

Diplomarbeit
zur Erlangung des akademischen Grades eines
Diplom-Ingenieur
der Studienrichtung Elektrotechnik
an der TU Wien
über das Thema

Empirische Analyse der Preisbildung im österreichischen Regelenergiemarkt

eingereicht am
Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe
Begutachter: Haas, Reinhard; Ao.Univ.Prof. Univ.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn.
Assistent: Ortner, Andre; Dipl.-Ing. Dr.techn.

von

Suchan Florian

1120 Wien

Wien, Mai 2019

Abstract

The imbalance of electricity production and demand is equalized through the activation of the control reserve of energy in a specific control area to guarantee a constant netfrequency. The emerging costs of the control reserve are much higher in Austria than in Germany in due consideration of the relative amount of energy.

In this thesis the formation of prices of the AFRR (Automatic Frequency Restoration Reserve) in Austria will be analysed from 01.01.2016 till 08.10.2017. There will be an examination of the influence of Intraday-Stops on the capacity and energy prices relating to the AFFR-Cooperation with Germany.

Generated time series of accepted capacity and energy prices are giving an overview of price fixing before and after the start of the AFFR-Cooperation. These prices according to the Intraday-Stops, which are considered as hours per week, will be displayed in a X/Y-diagram. Econometric models of the calling energy prices and their amount influenced by Intraday-Stops are reviewed with linear regression analysis in a quarter hourly time resolution.

The pricing of the capacity prices of the AFFR are influenced by the power plant stock in Austria and seasonal circumstances. There is no effect of Intraday-Stops on these prices. The results of the regression analysis reveal an advance in calling energy prices caused by Intraday-Stops in some calendar weeks. The comparison of average energy prices connected with variable amounts of energy proves an inflation relating to higher amounts of energy and Intraday-Stops after the beginning of the AFFR-Cooperation.

Kurzfassung

Die Regelreserve dient dem Ausgleich des Ungleichgewichtes zwischen Erzeugung und Verbrauch elektrischer Leistung einer Regelzone um eine stabile Netzfrequenz zu gewährleisten. Die entstehenden Kosten dieser Regelreserve sind im relativen Mengenvergleich zum Nachbarland Deutschland überproportional hoch.

Im Rahmen dieser Arbeit werden die Mechanismen der Preisbildungen des österreichischen Sekundärregelreservemarktes vom 01.01.2016 bis 08.10.2017 analysiert. Dabei werden die Auswirkungen der Intraday-Stops auf die Leistungs- und Arbeitspreise in Zusammenhang mit der Sekundärregelreservekooperation mit Deutschland untersucht.

Zeitreihen der zugeschlagenen Leistungs- und Arbeitspreise geben einen Überblick der Preisentwicklungen vor und nach dem Marktzusammenschluss. Diese Preise werden in Abhängigkeit der Intraday-Stops, welche mit Stunden pro Woche gewichtet sind, in einem X/Y Diagramm dargestellt. Ökonometrische Modelle der Abrufpreise und ihrer zugehörigen Mengen werden in Zusammenhang mit den Unterbrechungen des Intraday-Handels in einem Zeitraster von 15 Minuten mit Hilfe von Regressionsanalysen untersucht.

Die Bildung der Leistungspreise der Sekundärregelreserve ist abhängig vom Kraftwerksbestand in Österreich sowie von saisonalen Gegebenheiten. Ein Zusammenhang mit Intraday-Stops scheint allerdings nicht gegeben zu sein.

Die Ergebnisse der Regressionsanalysen ergeben einen Preissteigerungseffekt der Abrufpreise durch Intraday-Stops in einzelnen Kalenderwochen. Ein Vergleich der durchschnittlichen Regelenergiepreise unterschiedlicher Abrufmengen beweist eine Preissteigerung bei höheren Regelenergiemengen in Verbindung mit Intraday-Stops nach dem Marktzusammenschluss.

Inhaltsverzeichnis

Abstract	iii
Kurzfassung	v
1 Einleitung	1
1.1 Aufgabenstellung und zentrale Fragestellung	3
1.2 Methodik	3
1.3 Aufbau dieser Arbeit	4
2 Stand der Technik	5
2.1 Wissenschaftlicher Beitrag dieser Arbeit	7
3 Preisentwicklung	9
3.1 Beschaffung der Sekundärregelreserve	9
3.2 Kraftwerkspark in Österreich	10
3.3 Leistungspreise	13
3.4 Energiepreise	17
3.5 Intradaystops	21
3.6 Markttrennung	25
4 Methode	27
4.1 Modellaufbau und Modellvariablen	27
4.2 Mathematisches Modell	30
4.3 Modellanpassung	33
4.4 Modellvalidierung	35
4.4.1 t-Test	36
4.4.2 F-Test	37
4.4.3 Interpretation der Regressionsanalysen	38
5 Ergebnisse	39
5.1 Positive Regelenenergiepreise	40
5.1.1 Graphische Gegenüberstellung von Modell2 und Modell4	43
5.2 Negative Regelenenergiepreise	49
5.2.1 Graphische Gegenüberstellung von Modell2 und Modell4	52

Inhaltsverzeichnis

5.3 Zusammenfassung der Ergebnisse	57
5.3.1 Regelenergiepreise in Zusammenhang mit unterschiedlichen Abruf- mengen	59
6 Schlussfolgerungen	65
Anhang	68
Literatur	95

1 Einleitung

Der Wandel des europäischen Stromsektors vom zentral regulierten staatlichen Bereich zur vollständigen Öffnung des Strommarktes brachte wesentliche Veränderungen der technischen Mechanismen zur Stromversorgung als auch der wirtschaftlichen Vermarktungsmöglichkeiten. Durch die Liberalisierung der Strommärkte gibt es nun eine Vielzahl an Möglichkeiten mit elektrischer Energie zu handeln. Der Regelreservemarkt, auch unter Regelenergiemarkt bekannt, nimmt dabei eine besondere Rolle im Bereich der Netzdienstleistungen ein, weil die Regelreserve nicht nur eine Notwendigkeit für die Netzstabilität darstellt sondern sich auch finanziell gewinnbringend damit handeln lässt. Die Menge als auch die Kosten an Regelenergie sind hierbei in Österreich in den vergangenen Jahren gestiegen. Technisch gesehen dient der Abruf von Regelenergie der Leistungs-Frequenz-Regelung im Stromnetz. Dabei wird ein Ausgleich zwischen dem Ungleichgewicht der Erzeugung und des Verbrauchs elektrischer Leistung geschaffen, welches zu jedem Zeitpunkt gewährleistet sein muss um eine konstante Netzfrequenz sicherzustellen. Herbeigeführt wird dieses Ungleichgewicht durch einen steigenden Ausbau an regenerativen Energien mit unsteter Leistungserzeugung, wie etwa Photovoltaik und Windenergie, aber auch aufgrund wechselhafter Lastprofile der Verbraucher im Stromnetz.

Im Bereich der Regelreserve unterscheidet man zwischen Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung. In Österreich liegt die Bereitstellung der Regelreserve in der Verantwortung des Übertragungsnetzbetreibers und Regelzonenführers APG. Eine genauere Analyse des österreichischen Regelreservemarktes bietet sich vor allem deshalb an, weil es in den vergangenen Jahren zu einigen Veränderungen der Marktstrukturen infolge der Regelkooperation mit Deutschland kam und die relativen Kosten im direkten Vergleich mit den Nachbarländern weitaus höher liegen. Die Kosten für die Regelreserve in Österreich sind zwar in den letzten Jahren gesunken, aber trotzdem sind diese im direkten Vergleich zum Nachbarland Deutschland, gemessen an der ausgeschriebenen Menge an Regelleistung, überproportional hoch. Die ausgeschriebene Menge der Regelreserve in der Regelzone APG beträgt zirka 200MW, währenddessen die ausgeschriebene Regelmenge in ganz Deutschland einen vergleichsweise 10-fachen Wert annimmt. Bezieht man die Kosten von

1 Einleitung

Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung der beiden Länder auf ihre jeweiligen Mengen an Regelleistung erhält man einen Vergleich der relativen Regelenergiekosten. Die Entwicklung der Regelenergiekosten in Österreich sowie der relative Kostenvergleich mit Deutschland werden in den nachfolgenden Abbildungen visualisiert.

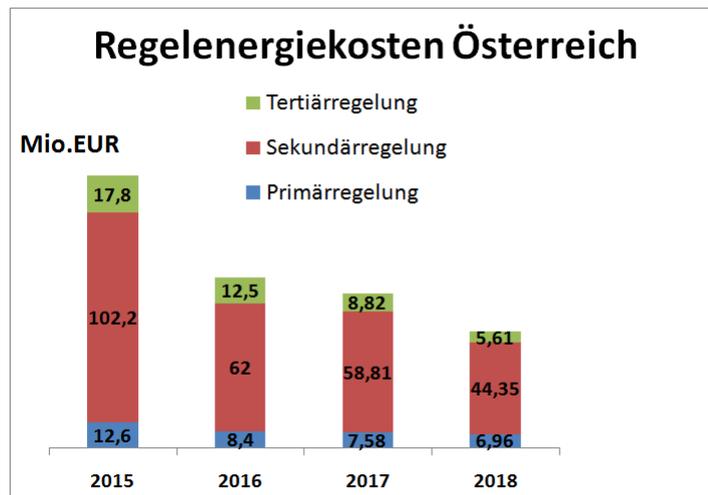


Abbildung 1.1: Kosten Regelzone APG, vgl.[7], [10]

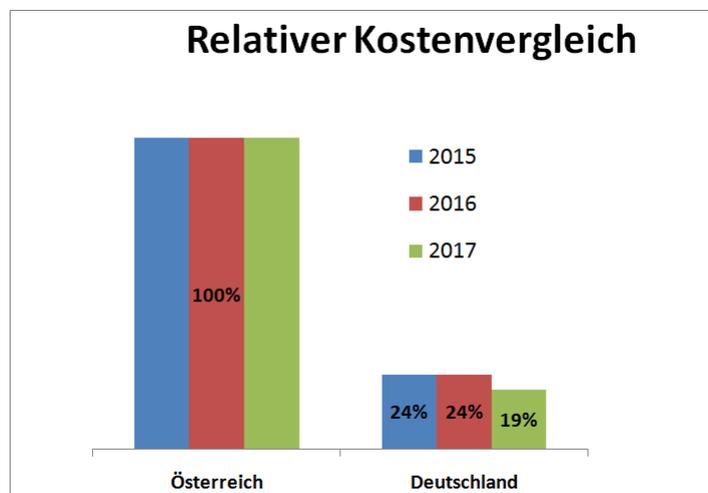


Abbildung 1.2: Kosten Regelzone APG, Relatives Kostenniveau im Ländervergleich, vgl.[15], [7], [10]

1.1 Aufgabenstellung und zentrale Fragestellung

Hauptgegenstand dieser Diplomarbeit ist die empirische Analyse des Regelenergiemarktes in Österreich. Dabei wird ausschließlich die Sekundärregelreserve betrachtet, da diese den größten Anteil der Regelenergiekosten bildet. Besonderes Augenmerk wird auf die Behandlung der Sekundärregelkooperation zwischen Österreich und Deutschland gelegt, wobei im Speziellen der Zusammenhang von Intradaystops zwischen diesen Ländern mit den damit verbundenen Preisentwicklungen untersucht wird. Der Zeitrahmen der Analyse des österreichischen Sekundärregelreservemarktes beginnt in der KW1 des Jahres 2016 und reicht bis hin zur KW40 des Jahres 2017. Damit werden die Preisentwicklungen vor und nach dem Beginn der Sekundärregelkooperation Österreich-Deutschland erfasst. Folgende Forschungsfragen sollen in dieser Arbeit beantwortet werden:

1. Wie gestalten sich die Preise der Sekundärregelreserve und wodurch werden diese beeinflusst?
2. Inwiefern stehen die Intradaystops zwischen Österreich und Deutschland in Hinblick auf den Marktzusammenschluss der Regelkooperation in Zusammenhang mit den Preisentwicklungen der Sekundärregelreserve?

1.2 Methodik

Die empirische Analyse beruht auf den öffentlich zugänglichen Daten des österreichischen Regelzonenführers und Übertragungsnetzbetreibers APG. Hierbei handelt es sich um die Ergebnisse der wöchentlichen Ausschreibungen bei den Leistungs- und Energiepreisen im Sekundärregelenergiemarkt. Im vorher genannten Umfang werden Zeitreihenanalysen der Preise durchgeführt und diese in einem X/Y Diagramm mit den Intradaystops zwischen Deutschland und Österreich abgebildet um ein grobes Bild der Zusammenhänge zu erhalten. Da die Kosten der Leistungsvorhaltungen weitaus geringer sind als die der tatsächlichen Energieabrufe werden die Arbeitspreise mittels ökonomischer Modelle und danach durchgeführten Regressionsanalysen genauer studiert. Die Statistik der Netzregelung in der Regelzone APG verfügt über alle Daten des Abrufes von Sekundärregelenergie in einer Auflösung von 15 Minuten. Diese können mit den ebenfalls verfügbaren Daten über die Zeiten der Intradaystops in den Ökonometrischen Modellen in Verbindung gebracht werden.

Für die Regressionsanalysen der ökonomischen Modelle, welche im Kalenderwochentakt durchgeführt werden, wird die Software Matlab verwendet. Diese Vorgehensweise erweist sich als vorteilhaft, da die Ausschreibungen ebenfalls wöchentlich durchgeführt werden und sich so ein detaillierteres Bild auf die Preisgestehungen und deren Einflussfaktoren

1 Einleitung

ergibt. Die Ergebnisse der Analysen werden tabellarisch aufgelistet, graphisch visualisiert sowie hinsichtlich der Forschungsfragen diskutiert.

1.3 Aufbau dieser Arbeit

Die Gliederung dieser Diplomarbeit wird folgendermaßen durchgeführt:

1. Kapitel 2 informiert über den derzeitigen Forschungsstand im Bereich der Regelenergiemärkte in Europa. Dabei wird kurz auf die bisherigen Analysen in diesem Fachbereich eingegangen und auf den wissenschaftlichen Beitrag dieser Arbeit eingegangen.
2. In Kapitel 3 erfolgt eine Analyse der Leistungs- und Arbeitspreisentwicklung im Zeitraum der Kalenderwoche 1 im Jahr 2016 bis zur Kalenderwoche 40 im Jahr 2017. Dabei werden die spezifischen Veränderungen vor und nach der Marktkopplung mit Deutschland eruiert. Es werden außerdem die Gründe für einen möglichen Zusammenhang zwischen Arbeits- und Leistungspreisen mit den Intradaystops zwischen den betreffenden Ländern genauer besprochen.
3. In Kapitel 4 werden die Ökonometrischen Modelle in denen der Arbeitspreis in Abhängigkeit verschiedener Einflussgrößen modelliert wird vorgestellt. Danach wird allgemein auf die analytische Berechnung der geschätzten Regressionsparameter eingegangen und die statistischen Maßkennzahlen mit denen die nachfolgenden Ergebnisse im nächsten Kapitel bewertet werden.
4. Kapitel 5 enthält die Ergebnisse der Regressionsanalysen der ökonometrischen Modelle. Besonderes Augenmerk wird dabei auf die Intradaystops im Zusammenhang der Sekundärregelkooperation gelegt. Danach werden die Ergebnisse des Kapitels zusammengefasst und desweiteren wird ein Überblick der Regelenergiepreise in Zusammenhang mit den unterschiedlichen Abrufmengen erstellt.
5. Kapitel 6 schließt mit einem Resümee bezüglich der Forschungsfragen ab und erläutert die derzeitigen Änderungen der Sekundärregelkooperation zwischen Deutschland und Österreich.

2 Stand der Technik

Bei den Möglichkeiten der Analyse des Regelenergiemarktes kann man zwischen 2 grundlegenden Ansätzen unterscheiden. Beim *Top-Down*-Ansatz wird ein System betrachtet, dessen genaue Struktur nicht bekannt ist. Dabei werden die Beziehungen zwischen den Eingangs- und Ausgangsgrößen untersucht. Oft wird dabei der Einfluss von externen Variablen auf das Verhalten dieses Systemes untersucht. Auf die Verwendung von ökonomischen Modellen zur Abbildung des Sekundärregelreservemarktes wird auch in dieser Arbeit zurückgegriffen.

Der *Bottom-Up* Ansatz geht von der Abbildung der Einzelkomponenten des Regelenergiemarktes, wie etwa Windprognosen, Brennstoffpreise, Nachfrageelastizitäten und andere Faktoren aus um damit einen größeren Zusammenhang zu erklären. Verwendet werden dabei Simulationsmodelle als auch Optimierungsmethoden.

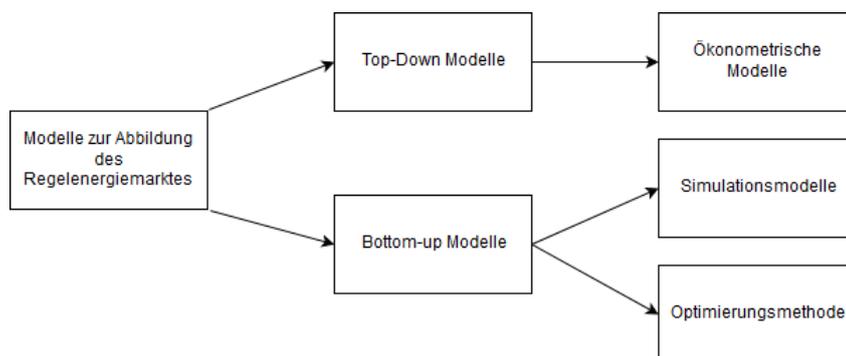


Abbildung 2.1: Modelle zur Abbildung des Regelenergiemarktes[3]

Eine Untersuchung der unterschiedlichen Systemdienstleistungen und Marktstrukturen von Regelenergie wurde in einer Studie vom "Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber" (ENTSO-E) durchgeführt. Sie veranschaulicht die Ungleichheiten der Märkte zur Bereitstellung von Regelenergie in den einzelnen europäischen Ländern.¹

In der *Technisch wirtschaftlichen Analyse von Regelenergiemärkten*² werden die Re-

¹vgl.[25]

²vgl.[2]

2 Stand der Technik

gelenergiemärkte in den Ländern Österreich, Schweiz, Frankreich und Ungarn einzeln untersucht und anschließend gegenübergestellt.

In einer Studie über die *Ausgleichsenergiekosten der Ökostrombilanzgruppen für Windkraftanlagen* wird auf die Rolle von Windenergie in Österreich und dessen Zusammenhang mit anfallender Regelenergie eingegangen. Es werden außerdem Lösungsansätze angeführt um die Ausgleichsenergieaufwendungen für Windkraftanlagen und damit auch die anfallende Regelenergiemenge zu reduzieren.³

In einer umfangreichen Modellierung von Sekundär- und Tertiärregelung im österreichischen Regelenergiemarkt wurde eine Analyse der Leistungs und Arbeitspreise durchgeführt. Dabei wurde ein 3-stufiges Modell entwickelt, welches zuerst Brennstoffkosten, CO₂-Preise, die Nachfrage und die genaue Situation des Kraftwerkspark in Österreich abbildet. Daraus ergeben sich die Auswirkungen auf den Spotmarkt und in Folge davon die vorgehaltene Leistung und der daraus resultierende Regelenergieabruf. Es handelt sich dabei um den Bottom-up Modellierungsansatz der Optimierung, welcher mit der Software *GAMS*⁴ durchgeführt wurde.⁵

Die *Theoretische und empirische Analyse des Regelenergiemarktes* untersucht die historischen Daten des Regelenergiemarktes in Deutschland, sowie das Marktdesign und die Preisbildung. Dabei wird ebenfalls auf die mögliche Ausnützung von Marktmacht in Verbindung mit der Preisbildung eingegangen.⁶

In der Studie *Strombörse und Marktmacht* wird ebenfalls eine theoretische Analyse über die Marktmachtmessung an der Strombörse in Theorie und Praxis behandelt. Es werden außerdem Möglichkeiten zur Eindämmung von Marktmacht angeführt.⁷

In einer Untersuchung der *E-Control*, wird unter anderem auf die Beeinflussung von Fundamentaldaten und Preisentwicklungen in Alternativmärkten auf die Preis-Mengen Entwicklungen im kurzfristigen physischen Stromhandel eingegangen. Dabei werden die Wechselwirkungen zwischen verschiedenen Vermarktungsmöglichkeiten und die Zusammenhänge von Fundamentaldaten sowohl statistisch als auch mit Hilfe von ökonometrischen Modelle bewertet. Eine Modellierung und anschließende Analyse des Sekundär und Tertiär-Regelreservemarktes wurde aber nicht durchgeführt.⁸

In der *Analyse der Abhängigkeiten der Sekundärreserve-Abrufe und Preise* wird die abgerufene Sekundärregelmenge mittels eines *ARMAX*-Modelles geschätzt. Aus den

³vgl.[20]

⁴<http://www.gams.com>

⁵vgl.[3]

⁶vgl.[23]

⁷vgl.[21]

⁸vgl.[1]

2.1 Wissenschaftlicher Beitrag dieser Arbeit

Ergebnissen geht hervor, dass die Abrufmenge stark von der Regelenergiemenge der vorherigen Periode als auch von den Windprognosefehlern beeinflusst wird. Aus der weiteren Analyse der Preise ergeben sich die Erkenntnisse, dass sich diese so gut wie nicht durch exogene Variablen erklären lassen. Als Grund dafür wird die hohe Marktkonzentration des Sekundärregelreservemarktes vermutet, welche zu Marktmachtausübungen bei den Preisgestehungen führen.⁹

Eine Analyse der *Preisblasen im APG Regelenergiemarkt* geht auf die Entwicklungen der Preissteigerungen am Sekundärregelreservemarkt im Zuge des Marktzusammenschlusses mit Deutschland ein. In dieser Untersuchung wird die Entstehung dieser Preisblasen auf das strategische Bieten, welches durch die Publikation der Merit Order begünstigt wird, und dem Zerfall des gemeinschaftlichen Marktes durch Intraday-Stops zurückgeführt. Diese theoretischen Ansätze werden auch im Laufe der Diplomarbeit in den ökonometrischen Modellen und anschließenden Ergebnissen weitergeführt.¹⁰

Wie also aus den Literaturangaben hervorgeht existiert noch keine genaue Analyse des österreichischen Sekundärregelreservemarktes. Vor allem gibt es noch keine genaue Untersuchung der Sekundärregelkooperation zwischen Deutschland und Österreich, welche als Pionierprojekt gestartet ist.

2.1 Wissenschaftlicher Beitrag dieser Arbeit

Im Rahmen dieser Diplomarbeit werden im Betrachtungszeitraum vom 01.01.2016 bis zum 08.10.2017 die Ergebnisse der Leistungs- und Arbeitspreisausschreibungen für Sekundärregelenergie in der Regelzone APG untersucht und analysiert. Im Zuge dieser Untersuchung wird auch die Sekundärregelkooperation zwischen Deutschland und Österreich behandelt. Der Marktzusammenschluss fand am 14.07.2016 statt. Anschließend werden die Regelenergiepreise im Kalenderwochentakt in Zusammenhang mit den Abrufmengen und Intraday-Stops mit Hilfe von ökonometrischen Modellen untersucht. Die Ergebnisse werden anhand von statistischen Kenngrößen der Regressionsanalysen und der graphischen Gegenüberstellung von Modellen diskutiert und bewertet. Die genauen Auswirkungen von Intraday-Stops auf die Regelenergiepreise werden mit Hilfe der Gegenüberstellung von 2 Modellen und deren geschätzten Regressionsparametern untersucht. Desweiteren werden die Regelenergiepreisentwicklungen vor und nach dem Marktzusammenschluss, nach Abrufmengen getrennt, analysiert.

⁹vgl.[24]

¹⁰vgl.[22]

3 Preisentwicklung

3.1 Beschaffung der Sekundärregelreserve

Die Beschaffung der Sekundärregelreserve in Österreich erfolgt in Form von wöchentlichen Auktionen durch den Regelzonenführer APG, welche zeitlich am Dienstag der Vorwoche von 09:00-15:00 stattfinden. Dabei werden ab einer Mindestgebotsgröße von 5MW und darüber hinausgehend in 1MW Schritten die Angebote nach aufsteigenden Leistungspreisen gereiht. Der Zuschlag bekommt in erster Linie das Angebot mit dem niedrigsten Leistungspreis, wobei bei Gleichheit der niedrigste Arbeitspreis bei positiver Sekundärregelleistung beziehungsweise der höchste Arbeitspreis bei negativer Sekundärregelleistung entscheidet. Stimmen auch die Arbeitspreise überein wird das Angebot mit dem frühesten Eingangszeitstempel ausgewählt. Am Vortag der Lieferung kann eine Anpassung der Energiepreise, welche allerdings den gebotenen Preis der Wochenauktion für positive Regelenergie nicht überschreiten und für negative Regelenergie nicht unterschreiten darf, von 09:00-15:00 erfolgen. Danach werden nach den vorherigen Auswahlkriterien der Sekundärregelreserve, wobei bei Gleichheit der Preise hier der niedrigste Leistungspreis entscheidet, die Angebote der Energiepreise gemäß einer Merit Order ausgewählt. Die Vergütung erfolgt in Österreich nach dem "pay as bid" Verfahren, bei welchem jeder Anbieter nach der Höhe seines jeweiligen Gebotes entschädigt wird.

Die Ausschreibungen für Sekundärregelreserve im Zeitrahmen der Analyse von der 1 Kalenderwoche des Jahres 2016 bis zur 40 Kalenderwoche des Jahres 2017 werden getrennt in 4 Produktzeitscheiben, welche unabhängig voneinander behandelt werden¹. Es handelt sich hierbei um die ausgeschriebenen Produkte Peak(Mo-Fr: 08:00-20:00) und Offpeak(Mo-Fr: 20:00-24:00,00:00-08:00,Sa-So:00:00-24:00) für jeweils positive und negative Regelreserve.

Die Sekundärregelreservekooperation² zwischen Deutschland und Österreich, welche in der EU eine Pionierrolle einnimmt, wurde als Pilotprojekt am 14.07.2016 14:00 ins Leben gerufen um den Regelenergieabruf zu optimieren und damit die Kosten für die Regelreserve zu senken. Es handelt sich hierbei um ein TSO-TSO³ Modell,

¹Weekend(Sa-So:00:00-24:00) bis KW27 2016 wird vernachlässigt

² vgl.[11]

³Transmission System Operator

3 Preisentwicklung

in dem die Übertragungsnetzbetreiber der jeweiligen Regelzonen für die Dimensionierung, Präqualifikation, Beschaffung und Aktivierung von Sekundärregelenergie verantwortlich sind. Beide Länder sind zum Start der Kooperation bereits Teil des Internationalen Netzregelverbundes(IGCC) und führen vor dem Abruf von Regelenergie einen Bedarfsausgleich(Netting) durch. Harmonisierte Marktbedingungen werden in diesem Fall durch einen gemeinsamen Ausschreibungszeitpunkt, gemeinsame Produktzeitscheiben(Peak/Offpeak) und einem einheitlichen wöchentlichen Ausschreibungszeitraum sichergestellt. Im nächsten Schritt werden dann die jeweils national bezuschlagten Angebote, die nach aufsteigenden Leistungspreisen gereiht sind, in eine gemeinsame Merit Order in einer Reihenfolge entsprechend der Höhe des Arbeitspreises übertragen. Aufgrund von betrieblichen oder auch operativen Beschränkungen, wie etwa kritischen Lastflüssen, kann es zu einer Marktentkopplung zwischen Österreich und Deutschland kommen, die eine Trennung der gemeinsamen Merit Order zur Folge hat. Diese Marktentkopplungen finden immer in denjenigen Zeiten statt in denen der Intraday-Handel unterbrochen wird, den sogenannten Intradaystops. Die Auswirkungen dieser Intradaystops werden in den folgenden Kapiteln noch genauer behandelt.

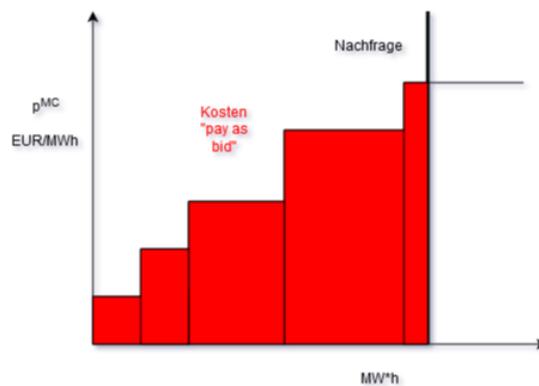


Abbildung 3.1: Pay as Bid

3.2 Kraftwerkspark in Österreich

Um die Marktsituation in Österreich besser erfassen zu können sind in Abbildung 3.2 die einzelnen Erzeugungskomponenten der Regelzone APG angeführt. Der Hauptteil an elektrischem Bedarf wird in Österreich durch Wasserkraft gedeckt. Dabei wird die Grundlast der Erzeugung durch Laufwasserkraftwerke gedeckt, wie anhand der hohen

3.2 Kraftwerkspark in Österreich

Ausnutzungsdauer zu erkennen ist. Die Speicherkraftwerke eignen sich hier sehr gut um die Bedarfsspitzen des Stromverbrauches zu decken, da diese die geforderte Energie bei Bedarf innerhalb von Minuten bereitstellen können. Desweiteren stellen derartige Kraftwerkstypen die wirtschaftlichste und technisch beste Möglichkeit dar Energie zu speichern und bei Bedarf diese in elektrische Energie umzuwandeln.

Nach wie vor wird ein nicht zu vernachlässigbarer Teil der Stromproduktion von Wärmekraftwerken gedeckt. Einen Hauptteil stellen dabei die Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen, welche neben elektrischer Energie auch Wärme bereitstellen. Dabei wird zwischen den Ausführungsformen der Gegendruckanlage, in der sich die Stromproduktion proportional zur Wärmeproduktion verhält und der Entnahmedampfanlage unterschieden. Letzterer KWK-Typ kann die Menge an elektrisch erzeugter Energie unabhängig von der produzierten thermischen Energie steuern und ist daher im Unterschied zur Gegendruckanlage dazu qualifiziert Regelenenergie anzubieten.

Kraftwerkspark in Österreich						
Stichtag: 31. Dezember 2017 (Datenstand: August 2018)						
Erzeugungskomponente / Kraftwerkstyp			Zuordenbare und andere Kraftwerke			
			Anzahl (a)	Leistung in MW (a)	Erzeugung in GWh	Ausnutzungsdauer in h
Wasserkraftwerke	Laufkraftwerke	bis 10 MW	2.824	1.219	5.243	4.300
		über 10 MW	93	4.495	23.634	5.258
	Speicherkraftwerke	bis 10 MW	46	180	546	3.044
		über 10 MW	66	8.256	12.665	1.534
	Summe Wasserkraftwerke			3.029	14.150	42.088
Wärmekraftwerke (b)	Fossile Brennstoffe und Derivate	Steinkohle	2	598	1.573	2.631
		Braunkohle				k.A.
		Derivate (1)	6	414	2.094	5.059
		Erdölderivate (2)	6	168	882	5.239
		Erdgas	59	4.853	10.616	2.187
		Summe	73	6.034	15.166	2.514
	Biogene Brennstoffe	fest (3)	123	400	2.340	5.845
		flüssig (3)	20	1.339	0	173
		gasförmig (3)	286	85	575	6.788
		Klär- und Deponiegas (3)	49	22	46	2.086
		Summe (3)	478	509	2.962	5.822
	Sonstige Biogene (4)		3	100	481	4.825
	Sonstige Brennstoffe (5)		11	105	667	6.342
	Mischfeuerung		9	436	1.996	4.576
	Summe Wärmekraftwerke		574	7.183	21.272	2.961
(davon KWK-Anlagen)		(164)	(6.188)	(19.208)	(3.104)	
Erneuerbare	Wind		529	2.887	6.569	2.276
	Photovoltaik (6)	115.395	1.193	767	643	
	Geothermie	2	1	0	83	
	Summe Erneuerbare	115.926	4.080	7.337	1.798	
Statistische Differenz (7)			k.A.	k.A.	127	k.A.
Gesamt			119.529	25.414	70.823	2.787

Abbildung 3.2: Aggregierter Bestand an Kraftwerkstypen in Österreich, vgl.[16]

3 Preisentwicklung

Von insgesamt 25414MW an Erzeugungsleistung sind allerdings nur ungefähr 9497MW für die Bereitstellung von positiver Sekundärregelenergie verwendbar. Da es keine offiziellen Daten für die tatsächliche technisch präqualifizierbare Erzeugungsleistung für Sekundärregelenergie in Österreich gibt wurde auf eine Schätzung zurückgegriffen.⁴ Für die meisten Laufwasserkraftwerke wurde eine Speicherung des Wassers ausgeschlossen und desweiteren wurden nur Kraftwerke berücksichtigt, die innerhalb von 5 Minuten ihre maximal geforderte Leistung für den geforderten Regelenergiebedarf abrufen können. Wie in Abbildung 3.3 zu erkennen ist wird auch wie beim Kraftwerksbestand der installierten Erzeugungsleistung hier der Hauptanteil an möglicher Bereitstellung von Sekundärregelenergie von Pumpspeicherkraftwerken gedeckt. Die Kapazität der Pumpspeicher für die Bereitstellung von negativer Regelenergie beträgt im Vergleich zur positiven Regelreserve nur zirka die Hälfte. Dieser Umstand macht sich vor allem bei den höheren Preisen für negative Leistungsvorhaltung bemerkbar. Rund ein Zehntel der Erzeugungsleistung für Sekundärregelenergie wird von Wärmekraftwerken wie GuD-Anlagen, Kohle- und Gaskraftwerken gedeckt.

Anlagentyp	SRL+		SRL-	
	MW	%	MW	%
Pumpspeicher	8442,0	88,9	3981,0	78,8
GuD Anlagen	572,0	6,0	572,0	11,3
Kohlekraftwerke	200,0	2,1	200,0	4,0
Gaskraftwerke	172,0	1,8	172,0	3,4
Gasmotoren	63,0	0,7	63,0	1,2
Öl u. Derivate	46,0	0,5	46,0	0,9
Biomasse	2,0	0,0	2,0	0,0
Biogas	0,0	0,0	0,0	0,0
Deponiegas	0,0	0,0	0,0	0,0
Laufwasserkraft	0,0	0,0	15,0	0,3
Mischfeuerung	0,0	0,0	0,0	0,0
Abfall	0,0	0,0	0,0	0,0
Gesamt	9497,0	100,0	5051,0	100,0

Abbildung 3.3: Potential technisch präqualifizierbarer Erzeugungsleistung nach Anlagentyp für SRL,vgl.[3] S.21

⁴vgl. [3],S.21

3.3 Leistungspreise

Die Leistungspreise für die Sekundärregelreserve sollen die Kosten decken, die für eine Reservierung der Leistung anfallen. Dabei wird die angebotene *Leistung*[MW] mit einem *Leistungspreis*[EUR/MW] vergolten. Die Berechnung der Kosten für die Leistungsvorhaltung erfolgt folgendermaßen⁵:

$$C_i^+ = p_i^{+,OC} Q_i^+ + p_i^{+,MR} Q_{i,min} \quad (3.1a)$$

$$C_i^- = p_i^{-,MR} (Q_i^- + Q_{i,min}) \quad (3.1b)$$

Die Kosten C_i pro Anbieter i für positive Leistungsvorhaltung, gekennzeichnet mit dem Index +, setzen sich einerseits aus den Opportunitätskosten OC als auch aus den MustRun-Kosten MR zusammen. Dabei versteht man unter den Opportunitätskosten Verluste die dadurch entstehen, dass anderweitige Vermarktungen jener zugesicherten Kapazitäten nicht mehr möglich sind. Opportunitätskosten können folglich nur durch Vorhaltung von positiver Regelleistung entstehen. Bei den MustRun-Kosten handelt es sich um Kosten die bei der Aufrechterhaltung des Kraftwerksbetriebes entstehen falls die Anlage trotz Verluste im Betrieb bleiben muss um im Bedarfsfall Regelenergie bereitzustellen. Bei der Verrechnung der MustRun-Kosten wird allerdings nur die Minimallast $Q_{i,min}$, welche jene minimale Kapazität darstellt, bei der das Kraftwerk noch betrieben werden kann, berücksichtigt. Die Reservierung von negativer Regelleistung muss mit der Minimallast und der angebotenen Menge an Kapazität erfolgen, damit bei einem möglichem Abruf das Kraftwerk seine Erzeugung bis zur untersten Grenze der Auslastung drosseln kann.

Die Preise für die Reservierung von positiver Regelleistung im betrachteten Zeitraum zeigen einige saisonale Besonderheiten auf. Man bemerkt, dass Anfang 2016 bis auf einige Ausreisser die Leistungspreise gegen Null tendieren. Bis zum Juni dieses Jahres bleibt diese Entwicklung bestehen. Bedingt durch die Wasserknappheit in der wärmeren Jahreszeit kommt es zu abrupten Preisanstiegen gefolgt von Schwankungen bis in den Herbstmonaten. Im darauffolgenden Jahr 2017 steigen die Preise in den ersten Monaten wieder deutlich an und verschwinden dann wiederum völlig mit Ausnahme der 33 Kalenderwoche in der Sommerperiode. Dieser Verlauf verhält sich konträr zum vorherigen Jahr, in dem sich der Preisanstieg gerade im Sommer bemerkbar gemacht hat.

Betrachtet man die unterschiedlichen Produktzeitscheiben für sich alleine dann fällt einem die breitere Streuung in Bezug auf den Zeitverlauf der Kalenderwochen bei positiver Leistung bei Offpeak gegenüber Peak auf. Zu den Stoßzeiten im Tagesverlauf gibt es für positive Regelleistung weniger statistische Ausreisser im Zeitraum der Analyse als in der Nacht.

⁵vgl. [3],S.14

3 Preisentwicklung

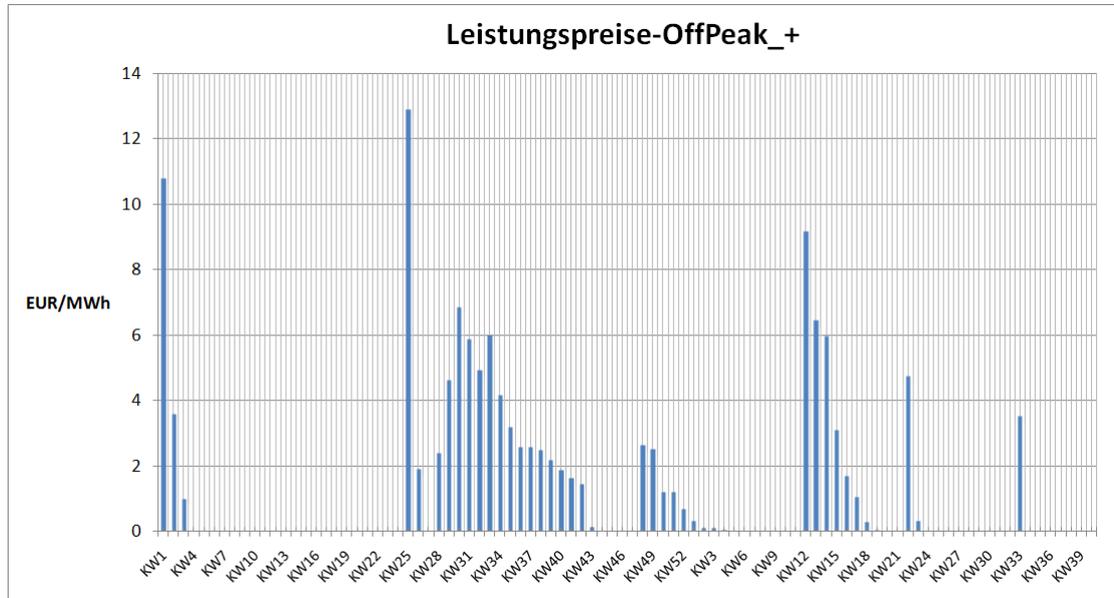


Abbildung 3.4: Leistungspreise-Offpeak-Positiv[5]

Im Vergleich zur positiven sind die mengenbezogenen Preise der negativen Leistungsvorhaltung auffallend höher. Dieser Umstand liegt der Tatsache zugrunde, dass sich die Regelbarkeit von Speicherkraftwerken im Pumpbetrieb bedingt durch die aufwändigere technische Ausführung komplizierter als beim Turbinenbetrieb gestaltet. Nur durch aufwändige bauliche Maßnahmen lässt sich die Flexibilität des Pumpbetriebes erhöhen. Durch die Möglichkeit Turbine und Pumpe gleichzeitig zu betreiben, auch hydraulischer Kurzschluss genannt, indem das Wasser über einen Kreislauf wieder zur Turbine gelangt und deren flexiblere Regelung nützt, kann die Pumpmenge besser eingestellt werden. Ein weiterer Grund für die höheren Kosten liegt am höheren Brennstoffverbrauch bei fossil betriebenen Kraftwerken, bei Vorhaltung von negativer Regelleistung. Diese müssen nämlich mit der Minimallast und der angebotenen Regelleistung betrieben werden um im Falle eines Regelenergieabrufes ihre Erzeugung drosseln zu können.

Bei näherer Betrachtung der Preise für negative Leistungsvorhaltung fällt vor allem die konzentriertere Verteilung über dem Betrachtungszeitraum gegenüber den Preisen für positive Leistungsvorhaltung auf. In den ersten Wochen des Jahres 2016 konvergieren die Kosten bis zur ersten Februarwoche gegen Null. Erst in der KW30 steigen die Preise dann wieder für die Nebenzeit der negativen Leistungsvorhaltung sukzessiv an. Nach dem Jahreswechsel 2016/2017 kommt es zu einer Verschärfung der Preissituation für Peak und Offpeak, die sich erst im Frühjahr wieder entspannt. Die Leistungspreise sinken dann wiederum auf Null und verbleiben auf diesem Niveau bis zum Ende der Beobachtung. Im

3.3 Leistungspreise

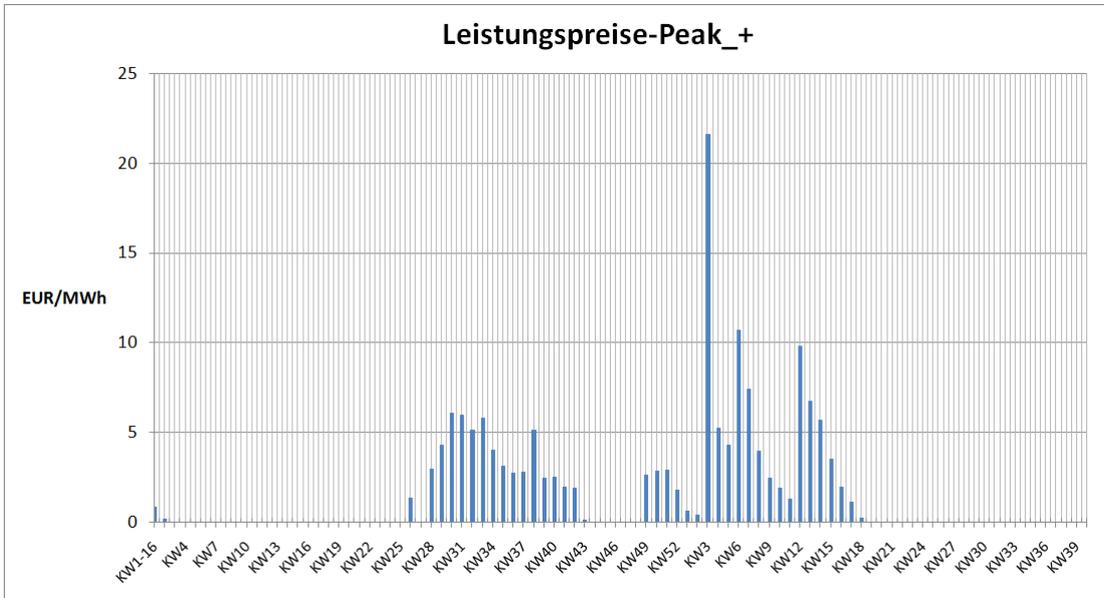


Abbildung 3.5: Leistungspreise-Peak-Positiv[5]

Unterschied zu den Kosten zur Hauptzeit in Abbildung 3.7 sind die Kosten zur Nebenzeit in Abbildung 3.6 wesentlich höher und treten im betreffenden Zeitraum häufiger auf.

Bedingt durch einen geringeren Strombedarf in der Nacht werden viele Kraftwerke nicht betrieben und so ergibt sich ein niedrigerer Wettbewerbsdruck, welcher zu höheren Geboten führen kann. Als weiterer Grund kann hier der niedrigere Strompreis zur Nebenzeit genannt werden, da hier der Betrieb von Kraftwerken mit hohen Grenzkosten, wie etwa Gasturbinenkraftwerke unwirtschaftlich wird.

3 Preisentwicklung

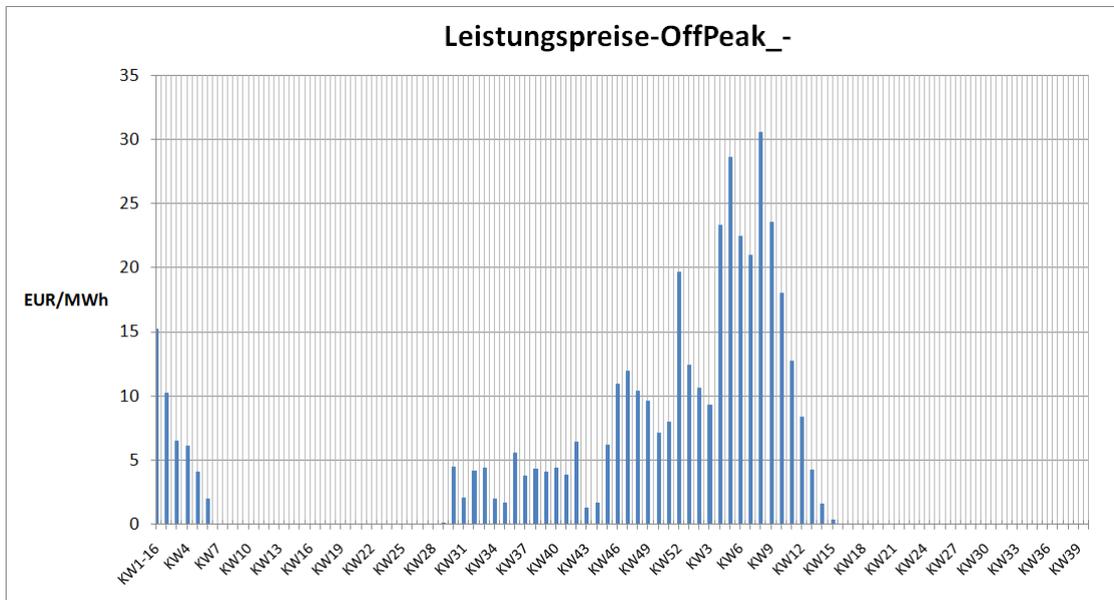


Abbildung 3.6: Leistungspreise-OffPeak-Negativ[5]

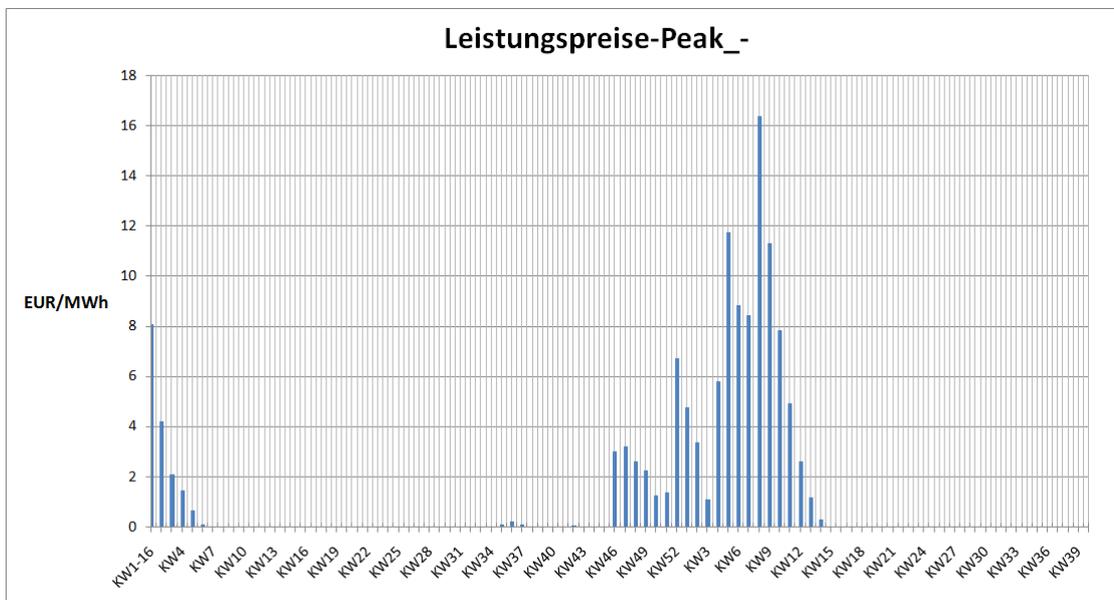


Abbildung 3.7: Leistungspreise-Peak-Negativ[5]

3.4 Energiepreise

Die Gesamtkosten $C_i[EUR]$ für den tatsächlichen Abruf von Regelleistung setzen sich aus den jeweiligen kurzfristigen Grenzkosten $p_i^{MC}[EUR/MWh]$ des Kraftwerkes eines Anbieters i und der Menge $Q_i[MWh]$ an bereitgestellter positiver+ oder negativer- Regelleistung zusammen:

$$C_i^+ = p_i^{+,MC} Q_i^+ \quad (3.2a)$$

$$C_i^- = p_i^{-,MC} Q_i^- \quad (3.2b)$$

Bei den kurzfristigen Grenzkosten p_i^{MC} handelt es sich um diejenigen Kosten die bei der Erzeugung einer zusätzlichen Einheit an elektrischer Energie $[MWh]$ entstehen. Diese Arbeitspreise werden bei Pumpspeicherkraftwerken im wesentlichen durch den jeweiligen stündlichen Wert des Wasserspeichers und bei Wärmekraftwerken vom Preis des Brennstoffes bestimmt. Die kurzfristigen Grenzkosten sind außerdem jene Preise, die in einer Merit Order von niedrigeren nach höheren Werten aufsteigend gereiht werden und für den Zuschlag des Angebotes am Vortag der Lieferung ausschlaggebend sind. Damit soll gewährleistet werden, dass bei idealem marktwirtschaftlichen Wettbewerb nur die tatsächlichen Kosten vergütet werden. In der Praxis ist das allerdings keineswegs der Fall, wie in denen zur Menge überproportional steigenden Arbeitspreisen im betrachteten Zeitraum sichtbar wird.

Die nachfolgenden Abbildungen 3.8 - 3.11 stellen die Ergebnisse der wöchentlichen Ausschreibungen im Zeitrahmen der Analyse dar. Dabei wird wie bei den Leistungspreisen der mengengewichtete Durchschnittspreis der insgesamt zugeschlagenen Angebote pro Woche und Produkt angegeben.

Eine Besonderheit bei den Energiepreisen ist die Tatsache, dass diese bei negativer Regelleistung sowohl positiv als auch negativ sein können. Im Falle eines negativen Vorzeichens, welcher in den meisten Fällen eintritt, wird der Anbieter vom Übertragungsnetzbetreiber für den Abruf von negativer Regelleistung bezahlt. Da bei negativer Regelleistung entweder die Erzeugung gedrosselt oder etwa elektrische Energie vom Netz aufgenommen wird um eine Überdeckung der Regelzone auszugleichen stellt dieser Umstand eine Kosteneinsparung für den Anbieter dar. Wärmekraftwerke sparen dadurch Brennstoffkosten ein und Pumpspeicherkraftwerke füllen damit ihren Wasserspeicher wieder auf. So kann es zu positiven Preisen bei negativer Regelleistung kommen, wobei in diesem Fall dann die Anbieter diese Kosten dem Übertragungsnetzbetreiber vergüten. Da wie vorher erwähnt die Durchschnittspreise der wöchentlichen Ausschreibungen angeführt werden sind die positiven Preise bei den zugeschlagenen Arbeitspreisen für negative Regelleistung in den vorliegenden Diagrammen nicht sichtbar.

3 Preisentwicklung

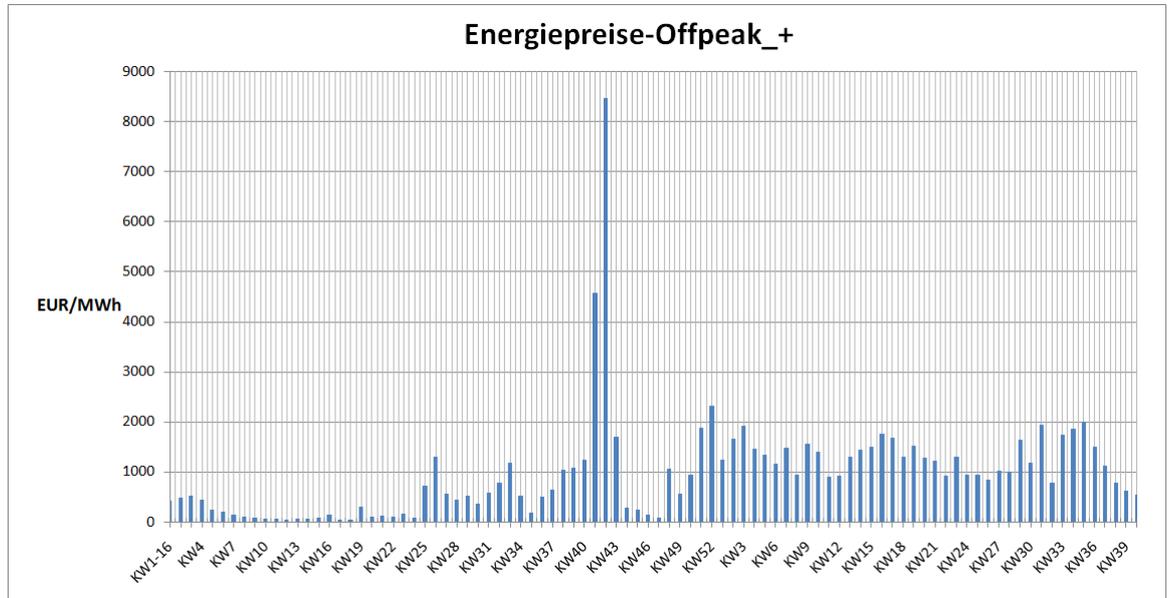


Abbildung 3.8: Energiepreise-Offpeak-Positiv[5]

Am Beginn des Jahres 2016 sind die Werte der durchschnittlichen Arbeitspreise auf einem Niveau von ungefähr $500\text{EUR}/\text{MWh}$. Diese sinken im weiteren Verlauf weiter ab und steigen erstmals wieder in der Kalenderwoche 26. Mit dem Start der Sekundärregelkooperation mit Deutschland am 14.07.2016 scheint sich die Preissituation wieder vorerst zu entspannen als es dann jedoch in weiterer Folge zu extremen Preisspitzen im Herbst kommt. In der Kalenderwoche 42 steigen die durchschnittlichen Energiepreise bei der Produktzeitscheibe Peak+ sogar auf über $10000\text{EUR}/\text{MWh}$. In den darauffolgenden Wochen sinken die zugeschlagenen Arbeitspreise für den positiven Regelenergieabruf wieder, steigen allerdings bereits gegen Ende des Jahres und verbleiben 2017 konstant über einen längeren Zeitraum hinweg auf einem historisch bisher unerreicht hohem Preisniveau. Dieser Umstand legt die Vermutung nahe, dass hier keine außerordentlichen saisonalen Gegebenheiten diese enorme Kostensteigerungen verursacht haben, sondern eine grundlegende Änderung der Marktstrukturen die Ursache dafür sein könnte. Die Unterschiede zwischen den Durchschnittspreisen von Offpeak und Peak in den Abbildungen 3.8, 3.9 für positive Regelenergie fallen eher gering aus. Bedingt durch die unterschiedlichen Lastprofile zur Haupt- und Nebenzeit ergeben sich andere Preise, aber die Verläufe im Zeitraum der Analyse ähneln bis auf einige statistische Ausreisser sehr.

Bei den Produkten Offpeak und Peak für negative Regelenergie ergibt die Preisentwicklung im Zeitrahmen der Analyse eine vergleichbare Verschärfung der Kostensituation. Es kommt in der 42. Kalenderwoche des Jahres 2016 ebenfalls zu einer dramatischen Kostenexplosion.

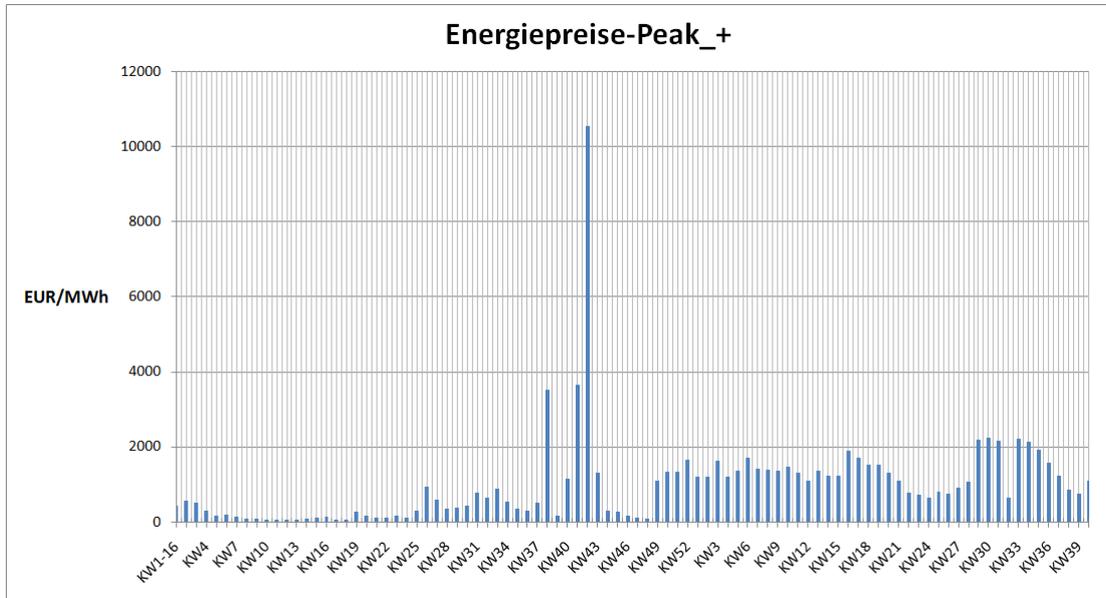


Abbildung 3.9: Energiepreise-Peak-Positiv[5]

Die Arbeitspreise der negativen Regelenergie sind für die Produkte der Nebenzeit im Vergleich zur Hauptzeit auf einem höheren Niveau angesiedelt. Dies hat die Ursachen, welche bereits bei den Leistungspreisen erläutert wurden, der höheren Must Run Kosten bei niedrigeren Strompreisen und des geringeren Wettbewerbes in der Nacht.

Der Regelzonenführer APG führt die einzelnen Preisspitzen im Herbst 2016 auf die enormen Schieflagen in der Deltaregelzone⁶ oder aber auf die Trennung der gemeinsamen Merit Order von Österreich und Deutschland im Zuge der Sekundärregelkooperation zurück⁷. Am Ende der gemeinsamen Merit Order Liste befinden sich Gebote in einer Größenordnung von bis zu 100000 EUR/MWh , welche eine sehr geringe Wahrscheinlichkeit besitzen einen Zuschlag vom Übertragungsnetzbetreiber zu erhalten. Aber im Falle von Intraday-Stops und einer damit einhergehenden Markttrennung erhöht sich die Wahrscheinlichkeit, dass diese sonst zu teuren Gebote für die Deckung der Nachfrage abgerufen werden. Genau dieser Effekt trat in der Kalenderwoche 42 im Jahr 2016 ein als es zu einer Auftrennung der Merit Order der Sekundärregelkooperation infolge von Intradaystops kam. Nach dem Zerfall in die jeweiligen nationalen Abruflisten bekamen hohe Angebote von österreichischen Anbietern den Zuschlag und verursachten in kurzer Zeit zur Menge überproportional hohe Kosten.

Aber auch ohne Intradaystops besteht die Möglichkeit, dass in der nationalen Merit Order

⁶der Überschuss bzw. das Defizit von elektrischer Energie in der Bilanzgruppe APG

⁷vgl. [6]

3 Preisentwicklung

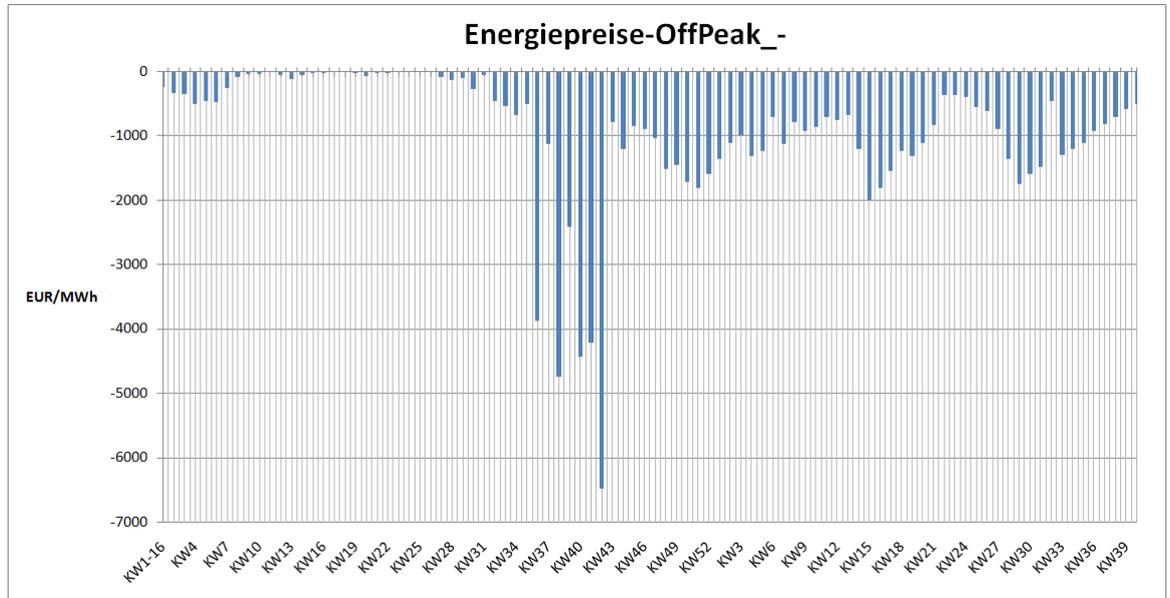


Abbildung 3.10: Energiepreise-Offpeak-Negativ[5]

teure Angebote ausgeschöpft werden falls in der Regelzone ein großes Ungleichgewicht an Erzeugung und Verbrauch von elektrischer Leistung besteht. Am 02.10.2016 kam es in diesem Zusammenhang zu einer Überdeckung der Deltaregelzone von bis zu $720MW$, welche Abrufe mit bis zu $-68400EUR/MWh$ erforderten.⁸

Die Preisentwicklungen im betrachteten Zeitraum für den Abruf von Regenergie führen auf die Überlegung, dass die höheren mengengewichteten Preise im Zusammenhang mit der Sekundärregelkooperation stehen könnten, denn diese lassen sich nicht von Fundamentaldaten, wie etwa ein reduzierter Kraftwerkseinsatz oder Wasserknappheit erklären. Im Zuge des Marktzusammenschlusses veröffentlichten beide Übertragungsnetzbetreiber die anonymisierte Gebotsliste für den Regenergieabruf. Das "pay as bid" Verfahren bietet hierbei einige spieltheoretische Möglichkeiten aus diesem Wissen Profit zu schlagen. Durch strategisches Bieten, welches teilweise irrational erscheint, kann eine gezielte Gewinnsteigerung erreicht werden. Dass die Preisblasen erst Wochen nach dem Marktzusammenschluss aufgetreten sind kann durch einen gewissen Lerneffekt begründet werden, der sich durch wiederholtes Bieten einstellt⁹. In Verbindung mit dieser Marktsituation stellt sich die Frage ob es in Zeiten von Intraday-Stops häufiger zu Preissteigerungen kommen kann, da sich eine mögliche Markttrennung aus den vorher genannten Gründen als strategisch vorteilhaft erweisen kann. Außerdem führen diese Unterbrechungen des

⁸vgl.[7]

⁹vgl.[22]

3.5 Intradaystops

Intraday-Handels zu einer erhöhten Menge an Regelenergie, weil damit der Ausgleich durch den Intraday-Markt fehlt.

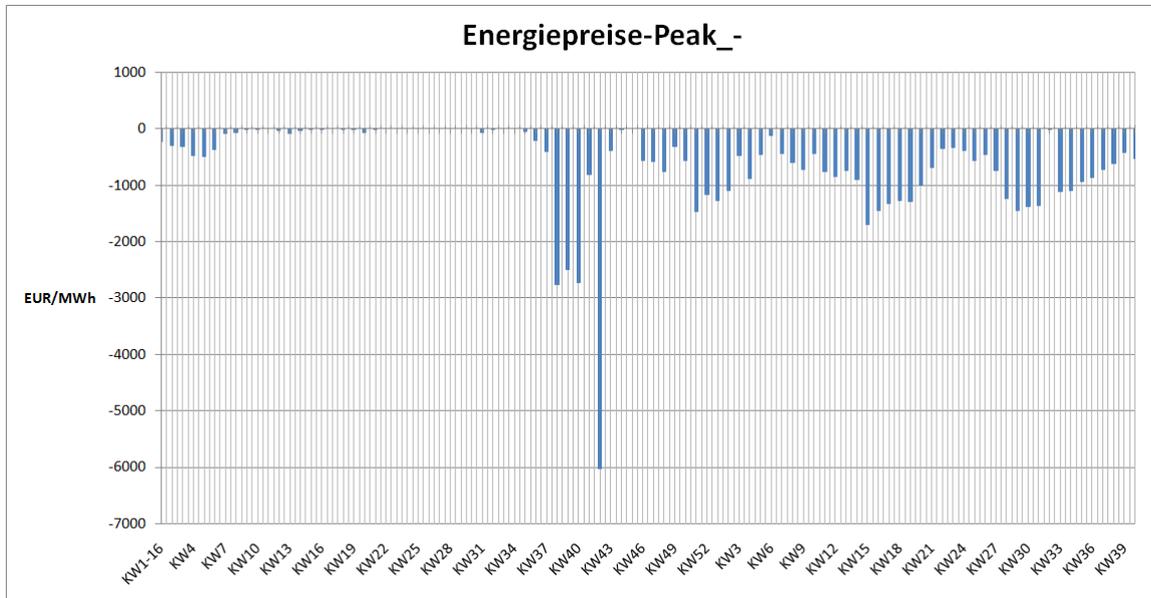


Abbildung 3.11: Energiepreise-Peak-Negativ[5]

3.5 Intradaystops

Der Intraday-Markt bietet die Möglichkeit ab 15:00 am Vortag der Lieferung bis 75 Minuten vor der physischen Lieferung in und aus der Regelzone APG am EPEX-Spotmarkt zu handeln. Aufgrund des engeren Zeitrahmens ist das Handelsvolumen beim EPEX-Spotmarkt geringer als bei anderen längerfristigen Vermarktungsmöglichkeiten und die Preise besitzen eine größere Schwankungsbreite. Der Intraday-Handel dient dem Ausgleich an elektrischer Energie bei ungeplanten Anlagenausfällen und Abweichungen bei der Lastprognose als auch der Vermarktung von volatilen Energieerzeugungsanlagen wie Wind und Photovoltaik. Das Handelsvolumen steigt erst 4 bis 5 Stunden vor Ablauf der Lieferung auf ein wirtschaftlich attraktives Niveau, sodass vor allem flexible Kraftwerke den Intraday-Markt maßgeblich beeinflussen können. Da diese Kraftwerke auch meist den hohen Anforderungen des Regelreservemarktes entsprechen befindet sich der Intraday-Handel mit ebendiesem in unmittelbarer Konkurrenz.¹⁰

Um den Zusammenhang zwischen den Intradaystops und den Preisentwicklungen am

¹⁰vgl.[1] S.21

3 Preisentwicklung

Sekundärregelreservemarkt besser erfassen zu können wurden die mengengewichteten Leistungs- und Energiepreise in *EUR/MWh* auf der vertikalen Y-Achse in Abhängigkeit der Intradaystops in *Stunden/Woche* auf der horizontalen X-Achse visualisiert. Da hier nur die Auswirkungen auf den österreichischen Regelenergiemarkt von Interesse sind wurden hier nur die Unterbrechungen des Intraday-Handels von Deutschland nach Österreich berücksichtigt. Die Unterbrechungen des Intraday-Handels werden gemäß der “*EU Verordnung 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts*” (*REMIT*)¹¹ vom Übertragungsnetzbetreiber APG veröffentlicht.¹² Als Ursache für die Intradaystops wird vom Regelzonenführer APG in den meisten Fällen der Fehlercode *A95* angegeben, welcher eine Unterbrechung des Intraday-Handels aufgrund von kritischen Lastflüssen vorsieht.

In den Abbildungen 3.12, 3.13 wurden die Datenpunkte nach dem Marktzusammenschluss rot markiert.

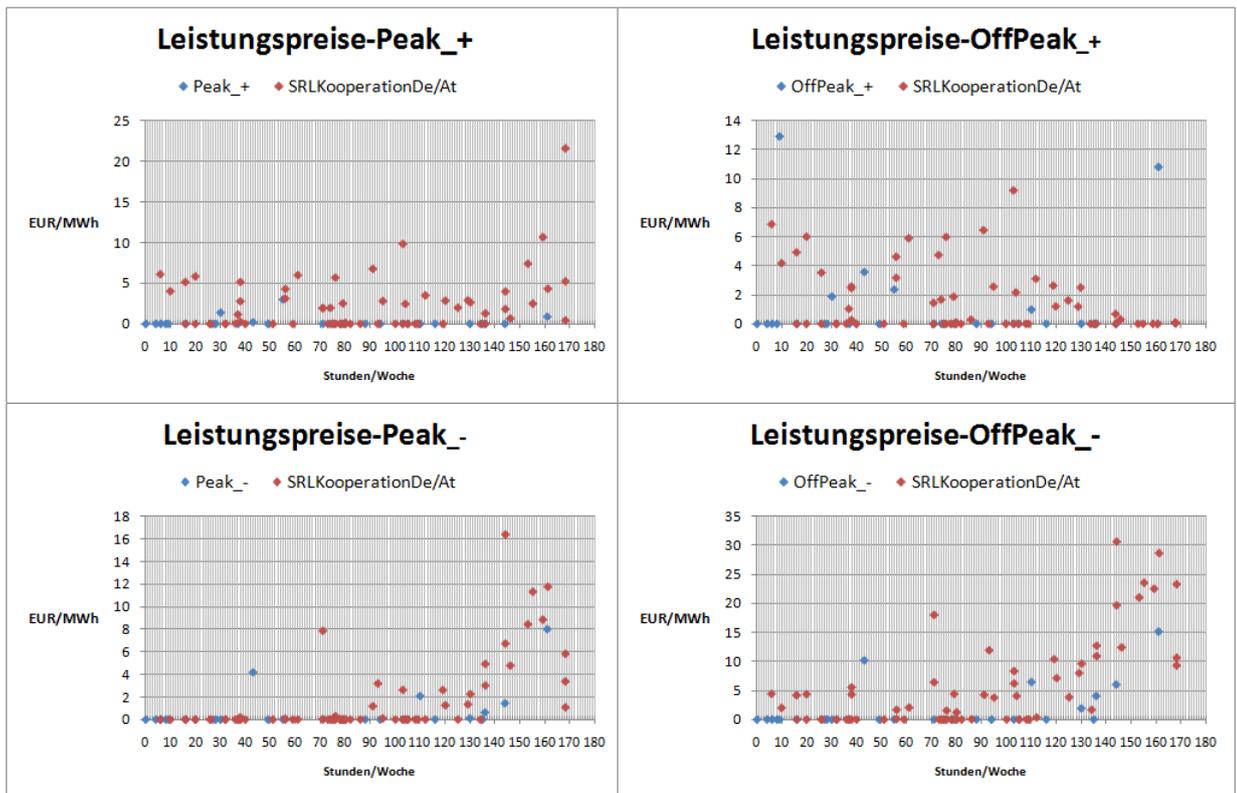


Abbildung 3.12: X/Y Diagramm Leistungspreise-Intradaystops

¹¹Regulation on wholesale Energy Market Integrity and Transparency

¹²vgl.[4]

3.5 Intradaystops

Bei den Produktzeitscheiben *Peak+*, *Peak-*, *OffPeak-* lässt sich eine direkte Verbindung zwischen der steigenden Anzahl an Stunden, in denen der Intraday-Handel unterbrochen wird, und einer Preissteigerung erkennen. Es fällt vor allem auf, dass die Intradaystops in Zusammenhang mit dem Marktzusammenschluss mit Deutschland zu höheren Preisen führen. Für *OffPeak+* ergibt die Verteilung der Datenpunkte keinen eindeutigen Hinweis.

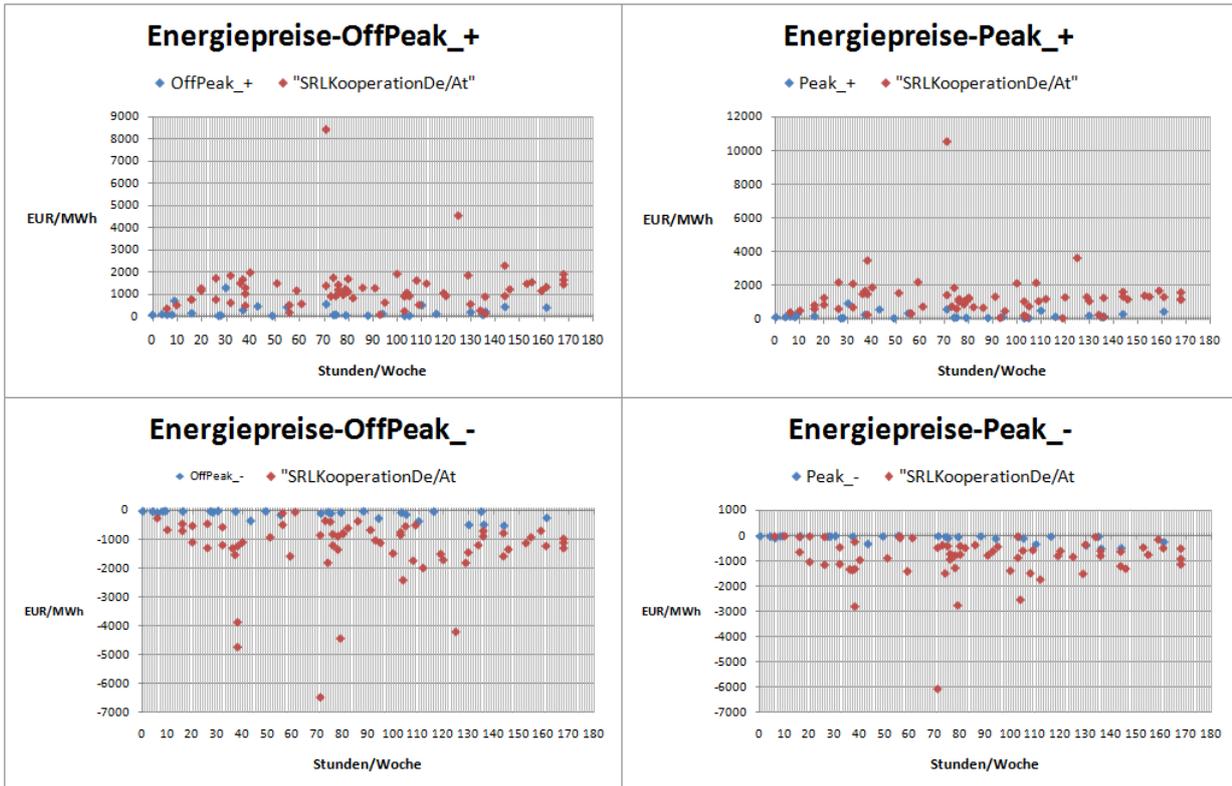


Abbildung 3.13: X/Y Diagramm Energiepreise-Intradaystops

Die Abbildungen für die Energiepreise ergeben in Zusammenhang mit den Intradaystops kein besonders aufschlussreiches Bild. Man erkennt eine Übereinstimmung mit dem Marktzusammenschluss und steigenden Preisen in Verbindung mit den Handelsunterbrechungen im Vergleich zu den Preisen vor der Sekundärregelkooperation. Die Energiepreise scheinen allerdings nicht mit häufiger auftretenden Intradaystops merkbar zuzunehmen. Bis auf einige statistische Ausreisser scheint es unerheblich ob die Intraday-Unterbrechungen die ganze Woche lang dauern oder nur einen Tag. In der Periode vor dem Start der Kooperation scheinen die Intradaystops jedenfalls in keinem Fall der 4 ausgeschriebenen Produktzeitscheiben eine sichtbare Auswirkung auf die Energiepreise zu haben. Da es

3 Preisentwicklung

sich hierbei allerdings um die mengengewichteten Durchschnittspreise der zugeschlagenen Arbeitspreise pro Kalenderwoche und Produkt handelt, könnte eine präzisere Untersuchung, welche einen Zusammenhang der Energiepreise mit der Abrufmenge in Zeiten von Intradaystops nachweisen kann, zu genaueren Erkenntnissen führen.

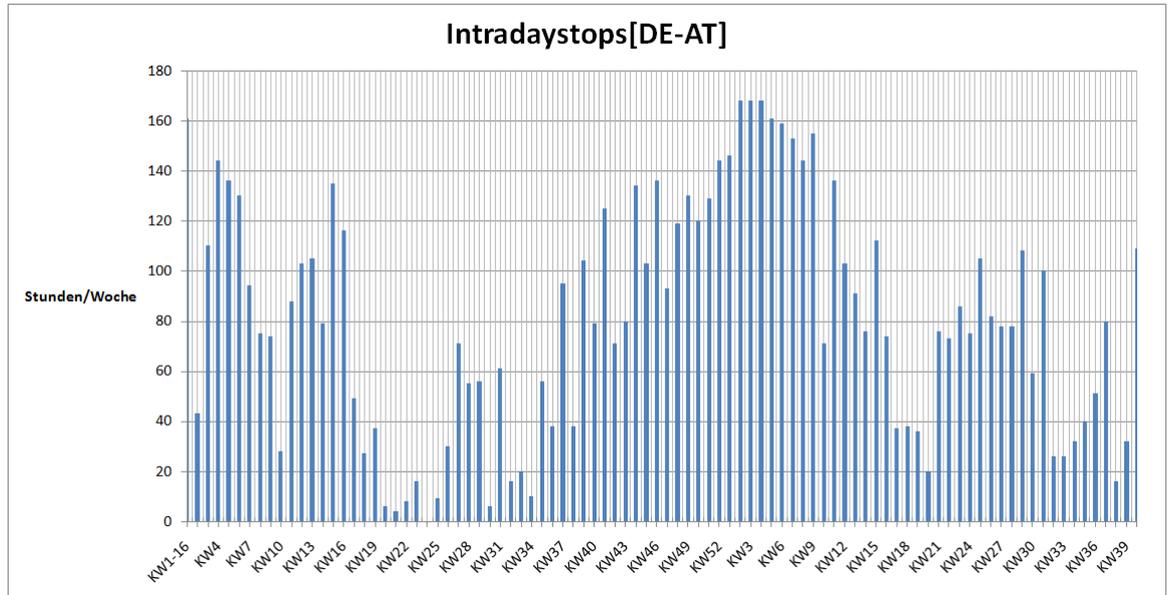


Abbildung 3.14: Intradaystops Deutschland Österreich

In Abbildung 3.14 sind die Unterbrechungen des Intraday-Handels zwischen Deutschland und Österreich im betrachteten Zeitrahmen als Stunden pro Kalenderwoche angeführt. Aufgrund der Häufigkeit der Intraday-Stops erhält man genügend Datenmaterial um deren Auswirkungen auf die Energiepreise untersuchen zu können.

3.6 Markttrennung

Die offiziellen Daten über die Markttrennung zwischen Deutschland und Österreich werden vom Regelzonenführer APG veröffentlicht.¹³ Betrachtet man die Abbildung 3.15 finden die Marktentkopplungen der Sekundärregelkooperation zwischen Deutschland und Österreich weitaus weniger häufig statt als die Unterbrechungen des Intraday-Handels. Vergleicht man die Häufigkeit dieser Trennung, die in *Stunden/Woche* angegeben wird, mit den Arbeitspreisanstiegen im Herbst des Jahres 2016, dann fällt auf, dass diese nicht unmittelbar miteinander verknüpft sind. Aufgrund der weitaus geringeren Menge an Datenmaterial für die Untersuchung der Regelenergiepreise der einzelnen Kalenderwochen werden daher ausschließlich Intraday-Stops als Einflussfaktoren bei den Ökonometrischen Modellen verwendet. Auf die getrennten Beobachtungen, wenn der Markt entkoppelt wurde, wird verzichtet, weil diese sowieso immer nur stattfinden, wenn der Intraday-Handel unterbrochen wurde.

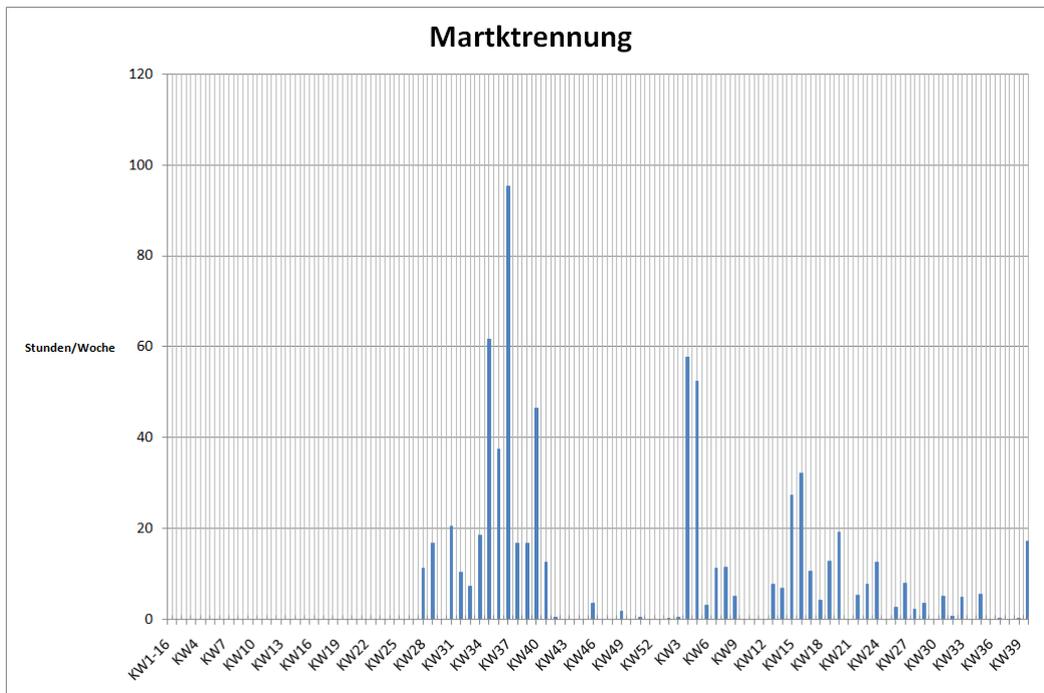


Abbildung 3.15: Markttrennung Deutschland Österreich

¹³vgl.[9]

4 Methode

4.1 Modellaufbau und Modellvariablen

Um die Beziehungen zwischen den Regelenergiepreisen und Intradaystops in Zusammenhang mit der Sekundärregelkooperation zwischen Österreich und Deutschland genauer zu analysieren, wurde auf eine für diese Forschungsfrage passende Methode zurückgegriffen, die der linearen Regressionsanalyse von Ökonometrischen Modellen. Dabei werden im ersten Schritt mathematische Zusammenhänge der zu untersuchenden Parameter formuliert, sogenannte Ökonometrische Modelle, welche dann mit Hilfe der Regressionsanalyse die Veränderungen von abhängigen Variablen und die damit verbundenen Auswirkungen auf unabhängige Variablen zu erklären versuchen.

Der Begriff Ökonometrie hat den Ursprung in der altgriechischen Sprache und lässt sich auf die Wörter *“oikonomia”*, gleichbedeutend mit Verwaltung und Wirtschaft, sowie *“metron”*, welches übersetzt Maß oder Messung bedeutet, zurückführen.¹ So werden in der Wirtschaftsforschung ökonomische Theorien durch Verwendung von ökonometrischen Methoden wie die der Regressionsanalyse getestet um deren empirische Gültigkeit nachzuweisen. Dabei sollten derartige Modelle die Realität möglichst genau abbilden, wobei die Qualität des Modells durch eine Reihe von statistischen Kenngrößen bewertet werden kann. Allerdings reichen die Ergebnisse dieser Kenngrößen allein nicht aus um eine Hypothese zu bestätigen. Denn durch eine Regressionsanalyse lässt sich zwar ein quantitativer Zusammenhang zwischen den betrachteten Variablen ermitteln allerdings kein expliziter kausaler Zusammenhang, denn um diesen zu begründen bedarf es wirtschaftswissenschaftlicher Theorien.

Der Zeithorizont der Analyse umfasst insgesamt 92 Kalenderwochen, die jeweils getrennt mittels mehrerer Ökonometrischer Modelle und Regressionsanalysen untersucht werden. Diese Vorgangsweise bietet sich deshalb an, da die Ausschreibungen ebenfalls wöchentlich erfolgen und die Beziehung der Energiepreise zu den Abrufmengen hinsichtlich des gesamten Betrachtungszeitraumes aufgrund saisonaler Unterschiede sowie nicht vorhersehbares Bietverhalten der Anbieter nicht durch eine mathematische Gleichung dargestellt werden kann. Es gelingt allerdings schon, wie auch später zu sehen, die einzelnen Kalenderwochen getrennt mit einem ökonometrischen Modell zu beschreiben.

¹vgl.[18] S.2

4 Methode

Die Daten für die Abrufpreise von positiver und negativer Regelenergie in Verbindung mit den jeweiligen Abrufmengen wurden von den *Statistiken der Netzregelung in der Regelzone APG*² entnommen. Dabei handelt es sich um eine detaillierte und chronologisch exakte Auflistung der mengengewichteten Preise sowie deren Abrufmengen für Sekundärregelenergie in einem Zeitraster von 15 Minuten für die Regelzone APG. Die Statistiken der Netzregelung, welche jeweils monatlich vorliegen, wurden in Kalenderwochen gegliedert. Die Intradaystops, welche im vorherigen Kapitel als Stunden pro Woche gewichtet wurden, werden nun wie die Preise und Mengen ebenfalls in einer Auflösung von 15 Minuten dem Datensatz hinzugefügt. Die Zeitreihe einer Kalenderwoche besteht somit aus 672 Werten und aufgrund der Übersichtlichkeit wird auf die Unterscheidung der Produktzeitscheiben Offpeak und Peak verzichtet.

Im Laufe des Kapitels werden zuerst die ökonometrischen Modelle die im Rahmen dieser Arbeit zur Anwendung kommen genauer beschrieben. Danach wird das mathematische Schätzverfahren für die analytische Berechnung der Koeffizienten der Modelle erläutert. In der Praxis erfolgt die genaue Modellanpassung durch die Software *Matlab*. Im Anschluss werden die verschiedenen Testverfahren zur Validierung der Modelle und der Hypothesen angeführt.

Die nachfolgende Tabelle enthält eine genaue Auflistung der Parameter, die in den mathematischen Modellen verwendet werden.

²vgl.[12] und [13]

4.1 Modellaufbau und Modellvariablen

Tabelle 4.1: Variablen

Index	Einheit	Beschreibung
t	–	Zeitindex Auflösung 15min
K	–	Anzahl der exogenen Variablen
T	–	Anzahl der Beobachtungen pro Kalenderwoche
\hat{x}	–	geschätzte Variable
Parameter	Einheit	Beschreibung
Q_t	MWh	abgerufene Regelenergiemenge pro 15min
P_t	EUR/MWh	Energiepreis
α_0	EUR/MWh	Regressionsparameter
α_1	$EUR/(MWh)^2$	Regressionsparameter
α_1^*	$EUR/(MWh)$	Regressionsparameter bei Modell3
α_2	$EUR/(MWh)^3$	Regressionsparameter
α_2^*	$EUR/(MWh)^2$	Regressionsparameter bei Modell3
α_3	$EUR/(MWh)^3$	Regressionsparameter bei Modell3
ID_t	–	Intradaystops 0,1
e_t	EUR/MWh	stochastischer Störterm
ϵ_t	EUR/MWh	Residuum

4.2 Mathematisches Modell

Um ein geeignetes Modell zu finden, welches den Zusammenhang zwischen den Regelenergiepreisen und den zugehörigen Abrufmengen am besten beschreibt, werden zuerst einige Streudiagramme dieser Preise in Abhängigkeit der Energiemengen erstellt. Folgende Abbildung enthält die Visualisierung einzelner Kalenderwochen in der genannten Darstellung.

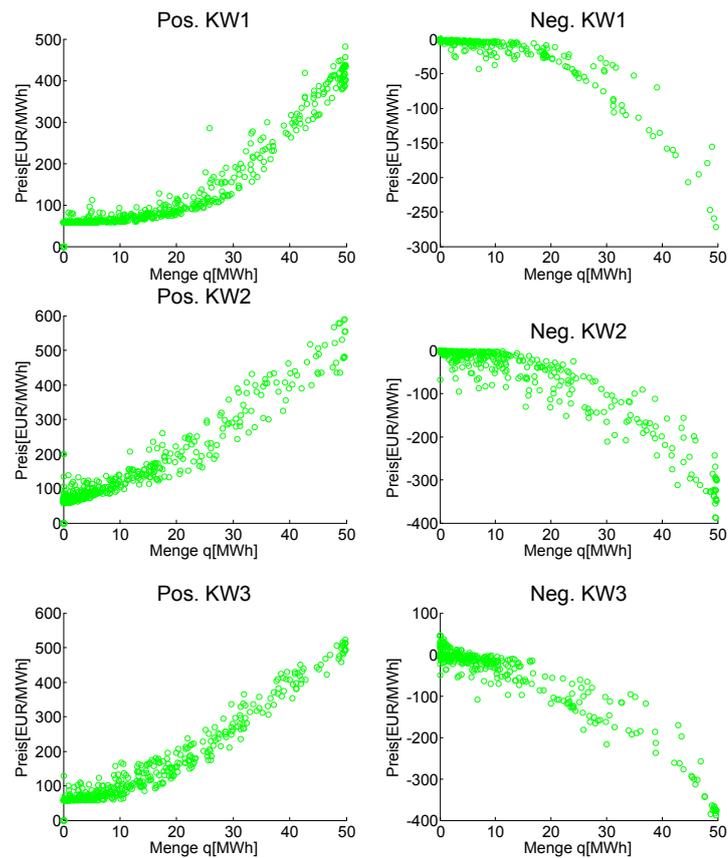


Abbildung 4.1: Kalenderwochen

Bei den X/Y Diagrammen wird ein quadratischer Zusammenhang zwischen Preisen und Mengen sichtbar. Aufgrund dieser Erkenntnis werden nun folgende ökonomische Modelle aufgestellt:

Modell1:

$$P_t = \alpha_2 \cdot Q_t^2 + \alpha_1 \cdot Q_t + \alpha_0 + e_t, \text{ für alle } t = 1, 2, \dots, T \quad (4.1)$$

Modell2:

$$P_t = \alpha_2 \cdot Q_t^2 + \alpha_1 \cdot Q_t + \alpha_0 + e_t, \text{ für alle } t = 1, 2, \dots, T \text{ bei } ID_t = 1 \quad (4.2)$$

Modell 3:

$$P_t = \alpha_3 \cdot Q_t^2 + \alpha_2^* \cdot Q_t + \alpha_1^* \cdot ID_t + \alpha_0 + e_t, \text{ für alle } t = 1, 2, \dots, T \quad (4.3)$$

Modell 4:

$$P_t = \alpha_2 \cdot Q_t^2 + \alpha_1 \cdot Q_t + \alpha_0 + e_t, \text{ für alle } t = 1, 2, \dots, T \text{ bei } ID_t = 0 \quad (4.4)$$

In den mathematischen Gleichungen sind die Regelenergiepreise P_t die endogenen Variablen ("Regressanden") und die damit verbundenen Mengen Q_t die exogenen Variablen ("Regressoren") für die Anzahl der Beobachtungen $t = 1, 2, 3 \dots, T$. Die Variable e_t wird auch als *stochastischer Störterm*³ bezeichnet, deren Werte den zufälligen Teil des Regressionsmodelles beschreiben. Mit anderen Worten ausgedrückt drückt die zufällige Komponente e_t die Fehler aus, die durch die Abweichungen der Werte (P_t, Q_t^2, Q_t) vom vorgegeben quadratischen Polynom entstehen. Es wird angenommen, dass diese Fehler unabhängig und normalverteilt sind, sowie einen verschwindenden Mittelwert besitzen und eine konstante Varianz aufweisen⁴.

Gleiche Größen wie die Regelenergiemengen Q_t und Preise P_t werden in diesem Fall zu

³vgl.[14] S.439

⁴vgl.[17] S.342

4 Methode

unterschiedlichen Zeitpunkten betrachtet. Es liegt daher eine *Zeitreihenregression* vor. Es handelt sich außerdem um Modelle *2.Ordnung* mit 2 erklärenden Variablen. Man spricht dabei auch von *multiplen linearen Regressionsmodellen* die in unserem Fall zwar nicht variablenlinear, aber *parameterlinear* sind. Das Modell mit mehreren erklärenden Variablen ist dann *parameterlinear* wenn es folgende Form aufweist⁵:

$$f(Y_t) = \alpha_0 + \alpha_1 \cdot f(X_{1t}) + \alpha_2 \cdot f(X_{2t}) + \dots + \alpha_K f(X_{Kt}) + e_t \quad (4.5)$$

Die Variable K gibt die Anzahl der exogenen Variablen X_{Kt} an mit denen die endogene Variable Y_t bestimmt wird.

Alle Modelle werden also im wesentlichen durch quadratische Polynome beschrieben und unterscheiden sich in der Auswahl der Datensätze voneinander. In **Modell2** werden nur Werte verwendet in denen auch der Intraday-Handel unterbrochen ist ($ID_t = 1$). Als unmittelbarer Vergleich dient das **Modell4**, in welchem ausschließlich Daten ausgewählt werden, in denen der Intraday-Handel nicht gestoppt wird ($ID_t = 0$). So können die genauen Auswirkungen der Intraday-Stops auf die Regelenergiepreise untersucht werden, in dem man nach Durchführung einer linearen Regression die geschätzten Regressionskoeffizienten der beiden Modelle miteinander vergleichen kann. Die Regressionsanalysen der beiden anderen Modelle erfolgen unter Verwendung aller Werte, wobei **Modell3** mit einer sogenannten *Dummy-Variable* versehen wurde, die bei Intraday-Stops mit 1 und ansonsten mit 0 gewichtet wird.

⁵vgl.[14] S.445

4.3 Modellanpassung

Die Ermittlung der Regressionsparameter erfolgt mittels eines Schätzverfahrens, der sogenannten *Methode der kleinsten Quadrate* (*Ordinary Least Squares*). Dabei wird die Beziehung

$$\hat{P}_t = \hat{\alpha}_2 \cdot Q_t^2 + \hat{\alpha}_1 \cdot Q_t + \hat{\alpha}_0 \quad (4.6)$$

nun als *geschätzte Regressionsgleichung* bezeichnet. Mit den geschätzten Regressionsparametern $\hat{\alpha}_2$, $\hat{\alpha}_1$, $\hat{\alpha}_0$ lassen sich die Werte von \hat{P}_t berechnen. Die Abweichungen von P_t zu \hat{P}_t werden in der Form

$$\epsilon_t = P_t - \hat{P}_t \quad (4.7)$$

als *Residuen* bezeichnet. Die prognostizierten Regressionsparameter sollten also so gewählt werden, dass die *Residuen* möglichst minimiert werden. Dazu wird die Fehlerquadratsumme der *Residuen* verwendet:

$$S(\hat{\alpha}_2, \hat{\alpha}_1, \hat{\alpha}_0) = \sum_{t=1}^T \epsilon_t^2 = \sum_{t=1}^T (P_t - \hat{\alpha}_2 \cdot Q_t^2 - \hat{\alpha}_1 \cdot Q_t - \hat{\alpha}_0)^2 \rightarrow \min \quad (4.8)$$

Der Grund für die Quadrierung ist der Tatsache geschuldet, dass es sowohl positive als auch negative *Residuen* geben kann, die sich durch die Summenbildung gegenseitig auslöschen. Voraussetzung für die Anwendung der *OLS* ist die *Parameterlinearität*⁶ der Modelle. In Matrixschreibweise lautet die vorher genannte Gleichung:

$$\mathbf{P} = \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ \vdots \\ P_T \end{bmatrix}, \mathbf{Q} = \begin{bmatrix} 1 & Q_{11} & Q_{11}^2 \\ 1 & Q_{21} & Q_{21}^2 \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ 1 & Q_{T1} & Q_{T1}^2 \end{bmatrix}, \boldsymbol{\epsilon} = \begin{bmatrix} \epsilon_1 \\ \epsilon_2 \\ \vdots \\ \epsilon_T \end{bmatrix}, \hat{\boldsymbol{\alpha}} = \begin{bmatrix} \hat{\alpha}_0 \\ \hat{\alpha}_1 \\ \hat{\alpha}_2 \end{bmatrix} \quad (4.9)$$

$$\mathbf{P} = \mathbf{Q}\hat{\boldsymbol{\alpha}} + \boldsymbol{\epsilon} \quad (4.10)$$

Nun bilden wir die Ableitungen⁷ von 4.8 nach den Parameterschätzern $\hat{\alpha}_2, \hat{\alpha}_1, \hat{\alpha}_0$ und setzen diese 0:

$$\frac{\partial S}{\partial \hat{\boldsymbol{\alpha}}} = \begin{bmatrix} \frac{\partial S}{\partial \hat{\alpha}_0} \\ \frac{\partial S}{\partial \hat{\alpha}_1} \\ \frac{\partial S}{\partial \hat{\alpha}_2} \end{bmatrix} = 0 - 2\mathbf{Q}^T \mathbf{P} + 2\mathbf{Q}^T \mathbf{Q} \hat{\boldsymbol{\alpha}} = 0 \quad (4.11)$$

⁶vgl.[14] S.445

⁷vgl.[17] S.368

4 Methode

Falls die Matrix $(\mathbf{Q}^T \mathbf{Q})$ invertierbar ist, können wir den *Kleinsten-Quadrate-Schätzer* bilden:

$$\hat{\boldsymbol{\alpha}} = \begin{bmatrix} \hat{\alpha}_0 \\ \hat{\alpha}_1 \\ \hat{\alpha}_2 \end{bmatrix} = (\mathbf{Q}^T \mathbf{Q})^{-1} \mathbf{Q}^T \mathbf{P} \quad (4.12)$$

Die Schätzwerte ergeben sich durch:

$$\hat{\mathbf{P}} = \begin{bmatrix} \hat{P}_1 \\ \hat{P}_2 \\ \vdots \\ \hat{P}_T \end{bmatrix} = \mathbf{Q} \hat{\boldsymbol{\alpha}} = \mathbf{Q} (\mathbf{Q}^T \mathbf{Q})^{-1} \mathbf{Q}^T \mathbf{P} \quad (4.13)$$

4.4 Modellvalidierung

Um abschätzen zu können ob die gewählten Modelle die realen Zusammenhänge der zu untersuchenden Größen adäquat wiedergeben, gibt es verschiedene Testverfahren und statistische Kenngrößen.

Nachdem die Regressionsparameter mittels des *OLS-Verfahrens* prognostiziert wurden kann die Güte einer geschätzten Regressionsgleichung mit Hilfe des sogenannten *Bestimmtheitsmaßes* bewertet werden. Wir benötigen für die Ermittlung dieser Kennzahl folgende Beziehungen⁸:

$$\underbrace{\sum_{t=1}^T (P_t - \bar{P})^2}_{TSS} = \underbrace{\sum_{t=1}^T (\hat{P}_t - \bar{P})^2}_{ESS} + \underbrace{\sum_{t=1}^T \epsilon_t^2}_{RSS} \quad (4.14)$$

Es lässt sich also die *Gesamtquadratsumme* (*TSS*, *total sum of all squares*) in die *erklärte Quadratsumme* (*ESS*, *explained sum of squares*) und vorher angegebene *Residuenquadratsumme* (*RSS*, *residual sum of squares*) zerlegen. Daraus lässt sich das *Bestimmtheitsmaß* R^2 ableiten:

$$R^2 = \frac{ESS}{TSS} = 1 - \frac{RSS}{TSS} = 1 - \frac{\sum_{t=1}^T \epsilon_t^2}{\sum_{t=1}^T (P_t - \bar{P})^2} \quad (4.15)$$

Die *ESS* ist ein Maß für die Abweichungen der einzelnen Schätzwerte \hat{P}_t von ihrem arithmetischen Mittelwert $\bar{\hat{P}}_t = \bar{P}$. Das *OLS-Verfahren* hat deswegen das Ziel die *ESS* zu maximieren um eine möglichst gute Approximation sicherzustellen. Bei der *TSS* sollten die Unterschiede der Beobachtungen P_t von ihrem Mittelwert \bar{P} so gering wie möglich ausfallen. Dadurch ist zu erkennen, dass eine Erhöhung des *Bestimmtheitsmaßes* auch die Güte der geschätzten Regressionsgleichung steigert. Je besser die Approximation der Schätzvariablen desto höher das R^2 . Der Wertebereich dieser Kennzahl liegt im Intervall:

$$0 \leq R^2 \leq 1 \quad (4.16)$$

Je näher der Wert von R^2 bei 1 liegt um so besser lässt sich die Realität mit dem Modell angleichen.

⁸vgl.[14] S.431

4 Methode

4.4.1 t-Test

Mit Hilfe des *t-Tests* lassen sich Hypothesen bezüglich der einzelnen Regressionsparameter überprüfen um damit Schlussfolgerungen über die Aussagen der geschätzten Regressionsfunktionen zu treffen. Der sogenannten *Nullhypothese* \mathcal{H}_0 , welche behauptet, dass der geschätzte Regressionsparameter $\hat{\alpha}_K$ den Wert 0 annimmt steht der *Gegenhypothese* \mathcal{H}_1 gegenüber, die einen von 0 verschiedenen Wert annimmt. Mathematisch werden diese Hypothesen in folgender Form beschrieben:

$$\mathcal{H}_0 : \hat{\alpha}_K = 0 \quad \text{gegenüber} \quad \mathcal{H}_1 : \hat{\alpha}_K \neq 0 \quad (4.17)$$

Wir definieren den *Standardfehler des Schätzers* $\hat{\alpha}_K$ ⁹:

$$s(\hat{\alpha}_K) = \sqrt{\frac{MSE}{\sum_{t=1}^T (\hat{P}_t - \bar{P})^2}} \quad (4.18)$$

Die *MSE* ("mean squared error") als sogenannte *mittlere quadratische Abweichung* wird folgendermaßen beschrieben¹⁰:

$$MSE = \frac{ESS}{T - K - 1} = \frac{\sum_{t=1}^T (\hat{P}_t - \bar{P})^2}{T - K - 1} \quad (4.19)$$

Die Differenz der Anzahl der Beobachtungen T von der Anzahl K der exogenen Variablen +1 für α_0 gibt die Zahl der *Freiheitsgrade* der Regressionsgleichung an. Ein *t-Test* überprüft nun die *Nullhypothese* \mathcal{H}_0 mit der Gleichung:

$$\text{falls} \quad |t(\hat{\alpha}_K)| = \frac{|\hat{\alpha}_K|}{s(\hat{\alpha}_K)} > t_{T-K-1; 1-\alpha/2} \quad \text{verwerfe} \quad \mathcal{H}_0 \quad (4.20)$$

In Worten formuliert: Wenn das Ergebnis des t-Tests oberhalb des kritischen t-Wertes liegt, welcher durch das Signifikanzniveau α und die Anzahl der Freiheitsgrade bestimmt wird, dann ist \mathcal{H}_0 abzulehnen, wodurch gleichzeitig die *Gegenhypothese* \mathcal{H}_1 bestätigt wird. Das Signifikanzniveau α gibt dabei die Wahrscheinlichkeit des Irrtums an mit der \mathcal{H}_0 fälschlich verworfen wird. Im Rahmen dieser Arbeit wird $\alpha = 0,05$ festgelegt, womit die Wahrscheinlichkeit bei 95% liegt, dass sich ein geschätzter Regressionsparameter $\hat{\alpha}_K$

⁹vgl.[17] S.354

¹⁰vgl.[17] S.369

statistisch signifikant von 0 unterscheidet. Der t -Test muss ein Ergebnis $|t(\hat{\alpha}_K)| > 1,96$ erreichen um diese Bedingung einzuhalten¹¹.

4.4.2 F-Test

Der F -Test überprüft nun im Gegensatz zum t -Test nicht nur einen Regressionsparameter sondern beschäftigt sich mit der Frage ob alle Parameter $\hat{\alpha}_1 \dots \hat{\alpha}_K$ gleichzeitig 0 sein können.¹²

$$\mathcal{H}_0 : \hat{\alpha}_1 = \hat{\alpha}_2 = \dots = \alpha_K = 0 \quad \text{gegenüber} \quad \mathcal{H}_1 : \exists K \quad \text{mit} \quad \hat{\alpha}_K \neq 0 \quad (4.21)$$

Dabei errechnet sich der F -Test mittels der Formel:¹³

$$F = \frac{ESS/K}{RSS/(T-K-1)} = \frac{\sum_{t=1}^T (\hat{P}_t - \bar{P})^2 / K}{(\sum_{t=1}^T \epsilon_t^2) / (T-K-1)} = \frac{R^2 / K}{(1-R^2) / (T-K-1)} \quad (4.22)$$

Man erkennt, dass der F Wert gleichzeitig mit dem *Bestimmtheitsmaß* R^2 wächst. Somit impliziert eine Ablehnung von \mathcal{H}_0 auch eine Ablehnung von $R^2 = 0$. Die *Nullhypothese* \mathcal{H}_0 wird verworfen, falls:

$$F > F_{K, T-K-1; 1-\alpha} \quad (4.23)$$

Wenn wir nun wieder von einem Signifikanzniveau $\alpha = 0,05$ ausgehen muss der F -Test bei $F(2, \infty; 0,95)$ einen Wert von 2,996 erreichen damit \mathcal{H}_0 abgelehnt wird.¹⁴ Es gilt zu beachten, dass sich der F -Test nicht durch die jeweiligen t -Tests der Regressionsparameter $\hat{\alpha}_1 \dots \hat{\alpha}_K$ ersetzen lässt, da eine kombinierte *Nullhypothese* beim t -Test eine geringere Wahrscheinlichkeit hätte abgelehnt zu werden.

¹¹vgl.[17] S.386

¹²vgl.[17] S.370

¹³vgl.[14] S.470

¹⁴vgl.[19] S.321

4.4.3 Interpretation der Regressionsanalysen

Die Qualität einer Regressionsanalyse wird in erster Linie durch ein möglichst hohes *Bestimmtheitsmaß* R^2 sichergestellt. Bei einer *Zeitreihenregression* kann allerdings ein hohes R^2 auch das Ergebnis von übereinstimmenden Trends der endogenen und exogenen Parameter sein, ohne dass eine tatsächliche Kausalität besteht. In diesem Fall gibt es die Möglichkeit, dass eine weitere unbekannte Variable existiert, die sowohl eine Änderung von abhängigen als auch unabhängigen Parametern herbeiführt. Deswegen gilt es auch andere statistische Kennzahlen zu berücksichtigen.

Im Rahmen dieser Überlegungen wird dann zusätzlich der *F-Test* sowie der partielle *t-Test* für die geschätzten Regressionsparameter vorgenommen. So kann man etwa mit einem hohem Ergebnis des *F-Tests* bei gleichzeitigen nicht signifikanten *t-Tests* darauf schließen, dass einzelne Regressoren des Modelles verzichtbar sind. Falls einzelne Parameter einen nicht signifikanten *t-Test* aufweisen darf nicht notwendigerweise davon ausgegangen werden diese zu entfernen, denn der Einfluss kann gegeben sein ist aber dann geringer. Wenn die Analyse allerdings ein hohes R^2 sowie statistisch signifikante *F*- und *t-Tests* ergibt, dann kann man in der Regel von einer adäquaten Modellbeschreibung ausgehen.¹⁵

Um die Forschungsfrage des Zusammenhanges der Intraday-Stops mit den Regelenergiepreisen zu beantworten eignet sich vor allem der direkte Vergleich von **Modell2** und **Modell4**. Bei unterschiedlichen Ergebnissen der geschätzten Regressionsparameter dieser Modelle hätte man bereits den Nachweis erbracht, dass die Regelenergiepreise bei Intraday-Stops einem anderen Wachstumsgesetz folgen. Wenn dann auch noch in der graphischen Visualisierung der Regressionsfunktionen stärkere Zunahmen der Preise bei **Modell2** in Verbindung der Mengen zu erkennen wären könnte man Intraday-Stops als Ursache von Preissteigerungen statistisch nachweisen.

Im Rahmen dieser Arbeit kann nun auch geklärt werden ob sich durch den Marktzusammenschluss der Sekundärregelkooperation mit Deutschland der Zusammenhang zwischen mengengewichteten Regelenergiepreisen und zugehörigen Abrufmengen grundsätzlich verändert hat. Dabei sind sowohl positive als auch negative Regelenergiepreise Gegenstand der Betrachtungen.

¹⁵vgl.[17] S.373

5 Ergebnisse

Im folgenden Kapitel werden nun die Ergebnisse der linearen Regressionsanalysen, wie im vorherigen Kapitel beschrieben, behandelt. Diese sind in tabellarischer Form als auch mittels graphischer Gegenüberstellungen der **Modelle2** und **4** dargestellt. Mit dieser Form der Visualisierung lassen sich die Ergebnisse der beiden Modelle im Vergleich mit den historischen Daten am besten bewerten. Dabei werden die Regelenergiepreise in Abhängigkeit ihrer Abrufmengen dargestellt.

Der Zeithorizont der Analyse beginnt am 01.01.2016 und endet am 08.10.2017. Dies entspricht einem Umfang von 92 Kalenderwochen und damit einer Datenmenge von zirka 64321 Beobachtungen für positive und negative Regelenergieabrufe. Vor dem Marktzusammenschluss zwischen Deutschland und Österreich, der am 14.07.2016 stattgefunden hat wird nur das **Modell1** behandelt, da die Einbindung von Intradaystops erst ab diesem Zeitpunkt für die Forschungsfrage von Bedeutung ist.

Die praktische Umsetzung der Regressionsanalysen, sowie die graphische Darstellung werden mittels der Software *Matlab* durchgeführt. Die Bewertungen der Regressionsanalysen erfolgen durch die vorgestellten statistischen Maßkennzahlen, wie etwa dem *Bestimmtheitsmaß* R^2 , sowie der Ergebnisse der *F-Statistik* und *t-Statistik*. Weiters werden die geschätzten Regressionsparameter für die **Modelle2** und **4** ab dem Zeitpunkt des Marktzusammenschlusses, der in der 28. Kalenderwoche stattfindet, miteinander verglichen.

Es werden diejenigen Kalenderwochen genauer untersucht, welche die These der Preisteigerungen in Verbindung mit Unterbrechungen des Intraday-Handels belegen können. Der Übersichtlichkeit halber wird auf die graphische Darstellung der Regressionsmodelle der restlichen Kalenderwochen in diesem Kapitel verzichtet. Eine vollständige Auflistung der graphischen Darstellungen befindet sich im Anhang.

Es folgt nun eine Analyse für positive und negative Regelenergiepreise. Am Ende des Kapitels wird eine Zusammenfassung der Ergebnisse für positive und negative Regelenergieabrufe der einzelnen Modelle geliefert.

5.1 Positive Regenergiepreise

In den Abbildungen 5.1 und 5.2 sind in der linken Spalte die Kalenderwochen des Analysezeitraumes eingetragen worden, welche chronologisch fortlaufend nummeriert wurden. In der nächste Spalte befindet sich das *Bestimmtheitsmaß* R^2 und in weiterer Folge sind die Ergebnisse von F und t -Statistiken angeführt. Die t -Statistiken der Regressionsparameter sind bei statistischer Signifikanz $|t(\hat{\alpha}_K)| > 1,96$ binär mit 1 und bei Bestätigung der *Nullhypothese* \mathcal{H}_0 mit 0 gekennzeichnet. Die t -Statistiken der Regressionsparameter sind mit deren aufsteigenden Indizes von links nach rechts gereiht worden.

Bei **Modell1** fällt auf, dass sich der Zusammenhang von positiven Regenergiepreisen und Mengen überwiegend gut durch ein quadratisches Polynom beschreiben lässt. Das R^2 liegt oft nahe bei 1. Die Werte der F -Statistik korrelieren mit denen des R^2 . Bei der t -Statistik sind die geschätzten Regressionsparameter $\hat{\alpha}_0$ und $\hat{\alpha}_2$ in fast allen Fällen statistisch signifikant. Der Steigungsparameter $\hat{\alpha}_1$ zeigt hingegen keinerlei Signifikanz. Die Gründe für die schlechte Approximation einiger Kalenderwochen liegen entweder daran, dass ein linearer Zusammenhang zwischen Preisen und Mengen besteht ($KW32, KW38, KW48$) oder sich die Varianzen der Beobachtungen von P_t mit denen von Q_t ändern ($KW19, KW25, KW55, KW90$). Man spricht dann von sogenannter *„Heteroskedastizität“* (*hetero = unterschiedlich, Skedastizität = Streuung*).¹ Statistische Ausreisser erschweren ebenfalls die Modellierung.

Modell2, welches ausschließlich Werte bei Intradaystops berücksichtigt liefert oft bessere Werte für die Modellgüte als **Modell1**. Man erreicht also durch das Entfernen von Daten eines bestimmten Typs ein höheres R^2 . Die t -Statistiken der Regressionsparameter liefern ausschließlich für $\hat{\alpha}_2$ eine statistische Signifikanz. Wenn in einer Kalenderwoche der Intraday-Handel durchgehend unterbrochen ist, dann stimmen die Werte der ersten beiden Modelle logischerweise überein.

Die Ergebnisse der Regressionsanalysen für das **Modell3** ergeben ein ähnliches Bild wie bei **Modell1**. Das Hinzufügen einer *Dummy-Variablen* ergibt keine wesentliche Verbesserung der Approximation.

Im Unterschied zu **Modell2** sind die Werte der t -Statistiken der Regressionsparameter in **Modell4** meist alle statistisch signifikant. Das *Bestimmtheitsmaß* R^2 fällt überwiegend hoch aus. Interessant sind vor allem jene Einträge in denen das R^2 von **Modell2** und **Modell4** in derselben Kalenderwoche höher als das von **Modell1** ausfällt. Dies zeigt, dass die Gesamtheit an Beobachtungen einzelner Kalenderwochen besser durch 2 unterschiedliche mathematische Funktionen beschrieben werden kann als lediglich mit einer Einzigen.

¹vgl.[14] S.441

5.1 Positive Regelernergiepreise

W	Modell1				Modell2				Modell3				Modell4								
	R^2	F-Stat	T-Stat		R^2	F-Stat	t-Stat		R^2	F-Stat	t-Stat		R^2	F-Stat	t-Stat						
1	0,978	12406	0	0	1	0,000	0	0	0	0,000	0	0	0	0,000	0	0	0				
2	0,952	4937	1	0	1	0,000	0	0	0	0,000	0	0	0	0,000	0	0	0				
3	0,972	9527	1	0	1	0,000	0	0	0	0,000	0	0	0	0,000	0	0	0				
4	0,789	755	1	0	1	0,000	0	0	0	0,000	0	0	0	0,000	0	0	0				
5	0,699	456	1	0	1	0,000	0	0	0	0,000	0	0	0	0,000	0	0	0				
6	0,958	5159	1	0	1	0,000	0	0	0	0,000	0	0	0	0,000	0	0	0				
7	0,730	656	1	0	1	0,000	0	0	0	0,000	0	0	0	0,000	0	0	0				
8	0,924	2740	1	0	1	0,000	0	0	0	0,000	0	0	0	0,000	0	0	0				
9	0,832	1360	1	0	1	0,000	0	0	0	0,000	0	0	0	0,000	0	0	0				
10	0,685	604	1	0	1	0,000	0	0	0	0,000	0	0	0	0,000	0	0	0				
11	0,910	2799	1	0	1	0,000	0	0	0	0,000	0	0	0	0,000	0	0	0				
12	0,957	6075	1	0	1	0,000	0	0	0	0,000	0	0	0	0,000	0	0	0				
13	0,946	3461	1	0	1	0,000	0	0	0	0,000	0	0	0	0,000	0	0	0				
14	0,907	2065	1	0	1	0,000	0	0	0	0,000	0	0	0	0,000	0	0	0				
15	0,612	427	1	0	1	0,000	0	0	0	0,000	0	0	0	0,000	0	0	0				
16	0,431	202	1	0	1	0,000	0	0	0	0,000	0	0	0	0,000	0	0	0				
17	0,952	5049	1	0	1	0,000	0	0	0	0,000	0	0	0	0,000	0	0	0				
18	0,756	646	1	0	1	0,000	0	0	0	0,000	0	0	0	0,000	0	0	0				
19	0,537	313	1	0	1	0,000	0	0	0	0,000	0	0	0	0,000	0	0	0				
20	0,817	1172	1	0	1	0,000	0	0	0	0,000	0	0	0	0,000	0	0	0				
21	0,694	564	1	0	1	0,000	0	0	0	0,000	0	0	0	0,000	0	0	0				
22	0,649	550	1	0	1	0,000	0	0	0	0,000	0	0	0	0,000	0	0	0				
23	0,477	274	1	0	1	0,000	0	0	0	0,000	0	0	0	0,000	0	0	0				
24	0,477	274	1	0	1	0,000	0	0	0	0,000	0	0	0	0,000	0	0	0				
25	0,394	191	1	0	1	0,000	0	0	0	0,000	0	0	0	0,000	0	0	0				
26	0,835	1425	1	0	1	0,000	0	0	0	0,000	0	0	0	0,000	0	0	0				
27	0,978	12666	1	0	1	0,000	0	0	0	0,000	0	0	0	0,000	0	0	0				
28	0,947	4303	1	0	1	0,939	1194	0	0	1	0,947	2868	1	0	1	1	0,956	3503	1	1	1
29	0,946	5632	1	0	1	0,929	1511	0	0	1	0,946	3774	1	1	1	1	0,961	5042	1	1	1
30	0,503	321	1	0	1	0,843	62	0	0	1	0,503	214	1	0	1	1	0,499	303	1	1	1
31	0,679	604	1	0	1	0,777	407	0	0	1	0,681	405	1	0	1	1	0,630	284	1	0	1
32	0,324	139	1	0	1	0,705	68	0	0	1	0,333	96	1	1	1	1	0,866	1680	1	1	1
33	0,821	1298	1	0	1	0,960	723	0	0	1	0,821	864	1	0	1	1	0,731	682	1	1	1
34	0,807	1274	1	0	1	0,732	52	0	0	1	0,808	856	1	1	0	1	0,879	2059	1	1	1
35	0,598	432	1	0	1	0,667	212	0	0	1	0,598	288	1	0	1	1	0,379	112	1	1	1
36	0,427	215	1	0	1	0,565	97	0	0	1	0,432	146	1	1	1	1	0,301	91	1	1	1
37	0,609	485	1	0	1	0,617	289	0	0	1	0,609	324	1	0	1	1	0,599	195	1	1	1
38	0,497	244	1	0	1	0,870	327	0	0	1	0,506	168	1	1	1	1	0,676	408	1	1	1
39	0,635	495	1	0	1	0,668	363	0	0	1	0,635	330	1	0	1	1	0,145	17	1	1	0
40	0,845	1567	1	0	1	0,868	911	0	0	1	0,845	1043	1	0	1	1	0,757	457	1	1	1
41	0,709	710	1	0	1	0,603	328	0	0	1	0,715	486	1	1	1	1	0,865	476	1	1	1
42	0,887	2383	1	0	1	0,905	1264	0	0	1	0,888	1597	1	0	1	1	0,843	908	1	1	1
43	0,966	7774	1	0	1	0,970	4835	0	0	1	0,966	5173	1	0	1	1	0,978	5398	1	1	1
44	0,963	7338	1	0	1	0,964	6267	0	0	1	0,963	4945	1	1	0	1	0,954	952	1	0	1
45	0,846	1676	1	0	1	0,881	1417	0	0	1	0,846	1119	1	0	1	1	0,612	176	1	0	1

Abbildung 5.1: Regressionsanalyse positive Regelernergie KW1-45

5 Ergebnisse

W	Modell1			Modell2			Modell3				Modell4		
	R ²	F-Stat	T-Stat	R ²	F-Stat	t-Stat	R ²	F-Stat	t-Stat		R ²	F-Stat	t-Stat
46	0,931	3223	1 0 1	0,934	2872	0 0 1	0,931	2146	1 0 1 1		0,896	298	1 1 1
47	0,895	2158	1 0 1	0,918	1553	0 0 1	0,898	1485	1 1 1 1		0,813	489	1 1 0
48	0,357	162	1 0 1	0,351	110	0 0 1	0,358	108	1 0 1 1		0,864	551	1 1 1
49	0,640	515	1 0 1	0,666	430	0 0 1	0,640	343	1 0 1 1		0,768	240	1 0 1
50	0,755	921	1 0 1	0,803	834	0 0 1	0,755	613	1 0 1 1		0,413	65	1 1 1
51	0,903	2357	1 0 1	0,903	1712	0 0 1	0,903	1568	1 0 1 1		0,902	633	1 1 1
52	0,941	3755	1 0 1	0,931	2701	0 0 1	0,941	2499	1 0 1 1		0,976	1467	1 0 1
53	0,961	7294	1 0 1	0,961	6322	0 0 1	0,961	4855	1 0 1 1		0,948	721	1 1 1
54	0,972	9140	1 0 1		0	0 0 0	0,972	9140	0 1 1 1			0	0 0 0
55	0,404	216	1 0 1	0,404	216	0 0 1	0,404	216	0 1 1 1			0	0 0 0
56	0,975	12263	1 0 1	0,975	12263	0 0 1	0,975	12263	0 1 1 1			0	0 0 0
57	0,989	25700	1 0 1	0,989	24837	0 0 1	0,989	17167	1 0 1 1		0,913	89	1 1 1
58	0,784	927	1 0 1	0,785	889	0 0 1	0,784	617	1 0 1 1		0,938	152	1 0 1
59	0,921	2719	1 0 1	0,919	2436	0 0 1	0,922	1825	1 1 0 1		0,986	1204	1 1 1
60	0,851	1018	1 0 1	0,857	903	0 0 1	0,851	681	1 0 1 1		0,988	2278	1 1 1
61	0,915	2361	1 0 1	0,930	2496	0 0 1	0,915	1573	1 0 1 1		0,983	1678	1 1 1
62	0,926	2556	1 0 1	0,879	622	0 0 1	0,926	1702	1 0 1 1		0,943	1931	1 1 1
63	0,799	779	1 0 1	0,808	661	0 0 1	0,800	519	1 0 1 1		0,756	113	1 1 1
64	0,727	606	1 0 1	0,746	423	0 0 1	0,728	403	1 0 1 1		0,605	125	1 1 0
65	0,581	374	1 0 1	0,316	63	0 0 1	0,581	249	1 0 1 1		0,708	320	1 1 1
66	0,964	6863	1 0 1	0,974	4510	0 0 1	0,964	4573	1 0 1 1		0,864	861	1 1 1
67	0,988	20972	1 0 1	0,991	19112	0 0 1	0,988	14007	1 0 1 1		0,994	11952	1 1 1
68	0,991	26471	1 0 1	0,994	17227	0 0 1	0,991	17618	1 0 1 1		0,947	2473	1 1 1
69	0,933	3362	1 0 1	0,885	332	0 0 1	0,934	2251	1 0 1 1		0,946	3408	1 1 1
70	0,912	2807	1 0 1	0,957	1461	0 0 1	0,914	1935	1 1 1 1		0,885	1572	1 1 1
71	0,977	11071	1 0 1	0,993	7646	0 0 1	0,977	7382	1 0 1 1		0,950	3912	1 1 1
72	0,819	1090	1 0 1	0,992	4074	0 0 1	0,819	725	1 0 0 1		0,595	305	1 0 1
73	0,986	18257	1 0 1	0,990	12274	0 0 1	0,986	12155	1 0 0 1		0,962	3510	1 1 1
74	0,837	1463	1 0 1	0,850	721	0 0 1	0,837	975	1 0 1 1		0,947	2784	1 1 1
75	0,665	440	1 0 1	0,719	257	0 0 1	0,678	310	1 1 0 1		0,843	646	1 1 1
76	0,906	2700	1 0 1	0,949	2213	0 0 1	0,911	1897	1 1 0 1		0,960	3760	1 1 1
77	0,983	16990	1 0 1	0,984	11112	0 0 1	0,983	11311	1 0 1 1		0,961	2783	1 1 1
78	0,936	3881	1 0 1	0,943	2239	0 0 1	0,936	2602	1 0 0 1		0,952	2553	1 0 1
79	0,983	17392	1 0 1	0,984	8488	0 0 1	0,984	11847	1 1 1 1		0,985	9991	1 1 1
80	0,975	9221	1 0 1	0,984	7219	0 0 1	0,976	6202	1 1 1 1		0,710	283	1 1 1
81	0,963	7608	1 0 1	0,959	4482	0 0 1	0,963	5111	1 1 1 1		0,985	6600	1 1 1
82	0,740	639	1 0 1	0,992	9884	0 0 1	0,743	432	1 1 0 1		0,983	8716	1 1 1
83	0,955	6122	1 0 1	0,960	4148	0 0 1	0,955	4077	1 0 1 1		0,968	3392	1 1 1
84	0,954	5089	1 0 1	0,989	3258	0 0 1	0,954	3391	1 0 1 1		0,954	4300	1 1 1
85	0,971	9434	1 0 1	0,987	3733	0 0 1	0,972	6307	1 0 1 1		0,915	2432	1 1 1
86	0,991	31850	1 0 1	0,395	30	0 0 1	0,991	21317	1 0 1 1		0,992	27561	1 1 1
87	0,950	6170	1 0 1	0,978	3746	0 0 1	0,950	4137	1 1 1 1		0,978	10731	1 1 1
88	0,933	3756	1 0 1	0,909	758	0 0 1	0,934	2531	1 1 1 1		0,943	3178	1 1 1
89	0,965	7319	1 0 1	0,975	4723	0 0 1	0,965	4879	1 0 0 1		0,949	2651	1 0 1
90	0,568	419	1 0 1	0,531	32	0 0 1	0,591	306	1 1 1 1		0,585	408	1 1 1
91	0,903	2579	1 0 1	0,942	575	0 0 1	0,904	1730	1 1 1 1		0,904	2247	1 1 1
92	0,857	1304	1 0 1	0,854	892	0 0 1	0,857	871	1 0 1 1		0,978	2784	1 1 1

Abbildung 5.2: Regressionsanalyse positive Regelenergie KW46-92

5.1.1 Graphische Gegenüberstellung von Modell2 und Modell4

In den folgenden Abbildungen 5.3-5.7 werden die graphischen Darstellungen der beiden konträren Modelle behandelt, wobei alle Kalenderwochen gewählt werden in denen Preissteigerungen durch Intraday-Stops zu erkennen sind. In einem Streudiagramm abgebildet befinden sich auf der vertikalen Achse die Regenergiepreise P_t und die jeweils dazugehörigen Abrufmengen Q_t auf der horizontalen Achse. Neben den Visualisierungen der beiden Modelle sind auch die historischen Originaldaten abgebildet.

In der *KW35* erkennt man ein höheres Wachstum der Energiepreise bei **Modell2** gegenüber **Modell4** ab einer höheren Abrufmenge von zirka $35MWh$. Allerdings liegt das geschätzte Minimum in der Mitte. Dieser Umstand entsteht durch die Modellierung und entspricht nicht den historischen Originaldaten. *KW36* zeigt ein ähnliches Bild. In den restlichen Kalenderwochen der Abbildung 5.3 sind die geschätzten Modelle bei niedrigen Abrufmengen fast deckungsgleich, doch bei höheren Abrufmengen hat **Modell2** wesentlich mehr Datenpunkte. Diese sind dann auch im höheren Preissegment zu verordnen, da der Preis mit der Menge wächst.

In der Abbildung 5.4 erkennt man in der Darstellung von *KW46* und *KW47* eine nach unten geöffnete Parabel mit einem negativ geschätzten Regressionsparameter $\hat{\alpha}_2$ der Modelle. Auch hier erkennt man, dass die statistischen Ausreisser bei höheren Mengen mit den Intraday-Stops in Zusammenhang stehen. In *KW54* und *KW55* kommt nur **Modell2** zur Darstellung, da der Intraday-Handel hier durchgehend unterbrochen wurde.

Abbildung 5.5 zeigt bei *KW56* und *KW57* ein hohes Preiswachstum in Verbindung mit Intraday-Stops. Die beiden geschätzten Funktionen passen sich gut den historischen Originaldaten an. In den übrigen Kalenderwochen der Abbildung erkennt man zwar eine feinere Modellierung von **Modell2** bei geringeren Abrufmengen allerdings gibt es kaum Datenpunkte von **Modell4** bei höheren Abrufmengen.

Die beiden restlichen Abbildungen 5.6 und 5.7 bestätigen die vorherigen Beobachtungen. Die Dichte an Datenpunkten ist bei den niedrigeren Abrufmengen allerdings wesentlich höher. Die Menge an Regenergie im 15 Minuten Zeitraster liegt meist im Intervall $0MWh < Q_t < 50MWh$. Die Regenergiepreise schwanken im Bereich $0EUR/MWh < P_t < 2000EUR/MWh$.

5 Ergebnisse

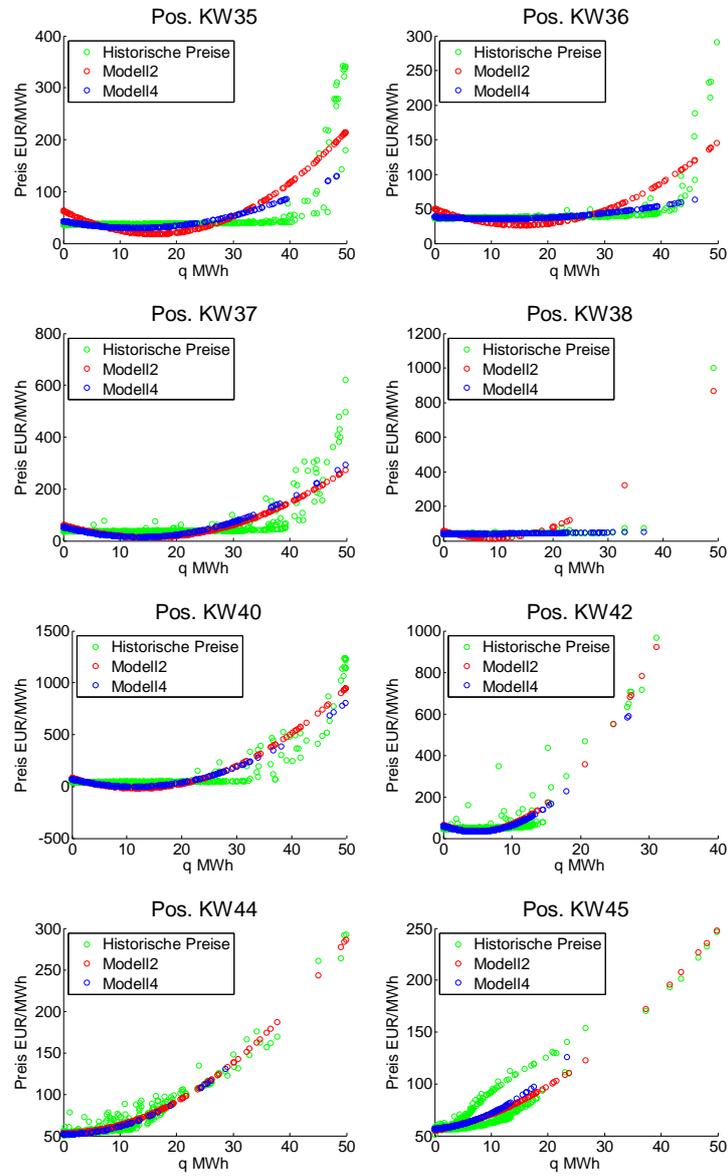


Abbildung 5.3: Modellierung Originaldaten, Modell2, Modell4

5.1 Positive Regenergiepreise

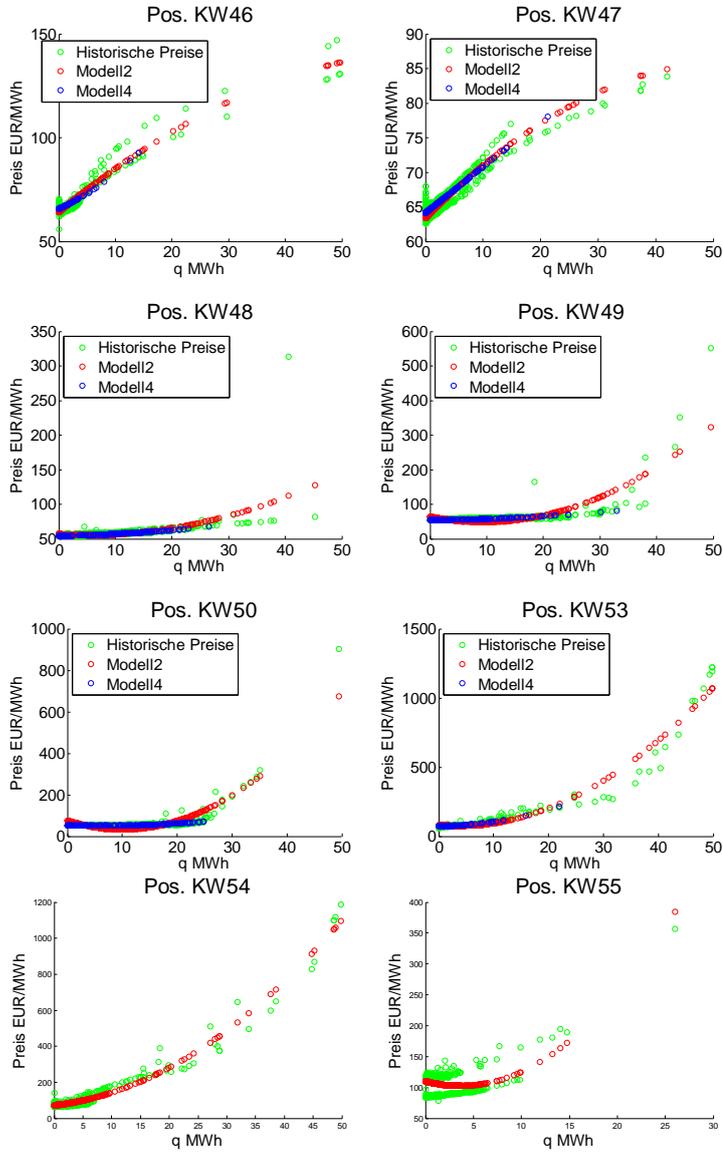


Abbildung 5.4: Modellierung Originaldaten, Modell2, Modell4

5 Ergebnisse

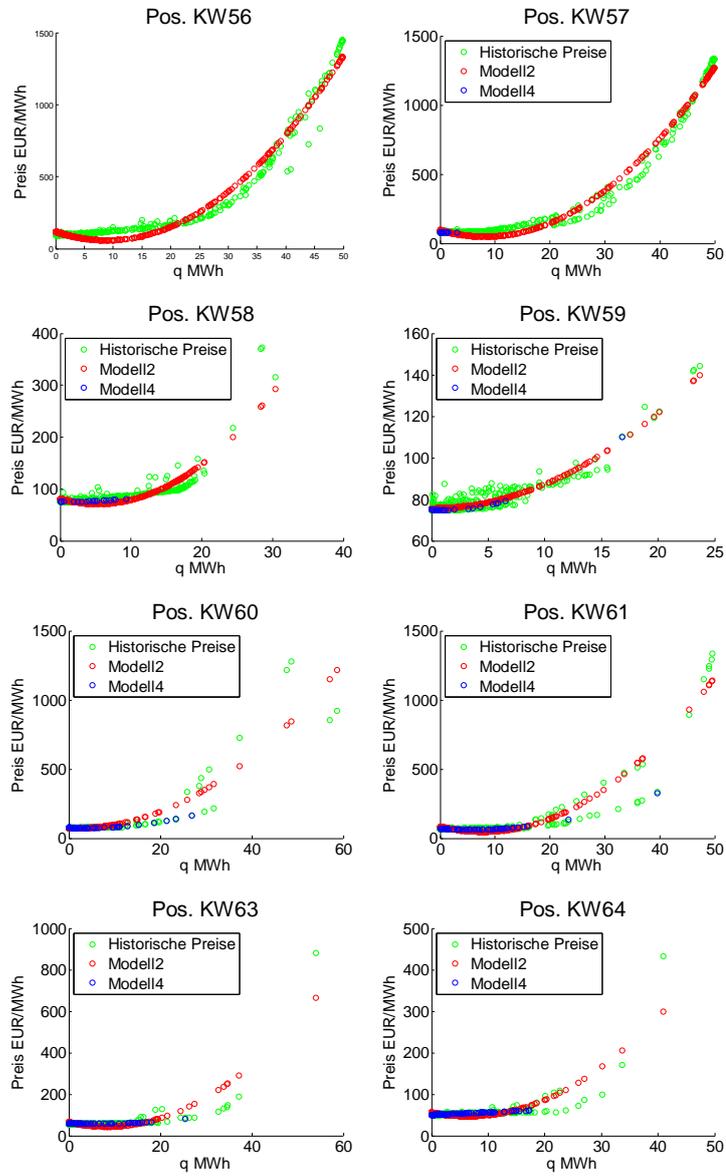


Abbildung 5.5: Modellierung Originaldaten, Modell2, Modell4

5.1 Positive Regelenenergiepreise

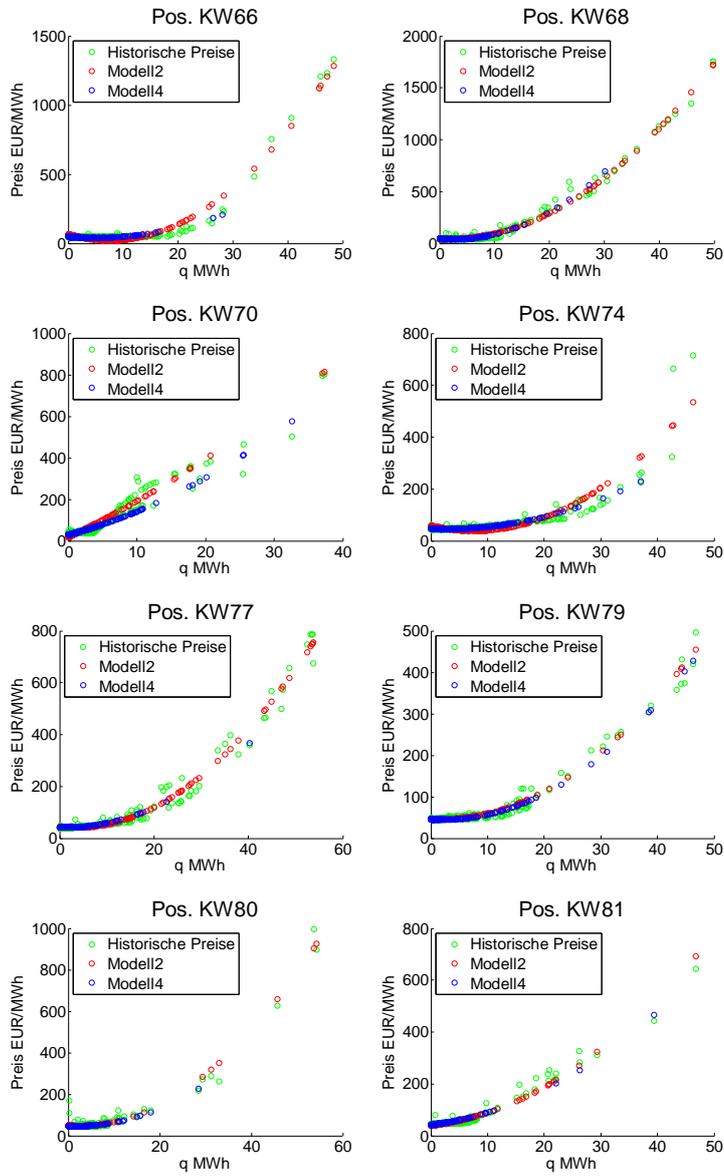


Abbildung 5.6: Modellierung Originaldaten, Modell2, Modell4

5 Ergebnisse

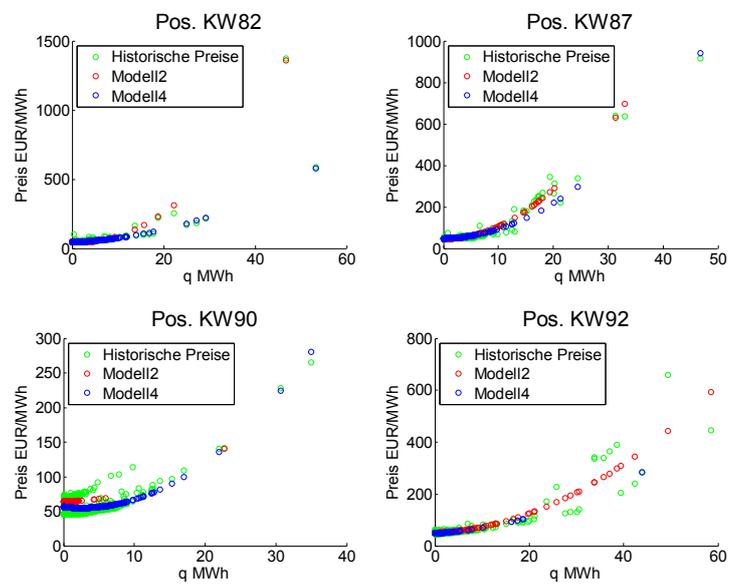


Abbildung 5.7: Modellierung Originaldaten, Modell2, Modell4

5.2 Negative Regelernergiepreise

Im Unterschied zu den positiven Regelernergiepreisen fällt bei den Ergebnissen der Regressionsanalysen negativer Regelernergieabrufe in den Abbildungen 5.8 und 5.9 auf, dass die Güte der Modellierung allgemein geringer ausfällt.

Das *Bestimmtheitsmaß* R^2 von **Modell1** bestätigt einen quadratischen Zusammenhang zwischen den Preisen und zugehörigen Abrufmengen. Die *t-Statistiken* der Regressionsparameter fallen überwiegend statistisch signifikant aus. Bei einigen Kalenderwochen gelingt die Modellierung der Energiepreise nicht. Dies liegt der Tatsache zugrunde, dass die Preise bei gleichen Abrufmengen zu unterschiedlichen Zeiten stark variieren. So entsteht ein mathematischer Zusammenhang, der sich nicht durch eine Funktion beschreiben lässt. Die sogenannte *"Heteroskedastizität"* tritt bei negativen Regelernergiepreisen stärker auf als bei positiven Regelernergiepreisen. Ein Grund könnte die Tatsache sein, dass es bei negativen Regelernergieabrufen wie schon erwähnt wurde zu positiven und negativen Preisen kommen kann. Außerdem sind die Preise zur Nebenzeit höher als zur Hauptzeit.

Ein niedriges R^2 bei **Modell1** bei gleichzeitig hoher Modellgüte der anderen Modelle bestätigt die These der Auswirkungen von Intraday-Stops auf die Regelernergiepreise.

Die unterschiedlichen Ergebnisse der Regressionsanalysen von **Modell2** und **Modell4** bestätigen die These der Disparitäten ihrer Beobachtungen. Dies betrifft vor allem jene Kalenderwochen, in denen die Modellgüte eines Modells im Vergleich zum anderen weitaus schlechter ausfällt. Die Werte der *t-Statistiken* von **Modell2** sind überwiegend für alle Regressionsparameter statistisch signifikant. Im Vergleich zu den positiven Regelernergieabrufen hat auch der Regressionsparameter $\hat{\alpha}_1$ von **Modell2** hier einen größeren Einfluss auf die geschätzten Energiepreise. Der Funktionsverlauf für negative Regelernergie ist daher nicht nur einfach an der horizontalen Achse gespiegelt sondern grundsätzlich im Vergleich zur positiven Regelernergie verschieden, wenn auch trotzdem quadratisch.

Modell3 zeigt wie auch schon bei den positiven Regelernergiepreisen keine besonderen Auffälligkeiten. In den meisten Fällen stimmen die Ergebnisse der Regressionsanalysen mit denen von **Modell1** überein.

5 Ergebnisse

W	Modell1			Modell2			Modell3			Modell4		
	R ²	F-Stat	t-Stat	R ²	F-Stat	t-Stat	R ²	F-Stat	t-Stat	R ²	F-Stat	t-Stat
1	0,929	2402	1 1 1	0,000	0 0 0	0 0 0	0,000	0 0 0	0 0 0	0,000	0 0 0	0 0 0
2	0,932	3533	1 1 1	0,000	0 0 0	0 0 0	0,000	0 0 0	0 0 0	0,000	0 0 0	0 0 0
3	0,934	3073	0 1 1	0,000	0 0 0	0 0 0	0,000	0 0 0	0 0 0	0,000	0 0 0	0 0 0
4	0,904	2651	1 1 1	0,000	0 0 0	0 0 0	0,000	0 0 0	0 0 0	0,000	0 0 0	0 0 0
5	0,962	6967	1 1 1	0,000	0 0 0	0 0 0	0,000	0 0 0	0 0 0	0,000	0 0 0	0 0 0
6	0,898	2353	1 0 1	0,000	0 0 0	0 0 0	0,000	0 0 0	0 0 0	0,000	0 0 0	0 0 0
7	0,918	2901	1 1 1	0,000	0 0 0	0 0 0	0,000	0 0 0	0 0 0	0,000	0 0 0	0 0 0
8	0,800	1116	1 1 1	0,000	0 0 0	0 0 0	0,000	0 0 0	0 0 0	0,000	0 0 0	0 0 0
9	0,673	523	1 1 1	0,000	0 0 0	0 0 0	0,000	0 0 0	0 0 0	0,000	0 0 0	0 0 0
10	0,630	426	1 1 0	0,000	0 0 0	0 0 0	0,000	0 0 0	0 0 0	0,000	0 0 0	0 0 0
11	0,545	287	1 1 1	0,000	0 0 0	0 0 0	0,000	0 0 0	0 0 0	0,000	0 0 0	0 0 0
12	0,562	272	1 0 1	0,000	0 0 0	0 0 0	0,000	0 0 0	0 0 0	0,000	0 0 0	0 0 0
13	0,716	674	1 0 1	0,000	0 0 0	0 0 0	0,000	0 0 0	0 0 0	0,000	0 0 0	0 0 0
14	0,910	2425	1 1 1	0,000	0 0 0	0 0 0	0,000	0 0 0	0 0 0	0,000	0 0 0	0 0 0
15	0,773	709	1 1 1	0,000	0 0 0	0 0 0	0,000	0 0 0	0 0 0	0,000	0 0 0	0 0 0
16	0,653	463	1 1 0	0,000	0 0 0	0 0 0	0,000	0 0 0	0 0 0	0,000	0 0 0	0 0 0
17	0,765	792	1 1 1	0,000	0 0 0	0 0 0	0,000	0 0 0	0 0 0	0,000	0 0 0	0 0 0
18	0,826	1414	0 1 1	0,000	0 0 0	0 0 0	0,000	0 0 0	0 0 0	0,000	0 0 0	0 0 0
19	0,238	70	1 1 1	0,000	0 0 0	0 0 0	0,000	0 0 0	0 0 0	0,000	0 0 0	0 0 0
20	0,723	643	0 1 1	0,000	0 0 0	0 0 0	0,000	0 0 0	0 0 0	0,000	0 0 0	0 0 0
21	0,885	2022	1 1 1	0,000	0 0 0	0 0 0	0,000	0 0 0	0 0 0	0,000	0 0 0	0 0 0
22	0,845	1151	1 1 1	0,000	0 0 0	0 0 0	0,000	0 0 0	0 0 0	0,000	0 0 0	0 0 0
23	0,687	524	0 1 1	0,000	0 0 0	0 0 0	0,000	0 0 0	0 0 0	0,000	0 0 0	0 0 0
24	0,687	524	0 1 1	0,000	0 0 0	0 0 0	0,000	0 0 0	0 0 0	0,000	0 0 0	0 0 0
25	0,835	1191	0 1 1	0,000	0 0 0	0 0 0	0,000	0 0 0	0 0 0	0,000	0 0 0	0 0 0
26	0,772	885	0 0 1	0,000	0 0 0	0 0 0	0,000	0 0 0	0 0 0	0,000	0 0 0	0 0 0
27	0,659	442	1 1 1	0,000	0 0 0	0 0 0	0,000	0 0 0	0 0 0	0,000	0 0 0	0 0 0
28	0,608	399	1 1 1	0,231	24 0 0	1 0 1	0,628	289 1 1	1 1 1	0,875	1220 1 1	1 1 1
29	0,820	739	1 1 1	0,556	84 1 1	0 0 0	0,820	491 1 0	1 1 1	0,870	628 1 1	1 1 1
30	0,874	1668	1 1 1	0,456	7 0 0	1 0 1	0,875	1110 1 0	1 1 1	0,874	1598 1 1	1 1 1
31	0,688	539	1 1 1	0,665	130 1 0	1 0 1	0,689	360 1 0	1 1 1	0,732	484 1 1	1 1 1
32	0,438	194	0 1 1	0,981	993 1 1	1 1 1	0,450	136 0 1	1 1 1	0,526	254 0 1	1 1 1
33	0,418	190	1 1 1	0,452	13 1 0	1 0 1	0,420	127 1 0	1 1 1	0,421	179 1 1	1 1 1
34	0,350	124	1 1 0	0,796	6 1 1	1 1 1	0,354	84 1 0	1 0 0	0,349	122 1 1	0 0 0
35	0,468	164	1 0 1	0,830	195 1 1	1 1 1	0,491	120 1 1	1 1 1	0,245	47 1 0	0 0 0
36	0,413	142	0 1 1	0,079	2 1 0	0 0 0	0,414	95 0 0	1 1 1	0,416	123 0 1	1 1 1
37	0,747	518	0 1 1	0,859	540 0 1	1 1 1	0,749	348 0 0	1 1 1	0,778	300 1 1	1 1 1
38	0,194	69	0 1 1	0,121	9 0 1	1 1 1	0,195	46 0 0	1 1 1	0,251	73 0 1	1 1 1
39	0,572	316	1 1 1	0,264	50 1 1	0 0 0	0,576	213 1 1	1 1 1	0,728	260 1 1	1 1 1
40	0,638	425	1 1 1	0,256	37 1 1	0 0 0	0,638	283 1 0	1 1 1	0,680	280 1 1	1 1 1
41	0,647	423	1 1 1	0,677	363 1 1	1 1 1	0,647	281 1 0	1 1 1	0,150	10 1 1	0 0 0
42	0,582	332	0 1 1	0,834	485 0 1	1 1 1	0,586	225 1 1	1 1 1	0,249	47 1 0	0 0 0
43	0,289	103	1 1 1	0,355	77 0 1	1 1 1	0,289	69 1 0	1 1 1	0,150	20 1 1	1 1 1
44	0,507	257	1 1 1	0,328	95 1 0	1 0 1	0,518	179 0 1	1 1 1	0,857	323 0 1	1 1 1
45	0,673	473	1 1 1	0,640	251 1 1	1 1 1	0,675	318 1 0	1 1 1	0,753	267 1 1	1 1 1

Abbildung 5.8: Regressionsanalyse negative Regelenergie

5.2 Negative Regellenergiepreise

W	Modell1				Modell2				Modell3				Modell4								
	R^2	F-Stat	t-Stat		R^2	F-Stat	t-Stat		R^2	F-Stat	t-Stat		R^2	F-Stat	t-Stat						
46	0,675	632	0	1	1	0,642	440	0	1	1	0,675	421	0	0	1	1	0,772	197	0	1	1
47	0,788	1066	0	1	1	0,835	819	0	1	1	0,788	709	0	0	1	1	0,689	275	1	1	1
48	0,793	774	0	1	1	0,806	662	0	1	1	0,793	515	0	0	1	1	0,970	1347	1	1	1
49	0,584	292	0	1	1	0,584	234	0	1	1	0,584	194	0	0	1	1	0,853	235	1	1	1
50	0,370	119	1	1	1	0,464	121	1	1	1	0,371	80	1	0	1	1	0,159	12	1	1	1
51	0,808	1022	0	1	1	0,825	898	0	1	1	0,808	682	0	0	1	1	0,336	26	1	1	0
52	0,927	3472	1	1	1	0,949	4159	1	1	1	0,930	2408	0	1	1	1	0,287	20	1	0	1
53	0,893	2068	0	1	1	0,896	1828	0	1	1	0,893	1376	0	0	1	1	0,409	24	1	0	0
54	0,796	1179	1	1	1	0,000	0	0	0	0	0,796	1179	1	0	1	1	0,000	0	0	0	0
55	0,791	1208	1	1	1	0,791	1208	1	1	1	0,791	1208	1	0	1	1	0,000	0	0	0	0
56	0,755	755	1	1	1	0,755	755	1	1	1	0,755	755	0	1	1	1	0,000	0	0	0	0
57	0,511	268	0	1	1	0,518	261	0	1	1	0,512	178	0	0	1	1	0,958	277	1	1	1
58	0,285	104	1	1	1	0,285	98	1	1	1	0,285	69	1	0	1	1	0,972	428	1	1	1
59	0,562	390	1	0	1	0,526	307	1	0	1	0,564	262	1	0	0	1	0,788	98	1	1	1
60	0,721	803	1	1	1	0,740	744	1	1	1	0,722	535	1	0	1	1	0,683	102	1	1	1
61	0,590	411	1	1	1	0,599	377	1	1	1	0,590	273	0	0	1	1	0,988	2649	1	1	1
62	0,560	379	1	1	1	0,554	159	0	1	1	0,560	253	1	0	1	1	0,580	233	1	1	1
63	0,752	952	1	1	1	0,768	844	1	1	1	0,752	634	1	0	1	1	0,694	128	0	1	1
64	0,765	978	1	1	1	0,704	431	0	1	1	0,768	660	1	1	1	1	0,845	640	1	1	1
65	0,735	823	1	1	1	0,755	454	0	1	1	0,739	560	1	1	1	1	0,832	735	1	1	1
66	0,817	1276	1	1	1	0,818	552	1	1	1	0,818	855	1	0	1	1	0,819	735	1	1	1
67	0,675	592	0	1	1	0,863	1188	1	1	1	0,682	406	1	1	1	1	0,943	1589	1	1	1
68	0,945	4743	0	1	1	0,946	2027	0	1	1	0,945	3168	0	0	1	1	0,960	3742	0	1	1
69	0,821	1387	0	1	1	0,810	309	0	1	1	0,822	927	0	0	1	1	0,847	1264	0	1	1
70	0,934	4035	1	1	1	0,902	553	1	0	1	0,935	2708	0	1	1	1	0,946	3919	0	1	1
71	0,936	4239	0	1	1	0,965	1694	0	1	1	0,936	2850	0	1	1	1	0,907	2222	1	1	1
72	0,596	455	0	1	1	0,035	1	0	0	0	0,597	303	0	0	1	1	0,822	1275	0	1	1
73	0,927	3407	1	1	1	0,886	949	1	1	1	0,927	2285	1	1	1	1	0,974	5431	1	1	1
74	0,919	2533	1	0	1	0,954	1984	1	1	1	0,931	2005	1	1	0	1	0,937	1909	1	0	1
75	0,810	1277	1	1	1	0,855	919	1	1	1	0,814	872	1	1	1	1	0,978	6377	0	1	1
76	0,592	436	0	1	1	0,635	236	0	1	1	0,593	291	0	0	1	1	0,725	431	1	1	1
77	0,924	3132	1	1	1	0,930	2171	1	1	1	0,924	2085	1	0	1	1	0,641	165	1	1	1
78	0,695	650	0	1	1	0,804	549	1	1	1	0,698	438	0	1	1	1	0,807	624	1	1	1
79	0,890	2363	1	1	1	0,941	2130	0	1	1	0,890	1573	1	0	1	1	0,786	576	1	1	1
80	0,954	6314	1	1	1	0,910	1459	0	1	1	0,955	4313	1	1	1	1	0,984	9784	1	1	1
81	0,988	23476	0	1	1	0,990	18126	0	1	1	0,988	15634	0	0	1	1	0,945	1804	1	1	1
82	0,950	5496	0	1	1	0,958	2211	0	1	1	0,950	3658	0	0	1	1	0,943	3152	0	1	1
83	0,988	20861	1	1	1	0,991	16685	1	1	1	0,988	14018	1	1	1	1	0,985	6515	1	1	1
84	0,982	17814	1	1	1	0,947	937	1	1	1	0,983	12014	1	1	1	1	0,985	17818	1	1	1
85	0,988	26565	1	1	1	0,679	92	1	1	0	0,988	17689	1	0	1	1	0,988	23092	1	1	1
86	0,976	13348	1	1	1	0,617	78	1	1	0	0,976	8906	1	0	1	1	0,976	11396	1	1	1
87	0,917	3730	1	1	1	0,880	616	1	1	1	0,919	2546	1	1	1	1	0,953	5108	1	1	1
88	0,849	1679	1	0	1	0,852	551	0	0	1	0,852	1140	1	1	0	1	0,976	8199	1	1	1
89	0,853	1735	1	1	1	0,866	912	1	1	1	0,857	1195	1	1	1	1	0,903	1441	1	1	1
90	0,687	644	1	0	1	0,514	34	1	0	1	0,697	451	1	1	0	1	0,699	605	1	0	1
91	0,978	12900	1	1	1	0,797	126	1	1	1	0,980	9479	1	1	1	1	0,980	12826	1	1	1
92	0,940	4840	1	1	1	0,936	2897	1	1	1	0,941	3257	1	1	1	1	0,987	8645	1	0	1

Abbildung 5.9: Regressionsanalyse negative Regellenergie

5.2.1 Graphische Gegenüberstellung von Modell2 und Modell4

Die Darstellungen der Regressionsanalysen für **Modell2** und **Modell4** in den Abbildungen 5.10-5.13 zeigen nach oben konvexe quadratische Verläufe. Die Dichte an Datenpunkten nimmt mit zunehmender Menge an abgerufener Regelenergie stärker als noch bei positiver Regelenergie ab. Der geschätzte Kurvenverlauf von **Modell2** beginnt flach und fällt mit zunehmender Menge ab. Allerdings nicht so steil wie bei positiver Regelenergie.

In Abbildung 5.10 erkennt man, dass die statistischen Ausreisser bei höheren Preisen ausschließlich von **Modell2** beschrieben werden. Die graphischen Verläufe von **Modell4** zeigen, dass in Zeiten in denen der Intraday-Handel nicht unterbrochen wird bei höheren Mengenabrufen geringere Preise die Folge sind. Im Vergleich dazu hat **Modell2** einen steileren Kurvenverlauf.

Einzelne Kurvenverläufe von **Modell2** besitzen einen Extremwert, der nicht wie in den historischen Daten im Nullpunkt liegt, sondern leicht nach rechts verschoben ist. Dieser Darstellungsfehler entsteht durch die quadratische Modellierung. Im Allgemeinen erkennt man erhöhte Energiepreise in den Kalenderwochen mit einer höheren Anzahl an Intraday-Stops.

Betrachtet man die Regelenergiemengen genauer fällt auf, dass diese Ausreisser besitzen, die im Bereich von $Q_t > 60MWh$ liegen. Es fallen bei negativen Regelenergieabrufen also vereinzelt höhere Mengen an als bei positiven Regelenergieabrufen.

Die vorherigen Ergebnisse der Regressionsanalysen werden in den Bildern deutlich sichtbar. Anhand der historischen Daten ist zu erkennen, dass sich der Zusammenhang zwischen Preisen und Mengen schwerer durch eine mathematische Funktion beschreiben lässt.

5.2 Negative Regelenenergiepreise

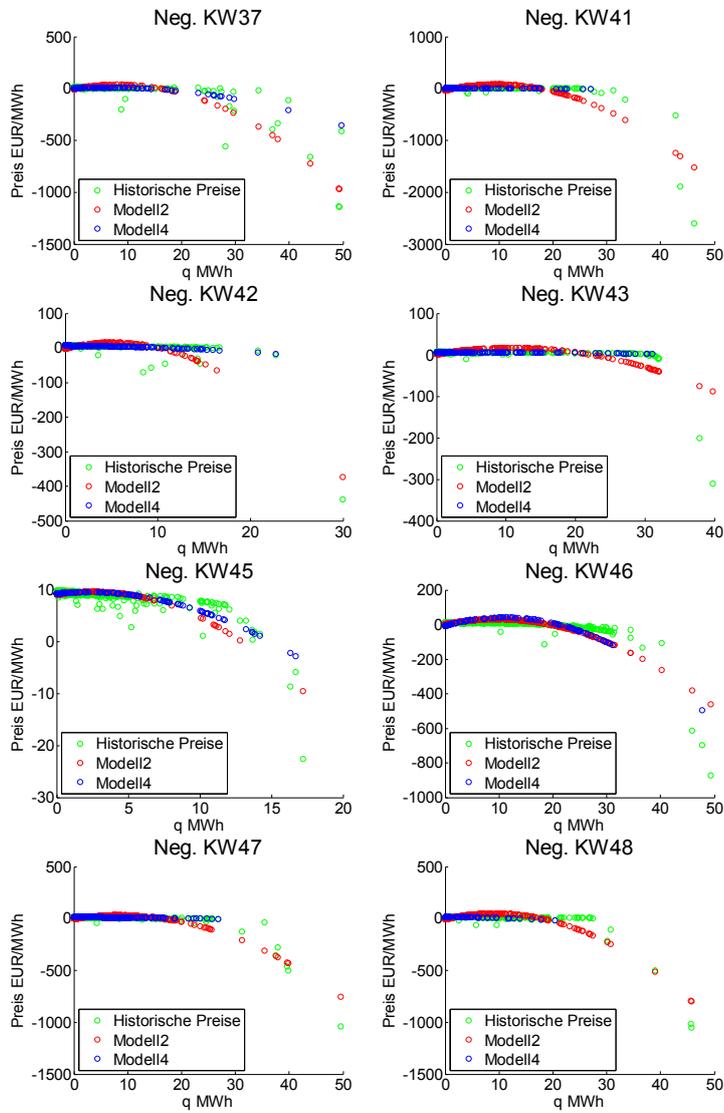


Abbildung 5.10: Modellierung Originaldaten, Modell2, Modell4

5 Ergebnisse

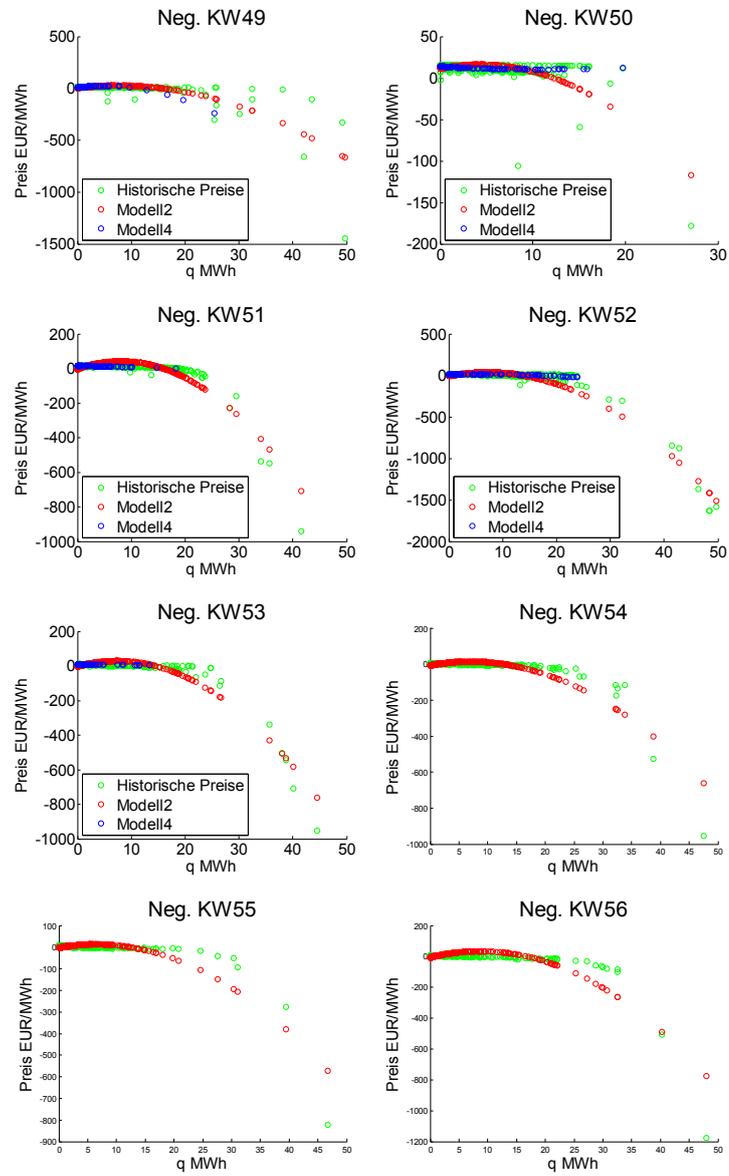


Abbildung 5.11: Modellierung Originaldaten, Modell2, Modell4

5.2 Negative Regelernergiepreise

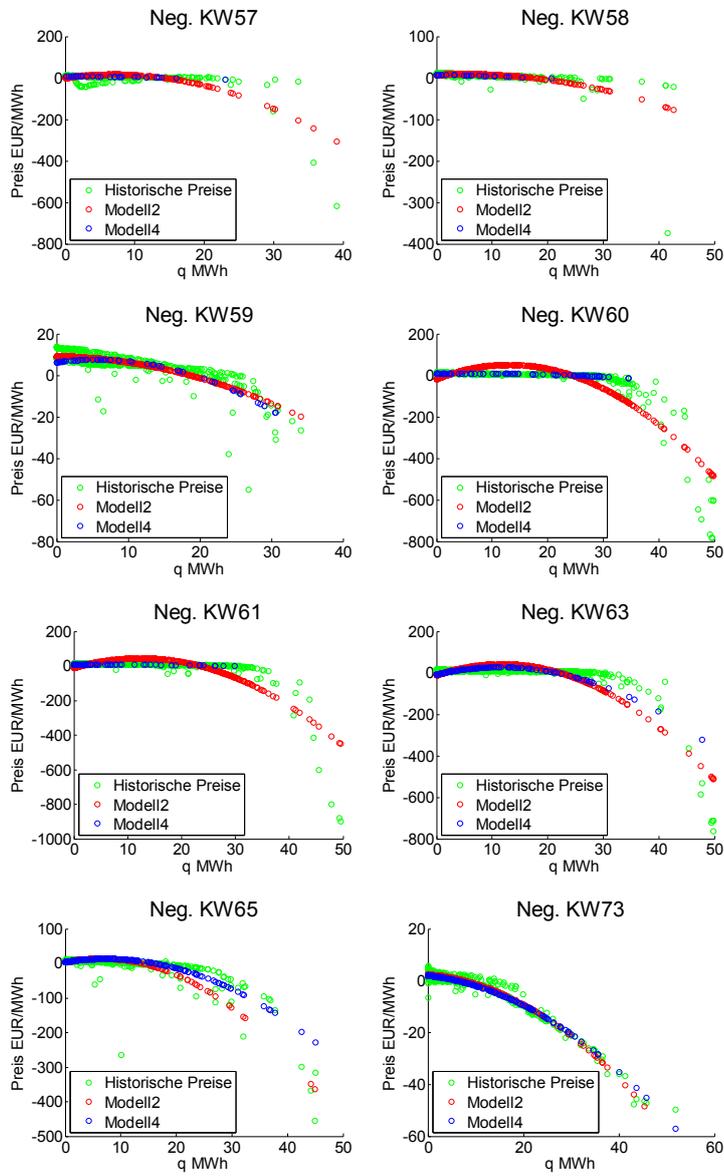


Abbildung 5.12: Modellierung Originaldaten, Modell2, Modell4

5 Ergebnisse

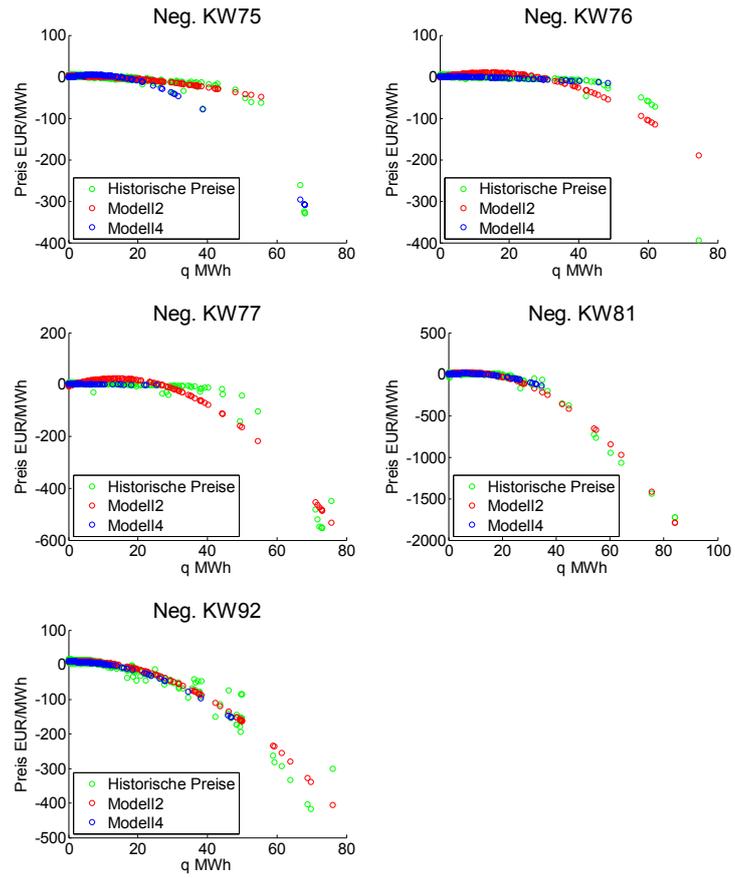


Abbildung 5.13: Modellierung Originaldaten, Modell2, Modell4

5.3 Zusammenfassung der Ergebnisse

In der Tabelle 5.1 sind die Durchschnittswerte der *Bestimmtheitsmaße* R^2 der Regressionsanalysen angegeben. Daraus lässt sich schließen, dass die entsprechenden Modelle annehmbare Ergebnisse liefern, die sich im Schnitt nur marginal voneinander unterscheiden. Interessant ist vor allem, dass sich die Ergebnisse von **Modell2** und **Modell4** ebenfalls sehr ähneln, obwohl sich diese durch die Auswahl der Datenpunkte voneinander unterscheiden.

Tabelle 5.1: Positive Regelenergie

	Modell1	Modell2	Modell3	Modell4
R^2	0,811	0,847	0,830	0,833

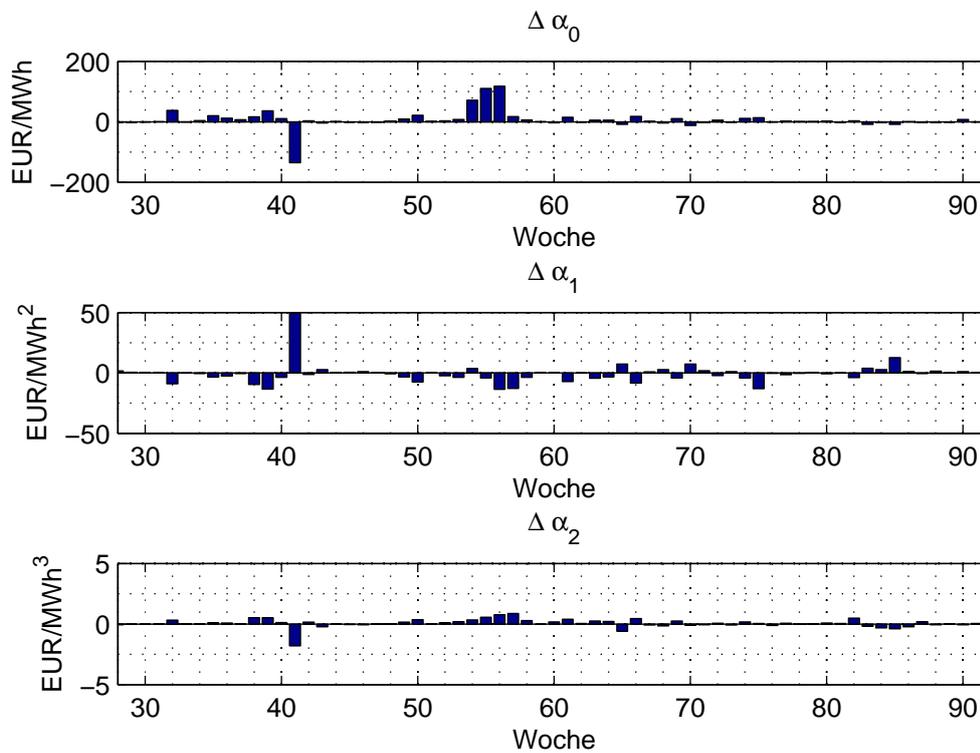


Abbildung 5.14: Regressionsparameter positive Regelenergie

Obwohl die Modelle alle mathematisch durch quadratische Polynome beschrieben werden,

5 Ergebnisse

so fällt die Berechnung der geschätzten Regressionsparameter für die beiden konträren **Modelle2** und **4** ungleich aus. Die Abbildung 5.14 enthält die Differenzen der Regressionsparameter von **Modell2** und **Modell4** $\alpha_{K\hat{Mod}2} - \alpha_{K\hat{Mod}4}$ für $K = 0, 1, 2$ ab dem Zeitpunkt des Marktzusammenschlusses in der *KW28*. In den ersten Wochen bemerkt man, dass die Differenz der geschätzten Regressionsparameter eher gering ausfällt. Ab der *KW35* werden die Disparitäten der Modelle sichtbar. Dies kann auf den in den vorherigen Kapiteln schon erwähnten Lerneffekt beim Bietspreisverhalten zurückgeführt werden. Positive Werte der Differenzen für den Parameter $\hat{\alpha}_2$ bedeuten ein höheres Wachstum der Preise von **Modell2** in Abhängigkeit der Abrufmengen. Dieser Umstand betrifft den Großteil der Kalenderwochen.

Preissteigerungen infolge von Intradaystops lassen sich anhand der graphischen Analyse der Modelle für insgesamt 36 Kalenderwochen nachweisen. Entweder sind diese Zuwächse durch ein höheres Wachstum der geschätzten Regressionsfunktionen von **Modell2** gegenüber **Modell4** zu erkennen, oder die Anzahl an Beobachtungen bei höheren Regelenergieabrufen häuft sich in Zeiten von Intradaystops.

Die Anpassung der Modelle an die negativen Regelenergiepreise fällt im Durchschnitt schlechter aus als bei positiver Regelenergie. Dies veranschaulicht die Tabelle 5.2.

Tabelle 5.2: Negative Regelenergie

	Modell1	Modell2	Modell3	Modell4
R^2	0,737	0,687	0,730	0,744

Dabei fällt das Ergebnis der Modellgüte für **Modell2** am schlechtesten aus. Die Gründe dafür liegen in der schon vorher erwähnten stärkeren "*Heteroskedastizität*" der negativen Regelenergiepreise. Die Unterschiede der geschätzten Regressionsparameter in Abbildung 5.15 fallen höher aus als für positive Regelenergie. Negative Werte der Differenzen haben aufgrund der größtenteils negativen Preise die Bedeutung des stärkeren Preiswachstums von **Modell2**. Auch hier erkennt man, dass die geschätzten Modelle in den Anfangswochen nach dem Marktzusammenschluss einen fast gleichen Kurvenverlauf beschreiben. Nach einigen Wochen werden dann aber größere Unterschiede in den geschätzten Regressionsparameter der Modelle sichtbar. Gegen Ende des Betrachtungszeitraumes verringern sich diese wieder.

Der Nachweis von Preissteigerungen im graphischen Vergleich von **Modell2** und **Modell4** gelingt nur für 29 Kalenderwochen.

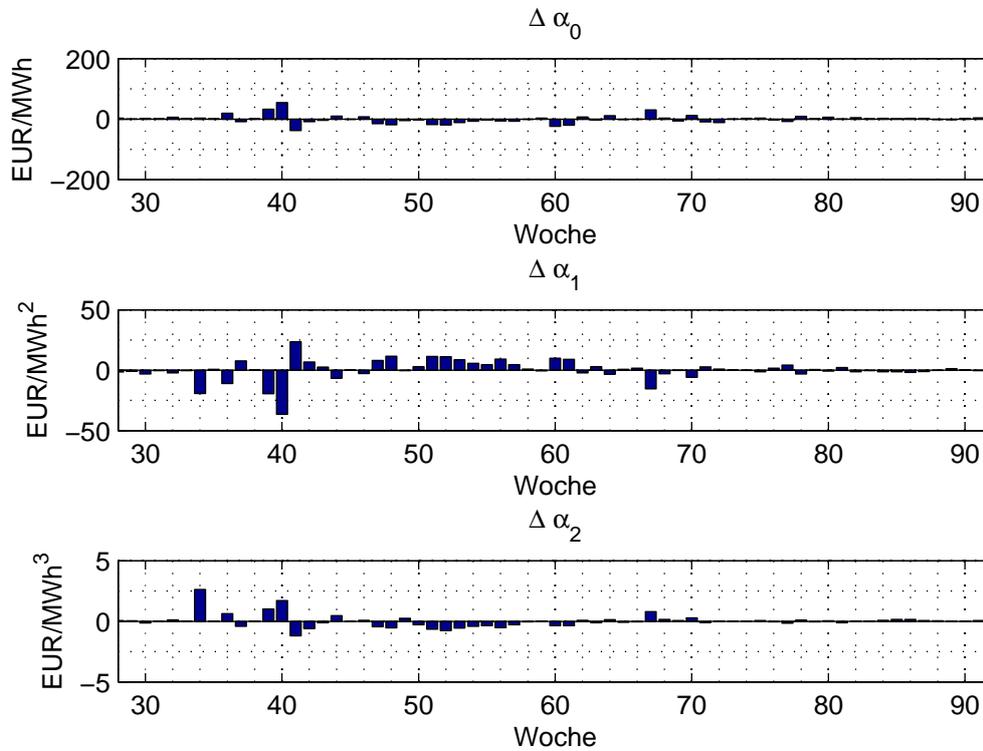


Abbildung 5.15: Regressionsparameter negative Regelennergie

5.3.1 Regelennergiepreise in Zusammenhang mit unterschiedlichen Abrufmengen

Um einen besseren Überblick der Preiseffekte zu erhalten wurden alle Energiepreise im betrachteten Zeitraum nach Abrufmengen getrennt und deren Durchschnittswerte vor und nach dem Start der Sekundärregelkooperation verglichen.

In der Abbildung 5.16 sind alle positiven Energiepreise eingetragen worden in denen der Intraday-Handel nicht unterbrochen wurde. Die Abkürzungen vor und nach $MC =$ "Market Coupling" beziehen sich auf die verwendeten Daten vor und nach dem Marktzusammenschluss.

Es werden Preissteigerungen nach dem Start der Sekundärregelkooperation bei höheren Abrufmengen ab 20MWh sichtbar, welche von den Unterbrechungen des Intraday-Handels nicht betroffen sind. Vor allem ab einer Menge von 45MWh kam es zu enormen Steigerungen der Energiepreise. Bei geringer anfallenden Regelennergiemengen lässt sich kein

5 Ergebnisse

Effekt beobachten.

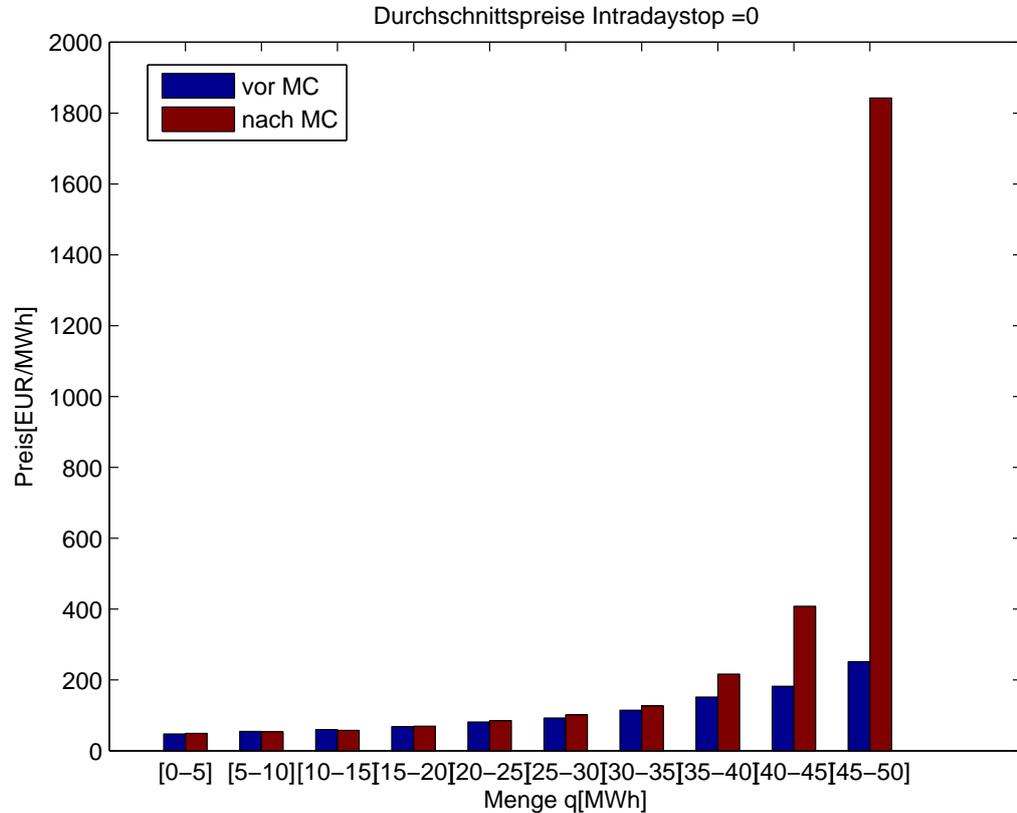


Abbildung 5.16: Durchschnittspreise positive Regelernergie

Die Beschränkung der Daten nach dem Marktzusammenschluss auf Werte in denen der Intraday-Handel unterbrochen wird, in der Abbildung 5.17 visualisiert, zeigt ein ähnliches Bild. Zwar fallen die Werte für die Regelergiemengen ab 45MWh geringer aus, aber dafür sind die Preise in den Mengenbereichen ab 25MWh sichtlich höher. Es bestätigt die bisherigen Untersuchungen der Regressionsanalysen, denn die Preissteigerungen werden erst bei höheren Abrufmengen sichtbar. Die Dichte an Datenpunkten wird mit steigender Regelergiemenge immer geringer, doch diese Preissteigerungen mit geringer Anzahl sind so groß, dass man die Auswirkungen in den mengengewichteten Durchschnittspreisen der Ausschreibungen deutlich erkennen kann.

5.3 Zusammenfassung der Ergebnisse

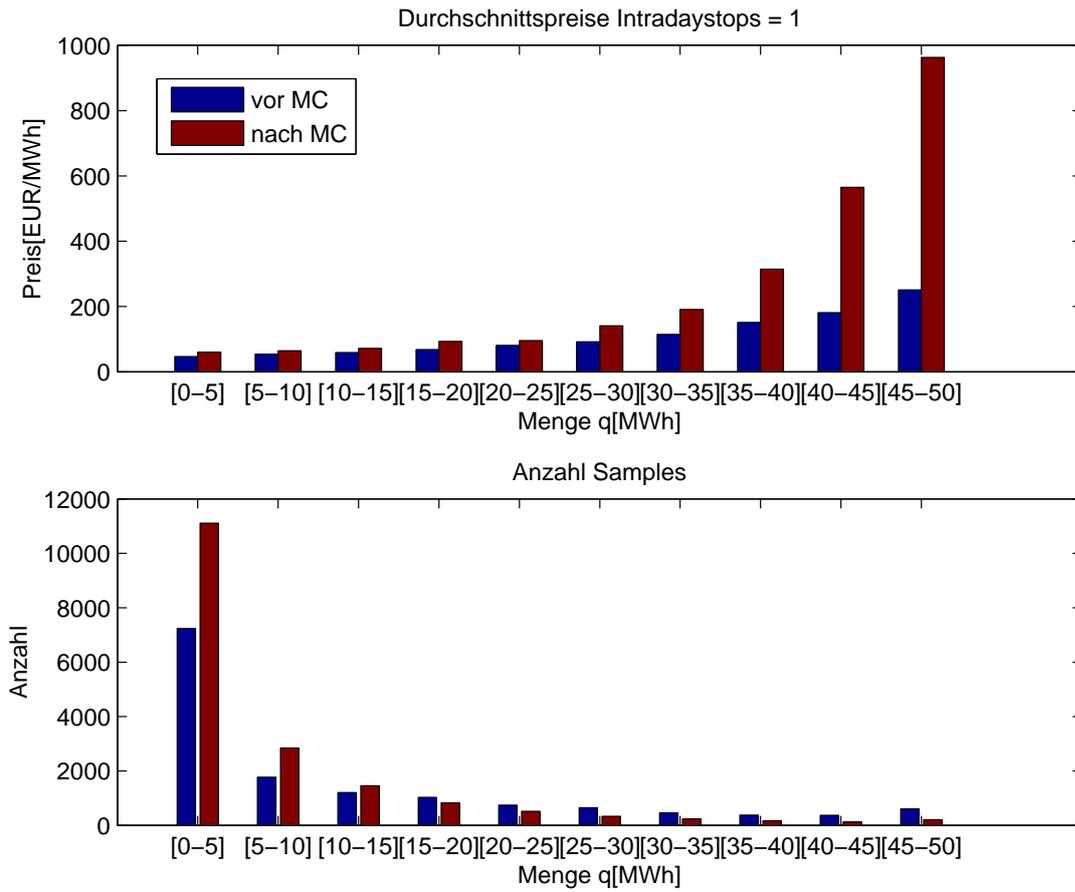


Abbildung 5.17: Durchschnittspreise positive Regelenergie Intradaystops = 1

5 Ergebnisse

Bei den negativen Regelenergiepreisen sind bei den geringeren Abrufmengen nach dem Marktzusammenschluss Preissenkungen und teilweise sogar positive Arbeitspreise zu erkennen. Ansonsten kann man auch hier Preissteigerungen bei höheren Regelenergiemengen bemerken.

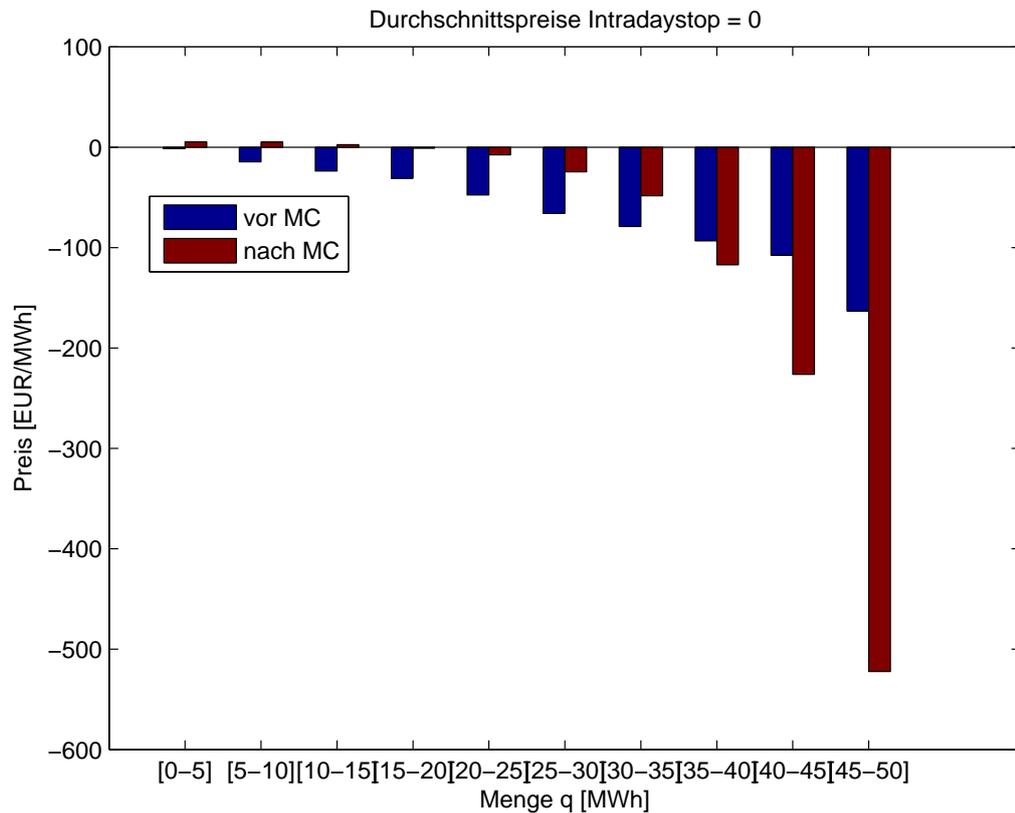


Abbildung 5.18: Durchschnittspreise negative Regelenergie

Betrachtet man ausschließlich die Durchschnittspreise von negativer Regelenergie in Abbildung 5.19, wenn der Intraday-Handel unterbrochen ist, dann sind die Preissteigerungen geringer. Dieser Umstand fällt auch in den vorherigen Ergebnissen des Kapitels auf. Von den Preissteigerungen durch Intradaystops sind bei negativer Regelenergie weniger Kalenderwochen betroffen. Deswegen sind die Auswirkungen auf die Preise durch die Bildung der Mittelwerte weniger gut sichtbar.

5.3 Zusammenfassung der Ergebnisse

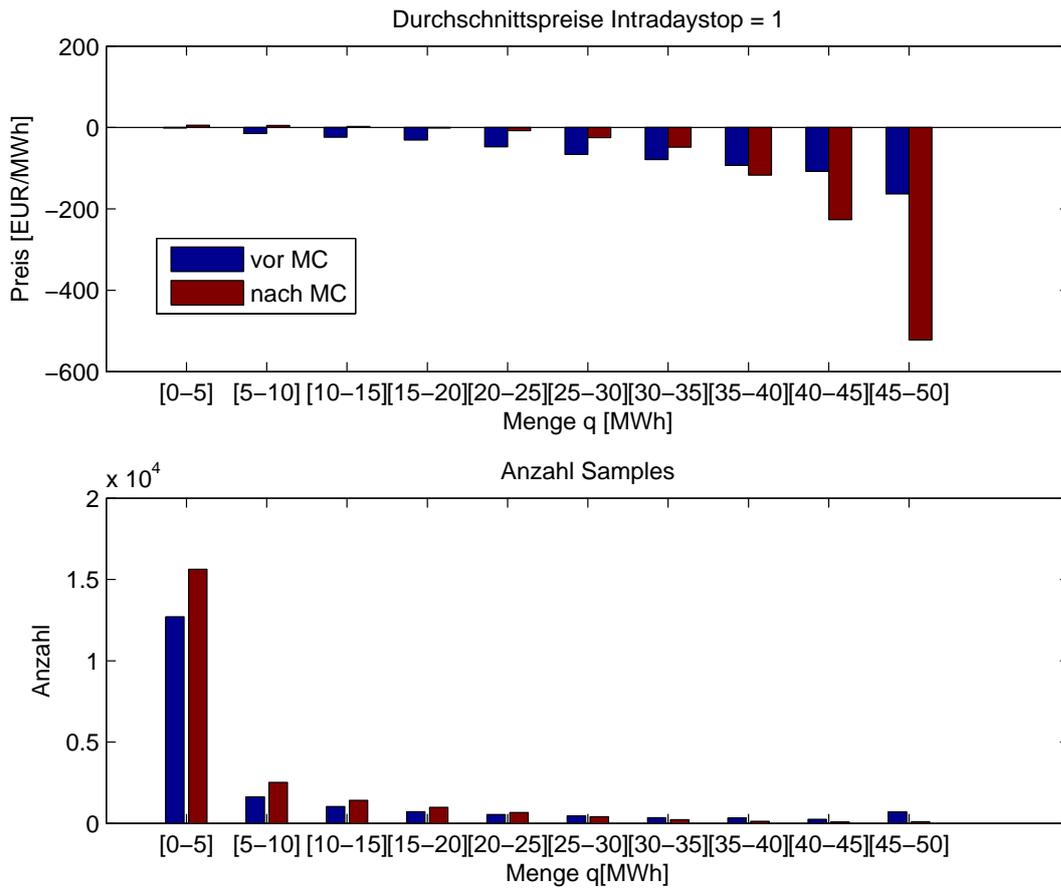


Abbildung 5.19: Durchschnittspreise negative Regelenergie Intradaystops = 1

6 Schlussfolgerungen

Die vorherigen Kapitel führen zu folgenden Schlüssen. Die Gesteuerung der Leistungspreise setzt sich aus den Opportunitätskosten als auch aus den Must Run- Kosten zusammen. Dadurch sind die Kosten für die Leistungsvorhaltung abhängig von den anderweitigen Vermarktungsmöglichkeiten am Strommarkt als auch von den Kosten die beim Betrieb des Kraftwerkes anfallen. Besondere Bedeutung für die negative Regelleistungsvorhaltung in Österreich nehmen dabei die Pumpspeicherkraftwerke ein. Diese stellen zu 78% die Kapazität für die Bereitstellung von negativer Regelenergie in Österreich. Der Wert des Wassers spielt dabei eine fundamentale Rolle und damit auch die saisonalen Gegebenheiten. Daher sind auch die Kosten für negative Leistungsvorhaltung weitaus höher als für positive. Nichtsdestotrotz sind die anfallenden Kosten für die Leistungsvorhaltung weitaus geringer als für die eigentlichen Regelenergieabrufe. In vielen Fällen spielt der Leistungspreis für den Zuschlag des Angebotes vom Regelzonenführer APG eine eher untergeordnete Rolle. In vielen Fällen tendieren diese Preise gegen 0. Die Auswirkungen von Intraday-Stops auf die Leistungspreise scheinen nicht gegeben zu sein. Es macht auch logischerweise mehr Sinn, dass Unterbrechungen des Intraday-Handels sich unmittelbar auf die Regelenergieabrufe auswirken und nicht auf die Leistungsvorhaltung, welche zeitlich eine Woche vorher feststehen.

Die Beziehung zwischen Arbeitspreisen und den ihnen zugehörigen Abrufmengen lässt sich wie in den Ergebnissen der Regressionsanalysen angeführt wurde für einen überwiegenden Teil des Betrachtungszeitraumes durch quadratische Funktionen beschreiben. Wie im vorherigen Kapitel bewiesen wurde sind die geschätzten Regressionsparameter dieser Funktionen aber von Kalenderwoche zu Kalenderwoche unterschiedlich. Die Gründe dafür liegen im Bietspreisverhalten der Anbieter als auch in den unterschiedlichen saisonalen Gegebenheiten.

Bei den Energiepreisen kommt es etwa wenige Wochen nach dem Start der Sekundärregelkooperation zu einem drastischen Preisanstieg. Die Begründung liegt darin, dass die Änderungen der bestehenden Marktstrukturen diese Preissteigerungen verursacht haben. Die Veröffentlichung der anonymisierten Angebotsliste für den Regelenergieabruf durch den Regelzonenführer APG bietet Möglichkeiten um durch strategisches Bieten den Gewinn zu maximieren. Begünstigend wirken sich dabei die Intraday-Stops aus, die einerseits zu höheren Abrufmengen führen, weil der Intraday-Handel wegfällt und es andererseits in diesen Zeiten aufgrund kritischer Lastflüsse zu Markttrennungen kommen kann. Dann

6 Schlussfolgerungen

wird die gemeinsame Merit Order der Angebote in die jeweils nationale Merit Order aufgespalten. Dadurch können Angebote den Zuschlag vom Übertragungsnetzbetreiber erhalten, die aufgrund ihrer hohen Preise sonst eine niedrige Abrufwahrscheinlichkeit gehabt hätten.

Die Forschungsfrage der Beziehung zwischen den Intraday-Stops und den Regelenergiepreisen kann folgendermaßen beantwortet werden: Es lassen sich Preissteigerungen für 36 Kalenderwochen bei positiven Regelenergieabrufen nachweisen. Bei negativen Regelenergiepreisen kommt es in 24 Kalenderwochen zu sichtbaren Preiszuwächsen infolge von Intraday-Unterbrechungen. Diese Unterbrechungen haben wenig Auswirkungen auf die Preisgestaltung beim Abruf von geringen Regelenergiemengen. Je nach Kalenderwoche unterschiedlich kommt es bei höheren Regelenergiemengen zu Preisanstiegen, wenn der Handel unterbrochen wird. Die Beobachtungen der Regelenergieabrufe bei höheren Mengen stehen dabei in Verbindung mit den Intraday-Stops.

Die Sekundärregelkooperation zwischen Deutschland und Österreich, welche als Pionierprojekt ins Leben gerufen wurde, hat im betrachteten Zeitrahmen zu großen Preisanstiegen geführt. Um dieser Entwicklung entgegenzuwirken wurden folgende Maßnahmen seitens der Übertragungsnetzbetreiber durchgeführt¹:

- Aufgrund der drohenden Preisexplosion im Herbst 2016 wurde in der Regelzone APG am 14.11.2016 eine generelle Preisbeschränkung der Arbeitspreise auf $\pm 9999 \text{ EUR/MWh}$ festgesetzt. Diese Maßnahme wurde in der KW13 des Jahres 2017 allerdings wieder deaktiviert. Grund dafür lag in der Umsetzung einer Preisbeschränkung, welche einen maximalen Arbeitspreis bei positiver Regelenergie von 3000 EUR/MWh und einen minimalen Arbeitspreis für negative Regelenergie von -500 EUR/MWh vorsieht. Diese Preisgrenze tritt nur bei einer Markttrennung in Kraft. Mit dieser Maßnahme bleiben sowohl die Arbeitspreise unter und über den Grenzpreisen als auch die Reihung der Angebote in der Merit Order unverändert. Desweiteren wurde eine sogenannte „Sunshine-Regelung“ eingeführt, welche eine Veröffentlichung des Anbieternamens über einem Arbeitspreis von 10000 EUR/MWh oder unter -10000 EUR/MWh vorsieht.
- Die Mindestgebotsgröße für Sekundärregelenergie wurde in Österreich von 5 MW auf 1 MW für das erste Gebot je Anbieter und 5 MW für jedes weitere Gebot herabgesetzt. Diese Änderung wurde am 16.10.2018 umgesetzt.
- Um die Harmonisierung der Marktbedingungen zu verbessern wird nun auch eine gemeinsame Leistungsbeschaffung durchgeführt.
- Der Sekundärregelbedarf in der Regelzone APG wird nun nicht mehr wöchentlich sondern durch tägliche Ausschreibungen beschafft. Außerdem wurden die Produktzeitscheiben grundlegend verändert. Nun wird nicht mehr zwischen Peak und

¹vgl.[7], [8]

Offpeak für positive und negative Regelenenergie differenziert, weil diese auf einheitliche 4-Stunden Produkte umgestellt wurden.

Tabelle 6.1: Produktnamen

Neue Produktnamen	
SRL_00_04_POS	SRL_00_04_NEG
SRL_04_08_POS	SRL_04_08_NEG
SRL_08_12_POS	SRL_08_12_NEG
SRL_12_16_POS	SRL_12_16_NEG
SRL_16_20_POS	SRL_16_20_NEG
SRL_20_24_POS	SRL_20_24_NEG

- Die Energiepreise $AP[EUR/MWh]$ der Angebote sind nun mit einem jeweiligen Gewichtungsfaktor GW versehen, der sich an der Abrufwahrscheinlichkeit orientiert. Diese werden mit den Leistungspreisen $LP[EUR/MWh]$ zur Vergütung hinzugezählt. Die Vergütung der Angebote, der sogenannten Zuschläge $ZP[EUR/MWh]$ erfolgt nun nach dem Mischpreisverfahren in folgender Form:

$$\text{Positive Regelenenergie: } ZP = LP + (AP \cdot GW) \quad (6.1a)$$

$$\text{Negative Regelenenergie: } ZP = LP - (AP \cdot GW) \quad (6.1b)$$

Ein weiterer von Experten geratener Vorschlag, welcher bis jetzt noch nicht umgesetzt wurde, sieht vor die Vergütung für positive und negative Leistungsvorhaltung zu streichen um damit den Wettbewerb zu optimieren.²:

Betrachtet man die Preisentwicklung der mengengewichteten Durchschnittspreise zugeschlagener Arbeitspreise pro Woche und Produkt der letzten Jahre bemerkt man eine sichtliche Kostensenkung, die aufgrund der vorher genannten Maßnahmen herbeigeführt wurde. Diese Entwicklung wird in der Tabelle 6.2 sichtbar.

Tabelle 6.2: mengengewichtete Durchschnittspreise der zugeschlagenen Arbeitspreise vgl. [5],[10]

EUR/MWh	Offpeak+	Peak+	Offpeak-	Peak-
2016	729,50	722,97	-895,31	-476,51
2017	1231,19	1241,05	-1039,58	-802,59
2018(bis KW52)	636,16	617,56	-481,99	-210,65

²vgl.[22]

Anhang

6 Schlussfolgerungen

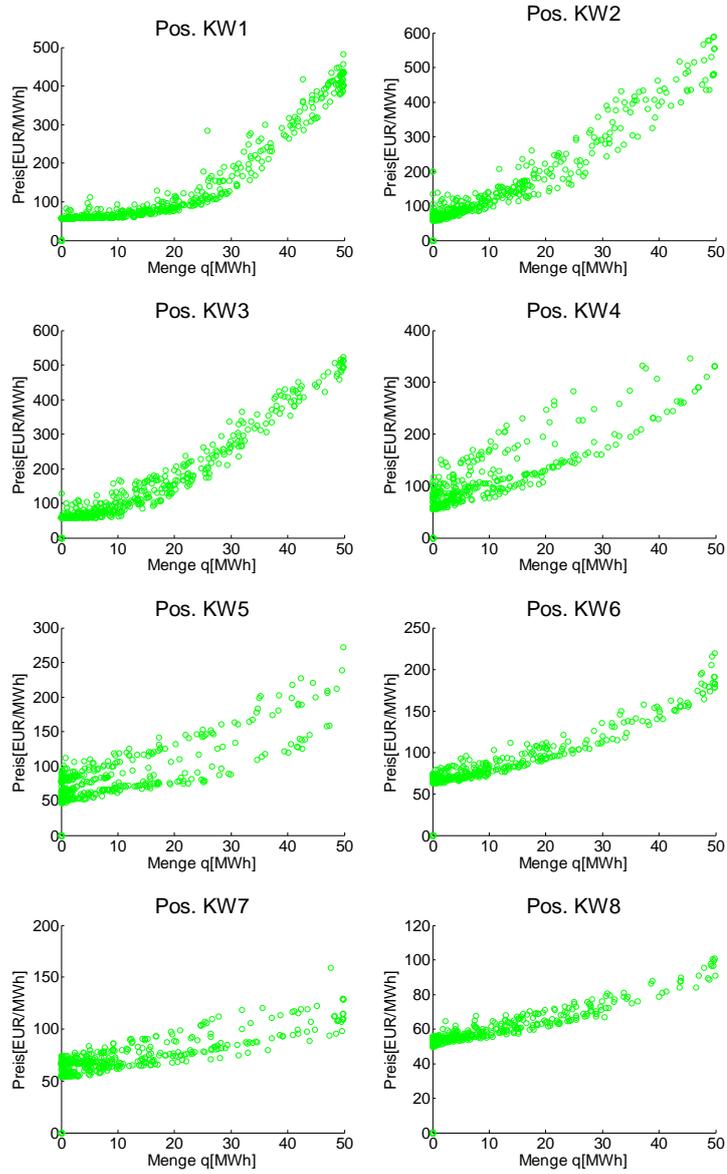


Abbildung 6.1: Positive Regenergie

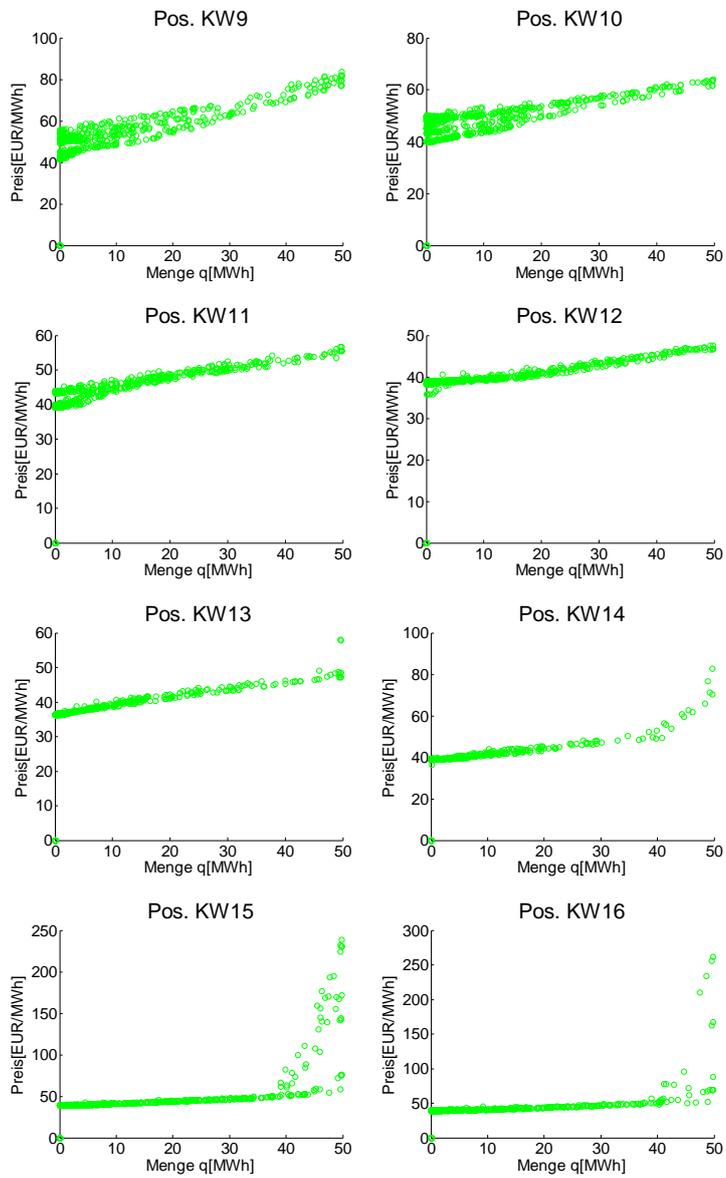


Abbildung 6.2: Positive Regelenenergie

6 Schlussfolgerungen

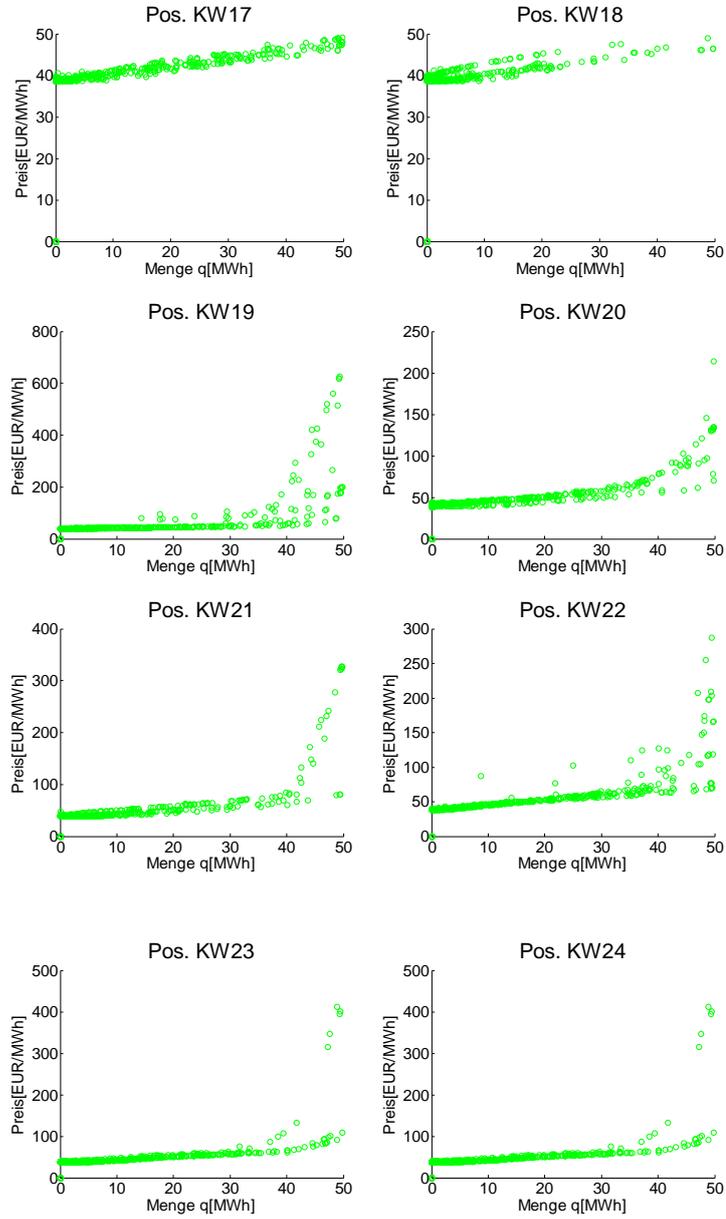


Abbildung 6.3: Positive Regelenenergie

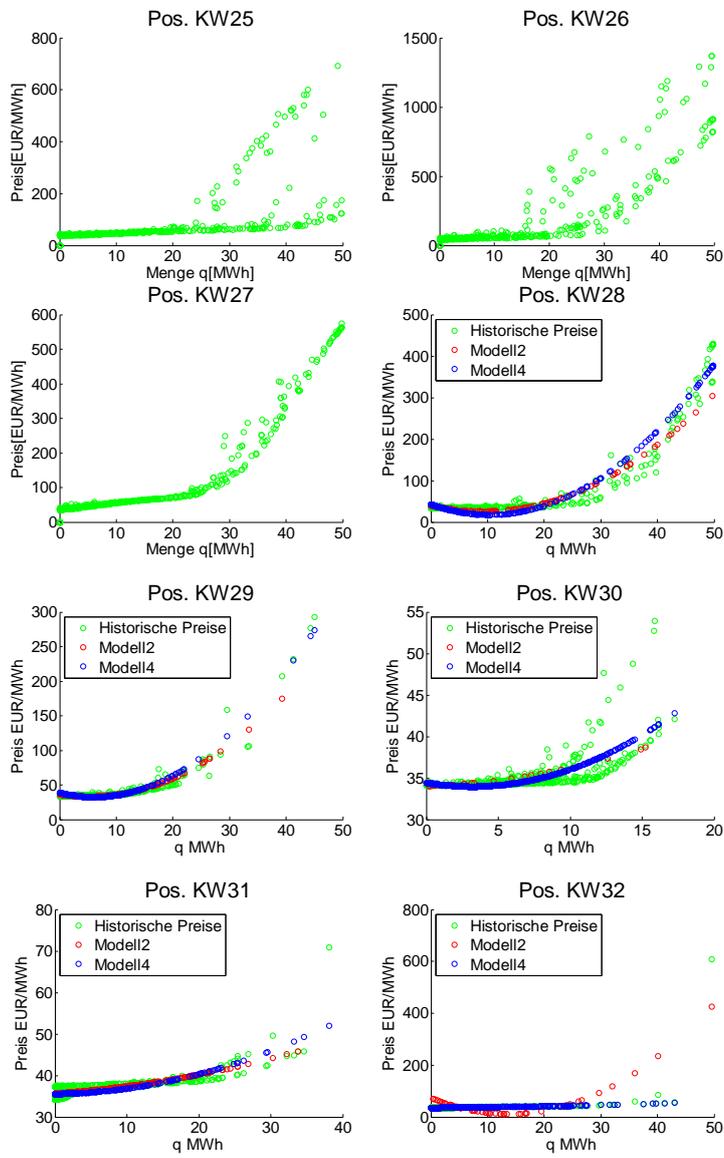


Abbildung 6.4: Positive Regelenenergie

6 Schlussfolgerungen

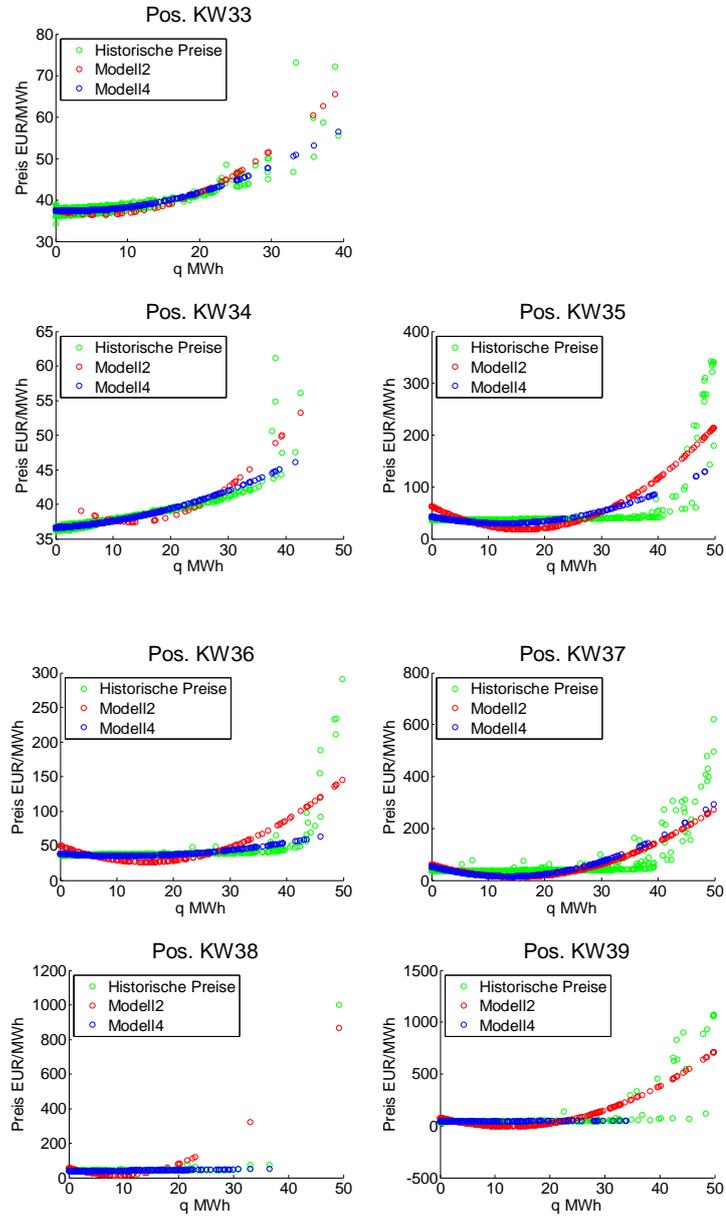


Abbildung 6.5: Positive Regelenenergie

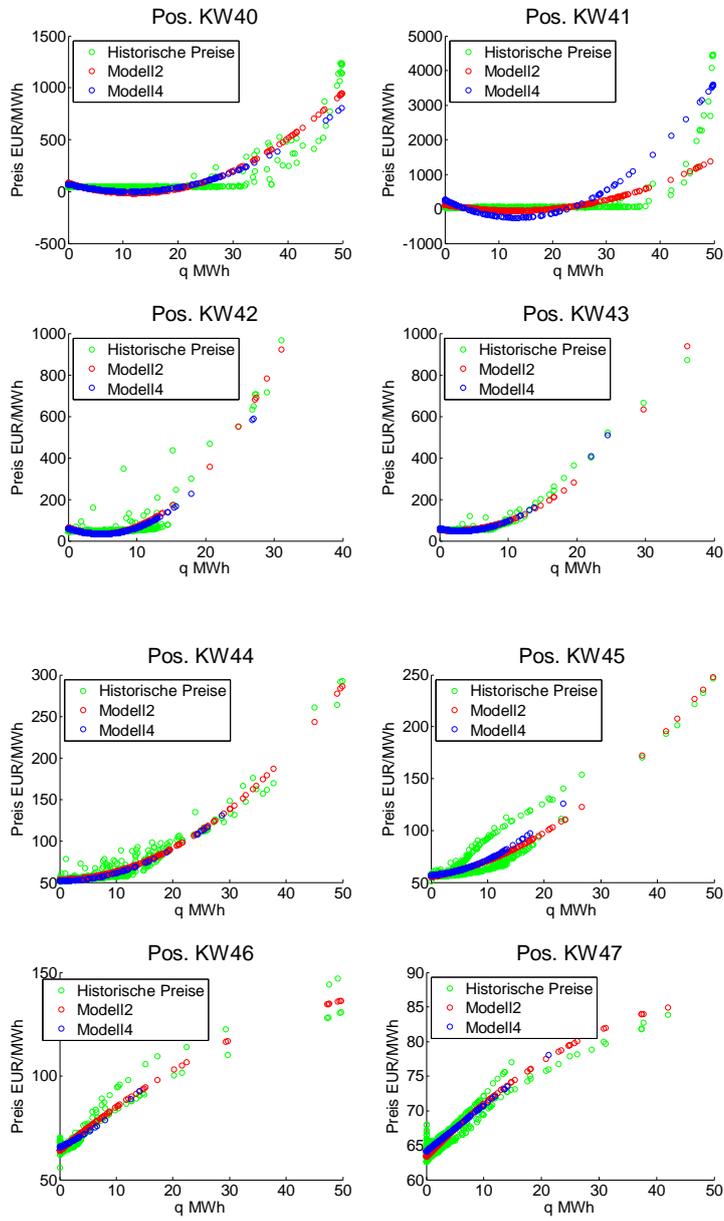


Abbildung 6.6: Positive Regelerneige

6 Schlussfolgerungen

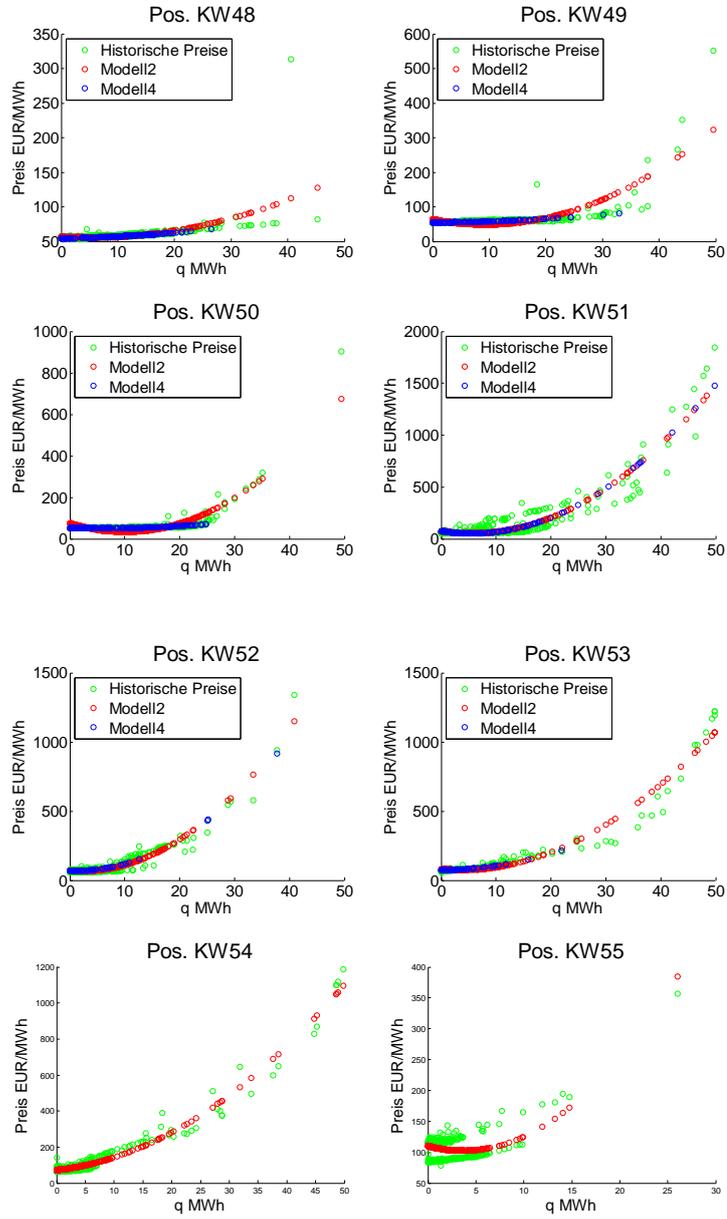


Abbildung 6.7: Positive Regelenenergie

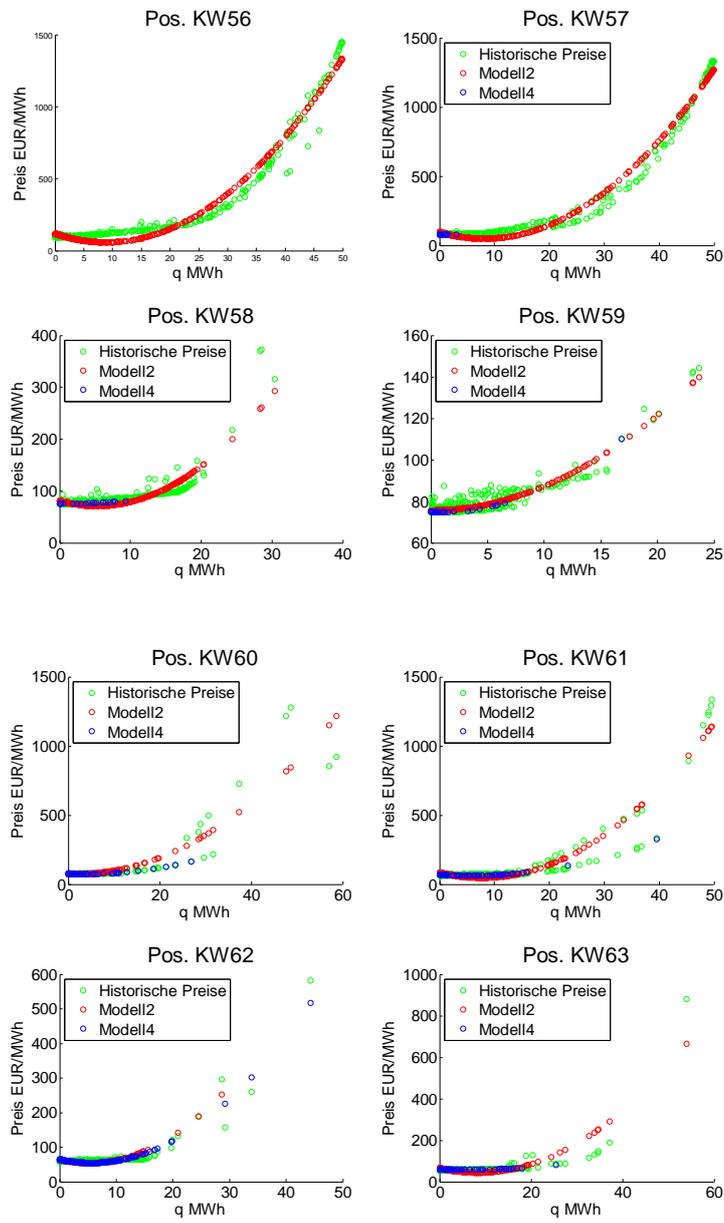


Abbildung 6.8: Positive Regelernergie

6 Schlussfolgerungen

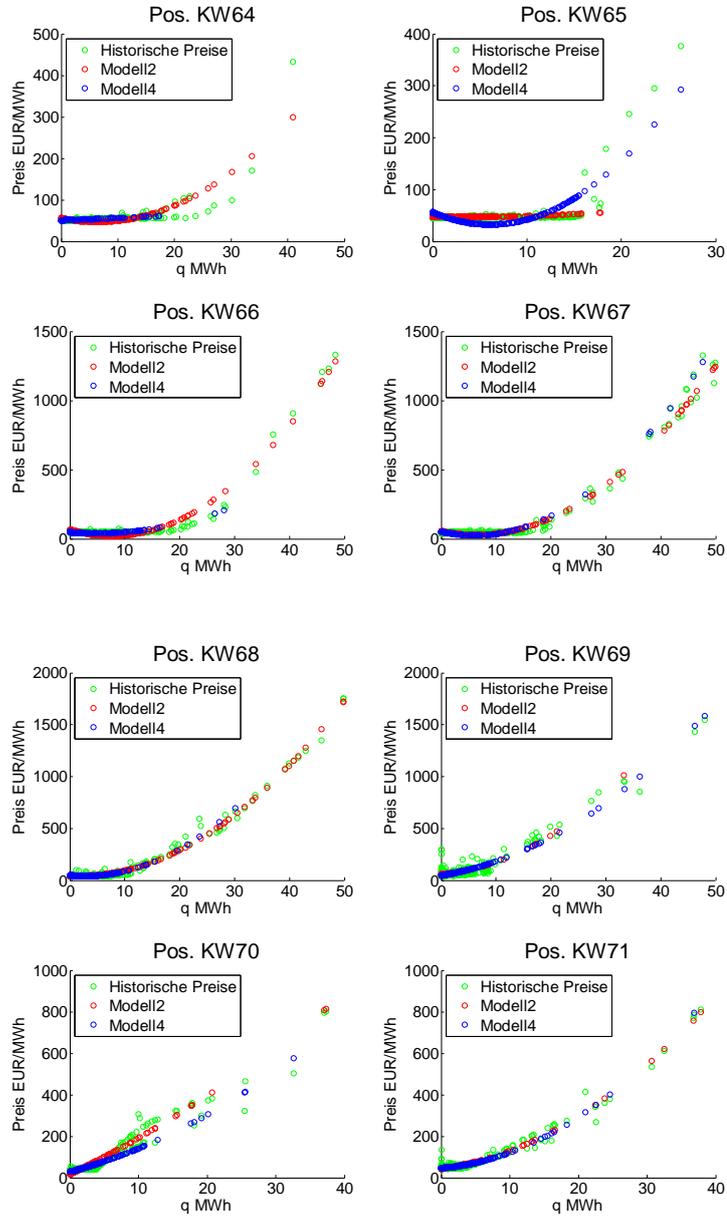


Abbildung 6.9: Positive Regelenenergie

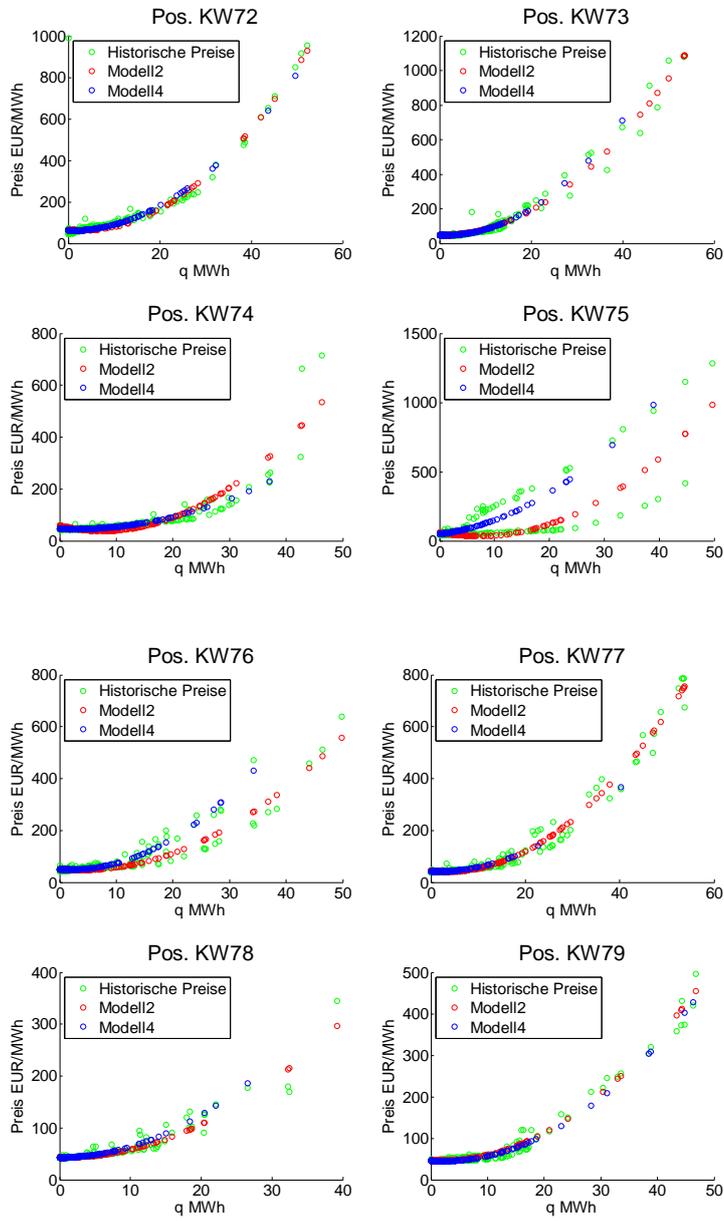


Abbildung 6.10: Positive Regellenergie

6 Schlussfolgerungen

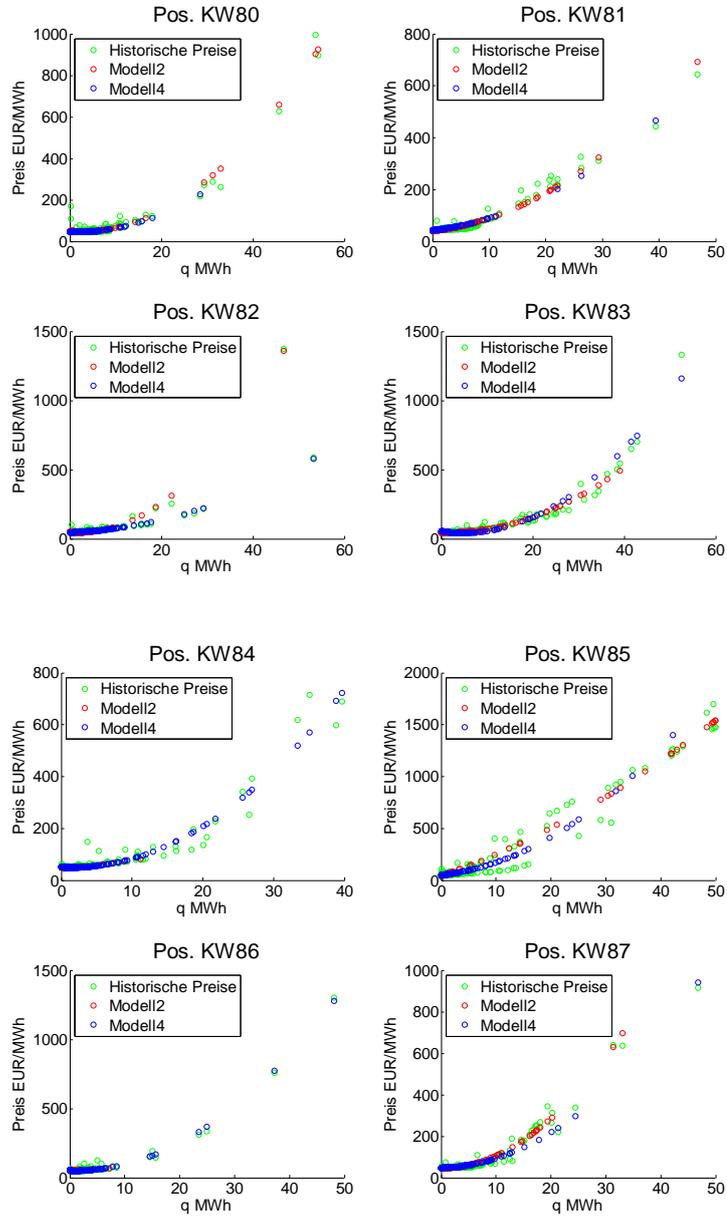


Abbildung 6.11: Positive Regellenergie

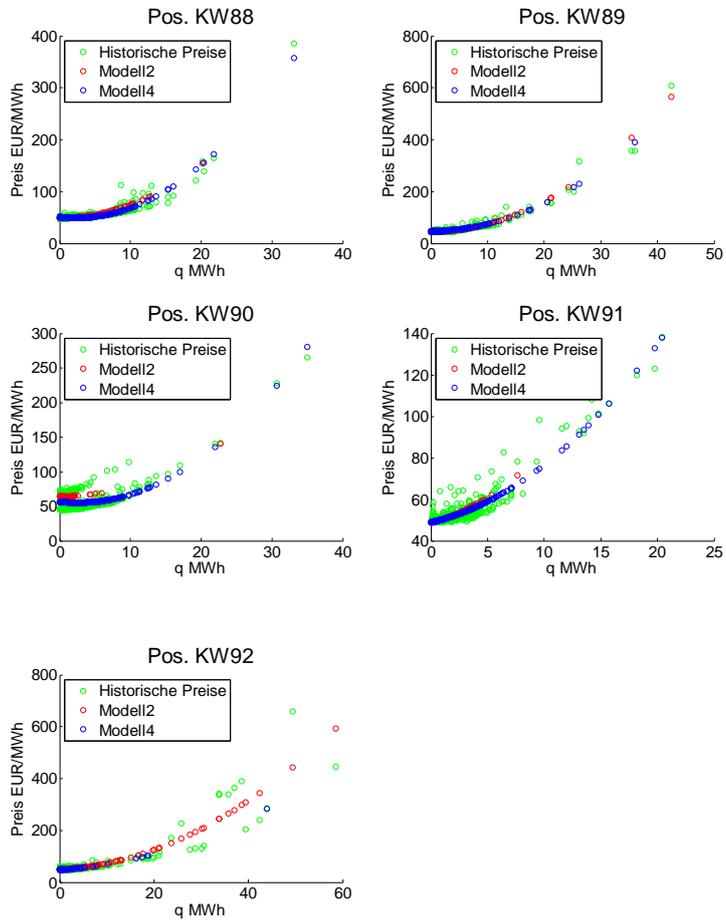


Abbildung 6.12: Positive Regelenenergie

6 Schlussfolgerungen

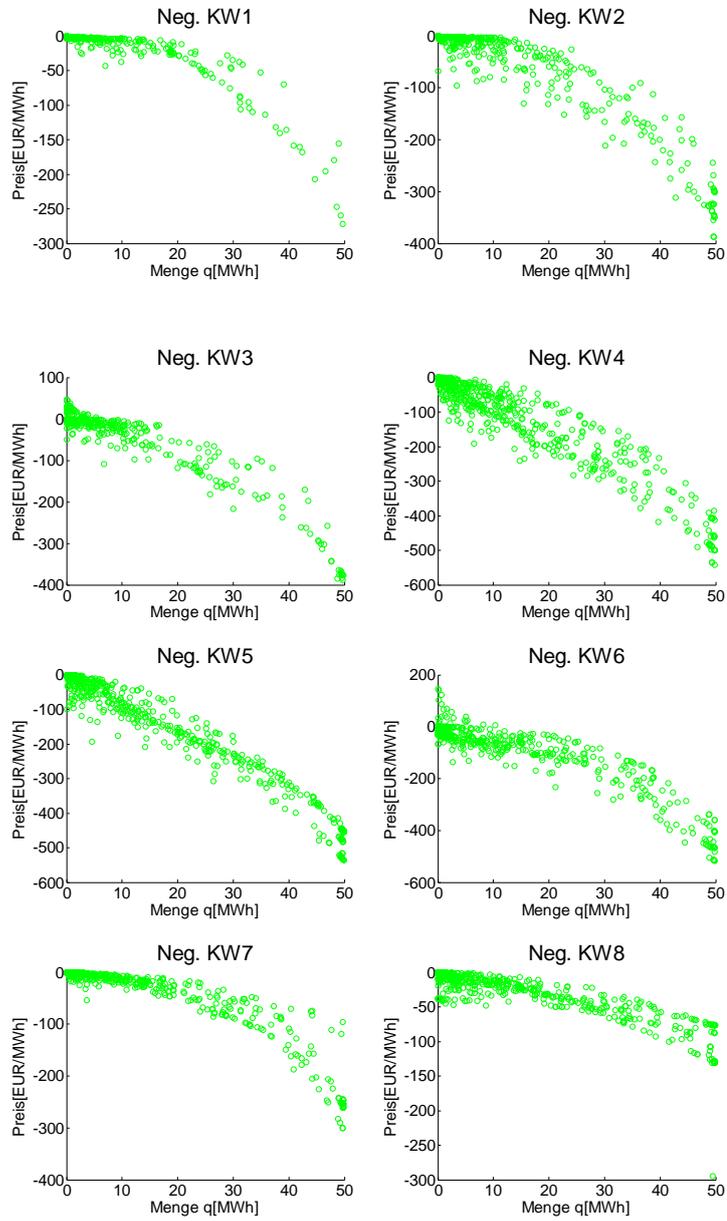


Abbildung 6.13: Negative Regelernergie

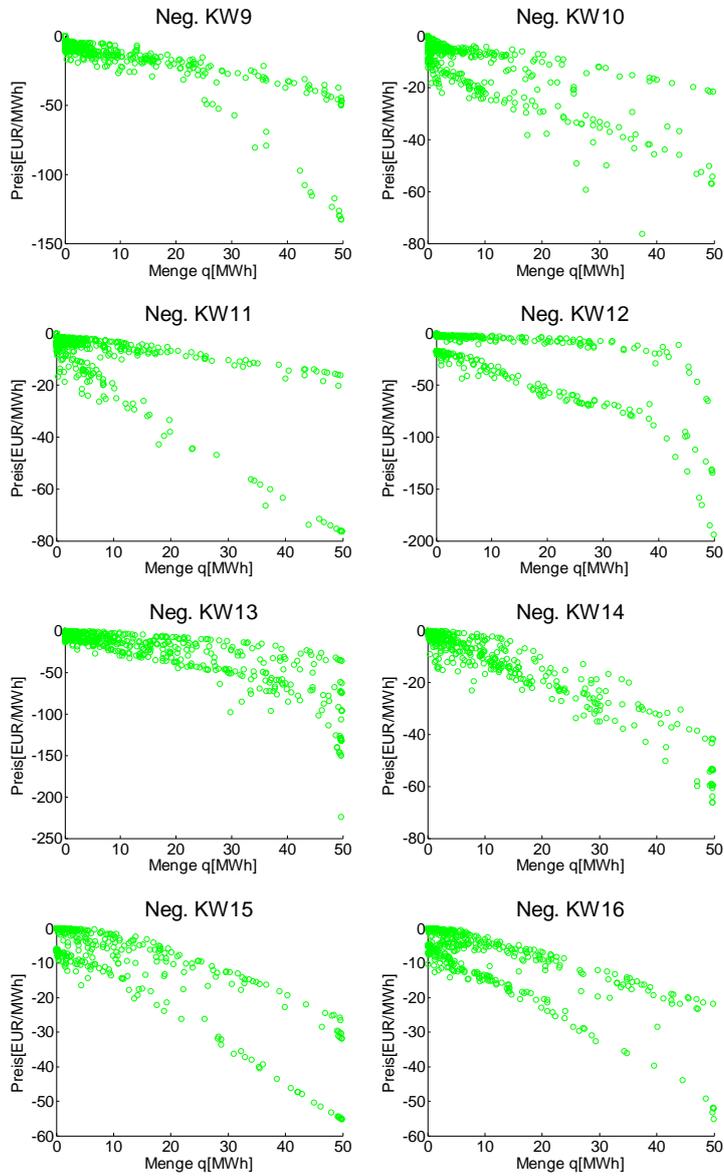


Abbildung 6.14: Negative Regelernergie

6 Schlussfolgerungen

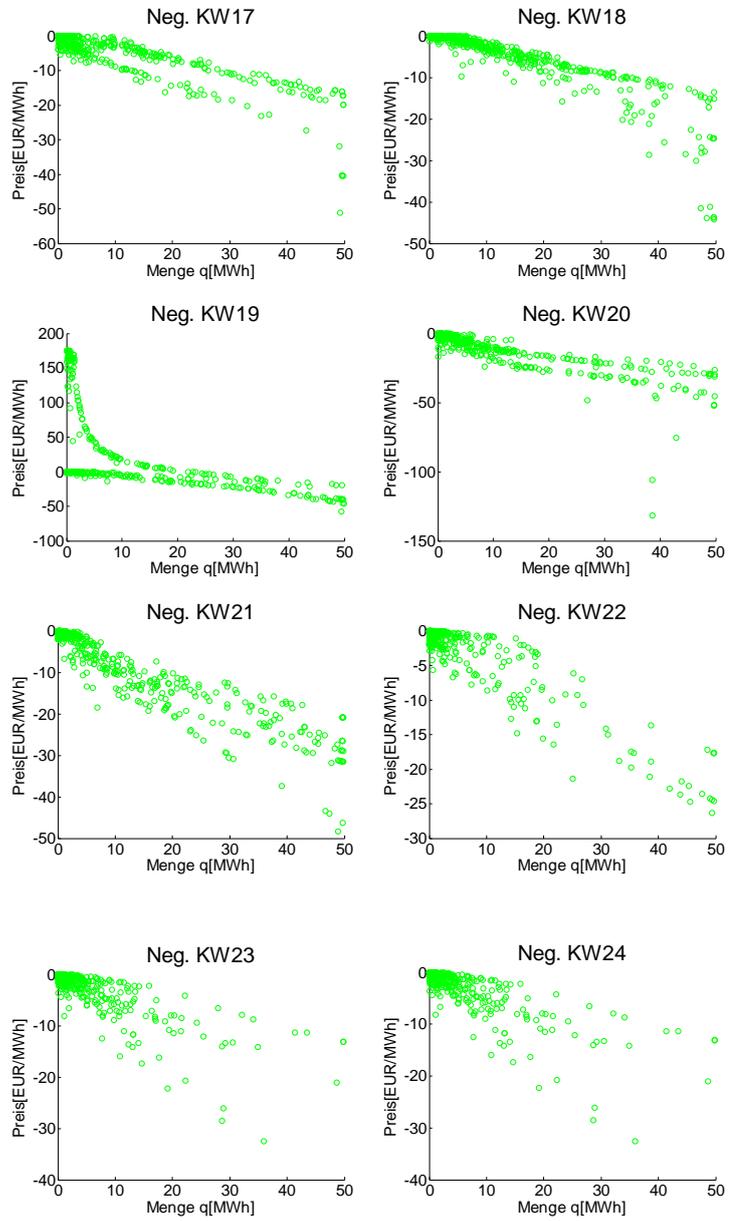


Abbildung 6.15: Negative Regelleistung

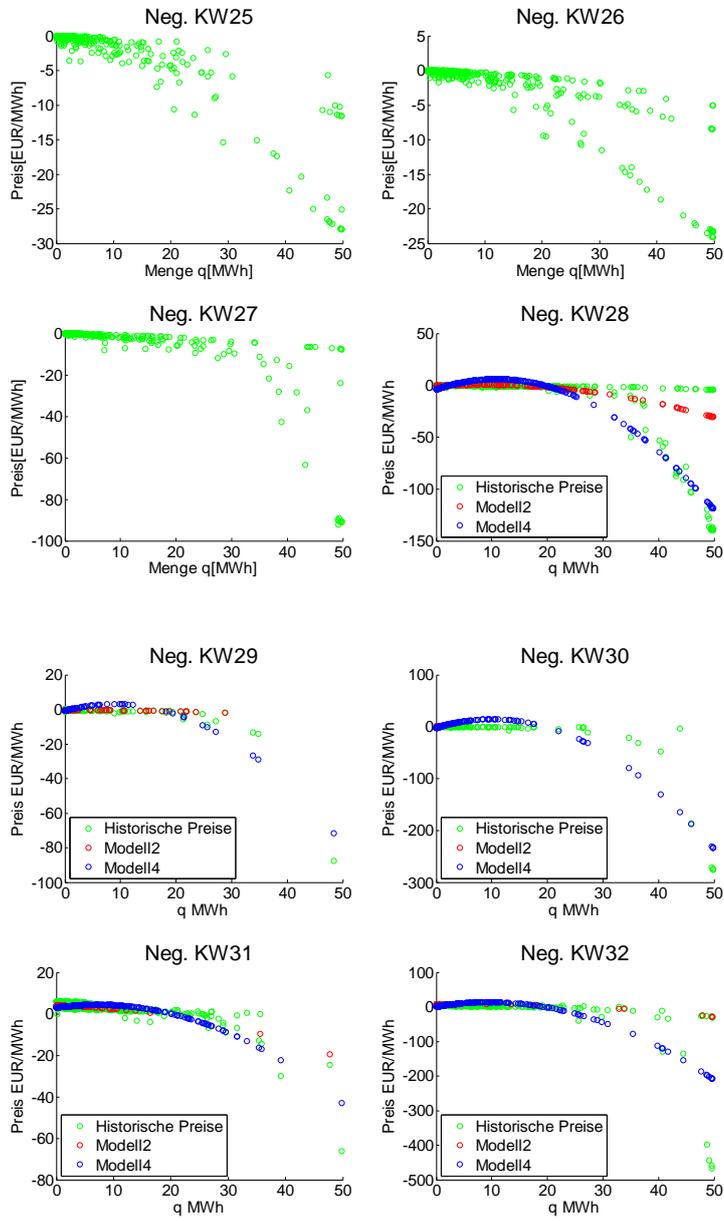


Abbildung 6.16: Negative Regelernergie

6 Schlussfolgerungen

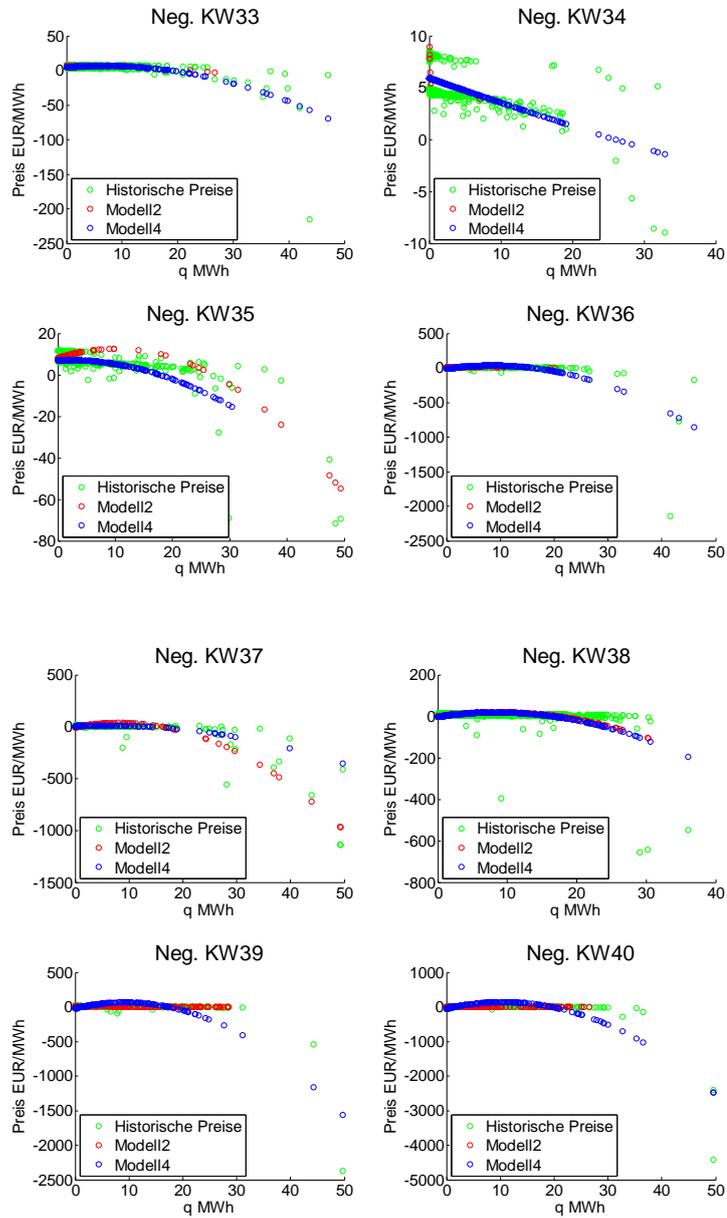


Abbildung 6.17: Negative Regelernergie

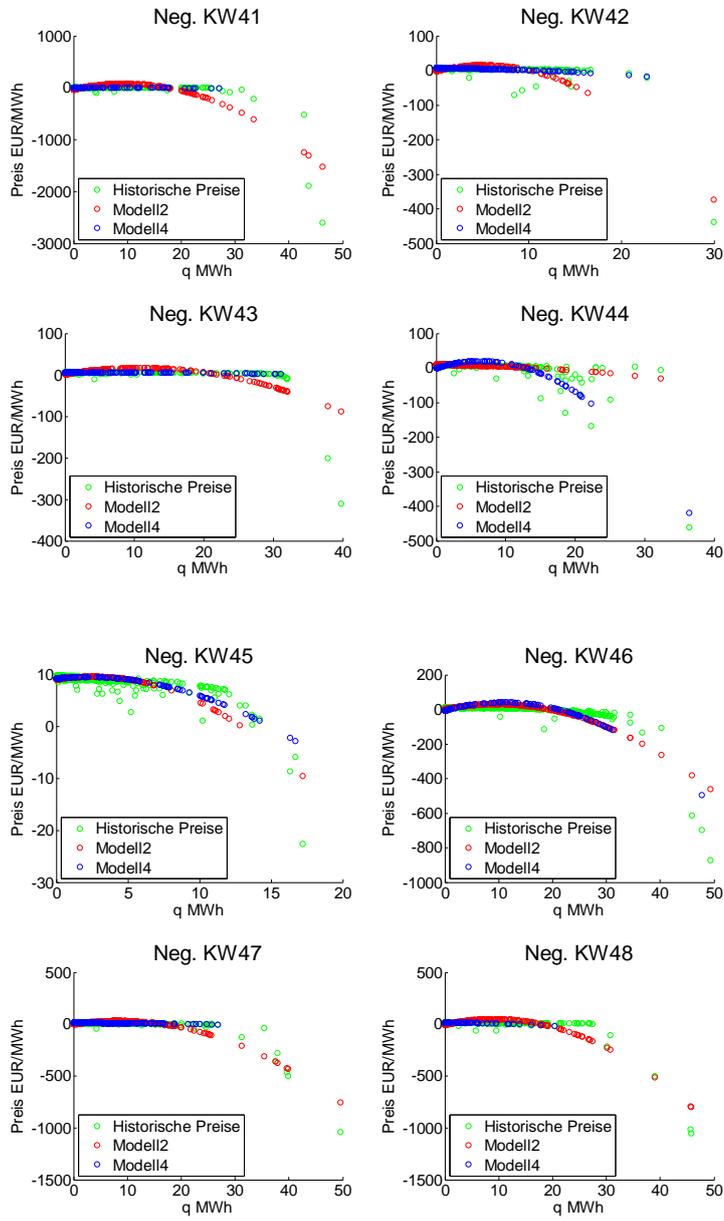


Abbildung 6.18: Negative Regelenenergie

6 Schlussfolgerungen

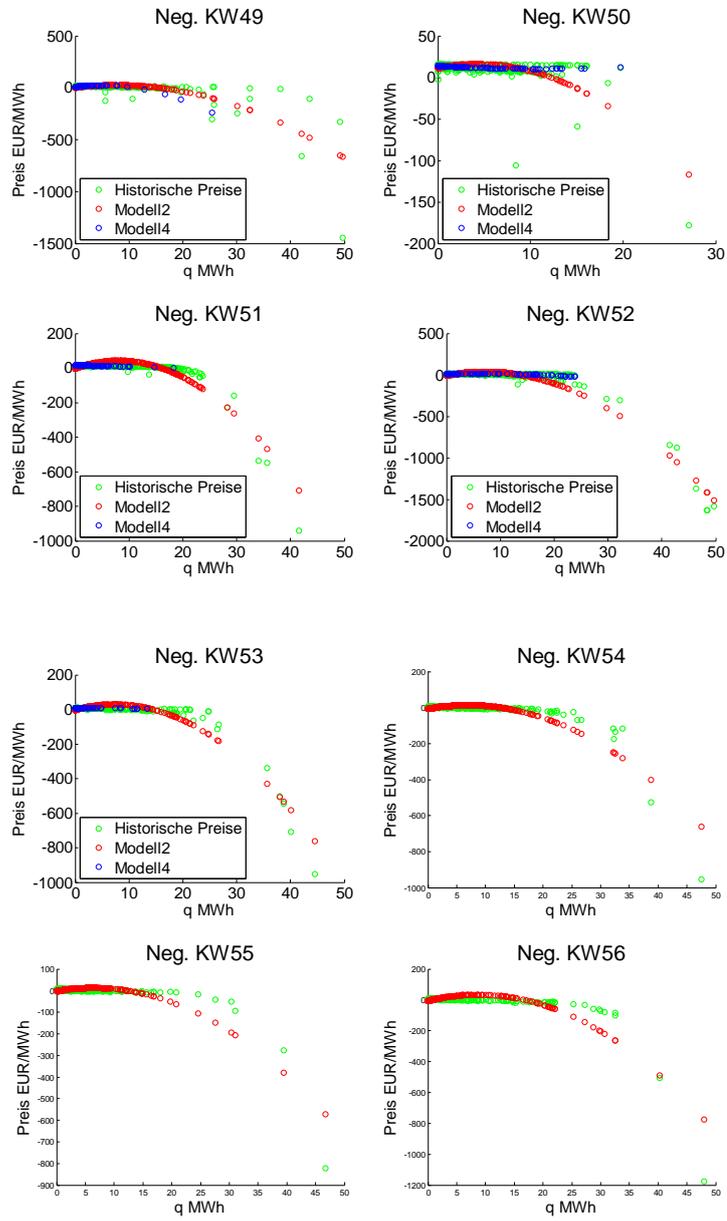


Abbildung 6.19: Negative Regelernergie

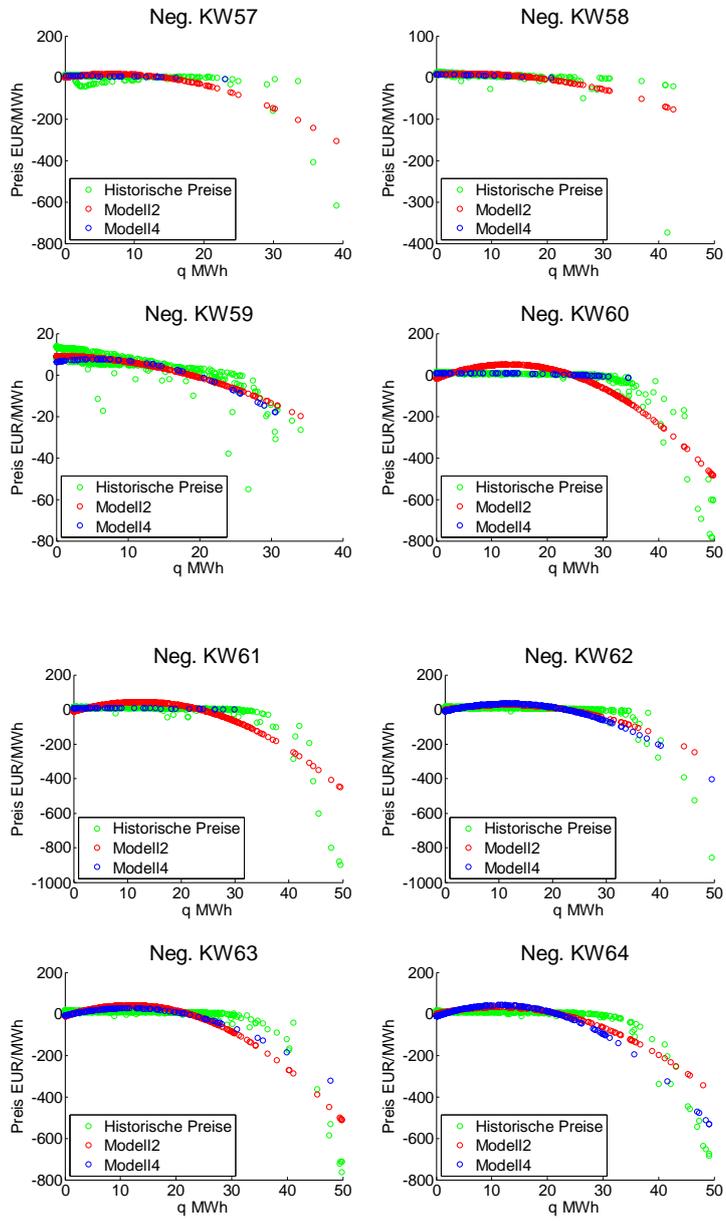


Abbildung 6.20: Negative Regelernergie

6 Schlussfolgerungen

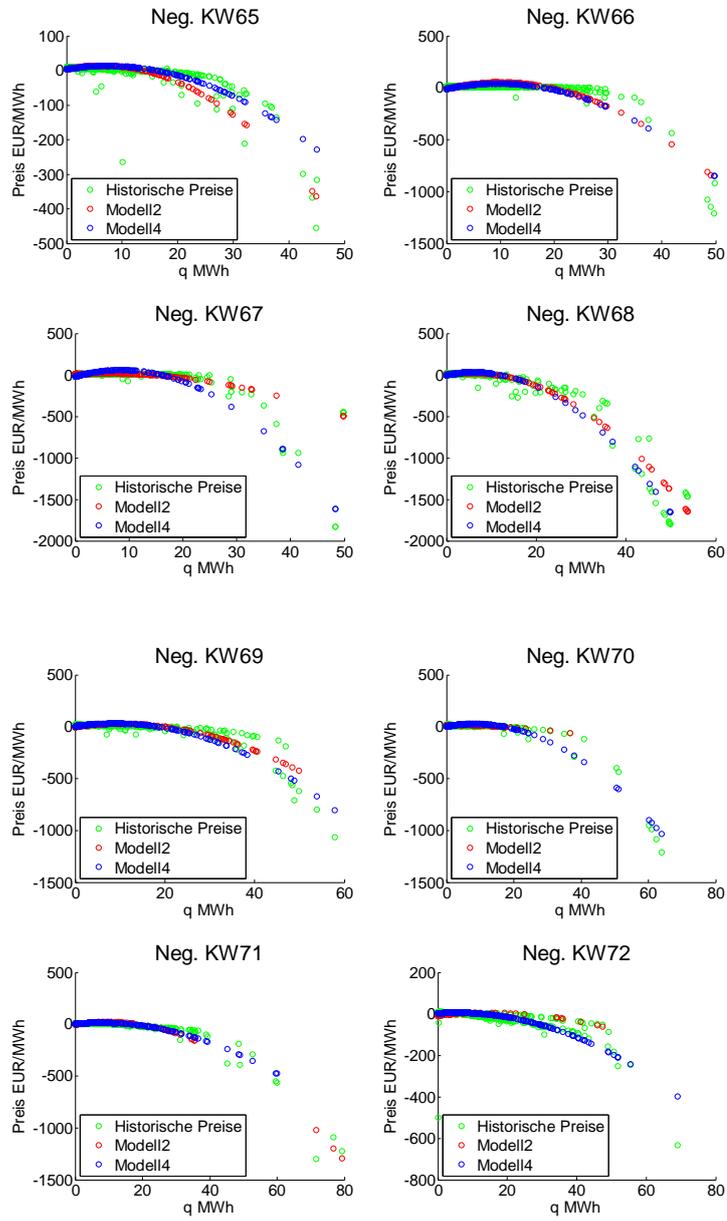


Abbildung 6.21: Negative Regelernergie

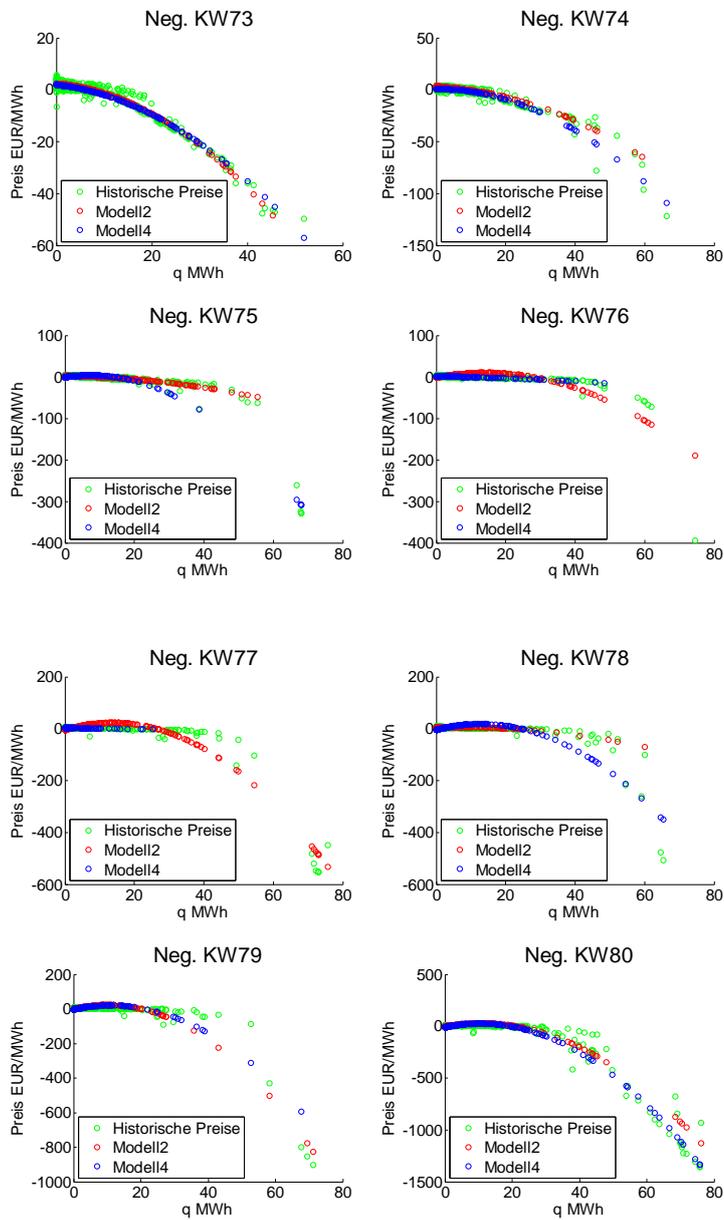


Abbildung 6.22: Negative Regelernergie

6 Schlussfolgerungen

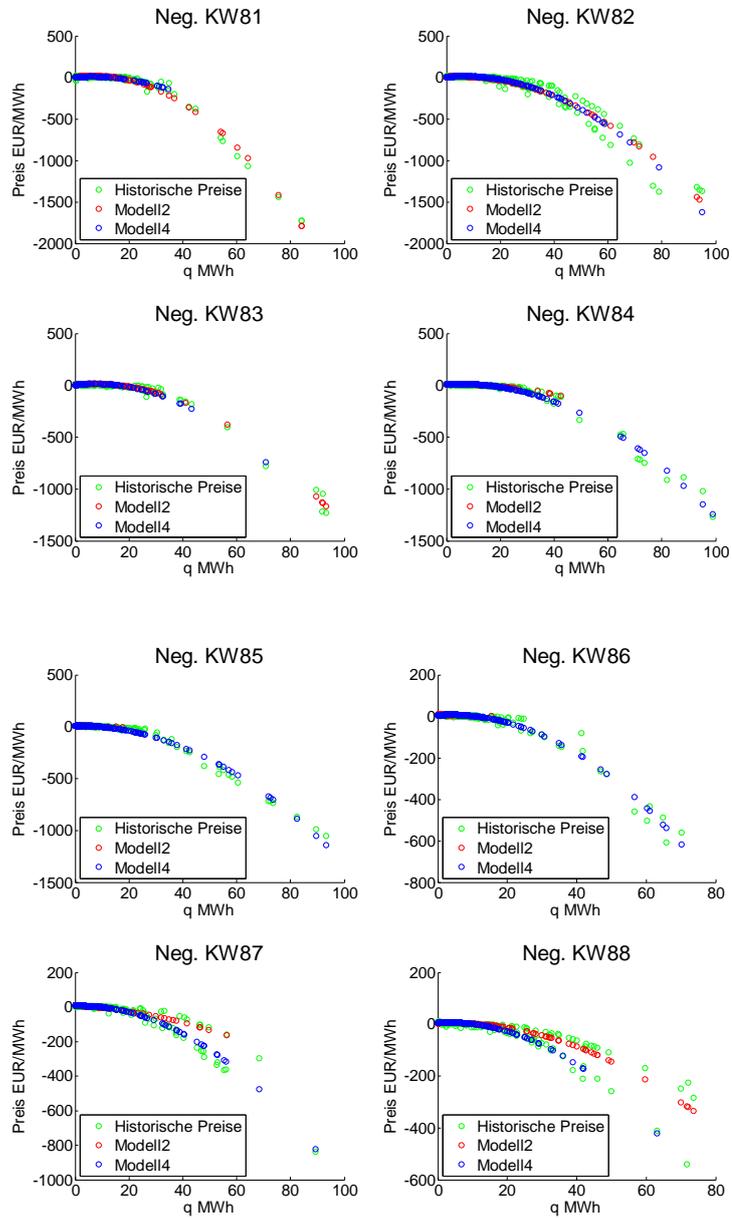


Abbildung 6.23: Negative Regelernergie

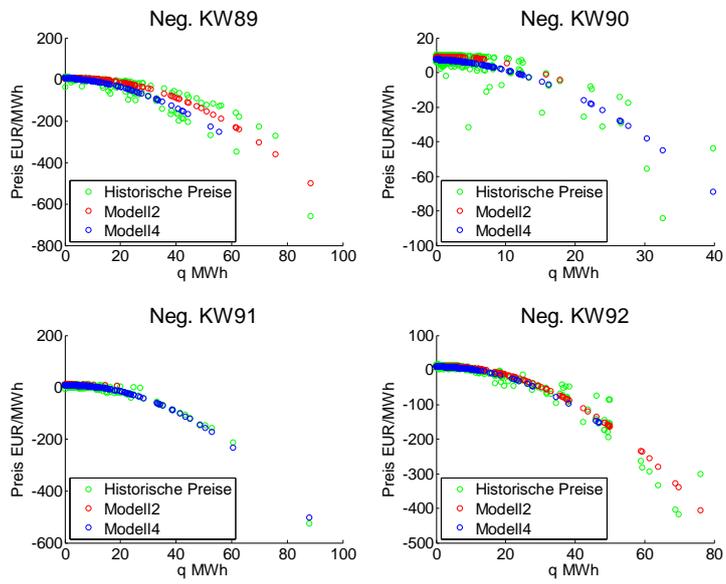


Abbildung 6.24: Negative Regelenenergie

Literatur

- [1] W. Süßenbacher: A. Kabinger K. Knaus. *Der kurzfristige physische Stromhandel in österreich - Vermarktungsmöglichkeiten, Marktkonzentration und Wirkungsmechanismen*. 2014. URL: <https://www.e-control.at/documents/20903/-/-/3abbd7d1-f502-454a-bf4a-8fac08e4aebc/> (siehe S. 6, 21).
- [2] A.Fussi. *Technisch-wirtschaftliche Analyse von Regelenenergiemärkten*. Feb. 2011. URL: <https://diglib.tugraz.at/download.php?id=576a8cf4dbb4d&location=browse> (siehe S. 5).
- [3] A.Ortner. *Modellbasierte Analyse des österreichische Regelenenergiemarktes*. 2016. URL: https://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/publications/pdf/ORT_PAP_2016_1.pdf (siehe S. 5, 6, 12, 13).
- [4] APG. *Aktuelle Marktmeldungen (REMIT)*. URL: <https://www.apg.at/de/markt/Marktmeldungen-REMIT> (siehe S. 22).
- [5] APG. *Ausschreibungssystem- Regelenenergiemarkt APG*. URL: <https://www.apg.at/emwebapgrem/startApp.do/> (siehe S. 14–16, 18–21, 67).
- [6] APG. *Marktforum APG*. Okt. 2016. URL: <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung/marktforum> (siehe S. 19).
- [7] APG. *Marktforum APG*. 2017. URL: <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung/marktforum> (siehe S. 2, 20, 66).
- [8] APG. *Marktforum APG*. Okt. 2018. URL: <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung/marktforum> (siehe S. 66).
- [9] APG. *Markttransparenz Sekundärregelreserve*. URL: <https://www.apg.at/de/markt/Markttransparenz/Netzregelung/Sekundaerregelreserve> (siehe S. 25).
- [10] APG. *Preisentwicklung Regelreservemarkt*. Jan. 2019. URL: <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung/marktforum> (siehe S. 2, 67).
- [11] APG. *Sekundärregelkooperation Deutschland-Österreich*. URL: <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung/sekundaerregelung/Kooperation> (siehe S. 9).
- [12] APG. *Statistik der Netzregelung in der Regelzone APG*. 2016. URL: <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung/statistik/> (siehe S. 28).

Literatur

- [13] APG. *Statistik der Netzregelung in der Regelzone APG*. 2017. URL: <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung/statistik/> (siehe S. 28).
- [14] Horst Rottmann Benjamin Auer. *Statistik und Ökonometrie für Wirtschaftswissenschaftler*. 2.Auflage. Gabler Verlag, 2011. ISBN: 978-3-8349-2971-6 (siehe S. 31–33, 35, 37, 40).
- [15] Bundesnetzagentur. *Monitoringbericht 2018*. Feb. 2019. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2018/Monitoringbericht_Energie2018.pdf?__blob=publicationFile&v=5 (siehe S. 2).
- [16] E-Control. *Aggregierter Bestand an Kraftwerkstypen*. 2017. URL: <https://www.e-control.at/statistik/strom/bestandsstatistik> (siehe S. 11).
- [17] Werner Gurker. *Statistik und Wahrscheinlichkeitstheorie für Informatiker*. 2016. URL: https://vowi.fsinf.at/images/c/c0/TU_Wien-Statistik_und_Wahrscheinlichkeitstheorie_VO_%28Gurker%29_-_Skriptum_WS16.pdf (siehe S. 31, 33, 36–38).
- [18] Ch. Dreger H.- F. Eckey R. Kosfeld. *Ökonometrie, Grundlagen- Methoden- Beispiele*. 4.Auflage. Gabler Verlag, 2011. ISBN: 978-3-8349-3352-2 (siehe S. 27).
- [19] Albrecht Ungerer Irene Rößler. *Statistik für Wirtschaftswissenschaftler: Eine anwendungsorientierte Darstellung*. 5.Auflage. Springer Gabler, 2016. ISBN: 978-3-662-48412-8 (siehe S. 37).
- [20] J. Neubarth. *Ausgleichsenergiekosten der Ökostrombilanzgruppe für Windkraftanlagen. Bewertung Status Quo, internationaler Vergleich und Lösungsansätze zur Reduzierung der Kosten*. Mai 2014 (siehe S. 6).
- [21] Prof. Dr. Axel Ockenfels. *Strombörse und Marktmacht*. Jan. 2007. URL: <https://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/403782/data/403722/2/rwe/presse-news/so-entsteht-der-strompreis/Stromboerse-und-Marktmacht.pdf> (siehe S. 6).
- [22] G. Petritsch. *Preisblasen im APG Regelenenergiemarkt, Internationale Energiewirtschaftstagung, Session Energiemärkte*. 2016. URL: https://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/publications/pdf/ORT_PAP_2016_1.pdf (siehe S. 7, 20, 67).
- [23] S.Heim. *Theoretische und empirische Analyse des Regelenenergiemarktes, Marktdesign, Preisbildung und Marktmacht*. 2011 (siehe S. 6).
- [24] F. Leimgruber T.Esterl N. Rab. *Analyse der Abhängigkeiten der Sekundärreserveabrufe und Preise, Energieinnovation, 14.Symposium Energieinnovation, 10.-12.02.2016, Graz*. URL: https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2016/files/lf/Session_C3/LF_Esterl.pdf (siehe S. 7).

- [25] ENTSO-E WGAS. *Survey on Ancillary Services Procurement, Balancing Market Design 2017*. Mai 2018. URL: https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/Market%20Committee%20publications/ENTSO-E_AS_survey_2017.pdf (siehe S. 5).