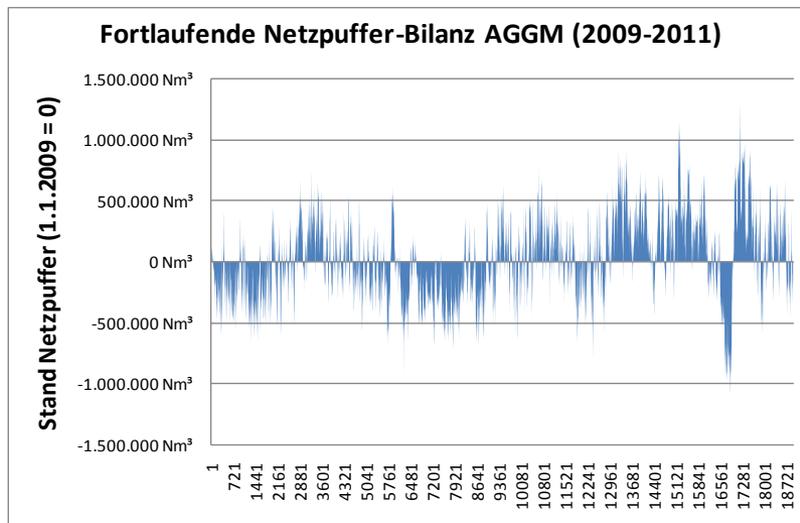
SLP-Kunden



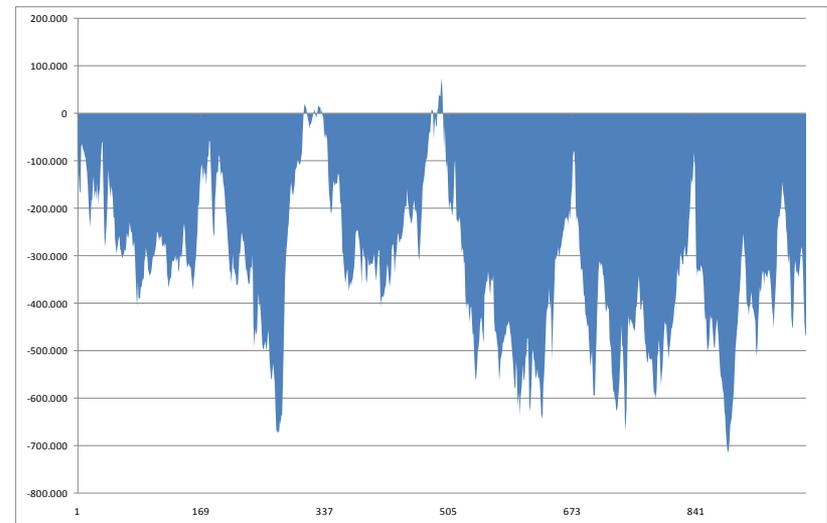
Tagesbilanzierung: Technische Machbarkeit

In der Netzebene 1 stehen offenbar regelmäßig mehr als ± 5 GWh an Netzpuffer zur Verfügung, die nur teilweise genutzt werden

Netzpuffer ± 5 bis ± 10 GWh



Wochenzyklus im Sommer 2010?



Quelle: KEMA, auf Grundlage von Daten unter www.aggm.at

Tagesbilanzierung: Technische Machbarkeit

Übergang zur Tagesbilanzierung sollte - innerhalb gewisser Grenzen - prinzipiell technisch machbar sein

- Eine reine Tagesbilanzierung ohne zusätzliche Restriktionen für sämtliche Kundengruppen bzw. Entry/Exit-Flows scheint kaum möglich (ohne Berücksichtigung externer Flexibilität aus Speichern usw.)
- Aus historischen Werten berechneter Bedarf an Flexibilität sollte dennoch in vielen Fällen ganz oder teilweise aus dem Netz darstellbar sein
- Nachfolgend Betrachtung von 2 Fällen
 - Tagesbilanzierung für alle Kleinabnehmer (< 100,000 kWh/h) (ca. 50% gesamter Jahresverbrauch)
 - Tagesbilanzierung für alle SLP-Kunden (ca. 25% gesamter Jahresverbrauch)

Agenda

- Ausgangssituation
- Stunden- vs. Tagesbilanzierung: Sicht der Lieferanten
- Technische Machbarkeit der Tagesbilanzierung
- Kosten der Tagesbilanzierung
- Mögliche Wettbewerbseffekte
- Zusammenfassung

Kosten der Tagesbilanzierung

Kostenabschätzung erfordert Annahmen über verfügbaren Netzpuffer und mögliche Produkte bzw. Preise für physische Ausgleichsenergie

- Vorhandener Netzpuffer lässt sich aufgrund der Dominanz der Transitflüsse nur schwer exakt prognostizieren
 - Betrachtung verschiedener Fälle (0 bis ± 25 GWh)
- Analog darf auch nicht davon ausgegangen werden, dass die momentanen Preise für physikalische Ausgleichsenergie in einem System der Tagesbilanzierung unverändert blieben
 - Deutliche Schwankungen in den vergangenen Jahren (Spread 1 – 6 €/MWh)
 - Risiko eines zunehmenden Spreads bei wachsendem Bedarf?
 - Übertragbarkeit der Erfahrungen aus dem Ausland (Deutschland?)
- Anmerkung: Kosten für zusätzlichen Einsatz von Verdichtern sind nach unseren bisherigen Erkenntnissen vernachlässigbar klein

Kosten der Tagesbilanzierung

Die erforderlichen Mengen berechnen sich aus drei Szenarien, die verschiedene Kombinationen im Tagesbilanzausgleich betrachten.

Tagesbilanzierung:

(Annahme: Netzbetreiber sieht IST-Stundenprofil und SOLL-Tageswert)

Hybrid_Bilanzierung:

Hybrid I:

SLP mit Tagesbilanzierung,
alle anderen Verbraucher
Stundenbilanzierung
a) Bottom-up (SLP)
b) Top-down (Restlast)

Hybrid II:

Großabnehmer mit
Stundenbilanzierung,
Kleinabnehmer mit
Tagesbilanzierung

Unter Berücksichtigung der historischen stündlichen Abweichungen



Kosten der Tagesbilanzierung

Netzpuffer führt zu einer signifikanten Reduzierung der benötigten untertäglichen Flexibilität

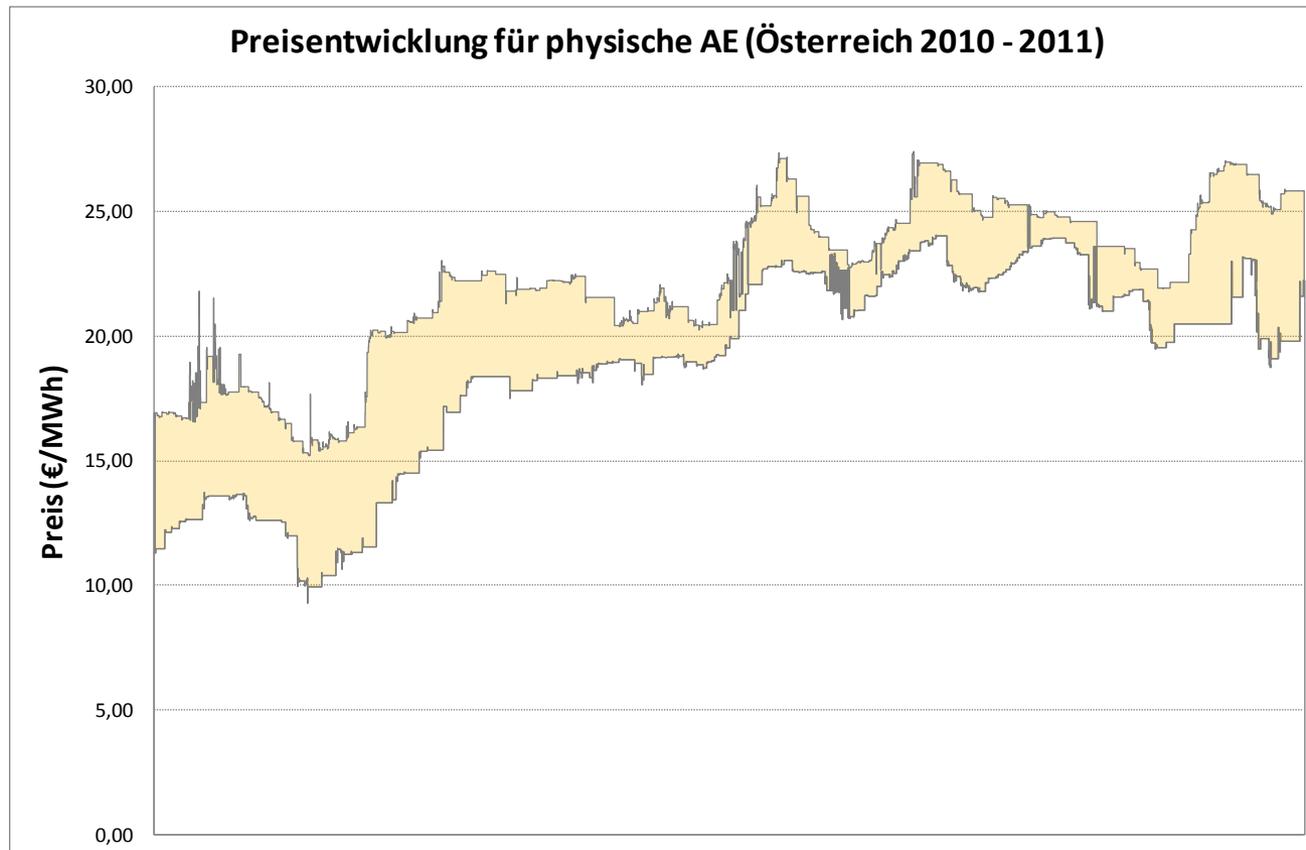
- Differenzierung nach untertäglicher Flexibilität (within day) und Ausgleich zum Ende des Gastages (rest of day)
- Bereits mit begrenztem Netzpuffer von ca. ± 5 bis 10 GWh konvergiert der Bedarf an untertäglicher Flexibilität im Mittel gegen Null

Regelenergiebedarf in Abhängigkeit vom Netzpuffer (GWh/a)

GWh	Reine Tagesbilanzierung (alle Kunden)				Großabnehmer (ca. 50%)				SLP (ca. 25%)			
	Positiv (within day)	Negativ (within day)	Positiv (rest of day)	Negativ (rest of day)	Positiv (within day)	Negativ (within day)	Positiv (rest of day)	Negativ (rest of day)	Positiv (within day)	Negativ (within day)	Positiv (rest of day)	Negativ (rest of day)
Netzpuffer 0 GWh	5.149	-4.648	0	-0	3.463	-2.952	0	-0	2.826	-2.315	0	-0
Netzpuffer 2,5 GWh	3.394	-2.612	87	-454	1.799	-1.246	188	-222	1.235	-601	153	-276
Netzpuffer 5 GWh	1.915	-1.625	408	-189	723	-596	570	-186	468	-182	434	-210
Netzpuffer 10 GWh	353	-573	937	-205	87	-95	797	-278	102	-0	705	-296
Netzpuffer 15 GWh	25	-164	921	-271	14	-8	798	-293	21	0	786	-296
Netzpuffer 20 GWh	0	-38	839	-291	0	0	807	-296	0	0	807	-296
Netzpuffer 25 GWh	0	-4	808	-293	0	0	807	-296	0	0	807	-296

Kosten der Tagesbilanzierung

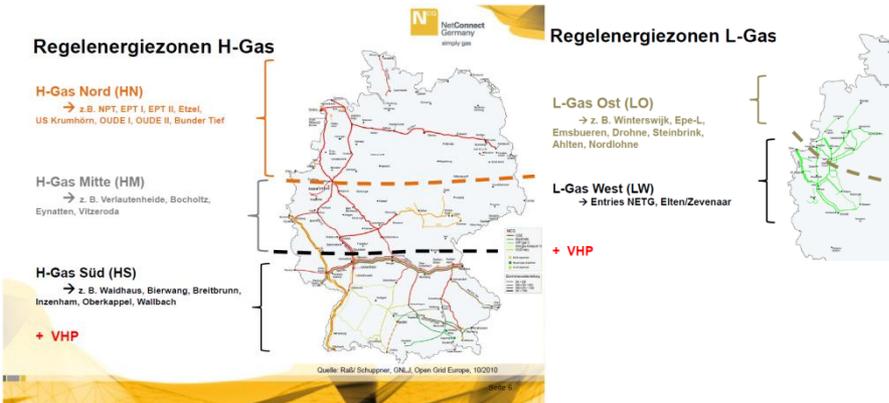
Spread für physikalische AE aus MOL schwankte in den vergangenen Jahren zwischen 1 und 6 €/MWh (maximal ca. 9 €/MWh)



Quelle: KEMA, auf Grundlage von Daten unter www.agcs.at

Kosten der Tagesbilanzierung

Die Regelenergiebeschaffung bei NCG erfolgt zonenbezogen, kurz- und langfristig und über drei Beschaffungsalternativen.



- Die Beschaffung von externer Regelenergie erfolgt primär über die EEX
 - Wenn der Börsenpreis kleiner oder gleich (Kauf) bzw. größer oder gleich (Verkauf) dem gewichteten arithmetischen Mittel der MOL-Preise zum Abrufzeitpunkt ist
- Ausschreibungsplattform und somit die Merit-Order-Liste wird außerdem dann eingesetzt, wenn:
 - der Beschaffungszeitpunkt außerhalb der Börsenöffnungszeiten liegt
 - Erforderliche externe Regelenergiemengen an der EEX nicht beschafft werden können

1) ‚Tagesband‘ wird bei NCG über die Gasbörse EEX beschafft (langfristig und kurzfristig-)

Regelenergieprodukte auf der Plattform:

- „Rest of the Day langfristig“
 - Ausschreibungszeitraum: jeweils 1 Quartal
 - Abruf: minimal 1 Stunde; max. 1 Quartal
- „Rest of the Day kurzfristig“
 - Ausschreibungszeitraum: jeweils 1 Gastag
 - Abruf: minimal 1 Stunde; max. 1 Gastag

Beide:

- Losgröße: 30.000 kW; Art: feste Lieferung
- Vorlaufzeit: min. 3 Stunden vor Einsatz per edig@s REQUEST bis zum Ende des angebotenen Gastages
- Bereitstellung: ein zu benennender Ein- oder Ausspeisepunkt im Marktgebiet bzw. der jeweilige VHP

Ausschreibungsplattform NCG		EEX Spotmarkt ENERGY EXCHANGE
Tagesband	Rest of the Day	Tagesband
kurzfristig	kurzfristig	
langfristig	langfristig	Within Day

Kosten der Tagesbilanzierung

Als alternative Referenzpreise nutzen wir zudem die Beschaffungspreise für Regelenergieprodukte bei NCG

Beschaffung über EEX/TTF:

- Kurzfristig: Tagesprodukte
- Arbeitspreis
- Gastag
- Rest of Day

Beschaffung über Plattform :

- Langfristig: Quartalsprodukte
- Kurzfristig: Tagesprodukte
- Leistungspreis
- Arbeitspreis
- Gastag
- Rest of Day

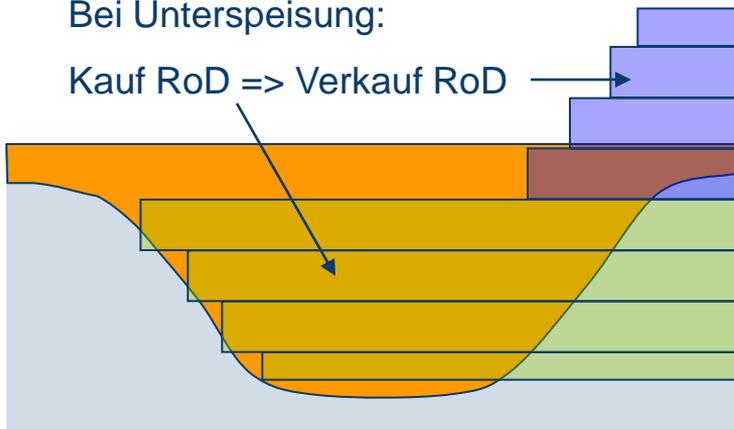
Strukturprodukt (nur L-Gas):

- Leistungspreis
- Keine Arbeit
- Zwischenlagerung von bis zu dem 12-fachen der Losgröße

Regelenergiebeschaffung

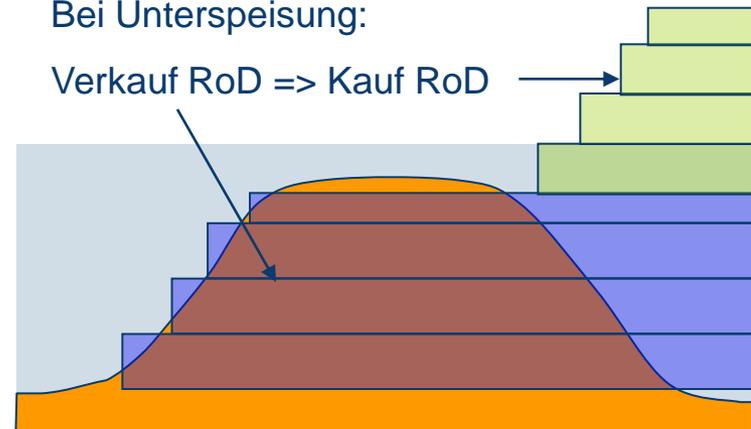
Bei Unterspeisung:

Kauf RoD => Verkauf RoD



Bei Unterspeisung:

Verkauf RoD => Kauf RoD

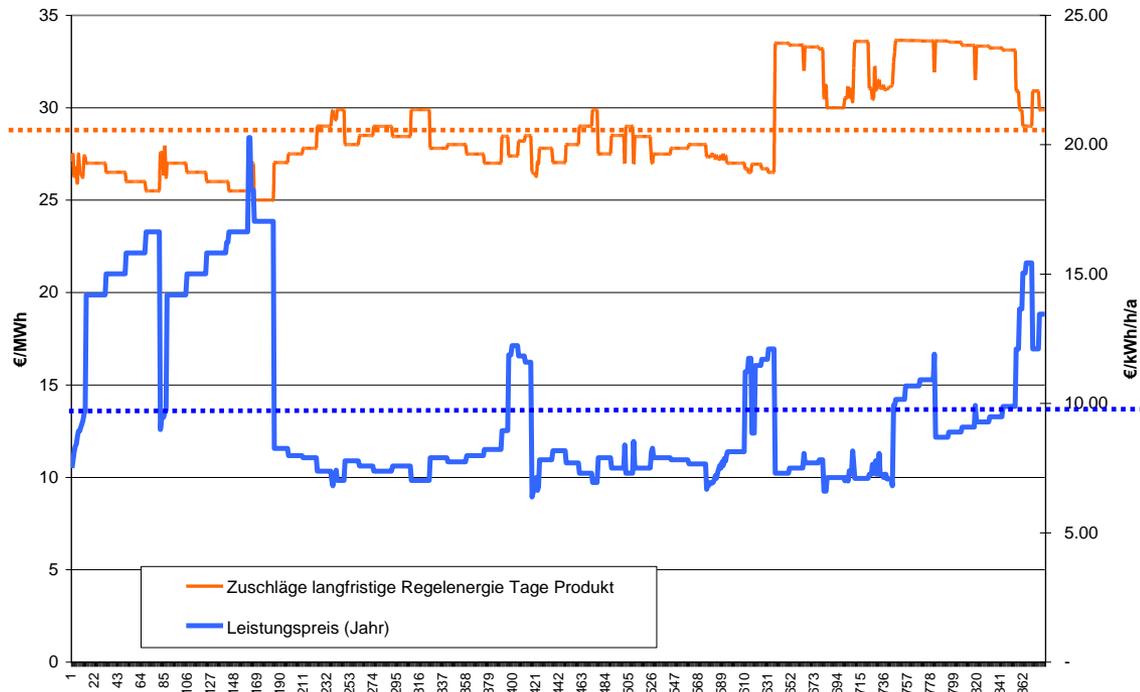


Kosten der Tagesbilanzierung

Kosten für langfristige Kontrahierung von positiver Regelleistung sind durch Leistungspreis und hohe Arbeitspreise gekennzeichnet

Zuschläge System BUY KJ 2011

$\emptyset AP_{\text{Buy}}: 28,85$
€/MWh



$\emptyset LP_{\text{BUY}}:$
9,81 €/kWh/h/a

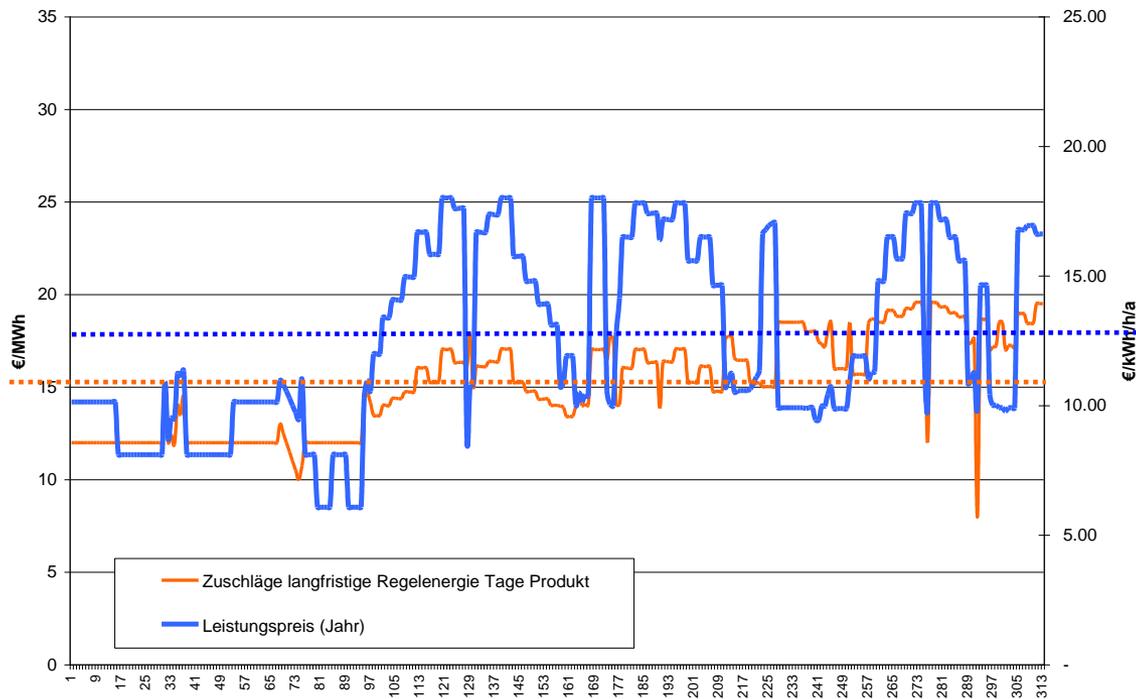
Anmerkung: X-Achse ist keine Zeitachse, sondern Abfolge aller Angebote mit Zuschlag
Quelle: www.net-connect-germany.de

Kosten der Tagesbilanzierung

Kosten für langfristige Kontrahierung negativer Regelenergie haben einen höheren Leistungspreis und niedrige Arbeitspreise

Zuschläge System SELL KJ 2011

Ø AP_{Sell}: 15,19
€/MWh

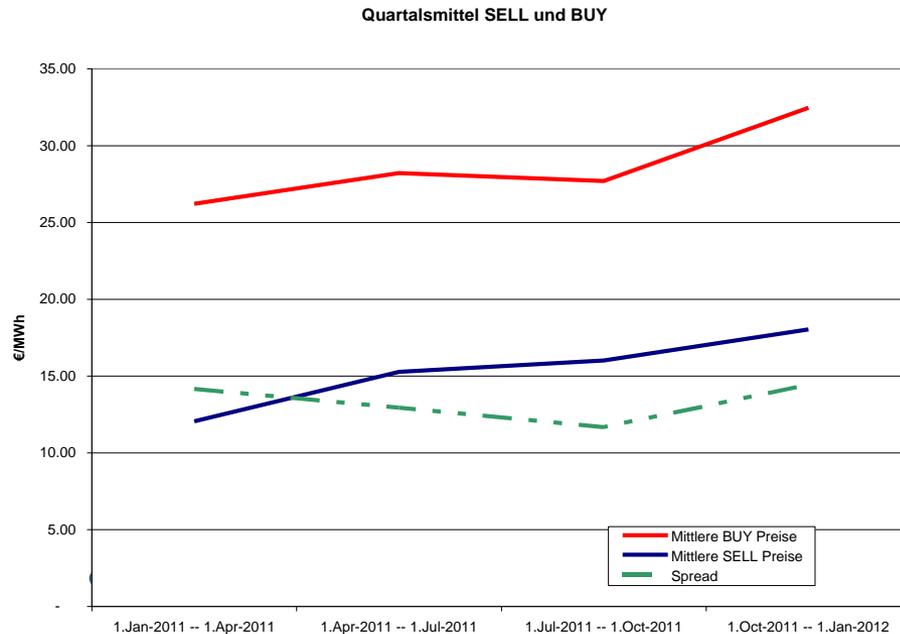


Ø LP_{BUY}:
12,59
€/kWh/h/a

Anmerkung: X-Achse ist keine Zeitachse, sondern Abfolge aller Angebote mit Zuschlag
Quelle: www.net-connect-germany.de

Kosten der Regelenergiebeschaffung

Insgesamt weisen die Arbeitspreise für langfristig kontrahierte Regelenergie im Marktgebiet NCG einen recht konstanten Spread auf



- Durchschnitt (2011): 13,66 €/MWh.
- Durchschnitt aus den jeweils im selben Quartal abgerufenen Angeboten hat leicht steigende Tendenz.
- Spread bleibt relativ konstant (12 – 15 €/MWh)

Kosten der Tagesbilanzierung

Die tatsächlich abgerufene Regelenergie weist dagegen einen wesentlich niedrigeren Spread zwischen Einkauf und Verkauf auf

Abruf und Preise für externe Regelenergie

Ø Buy: 24,36 €/MWh

Ø Sell: 18,39 €/MWh

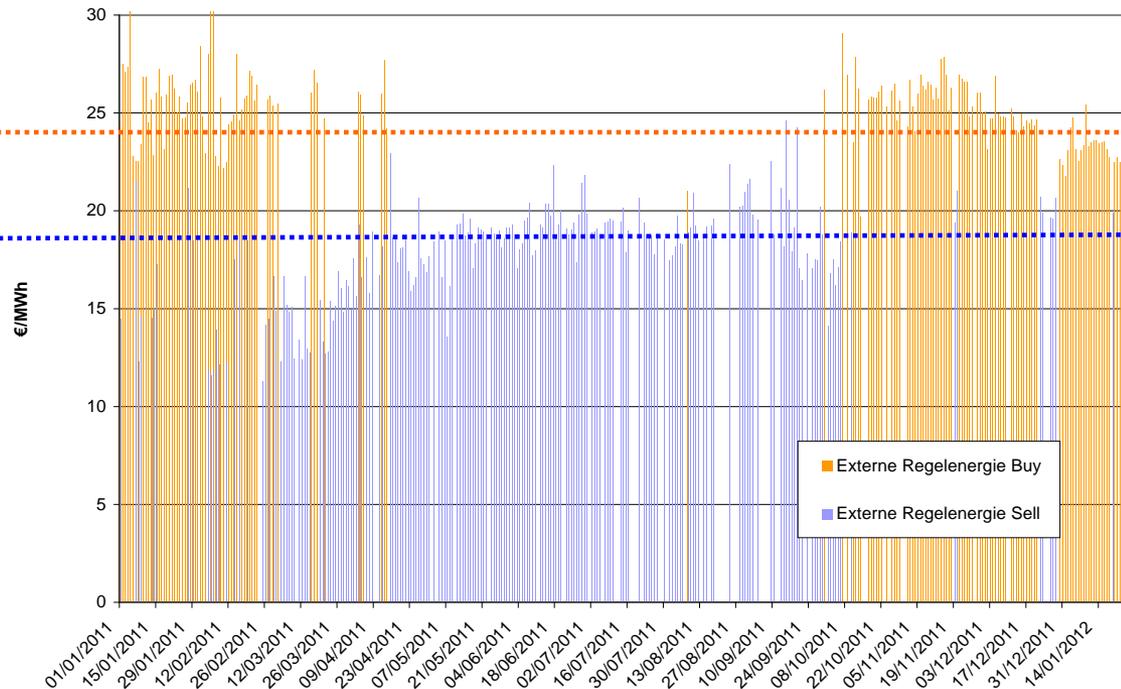
Ø Spread: 5,97 €/MWh

Durch Füllen der Tage, an denen keine jeweils positive oder negative Regelenergie abgerufen wurde, mit dem jeweils letzten Wert ergibt sich ein Spread von:

Ø Buy: 25,25 €/MWh

Ø Sell: 17,93 €/MWh

Ø Spread: 7,33 €/MWh



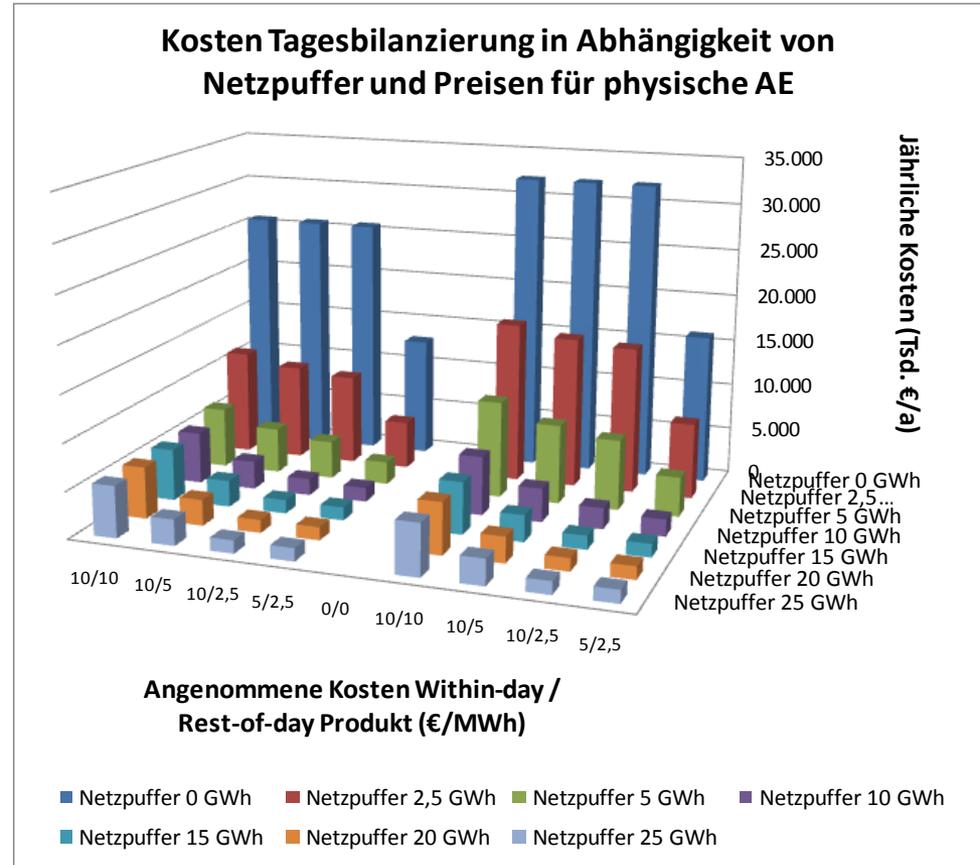
Quelle: www.net-connect-germany.de

Anmerkung: Für mehr als einen Abruf pro Tag wird der Mittelwert abgerufener Mengenpreise gebildet. Der Angegebene Mittelwert, ist der arithmetische Mittelwert der Tagesmittel

Kosten der Tagesbilanzierung

Die zu erwartenden arbeitsabhängigen Kosten einer auf bestimmte Kundengruppe beschränkten Tagesbilanzierung bleiben begrenzt

- Kosten schwanken je nach Annahmen zu:
 - Umfang Netzpuffer
 - Preis für physikalische Ausgleichsenergie
- Bei einem minimalen Netzpuffer von $\pm 2,5$ bis 5 GWh schwanken die jährlichen Kosten von weniger als 2 M€/a bis zu:
 - 5 - 10 M€/a (SLP) bzw.
 - 10 – 15 M€/a (Kleinabnehmer)



Kosten der Tagesbilanzierung

Zur Gewährleistung der Netzintegrität wären allenfalls zusätzlich Verträge zur garantierten Vorhaltung physikalischer AE notwendig

- Eine rein arbeitsabhängige Betrachtung vernachlässigt das Risiko der unzureichenden Verfügbarkeit physikalischer Ausgleichsenergie
- Bisherige Erfahrungen in Österreich zeigen, dass auch ohne eine vorherige Leistungskontrahierung stets ausreichend Angebote verfügbar waren (bei maximalen Abrufen von bis zu +1,6/-1,0 GWh/h)
- Maximaler Abruf von Within-day Produkten in der Tagesbilanzierung würde – von sehr wenigen Ausnahmen abgesehen – auf $\pm 1,8$ GWh/h (SLP) bzw. +2,0/-2,8 GWh/h (Kleinabnehmer) steigen
- Tagesprofilierung der SLP-Kunden könnte damit wahrscheinlich im Rahmen des derzeitigen AE-Markts realisiert werden
- Allenfalls bei Einbeziehung aller Kleinabnehmer wäre eine beschränkte Ausweitung des (negativen) AE-Bedarfs zu erwarten

Kosten der Tagesbilanzierung

Kosten der Tagesbilanzierung liegen in Summe unterhalb der anlegbaren Kosten der untertäglichen Strukturierung

- Mit Ausnahme von Industrieabnehmern liegen die Kosten der Tagesbilanzierung unterhalb der anteiligen Kosten der eigenen Strukturierung

Kundengruppe	Bilanzierungsmodell	
	Strukturierungskosten (€/MWh)	Kosten Tagesbilanzierung (€/MWh)
SLP gemischt	> 1,0	0,2 – 0,45
Portfolio Kleinabnehmer	> 0,67	0,1 – 0,5 ^(a)
Prozessgas	0,52	
2-Schicht	0,40	
Chemie	0,20	

^(a) – Obere Abschätzung inkl. 10 M€/a für Kontrahierung von $\pm 0,5$ GWh Market Maker Verträgen

Kosten der Tagesbilanzierung

Zwischenfazit: Bei ausreichendem Zugang zum Netzpuffer erscheint der Übergang zur Tagesbilanzierung kommerziell machbar

- Nettokosten der Tagesbilanzierung ($\leq 0,5$ €/MWh) liegen unter den Kosten der eigenständigen Strukturierung für die jeweiligen Kundengruppen (Ausnahme: Industrieverbraucher mit bandförmiger Abnahme)
- Tatsächliche Kosten können erheblichen Schwankungen unterliegen:
 - Schwankende Verfügbarkeit des Netzpuffers (insbesondere in kritischen Situationen mit hoher Netzlast)
 - Preisentwicklung für physikalische Ausgleichsenergie
- Eine effiziente und effektive Nutzung des vorhandenen Netzpuffers sowie die marktgerechte Beschaffung von physikalischer Ausgleichsenergie sind damit grundlegende Voraussetzungen für die Tagesbilanzierung

Kosten der Tagesbilanzierung

Effiziente Tagesbilanzierung erfordert marktkompatible Beschaffung physikalischer Ausgleichsenergie

- Wie andere BGV, sollten auch Netzbetreiber prinzipiell das Ziel haben, eine ausgeglichene Netzbilanz zum Tagesschluss herzustellen
- Dieses Ziel muss durch die Handelbarkeit und Beschaffungsmöglichkeit physisch fungibler Produkte ermöglicht werden
- Hierbei kommen insbesondere folgende Produkte in Betracht
 - Tagesbänder für absehbare Ungleichgewichte am Folgetag / in den nächsten Tagen (Beschaffungsbedarf des MGM/VGM)
 - Rest-of-day Produkte für den innertäglich entstehenden Ausgleich
- Beschaffung normaler Handelsprodukte führt zu einheitlicher Referenz und Bemessungsgrundlage für Ausgleichsenergiepreise
- Beschaffung über MOL und/oder Ausschreibungen sollte auf notwendiges Minimum begrenzt bleiben (siehe auch GWG)

Agenda

- Ausgangssituation
- Stunden- vs. Tagesbilanzierung: Sicht der Lieferanten
- Technische Machbarkeit der Tagesbilanzierung
- Kosten der Tagesbilanzierung
- Mögliche Wettbewerbseffekte
- Zusammenfassung

Mögliche Wettbewerbseffekte

Belieferung von SLP-Kunden würde vermutlich eindeutig von einem Übergang zur Tagesbilanzierung profitieren

- Belieferung von **SLP-Kunden** wäre bei Tagesbilanzierung de facto risikolos, da weder Strukturierungskosten anfielen noch ein signifikantes AE-Risiko bestünde
- Dies ließe grundsätzlich steigenden Wettbewerb erwarten (siehe auch Erfahrungen aus Deutschland)
- Wir gehen zudem davon aus, dass die Kosten der Tagesbilanzierung niedriger sind als die anlegbaren Kosten der eigenen Strukturierung
- Insgesamt erwarten wir daher, dass SLP-Kunden eindeutig von der Tagesbilanzierung profitieren würden

Mögliche Wettbewerbseffekte

Die Situation der übrigen Kleinabnehmer ist weniger eindeutig, wir schätzen diese jedoch ebenfalls als grundsätzlich positiv ein

- Die Situation der **übrigen Kleinabnehmer** hängt von deren Profil und Prognosegenauigkeit ab:
 - Vermiedene Strukturierungskosten wirken grundsätzlich wettbewerbsfördernd und kostensenkend, obwohl das Zweipreissystem in der Tagesbilanzierung ggf. kostensteigernd wirkt
 - Zudem sollte der Ausgleich einer unerwarteten Abweichung in Form eines Rest-of-day Produktes grundsätzlich einfacher und günstiger sein als die Beschaffung von Stundenprodukten
- Insgesamt gehen wir ebenfalls von positiven Auswirkungen aus

Mögliche Wettbewerbseffekte

Auswirkungen für die industriellen Großverbraucher hängen in erster Linie von der Behandlung untertäglicher AE ab

- Eine Einbeziehung der **industriellen Großverbraucher** in die Tagesbilanzierung würde für diese ggf. zu höheren Kosten führen, da die Strukturierung des Marktportfolios insgesamt teurer ist als die eigenständige Strukturierung der eigenen Abnahme
- Bei einer Umlage der entstehenden Kosten über die Netzentgelte würden die entsprechenden Nachteile allerdings aufgrund der höheren Benutzungsstunden gemildert
- Die Situation der industriellen Großverbraucher beim Verbleib im Stundensystem hängt insbesondere von der Behandlung untertäglicher Abweichungen ab

Mögliche Wettbewerbseffekte

Situation der Kraftwerke prinzipiell mit den übrigen Großabnehmern vergleichbar, doch aufgrund erhöhter Volatilität kritischer

- Einbeziehung (großer) **Kraftwerke** in die Tagesbilanzierung aufgrund Größe und der Volatilität der Abnahme eher nicht empfehlenswert
- Analog zu den industriellen Großabnehmern stellt sich auch hier primär die Frage nach der Ausgestaltung der Abrechnung von untertäglichen Abweichungen

Mögliche Wettbewerbseffekte

Trotz möglicher Risiken wären auch im Ausgleichsenergiemarkt positive Effekte oder konstant attraktive Preise zu erwarten

- Die folgenden Faktoren könnten unter Umständen zu steigenden Preisen bzw. Spreads im **Ausgleichsenergiemarkt** führen
 - Steigende Nachfrage bei starker Konzentration auf der Angebotsseite
 - Ggf. vorhersagbarer Bedarf des MGM/VGM (analog zu heute!)
- Diesem Risiko steht jedoch der positive Effekt einer allgemeinen Belebung des Handels am VHP gegenüber (siehe Erfahrungen aus Deutschland!)
- Zudem würde die überwiegende Nutzung eines Rest-of-day Produktes die Kompatibilität mit dem Großhandelsmarkt im In- und Ausland erhöhen
- Insgesamt sind positive Wettbewerbseffekte und eine zunehmende Integration zwischen der Beschaffung physikalischer Ausgleichsenergie und dem Handelsmarkt zu erwarten

Mögliche Wettbewerbseffekte

Zunehmender Wettbewerb und der vereinfachte Zugang zu untertäglicher Flexibilität erhöhen den Speicherwettbewerb

- Einer reduzierten Nachfrage nach stündlicher Strukturierung stehen Zusatzerlöse für Ausgleichsenergie- bzw. im Within-day Markt gegenüber
- Grundsätzlich sind positive Auswirkungen auf den Wettbewerb im Speichermarkt zu erwarten
- Dadurch entstehen potentiell marktorientierte Speicherpreise, die wiederum zu einer Abnahme des Within-Day Spreads und zu einer Absenkung der Kosten für physikalische AE führen können
- Insgesamt ist eine zunehmende Integration zwischen der Beschaffung physikalischer Ausgleichsenergie und dem Handelsmarkt zu erwarten

Mögliche Wettbewerbseffekte

Insgesamt kann die Tagesbilanzierung die Voraussetzungen für einen deutlich liquideren Großhandelsmarkt schaffen

- Positive Wettbewerbseffekte im Endkundenmarkt erleichtern den Marktzutritt neuer Anbieter, welche voraussichtlich zur Portfoliooptimierung auch den Handel am VHP nutzen werden
- Verzahnung des Ausgleichsenergiemarkts mit dem Großhandelsmarkt und zusätzliche Nachfrage bzw. Angebot von Seiten MGM/VGM erhöhen Liquidität und Attraktivität des VHP, insbesondere für den Within-day Handel (siehe Erfahrungen aus Deutschland)
- Insgesamt steht damit zu erwarten, dass der Übergang zur Tagesbilanzierung auch allgemein die Liquidität und Wettbewerbsintensität im Großhandelsmarkt fördert

Agenda

- Ausgangssituation
- Stunden- vs. Tagesbilanzierung: Sicht der Lieferanten
- Technische Machbarkeit der Tagesbilanzierung
- Kosten der Tagesbilanzierung
- Mögliche Wettbewerbseffekte
- Zusammenfassung

Zusammenfassung

Einführung der Tagesbilanzierung für die Gruppe der Kleinabnehmer erscheint technisch und wirtschaftlich machbar

- Untersuchungen im Rahmen dieser Studie zeigen, dass der Übergang zur Tagesbilanzierung in Österreich
 - Technisch machbar und
 - Wirtschaftlich möglich ist.
- Aus Gründen der Netzsicherheit erscheint es jedoch notwendig, untertägliche Restriktionen für Importe, Exporte und Speicher sowie Großabnehmer mit schwankendem Verbrauch vorzusehen
- Für industrielle (Groß-) Verbraucher mit konstanter Abnahme kann zudem ein Verbleib in der Stundenbilanzierung attraktiv sein
- Insgesamt erscheint es sinnvoll, sich auf die Gruppe der SLP und/oder Kleinabnehmer zu fokussieren bzw. zu beschränken

Zusammenfassung

Tagesbilanzierung fördert den Wettbewerb, erfordert jedoch eine effektive und effiziente Ausgleichsenergiebewirtschaftung

- Grundsätzlich würde der Übergang zur Tagesbilanzierung unserer Einschätzung nach zu eindeutig positiven Auswirkungen auf den Wettbewerb in verschiedenen Marktsegmenten führen, wie z.B.
 - Endkundenmarkt (Kleinverbraucher / SDL)
 - Großhandels- und Ausgleichsenergiemarkt
 - Ggf. Speichermarkt
- Voraussetzungen für den Übergang zur Tagesbilanzierung
 - Effektive Nutzung des vorhandenen Netzpuffers
 - An den üblichen Handelsprodukten orientierte Ausgestaltung der Beschaffung physikalischer Ausgleichsenergie



Vielen Dank!

Christian Hewicker

Regional Director | Topics & Innovation

Tel : +49 (0) 228 44 690 56

E-mail: christian.hewicker@kema.com

KEMA Consulting GmbH

Kurt-Schumacher-Str. 8, 53113 Bonn

Tel: +49 (0) 228 44 690 00

Fax: +49 (0) 228 44 690 99

www.kema.com