Datei Bearbeiten Ansicht Chronik Lesezeichen Extras Hilfe
ICEE Conference | 12th SDEWES Conference | Biennial International Worksh | IAEE 2017 Vienna | Home | IEWT 2017
eeg.tuwien.ac.at/index.php?option=com_wrapper&view=wrapper&Itemid=158
Suchen
Meistbesucht www.kreditkarte.at Erste Schritte Aktuelle Nachrichten Outlook Web App http://eeg.tuwien.ac.at/

Energy Economics Group

IEWT 2017

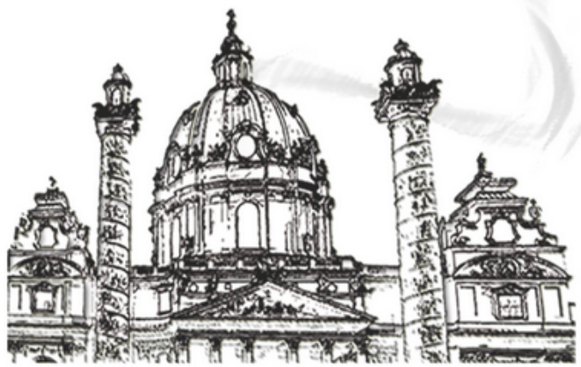
10. Internationale Energiewirtschaftstagung "Klimaziele 2050: Chance für einen Paradigmenwechsel?"

Die Kurfassungen, Langfassungen, Präsentationen und Poster der IEWT 2017 sind unter dem Menüpunkt Programm herunterladbar.

Klimaziele 2050:
Chance für einen Paradigmenwechsel?

IEWT 2017

10. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien



15. – 17. Februar 2017
Wien, Österreich

Tagungsort:
Campus Gußhaus / TU Wien
Gußhausstraße 25-29
1040 Wien

Veranstalter:
Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe der TU Wien (ESEA)
AAEE (Austrian Association for Energy Economics)

Das weltweite Klimaschutzabkommen von Paris wurde von allen beteiligten Staaten einstimmig beschlossen und darf als Erfolg gewertet werden. Die zentralen Fragen sind jetzt: Was müssen einzelne Akteure zur Erreichung dieser Ziele beitragen? Und stellt dieses Klimaschutzabkommen eine Chance für einen Paradigmenwechsel dar, oder wird weiterhin versucht, „traditionelle“ Geschäftsmodelle und die Nutzung fossiler Energie aufrechtzuerhalten?

Die 10. IEWT spannt den großen Rahmen um das Thema „Klima“ und allen wesentlichen

10:43
24.10.2017

Ökonomische Analyse des Demand-Response-Potentials von aggregierten Lasten am Spotmarkt

Daniel Schwabeneder, Georg Lettner, Bettina Burgholzer
Energy Economics Group (EEG)
TU Wien

IEWT 2017
10. Internationale Energiewirtschaftstagung
15.-17. Februar 2017
Wien

Motivation

Im Projekt **hybridVPP4DSO** wird ein Konzept für ein hybrides virtuelles Kraftwerk (VPP) entwickelt, das sowohl an unterschiedlichen Strommärkten teilnehmen als auch bei Bedarf den (Verteil-)Netzbetrieb unterstützen kann.

Ampelsystem:

- **Unkritisch**: Freier marktorientierter Betrieb des VPPs an unterschiedlichen Märkten
- **Teil-kritisch**: Eingeschränkter Betrieb des VPPs (nur Bezug/Einspeisung erlaubt)
- **Kritisch**: Aktive Unterstützung (Bezug/Einspeisung vom Netzbetreiber angefordert)

Methode:

- Technische Simulation des VPP-Betriebs in zwei Netzen in Österreich / Slowenien
- Ökonomische Analyse unterschiedlicher Anwendungsfälle (Spotmarkt, Regelenergiemarkt, Minimierung der Netzanschlusskosten für Kunden, Optimierung der Netzausbaukosten)

Inhalt dieser Präsentation:

Welche Erlöse können mittels Lastverschiebungen (für verschiedene Lasten mit unterschiedlichen Restriktionen) am Day-ahead Spotmarkt erzielt werden?

Methode (1/4)

Für die Bewertung des ökonomischen Potentials wird gemischt-ganzzahliges Optimierungsproblem implementiert, das die Kosten des Energiebezugs vom Spotmarkt minimiert:

Zielfunktion:

$$\min \sum_{t} \sum_{i=1}^{n} \sum_{j=1}^{n_i} \mathbf{p}_t \cdot (\mathbf{load}_{t,i} + \mathbf{inc}_{t,i,j} - \mathbf{red}_{t,i,j})$$

Parameter

$\boldsymbol{t} \in \{\mathbf{1}, \dots, \mathbf{35040}\}$	Viertelstündliche Zeitschritte
$\mathbf{p}_{\boldsymbol{t}}$	Day-ahead Spotmarktpreis zum Zeitpunkt t.
$\boldsymbol{n}$	Anzahl berücksichtigter Lasten
$\boldsymbol{n_i}$	Anzahl der Flexibilitätsoptionen für Last i
$\mathrm{load}_{\boldsymbol{t,i}}$	Last i zum Zeitpunkt t

Entscheidungsvariable

$\mathbf{inc}_{\boldsymbol{t,i,j}}$	Erhöhung von Last i zum Zeitpunkt t durch Aktivierung der Flexibilitätsoption j
$\mathbf{red}_{\boldsymbol{t,i,j}}$	Reduktion von Last i zum Zeitpunkt t durch Aktivierung der Flexibilitätsoption j

Methode (2/4)

Welche Charakteristika für Flexibilitätsoptionen sollen in einem möglichst generischen Modell abgebildet werden können?

Leistung:

- Minimale und maximale Lasterhöhung bzw. –reduktion in MW
- Relative minimale und maximale Lasterhöhung bzw. –reduktion in % der Last

Verfügbarkeit:

- Tageszeit (z.B. 8:00 – 18:00)
- Wochentage (z.B. MO – FR)
- Jährlich (z.B. Mai – September)

Zeit:

- Minimale und maximale Dauer einer Lasterhöhung bzw. –reduktion
- Minimale Pause zwischen Flexibilitätsaktivierungen
- Maximale Zeit zwischen Lasterhöhungen und –reduktionen
- Zeitspanne, innerhalb der sich Laständerungen ausgleichen müssen (z.B. pro Tag, pro Woche, …)

Anzahl:

- Maximale Anzahl an Flexibilitätsaktivierungen pro Tag, Woche, Monat, …

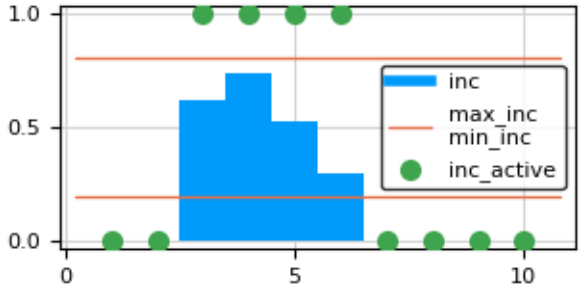
Methode (3/4)

Dazu werden binäre Hilfsvariable benötigt:

$\mathbf{inc_active}_{t,i,j}$	gibt and, ob die Erhöhung der Flexibilitätsoption j und Last i zum Zeitpunkt t aktiv ist.
$\mathbf{red_active}_{t,i,j}$	gibt and, ob die Reduktion der Flexibilitätsoption j und Last i zum Zeitpunkt t aktiv ist.
$\mathbf{inc_start}_{t,i,j}$	gibt and, ob die Erhöhung der Flexibilitätsoption j und Last i zum Zeitpunkt t startet.
$\mathbf{red_start}_{t,i,j}$	gibt and, ob die Reduktion der Flexibilitätsoption j und Last i zum Zeitpunkt t startet.

Der Zusammenhang zu den Entscheidungsvariablen wird implementiert mittels folgender Nebenbedingungen:

$$\mathbf{inc}_{t,i,j} \leq \text{max_inc}_{i,j} \cdot \mathbf{inc_active}_{t,i,j} \quad \forall t,i,j$$
$$\mathbf{red}_{t,i,j} \leq \text{max_red}_{i,j} \cdot \mathbf{red_active}_{t,i,j} \quad \forall t,i,j$$
$$\mathbf{inc}_{t,i,j} \geq \text{min_inc}_{i,j} \cdot \mathbf{inc_active}_{t,i,j} \quad \forall t,i,j$$
$$\mathbf{red}_{t,i,j} \geq \text{min_red}_{i,j} \cdot \mathbf{red_active}_{t,i,j} \quad \forall t,i,j$$



Methode (4/4)

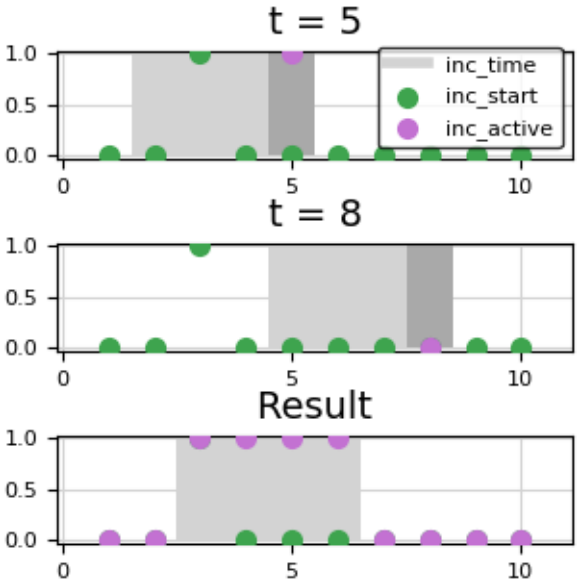
Der Zusammenhang zwischen den binären Hilfsvariablen wird durch folgende Nebenbedingungen sichergestellt:

$$\mathbf{inc_active}_{t,i,j} \geq \sum_{s=t-\text{min_inc_time}_{i,j}+1}^{t} \mathbf{inc_start}_{t,i,j} \quad \forall t,i,j$$

$$\mathbf{red_active}_{t,i,j} \geq \sum_{s=t-\text{min_red_time}_{i,j}+1}^{t} \mathbf{red_start}_{t,i,j} \quad \forall t,i,j$$

$$\mathbf{inc_active}_{t,i,j} \leq \sum_{s=t-\text{max_inc_time}_{i,j}+1}^{t} \mathbf{inc_start}_{t,i,j} \quad \forall t,i,j$$

$$\mathbf{red_active}_{t,i,j} \leq \sum_{s=t-\text{max_red_time}_{i,j}+1}^{t} \mathbf{red_start}_{t,i,j} \quad \forall t,i,j$$



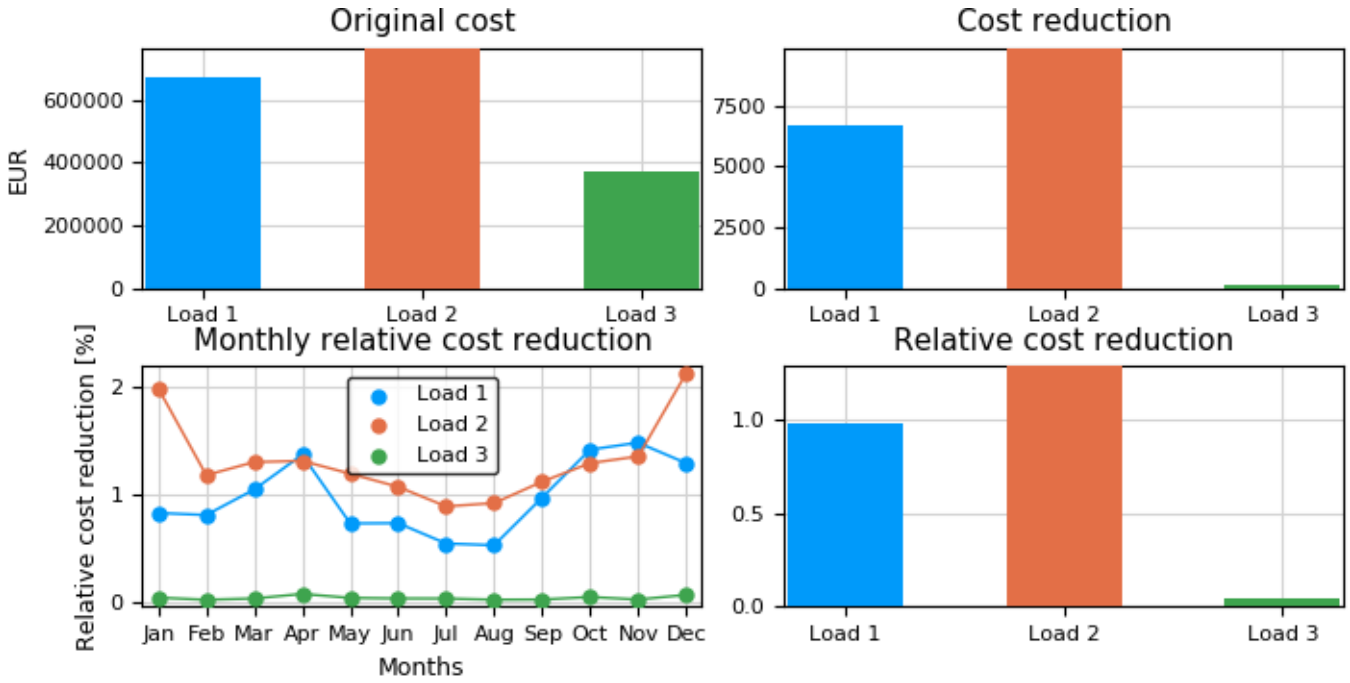
Mit diesem Fundament lassen sich alle gewünschten Charakteristika für Flexibilitätsoptionen implementieren.

Beispiel – Österreich 2013 (1/2)

Last	Leistung	Dauer	Anzahl	Uhrzeit	Wochen-tage	Monate	Ausgleich innerhalb
1	0.4 MW	2 Stunden	1 / Tag	06:00-22:00	Mo-Fr	Sep-Apr	sofort
	0.22 MW	3 Stunden	1 / Tag		Mo-Fr		sofort
2	0.15 MW				Mo-Sa		1 Tag
3	0.25 MW	½ Stunde	1 / Woche	06:00-16:00	Mo-Fr		1 Tag

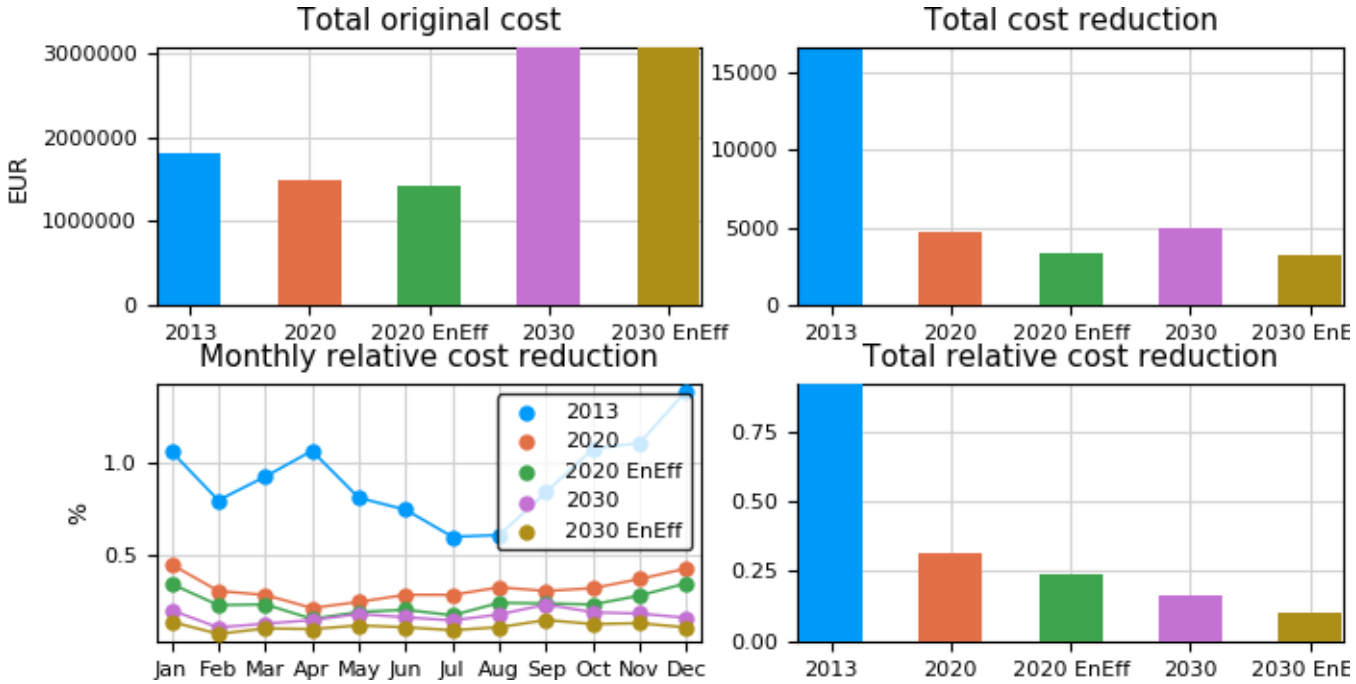
Beispiel – Österreich 2013 (2/2)

Last	Leistung	Dauer	Anzahl	Uhrzeit	Wochen-tage	Monate	Ausgleich innerhalb
1	0.4 MW	2 Stunden	1 / Tag	06:00-22:00	Mo-Fr	Sep-Apr	sofort
	0.22 MW	3 Stunden	1 / Tag		Mo-Fr		sofort
2	0.15 MW				Mo-Sa		1 Tag
3	0.25 MW	½ Stunde	1 / Woche	06:00-16:00	Mo-Fr		1 Tag



Preisszenarien und Ergebnisse (1/4)

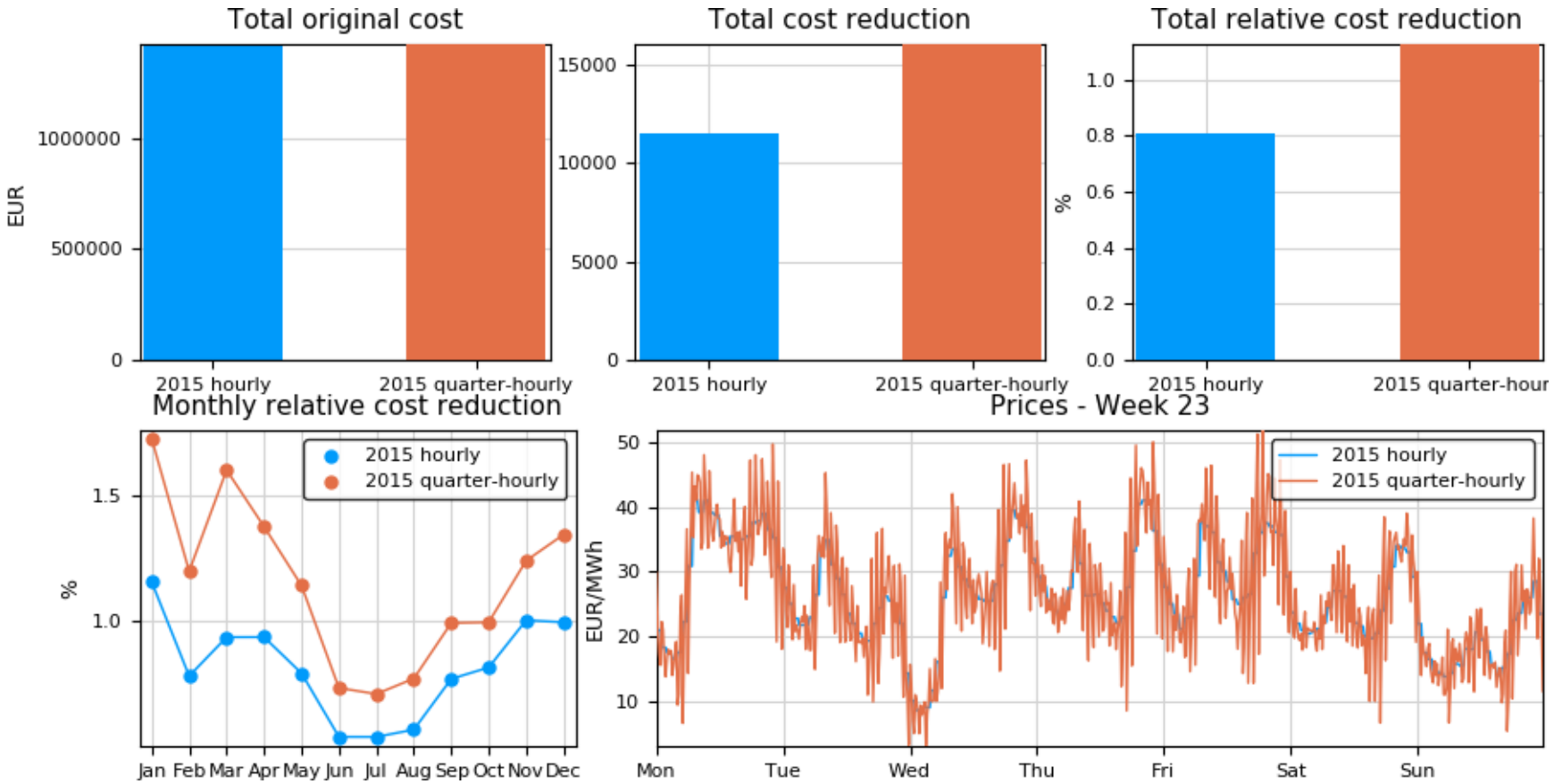
- Historischer Day-ahead Spotmarktpreis 2013
- Ergebnisse des Fundamentalmodells EDisOn:
  - 2020 … TYNDP der ENTSO-E
  - 2020 EnEff … TYNDP und österreichische Energieeffizienzziele
  - 2030 … TYNDP der ENTSO-E
  - 2030 EnEff … TYNDP und österreichische Energieeffizienzziele



Preisszenarien und Ergebnisse (2/4)

Stündliche Preise vs. Viertelstündliche Preise

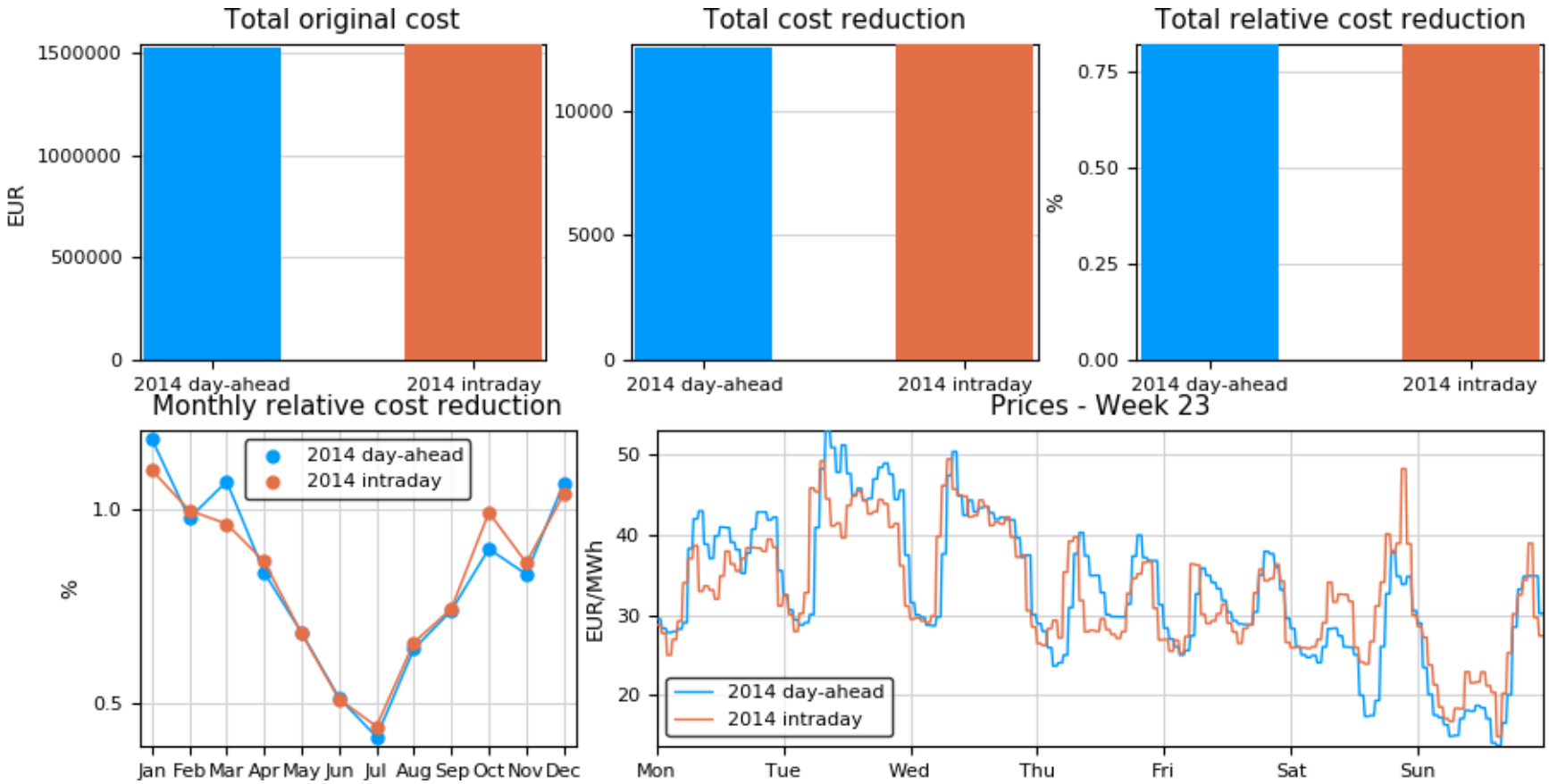
- Historische stündliche EXAA Preise 2015
- Historische viertelstündliche EXAA Preise 2015



Preisszenarien und Ergebnisse (3/4)

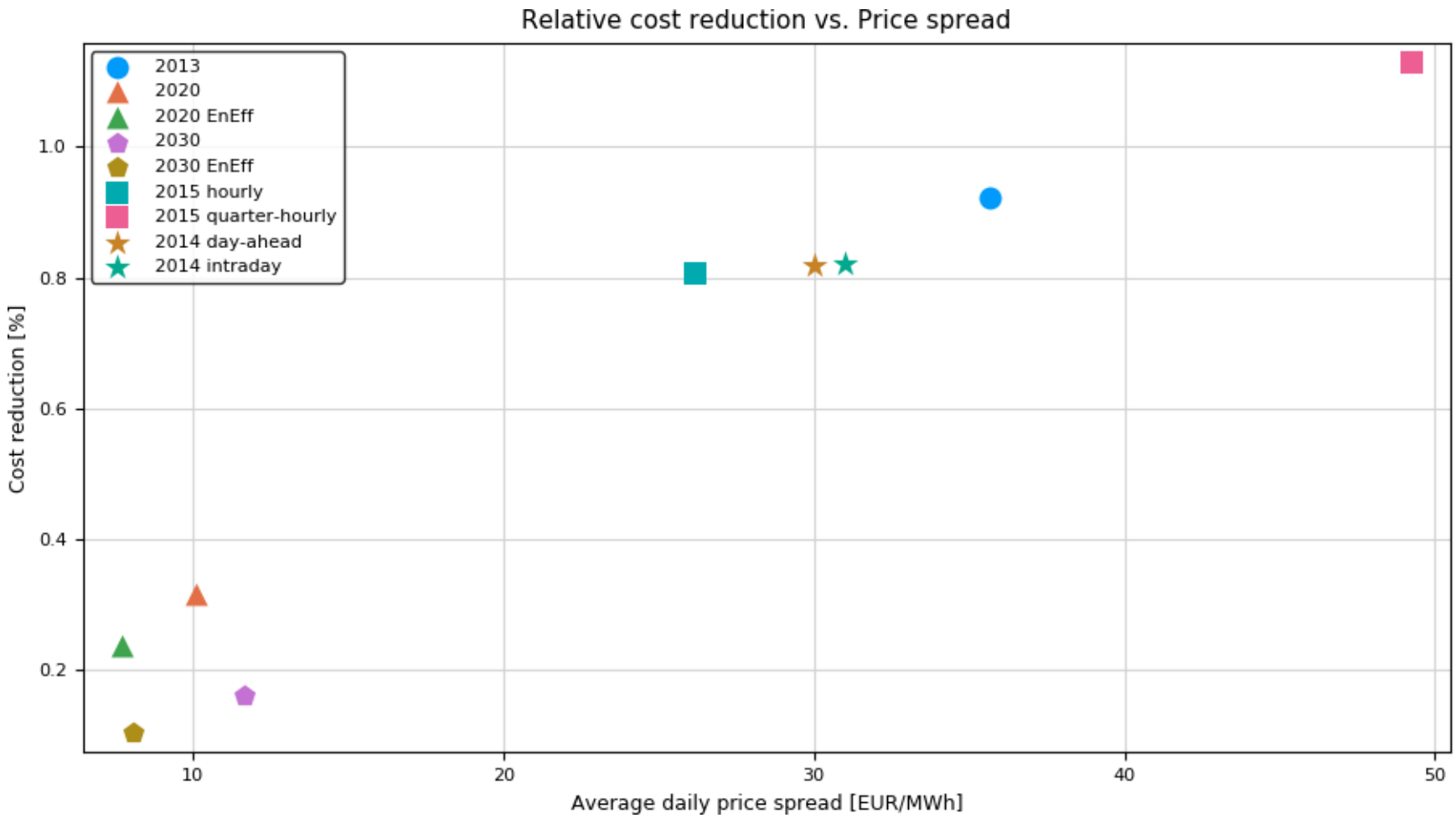
Day-Ahead vs. Intraday

- Historische Day-ahead EPEX Preise 2014
- Historische Intraday EPEX Preise 2014



Preisszenarien und Ergebnisse (4/4)

Zusammenhang zwischen erzielten relativen Kostenreduktionen und den durchschnittlichen täglichen Preis-Spreads



Schlussfolgerungen

- Die Vermarktung von Lastverschiebung am Spotmarkt weist nur geringe Erlösmöglichkeiten auf.
  - Die gezeigten Ergebnisse sind Best-Case-Resultate unter perfekter Voraussicht.
  - Unter voraussichtlichen Strompreisentwicklungen werden diese Erlösmöglichkeiten sogar noch verschlechtert.
- Die wesentlichsten Einflußfaktoren auf die Profitabilität sind:
  - Die Verfügbarkeit von Flexibilätsoptionen (zeitlich und Anzahl)
  - Der Preis-Spread an den Märkten

Ausblick:

Implementierung dieser Methodik in ein Simulationsmodell, das die gleichzeitige dynamische Betrachtung unterschiedlicher Märkte (Regelreserve, Spot, Intraday) ermöglicht.

Weitere Information zum Projekt hybridVPP4DSO:

www.hybridvpp4dso.eu

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

Daniel Schwabeneder, Georg Lettner, Bettina Burgholzer
Energy Economics Group (EEG)
TU Wien

IEWT 2017
10. Internationale Energiewirtschaftstagung
15.-17. Februar 2017
Wien

Annahmen Kosten:

CAPEX (per VPP system)	unit	cost	*Explanations and remarks*
VPP System	[EUR]	**50.000**	*VPP System installation; Pre-qualification APG; TSO connection*
Connection to DSO NOC	[EUR]	**20.000**	*Network operation center connection (Manpower + hardware)*
CAPEX (per flexibility of ~ ±1MW)			
Per flexibility connected	[EUR]	**3.000**	*Technician + hardware at client*
Transaction cost VPP clien	[EUR]	**1.000**	*Sales, marketing, drawing up of contract*
OPEX (fix = per VPP system)			
VPP-IT operating cost	[EUR/a]	**30.000**	*IT-System hosting, maintenance, support*
IT-communictaion TSO	[EUR/a]	**6.000**	*IT-communication with TSO*
Personal			*24/7 Operating personal: 0,1 person equivalents/a*
Hiring new personal	[EUR/a]	**60.000**	*24/7 ≙ 17h/week ≙ 876 h/a @ 65 EUR/h; (+ add. risk + efforts)*
Alt.: Existing personal	[EUR/a]	**60.000**	*Exisiting personal e.g. trading department or network operation*
OPEX (variable per client)			
Software licence VPP (~ ±1MW)			
TRL only	[EUR/a]	**3.500**	*including day-ahead, intraday ...*
TRL + SRL	[EUR/a]	**10.000**	*Add. cost redundancy, real time data, variable set values ...*
IT-communication clients			*DSL encrypted*
5 MW	[EUR/a]	**1.200**	*e.g. industrial site*
0,5 MW	[EUR/a]	**600**	*e.g. small hydro*