

# AGGREGATORS IN THE ELECTRICITY SUPPLY SYSTEM: INTERNATIONAL EXAMPLES & POSSIBLE APPLICATIONS IN AUSTRIA

Natalie Prügler

EnInnov2012, 15.02.2012 - Graz

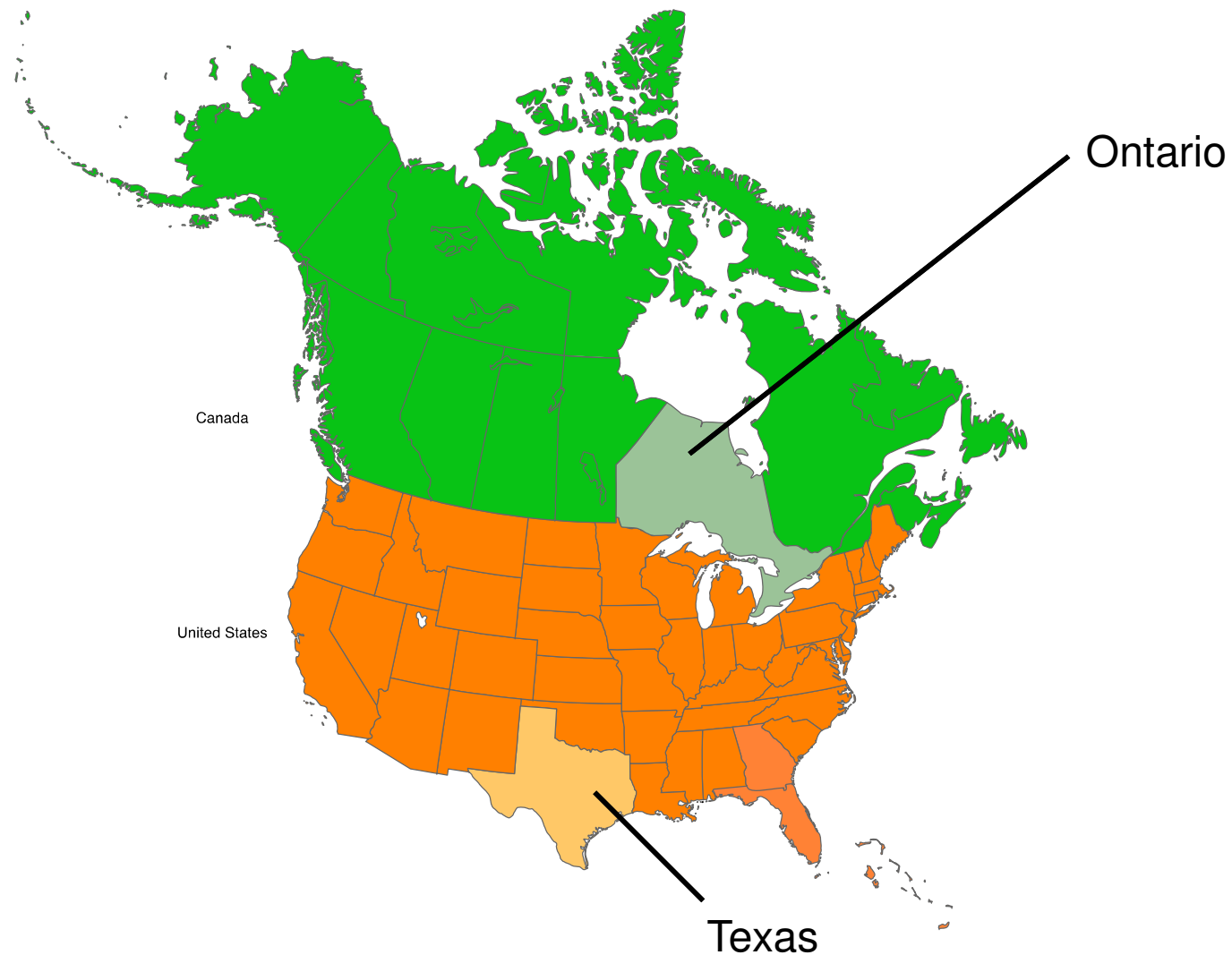


> So spannend kann Technik sein.

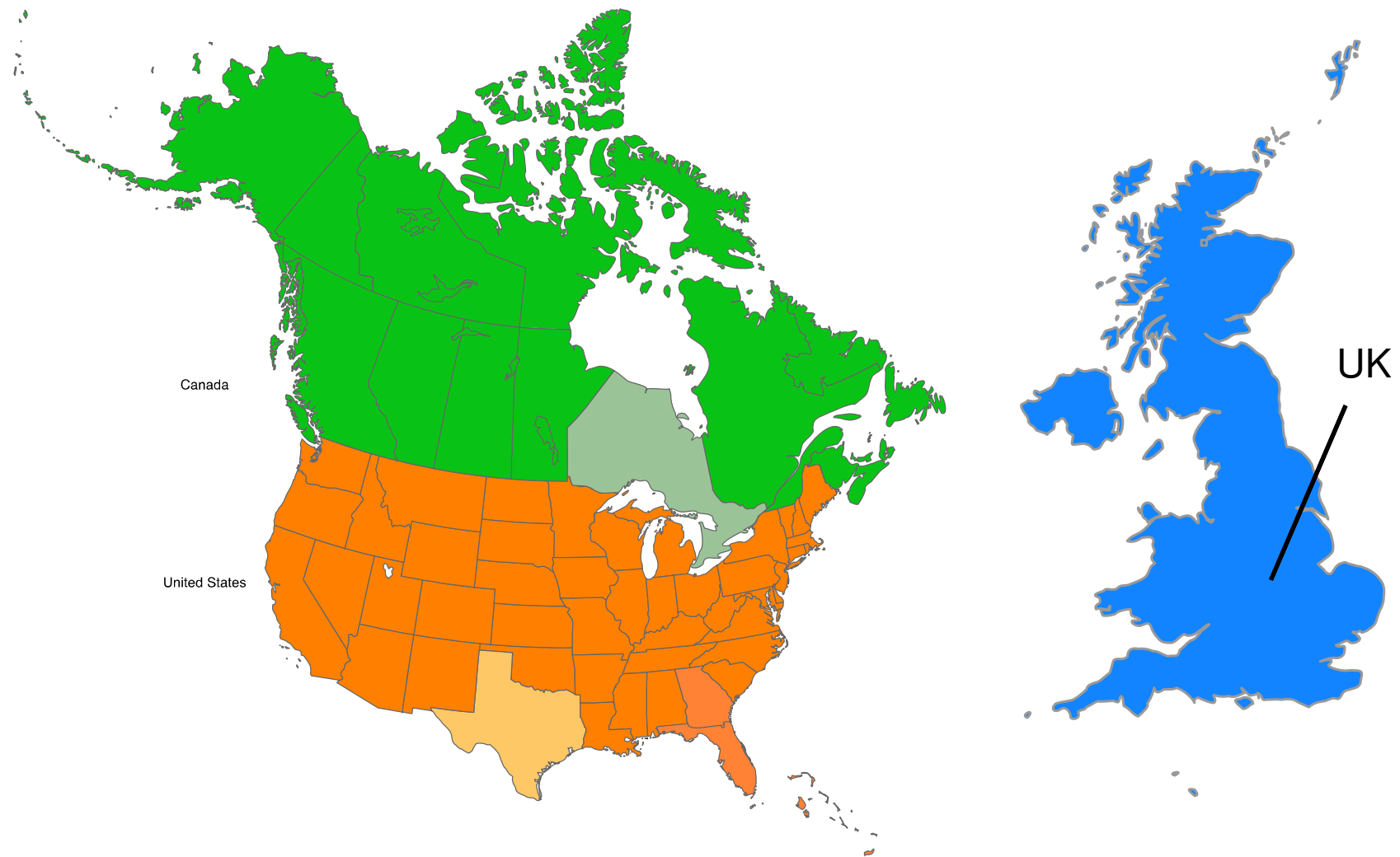
# Outline

- Int. Aggregator Beispiele & Fragestellungen zur Anwendung in AT
- Bild des Aggregators: Aktuelle & zukünftige Use Cases
- Beispiel & Diskussion: „Spotmarkt-orientierte Lastaggregation“
  - aus Sicht des Lieferanten (Aggregator)
  - aus Sicht des Endkunden

# Internationale Aggregator-Beispiele



# Internationale Aggregator-Beispiele



# Internationale Aggregator-Beispiele



## Was:

- Aggregation v. Endkunden
- Vermittlung v. Stromlieferverträgen

## Wie: Aggregatoren ...

- ... agieren als Makler/ Vermittler.
- ... organisieren den besten Preis für eine Gruppe von Konsumenten.
- ... verhandeln Energielieferverträge mit Stromlieferanten.
- ... dürfen nicht selber Strom kaufen bzw. verkaufen.

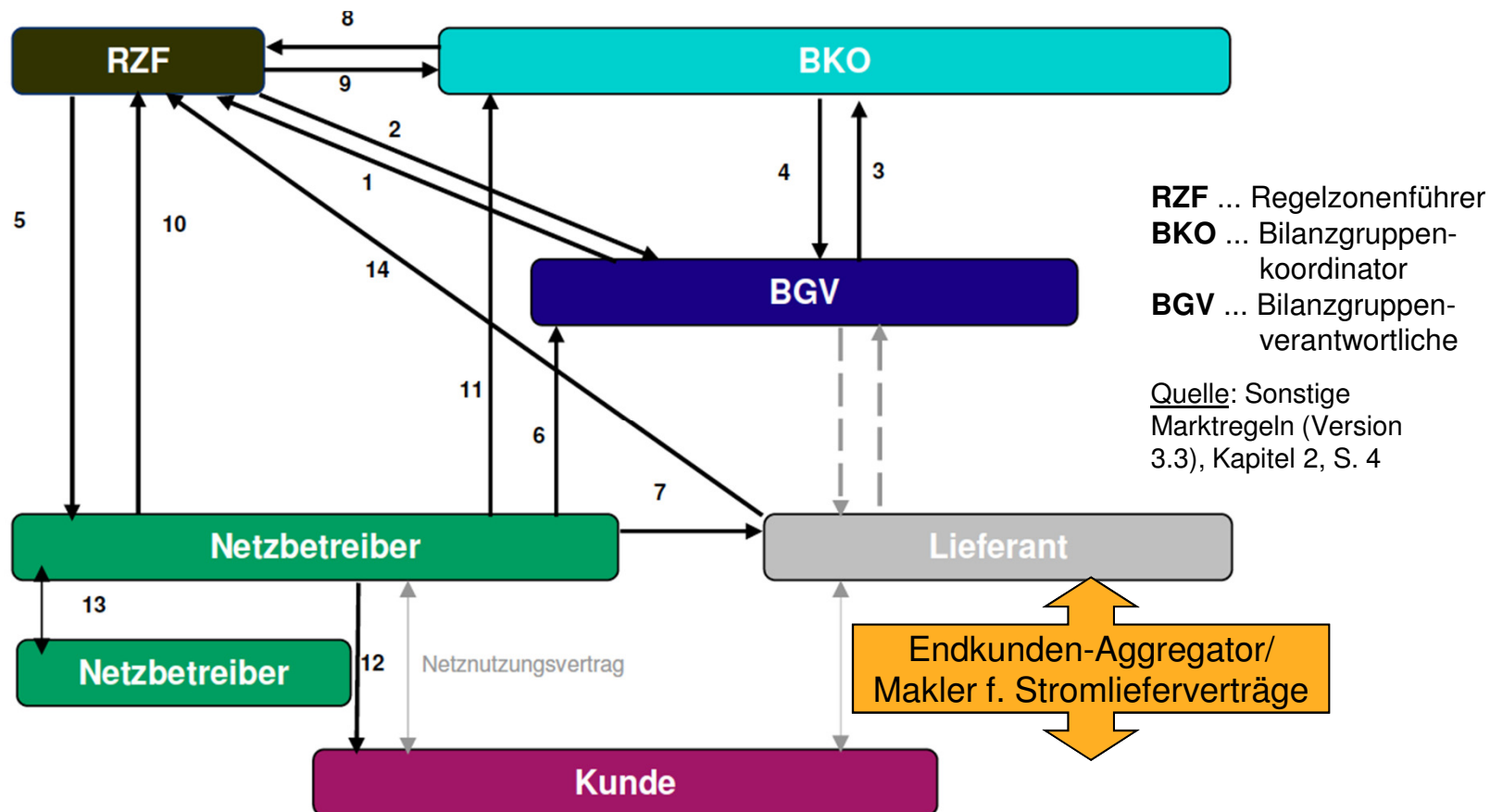
## ■ Hintergrund:

- Verstärkung des Wettbewerbs nach (teilweiser) Deregulierung des Strommarktes (2002)
- Zwischen 2002-2007: ‚Price-to-beat‘-Regelung, um Markteintritt v. neuen Stromvertriebsfirmen zu erleichtern

### Quellen:

- Public Utility Commission (Regulator): [https://puc.state.tx.us/industry/electric/business/agg/agg\\_qa.aspx](https://puc.state.tx.us/industry/electric/business/agg/agg_qa.aspx)
- ‚Power to choose‘-Program / ‚Texas choice‘: <http://www.powertochoose.org/content/resources/faqs.asp>
- Texas electricity market information: <http://www.window.state.tx.us/specialrpt/energy/uses/electricity.php>

# Anwendung in AT



- Es gibt Dienstleister für Energiebeschaffung, -kostenoptimierung, etc.
- Endkundenaggregation könnte Teil d. Geschäftsmodells sein

# Internationale Aggregator-Beispiele

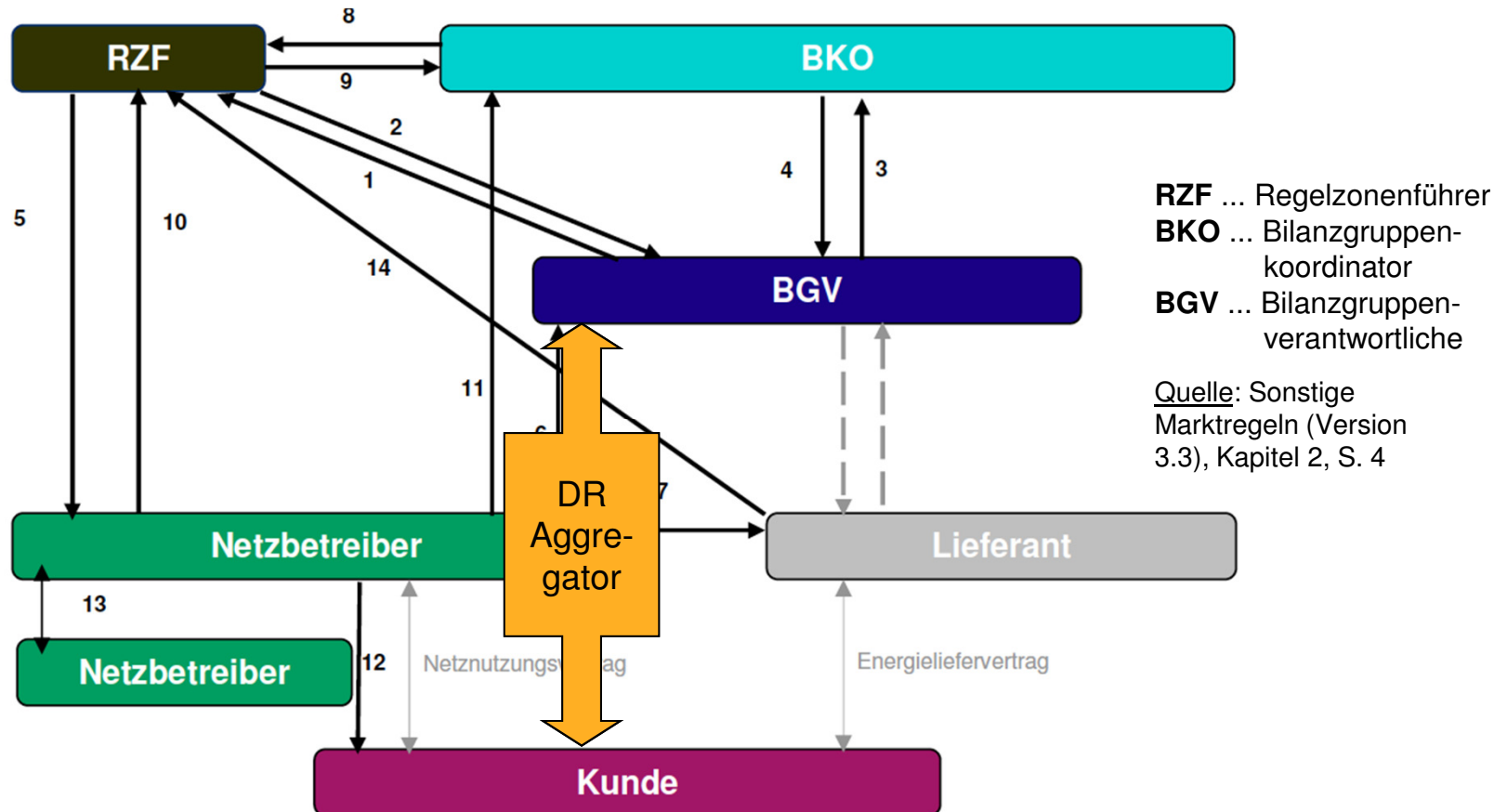


- **Was:**
  - Aggregation von Demand Response (DR) Kapazität in Industrie, Gewerbe und Haushalten: 535 MW in 2010
- **Wie:** Demand Response Providers (DRPs) ...
  - ... aggregieren DR Kapazität ihrer Kunden; steht auf Abruf für Stromversorgungssystem zur Verfügung → zusätzl. Erlöse f. Kunden
  - ... erarbeiten mit Kunden die DR-Fähigkeit der Anlagen und Prozesse; entwickeln DR Strategie für Aktivierungen
  - ... werden von OPA (Ontario Power Authority) unter Vertrag genommen
- **Hintergrund:**
  - Ziele: Spitzenlastreduktionen, Netzbelastung reduzieren, Bau neuer Erzeugungskapazitäten verzögern
  - Programme: **DR 1** (> 50 kW Spitzenlast/a, freiwillig), **DR 3** (1600 h/a Verfügbarkeit), **Peaksaver**<sup>®</sup> (< 50 kW)

## Quellen:

- Definition DRP: <https://saveonenergy.ca/Business/Program-Overviews/Demand-Response/Aggregators.aspx>
- Save-on-Energy Programm: [www.saveonenergy.ca](http://www.saveonenergy.ca)
- DR Programme: [www.saveonenergy.ca/Business.aspx](http://www.saveonenergy.ca/Business.aspx)
- Peaksaver results: <http://www.thestar.com/business/article/1028318--heat-powers-up-cost-consumption-and-conservation>

# Anwendung in AT



- Wer sollte diese Rolle übernehmen? ... .. NB, BGV/ BKO, Lieferant, neuer Akteur?
- Wozu? ... .. System-DL, Verzögerung Netz- & Erzeugungskapazitäten, Teilnahme am Spotmarkt ... .. Zahlt es sich aus? Potential in AT bei HH, Gewerbe, Industrie =?



# Internationale Aggregator-Beispiele



## ■ Was:

1. Aggregation v. DR Kapazität f. Netzdienstleistungen (Ausgleichs- & Regelenergie)
2. Datenaggregation
3. Aggregation v. Erzeugern/ Risiko-Hedging f. kleine Erzeuger

## ■ Ad 1) Wie:

- 11 **Commercial Aggregation Service Providers** aggregieren kleinere Kunden für Ausgleichs- bzw. Regelenergiebereitstellung

## ■ Ad 2) Wie:

- **Data Collection Agent / Data Collector** ... sammelt Smart Metering Daten
- **Data Aggregator** ... aggregiert alle Messdaten für den 'Balancing and Settlement Code'
- ... akkreditiert von *Elexon* (Bilanzgruppenkoordinator)
- Energieversorger = für Messungen verantwortlich (und für die Qualität der Daten); meistens aber v. ‚Agents‘ durchgeführt
- Datenaggregatoren bieten umfassende DL an (Energie-, CO2-Mgmt, etc.)

# Internationale Aggregator-Beispiele

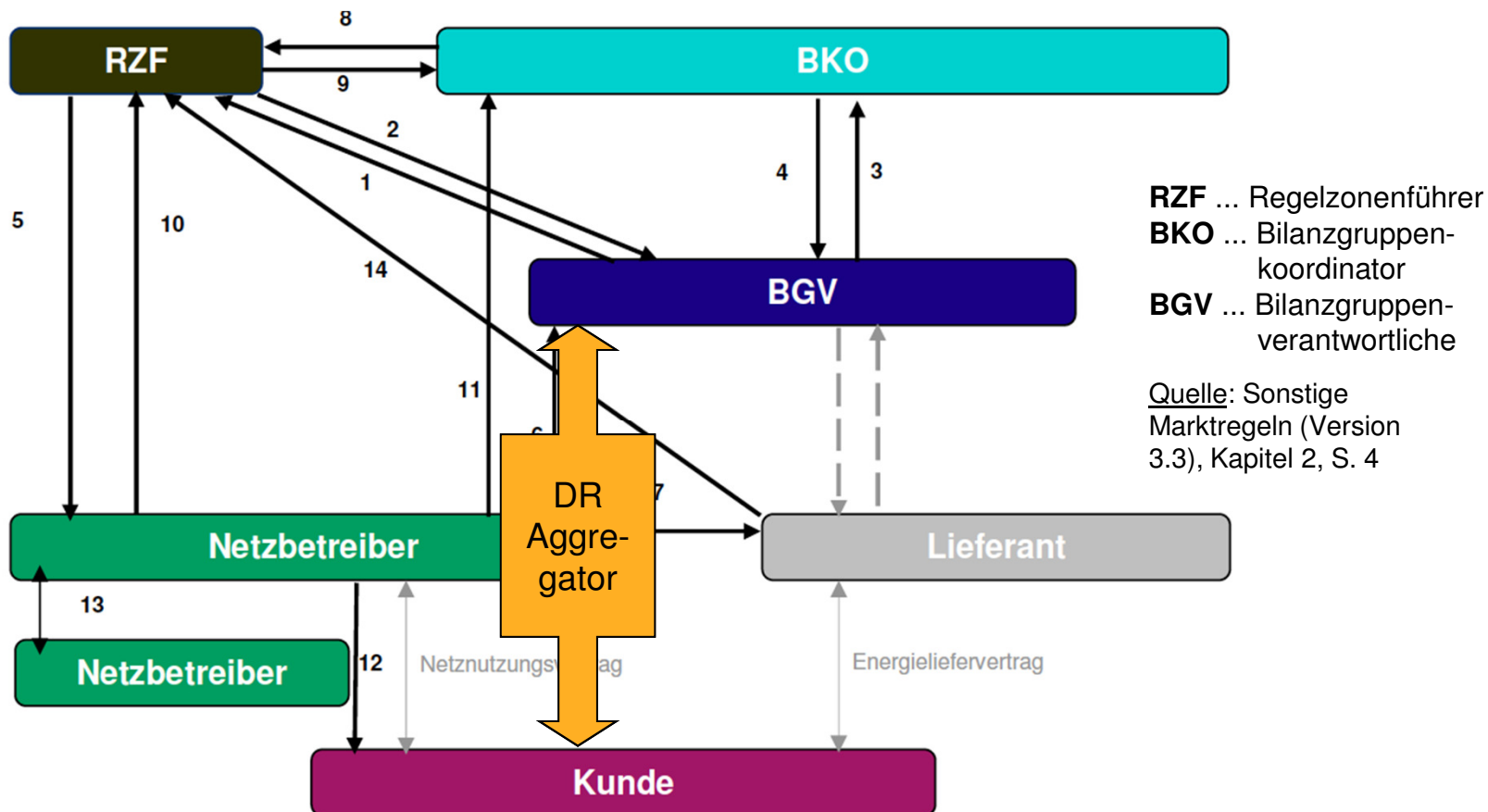


- **Ad 3) Wie:** z.B. 'Smartest Energy' ...
  - ... bietet: Power Purchase Agreements, Feed-in tariffs
  - ... kauft Strom v. *'independent power producers'*
  - ... unter Vertrag: 600 Anlagen
    - 20% der *'unabhängigen erneuerbaren Kapazität'* in UK
    - Anlagengröße zw. <100 kW – 90 MW
  - ... bietet fixen Basistarifen in Kombination mit variablen Markt-abhängigen Erlösen:
    - Erhöhte Planungssicherheit f. kleine Erzeuger und
    - Möglichkeit, am Markt teilzunehmen

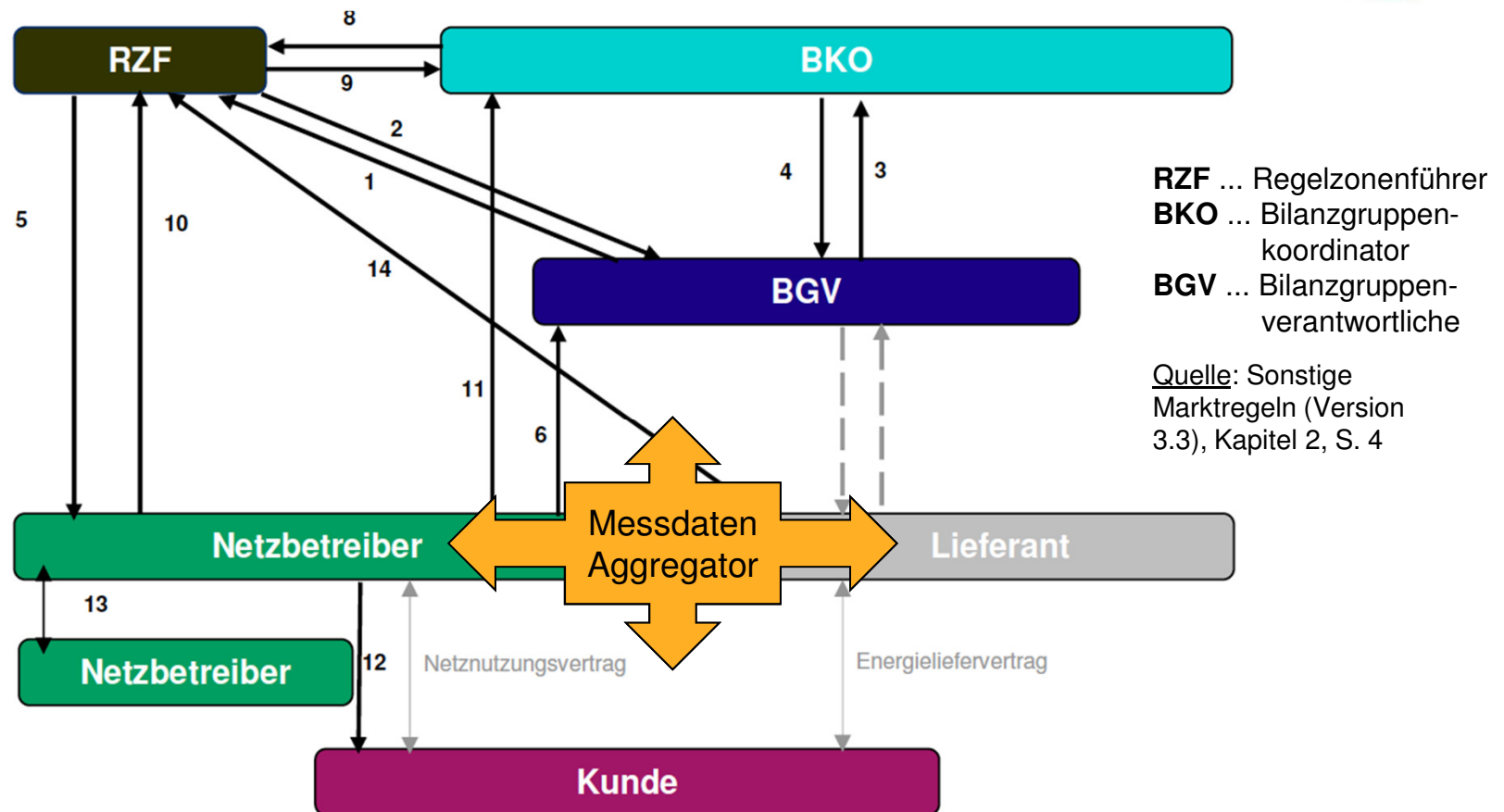
## Quellen:

- Demand side services: <http://www.nationalgrid.com/uk/Electricity/Balancing/demandside/servicedescriptions/>
- <http://www.ofgem.gov.uk/Sustainability/Environment/Policy/SmallrGens/TechArrang/GenerTechs/Documents1/2201-metering.pdf>
- ERGEG 'Smart metering status report' (2009): Metering responsibilities in UK
- Power Purchase Agreements, Smartest Energy: <http://smartestenergy.com/Power-Purchase/Power-Purchase-Agreements.aspx>
- Feed-in Tariffs (Smartest Energy): <http://smartestenergy.com/Power-Purchase/Products/Feed-in-Tariffs/Feed-in-Tariffs.aspx>
- Smartest Energy customers – Aberdeen and Northern Eggs case study: <http://smartestenergy.com/Power-Purchase/Case-Studies/Aberdeen-and-Northern-Eggs.aspx>

# Anwendung in AT

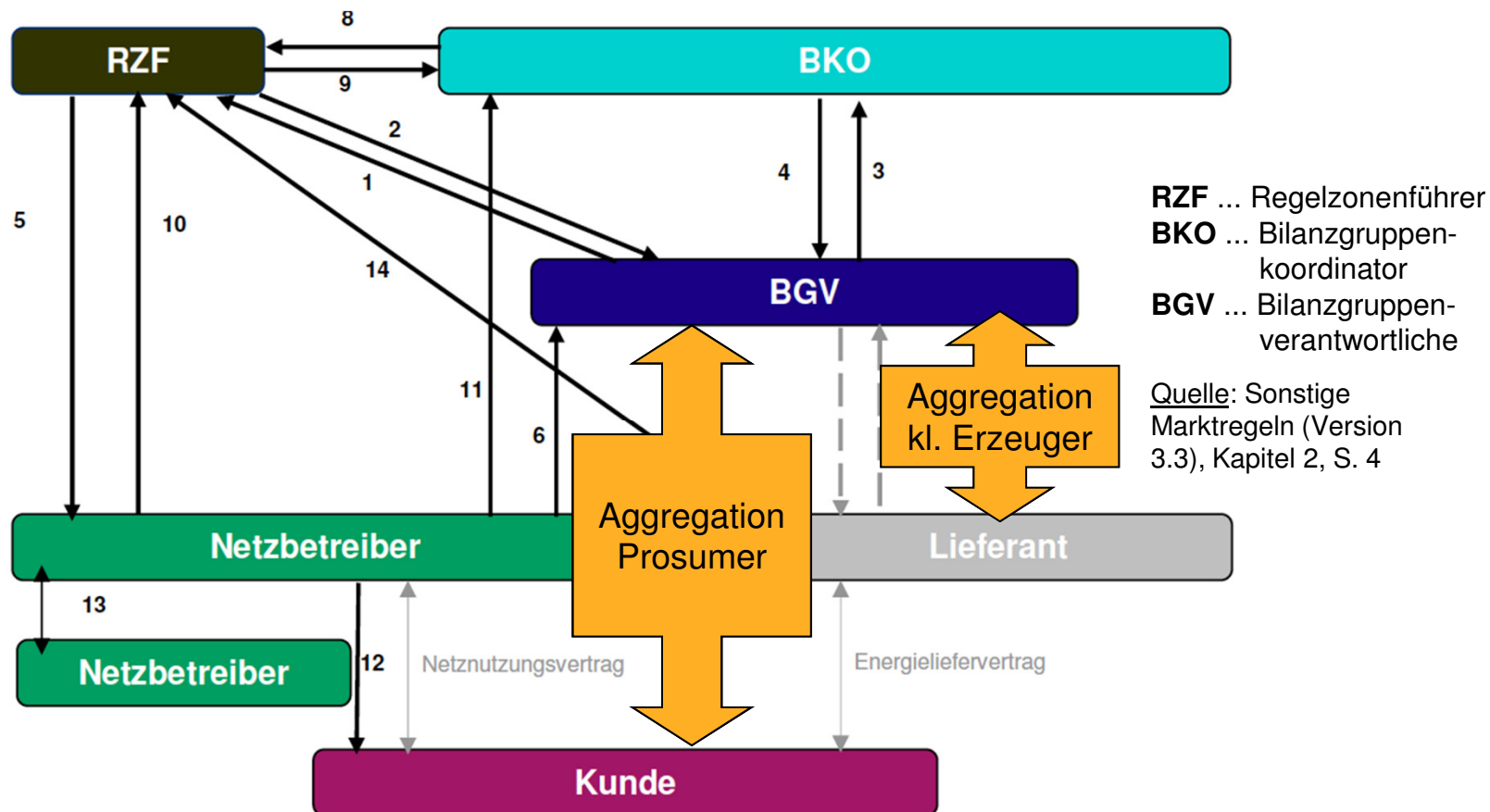


# Anwendung in AT



- Zur Zeit: Netzbetreiber f. Messung & Datenweitergabe verantwortlich
  - Nur Weitergabe an 13 Marktteilnehmer in gewissem Umfang („...erforderlichem Ausmaß...“ (§43, ELWOG 2010)) verpflichtet/ erlaubt: „... sämtliche Verbrauchsdaten spätestens 24h nach erstmaliger Verarbeitung im Internet kostenlos den Kundne zur Verfügung gestellt ...“ §84 (2) ELWOG 2010
- Wer könnte/sollte diese Rolle übernehmen? Einwilligung d. Kunden ausreichend?

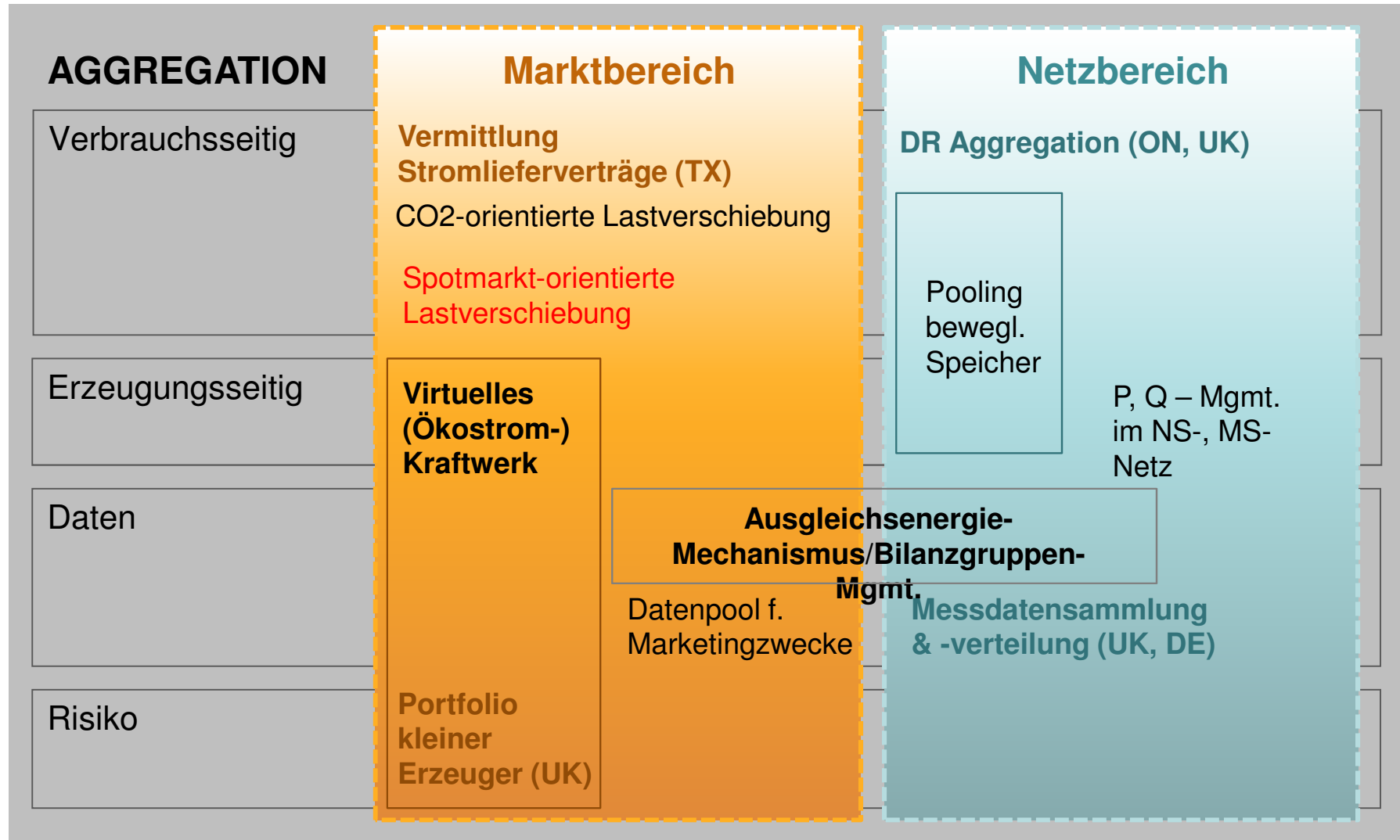
# Anwendung in AT



- Bisher vorwiegend individuelle Verhandlung mit Stromabnehmer
- Konzept Virtuelles (Ökostrom-) Kraftwerk → noch nicht etabliert; zu hohe IKT Kosten
- Projekte zur Aggregation v. kl. Erzeugern f. System-DL (z.B. P, Q-Management d. PV)

# Bild des Aggregators

Welche Aggregatoren gibt es? Zukünftige Use Cases?

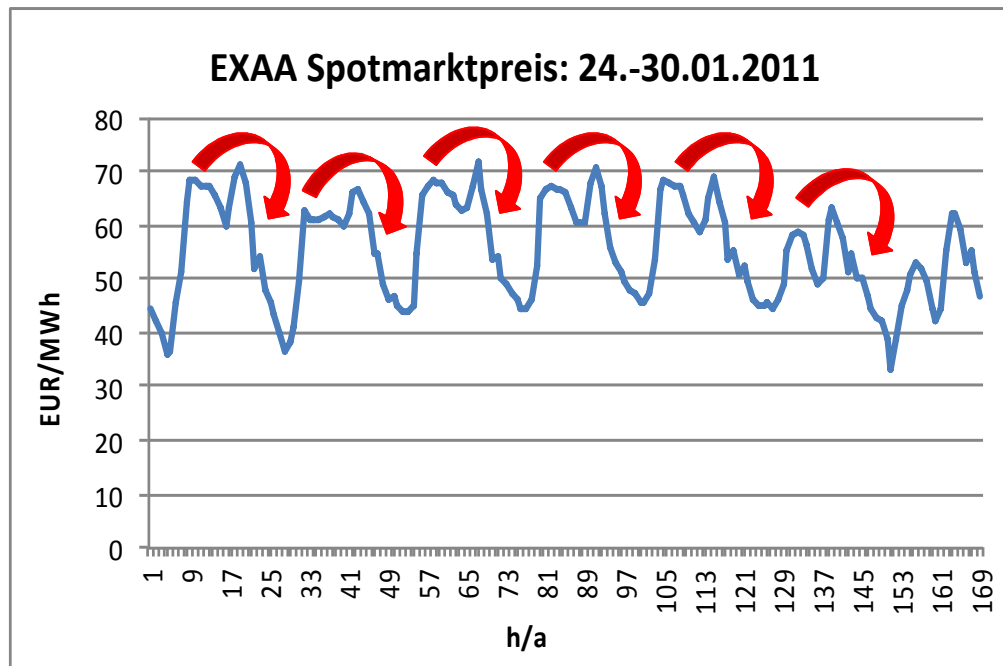


# Spotmarkt-orientierte Lastaggregation

- Problemstellung/ Ziel
- Setting/ Annahmen
- Ergebnisse
  - aus Sicht des Lieferanten (in der Aggregator-Rolle)
  - aus Sicht des Endkunden

# Problemstellung/ Ziel

- Für möglichst viele Kunden  
möglichst günstig am Spotmarkt einkaufen
- Verschiebung von Last von Stunden  
mit höchstem Tagespreis in Stunden  
mit geringstem Tagespreis



h	EUR/MWh	kWh	h	EUR/MWh	kWh	
00:00	36.56	0.15	18:00	63.87	0.42	1
01:00	26.6	0.15	17:00	59.71	0.41	2
02:00	23.11	0.06	19:00	58.62	0.22	3
03:00	17.18	0.14	11:00	54.55	0.46	4
04:00	5.13	0.15	12:00	50.04	0.15	5
05:00	21.39	0.06	22:00	49.99	0.21	6
06:00	12.67	0.06	16:00	49.96	0.42	7
07:00	24.85	0.15	10:00	46.88	0.55	8
08:00	31.61	0.15	20:00	46.62	0.15	9
09:00	41.11	0.36	13:00	45.48	0.41	10
10:00	46.88	0.55	15:00	43.71	0.47	11
11:00	54.55	0.46	21:00	42.6	0.99	12
12:00	50.04	0.15	23:00	42.6	0.89	12
13:00	45.48	0.41	09:00	41.11	0.36	11
14:00	41.06	4.04	14:00	41.06	4.04	10
15:00	43.71	0.47	00:00	36.56	0.15	9
16:00	49.96	0.42	08:00	31.61	0.15	8
17:00	59.71	0.41	01:00	26.6	0.15	7
18:00	63.87	0.42	07:00	24.85	0.15	6
19:00	58.62	0.22	02:00	23.11	0.06	5
20:00	46.62	0.15	05:00	21.39	0.06	4
21:00	42.6	0.99	03:00	17.18	0.14	3
22:00	49.99	0.21	06:00	12.67	0.06	2
23:00	42.6	0.89	04:00	5.13	0.15	1



# Setting/ Annahmen

- Lastverschiebungspotential, z.B. **3 % / h**
- Durchführung in z.B. **2 h / d**, beginnend mit teuersten
- Smart Metering Daten und Übertragung ausreichend vorhanden (*in Realität noch nicht vollständig geklärt*)
- Aktivierung der Lastverschiebung über intelligente Applikationen, z.B.



Quelle: Verbund, NTP  
Aggregator WS, 25.01.2012

# Daten

- EXAA Spotpreise 2011 (stündlich)
- Beispiellastprofile:
  - DINK - Double Income No Kids
  - FNSKK HH - Familie mit zwei nicht schulpflichtigen Kindern, ein Elternteil in Karenz

	DINK	FNSKK
Max (kWh/h)	7.23	6.15
Min (kWh/h)	0.05	0.02
Gesamt (kWh/a)	3,234	5,781
Durchschnitt (kWh/h)	0.37	0.66

- E-Auto Ladeprofil:
  - Lastverschiebung (z.B. 10% der stündlichen Last) nicht stundenweise, sondern ab **00:00 statt ab 18:00 bzw. 22:00**

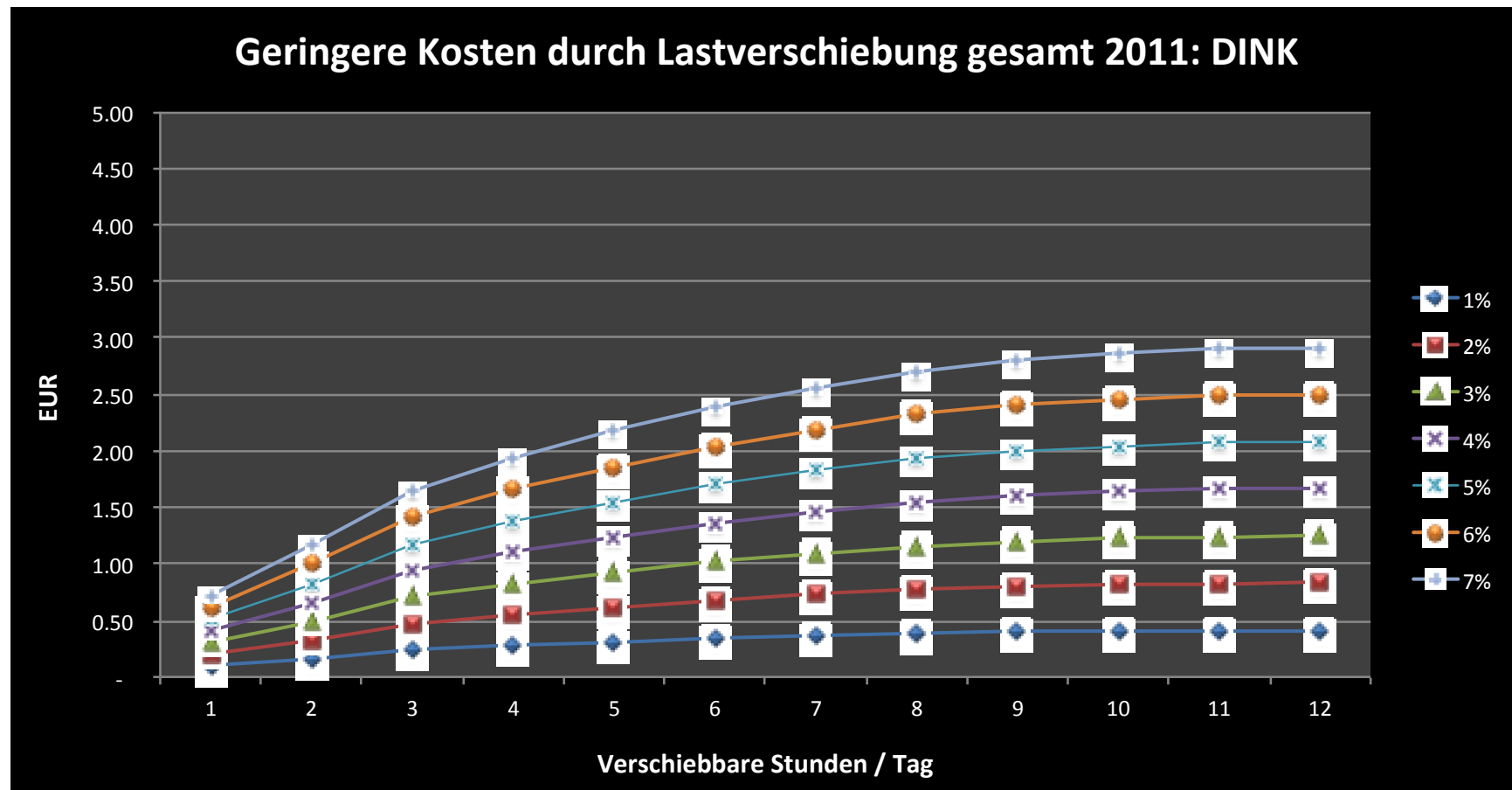
E-Auto	Lastverschiebung	
	Ohne	Mit
Ladeleistung [kW]	11	
Batteriegröße [kWh]	48	
<b>Werktag</b>		
Abfahrt Zuhause	07:00	
Ankunft Zuhause	18:00	
Batterieladestatus	50%	
Laden ab	18:00	00:00
<b>Samstag</b>		
Abfahrt Zuhause	10:00	
Ankunft Zuhause	22:00	
Batterieladestatus	0%	
Laden ab	22:00	00:00
<b>Sonntag</b>		
Abfahrt Zuhause	09:00	
Ankunft Zuhause	18:00	
Batterieladestatus	0%	
Laden ab	18:00	00:00

# Spotmarkt-orientierte Lastaggregation

- aus Sicht des Lieferanten (als Aggregator)
  - Ziel:
    - zu möglichst günstigstem Preis am Markt einkaufen
    - zu möglichst hohem Preis an Kunden verkaufen
- aus Sicht des Endkunden:
  - Ziel:
    - möglichst niedrigen Strompreis
    - möglichst hohe Versorgungsqualität
    - möglichst hoher Komfort

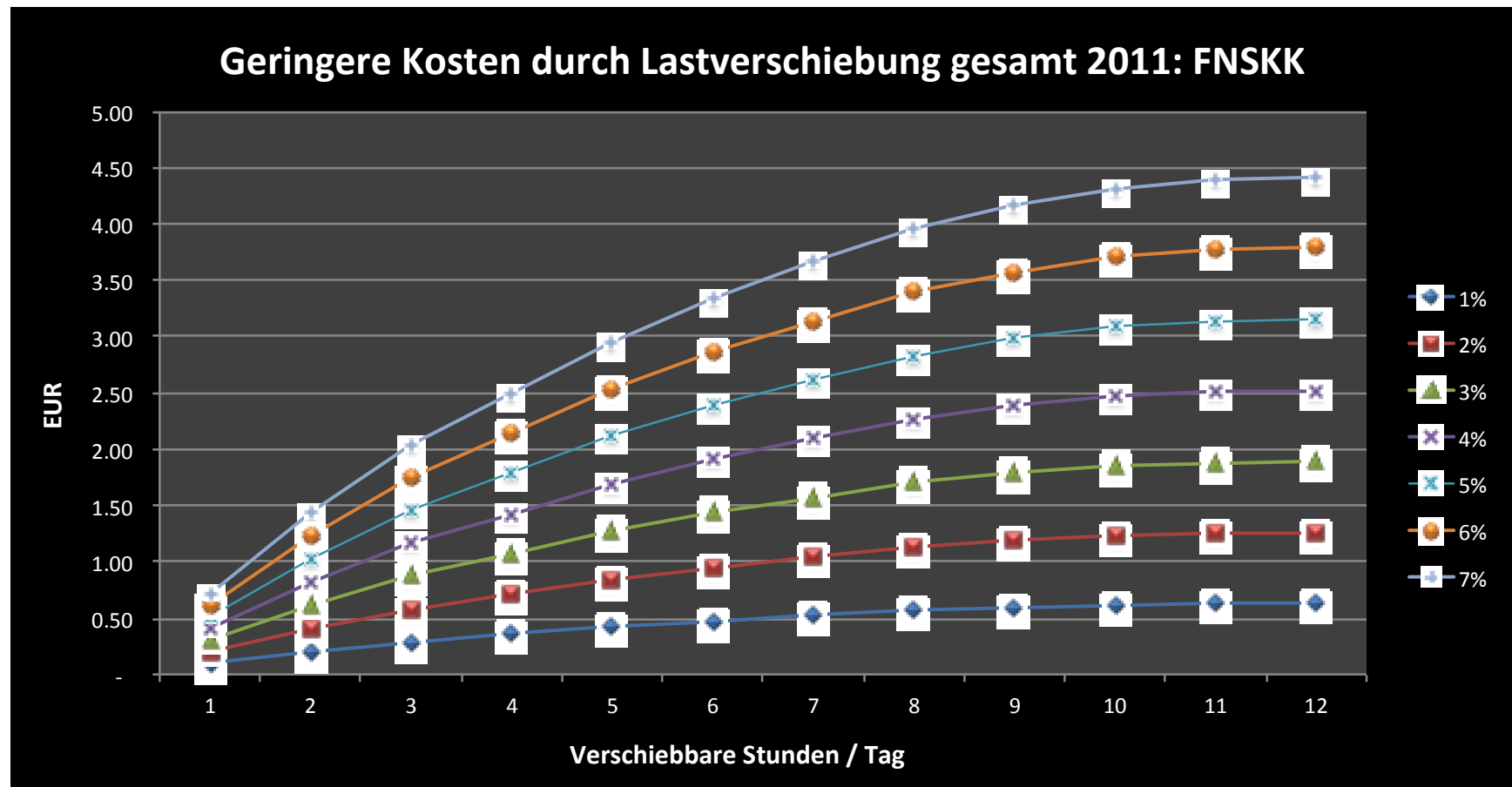
# Ergebnis f. Lieferant: DINK

- Jährliche Kosteneinsparungen bei unterschiedlichem **Lastverschiebepotential** (1-7% / Stunde) und **verschiebbaren h / d**



# Ergebnis f. Lieferant: FNSKK

- Jährliche Kosteneinsparungen bei unterschiedlichem **Lastverschiebepotential** (1-7% / Stunde) und **verschiebbaren h / d**



# Ergebnis f. Lieferant: E-Auto Ladung

- Jährliche Kosteneinsparungen für Lieferant bei unterschiedlichem **Lastverschiebepotential**

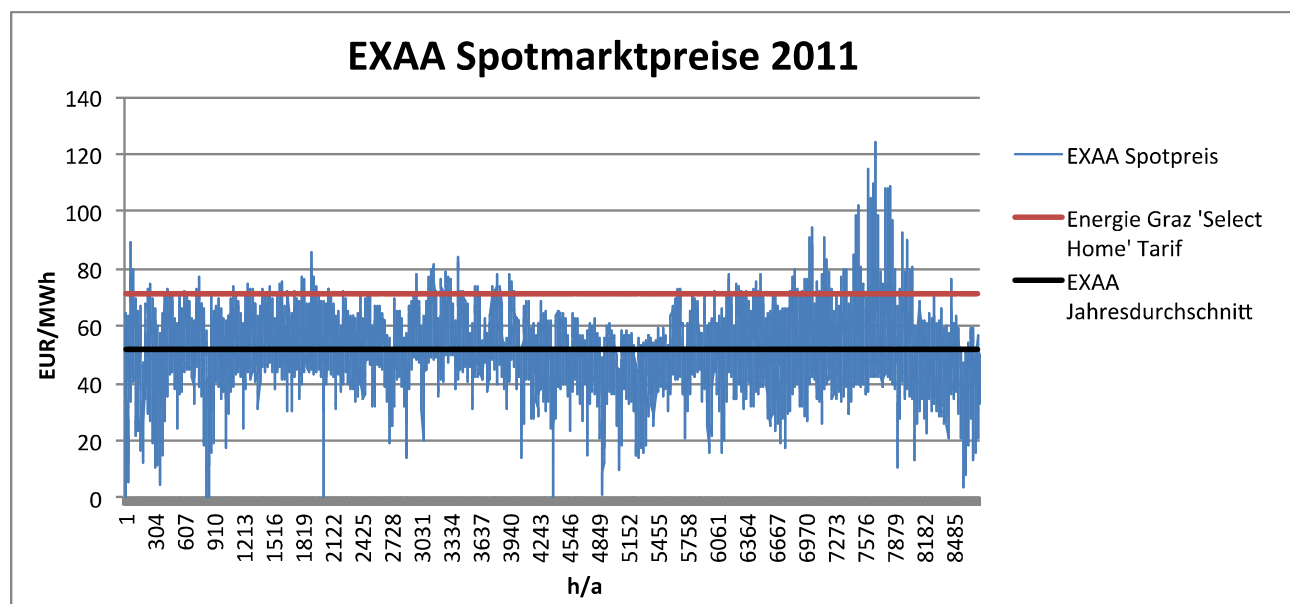
	Lastverschiebepotential		
	10%	25%	50%
<b>Geringere Kosten d. Lastverschiebung gesamt 2011 [EUR]</b>	18.07	45.18	90.35

# Ergebnis f. Kunden

- Abhängig vom Verkaufspreis des Lieferanten
- Vergleich jährl. Strombezugskosten (Arbeitspreis):
  - Fixtarif / kWh (z.B. Energie Graz ‚Select Home‘) & erzielte Spotmarktpreise

FNSKK - 5,781 kWh	Gesamt [EUR]
Select Home (7.09 cent/kWh)	410
EXAA Spotmarktpreis	326
<b>Differenz</b>	<b>84</b>

DINK - 3,233 kWh	Gesamt [EUR]
Select Home (7.09 cent/kWh)	229
EXAA Spotmarktpreis	186
<b>Differenz</b>	<b>43</b>



# Zusammenfassung & Diskussion

- Lieferant:
  - Max. Kosteneinsparungen DINK: **2,91 EUR / Jahr**
  - Max. Kosteneinsparungen FNSKK: **4,42 EUR / Jahr**
  - Kosteneinsparungen E-Auto (25% Lastverschiebung):  
**45,18 EUR / Jahr**
  
- Kunden:
  - Paetz, Dütschke (2011): Einsparungen f. Kunden, um ausreichenden Anreiz f. dynamische Tarife (zeit- oder lastvariabel) (Verhaltensanpassung) zu erzeugen...  
**65 – 120 EUR / Jahr**  
... abzüglich nötige Investitionen (z.B. Smart Meter)
  
- Wieviel hoch sind die **Kosten f. intelligente Applikationen und IKT-Infrastruktur** und wie stehen diese in Relation zu möglichen Einsparungen?

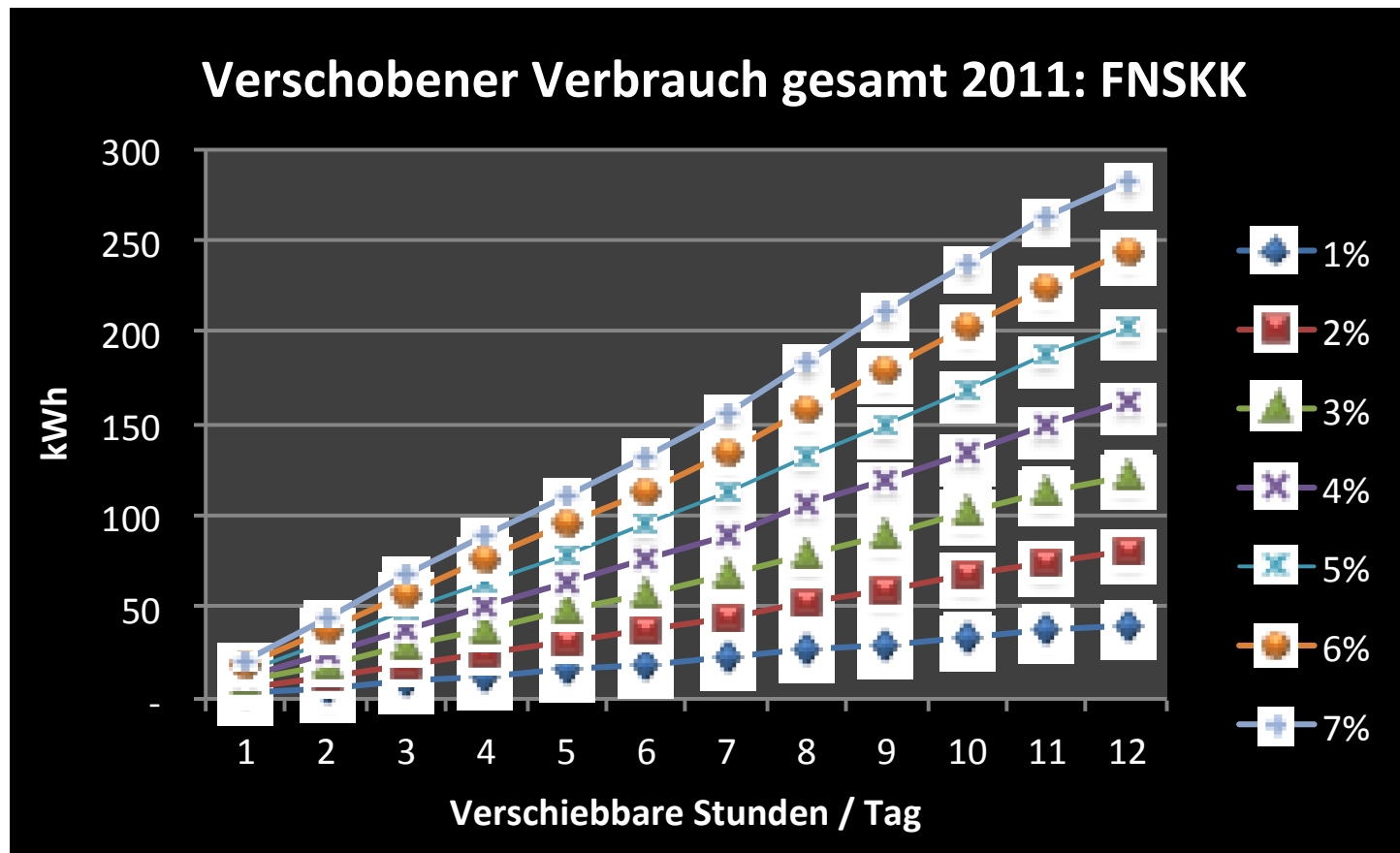


# Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

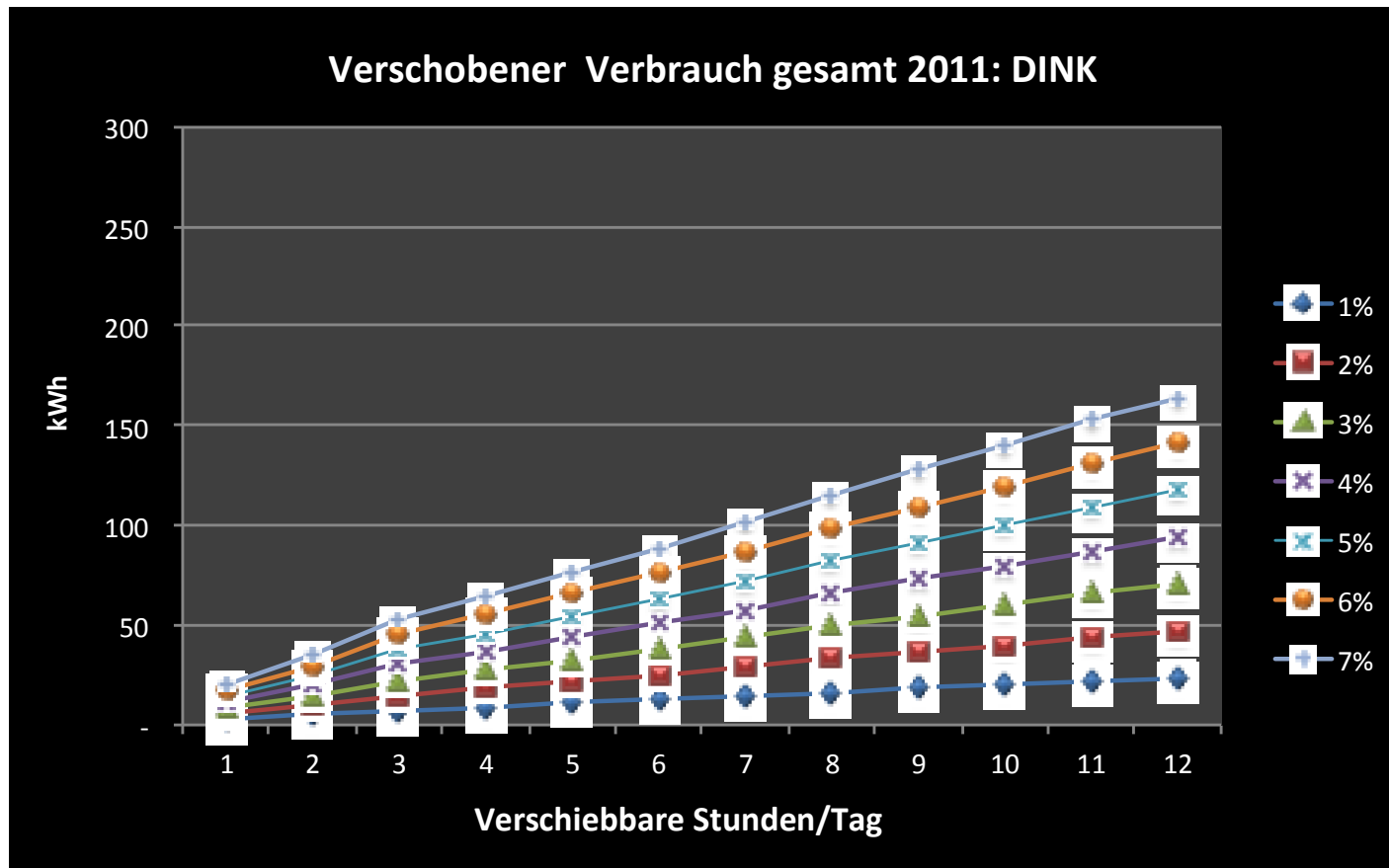


[prueggler@technikum-wien.at](mailto:prueggler@technikum-wien.at)

# Back-up



# Back-up



# Ontario, Kanada [1]

## Definition:

„Demand Response Providers“ (DRPs) are organizations that manage the response capacity of a number of facilities as an aggregated group.

## Was:

- *aggregieren Demand Response (DR) Kapazität ihrer Kunden, um sie für das Stromversorgungssystem auf Nachfrage zur Verfügung zu stellen*
- *geeigneten Lasten in Industrie und Gewerbebetrieben sind z.B. chemische Reinigung, Supermärkte, Bürogebäude, Fabriken, etc.*
- *DRPs erarbeiten mit Kunden die DR Fähigkeit der Anlagen und Prozesse; entwickeln DR Strategie für zukünftige Aktivierungen*
- DRPs werden von OPA (Ontario Power Authority) unter Vertrag genommen, um *Spitzenlastreduktionen d. DR-Abruf* zu erreichen

## Wie:

- über 3 DR Programme, initiiert d. ‚*Long-term energy plan for a cleaner Ontario*‘ im Rahmen des ‚*Save on Energy*‘-Programms (535 MW DR in 2010)
- Verträge mit DRPs; Aktivierungsnachricht d. IESO (Independent System Operator) an DRPs

# Ontario, Kanada [2]

## DR 1 (freiwillig):

- Teilnehmer: mind. 50 kW Spitzenlast
- Aktivierung: zw. 12:00-18:00 an Werktagen
- Max. Abruf: 100 h/a, 25 Aktivierungen je 4 h
- Bei Aktivierungsanfrage: Entscheidung d. Kunden ob ja/nein, wieviel
- Tarife:
  - Kapazitätsverfügbarkeit: 2000-4000 \$/MW (gewichteter Durchschnitt über alle Aktivierungsperioden)
  - Benützungsentgelt f. Energie: 170 \$/MWh

## DR 3:

- Teilnehmer: >50 kW (bei >5 MW → Sonderverträge direkt mit OPA; z.B. *Loblaws* Supermärkte: 10 MW), 1600 h/a Verfügbarkeit
- Aktivierung:
  - zw. 12:00-21:00 an Werktagen im Sommer & zw. 16:00-21:00 an Werktagen alle restlichen Monate
  - zw. 12:00-18:00 an Wertagen das ganze Jahr
- Abruf: bis zu 100 od. 200 h/a (vor Aktivierung zu wählen)

# Ontario, Kanada [3]

## DR 3 Tarife:

Season	Date Range	Hours of Availability (business days only)
Summer	June 1 – September 30	12:00 pm – 9:00 pm EST
Winter / Shoulder	All Other Months	4:00 pm – 9:00 pm EST

### OPA DR3 Payment Table

OPA DR3 Program Rate and Payment Table: gross payment amounts

Participation Choices:	Option A			Option B		
	<i>Maximum 100 hours of participation per year</i>			<i>Maximum 200 hours of participation per year</i>		
Contract Term:	1 year	3 years	5 years	1 year	3 years	5 years
Availability Rate (Premium):	<b>\$43.75</b> /MW	<b>\$62.50</b> /MW	<b>\$81.25</b> /MW	<b>\$50</b> /MW	<b>\$75</b> /MW	<b>\$100</b> /MW
Availability Payment (Premium)/Yr:	<b>\$70,000</b>	<b>\$100,000</b>	<b>\$130,000</b>	<b>\$80,000</b>	<b>\$120,000</b>	<b>\$160,000</b>
Utilization Rate for up to four (4) contiguous hours:	<b>\$200</b> /MWh	<b>\$200</b> /MWh	<b>\$200</b> /MWh	<b>\$200</b> /MWh	<b>\$200</b> /MWh	<b>\$200</b> /MWh
Utilization Payment/Yr:	<b>\$20,000</b>	<b>\$20,000</b>	<b>\$20,000</b>	<b>\$40,000</b>	<b>\$40,000</b>	<b>\$40,000</b>
Availability Over-Delivery Rate:	<b>\$10</b> /MW	<b>\$10</b> /MW	<b>\$10</b> /MW	<b>\$10</b> /MW	<b>\$10</b> /MW	<b>\$10</b> /MW

#### ASSUMPTIONS & NOTES:

- All values are Gross DR3 Program values in \$CDN.
- Availability Rate (Premium) applies to the following zones: Toronto, Ottawa and South Central.
- Availability Payment (premium) reflects 1,600 hours off availability per year at 100% performance rating assuming deployment of resource for 100 and 200 hours respectively.
- This DR3 Program Rate Schedule is subject to change as it may be updated by the OPA from time to time. The most current values on the OPA website will be used.
- Utilization Payments are paid in addition to Availability Payments if/when an Event is called at a rate of \$200/MW for the first 4 continuous hours and \$300/MW for the 5th to the 9th hour (should the contributor choose to perform passed the 4 hour minimum requirement).

# Ontario, Kanada [1]

## Definition:

„Demand Response Providers“ (DRPs) are organizations that manage the response capacity of a number of facilities as an aggregated group.

## Was:

- *aggregieren Demand Response (DR) Kapazität ihrer Kunden, um sie für das Stromversorgungssystem auf Nachfrage zur Verfügung zu stellen*
- *geeigneten Lasten in Industrie und Gewerbebetrieben sind z.B. chemische Reinigung, Supermärkte, Bürogebäude, Fabriken, etc.*
- *DRPs erarbeiten mit Kunden die DR Fähigkeit der Anlagen und Prozesse; entwickeln DR Strategie für zukünftige Aktivierungen*
- DRPs werden von OPA (Ontario Power Authority) unter Vertrag genommen, um *Spitzenlastreduktionen d. DR-Abruf* zu erreichen

## Wie:

- über 3 DR Programme, initiiert d. ‚*Long-term energy plan for a cleaner Ontario*‘ im Rahmen des ‚*Save on Energy*‘-Programms (535 MW DR in 2010)
- Verträge mit DRPs; Aktivierungsnachricht d. IESO (Independent System Operator) an DRPs

# Ontario, Kanada [2]

## DR 1 (freiwillig):

- Teilnehmer: mind. 50 kW Spitzenlast
- Aktivierung: zw. 12:00-18:00 an Werktagen
- Max. Abruf: 100 h/a, 25 Aktivierungen je 4 h
- Bei Aktivierungsanfrage: Entscheidung d. Kunden ob ja/nein, wieviel
- Tarife:
  - Kapazitätsverfügbarkeit: 2000-4000 \$/MW (gewichteter Durchschnitt über alle Aktivierungsperioden)
  - Benützungsentgelt f. Energie: 170 \$/MWh

## DR 3:

- Teilnehmer: >50 kW (bei >5 MW → Sonderverträge direkt mit OPA; z.B. *Loblaws* Supermärkte: 10 MW), 1600 h/a Verfügbarkeit
- Aktivierung:
  - zw. 12:00-21:00 an Werktagen im Sommer & zw. 16:00-21:00 an Werktagen alle restlichen Monate
  - zw. 12:00-18:00 an Wertagen das ganze Jahr
- Abruf: bis zu 100 od. 200 h/a (vor Aktivierung zu wählen)



# Ontario, Kanada [3]

## DR 3 Tarife:

Season	Date Range	Hours of Availability (business days only)
Summer	June 1 – September 30	12:00 pm – 9:00 pm EST
Winter / Shoulder	All Other Months	4:00 pm – 9:00 pm EST

### OPA DR3 Payment Table

OPA DR3 Program Rate and Payment Table: gross payment amounts

Participation Choices:	Option A <i>Maximum 100 hours of participation per year</i>			Option B <i>Maximum 200 hours of participation per year</i>		
	1 year	3 years	5 years	1 year	3 years	5 years
Availability Rate (Premium):	\$43.75 /MW	\$62.50 /MW	\$81.25 /MW	\$50 /MW	\$75 /MW	\$100 /MW
Availability Payment (Premium)/Yr:	\$70,000	\$100,000	\$130,000	\$80,000	\$120,000	\$160,000
Utilization Rate for up to four (4) contiguous hours:	\$200 /MWh	\$200 /MWh	\$200 /MWh	\$200 /MWh	\$200 /MWh	\$200 /MWh
Utilization Payment/Yr:	\$20,000	\$20,000	\$20,000	\$40,000	\$40,000	\$40,000
Availability Over-Delivery Rate:	\$10 /MW	\$10 /MW	\$10 /MW	\$10 /MW	\$10 /MW	\$10 /MW

#### ASSUMPTIONS & NOTES:

- All values are Gross DR3 Program values in \$CDN.
- Availability Rate (Premium) applies to the following zones: Toronto, Ottawa and South Central.
- Availability Payment (premium) reflects 1,600 hours off availability per year at 100% performance rating assuming deployment of resource for 100 and 200 hours respectively.
- This DR3 Program Rate Schedule is subject to change as it may be updated by the OPA from time to time. The most current values on the OPA website will be used.
- Utilization Payments are paid in addition to Availability Payments if/when an Event is called at a rate of \$200/MW for the first 4 continuous hours and \$300/MW for the 5th to the 9th hour (should the contributor choose to perform passed the 4 hour minimum requirement).