

ANALYSE DER ABHÄNGIGKEITEN DER SEKUNDÄRRESERVE- ABRUF UND PREISE

Tara ESTERL*¹, Nikolaus RAB*², Fabian LEIMGRUBER³

¹ TU Wien / EEG, Gusshausstr. 25-29/370-3, 1040 Wien, +43 1 58801 370369,
esterl@eeg.tuwien.ac.at, <http://eeg.tuwien.ac.at/> and

AIT Austrian Institute of Technology, Donau-City-Straße 2, 1220 Wien, +43 664 8157810,
tara.esterl@ait.ac.at, <http://www.ait.ac.at/>

² Rab TU Wien / EEG, Gusshausstr. 25-29/370-3, 1040 Wien, +43 1 58801 370 333,
rab@eeg.tuwien.ac.at, <http://eeg.tuwien.ac.at/>

³ AIT Austrian Institute of Technology, Donau-City-Straße 2, 1220 Wien, +43 664 8251246,
fabian.leimgruber@ait.ac.at, <http://www.ait.ac.at/>

Kurzfassung: In diesem Paper werden die Abhängigkeiten der Abrufe und Preise von Sekundärregelreserve von exogenen Einflussfaktoren analysiert, um ihre möglichen Auswirkungen auf Schwankungen der durchschnittlichen Preise für Sekundärregelenergie (SRL) und den abgerufenen SRL-Mengen zu charakterisieren. In der Analyse werden insbesondere der Einfluss der Wind- und Lastprognosefehler berücksichtigt. Darüber hinaus werden mögliche Einflussfaktoren auf den SRL-Preis untersucht, wobei vor allem der Spot-Preis und der Einfluss der abgerufenen SRL-Mengen betrachtet werden. Dabei zeigt sich, dass die SRL-Menge sehr gut über ein ARMAX-Modell geschätzt werden kann. Dahingegen lassen sich die SRL-Preise so gut wie nicht durch exogene Variablen erklären. Abschließend wird der Einfluss eines länderübergreifenden Regelenergieabrufs zwischen den Ländern Österreich Deutschland, Slowenien und Italien auf die Kosten für Regelenergie diskutiert.

Keywords: Sekundärregelenergie, Ökonometrische Analyse, Zeitreihenanalyse, Lineare Regression, ARMAX-Modell

1 Einführung und Motivation

Die wöchentlichen Kosten für Regelreserve in Österreich sind sehr volatil. So lag die Schwankungsbreite im Jahr 2015 bei 1 bis 6 Mio. € pro Woche (Azadegan und Stimmer 2015). Den größten Anteil an diesen Kosten hat die Sekundärregelreserve (SRL). Dabei fallen einerseits Kosten für die Vorhaltung der Leistung an, auf der anderen Seite Kosten für den Abruf der Leistung, wobei der Kostenanteil für die SRL-Abrufe im Verhältnis zur

* Jungautorin

¹ Esterl Austrian Institute of Technology, Giefinggasse 2, 1210 Wien, +43 50550 6077,
tara.esterl@ait.ac.at

² Rab TU Wien / EEG, Gusshausstr. 25-29/370-3, 1040 Wien, +43 1 58801 370 333.,
rab@eeg.tuwien.ac.at,

³ Leimgruber Austrian Institute of Technology, Giefinggasse 2, 1210 Wien. +43 50550
6648, fabian.leimgruber@ait.ac.at

Leistungsvorhaltung steigt. Die Kosten sowohl für die Leistungsvorhaltung als auch für den Abruf von Sekundärregelenergie lagen im Jahr 2013 bei ca. 62 Mio. €. Dieses Verhältnis von Leistungsvorhaltung zu Energie ist im Jahr 2014 auf eins zu drei und in einer Hochrechnung für das Jahr 2015 auf eins zu sechs angestiegen (Beaudeau 2015).

Der Fokus dieses Papers liegt daher auf der Analyse der SRL-Abrufmengen sowie der durchschnittlichen Kosten für die SRL-Abrufe. Die Abhängigkeiten der SRL-Abrufe von möglichen exogenen Einflussfaktoren wie Wind- und Lastprognosefehler und deren Auswirkungen auf mögliche Schwankungen der abgerufenen SRL-Menge werden untersucht. Dabei werden die zeitlichen Abhängigkeiten zwischen aufeinanderfolgenden Perioden mithilfe eines autoregressiven Modells betrachtet. Außerdem werden die SRL-Abrufpreise in Abhängigkeit der abgerufenen Menge sowie des Spot- und des Gas-Preises analysiert.

Zusätzlich hat auch die Größe des Marktes für Regelreserve einen entscheidenden Einfluss auf die SRL-Kosten. Durch den länderübergreifenden Abruf von Regelenergie kann der Wettbewerb erhöht werden und die effizientesten Kraftwerke in der Region können den Regelenergiebedarf abdecken. In dem Projekt eBADGE wurde anhand von historischen Preisen analysiert, inwiefern sich ein gemeinsamer Abruf von SRL und TRL der Länder Österreich, Deutschland, Slowenien und Italien auf die zu erwartenden Kosten in den einzelnen Ländern auswirken würde.

Die Ergebnisse werden in den zwei vom FFG geförderten Projekten iWPP-Flex (848894) und IEA HPP Annex 42 (848119) für die Abschätzung des Vermarktungspotentials eines Wärmepumpen-Pools am Sekundärregelenergiemarkt verwendet. Mithilfe der Analyse können die Einflussparameter auf die Abrufmengen und Preise bestimmt werden. Für das Optimierungsmodell in diesen Projekten können die Annahmen für den Sekundärregelenergiemarkt, wie beispielsweise die Abrufwahrscheinlichkeit, hergeleitet werden.

2 Methodik

2.1 Datengrundlage

Auf Basis der öffentlich verfügbaren Daten wird analysiert, inwiefern SRL-Abrufe und SRL-Preis-Schwankungen durch exogene Variablen erklärt werden können. Die dabei verwendeten Daten sind in Tabelle 1 dargestellt. Sowohl die Preise als auch die Abrufmengen werden bezüglich Kalendereffekte analysiert. Zeitliche Unterschiede zwischen den Produkten Peak/Off-peak/Weekend können über die Analyse der einzelnen Produkte untersucht werden.

Die Auswirkung des Last- und der Windprognosefehlers auf die SRL-Abrufwahrscheinlichkeit werden quantifiziert. Die Abhängigkeit der SRL- und Tertiärregelreserve (TRL) -Abrufmenge von denen in der vorherigen Periode wird analysiert. Die SRL wird von der TRL abgelöst. Dieser Zusammenhang könnte in einer folgenden Analyse analysiert werden. Zusätzlich haben auch Kraftwerksausfälle einen Einfluss auf die SRL-Abrufe, aufgrund der geringen veröffentlichten Daten wird dieser Parameter in diesem Paper nicht betrachtet. Die Datenbasis umfasst Prognosen und tatsächliche Werte für Windenergie und Last im Jahr

2015, bereitgestellt auf der ENTSO-E transparency platform⁴. Eine andere Quelle dieser Daten stellt die APG Marktinformation für den Zeitraum 2010 bis 2014 dar⁵. Daten der abgerufenen Regelenergie und Preise wurden aus der Statistik der APG Regelzone entnommen⁶.

Die Preise werden mithilfe der abgerufenen SRL-Mengen analysiert. Außerdem wird der Opportunitätspreis EPEX Spot als erklärende Variable mit in das Modell aufgenommen. Für den Gas-Preis NCG Spot hat sich kein Einfluss auf die SRL-Preise gezeigt. Daher wurde dieser nicht in das Modell mitaufgenommen.

Tabelle 1: Beschreibung der verwendeten Daten

Daten	Zeitraum	Quelle	Input für Abrufmenge oder Preise
SRL Abrufmenge	seit 01/2012	APG	Preis
TRL Abrufmenge	seit 01/2012	APG	Menge
Kalendereffekte			Menge und Preise
Lastprognosefehler	01/2015 01/2010	ENTSO-E Transparency APG	
Windprognosefehler	seit 01/2015 seit 01/2010 seit 06/2011	ENTSO-E Transparency APG EEX Transparency	Menge
Photovoltaik-Prognosefehler ⁷	seit 01/2015 seit 01/2016	ENTSO-E Transparency EEX Transparency	Menge
EPEX Spot	seit 01/2012	APG	Preis
Gas Spot NCG	seit 06/2011	EEX	Preis

2.2 Zeitreihen-Modellierung und lineare Regression

Zur Analyse der Abhängigkeiten der viertelstündlichen Regelenergiepreise und -mengen wird eine lineare Regression bzw. ein ARMA-Modell mit exogenen Variablen (ARMAX-Modell) verwendet. Dieses Zeitreihenmodell berücksichtigt neben den exogenen Faktoren auch die Abhängigkeiten der Regelenergiepreise von vorherigen Perioden auf die jeweils aktuellen Werte und modelliert somit auch eine mögliche serielle Korrelationsstruktur. Nicholson et al.

⁴ <https://transparency.entsoe.eu/>

⁵ <https://www.apg.at/de/markt>

⁶ <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung/statistik>

⁷ Derzeit quasi noch kein Unterschied zwischen der Prognose und der Ist-Einspeisung. Daher kann der Prognosefehler für Photovoltaik auf Basis dieser Daten nicht ermittelt werden.

verwenden ebenfalls ARMAX-Modelle für stündliche Regelenergiepreise vom texanischen Übertragungsnetzbetreiber ERCOT, wobei Winderzeugung, Temperatur und Stromerzeugung mit Gaskraftwerken als exogene Zeitreihen verwendet werden, die jeweils auch einen signifikanten Einfluss aufweisen. Ilievaa and Bolkesjøa [2] verzichten für ihre Analyse der Regelenergiepreise an der Nordic Power Exchange hingen auf autoregressive Terme. Als abhängige Zeitreihen in ihrer Regression zeigen Spotpreise sowie die Anzahl der Regelenergiegebote einen signifikanten Einfluss auf die Regelenergiepreise. Bei Swieder (2006) werden tagesmittlere Tertiär-Regelenergiemarktpreise prognostiziert ohne exogene Einflussgrößen zu berücksichtigen.

3 Beschreibung der Sekundärregelreserve

Durch Regelreserve wird das Gleichgewicht zwischen Stromverbrauch und -erzeugung hergestellt und somit die Leistung und die Frequenz des Stromnetzes geregelt. Dies geschieht in Österreich mit Hilfe von Primär-, Sekundär- und Tertiärreserve, die sich vor allem durch die Reaktionsgeschwindigkeit aber auch durch die Details der Prequalifizierung für den jeweiligen Regelenergiemarkt unterscheiden. Als erstes wird die Primärregelreserve abgerufen, die innerhalb von wenigen Sekunden auf sehr kurzfristige Schwankungen reagieren muss und diese ausgleicht. Größere Abweichungen werden durch die Sekundärreserve ausgeglichen, wobei die SRL-Teilnehmer innerhalb von fünf Minuten die volle Kapazität bereitstellen müssen. Wenn die Abweichung über einen längeren Zeitraum besteht oder die Menge an verfügbarer SRL übersteigt, dann wird die SRL durch die TRL unterstützt bzw. ersetzt. Die SRL hat den größten Anteil an den Kosten (Azadegan und Stimmer 2015). Aus diesem Grund werden im Folgenden die historischen Preise und Abrufe auf Basis der Daten für die Jahre von 2012 bis 2015 beschrieben. In Abbildung 1 ist die Dichteverteilung des durchschnittlichen positiven SRL-Arbeitspreises dargestellt (linke Grafik). Dieser SRL-Preis ist gewichtet mit der jeweiligen abgerufenen SRL-Menge. Der durchschnittliche SRL-Preis liegt zu 95% in einem Preisband zwischen 59 und 217 Euro/MWh. Die Dichteverteilung der positiven abgerufenen SRL-Menge ist in der rechten Grafik in Abbildung 1 dargestellt. Die positive abgerufene SRL-Menge liegt zu 33,3% unter 1,7 und zu 66,6% unter 11,5 MWh.

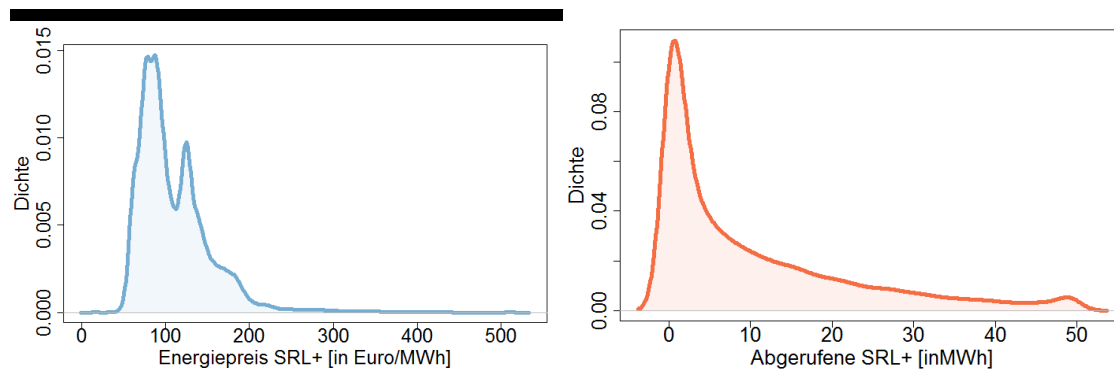


Abbildung 1: Dichteverteilung von positivem SRL-Arbeitspreis (links) und positiver abgerufenen SRL-Menge (rechts) für das Produkt „Peak“ [Eigene Darstellung basierend auf Daten der APG Statistik]

4 Abhängigkeiten der SRL-Mengen

Für die Analyse der abgerufenen Regelenergiemenge wurde ein ARMA(1,1)-X-Modell gewählt. Dadurch kann die serielle Korrelation der Regelenergie-Zeitreihen von der jeweiligen Vorperiode abgebildet werden und es können auch exogenen Einflussgrößen wie der Last- und Windprognosefehler berücksichtigt werden. Mit Ausnahme des Lastprognosefehlers haben alle erklärenden Variablen einen bedeutenden Einfluss. Für die einzelnen Parameter werden diese Ergebnisse im Weiteren noch detaillierter beschrieben. Der Fehlerterm kann durch die gewählten Parameter von 16,9 MW auf 9,1 MW deutlich reduziert werden.

Tabelle 2: Koeffizienten des ARMAX-Modells für abgerufene positive SRL-Regelenergiemenge für das Jahr 2015

	Konstante	Menge Vorperiode	Mengenprognosefehler	Windprognosefehler	Lastprognosefehler
Koeffizient	5,75	0,68	0,24	0,0369	0,0002

4.1 Serielle Korrelation (ARMA-Modellierung)

Die viertelstündlich abgerufenen Regelenergiemengen weisen eine beachtliche serielle Korrelation auf. So sind die Mengen mit jenen der Vorperiode zu 83% korreliert. Zudem ist auch eine Abhängigkeit vom Prognosefehler der Regelenergie-Menge aus der Vorperiode auf die Abrufmenge zu erwarten. Um diese beiden Effekte in der linearen Regression berücksichtigen zu können, werden sie um ein ARMA(1,1)-Modell ergänzt.

Bei einem positivem Regelenergieabruf von 25 MW, der in der Vorperiode um 10 MW unterschätzt wurde, bedeutet dies einen erwarteten SRL-Abruf von durchschnittlich 25,2 MW statt nur 5,7 MW als Durchschnittswert. Dies illustriert deutlich die hohe Persistenz der abgerufenen SRL-Mengen.

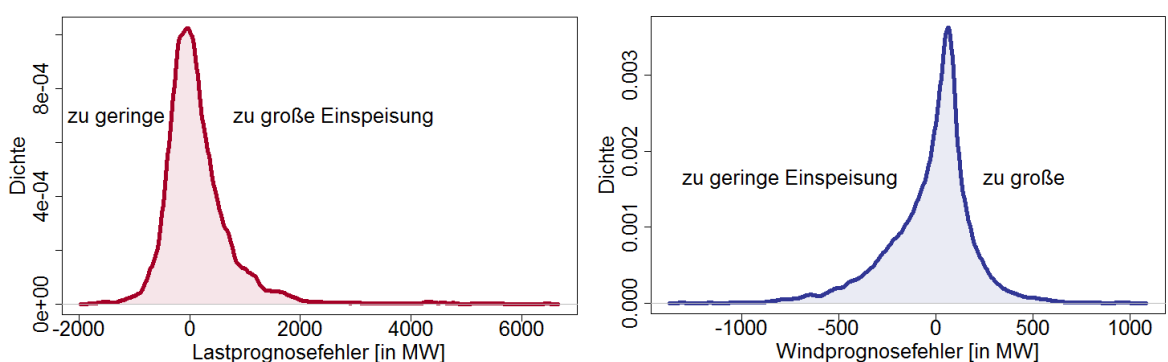


Abbildung 2: Dichteverteilung der Last- (links) und Windprognosefehler (rechts) [Eigene Darstellung basierend auf Daten von ENTSO-E Transparency]

4.2 Lastprognosefehler

Der Lastprognosefehler definiert sich aus der Differenz zwischen tatsächlicher und prognostizierter Last und wird in MW angegeben. Positive Werte des Lastprognosefehlers

entsprechen somit einer höheren Last als prognostiziert und würden einen positiven Regelenergiebedarf erwarten lassen.

Im Kalenderjahr 2015 wurde eine Spannweite des Lastprognosefehlers von -1830 MW (am 25. Dezember um 9:00 Uhr) bis 6524 MW (am 29. November um 18:30 Uhr) beobachtet. An Hand der geschätzten Dichten in der Abbildung 2, zeigt sich, dass insbesondere sehr große positive Lastprognosefehler häufig vorkommen und ein entsprechend schweres rechtes Ende der Verteilung bewirken. Hierdurch ergibt sich eine stark rechtsschiefe (Schiefe: 2,85) und *leptokurtische* (Kurtosis: 19,44) Verteilung, d.h. eine steilgipflige Verteilung. Negative Abweichungen vom Median fallen mit durchschnittlich 92 MW rund sieben Mal so groß aus wie positive Abweichungen (im Durchschnitt 13 MW).

Basierend auf dem geschätzten ARMA-X (siehe Tabelle 2) hat der Lastprognosefehler einen statistisch signifikanten, aber äußerst geringen und vernachlässigbaren Einfluss auf den Regelenergiebedarf. Selbst bei einem Lastprognosefehler von 1000 MW würde dies nur einen positiven Regelenergiebedarf von weniger als 0,2 MW verursachen. Der geringe Einfluss des Lastprognosefehlers ist ein überraschendes Ergebnis. Eine mögliche Interpretation ist, dass die Abweichung der Last vergleichsweise gut über die Bilanzgruppen selber ausgeglichen werden kann.

4.3 Windprognosefehler

Der Windprognosefehler definiert sich aus der Differenz zwischen tatsächlicher und prognostizierter Wind-Einspeisung und in wird in MW angegeben. Negative Werte des Windprognosefehlers entsprechen somit einer zu geringen Windeinspeisung und würden einen positiven Regelenergiebedarf erwarten lassen.

Im Kalenderjahr 2015 wurde eine Spannweite des Windprognosefehlers von -1316 MW (am 16. April 2015 um 15:15 und 15:30 Uhr) bis 1032 MW (am 14. September 2015 um 18:30 Uhr). Betrachtet man die geschätzte Dichte (Abbildung 2), so sticht insbesondere ins Auge, dass es sich um eine linksschiefe (Schiefe: -0.81) und *leptokurtische* (Kurtosis: 5,47) Verteilung handelt. Negative Abweichungen vom Median fallen mit durchschnittlich 198 MW fast doppelt so groß aus wie positive Abweichung (im Durchschnitt 109 MW). Entsprechend sind zu geringe Windeinspeisungen in Erwartung deutlich größer als zu hohe.

Basierend auf dem geschätzten ARMA-X (siehe Tabelle 2) hat der Windprognosefehler einen statistisch signifikanten Einfluss auf den Regelenergiebedarf. So führt etwa ein Windprognosefehler von -500 MW (Überschätzung der tatsächlichen Windeinspeisung) in Erwartung zu zusätzlich knapp 20 MW negativem Regelenergiebedarf.

4.4 PV-Prognosefehler

Ähnlich dem Windprognosefehler könnte auch der PV-Prognosefehler ein signifikanter Einflussfaktor sein. Die Daten zur Ist-Erzeugung aus Photovoltaik können derzeit nicht von der APG bereitgestellt werden. Auf der Homepage der EEX Transparency werden seit Beginn 2016 sowohl prognostizierte als auch aktuelle Werte für die PV-Erzeugung

angegeben, wobei sich diese Werte derzeit quasi nicht unterscheiden.⁸ Es ist zu erwarten, dass der PV-Prognosefehler sich vergleichbar zum Wind-Prognosefehler sich signifikant auf die SRL-Mengen auswirkt.

5 Abhängigkeiten der SRL-Preise

Im Unterschied zu der Regelenergiemenge können die Regelenergiepreise in Österreich nicht zufriedenstellend durch andere Einflussvariablen erklärt werden. Zu diesem Ergebnis kommen auch Kabinger et al. (2014). Die Preise sind stark inhomogen über den Jahresverlauf, sodass eine jährliche Betrachtungsweise zwar statistisch signifikante Abhängigkeiten vom Spot-Preis und der abgerufenen SRL-Menge zeigt, jedoch nur in nahezu vernachlässigbaren Größenordnungen. Für diese Analyse ist dies an Hand der positiven SRL-Preise beispielhaft in Tabelle 3 illustriert.

Tabelle 3: Koeffizienten der linearen Regression für abgerufene positive SRL-Regelenergiepreise

	Konstante	Abgerufene Menge	Spot-Preis
Koeffizienten	102,2	0,077	0,168

5.1 SRL-Menge

Der nur schwach ausgeprägte Zusammenhang zwischen den durchschnittlichen Kosten für positive SRL („SRL-Preise“) und der abgerufenen SRL-Menge kann in Abbildung 3 gesehen werden. Rot bedeutet dabei einen Bereich mit vielen Datenpunkten. In Hellblau sind die Bereiche mit wenigen bzw. in Dunkelblau solche mit keinen Daten dargestellt. Es zeigt sich, dass generell die durchschnittlichen SRL-Arbeitspreise auch bei vergleichbarer abgerufener SRL-Menge stark voneinander abweichen. Dieser Effekt verstärkt sich bei hohen abgerufenen SRL-Mengen. Bei einem Abruf von 50 MWh pro Viertelstunde variieren die Preise zwischen 50 €/MWh bis zu über 500 €/MWh.

⁸ Dies liegt unter anderem daran, dass ein Großteil der PV-Anlagen kleiner als 50 kW sind bzw. weniger als 100.000 kWh pro Jahr ins Netz einspeisen und damit über Standardlastprofile abgerechnet werden. Daher sind keine Messdaten für einen Großteil der PV-Anlagen verfügbar.

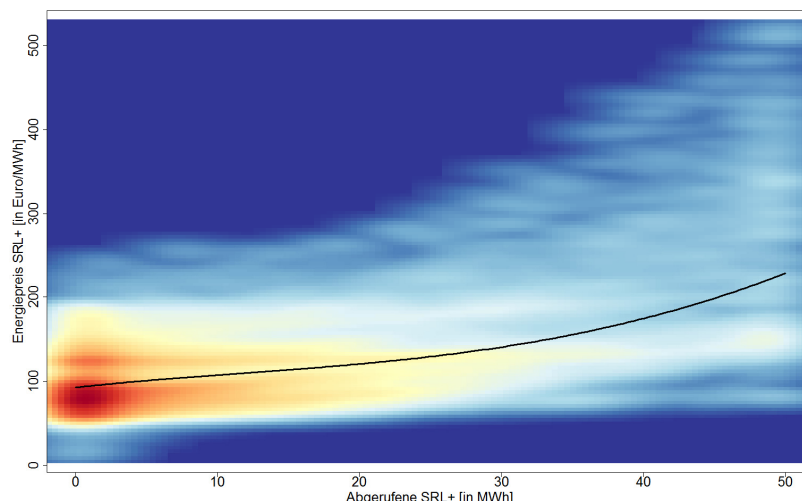


Abbildung 3: Zusammenhang zwischen durchschnittlicher positiver abgerufener SRL-Menge und den durchschnittlichen Arbeitspreisen für positive SRL für die Jahre 2012 bis 2015 [Eigene Darstellung basierend auf den Daten der APG Statistik]

Dies deutet daraufhin, dass die Marktkonzentration bei den SRL-Arbeitspreisen hoch ist und die Preisbildung derzeit nicht wettbewerblich erfolgt. In Kabinger et al. 2014 wurde die Marktkonzentration von Regelreserve untersucht. Die Autoren kommen zu dem Ergebnis, dass bei der Sekundärreserve die Marktkonzentration sehr hoch ist. Im Mai 2014 wurden die Präqualifikationsbedingungen von der APG signifikant geändert, wodurch Aggregatoren leichter in den Markt eintreten können. Derzeit zeigt sich dies vor allem bei der TRL. In Zukunft ist aber auch ein Markteintritt neuer Player bei der SRL zu erwarten. Dadurch würde die Marktkonzentration bei der SRL sinken.

5.2 Spot-Preis

In den Zeiten, in denen positive Sekundärregelenergie abgerufen wird, wiesen die Spot-Preise 2015 an der Strombörse EPEX Spot eine Spannweite von knapp -222 bis 220 Euro/MWh bei einem Durchschnittspreis von 37,8 Euro/MWh auf. Es handelt sich dabei um eine linksschiefe, sehr leptokurtische/steilgipflige Verteilung (Schiefe: -1,17, Kurtosis: 27,56), die zwar einen statisch signifikanten Einfluss auf die positiven Sekundärregelenergie hat, jedoch analog zu den SRL-Mengen substantiell sehr gering ist. Ein Spotmarktpreis-Unterschied von 30 Euro zwischen zwei Zeitpunkten könnte lediglich einen Differenz des zugehörigen Regelenergiepreis von 5 Euro erklären.

6 Einfluss von grenzüberschreitendem Handel auf die Kosten für Regelreserve

Derzeit wird Regelreserve für alle Produkte österreichweit von der APG Austrian Power Grid beschafft. In den relevanten aktuellen Network Codes (in erster Linie der "Network Code for Electricity Balancing", teilweise aber auch der "Network Code for Frequency Regulation and Control") ist die gemeinsame länderübergreifende Beschaffung von Regelreserve vorgesehen bzw. für den Abruf von Sekundär- (SRL) und Tertiärer-Regelenergie (TRL) sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet die Einführung eines Abrufs über eine gemeinsame Angebotskurve (Merit Order) in den nächsten Jahren umzusetzen. In dem

Projekt eBadge⁹ wurde eine gemeinsame Merit Order für den Abruf von TRL und SRL zwischen den Ländern Österreich, Deutschland, Slowenien und Italien auf Basis der historischen Angebotskurven untersucht. Das Modell sowie die Annahmen für das Modell werden in Zani et al. (2015) bzw. in den zugehörigen Berichten des Projektes D2.3 (Zani und Migliavacca 2014) sowie D2.4 (R. Calisti et al. 2015) beschrieben. Die Ergebnisse zeigen eine durchschnittliche Kostenreduktion für das Szenario mit einem gemeinsamen Abruf der Länder AT, SI und IT von -4 %. Die Kosten sind zwar in einzelnen Wochen höher als ohne den länderübergreifende gemeinsame Merit Order, durchschnittlich können die Kosten aber über die zwölf analysierten Wochen gesenkt werden. Im Szenario mit Deutschland, also einem gemeinsamen Abruf zwischen AT, DE, SI und IT, werden die Kosten für TRL und SRL in Österreich durchschnittlich um 34% gesenkt. Daher erscheint gerade ein länderübergreifender Abruf gemeinsam mit Deutschland als sehr sinnvoll. Dies wird zwischen den Übertragungsnetzbetreibern in den beiden Ländern auch schon diskutiert und ein gemeinsamer Abruf für TRL und SRL ist in Planung (Beaudeau 2015).

7 Conclusio

Die Ergebnisse erlauben ein besseres Verständnis für die Abhängigkeiten der abgerufenen Regelenergiemengen und Arbeitspreise am Sekundärregelenergiemarkt in Österreich. Es zeigt sich, dass die abgerufene SRL-Menge sehr gut über das verwendete ARMAX-Modell geschätzt werden und der Fehlerterm durch die gewählten Parameter von 17 MW auf 9 MW reduziert werden kann. Besonders großen Einfluss auf die abgerufene SRL-Energie hat dabei die Höhe des SRL-Abrufs in der vorherigen Periode sowie der Windprognosefehler. Die durchschnittlichen SRL-Preise lassen sich so gut wie nicht durch exogene Variablen erklären. Nur der Day-ahead Spotpreis der EPEX hat einen geringen Einfluss auf die SRL-Preise. Dies deutet auf eine hohe Marktkonzentration bei den SRL-Arbeitspreisen und eine nicht wettbewerbliche Preisbildung hin. Gerade durch die Einführung von länderübergreifenden Regelenergiemärkten könnten die Kosten für Regelreserve in Österreich verringert werden. Dabei zeigen die Ergebnisse von dem Projekt eBADGE, dass in Österreich die Kosten durch einen länderübergreifenden Regelenergiemarkt für SRL und Tertiärregelreserve zwischen den Ländern Österreich, Deutschland, Slowenien und Italien deutlich reduziert werden könnten. Dabei konnte in dem Projekt für Österreich ein kostensenkender Einfluss eines länderübergreifenden SRL- und TRL-Abrufs gerade gemeinsam mit Deutschland gezeigt werden. Im analysierten Szenario mit den Ländern AT, DE, SI und IT konnten die österreichischen Kosten für zwölf Wochen um durchschnittlich 34% gesenkt werden.

⁹ <http://www.ebadge-fp7.eu/>

8 Literatur

- A. Kabinger, K. Knaus, W. Süßenbacher: „Der kurzfristige physische Stromhandel in Österreich - Vermarktungsmöglichkeiten, Marktkonzentration und Wirkungsmechanismen“, E-Control, Wien, 2014.
- A. Zani, G. Migliavacca, D. Burnier de Castro, T. Esterl, H. Auer: “Advantages and barriers to the creation of a Pan-European Balancing Market”, *Electr. Power Syst. Res.* 120, 80–86.
- A. Zani, G. Migliavacca: “eBADGE D2.3 - Modelling specifications for the simulation SW of a trans-national balancing market”, 2014
- D. J. Swieder: “Handel and Regenergie und Spotmärkten, Methoden zur Entscheidungsunterstützung für Netz- und Kraftwerksbetreiber”, Dissertation, Universität Stuttgart, 2006.
- E. Nicholson, J. Rogers, and K. Porter: “The Relationship between Wind Generation and Balancing-Energy Market Prices in ERCOT: 2007-2009”, NREL Subcontract Report SR-5500-49415, 2010
- I. Ilieva, T. Folsland Bolkesjø: “An Econometric Analysis of the Regulation Power Market at the Nordic Power Exchange”, *Energy Procedia*, Volume 58, Seiten 58-64, 2014.
- J.-Y. Beaudeau: „Grenzüberschreitende Projekte Regelreservemarkt“, APG Marktforum, 09.2015.
- O. Azadegan A. Stimmer: „Aktuelle Themen Regenergiemarkt“, APG Marktforum, 09.2015.
- R. Calisti, F. Careri, M. Cazzol, A. Zani: “eBADGE D2.4 - Scenario analyses on a future trans-national balancing/reserve market among Austria, Italy and Slovenia, results of further inclusion of Germany”, 2015.