



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN
Vienna | Austria

Diplomarbeit

Kosteneinsparungen durch Imbalance-Netting- Kooperation der Strommärkte zwischen Österreich und der Tschechischen Republik

ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades eines

Diplom-Ingenieurs

unter der Leitung von

Univ.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Reinhard Haas

(E370 - Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Energy Economics Group - EEG)

Projektass. Dipl.-Ing. André Ortner

(E370 - Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Energy Economics Group - EEG)

eingereicht an der Technischen Universität Wien

Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik

von

Stefan Nußbaumüller

0826574 (E 066 506)



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN
Vienna | Austria

Erklärung zur Verfassung der Arbeit

Ich habe zur Kenntnis genommen, dass ich zur Drucklegung meiner Arbeit unter der Bezeichnung

Diplomarbeit

nur mit Bewilligung der Prüfungskommission berechtigt bin.

Ich erkläre weiters Eides statt, dass ich meine Diplomarbeit nach den anerkannten Grundsätzen für wissenschaftliche Abhandlungen selbstständig ausgeführt habe und alle verwendeten Hilfsmittel, insbesondere die zugrunde gelegte Literatur, genannt habe.

Weiters erkläre ich, dass ich dieses Diplomarbeitsthema bisher weder im In- noch Ausland (einer Beurteilerin/einem Beurteiler zur Begutachtung) in irgendeiner Form als Prüfungsarbeit vorgelegt habe und dass diese Arbeit mit der vom Begutachter beurteilten Arbeit übereinstimmt.

Wien, Oktober 2016

Stefan Nußbaumüller



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN
Vienna | Austria

Kontaktdaten

Das im Rahmen dieser Diplomarbeit angewandte Modell wurde vom Verfasser in Zusammenarbeit mit der „Energy Economics Group“ des Instituts für Energiesysteme und Elektrische Antriebe der TU Wien erstellt. Die im Zuge dieser Tätigkeit erstellten Datensätze und Auswertungstabellen sollen frei zugänglich sein und als Grundlage für weitere Forschung dienen. Aufgrund der Länge und Unhandlichkeit der Datensätze und Auswertungstabellen, werden diese jedoch nicht an diese Arbeit angehängt, sondern – bei Wunsch zum Erhalt der Datensätze – um Kontaktaufnahme mit dem Institut oder mit dem Verfasser gebeten.

s.nussbaummueller@gmx.at

Stefan Nußbaumüller

Danksagung

Einige Jahre Ausbildung gehen nun mit dieser Diplomarbeit zu Ende. Eine unglaublich prägende Zeit, mit zahlreichen Höhen und Tiefen, mit vielen privaten und beruflichen Veränderungen, mit einem Leben in zwei Bundesländern, mit vier verschiedenen Universitäten, zwei Erasmus-Auslandssemester und zahlreichen nebenberufliche Beschäftigungen. Eine Ausbildungszeit in der ich in vier verschiedenen Ländern leben, studieren und arbeiten durfte und mich persönlich stark entwickeln konnte.

Ein besonderer Dank gebührt für diese Diplomarbeit natürlich meinem Hauptbetreuer Prof. Reinhard Haas, einerseits für sein Verständnis von beruflich bedingten Pausen und seiner Unterstützung, die finale Phase rasch abwickeln zu können und vor allem bei Fragen immer ein offenes Ohr hatte. Auch Prof. Knappek möchte ich noch dankend erwähnen, der mir im Zuge eines Recherche-Erasmus Semesters an der TU Prag die notwendigen Unterlagen und immer wieder hilfreiche Tipps zur Verfügung stellte. Der APG – Austrian Power Grid für ihre Unterstützung und dem Austausch an Erfahrungswerten im Zuge eines Interviews gebührt weiteres Dank.

Die größte Unterstützung in der finalen Phase meiner Diplomarbeit war sicherlich durch meinen Co-Betreuer Dipl.Ing. Andre Ortner gegeben. Dank seiner hilfreichen Tipps, seiner immer wieder motivierenden Worte und seiner professionellen Betreuung konnte ein rascher Abschluss erfolgreich erreicht werden.

Ein besonderer Dank gebührt auch meiner Familie, meinen Eltern, meinem Schwesterchen, Ernst & Doris und allen meinen Freunden und Studienkollegen, ohne die dieses Studium in dieser Form sicherlich nie möglich gewesen wäre. Wir alle haben in dieser Zeit an der TU Wien Unglaubliches erlebt.

Viele Türen werden sich nun nach dieser Studiumszeit schließen und zahlreiche neue spannende „Windows“ werden aufgehen. Ich freue mich schon auf eine ereignisreiche Berufswelt und möchte allen Studenten nur noch eines mitgeben: „Durchhalten! Behaltet euch die Leidenschaft und das Feuer für Neues!“

Kurzfassung

Globalisierung und Digitalisierung sind keine Themen mehr der Zukunft sondern der Gegenwart. Die immer größer werdende Zahl an internationalen Projekten aufgrund neuer politischer Richtlinien, der geografischer Lage und strategischen unternehmerischen Positionierungen bringt Österreich und die APG, als österreichischer Übertragungsnetzbetreiber, in eine wichtige Schlüsselrolle im europäischen Stromnetz. Vor allem regelzonenüberschreitende Kooperationen zur Beschaffung von Regelreserven sind ein wichtiges Thema.

Aufgabe dieser Arbeit ist es das Kosteneinsparungspotential einer Kooperation zwischen den Übertragungsnetzbetreibern von Österreich und Tschechien zu analysieren. Die gesamte Analyse basiert auf den Erfahrungswerten der zwei bestehenden Kooperationen mit Slowenien (INC) und Deutschland (IGCC). Deren Werte werden im Vergleich dargestellt und kritisch betrachtet. Ziel dieser Diplomarbeit ist eine wirtschaftliche Betrachtung einer weiteren Kooperation abgeben zu können.

Unter Anwendung der Methode eines TSO-TSO Modells (Übertragungsnetzbetreiber zu Übertragungsnetzbetreiber) und dem Settlement Modell wird in dieser Arbeit das Kosteneinsparungspotential berechnet. Als Datenquelle dienen über 140.000 Datensätze der Viertelstunden-Verbrauchswerte aus dem Jahr 2015 aus den jeweiligen Ländern.

Über 100 Millionen Euro konnte die APG in den letzten drei Jahren mit den zwei bestehenden „Imbalance Netting“ Kooperationen an Einsparungen erzielen. Laut Berichten der APG sind weitere Kooperationen in Planung. Eine Zusammenarbeit mit dem tschechischen TSO würde laut den Ergebnissen dieser Arbeit weitere rund 3 Millionen Euro pro Jahr jeweils für die APG und auch für den tschechischen Übertragungsnetzbetreiber CEPS an Kostenreduktion bringen. Eine Umsetzung der APG dieser Kooperation ist in den nächsten Jahren auch geplant.

Abstract

Globalization and digitalization are no longer future topics, they are present issues. The increasing number of international projects due to new policy guidelines, the geographical location and strategic corporate positioning brings Austria and the APG, the Austrian transmission system operator (TSO) in a key role in the European electricity grid. Especially control area border cooperation for the procurement of control power is an important issue.

Renewable energy is considered to contribute to an environmentally benign electricity supply. They have some impact on price structures for balancing energy and control power. These price structures are quite different between Austria and Czech Republic. The object of this master thesis is to analyze the cost-saving potential of cooperation between transmission system operators from Austria and the Czech Republic. The analysis is based on the experience of the two existing cooperation with Slovenia INC - Imbalance Netting Cooperation and Germany IGCC - International Grid Control Cooperation. Their values are shown, compared and critically considered. The aim of this thesis is an economic analysis to proposed further cooperation.

The method of a TSO-TSO model and the Settlement model are using to calculate the cost savings potential. The data source consists of more than 140,000 records of quarter hour consumption figures from 2015 regarding to the respective countries.

In the last three years APG was able to achieve about 100 million euros savings with the two existing "Imbalance netting" collaborations. According to reports, further collaborations involving the APG are planned. A cooperation between the Czech TSO and the Austrian TSO would bring about 3 million euros per year respectively for each transmission system operator to cost reduction. An implementation of this cooperation is planned in the coming years.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Motivation und Forschungsfrage	1
1.2	Aufgabenstellung, Hypothesen und Zielsetzung	2
1.3	Gliederung der Arbeit	3
2	Methodik und Berechnungsmodelle	4
2.1	Grundlagen der Regelenergie	4
2.1.1	Primärregelung:	6
2.1.2	Sekundärregelung.....	7
2.1.3	Tertiärregelung.....	7
2.2	Grundlagen der Imbalance Netting Kooperationen	9
2.3	Bestehende Netting-Kooperationen.....	11
2.3.1	Imbalance Netting Cooperation (INC)	11
2.3.2	International Grid Control Cooperation (IGCC)	12
2.4	Weitere Begriffserklärungen	15
2.4.1	Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)	15
2.4.2	Regelzone.....	15
2.4.3	Ausgleichsenergie und Regelenergie/Regelreserve	15
2.4.4	Bilanzgruppen.....	16
2.4.5	Merit – Order – Liste	16
2.5	Berechnungsmodelle.....	17
2.5.1	Opportunitätspreis Tschechien	18
2.5.2	Opportunitätspreis Österreich	19
2.5.3	Berechnung von Settlement-Preisen	20
3	Datenanalyse	23
3.1	Analyse der historischen Daten	23
3.2	Einschränkungen und Annahmen	31
3.3	Analyseverfahren.....	32
4	Berechnungen.....	38
5	Auswertung der Ergebnisse	48

6	Schlussbetrachtung und Ausblick	52
7	Literaturverzeichnis	54
8	Abbildungsverzeichnis	56
9	Formelverzeichnis	58
10	Tabellenverzeichnis	59
11	Abkürzungsverzeichnis	60
12	Anhang	61

1 Einleitung

1.1 Motivation und Forschungsfrage

Erneuerbare Energien gelten als eine umweltfreundliche Stromversorgung der Zukunft. Doch haben Erneuerbare wie z.B. Photovoltaik oder Windkraft einen starken Einfluss auf die Preisstrukturen für Ausgleichs- und Regelenergie. In den Ländern wird mit den Strompreisen für Regelenergie unterschiedlich umgegangen und Kooperationen zwischen einzelnen Ländern zeigen die Möglichkeit einer erheblichen Kosteneinsparung.

Für die Übertragungsnetzbetreiber (TSOs) stehen internationale Aktivitäten im Fokus. Kooperationen zur Beschaffung von Regelreserven, die Erhöhung und Verbesserung der Transparenz sowie strategische Partnerschaften bzw. Kapitalbeteiligungen sind Themenbereiche, die aktuell betrachtet werden.¹

Die niedrigen Strompreise und der steigende Druck im internationalen Wettbewerb motivieren die Übertragungsnetzbetreiber ihr jeweiliges Kosteneinsparungspotential zu analysieren.

Wo bestehen die großen Unterschiede zwischen den Preisstrukturen von Regelenergie? Was sind die Gründe für diese Unterschiede und welche Auswirkungen haben sie? Alle diese Fragen beschäftigen derzeit die europäischen Übertragungsnetzbetreiber und sind auch Teil dieser Arbeit.

Forschungsfrage:

Welche zukünftigen Kosteneinsparungen sind durch „Imbalance-Netting“ Kooperation zwischen Österreich und der Tschechischen Republik nach dem Vorbild der bestehenden Kooperationen (INC - Kooperation Österreich mit Slowenien und IGCC - Kooperation Österreich mit Deutschland) zu erwarten?

¹ vgl. Austrian Power Grid – Geschäftsbericht 2015, Seite 21

1.2 Aufgabenstellung, Hypothesen und Zielsetzung

Diese Arbeit soll einen Einblick auf das Thema „Imbalance - Netting“ bringen. Was ist „Imbalance - Netting“ und warum werden diese Kooperationen durchgeführt? Welche Kosteneinsparungen konnten die bestehenden Kooperationen bisher erwirtschaften? Welche Einsparungen könnte eine Kooperation zwischen den Übertragungsnetzbetreibern von Österreich und der Tschechischen Republik bringen?

Im Rahmen dieser Arbeit sollen folgende Punkte betrachtet und umgesetzt werden:

- Gegenüberstellung der Kooperationen der TSOs Österreich mit Deutschland, Österreich mit Slowenien und Österreich mit Tschechien
- Vergleich von verschiedenen Verrechnungsmodellen für Imbalance Netting
- Heranziehen der historischen Daten (Abrufpreise und Abrufmengen)
- Interpretation der Merit Order Kurve -> Mittelwertkurve der Regelenergie
- Betrachtung des TSO-TSO Modells
- Zur Einschätzung der Kosteneinsparungen soll ein Settlement-Modell angewendet werden.
- Angaben für Kosten und Mengen für INC (Österreich - Slowenien Kooperation) und IGCC (Österreich - Deutschland Kooperation) nachvollziehen.
- Abschätzung der Kostenersparnis einer Kooperation der TSOs Österreich - Tschechien basierend der Daten aus dem Jahr 2015 inklusive der Ausführung notwendiger Annahmen

Ziel der Arbeit ist es, am Ende eine Abschätzung geben zu können, wie viele Millionen Euro eine weitere Kooperation an Einsparungen bringt, ob es ökonomisch sinnvoll wäre und ob es technisch überhaupt noch möglich ist, eine weitere Partnerschaft einzugehen.

1.3 Gliederung der Arbeit

Die Arbeit gliedert sich in sechs Hauptkapitel:

Kapitel 1 Einleitung: Die ersten Seiten dieser Diplomarbeit widmen sich der Forschungsfrage und den Rahmenbedingungen, verschiedenen Hypothesen zum Thema Regelenergie, der Gliederung der Diplomarbeit, der allgemeinen Aufgabenstellung und der Zielsetzung. Der Aufbau und das methodische Vorgehen werden beschrieben.

Kapitel 2 Methodik und Berechnungsmodelle: Dieses Kapitel stellt den Theorieteil der Diplomarbeit im Sinne der wissenschaftlichen Aufbereitung der Grundlagen dar, die dem „Praxisteil“ später zugrunde liegen. Kapitel 2 beschäftigt sich mit den Grundlagen der Regelenergie, der Analyse der bisherigen Netting - Kooperationen, der Begriffserklärung, erläutert verschiedene Berechnungsmodelle sowie das Settlement-Modell und zeigt die Unterschiede zwischen den Opportunitätspreisen für Regelenergie der unterschiedlichen Länder.

Kapitel 3 Datenanalyse: Die in den vorigen Kapiteln erklärten Grundlagen werden auf das Thema „Imbalance Netting“ angewendet. Das gesamte Analyseverfahren wird beschrieben und die historischen Daten werden aufbereitet. Getroffene Annahmen und Einschränkungen werden in einem Unterkapitel aufgelistet.

Kapitel 4 Berechnungen: Im Kapitel 4 wird anhand der Formeln aus der Methodik das Einsparungspotential identifiziert und das Excel Modell schrittweise erklärt.

Kapitel 5 Auswertung der Ergebnisse: Die gewonnenen Erkenntnisse werden in diesem Kapitel interpretiert, die Ergebnisse beschrieben und besondere Resultate hervorgehoben.

Kapitel 6 Schlussbetrachtung und Ausblick: Die letzten Seiten der Diplomarbeit geben eine kurze Zusammenfassung der gewonnenen Erkenntnisse und geben eine kritische Würdigung der Arbeit. Mit einem Ausblick auf weitere mögliche Analysen wird die Arbeit abgeschlossen.

2 Methodik und Berechnungsmodelle

Energiepolitische Entscheidungen eines Landes können die ökonomische und politische Entwicklung in einem anderen Land wesentlich beeinflussen. Nach Pollak, Schubert, Slominski (2010) wird Energiepolitik wie folgt definiert: *„Energiepolitik im weitesten Sinn umfasst politische Entscheidungen über die Exploration, Produktion, Distribution und Konsumation von Energie. Sie schließt Fragen der Besteuerung ebenso ein wie Fragen der Regulierung; sie reicht von technischen Belangen bis zu Investitionsentscheidungen für Großbauprojekte, von der Formulierung nationaler strategischer Ziele der Energieversorgung bis zu bi- oder multilateralen Energieallianzen.“*²

Eine wichtige Rolle im europäischen Energiemarkt bzw. Regelenergiemarkt spielt Österreich. Einerseits wegen der geografischen Lage und andererseits aufgrund der hohen Anzahl an Wasserkraftwerken. Hier sind vor allem die Pumpspeicherkraftwerke von großer Bedeutung. Die große Anzahl an internationalen Projekten spricht für sich. In den folgenden Kapiteln wird hierfür die Aufgabe von Regelenergie erklärt und auf verschiedenste länderübergreifende Kooperationen eingegangen.

2.1 Grundlagen der Regelenergie

Warum braucht es eigentlich Netzregelung? Das grundsätzliche Problem der Energieverteilung ist noch immer die Herausforderung der Speicherbarkeit von elektrischer Energie. Im Gegensatz zu Erdgas kann Elektrizität im Leitungsnetz nicht gespeichert werden. Es muss daher zu jedem Zeitpunkt so viel Energie erzeugt werden, wie auch dem Netz entnommen wird. Es gibt verschiedene Möglichkeiten elektrische Energie zu speichern, wie zum Beispiel Pumpspeicherkraftwerke oder verschiedene Akkutechnologien. Diese Speichermethoden haben meist einen schlechten Wirkungsgrad bzw. sind nicht ökonomisch.³

So wird mit Hilfe von Prognosen der Last bzw. der Erzeugung (z.B. aus Windkraft) versucht, den zukünftigen Verbrauch möglichst gut abzuschätzen. Vor allem regelbare Kraftwerke stimmen ihren Einsatz stark darauf ab. Jedoch entstehen durch Prognosefehler auch ungeplante Abweichungen und auf diese Abweichungen muss reagiert werden. Aufgrund dieser Tatsachen wurde in Europa ein Regelenergiesystem eingeführt, um die Schwankungen innerhalb der Netze auszugleichen. Versorgungssicherheit und Versorgungsqualität ist also die Antwort auf die Eingangsfrage.⁴

² Pollak, Schubert, Slominski (2010, S. 9)

³ vgl. Kamper (2010, S. 11)

⁴ vgl. Gawlik (2015, S. 241)

Eine stabile Netzfrequenz von 50 Hz (unter bestimmten Toleranzgrenzen) muss zu jedem Zeitpunkt gegeben sein. Die Frequenz ist eine globale Größe im System. Dadurch sind auch Frequenzänderungen im gesamten Netz sofort synchron zu erkennen. Wenn zum Beispiel durch unerwartete Verbrauchsänderungen oder durch Kraftwerksausfälle größere Abweichungen von diesem 50Hz - Gleichgewicht verursacht werden, müssen diese zu jedem Zeitpunkt dauerhaft kompensiert werden können. Diese Kompensation kann z.B. durch Aktivierung von Kraftwerksleistung vorgenommen werden. Ein Überschuss an Verbrauchsleistung bzw. ein Mangel an Erzeugungsleistung hat einen Frequenzabfall zur Folge. Auf der andern Seite bringt ein Mangel an Verbrauchsleistung bzw. ein Überschuss an Erzeugungsleistung einen Frequenzanstieg im gesamten europäischen elektrischen Energieversorgungssystem mit sich.⁵

Die Regelzonenführer bzw. die Übertragungsnetzbetreiber, wie in Österreich das Unternehmen APG oder in der Tschechischen Republik das Unternehmen CEPS, tragen für die Beschaffung als auch für die Aktivierung der benötigten Kraftwerksleistung in der Regelzone die Verantwortung. Durch regelmäßige Ausschreibungen erfolgt die Beschaffung der benötigten Regelreserve in Österreich an denen jeder Marktteilnehmer mitwirken kann, der bestimmte Bedingungen erfüllt und einen entsprechenden Rahmenvertrag unterzeichnet hat. In Europa ist die ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity), der Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber für das Formulieren der Richtlinien für den sicheren Betrieb der Netze zuständig. Abbildung 1 zeigt die Einteilung in einzelne regionale Gruppen, wo das österreichische Netz Teil des Synchrongebietes „Continental Europe“ (CE) ist.⁶

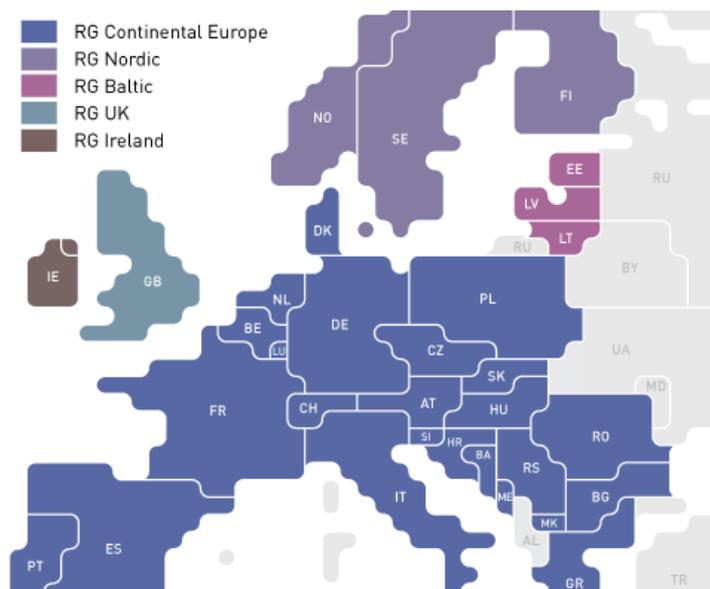


Abbildung 1 Aufteilung der Länder in regionale Gruppen der ENTSO-E⁶

⁵ vgl. Gawlik (2015, S. 241)

⁶ <https://www.entsoe.eu/about-entso-e/system-operations/regional-groups/Pages/default.aspx>

Die Grundlage der Regulierung des Netzes ist die Stabilität der Netzfrequenz. Das Ziel des Regelleistungseinsatzes ist es also, einerseits die Frequenz unter allen Umständen innerhalb bestimmter Toleranzbereiche um die Sollfrequenz von 50 Hz zu halten und andererseits regionale Abweichungen der Leistungsbilanz von ihrem Sollwert zu beseitigen. Hierzu ist der Einsatz mehrerer aufeinander abgestimmter Regelleistungsarten (unterschiedliche Aktivierungs- und Änderungsgeschwindigkeit) erforderlich, die in den folgenden Kapiteln nun genauer erläutert werden.

In den europäischen Ländern erfolgt die Bereitstellung von Regelreserven auf unterschiedliche Arten, unter Einhaltung bestimmter Vorgaben und Bestimmungen. Diese Richtlinien müssen von den Bereitstellern der Reserven eingehalten werden und über das von den Übertragungsnetzbetreibern durchgeführte Präqualifikationsverfahren werden diese auch überprüft. Die eben beschriebene Einführung und die folgende Auflistung von Primärregelung, Sekundärregelung und Tertiärregelung sollen den Aufbau von Regelenergie näher erläutern und ziehen Informationen aus den hier hingewiesenen Quellen mit ein.^{7, 8, 9}

2.1.1 Primärregelung:

Bei unvorhersehbaren Schwankungen muss die Primärregelung eingreifen. Sie dient dazu, Ungleichgewichte innerhalb weniger Sekunden automatisch zwischen physikalischen Leistungsangebot und Leistungsnachfrage auszugleichen. Ein Absinken der Frequenz wird durch entsprechende Messeinrichtungen erfasst und ein auftretendes Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch durch entsprechende Aktivierung bzw. Regelung kompensiert um somit die Frequenz zu stabilisieren. Grundsätzlich gilt, dass Primärregelung aufgrund ihres Regelverhaltens nur den Abfall der Frequenz verhindert und wird dezentral in Kraftwerken zur Stabilisierung bereitgestellt. Der Abruf erfolgt nach dem Solidaritätsprinzip. Das heißt, jedes der beteiligten Kraftwerke trägt einen Anteil der Fehlermenge bei, welche ausgeglichen werden muss. Die Primärregelung muss innerhalb von 30 Sekunden vollständig aktiviert sein und für bis zu 15 Minuten einsetzbar sein.

Jede Regelzone bringt ihren Beitrag an Primärregelreserve entsprechend ihrer Vorjahresezeugung ein und z.B. im Netz von Kontinentaleuropa wird ständig eine Reserve von +/- 3000 MW bereit gehalten. Der Anteil der APG beträgt hierbei z.B. 70 MW. Die Kosten dafür tragen alle österreichischen Stromerzeuger abhängig von ihrer Jahresezeugung.^{7, 8}

⁷ vgl. <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung>

⁸ vgl. <https://www.regelleistung.net/ext/static/technical>

⁹ vgl. Fussi, Schüppel, Gutschli, Stigler (2011, S. 2 ff)

2.1.2 Sekundärregelung

Die Sekundärregelung wird ebenso automatisch aktiviert. Ihre Hauptaufgabe ist es, eine Rückführung zur Sollfrequenz zu erreichen und die Primärregelung zu entlasten, damit diese wieder frei wird. Wenn eine Beeinflussung des Netzes länger als 30 Sekunden dauert oder dies vermutet wird, dann tritt die Sekundärregelung in Einsatz. Ein möglicher Überschuss oder Defizit im Netz in den ersten 30 Sekunden wird allerdings nur durch die Primärregelung ausgeglichen. Die Sekundärregelung soll die Frequenzabweichung innerhalb von 15 Minuten auf den Sollwert zurück führen.

Die Sekundärregelung muss den Ausfall des größten Kraftwerksblocks in der Regelzone ausgleichen können. Das erforderliche Ausmaß ist abhängig von der Größe und Verfügbarkeit von Kraftwerken in der Regelzone. In Österreich werden die Kosten der Sekundärregelung zu 78 % den Stromerzeugern mit einer installierten Engpassleistung über 5 MW verrechnet. Die restlichen 22 % kommen als Anteil der Ausgleichsenergiekosten auf die Rechnung der österreichischen Bilanzgruppen.

Zusammenfassend sind die Aufgaben der Sekundärregelung der energetische Ausgleich der Regelzone und Frequenzregelung und wird durch den betroffenen ÜNB unmittelbar automatisch aktiviert. Die vollständige Erbringung liegt innerhalb von maximal 5 Minuten.^{10, 11}

2.1.3 Tertiärregelung

Die Tertiärregelung, auch genannt Minutenreserve wird aktiviert wenn die Abweichung der Regelzone länger als 15 Minuten andauert. So kann die Sekundärregelung durch die Aktivierung der Tertiärregelreserve entlastet werden und wird damit wieder frei, um im Bedarfsfall die Primärregelung zu unterstützen. In der Regelzone der APG erfolgt die Aktivierung der Tertiärregelung manuell und muss spätestens 15 Minuten nach Anforderung vollständig zur Verfügung stehen. Grundsätzlich kann die Aktivierung auch automatisch erfolgen, wie es in anderen Ländern auch der Fall ist.

In der Regelzone APG wird die Vorhaltung von positiver Tertiärregelreserve auch zur Unterstützung der Sekundärregelung genutzt und wird daher auch als „Ausfallsreserve“ bezeichnet. Die Abrufkosten von positiver Tertiärregelreserve werden zu 100 % über die Verrechnung der Ausgleichsenergie aufgebracht, außer im Fall eines vorherigen Kraftwerksausfalls, dann werden diese kostenmäßig der Sekundärregelung zugeordnet. Die negative Tertiärregelung wird immer der "Ausgleichsenergie" zugeordnet.^{10, 11}

¹⁰ vgl. <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung>

¹¹ vgl. <https://www.regelleistung.net/ext/static/technical>

Abbildung 2 zeigt den beschriebenen Zusammenhang der einzelnen Mechanismen und deren Abfolge im Fall eines Einsatzes.

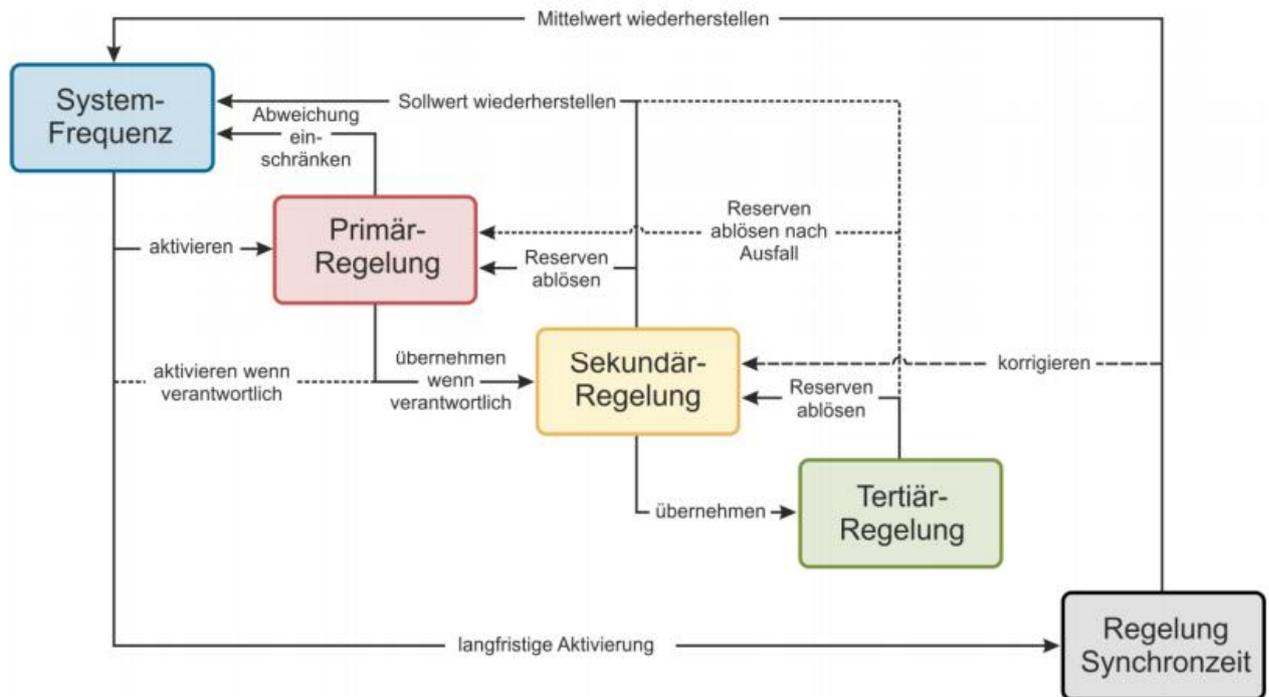


Abbildung 2 Steuerungs- und Aktionsschema der Leistungs-Frequenz-Regelung¹²

Die drei Teilregelungen, wie vorhin beschrieben, sind überlappend, aber zeitlich nacheinander gestaffelt und decken unterschiedliche Zeitbereiche ab. Sie bauen seriell aufeinander auf und die Reihenfolge ist immer die gleiche, wie in Abbildung 3 dargestellt. Der abschließende Ausgleich nach den Teilregelungen erfolgt durch den betroffenen Bilanzkreis.¹³

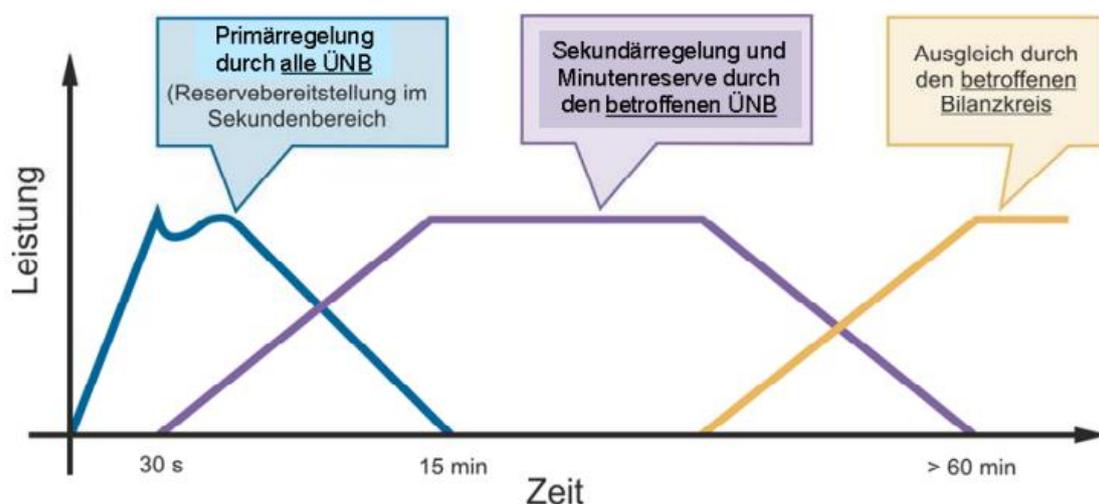


Abbildung 3 zeitliche Staffelung der Teilregelungen und abschließender Ausgleich durch die Bilanzgruppe¹³

¹² https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_final.pdf

¹³ vgl. Gawlik (2015, S. 244)

2.2 Grundlagen der Imbalance Netting Kooperationen

„Imbalance Netting“ Kooperationen funktionieren nach dem Prinzip der Einsatzoptimierung. Die Aktivierung automatisch abgerufener Sekundärregelreserve wird durch das „Netting“ des Bedarfs der teilnehmenden Regelzonen optimiert. Gegenläufige Aktivierungen werden bestmöglich vermieden. Wird zum Beispiel in einer Regelzone Regelenergie benötigt, um ein Defizit an Energie auszugleichen und in einer anderen Regelzone zur gleichen Zeit Regelenergie benötigt um einen Überschuss auszugleichen, so wird die grenzüberschreitende Optimierung vor einer eigentlichen Aktivierung der Sekundärregelreserve ausgeführt. „Netting“, zu Deutsch Saldierung, bedeutet also die Verrechnung sich aufhebender Positionen und wird in Abbildung 4 anhand eines TSO-TSO Modells erläutert.¹⁴

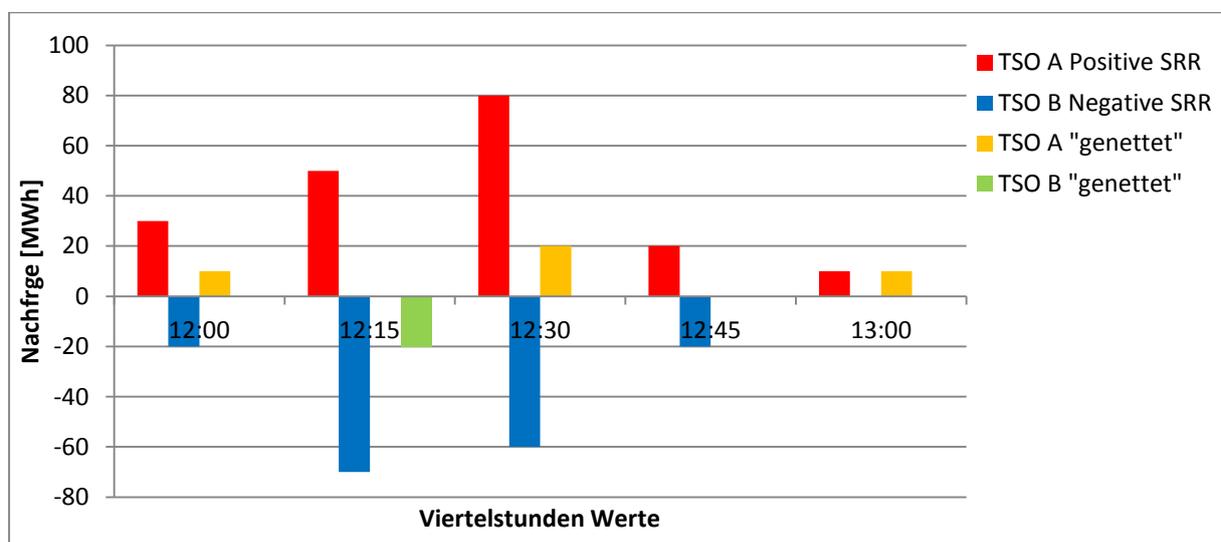


Abbildung 4 „Imbalance Netting“ am Beispiel zweier TSOs

In diesem „Netting“ Beispiel (Abb. 4) hat die TSO A in der 12.00 Zeitperiode eine Nachfrage von 30 MWh an positiver Sekundärregelreserve und TSO B eine Nachfrage von 20 MWh an negativer Sekundärregelreserve. Somit können mittels der grenzüberschreitenden Optimierung 20 MWh „genettet“ werden. Es bleiben für die TSO A nur noch 10 MWh, die tatsächlich aktiviert werden müssen.

Ein weiteres Beispiel wäre um 12.45. Hier hätten beide TSOs jeweils eine Nachfrage von 20 MWh, TSO A an positiver SRR und TSO B an negativer SRR. In dieser Zeitperiode könnte die „Netting“-Kooperation den jeweiligen Verbrauch abdecken und es müsste keine Regelreserve tatsächlich aktiviert werden.

¹⁴ vgl. <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung/sekundaerregelung/inc>

Das Kernsystem jedes „Imbalance Nettings“ ist also ein Optimierungsmodul (siehe Abb. 5), das vor der eigentlichen Aktivierung von Sekundärregelreserve in der Regelzone zum Einsatz kommt.

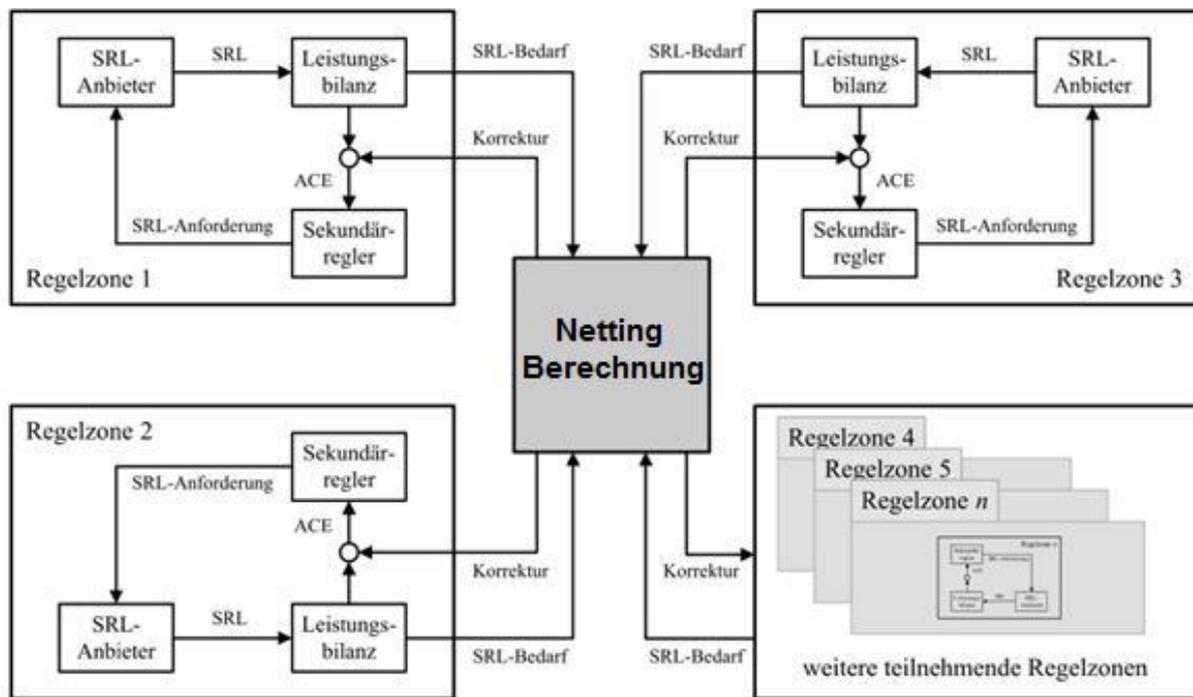


Abbildung 5 Optimierungsmodul - Datenflüsse einer Imbalance Netting Kooperation¹⁵

Die „Netting“ - Berechnung basiert auf der Information des Bedarfs an Sekundärregelleistung (SRL-Bedarf) und den jeweiligen Korrektursignalen, die berechnet werden und an die jeweiligen Systeme und deren Sekundärregler in Echtzeit und in einem Intervall von wenigen Sekunden zurück übermittelt werden.

Die bestehenden internationalen Kooperationen der APG zeigen das Potenzial einer solchen „Netting“-Optimierung deutlich auf. Die „Netting“-Kooperationen INC und IGCC werden im Folgenden näher betrachtet.¹⁵

¹⁵ vgl. <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung/sekundaerregelung/inc>

2.3 Bestehende Netting-Kooperationen

2.3.1 Imbalance Netting Cooperation (INC)

Im Mai 2013 wurde eine Kooperation zwischen dem slowenischen Übertragungsnetzbetreiber (ELES) und dem österreichischen Übertragungsnetzbetreiber (APG) mit dem Namen „Imbalance Netting Cooperation“, kurz INC gestartet. Nach drei erfolgreichen Jahren wurde mit April 2016 diese Kooperation um den kroatischen Übertragungsnetzbetreiber der HOPS erweitert und somit arbeiten in INC aktuell drei Partner TSOs zusammen.

In Abbildung 6 wird ein Beispiel zu dieser Partnerschaft dargestellt. In diesem Fall hätten Österreich und Kroatien einen Überschuss an Energie, Slowenien ein Defizit an Energie und mit der grenzüberschreitenden Optimierung würde über den INC Optimizer der Bedarf „genettet“ werden.¹⁶

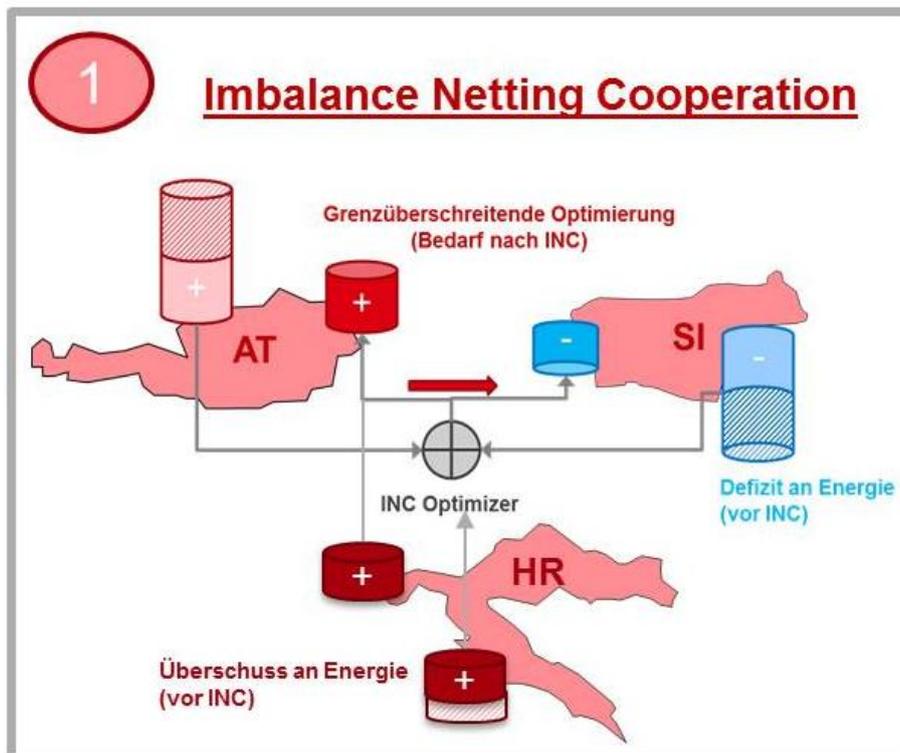


Abbildung 6: Grenzüberschreitende Optimierung durch Imbalance Netting Kooperation¹⁶

¹⁶ vgl. <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung/sekundaerregelung/inc>

2.3.2 International Grid Control Cooperation (IGCC)

Die zweite Kooperation basiert auf demselben Prinzip. Die „International Grid Control Cooperation“ mit dem Kurznamen IGCC konnte in den letzten Jahren der APG noch höhere Einsparungen als INC bringen. Derzeit arbeiten Übertragungsnetzbetreiber aus acht Ländern in dieser Kooperation zusammen: Österreich, Belgien, Deutschland, Niederlande, Dänemark, Schweiz, Tschechien, Frankreich.

Der Austausch zwischen den Ländern ist auch begrenzt. Jeder IGCC Partner hat individuell vereinbarte Liefergrenzen, wie in der Tabelle 1 aufgelistet.

IGCC – Partnerland	Liefergrenzen
Dänemark	+/- 90 MW
Niederlande	+/- 300 MW
Schweiz	+/- 400 MW
Tschechien	+/- 350 MW
Belgien	+/- 140 MW
Österreich	+/- 200 MW
Frankreich	+/- 500 MW

Tabelle 1 IGCC Partner Austausch- Begrenzung der Sekundärregelung

Laut den IGCC - Verantwortlichen werden je internationalem Teilnehmer jährliche Einsparungen von durchschnittlich ca. 20 Millionen € prognostiziert, welche sich im Fall Österreich mehr als bestätigt haben.

Der in Deutschland entwickelte Netzregelverbund hat einen klaren Ablauf. Über ein gemeinsames Optimierungssystem tauschen die Übertragungsnetzbetreiber der teilnehmenden Länder das aktuelle Leistungsungleichgewicht in ihren Regelzonen aus. Eine Optimierung im Zuge von IGCC mit den benachbarten Ländern erfolgt erst dann, wenn innerhalb von Deutschland das Optimierungspotential ausgeschöpft ist. Das „Netting“-Potential kann im Sekundentakt anhand der zwischen den „Leistungs-Frequenz“-Reglern ausgetauschten Bedarfswerte ermittelt werden. Der Übertragungsnetzbetreiber der überspeist ist – der also zu viel Energie hat liefert an die Regelzone die unterspeist ist, welche zu wenig Energie hat. Hier erfolgt dann online ein Austausch - das „Netting“ - der vermeidbaren Regelenergie und somit wird der Bedarf beider UNBs reduziert.¹⁷

¹⁷ <https://www.regelleistung.net/ext/download/marktinformationenApg> (2016, S. 1 f)

In Abbildung 7 werden die einzelnen IGCC - Partner aufgelistet und ein „Netting“ des Restbedarfs über den IGCC Optimizer beispielhaft dargestellt.

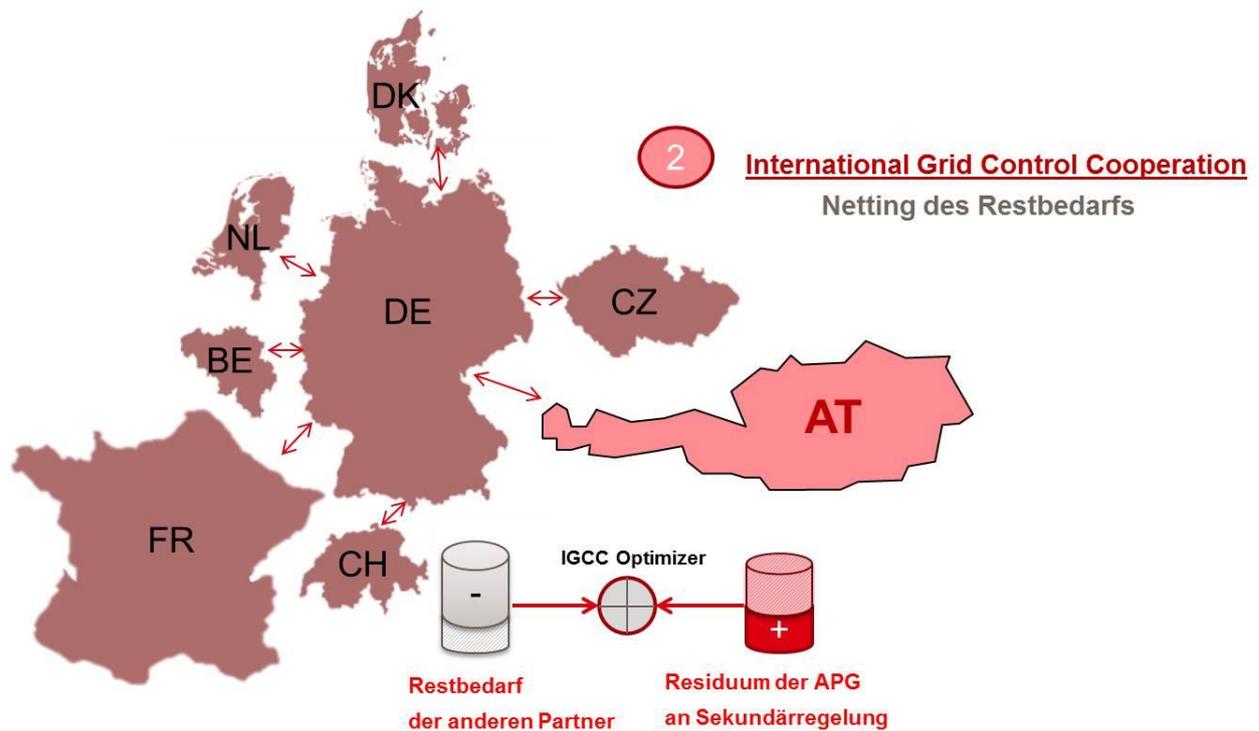


Abbildung 7: Grundprinzip – Grenzüberschreitende Optimierung durch Imbalance Netting Kooperation¹⁸

Die IGCC weißt gute Entwicklungen auf, so dass einerseits weitere Kooperationspartner und andererseits auch neue Netting Kooperationen diskutiert werden.

Der Austausch zwischen den zwei bestehenden Kooperationen in Österreich ist klar definiert. Zuerst erfolgt das „Netting“ innerhalb der INC, die restliche Sekundärregelreserve wird im Zuge der IGCC optimiert und danach würde eine tschechische Kooperation, die auch tatsächlich in Planung ist, in diese Optimierung einfließen.

¹⁸ Grafik. <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung/sekundaerregelung/inc>

Mit sieben Nachbarländern und acht Nachbar-Übertragungsnetzbetreibern gibt es derzeit Kooperationen mit dem österreichischen Übertragungsnetzbetreiber APG. Ein weiterer Ausbau, wie in Abbildung 8 aufgelistet, ist in Planung.

Regelenergie-Partnerschaften mit der Schweiz und Tschechien stehen kurz vor der Umsetzung - Italien und Ungarn werden diskutiert.

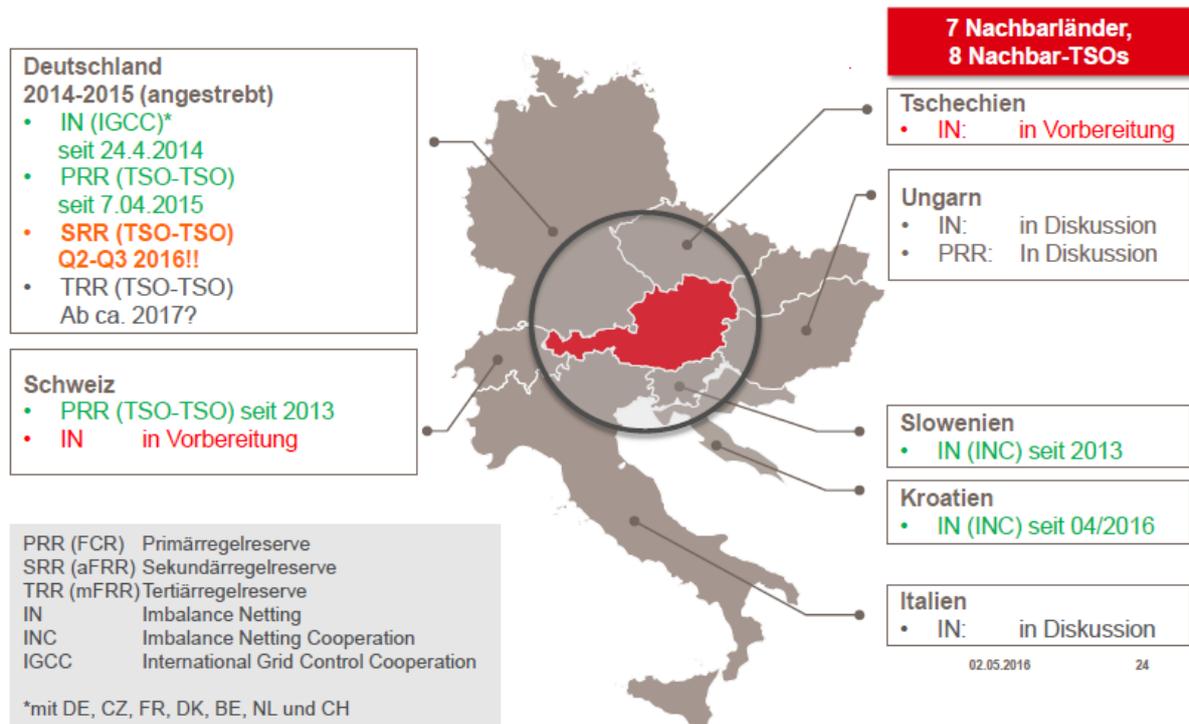


Abbildung 8: Übersicht über die Weiterentwicklung des grenzüberschreitenden Regelenergiemarktes¹⁹

¹⁹ Grafik:

https://www.ihs.ac.at/fileadmin/public/2016_Files/Documents/20160428.4_OeGOR@IHS_Todem.pdf

2.4 Weitere Begriffserklärungen

2.4.1 Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)

Ein Übertragungsnetzbetreiber oder Transmission System Operator (TSO) kann eine natürliche bzw. juristische Person oder eine eingetragene Personengesellschaft sein. Sie ist verantwortlich für den Betrieb und die Wartung des Netzes. Falls erforderlich ist der ÜNB auch zuständig für den Ausbau des Übertragungsnetzes und der Verbindungsleitungen zu anderen Netzen. Der Übertragungsnetzbetreiber muss dauerhaft sicher stellen, dass die Übertragung von Elektrizität funktioniert.²⁰

2.4.2 Regelzone

Eine Regelzone ist ein Netzbereich. Innerhalb dieses Netzbereichs wird das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch koordiniert. Eine Regelzone ist die kleinste Einheit des Verbundsystems, die mit einer Leistungs-Frequenz Regelung ausgerüstet und betrieben wird.²¹

2.4.3 Ausgleichsenergie und Regelenergie/Regelreserve

Ausgleichsenergie ist die Strommenge, um die der tatsächliche Verbrauch einer Bilanzgruppe vom prognostizierten Verbrauch abweicht. Die entstehenden Kosten, um die Balance zu halten, zahlen die Unternehmen, die für die nicht fahrplangemäße Energiemenge verantwortlich sind. Schwankungen müssen jedenfalls permanent ausgeglichen werden. Hierfür erhöhen oder senken die Regelenergie-Lieferanten kurzfristig ihre Kraftwerksleistung.

Eine Abweichung der Prognose, die z.B. durch einen Ausfall hervorgerufen wird, erzeugt Ausgleichsenergie. Der Saldo der Ausgleichsenergie über alle Bilanzgruppen in der Regelzone ergibt den Regelenergiebedarf. Für diesen Regelenergiebedarf hat der Regelzonenführer zu sorgen. Da sich in der saldierten („genetteten“) Betrachtung die Bilanzgruppen selbst ausgleichen, kann die Summe der Ausgleichsenergie um vieles höher sein, als die Regelenergie.

Zusammenfassend gilt: Regelenergie bzw. Regelreserve ist eine Abweichung einer Prognose in der Regelzone und Ausgleichsenergie ist eine Abweichung einer Prognose in einer Bilanzgruppe.²²

²⁰ vgl. E-Control (2013, S. 6)

²¹ vgl. <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung>

²² vgl. Fischer (2012, S. 173 f)

2.4.4 Bilanzgruppen

Die Bilanzgruppe ist eine der wichtigsten Organisationseinheiten im liberalisierten Strommarkt. In einer Bilanzgruppe befindet sich eine beliebige Anzahl an Verbrauchern und Erzeugern und innerhalb derer erfolgt ein Ausgleich zwischen Aufbringung und Abgabe. So genannte Bilanzgruppenverantwortlichen erstellen eine Prognose für den Verbrauch des Bilanzkreises für eine Zeitperiode (meist 15min). Jeder in Österreich tätige Stromversorger hat eine Bilanzgruppe zu bilden.²³

2.4.5 Merit – Order – Liste

Eine „Merit – Order – Liste“ ist eine Liste von Angeboten für die Lieferungen von Ausgleichsenergie für Spotmärkte von Strom. Sie wird von Bilanzgruppenkoordinator zusammengestellt. Nach diesen „Merit – Order – Listen“ ruft der Regelzonenführer im Bedarfsfall die Ausgleichsenergie ab.²⁴

²³ vgl. Fischer (2012, S. 176)

²⁴ vgl. Fischer (2012, S. 250)

2.5 Berechnungsmodelle

In dieser Arbeit wird eine Kooperation zwischen Österreich und der Tschechischen Republik am Vorbild der bestehenden Kooperationen (INC, IGCC) analysiert und das TSO-TSO Modell angewendet. Für die Preisberechnung wird das Settlement-Modell verwendet. Die in diesem Kapitel verwendeten Informationen wurden von der APG und von der IGCC-Marktinformation zur Verfügung gestellt.^{25, 26}

Im **TSO-TSO-Modell** sind die jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber für die Dimensionierung, Präqualifikation, Beschaffung und Aktivierung von Sekundärregelung verantwortlich. Weiters sind die ÜNBs der erste Ansprechpartner für die in ihrer Regelzone technisch angeschlossenen Sekundärregelungsanbieter und übernehmen hier die Verantwortung für einen geordneten Ablauf. Von der Kooperation unbeeinflusst sind die operativen Prozesse zwischen TSO und Anbieter beim Abruf von Regelreserven.

Der Vollständigkeit halber wird hier noch das **TSO-BSP Modell** kurz erwähnt. Bei diesem Modell hat ein Übertragungsnetzbetreiber eine Vereinbarung mit einem BSP - Balancing Service Provider.

Für die Berechnung des Settlement-Preises werden die jeweiligen Opportunitätspreise benötigt, die sich in jedem Land unterschiedlich zusammensetzen.

Was heißt nun eigentlich Opportunitätspreis? Opportunität frei übersetzt, heißt Möglichkeit. Unter Opportunitätspreis allgemein versteht man Alternativkosten oder auch Verzichtskosten, es handelt sich um einen sogenannten entgangenen Nutzen. Diese unterschiedlichen Strukturen an Opportunitätspreisen werden nun näher erläutert.

²⁵ vgl. <https://www.regelleistung.net/ext/download/marktinformationenApg>

²⁶ vgl. <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung>

2.5.1 Opportunitätspreis Tschechien

Jeweils auf ein Jahr wird vom tschechischen Energieregulator ERU der länderspezifische Sekundärregelarbeitspreis kurz SRA, je für positive und negative Sekundärregelarbeit, festgelegt. Für die letzten Jahre waren dies 2.350 CZK/MWh für positive SRA und -1 CZK/MWh für negative SRA.²⁷ Die Abrechnungsperiode für „Netting“ positiver und negativer Abrufe von Sekundärregelleistung ist eine Stunde. Eine Umsetzung mit Viertelstundenintervallen, wie derzeit in Österreich, ist für Tschechien ab 2019 geplant. Es wird gegenüber allen Anbietern „genettet“, also saldiert und die Sekundärregelleistungsanbieter werden „pro rata“ abgerufen. Der Saldo wird mit dem Preis negativer Sekundärregelarbeit vergütet, wenn in einer Stunde mehr negative als positive SRL eingesetzt wird. Ist für die betrachtete Stunde das Saldo positiv, wird dies dem Anbieter mit dem Preis der positiven Sekundärregelarbeit vergütet.

Um die Opportunitätspreise zu ermitteln wird in Tschechien das Opportunitätsprinzip angewendet, bei dem die durch Kooperationen wie z.B. durch den IGCC die vermiedenen Sekundärregelarbeitskosten mit berücksichtigt werden. Es wird von den tschechischen Sekundärregelleistungskosten - jene die angefallen wären, wenn der tschechische Übertragungsnetzbetreiber CEPS nicht am IGCC teilgenommen hätte - die tatsächlichen Sekundärregelleistungskosten der entsprechenden Abrechnungsperiode abgezogen.

Die vermiedenen Sekundärregelarbeitskosten werden durch den Saldo der Energieimporte und Energieexporte Tschechiens mit dem IGCC dividiert um als Ergebnis den tschechischen Opportunitätspreis zu erhalten.

Dieser Opportunitätspreis ist konstant über die gesamte Abrechnungsperiode von einer Stunde. Wegen des zuvor beschriebenen „Nettings“ bei der Regelenergieabrechnung gegenüber den Anbietern gilt dieser Preis sowohl für IGCC Exporte als auch für IGCC Importe.

Der tschechische Opportunitätspreis (abhängig vom Vorzeichen des Regelzonensaldos) hat den gleichen Wert wie der positive oder der negative Sekundärregelarbeitspreis, wenn sich das Regelzonensaldo einer Stunde in Tschechien durch den IGCC nicht verändert. Wenn sich der Saldo verändert liegt der Opportunitätspreis zwischen dem positiven und dem negativen Sekundärregelarbeitspreis.²⁸

²⁷ <http://www.eru.cz/en/>

²⁸ vgl. <https://www.regelleistung.net/ext/download/marktinformationenApg>

2.5.2 Opportunitätspreis Österreich

Auf Basis einer „Merit – Order - Liste“ wird in Österreich der Abruf von Sekundärregelarbeit organisiert und die abgerufenen Angebote werden dabei „Pay-as-bid“ abgerechnet. In Viertelstunden-Werten wird sowohl die positive als auch die negative Sekundärregelenergie ermittelt und der mittlere Preis der abgerufenen Sekundärregelarbeit zur Berechnung des Settlement-Preises herangezogen.

Das heißt, der Opportunitäts-Preis für Export und Import bestimmen sich aus dem mengengewichteten Mittelwert des Sekundärregelarbeitspreises, welche für die entsprechende Richtung innerhalb der Abrechnungsperiode in der Regelzone APG verrechnet werden. Zu Beachten ist, dass für IGCC Energielieferungen der Opportunitätspreis für Export und Import separat berechnet wird. Auch in der INC Kooperation gibt es eine zusätzliche Preisobergrenze, die sich am day-ahead Börsenpreis bemisst.

Bei positivem Sekundärregelenergiebedarf der APG entspricht der Opportunitätspreis dem Quotienten aus pos. Sekundärregelarbeitskosten je Viertelstunde und positiver Sekundärregelarbeitsmenge je Viertelstunde bzw. bei negativem Sekundärregelenergiebedarf mit den negativen Viertelstundenwerten. Gab es für pos. oder neg. keinen Bedarf, so wird für die jeweilige Richtung der nach „Merit - Order“ zuerst abzurufende Arbeitspreis als Opportunitätspreis verwendet.

2.5.3 Berechnung von Settlement-Preisen

Der Begriff „Settlement“ kommt aus dem Finanzwesen - aus dem Englischen frei übersetzt heißt er Anschaffung bzw. Ausgleich und wird im Energiesektor auch im Zuge des Settlement-Modells verwendet. Das Ziel des internationalen Settlement-Modells ist es, einen gerecht aufgeteilten Verrechnungspreis – einen Settlement-Preis je MWh im Viertelstundenintervall für die ausgetauschten Energiemengen zur Verfügung stellen zu können. Jede bezogene sowie gelieferte MWh eines Kooperationsteilnehmers in der betrachteten Zeitperiode wird mit demselben Settlement-Preis abgerechnet und berechnet sich als mengengewichteter Durchschnitt auf Basis der Opportunitätskosten ermittelten Opportunitätspreise der teilnehmenden Länder. Von allen teilnehmenden Kooperationsländern werden die jeweiligen gelieferten bzw. bezogenen Energiemengen mit den entsprechenden Opportunitätspreisen multipliziert und diese Opportunitätskosten wiederum addiert. Die Summe dieser Opportunitätskosten wird nun durch die gesamte Menge pos. und neg. Energielieferungen dividiert und ergeben somit den Settlement-Preis. Wenn die neg. Opportunitätspreise die pos. übersteigen, dann wird der Settlement-Preis negativ.

Settlement – Preis

$$= \frac{\text{Opp. Preis neg. SRL} \times \text{Liefermenge} + \text{Opp. Preis pos. SRL} \times \text{Bezugsmenge}}{\sum \text{Liefermenge \& Bezugsmenge}}$$

Formel 1 Definition Settlement-Preis

Das Preismodell für Netting Kooperationen ist über die Formel des Settlement-Preis (siehe Formel 1 und 2) mit der Variable SP in der Einheit €/MWh definiert. Die jeweiligen teilnehmenden Länder fließen mit den Index i in die Formel ein und die Variable n_s soll die Summe der teilnehmenden Länder darstellen.

$$SP = \frac{\sum_{i=1}^{n_s} E_{i,Imp} \times P_{i,Imp} + \sum_{i=1}^{n_s} E_{i,Exp} \times P_{i,Exp}}{\sum_{i=1}^{n_s} E_{i,Imp} + \sum_{i=1}^{n_s} E_{i,Exp}}$$

Formel 2 Mathematische Darstellung des Settlement-Preises

$E_{i,Imp}$ werden jene importierten Energiemengen der Regelzone i genannt, die im Rahmen einer Kooperation verwendet werden.

$E_{i,Exp}$ werden jene exportierten Energiemengen der Regelzone i genannt, die im Rahmen einer Kooperation verwendet werden.

Die Einheit der Energiemengen ist MWh und der Wert ist bei beiden immer positiv, da der Betragswert verwendet wird.

$P_{i,Imp}$ ist die Variable für den Opportuniätspreis der Regelzone i für positive Sekundärregelenergie mit der Einheit €/MWh. Der Wert ist positiv im Falle der Zahlungsrichtung Übertragungsnetzbetreibers an den Lieferanten und negativ in der Zahlungsrichtung Lieferant an TSO.

$P_{i,Exp}$ ist die Variable für den Opportuniätspreis der Regelzone i für negative Sekundärregelenergie mit der Einheit €/MWh. Der Wert ist positiv im Falle der Zahlungsrichtung Lieferanten an den Übertragungsnetzbetreibers und negativ in der Zahlungsrichtung TSO an Lieferant.

Die Variable SP selbst trägt keinen Index, da alle teilnehmenden Länder einen gemeinsamen Preis verwenden und jede Viertelstunde ein neuer Settlement-Preis berechnet wird. Alle verwendeten Energiemengen in der Kooperation werden mit dem Wert ihres Betrages verwendet, um einen gewichteten Durchschnitt der Opportuniätspreise zu errechnen. Der Settlement-Preis kann positiv oder negativ sein.

Die resultierende Zahlung, also eine geringere Zahlung oder eine Einnahme wird durch die Import- und Exportwerte und dem Settlement-Preis der jeweiligen Zeitperiode (Viertelstunde) berechnet. Er wird definiert über die Variable M_i und in Euro angegeben (in Formel 3 dargestellt).

$$M_i = (E_{i,Imp} - E_{i,Exp}) \times SP \quad i= 1, \dots, n_s$$

Formel 3 Formel für die resultierende Zahlung oder Einnahme

Das Modell ist grundsätzlich darauf fokussiert, systematische Benachteiligungen oder finanzielle Einbußen einzelner Teilnehmer zu verhindern.

Anhand eines Modell-Beispiels (siehe Abbildung 9), das von der APG zur Verfügung gestellt wurde, wird das Berechnungsmodell in einem ersten Schritt angewendet:

	TSO A	TSO B	TSO C
	CA-position: +100 MW Activated SCE: - 60 MW Opportunity Price: - 20 €/MWh	CA-position: -30 MW Activated SCE: + 5 MW Opportunity Price : 100 €/MWh	CA-position : -50 MW Activated SCE: + 35 MW Opportunity Price : 120 €/MWh
Energy - Exchange	40 MWh ↓	25 MWh ↑	15 MWh ↑
Settlement - Price	$(40*(-20)+25*100+15*120) / (40+25+15) = 43,75 \text{ €/MWh}$		
Invoice / Credit	1.750,00 €	1.093,75 €	656,25 €
Savings:	2.550,00 €	1.406,25 €	1.143,75 €

Abbildung 9: Modell-Beispiel Berechnung Settlement Preise²⁹

Wie in Abb. 9 ersichtlich wird vom Übertragungsnetzbetreiber A eine positive SRR von 40 MWh in die Kooperation eingebracht. TSO B stellt eine negative SRR von 25 MWh und TSO C die restlichen 15 MWh zur Verfügung um somit die gesamte Menge auf 0 zu netten.

Der Settlement-Preis wird wie im obigen Abschnitt beschrieben berechnet und ergibt einen Wert von 43,75 €/MWh. Am Ende entstehen Einsparungen von 2.550 € für die TSO A, 1.406,25 € für die TSO B und 1.143,75 € für die TSO C.

²⁹ von der APG zur Verfügung gestellt

3 Datenanalyse

Für die Betrachtung wurden die historischen Daten aus dem Jahr 2015 der Übertragungsnetzbetreiber herangezogen. Die gesamte Analyse basiert einerseits auf Quellen, wie im Literaturverzeichnis angegeben, auf den verfügbaren historischen Daten der bestehenden Kooperationen und der tschechischen TSO sowie auf Experten - Interviews.

Im speziellen wurde im Zuge eines Erasmus Auslandssemesters an der TU Prag unter der Betreuung von Prof Dr. Jaroslav Knapek das tschechische Übertragungsnetz analysiert. Offene Fragen wurden mit der ENTSO-E - European Network of Transmission System Operators for Electricity durch Frau Dr. Susanne Nies (Corporate Affairs Manager) und Alexander Dusolt bearbeitet und flossen in diese Arbeit ein. Weiters wurde in einem Interview mit der APG, mit Jean-Yves Beaudeau aus dem Market Management (Team Leiter für Intraday & Balancing) die gesamte Arbeit besprochen und die wichtigsten Informationen in dieser Diplomarbeit verarbeitet.

3.1 Analyse der historischen Daten

Um ein Einsparungspotential ermitteln zu können, wurden im ersten Schritt die Kosten analysiert. Die Ermittlung der Abweichungen und die Verrechnung von Regelenergiekosten erfolgen in Österreich über einen unabhängigen Bilanzgruppenkoordinator, die Power Clearing and Settlement AG (APCS). Die Aktiengesellschaft befindet sich im Eigentum von Energiewirtschaftsunternehmen, der Industrie und Banken. Sie ermittelt in ihrer Funktion als Verrechnungsstelle in der Regelzone APG auf Basis geplanter Netzeinspeisungen und Netzentnahmen die tatsächlicher Werte die Ausgleichsenergie für die Teilnehmer des österreichischen Elektrizitätsmarktes. APCS organisiert einen wettbewerbsorientierten Ausgleichsenergiemarkt und sorgt für Neutralität gegenüber sämtlichen beteiligten Marktteilnehmern sowie die Einhaltung von Sicherheits- und Kontrollmechanismen.³⁰

Die in den folgenden Kapiteln verwendeten Zahlen wurden von veröffentlichten Statistiken der APCS entnommen.

³⁰ vgl. <http://www.apcs.at/de/aufgaben>

Die gesamten Regelenergieausgaben im Jahr 2015 für die APG betragen 47,8 Mill Euro, abzüglich Einnahmen durch Kooperationen blieben **Jahresgesamtkosten 46,7 Mill Euro.**³¹

Die Ausgaben, wie in Tabelle 2 angegeben setzen sich aus folgenden Kosten zusammen und werden in Abbildung 10 grafisch dargestellt:

Kostenblock der Regelreserve	Gesamtkosten in €
Kosten Leistungsvorhaltung pos. Sek.Reg.	€ 1.612.129,68
Kosten Leistungsvorhaltung neg. Sek.Reg.	€ 1.728.326,42
Kosten Energie pos. Sek.Reg.	€ 7.270.173,19
Kosten Energie neg. Sek.Reg.	€ 11.139.496,76
Kosten Leistungsvorhaltung pos. Ausfallsreserve	€ 1.011.080,47
Kosten Leistungsvorhaltung neg. Tert.Reg.	€ 4.370.248,91
Kosten Energie pos. Tert.Reg.	€ 4.464.257,14
Kosten Energie neg. Tert.Reg.	€ 4.370.248,91
Kosten ungewollter Austausch	€ 5.469.991,39
Kosten Netting Kooperationen	€ 1.792.836,83

Tabelle 2 Regelenergiekosten-Aufteilung APG 2015

Auch für die Netting Kooperationen entstehen Kosten von 1,8 Millionen Euro. Diesen stehen aber wesentlich höhere Einsparungen gegenüber und werden im nächsten Kapitel näher erläutert.

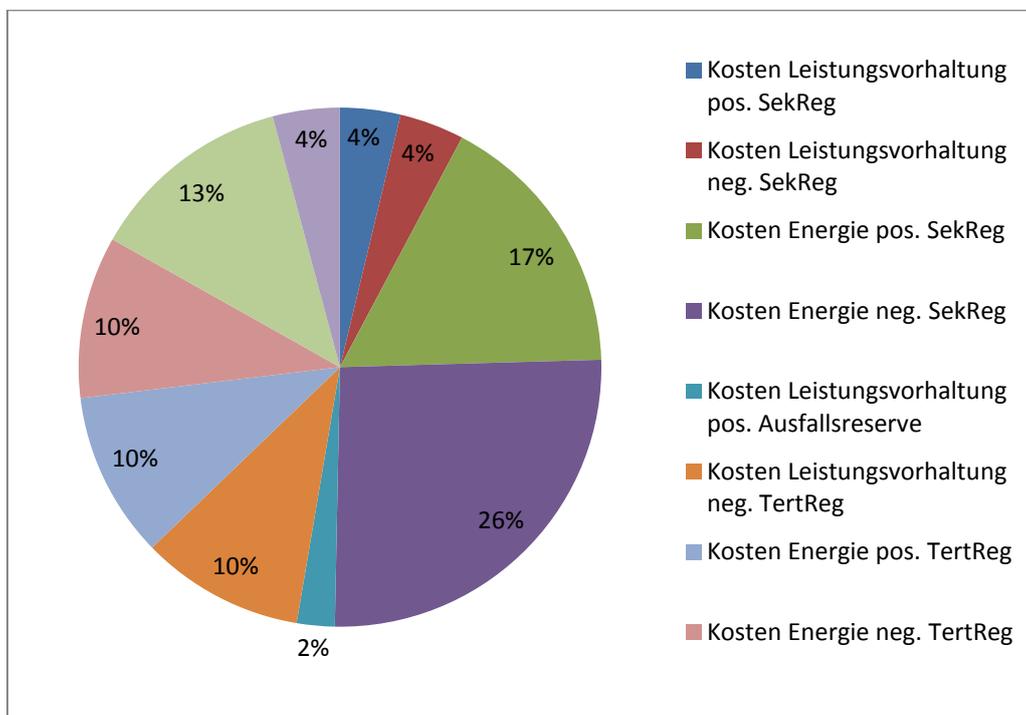


Abbildung 10 Regelenergiekosten-Aufteilung in Prozent APG 2015

³¹ <http://www.apcs.at/de/regelenergie/statistiken/2015>

Der größte Teil der Kosten, 43% entsteht durch den Verbrauch der tatsächlich abgerufenen Sekundärregelleistung (18,4 Millionen Euro – siehe Tabelle 3). Somit zeigt sich, dass tatsächlich noch Einsparungspotential vorhanden ist. Bei der Betrachtung der monatlichen Kosten zeigt sich einerseits ein massiver Rückgang der Kosten in den Sommermonaten und andererseits der um rund 4 Millionen Euro höhere Kostenanteil an negativer Sekundärregelreserve. In Tabelle 3 und Abbildung 11 werden die Kosten positiver und negativer Sekundärregelenergie gegenüber gestellt.

Monat	Kosten pos. SRE	Kosten neg. SRE
Jänner	669.774,93 €	2.408.052,99 €
Februar	354.732,56 €	1.654.653,49 €
März	912.904,79 €	1.461.683,96 €
April	481.164,07 €	1.703.699,57 €
Mai	399.264,32 €	1.802.293,97 €
Juni	363.424,81 €	97.627,31 €
Juli	379.086,73 €	5.840,24 €
August	521.767,78 €	301.568,11 €
September	757.281,88 €	846.090,02 €
Oktober	740.346,53 €	121.850,78 €
November	1.035.747,12 €	366.713,36 €
Dezember	654.677,67 €	369.422,96 €
Gesamtkosten	7.270.173,19 €	11.139.496,76 €

Tabelle 3 Sekundärregelenergiekosten pos. / neg. der APG im Jahr 2015

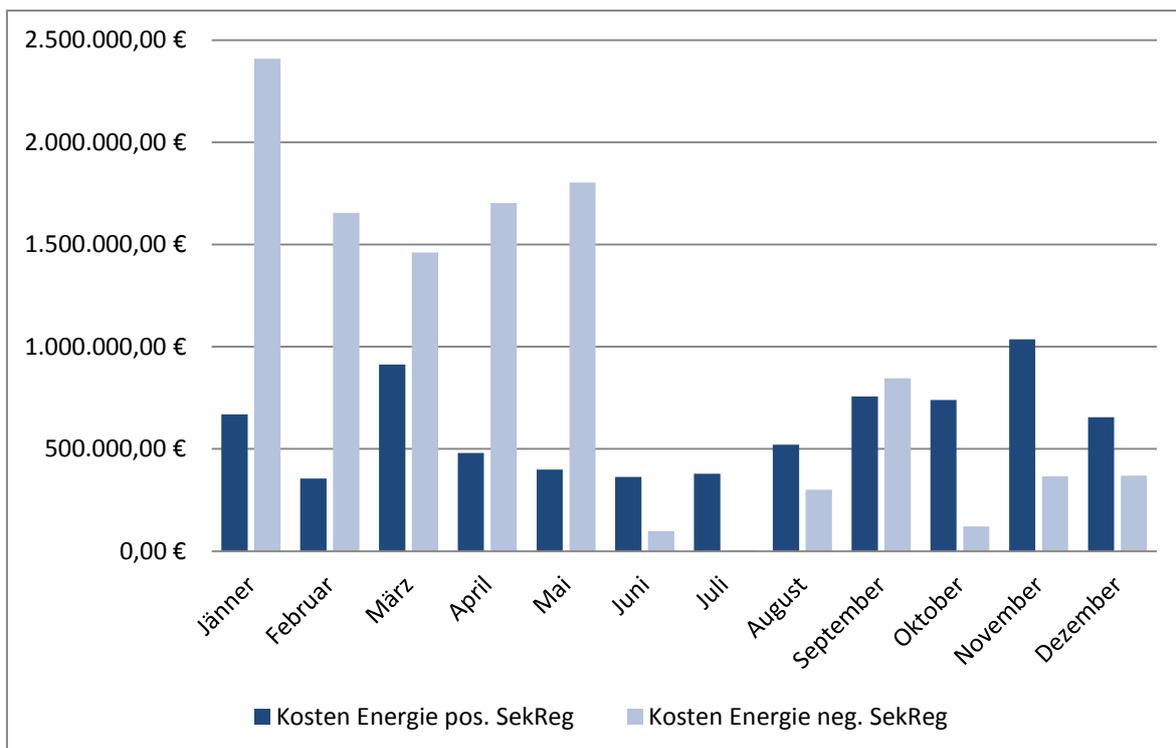


Abbildung 11 Kosten tatsächlicher Verbrauch pos. und neg. Sekundärregelenergie 2015

Die Leistungsvorhaltung von Sekundärregelreserve macht einen Kostenanteil von weniger als 10% im Vergleich zum tatsächlichen Verbrauch aus und bewegt sich um die 3,3 Millionen Euro, wie in der Tabelle 4 und Abbildung 13 monatlich aufgelistet.

Monat	Kosten Leistungsvorhaltung pos. SekReg	Kosten Leistungsvorhaltung neg. SekReg
Jänner	201.246,01 €	321.327,20 €
Februar	148.742,22 €	134.028,18 €
März	108.472,43 €	254.810,55 €
April	79.305,07 €	163.629,44 €
Mai	255.072,05 €	14.890,13 €
Juni	279.996,42 €	0,00 €
Juli	144.955,40 €	0,00 €
August	137.253,60 €	103.277,46 €
September	36.374,71 €	13.002,53 €
Oktober	132.438,09 €	16.496,44 €
November	39.963,26 €	421.880,58 €
Dezember	48.310,42 €	284.983,91 €
Gesamtkosten	1.612.129,68 €	1.728.326,42 €

Tabelle 4 Kosten Leistungsvorhaltung pos./neg. SRL der APG im Jahr 2015

In Abbildung 12 wird der Unterschied zwischen den Sommer und Winter Monaten sehr gut ersichtlich.

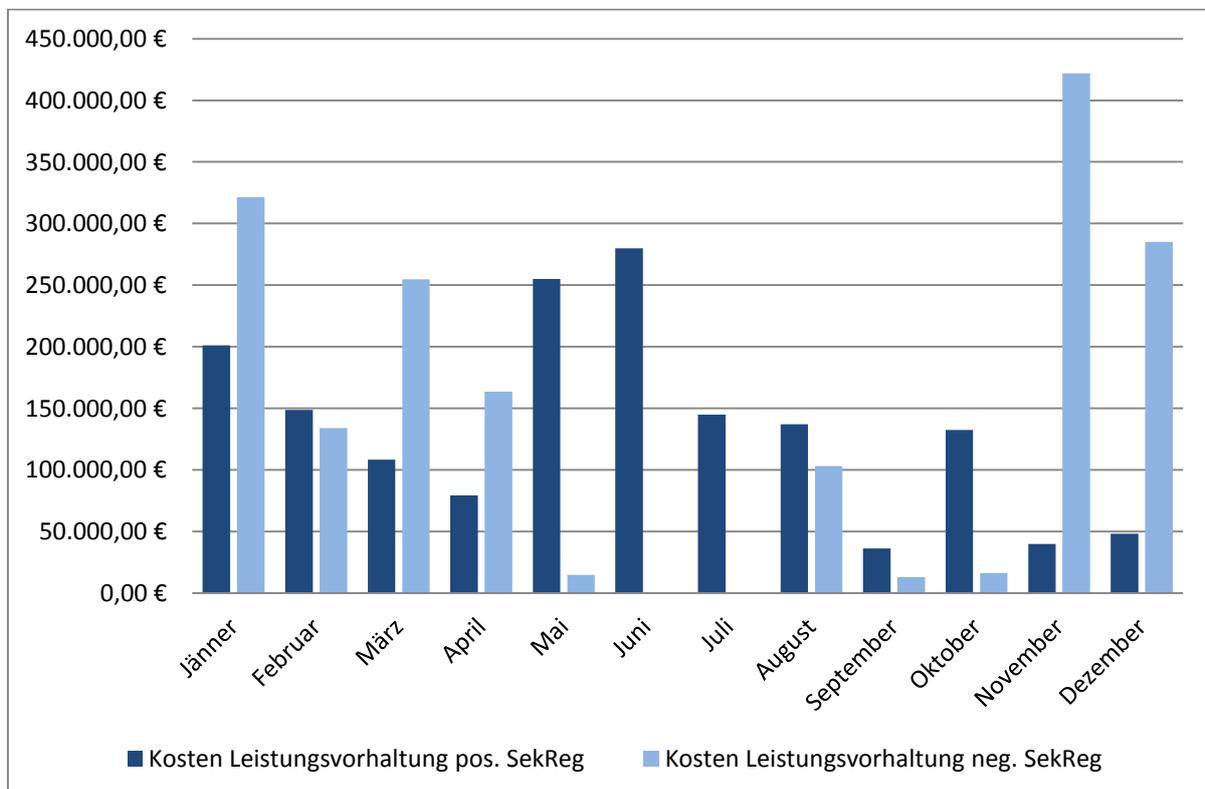


Abbildung 12 Kosten Leistungsvorhaltung pos./neg. SRL der APG im Jahr 2015

Die Kooperation INC mit Österreich - Slowenien und Kroatien ist die höchst priorisierte Kooperation aus Sicht der APG und die möglichen „Nettingmengen“ werden hier mit dem Süden sofort „genettet“. Durch die Berechnung des Settlement-Preises werden die Einsparungen fair auf die Teilnehmer aufgeteilt. Die APG konnte somit im Jahr 2015 eine Gesamtersparnis von 11,83 Millionen Euro mit dieser Kooperation erzielen. Die Ersparnisse entstehen durch den günstigeren Settlement-Preis. Die verringerten monatliche Kosten und Erlöse durch INC sind in Abbildung 13 und 14 dargestellt (Wertetabelle siehe Anhang). Durch den Austausch von neg. Sekundärregelenergie konnte in der zweiten Jahreshälfte der größte Erlös erzielt werden.

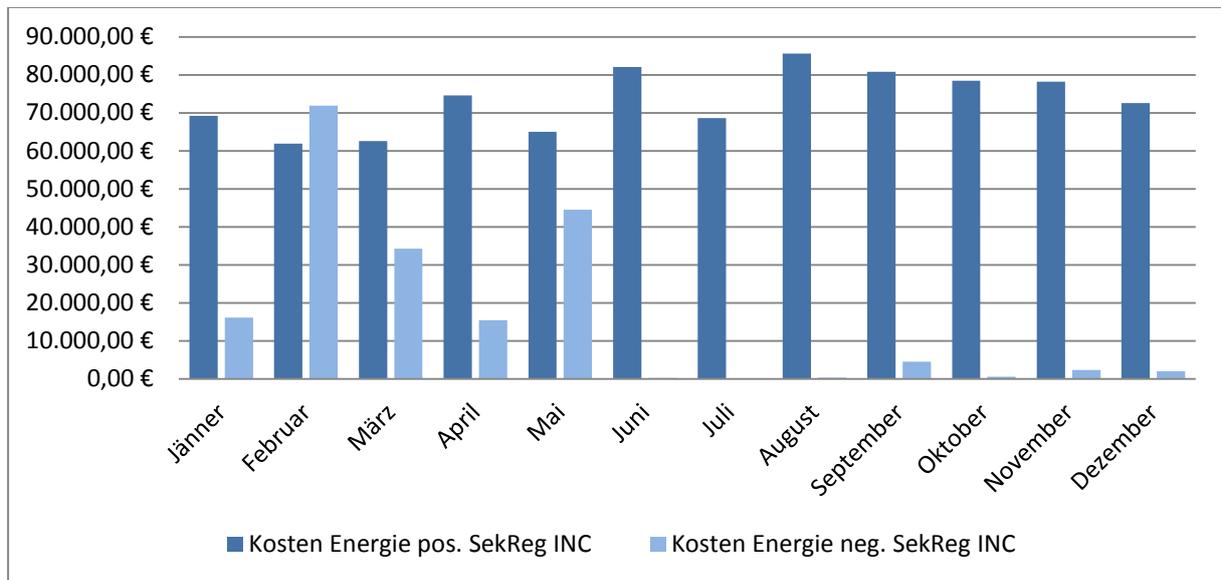


Abbildung 13 Monatliche Kosten für die APG durch INC 2015

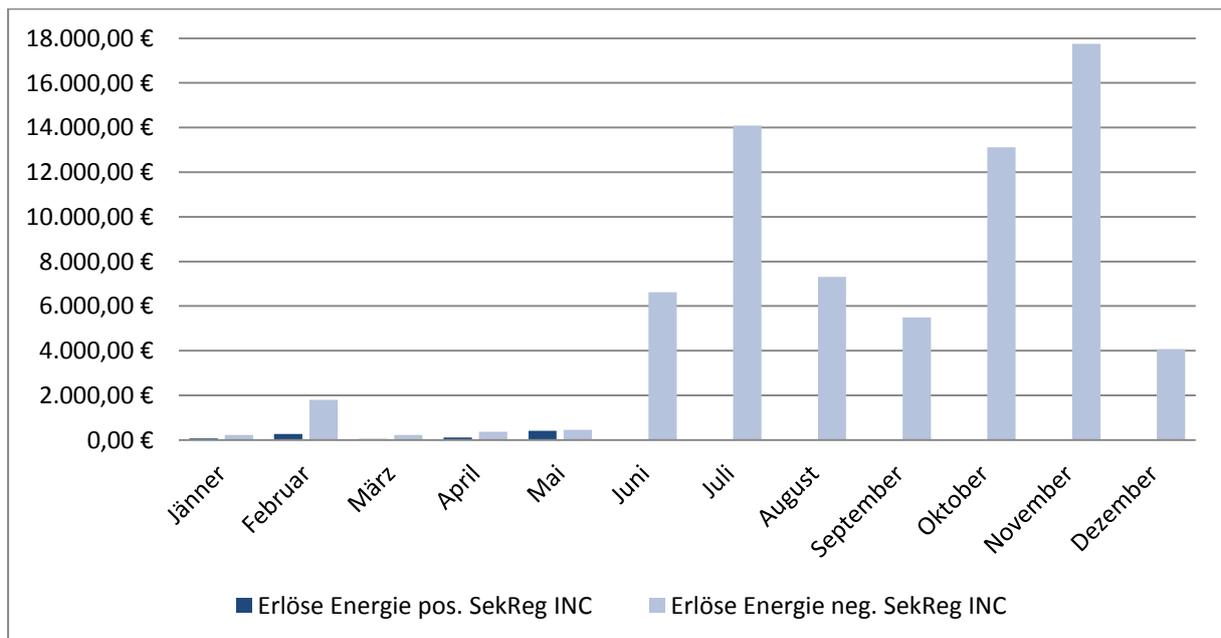


Abbildung 14 Monatliche Erlöse für die APG durch INC 2015

Jene Sekundärregelenergie die durch die Kooperation INC noch nicht „genettet“ wurde steht nun für die IGCC Kooperation mit Deutschland und deren Partner zur Verfügung. Hier wurde im Jahr 2015 eine Summe von 40,91 Millionen Euro an Einsparung erzielt. In Abbildung 15 und 16 sind die monatlichen Kosten und Erlöse dargestellt (Datensätze siehe Anhang).

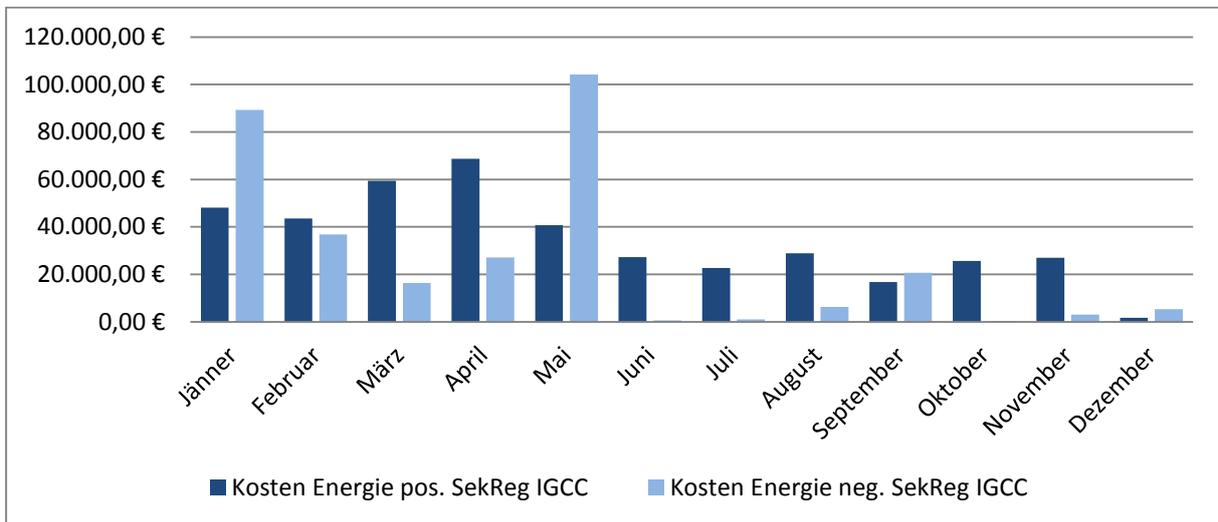


Abbildung 15 Monatliche Kosten der APG durch IGCC 2015

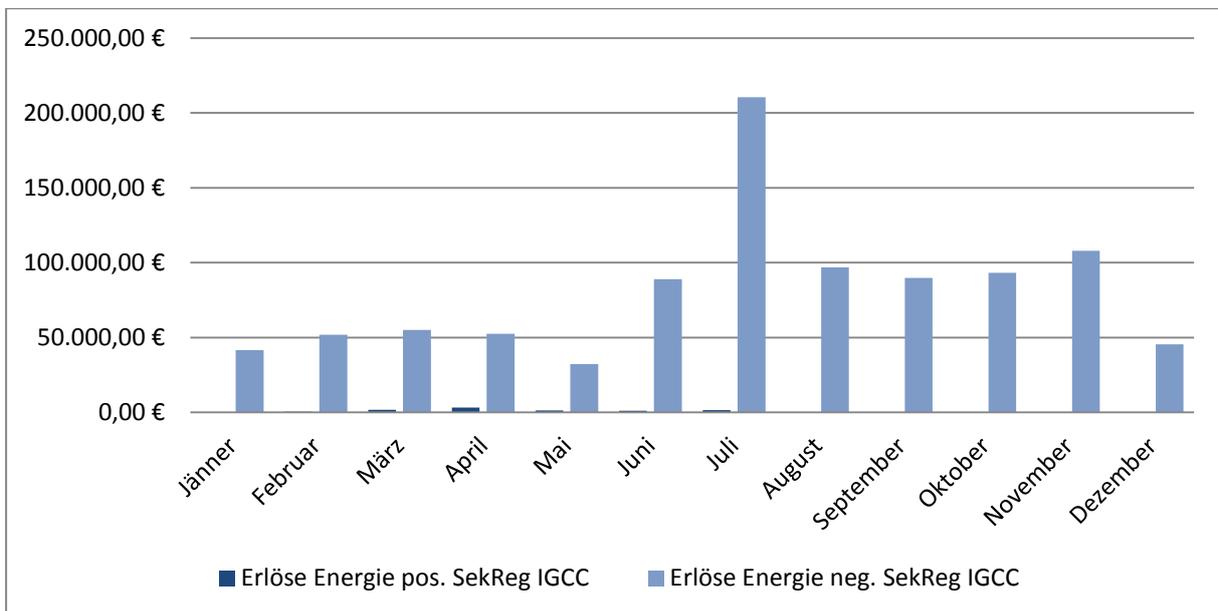


Abbildung 16 Monatliche Erlöse der APG durch IGCC 2015

Für die Einschätzung des Kostensparungspotentials für eine neue Kooperation müssen zuerst auch die bestehenden Kosten für Regelenergie Tschechiens berechnet werden.

Die Gesamtkosten der Regelreserve betragen rund 20 Millionen Euro in Tschechien.³² Die monatliche Auflistung der Kosten (Datensätze im Anhang) zeigt Abbildung 17.

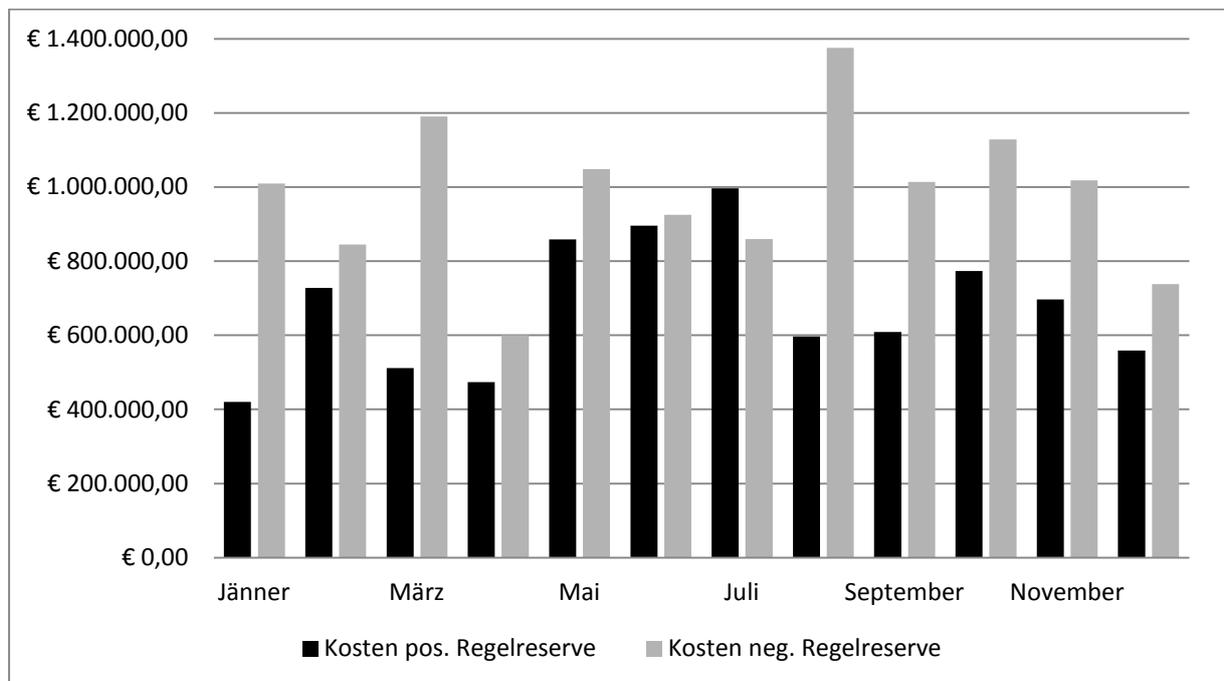


Abbildung 17 Monatliche Kosten der Regelenergie Tschechiens 2015

³² Preise und Mengen wurden aus der ETSO Homepage entnommen
<https://transparency.entsoe.eu/balancing/r2/activationAndActivatedBalancingReserves/show>
<https://transparency.entsoe.eu/balancing/r2/imbalance/show>

Im Laufe des Jahres 2013 wurde INC und Mitte 2014 IGCC eingeführt und es konnte in den vergangenen Jahren über 100 Millionen Euro eingespart werden. In Tabelle 5 werden die einzelnen Jahresgewinne dargestellt.³³

Jahr	INC erzielte Einsparung	IGCC erzielte Einsparung
2013	4,57 Mill Euro	0
2014	10,24 Mill Euro	32,85 Mill Euro
2015	11,83 Mill Euro	40,91 Mill Euro
Gesamt	26,64 Mill Euro	73,76 Mill Euro

Tabelle 5: Erzielte Ersparnisse der letzten 3 Jahre aus Kooperationen

Wenn diese erzielten Einsparungen mit den Gesamtkosten für das Jahr 2015 verglichen werden (siehe Abbildung 18), so sieht man, dass mehr als 50% der Regelenergiekosten (12% durch INC und 41% durch IGCC) eingespart werden konnten.

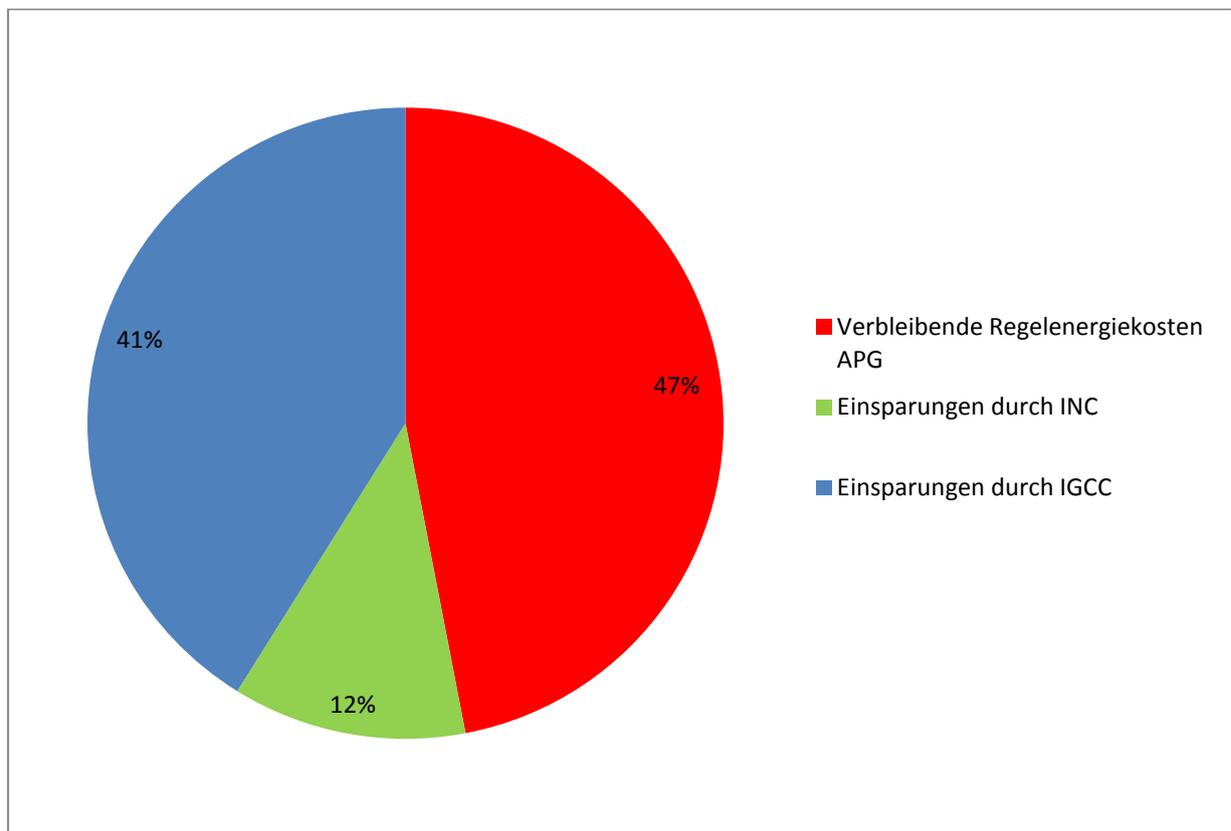


Abbildung 18 Einsparung der APG in Prozent für das Jahr 2015

33

https://www.ihs.ac.at/fileadmin/public/2016_Files/Documents/20160428.4_OeGOR@IHS_Todem.pdf

3.2 Einschränkungen und Annahmen

Für diese Arbeit wurden folgende Annahmen getroffen:

- Die historisch verfügbaren Daten zur Sekundärregelreserve der tschechischen TSO sind nur in stündlicher Auflösung verfügbar. Es wird zur Vereinfachung angenommen, dass über die gesamte Stunde der Verbrauch bzw. Nachfrage konstant ist und somit in Viertelstundenwerten umgerechnet werden kann.
- Die tschechischen Datensätze werden mit einem Gesamtpreis für die gesamte abgerufene Regelenergie angegeben. Dieser wird für diese Arbeit zur Vereinfachung als der jeweilige Arbeitspreis für die tschechische Sekundärregelenergie angenommen und am Ende der Auswertung mit einem Korrekturfaktor korrigiert.
- Der Wechselkurs zwischen Euro und Tschechischen Kronen wird in dieser Arbeit mit 27,03 festgelegt.
- Die Übertragungs-Grenzkapazitäten der Österreich-Tschechischen Grenze wurden für zahlreiche Datensätze überprüft und führte in allen Testfällen für das Jahr 2015 zu keiner Minderung der möglichen „Nettingmenge“. Es wird daher für diese Arbeit keine Einschränkung aufgrund der Grenzkapazitäten getroffen.

3.3 Analysevorgehen

Um das Vorgehen der Datenanalyse besser veranschaulichen zu können wurde in folgender Abbildung 19 ein einzelner ¼ Stunden Datensatz zur Illustrierung grafisch dargestellt.

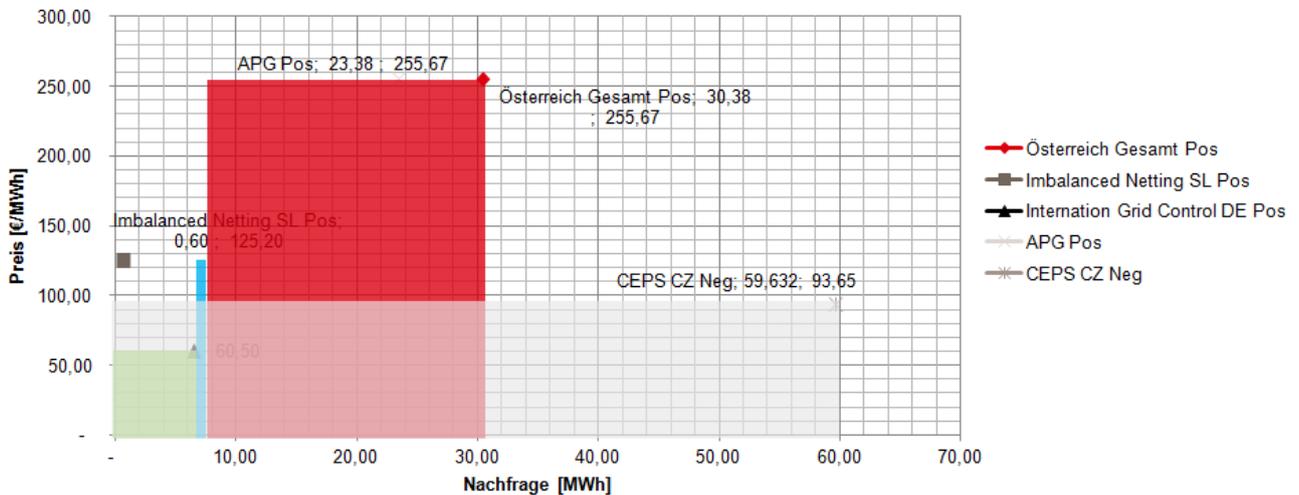


Abbildung 19: Preis-Nachfrage Kurve für Testdatensatz Positive Imbalance

Zu diesem Zeitpunkt wäre in Österreich eine gesamte Nachfrage von pos. Sekundärregelleistung von 30,38 MWh (rechter oberer roter Punkt) und würden keine Kooperationen bestehen, müsste die gesamte Nachfragemenge mit einem Preis von 255,67 Euro vergütet werden. Mit den zwei bestehenden Kooperationen kann nun über das Optimierungs-Netting-System in Echtzeit die Kooperation mit Deutschland IGCC und Slowenien INC versucht werden, diese positive Regelreserve mit negativer Regelreserve zu netten, und mit einem günstigeren Settlement-Preis zu ersetzen (grüne und blaue Fläche).

Nun bleibt der rote Block in der Grafik übrig, der aktuell von der APG selbst getragen wird. Zum selben Zeitpunkt hätte die tschechische TSO (grauer Block) eine negative SRL von ca. 60 MWh und könnte die restlichen ca. 23 MWh mit massiven Kosteneinsparungen netten. Hier treffen nun schon die ersten Annahmen in Kraft.

Die statistischen Werte sind über die gesamte Viertelstunde gemittelt, dass heißt hier muss noch mit Wahrscheinlichkeiten und Korrekturfaktoren gearbeitet werden, um eine seriöse ökonomische Aussagen treffen zu können.

Zur weiteren Analyse werden in diesem Abschnitt unterschiedliche Merit-Order-Kurven betrachtet und Veränderungen kommentiert. Alle Viertelstundenwerte werden auf ein x-y Diagramm, die jeweilige Nachfrage zum jeweiligen Preis aufgetragen und über die gesamte Punktwolke wird eine Trendlinie erstellt. Bei der Analyse des Monats Jänner 2015 kann hier mit den ersten zwei Grafiken erkannt werden, dass durch die zwei Kooperationen INC und IGCC die Nachfrage, die von der APG selbst getragen werden muss (Abbildung 20 und 21) sinkt und somit wir eine steilere Merit - Order - Kurve erhalten.

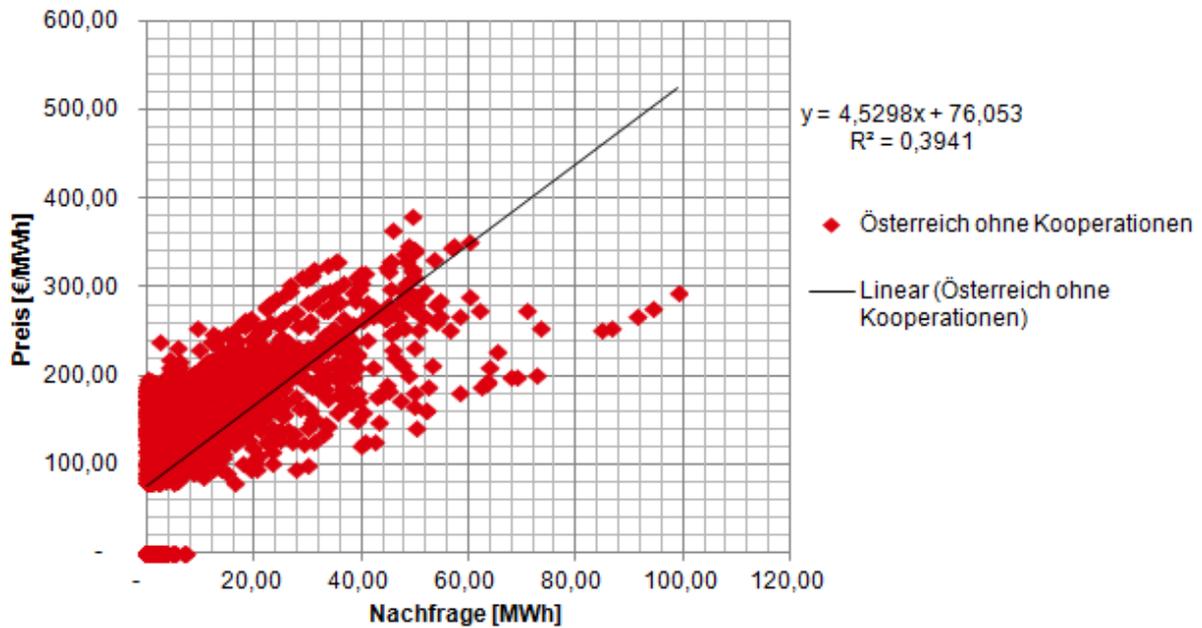


Abbildung 20: Merit Order Kurve 01.2015 – Gesamt Österreich ohne Kooperationen für pos. SRR

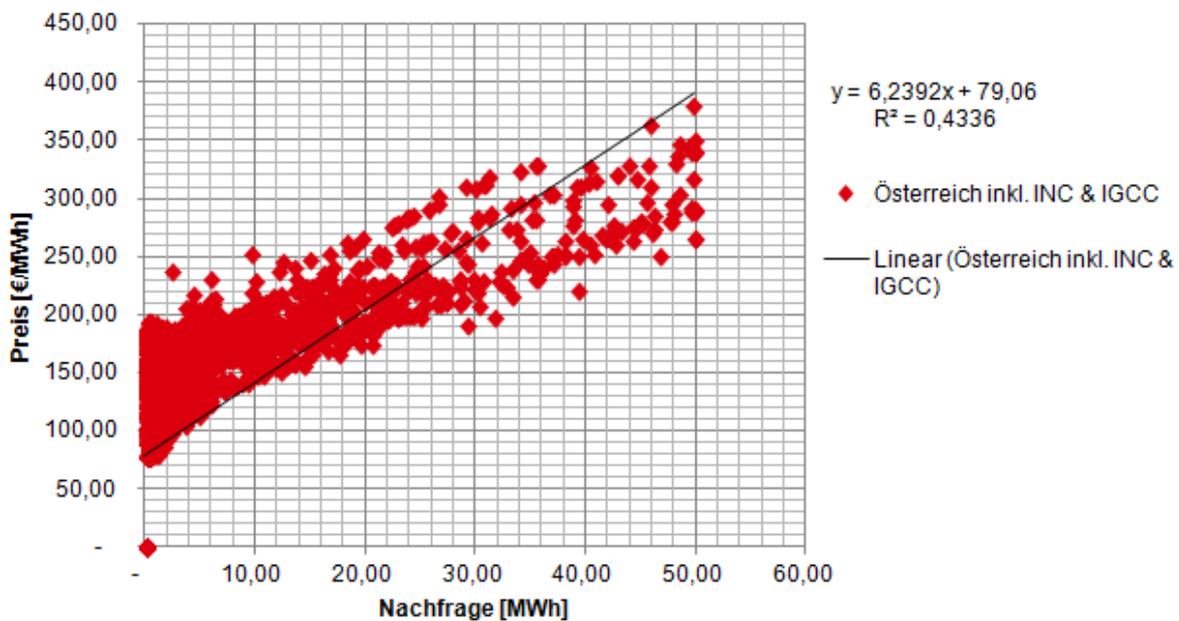


Abbildung 21: Merit Order Kurve 01.2015 – Restliche pos. SRR der APG, abzüglich der Kooperationen

Auch für die negative Sekundärregelreserve wurden die Merit-Order-Kurven des Jänners 2015 erstellt und in Abb. 22 und 23 dargestellt.

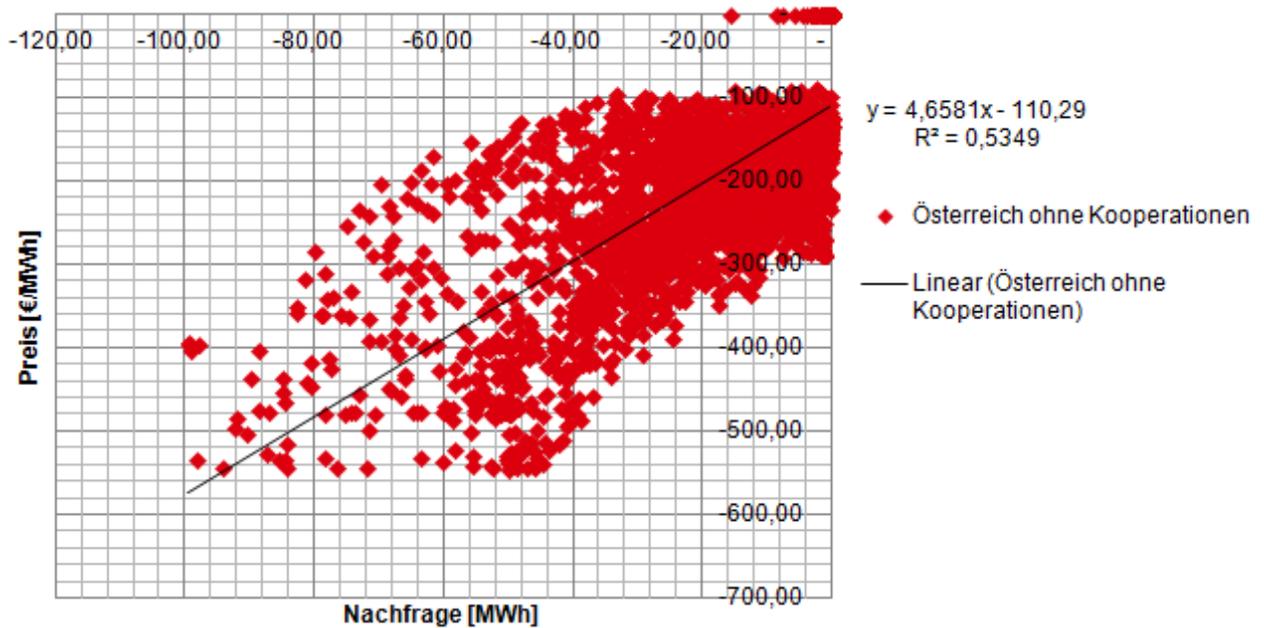


Abbildung 22: Merit Order Kurve 01.2015 neg. SRR Österreich Gesamt ohne Einsparungen durch Kooperationen

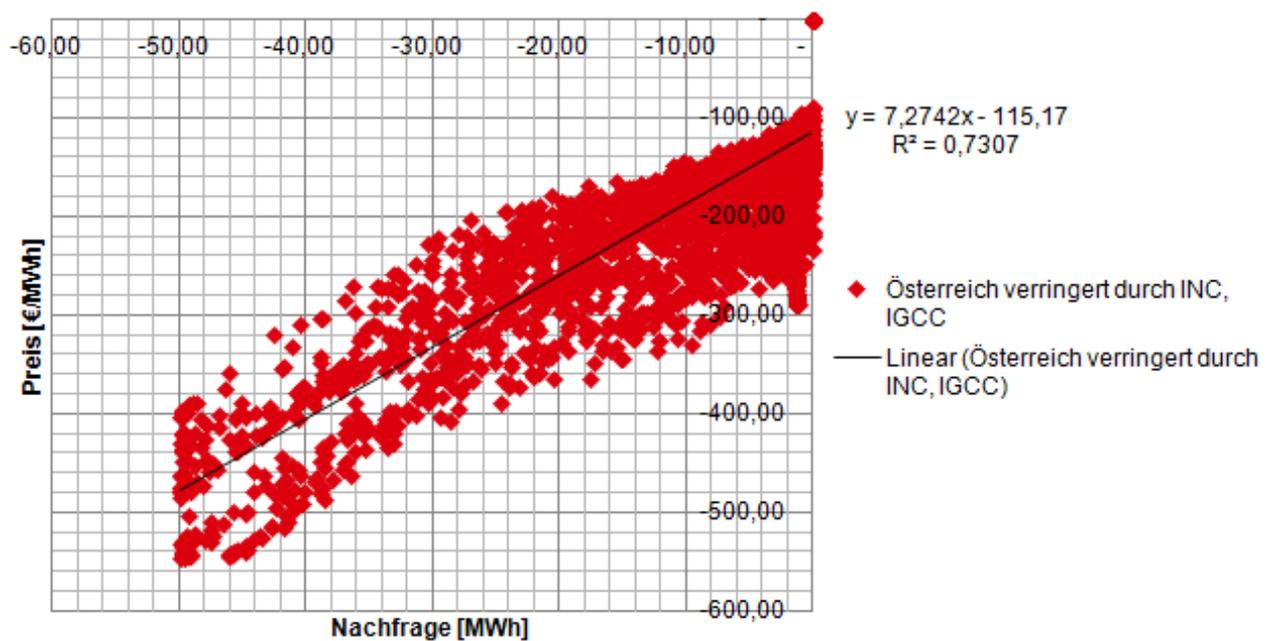


Abbildung 23 Merit Order Kurve 01.2015 neg. SRR inklusive der Kooperationen. Restliche SRR der APG

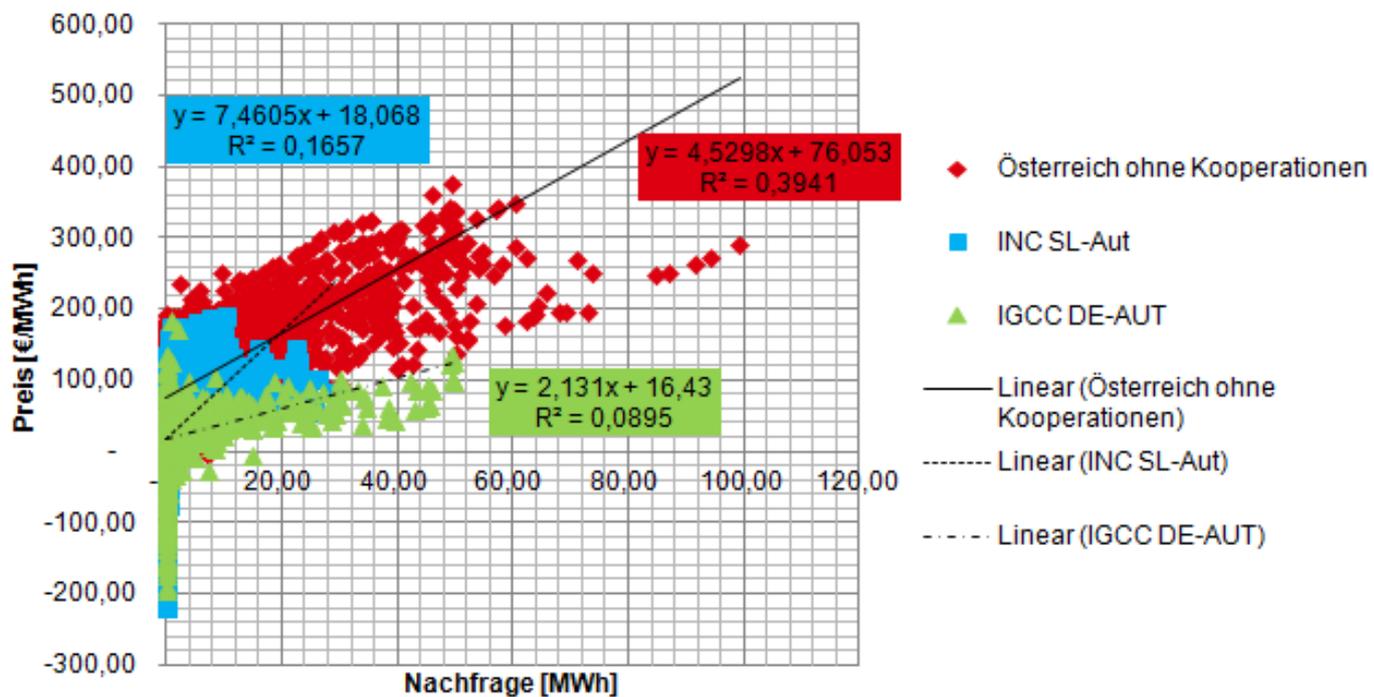


Abbildung 24: Vergleich der Merit Order Kurven 01.2015 pos. SRR: rot Gesamt Österreich, blau Abdeckung durch INC SL, grün Abdeckung durch IGCC DE

Die betrachtete Österreich Merit-Order-Kurve wird nun mit den jeweiligen Merit – Order-Kurven von INC und IGCC in der Abbildung 24 überlagert.

Hier kann der Merit-Order-Effekt gut erkannt werden, da die grün und blaue Merit Order Kurve den teureren reinen APG Verbrauch in der ersten Nachfrage verdrängt.

In Abbildung 25 und Abbildung 26 werden die Preis - Nachfrage Kurve der INC und IGCC Kooperationen noch einmal einzeln dargestellt und bestätigt die wesentlich geringere Preissituation.

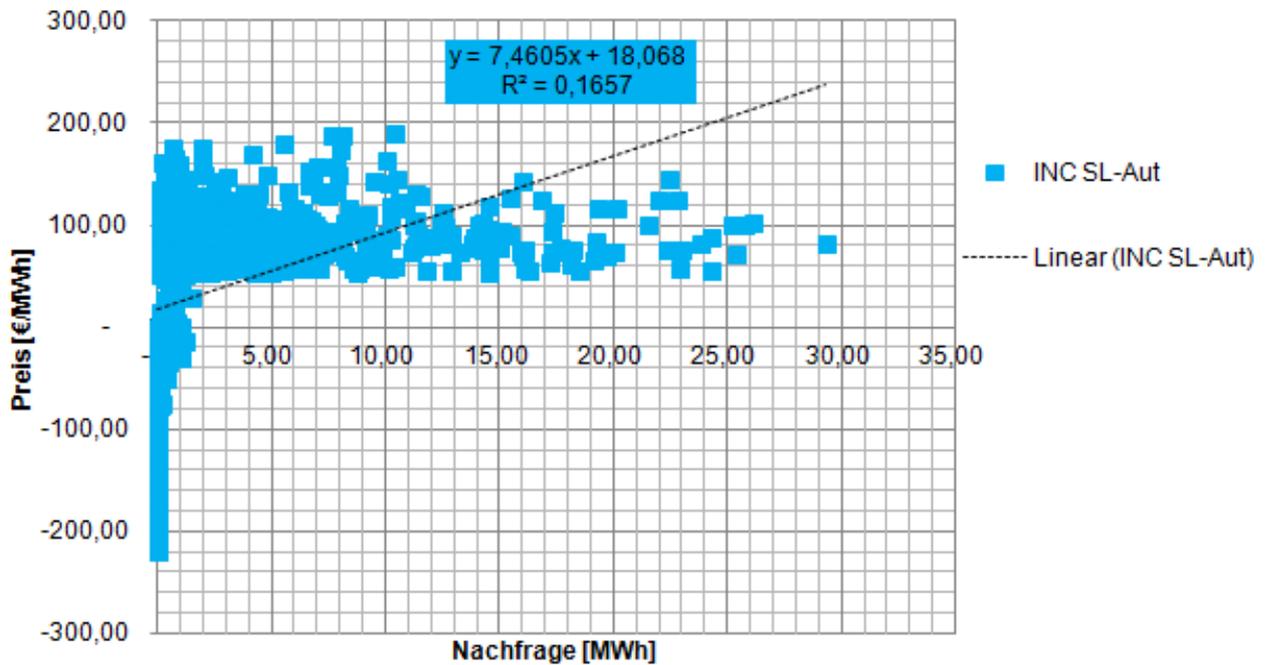


Abbildung 25: Merit Order Kurve 01.2015 pos. SRR Anteil der INC-Kooperation

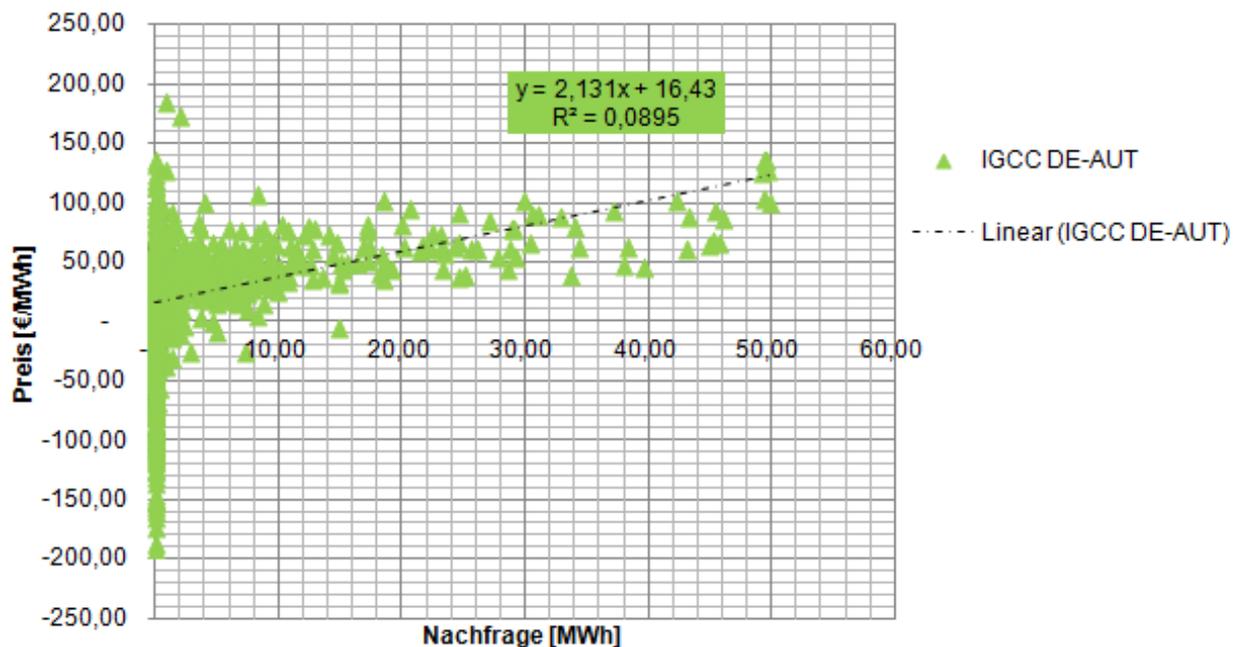


Abbildung 26: Merit Order Kurve 01.2015 pos. SRR Anteil der IGCC-Kooperation

Zur Veranschaulichung des Einsparungspotentials werden die Viertelstunden Nachfrage-Werte der ersten 10 Tage des Jänners 2015 der aktivierten negativen Sekundärregelreserve hinter der positiven Sekundärregelreserve der tschechischen TSO gelegt. Hier kann schon der Trend erkannt werden, dass nahezu die gesamte restliche, von der APG aufgebrachte, SRR von einer neuen tschechischen Kooperation „genettet“ werden könnte. (siehe Abb. 27,28)

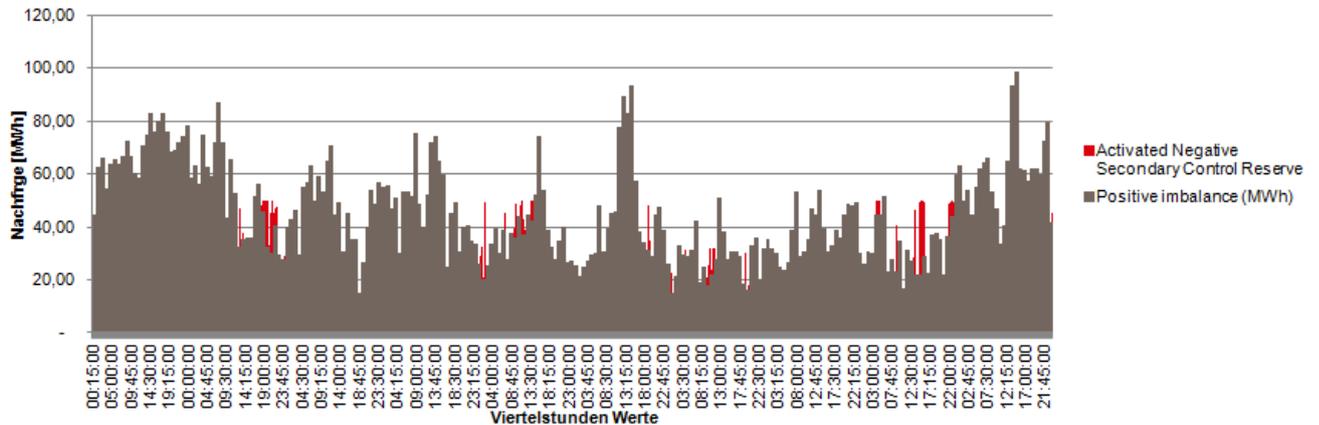


Abbildung 27: Viertelstunden Nachfragewerte von 01.01.15-10.01.15 Vergleich AUT SRR neg. vs. CZ SRR pos.

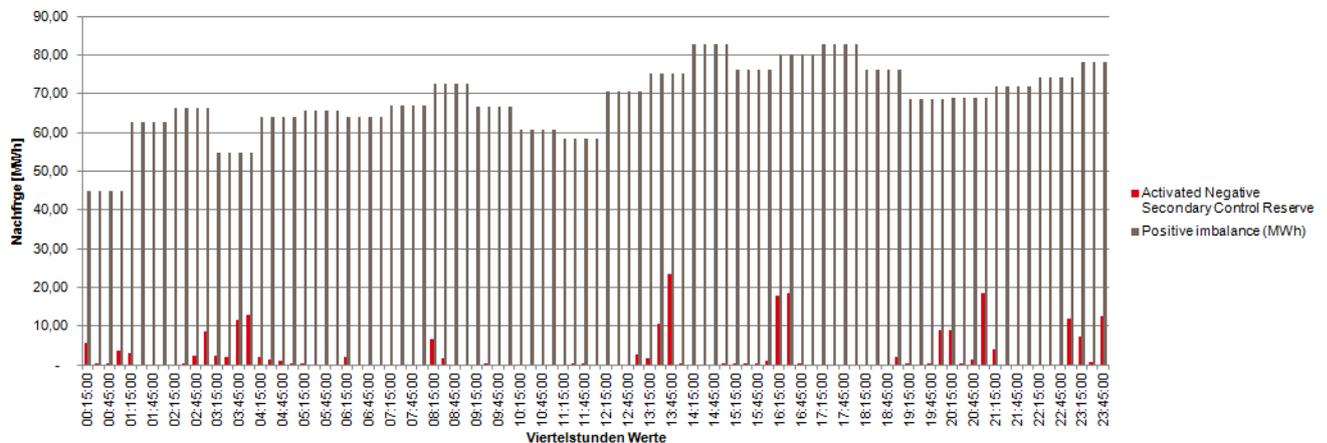


Abbildung 28: Viertelstunden Nachfragewerte Tag 01.01.2015

Aus der Abbildung 28 wird ersichtlich, dass z.B. am 01.01.2015 durch eine neue Kooperation mit Tschechien für dieses Beispiel die gesamte neg. Sekundärregelreserve der APG durch die positive Sekundärregelreserve der CEPS „genettet“ werden könnte.

4 Berechnungen

Die zuvor erklärten Grundlagen und die beschriebenen Modelle werden nun auf die historischen Daten der APG und CEPS angewendet. Über 140.000 Datensätze aus dem Jahr 2015 wurden mit Hilfe einer Excel Auswertung und unter Anwendung des TSO-TSO Modells und des Settlement-Modells analysiert.³⁴ Um die Übersichtlichkeit in dieser Arbeit gewährleisten zu können, wird im folgenden Kapitel nur ein kleiner Ausschnitt der Datensätze vorgeführt um die Anwendung der Berechnungen zu erläutern. Die gesamte Auswertungstabelle kann am Institut angefordert werden.

Im ersten Schritt werden die notwendigen Regelenergiekosten in einem Viertelstunden Zeitintervall der APG im Modell eingepflegt. Für das Settlement-Modell wird von der negativen Sekundärregelreserve der Betrag benötigt, damit nur positive Werte in die Berechnung einfließen (Tabelle 6).

Zeit Intervall	Positiv aktivierte Sekundär Regelreserve	Negativ aktivierte Sekundär Regelreserve	Betrag der neg. aktivierten Sekundär Regelreserve	Gewichteter Durchschnittspreis der aktivierten pos Sekundärregelreserve	Gewichteter Durchschnittspreis der aktivierten neg Sekundärregelreserve
	in MWh	in MWh	in MWh	in €/MWh	in €/MWh
18:00	22,74	-	-	279,81	-
18:15	19,51	-	-	265,46	-
18:30	29,82	-	-	309,63	-
18:45	23,40	-	-	282,34	-
19:00	14,82	-2,02	2,02	247,01	-147,95
19:15	31,04	-0,52	0,52	319,14	-166,98
19:30	26,52	-	-	295,59	-
19:45	18,13	-0,19	0,19	262,66	-137,69
20:00	0,18	-9,07	9,07	178,24	-228,64
20:15	2,50	-9,08	9,08	183,32	-194,25
20:30	8,08	-0,34	0,34	186,42	-163,35
20:45	3,72	-1,33	1,33	181,59	-156,91
21:00	-	-18,45	18,45	-	-242,30
21:15	13,97	-4,00	4,00	206,74	-200,46
21:30	30,27	-	-	261,71	-
21:45	28,27	-	-	255,10	-
22:00	16,07	-	-	211,05	-

Tabelle 6 Regelenergiekosten der APG für 01.01.2015 18.00-22.00

Die Sekundärregelreserve wird in MWh und der gewichtete Durchschnittspreis in €/MWh angegeben. Der Betrag der negativen Sekundärregelenergie wird mit folgender Formel berechnet.

$$\text{Betrag Neg. SRR} = | \text{Neg. SRR} |$$

Formel 4 Betrags-Berechnung der negativen SRR

³⁴Datenquelle: <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung/statistik>

Der tschechische Übertragungsnetzbetreiber CEPS wertet die Regelenergiedaten in einem stündlichen Zeitintervall aus.^{35,36} Um das Modell anwenden zu können, müssen im ersten Schritt die gesamten tschechischen Regelenergiedaten auf Viertelstunden Werte umgerechnet werden. Hier wurde die Annahme getroffen, dass der gesamte Regelenergieverbrauch über die Stunde konstant ist und konnte somit in vier gleiche Viertel aufgeteilt werden (Tabelle 7). Am Ende der Auswertung wird diese Annahme mittels eines Korrekturfaktors berücksichtigt.

Zeit Intervall	Positiv aktivierte Sekundär Regelreserve Stundenwerte	Positiv aktivierte Sekundär Regelreserve im Viertelstunden Intervall	Negative aktivierte Sekundär Regelreserve Stundenwerte	Negative aktivierte Sekundär Regelreserve im Viertelstunden Intervall
	in MWh	in MWh	in MWh	in MWh
18:00	-	-	-96,00	-24,00
18:15	-	-	-90,00	-22,50
18:30	-	-	-90,00	-22,50
18:45	-	-	-90,00	-22,50
19:00	-	-	-90,00	-22,50
19:15	21,00	5,25	-43,00	-10,75
19:30	21,00	5,25	-43,00	-10,75
19:45	21,00	5,25	-43,00	-10,75
20:00	21,00	5,25	-43,00	-10,75
20:15	10,00	2,50	-13,00	-3,25
20:30	10,00	2,50	-13,00	-3,25
20:45	10,00	2,50	-13,00	-3,25
21:00	10,00	2,50	-13,00	-3,25
21:15	-	-	-45,00	-11,25
21:30	-	-	-45,00	-11,25
21:45	-	-	-45,00	-11,25
22:00	-	-	-45,00	-11,25

Tabelle 7 Umrechnung von Stunden- in Viertelstundenwerte CEPS-Daten 01.01.2015 18.00-22.00

$$Pos. SRR Viertelstundenwert = \frac{Pos SRR Stundenwert}{4}$$

Formel 5 Umrechnungsformel Stunden auf Viertelstundenwerte

Laut einem Interview mit einem Insider der Energieszene der Tschechischen Republik soll 2019 auch das tschechische Regelenergie-Datenmodell auf Viertelstunden-Werte umgestellt werden. Auch jene Zeitperioden an denen z.B. keine positive Sekundärregelreserve aktiviert werden, müssen in der Auswertung berücksichtigt werden und werden in unserem Beispielzeitfenster z.B. von 18.00-19.15 mit in der Tabelle und der Berechnung mit dem Wert 0 eingebunden.

³⁵ Datenquellen: <https://transparency.entsoe.eu/balancing/r2/imbalance/show>

³⁶ Datenquellen:

<https://transparency.entsoe.eu/balancing/r2/activationAndActivatedBalancingReserves/show>

Die Opportunitätspreise der CEPS werden in tschechische Kronen angegeben. Diese müssen für den Settlement-Preis auf Euro umgerechnet werden. Für diese Arbeit wurde ein Umrechnungsfaktor von 27,03 verwendet (Tabelle 8).³⁷

Da die Arbeitspreise für Sekundärregelreserve in Tschechien für das gesamte 2015er Jahre nicht veröffentlicht wurden, sondern nur vereinzelt einzelne Monate einsehbar sind, wurde aus dem Interview mit der APG die Empfehlung ausgesprochen, die vollständige Jahresstatistik der Imbalance Preise zu nehmen und am Ende der Kalkulation einen Korrekturfaktor einzufügen. Die angeführten tschechischen Preise sind also die Settlement-Preise Tschechiens von Sekundärregelreserve, Tertiärregelreserve, IGCC Kooperation DE-CZ und dem ungewollten Austausch.

Zeit Intervall	Preis für Positive Regelenenergie in Tsch.Kronen	Preis für Positive Regelenenergie in Euro	Preis für Negative Regelenenergie in Tsch.Kronen	Preis für Negative Regelenenergie in Euro
	CZK/MWh	€/MWh	CZK/MWh	€/MWh
18:00	-337,00	-12,47	-1,00	-0,04
18:15	-308,00	-11,39	-1,00	-0,04
18:30	-308,00	-11,39	-1,00	-0,04
18:45	-308,00	-11,39	-1,00	-0,04
19:00	-308,00	-11,39	-1,00	-0,04
19:15	-229,00	-8,47	-1,00	-0,04
19:30	-229,00	-8,47	-1,00	-0,04
19:45	-229,00	-8,47	-1,00	-0,04
20:00	-229,00	-8,47	-1,00	-0,04
20:15	-76,00	-2,81	-1,00	-0,04
20:30	-76,00	-2,81	-1,00	-0,04
20:45	-76,00	-2,81	-1,00	-0,04
21:00	-76,00	-2,81	-1,00	-0,04
21:15	-174,00	-6,44	-1,00	-0,04
21:30	-174,00	-6,44	-1,00	-0,04
21:45	-174,00	-6,44	-1,00	-0,04
22:00	-174,00	-6,44	-1,00	-0,04

Tabelle 8 Umrechnung der Imbalance Preise von Tschechischer Kronen in Euro

Im weiteren Schritt wird auch bei den tschechischen Regelenenergiedaten wieder der Betrag der neg. SRR benötigt um alle Verbrauchswerte auf ein positives Vorzeichen zu bringen (Tabelle 9).

³⁷ https://www.waehrungsrechner-euro.com/euro_tschechische_krone

Zeit Intervall	Positiv aktivierte Sekundär Regelreserve	Negativ aktivierte Sekundär Regelreserve	Betrag der neg. aktivierten Sekundär Regelreserve	Gewichteter Durchschnittspreis der aktivierten pos Sekundärregelreserve	Gewichteter Durchschnittspreis der aktivierten neg Sekundärregelreserve
	in MWh	in MWh	in MWh	in €/MWh	in €/MWh
18:00	-	-24,00	24,00	-12,47	-0,04
18:15	-	-22,50	22,50	-11,39	-0,04
18:30	-	-22,50	22,50	-11,39	-0,04
18:45	-	-22,50	22,50	-11,39	-0,04
19:00	-	-22,50	22,50	-11,39	-0,04
19:15	5,25	-10,75	10,75	-8,47	-0,04
19:30	5,25	-10,75	10,75	-8,47	-0,04
19:45	5,25	-10,75	10,75	-8,47	-0,04
20:00	5,25	-10,75	10,75	-8,47	-0,04
20:15	2,50	-3,25	3,25	-2,81	-0,04
20:30	2,50	-3,25	3,25	-2,81	-0,04
20:45	2,50	-3,25	3,25	-2,81	-0,04
21:00	2,50	-3,25	3,25	-2,81	-0,04
21:15	-	-11,25	11,25	-6,44	-0,04
21:30	-	-11,25	11,25	-6,44	-0,04
21:45	-	-11,25	11,25	-6,44	-0,04
22:00	-	-11,25	11,25	-6,44	-0,04

Tabelle 9 Regelenergiekosten der CEPS für 01.01.2015 18.00-22.00

Somit ist unsere Ausgangsdatenlage aufbereitet und kann die „nettingbare“ Regelreserve berechnet werden. Im folgenden Schritt wird nun jeweils die positive SRR der APG mit der negativen SRR der CEPS verglichen. Der niedrigere Wert der beiden „Netting“-Partner wird als „Nettingmenge“ festgelegt, da nur jene Menge ausgeglichen werden kann, welche auch verfügbar ist. Die Viertelstundenwerte sind die Mittelwerte über die gesamten 15 Minuten, es kommt hier also zu einer Korrektur, da die jeweiligen pos. und neg. Regelreserven nicht zu 100% korrelieren werden. Daher wird hier eine Korrelation von 50% angenommen. Am Ende des Kapitels werden unterschiedliche Korrelationen der „Nettingmengen“ dargestellt.

Mittels der Excel Funktion „Wenn(A, dann B, sonst C)“ wird der beschriebene Rechengang durchgeführt.

WENN(SRR APG pos. < SRR CEPS neg.; SRR APG pos./2 ; SRR CEPS neg./2)

Mit dieser Funktion wird der kleinere Betrag halbiert und in die Tabellen 10 und 11 als „Halbe Nettingmenge“ eingetragen.

Zeit Intervall	Positiv aktivierte Sekundär Regelreserve APG	Betrag der neg. aktivierten Sekundär Regelreserve CEPS	Halbe Netting- Menge pos. APG mit neg. CEPS
	in MWh	in MWh	in MWh
18:00	22,74	24,00	11,37
18:15	19,51	22,50	9,76
18:30	29,82	22,50	11,25
18:45	23,40	22,50	11,25
19:00	14,82	22,50	7,41
19:15	31,04	10,75	5,38
19:30	26,52	10,75	5,38
19:45	18,13	10,75	5,38
20:00	0,18	10,75	0,09
20:15	2,50	3,25	1,25
20:30	8,08	3,25	1,63
20:45	3,72	3,25	1,63
21:00	-	3,25	0,00
21:15	13,97	11,25	5,63
21:30	30,27	11,25	5,63
21:45	28,27	11,25	5,63
22:00	16,07	11,25	5,63

Tabelle 10 Berechnung der halben „Nettingmenge“ pos. APG SRR mit neg. CEPS SRR

Zeit Intervall	Betrag der neg. aktivierten Sekundär Regelreserve APG	Positiv aktivierte Sekundär Regelreserve CEPS	Halbe Netting- Menge neg. APG mit pos. CEPS
	in MWh	in MWh	in MWh
18:00	-	-	0,00
18:15	-	-	0,00
18:30	-	-	0,00
18:45	-	-	0,00
19:00	2,02	-	0,00
19:15	0,52	5,25	0,26
19:30	-	5,25	0,00
19:45	0,19	5,25	0,10
20:00	9,07	5,25	2,63
20:15	9,08	2,50	1,25
20:30	0,34	2,50	0,17
20:45	1,33	2,50	0,67
21:00	18,45	2,50	1,25
21:15	4,00	-	0,00
21:30	-	-	0,00
21:45	-	-	0,00
22:00	-	-	0,00

Tabelle 11 Berechnung der halben „Nettingmenge“ neg. APG SRR mit pos. CEPS SRR

Mit der Annahme, dass die Hälfte der Regelreserven zum „Nettingzeitpunkt“ korreliert, würden im gesamten Jahr 2015 mehr als 77.000 MWh für die Netting-Kooperation zur Verfügung stehen.

Um die Kosten festzustellen welche der APG oder der CEPS entstehen, wenn es zu keiner neuen Kooperation kommen würde, werden nun die jeweiligen gesamten Opportunitätskosten berechnet. Es wird die zur Verfügung stehende Netting Menge mit dem jeweiligen Opportunitätspreis multipliziert (siehe Tabelle 12).

Opportunitätskosten APG

$$= \text{Nettingmenge posAPG} \times \text{Preis für pos. SRR} \\ + (-\text{Nettingmenge negAPG}) \times \text{Preis für neg. SRR}$$

Formel 6 Berechnung Opportunitätskosten APG

Halbe Netting-Menge pos. APG mit neg. CEPS	Halbe Netting-Menge neg. APG mit pos. CEPS	Gewichteter Durchschnittspreis der aktivierten pos Sekundärregelreserve	Gewichteter Durchschnittspreis der aktivierten neg Sekundärregelreserve	Opportunitätskosten APG ohne Kooperation der Nettingmenge
in MWh	in MWh	in €/MWh	in €/MWh	in €
11,37	0,00	279,81	-	3181,44
9,76	0,00	265,46	-	2589,52
11,25	0,00	309,63	-	3483,38
11,25	0,00	282,34	-	3176,36
7,41	0,00	247,01	-147,95	1830,32
5,38	0,26	319,14	-166,98	1758,82
5,38	0,00	295,59	-	1588,81
5,38	0,10	262,66	-137,69	1424,87
0,09	2,63	178,24	-228,64	616,23
1,25	1,25	183,32	-194,25	471,96
1,63	0,17	186,42	-163,35	330,70
1,63	0,67	181,59	-156,91	399,43
0,00	1,25	-	-242,30	302,88
5,63	0,00	206,74	-200,46	1162,89
5,63	0,00	261,71	-	1472,14
5,63	0,00	255,10	-	1434,93
5,63	0,00	211,05	-	1187,18

Tabelle 12 Berechnung der Kosten der Nettingmenge ohne einer Kooperation der APG 18.00-22.00

Die gleiche Formel wird nun auch für den tschechischen Übertragungsnetzbetreiber CEPS angewendet.

Opportunitätskosten CEPS

= Nettingmenge posCEPS x Preis für pos. SRR

+ (–Nettingmenge negCEPS) x Preis für neg. SRR

Formel 7 Berechnung Opportunitätskosten CEPS

Negative Kosten bedeutet, dass der Übertragungsnetzbetreiber für diese Zeitperiode Geld erhält.

Tabelle 13 zeigt die Anwendung der Formel 7.

Halbe Netting-Menge pos. APG mit neg. CEPS	Halbe Netting-Menge neg. APG mit pos. CEPS	Gewichteter Durchschnittspreis der aktivierten pos Sekundärregelreserve	Gewichteter Durchschnittspreis der aktivierten neg Sekundärregelreserve	Opportunitätskosten CEPS ohne Kooperation der Nettingmenge
in MWh	in MWh	in €/MWh	in €/MWh	in €
11,37	0,00	-12,47	-0,04	0,42
9,76	0,00	-11,39	-0,04	0,36
11,25	0,00	-11,39	-0,04	0,42
11,25	0,00	-11,39	-0,04	0,42
7,41	0,00	-11,39	-0,04	0,27
5,38	0,26	-8,47	-0,04	-2,00
5,38	0,00	-8,47	-0,04	0,20
5,38	0,10	-8,47	-0,04	-0,61
0,09	2,63	-8,47	-0,04	-22,24
1,25	1,25	-2,81	-0,04	-3,47
1,63	0,17	-2,81	-0,04	-0,42
1,63	0,67	-2,81	-0,04	-1,81
0,00	1,25	-2,81	-0,04	-3,51
5,63	0,00	-6,44	-0,04	0,21
5,63	0,00	-6,44	-0,04	0,21
5,63	0,00	-6,44	-0,04	0,21
5,63	0,00	-6,44	-0,04	0,21

Tabelle 13 Berechnung der Kosten der Nettingmenge ohne einer Kooperation der CEPS

Berechnungen

Das Settlement-Modell findet im nächsten Schritt seine Anwendung. Der Settlement Preis wird nun, wie im Theorieteil beschrieben, berechnet (Tabelle 14).

Halbe Netting-Menge pos. APG mit neg. CEPS	Halbe Netting-Menge neg. APG mit pos. CEPS	Preis der aktivierten pos. SRR APG	Preis der aktivierte n neg. SRR APG	Preis der aktivierte n pos. SRR CEPS	Preis der aktivierte n neg. SRR CEPS	Settlement-Preis
in MWh	in MWh	in €/MWh	in €/MWh	in €/MWh	in €/MWh	in €/MWh
11,37	0,00	279,81	-	-12,47	-0,04	139,89
9,76	0,00	265,46	-	-11,39	-0,04	132,71
11,25	0,00	309,63	-	-11,39	-0,04	154,80
11,25	0,00	282,34	-	-11,39	-0,04	141,15
7,41	0,00	247,01	-147,95	-11,39	-0,04	123,48
5,38	0,26	319,14	-166,98	-8,47	-0,04	148,14
5,38	0,00	295,59	-	-8,47	-0,04	147,78
5,38	0,10	262,66	-137,69	-8,47	-0,04	127,76
0,09	2,63	178,24	-228,64	-8,47	-0,04	-111,67
1,25	1,25	183,32	-194,25	-2,81	-0,04	-3,45
1,63	0,17	186,42	-163,35	-2,81	-0,04	76,50
1,63	0,67	181,59	-156,91	-2,81	-0,04	41,22
0,00	1,25	-	-242,30	-2,81	-0,04	-122,56
5,63	0,00	206,74	-200,46	-6,44	-0,04	103,35
5,63	0,00	261,71	-	-6,44	-0,04	130,84
5,63	0,00	255,10	-	-6,44	-0,04	127,53
5,63	0,00	211,05	-	-6,44	-0,04	105,51

Tabelle 14 Berechnung des Settlement-Preis für 01.01.2015 18.00-22.00

$$\text{Settlementpreis} = \frac{(E_1 \times P_1 + E_2 \times P_2 + E_2 \times P_3 + E_1 \times P_4)}{(2 \times E_1 + 2 \times E_2)}$$

Formel 8 Berechnung Settlement-Preis

E_1 ... Nettingmenge SRR pos. APG mit neg. CEPS

E_2 ... Nettingmenge SRR pos. CEPS mit neg. APG

E_3 ... Nettingmenge SRR neg. APG

E_4 ... Nettingmenge SRR neg. CEPS

P_1 ... Preis für pos. SRR APG

P_2 ... Preis für pos. SRR CEPS

P_3 ... Preis für neg. SRR APG

P_4 ... Preis für neg. SRR CEPS

Die resultierenden Zahlungen werden nun durch den Settlement-Preis und den „Nettingmengen“ berechnet. Ein positives Ergebnis bedeutet eine Zahlung, ein negativer Wert heißt, dass der Übertragungsnetzbetreiber Geld erhält (Tabelle 15).

Zeit Intervall	Halbe Netting-Menge pos. APG mit neg. CEPS	Halbe Netting-Menge neg. APG mit pos. CEPS	Settlement Preis	Zahlung APG mit Kooperation	Zahlung CEPS mit Kooperation
	in MWh	in MWh	in €/MWh	in €	in €
18:00	11,37	0,00	139,89	1590,51	-1590,51
18:15	9,76	0,00	132,71	1294,58	-1294,58
18:30	11,25	0,00	154,80	1741,48	-1741,48
18:45	11,25	0,00	141,15	1587,97	-1587,97
19:00	7,41	0,00	123,48	915,02	-915,02
19:15	5,38	0,26	148,14	757,76	-757,76
19:30	5,38	0,00	147,78	794,30	-794,30
19:45	5,38	0,10	127,76	674,58	-674,58
20:00	0,09	2,63	-111,67	283,09	-283,09
20:15	1,25	1,25	-3,45	0,00	0,00
20:30	1,63	0,17	76,50	111,30	-111,30
20:45	1,63	0,67	41,22	39,58	-39,58
21:00	0,00	1,25	-122,56	153,20	-153,20
21:15	5,63	0,00	103,35	581,34	-581,34
21:30	5,63	0,00	130,84	735,96	-735,96
21:45	5,63	0,00	127,53	717,36	-717,36
22:00	5,63	0,00	105,51	593,48	-593,48

Tabelle 15 Berechnung der Zahlungsströme für 01.01.2015 18.00-22.00

$$\text{Zahlung APG} = (\text{Nettingmenge pos APG} + (-\text{Nettingmenge neg APG})) \times \text{Settlementpreis}$$

Formel 9 Berechnung der resultierenden Zahlung für die APG

$$\begin{aligned} \text{Zahlung CEPS} \\ = (\text{Nettingmenge pos CEPS} \\ + (-\text{Nettingmenge neg CEPS})) \times \text{Settlementpreis} \end{aligned}$$

Formel 10 Berechnung der resultierenden Zahlung für die CEPS

An den Vorzeichen der Ergebnisse erkennt man, dass von den Zahlungsflüssen die APG Zahlungen an die CEPS liefert.

Das Ergebnis der letzten Berechnung ist die finale Einsparung nach der Verrechnung und wird in Tabelle 16 unter Anwendung der Formel 11 dargestellt.

Opportunitäts- kosten APG ohne Kooperation der Netting menge	Opportunitäts- kosten CEPS ohne Kooperation der Netting menge	Zahlung APG mit Koop.	Zahlung CEPS mit Koop.	Ein- sparung APG	Ein- sparung CEPS
in €	in €	in €	in €	in €	in €
3181,44	0,42	1590,51	-1590,51	1590,93	1590,93
2589,52	0,36	1294,58	-1294,58	1294,94	1294,94
3483,38	0,42	1741,48	-1741,48	1741,90	1741,90
3176,36	0,42	1587,97	-1587,97	1588,39	1588,39
1830,32	0,27	915,02	-915,02	915,29	915,29
1758,82	-2,00	757,76	-757,76	1001,06	755,75
1588,81	0,20	794,30	-794,30	794,50	794,50
1424,87	-0,61	674,58	-674,58	750,29	673,97
616,23	-22,24	283,09	-283,09	333,14	260,86
471,96	-3,47	0,00	0,00	471,96	-3,47
330,70	-0,42	111,30	-111,30	219,40	110,88
399,43	-1,81	39,58	-39,58	359,85	37,77
302,88	-3,51	153,20	-153,20	149,68	149,68
1162,89	0,21	581,34	-581,34	581,55	581,55
1472,14	0,21	735,96	-735,96	736,17	736,17
1434,93	0,21	717,36	-717,36	717,57	717,57
1187,18	0,21	593,48	-593,48	593,69	593,69

Tabelle 16 Berechnung der finalen Einsparung für 01.01.2015 18.00-22.00

$$\text{Einsparung APG} = \text{Opportunitätskosten APG} - \text{Zahlung APG}$$

Formel 11 Berechnung der resultierenden Einsparung für die APG

$$\text{Einsparung CEPS} = \text{Opportunitätskosten CEPS} - \text{Zahlung CEPS}$$

Formel 12 Berechnung der resultierenden Einsparung für die CEPS

5 Auswertung der Ergebnisse

Das gesamte Einsparungspotential für 2015 für die APG und CEPS bei einer 50% Korrelation der „Nettingmenge“ beträgt 4,8 Millionen Euro für die APG und 4,5 Millionen Euro für die CEPS. Nachdem nun einige Annahmen getroffen wurden, die zu einer Verminderung dieser Einsparung kommen, wurde durch das Interview mit der APG ein Korrekturfaktor von 0,7 empfohlen. Somit würde eine Kooperation rund **3,4 Millionen Euro für die APG und 3,1 Millionen Euro für CEPS** bringen.

Je nach der Höhe des Korrekturfaktors variiert das Kosteneinsparungspotential wie in Tabelle 17 und Abbildung 29 dargestellt wird

Einsparung APG	Einsparung CEPS	Korrekturfaktor
4.820.360 €	4.486.114 €	1
3.374.252 €	3.140.279 €	0,7
1.687.126 €	1.570.139 €	0,5
506.137 €	471.041 €	0,3

Tabelle 17 Kosteneinsparungspotential APG und CEPS bei 50% Nettingmenge

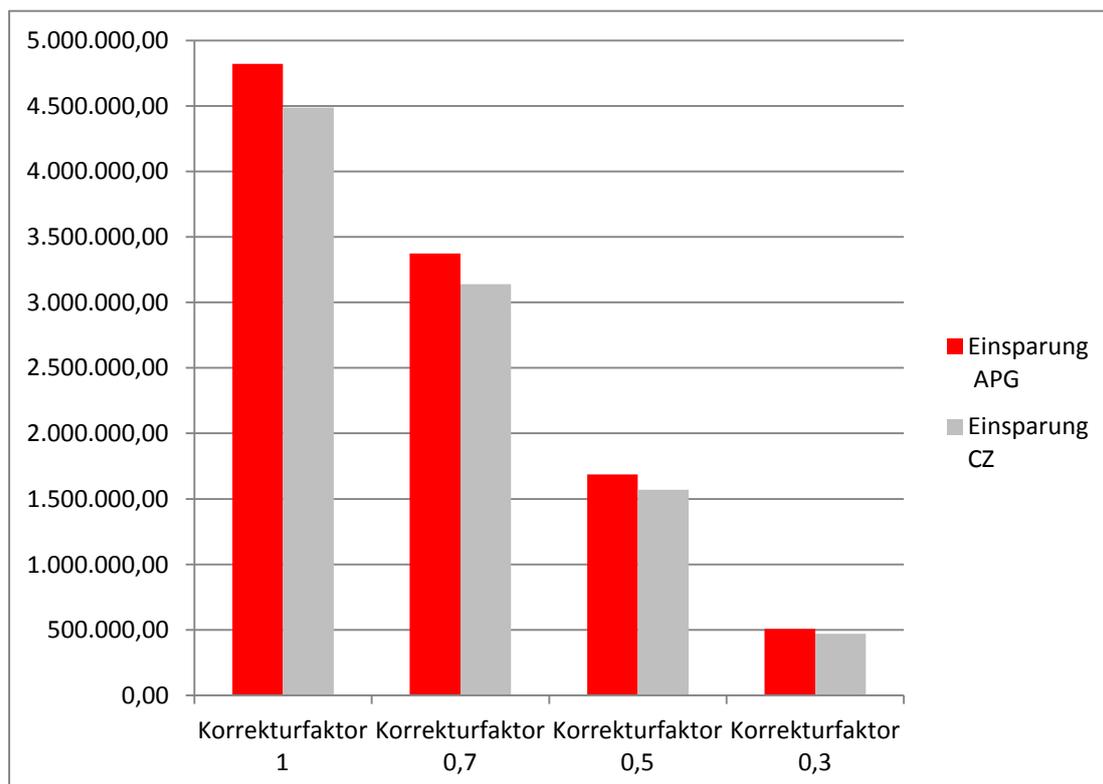


Abbildung 29 Kosteneinsparungspotential APG und CEPS bei 50% Nettingmenge in Abhängigkeit des Korrekturfaktor

An der Auswertung der monatlichen Einsparungen kann man erkennen, dass vor allem in den Wintermonaten das Kosteneinsparungspotential am höchsten wäre. Abbildung 30 und Tabelle 18 zeigen das monatliche Einsparungspotential.

Monat	Einsparung APG	Einsparung CEPS	Einsparung APG	Einsparung CEPS
	Korrekturfaktor 1	Korrekturfaktor 1	Korrekturfaktor 0,7	Korrekturfaktor 0,7
	in €	in €	in €	in €
Jänner	820864,85	742981,69	574605,40	520087,18
Februar	506458,14	466548,52	354520,70	326583,97
März	564924,12	527455,71	395446,89	369219,00
April	591903,24	558624,88	414332,27	391037,42
Mai	676218,92	643148,29	473353,25	450203,80
Juni	142954,75	129262,52	100068,32	90483,76
Juli	133224,11	120156,70	93256,88	84109,69
August	169359,06	154245,46	118551,34	107971,82
September	334104,86	313555,82	233873,40	219489,07
Oktober	218092,04	202986,95	152664,43	142090,87
November	390174,09	374775,80	273121,86	262343,06
Dezember	272082,24	252371,84	190457,57	176660,29

Tabelle 18 Monatliche Einsparungen APG und CEPS bei 50% Nettingmenge und Korrekturfaktoren

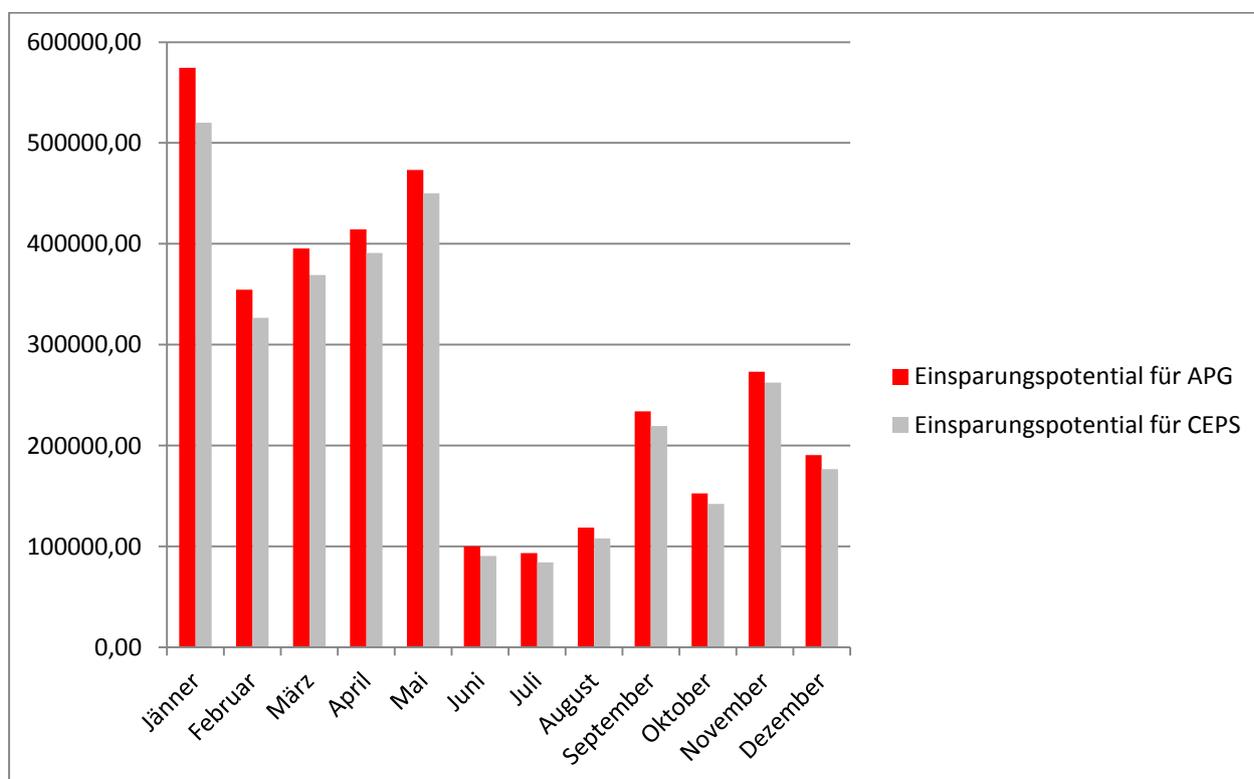


Abbildung 30 Monatliches Einsparungspotential bei 50% Korrelation Nettingmenge und 0,7 Korrekturfaktor

Für IGCC Teilnehmer werden jährliche Einsparungen von ca. 20 Mill Euro pro Jahr prognostiziert. Die Einsparungen mit IGCC für Österreich zeigen sich bisher sogar doppelt so hoch (Tabelle 19 und Abb. 31). Die Berechnungen einer IN Kooperation AUT-CZ würde aus dieser Analyse ein weiteres Einsparungspotential von rund 3 Mill Euro pro Jahr bringen.

Jahr	INC erzielte Einsparung	IGCC erzielte Einsparung	IN – AUT-CZ Schätzung Potential
2013	4,57 Mill Euro	0	ca. 3 Mill Euro
2014	10,24 Mill Euro	32,85 Mill Euro	ca. 3 Mill Euro
2015	11,83 Mill Euro	40,91 Mill Euro	ca. 3 Mill Euro
2016 Prognose	ca. 10 Mill Euro	ca. 40 Mill Euro	ca. 3 Mill Euro
Gesamt	36 Mill Euro	113 Mill Euro	ca. 12 Mill Euro

Tabelle 19 Ersparnisse durch Netting-Kooperationen

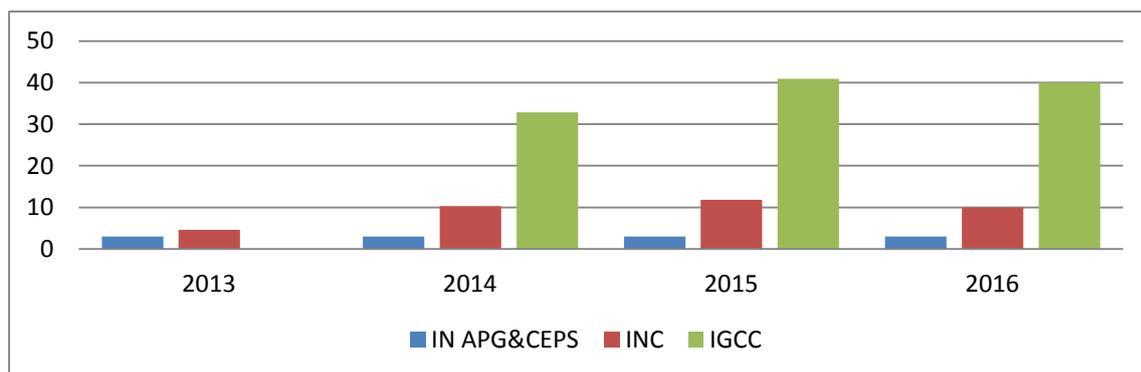


Abbildung 31 Ersparnisse durch Netting- Kooperationen

Wie aus Abbildung 32 erkennbar, könnten durch eine neue Netting-Kooperation mit Tschechien weitere 7% an Regelenergiekosten eingespart werden.

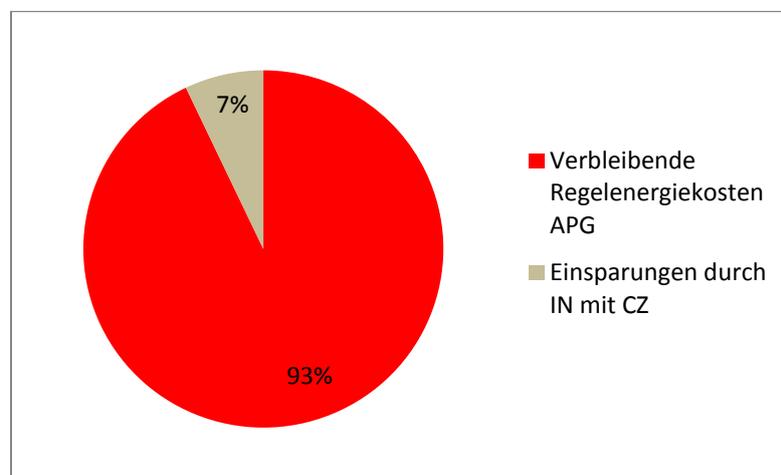


Abbildung 32 Einsparung einer IN Kooperation mit Tschechien in Prozent

Die Viertelstundenwerte der Sekundärregelenergie sind die Mittelwerte über die Zeitperiode von 15 Minuten. Bei einer 100% Korrelation zwischen den tschechischen und österreichischen Übertragungsnetzbetreibern würde eine Einsparung, mit einem Korrekturfaktor von 0,7, von 6,7 Millionen Euro für die APG entstehen. Selbst bei einer 25% Korrelation würde für die APG noch immer ein Gewinn von rund 1,7 Millionen Euro entstehen(Tabelle 20 und Abbildung 33).

Korrelation zw. APG und CEPS der Viertelstundenwert e der SRR	Einsparung APG	Einsparung CEPS	Korrekturfaktor
	in €	in €	
100%	9.640.720,86	8.972.228,34	1
100%	6.748.504,60	6.280.559,84	0,7
100%	3.374.252,30	3.140.279,92	0,5
100%	1.012.275,69	942.083,98	0,3
75%	7230540,64	6729171,26	1
75%	5061378,45	4710419,88	0,7
75%	2530689,22	2355209,94	0,5
75%	759206,77	706562,98	0,3
50%	4820360,43	4486114,17	1
50%	3374252,30	3140279,92	0,7
50%	1687126,15	1570139,96	0,5
50%	506137,84	471041,99	0,3
25%	2410180,21	2243057,09	1,00
25%	1687126,15	1570139,96	0,7
25%	843563,07	785069,98	0,5
25%	253068,92	235520,99	0,3
10%	964072,09	897222,83	1,00
10%	674850,46	628055,98	0,7
10%	337425,23	314027,99	0,5
10%	101227,57	94208,40	0,3

Tabelle 20 Einsparungen der APG und der CEPS im Verhältnis zur Korrelation der Nettingmenge und einem Korrekturfaktor

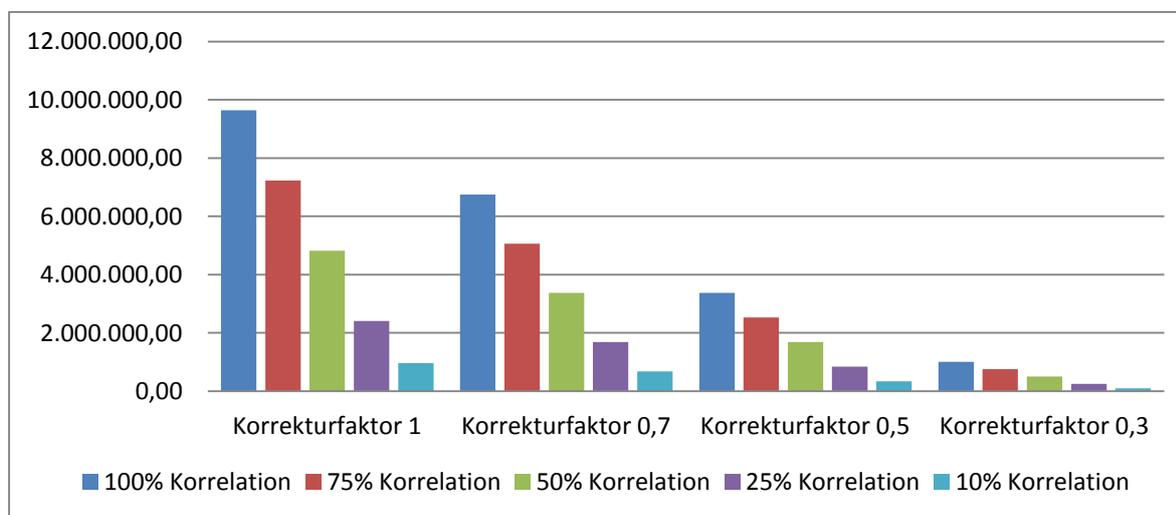


Abbildung 33 Einsparungspotential der APG je nach Korrekturfaktor und Korrelation

6 Schlussbetrachtung und Ausblick

Die Stromversorgung befindet sich weltweit und vor allem in Europa im Umbruch. Derzeit sind Regelreservemärkte noch ein stabiles und sicheres Fundament jedoch ist die Netzstabilität keine Selbstverständlichkeit. Netting Kooperationen können hier einen großen Beitrag zur Stabilität beitragen und haben weiter ein großes Potential Kosteneinsparungen zu liefern. Wichtig ist hierbei immer die Systemrelevanz in Abhängigkeit zur Kosteneffizienz zu setzen. Die Sicherstellung der hohen Versorgungssicherheitsstandards muss an erste Stelle stehen.

Die beiden bestehenden Kooperationen INC und IGCC konnten in den letzten 3 Jahren über 100 Millionen an Einsparungen erzielen. Mehr als 50% an Einsparung der Regelenergiekosten durch diese beiden Partnerschaften bestätigen den weiteren Ausbau an Imbalance Netting Kooperationen. Die rund 3 Millionen Euro jährlich, die durch eine weitere Netting Kooperation mit Tschechien erreicht werden könnten, würde hier, aufgrund der nachgereichten Priorisierung, nur eine kleine weitere Einsparung erzielen. Allerdings könnten dadurch die Regelenergiekosten um weitere rund 7% gesenkt werden. Laut Aussagen der APG wird diese mit Ende 2016 auch umgesetzt.

Allerdings wird diese tschechische Kooperation erst als vierte Kooperation angewendet werden und könnte somit aufgrund der niedrigeren zur Verfügung stehenden Nettingmenge noch niedrigere Einsparungen erbringen.

Laut dem Interview mit der APG sind die SRL-Kooperationen in folgende Prioritäten eingeteilt: Nach INC ist seit 14.07.2016 nun auch ein „Pre-Netting“ im Einsatz, danach wird IGCC angewendet und an vierter Stelle wäre dann die Kooperation mit Tschechien. Diese neue Kooperation „Pre-Netting“ ist nach IGCC eine weitere Zusammenarbeit zwischen den deutschen - österreichischen Übertragungsnetzbetreiber. Durch Optimierung der SRL-Einsatz anhand einer gemeinsamen Abrufliste, einer Merit-Order Liste basierend auf einem TSO-TSO Modell wird diese Kooperation angewendet. Auf diese Weise kann in beiden Ländern die aus wirtschaftlicher Sicht günstigste Sekundärregelleistung zum Einsatz kommen.

Auch Partnerschaften mit der Schweiz und Italien sind in den nächsten Jahren geplant. Auch mit Ungarn befindet man sich in Diskussion für eine Imbalance Netting-Kooperation und eine Partnerschaft für Primärregelreserve.

Kritisch zu betrachten bei dieser Arbeit sind die Korrelationen zwischen den Sekundärregelreserven der beiden Länder. In einer Viertelstunde bei der APG bzw. in einer Stunde bei CEPS wird sich mehrmals die Regelreserve ändern und ist daher schwer abschätzbar, im welchem Bereich diese Annahme realistisch ist.

Das Settlement-Modell funktioniert für diese Kooperation sehr gut, da beide Partner in etwa die gleichen Gewinne erzielen würden und der Grundsatz des Modells, faire Preise, sehr gut funktioniert.

Im Zuge der Ausarbeitung stellt man sich die Frage: „Warum gibt es diese Kooperation mit Tschechien nicht schon längst?“ Die Antwort der Frage kam von der APG sehr rasch mit der Begründung des politischen Willens. Österreich kooperierte mit Slowenien und Deutschland aufgrund der einfachen Umsetzung und Tschechien mit Slowakei und Ungarn. Dadurch war in den letzten Jahren die Partnerschaft nicht im Fokus und ist erfreulich, dass nun diese Kooperation auch in der Realität umgesetzt wird.

7 Literaturverzeichnis

APCS.at Aufgabenbeschreibung abgerufen am 14.08.2016 unter <http://www.apcs.at/de/aufgaben>

APCS.at Regelenergiekosten Datenquelle abgerufen am 14.08.2016 unter <http://www.apcs.at/de/regelenergie/statistiken/2015>

Austrian Power Grid AG– Geschäftsbericht 2015 – Wir funktionieren Österreich, Wien, 2015

APG.at Historische Daten abgerufen am 10.03.2016 unter <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung/statistik>

APG.at Netzregelung abgerufen am 05.03.2016 unter <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung>

APG.at Sekundärregelung INC abgerufen am 05.03.2016 unter <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung/sekundaerregelung/inc>

E-Control – Das österreichische Strommarktmodell, 2013, Wien

ENTSO-E Historische Daten abgerufen am 10.07.2016 unter <https://transparency.entsoe.eu/balancing/r2/activationAndActivatedBalancingReserves/show>

ENTSO-E Historische Daten abgerufen am 10.07.2016 unter <https://transparency.entsoe.eu/balancing/r2/imbalance/show>

ENTSO-E Operation Handbook abgerufen am 10.07.2016 unter https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_final.pdf

ENTSO-E Regional Groups abgerufen am 10.07.2016 unter <https://www.entsoe.eu/about-entso-e/system-operations/regional-groups/Pages/default.aspx>

Fischer K., Rosenkranz C.: Handbuch Energiepolitik Österreich, LIT Verlag, Wien, 2012

Fussi A., Schüppel A., Gutschi C., Stigler H.: Technisch-wirtschaftliche Analyse von Regelenergiemärkten, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Technische Universität Graz, Graz, 2011

Gawlik W.: Energieversorgung – Skriptum zur Vorlesung 370.002, TU Wien, Wien, 2015

Ihs.ac.at Präsentation APG Todem abgerufen am 15.04.2016 unter https://www.ihs.ac.at/fileadmin/public/2016_Files/Documents/20160428.4_OeGOR@IHS_Todem.pdf Zugriff

Kamper A : Dezentrales Lastmanagement zum Ausgleich kurzfristiger Abweichungen im Stromnetz, Dissertation der Fakultät für Wirtschaftswissenschaften der Universität Karlsruhe, Scientific Publishing, Karlsruhe, 2010

Pollak J., Schubert S. R., Slominski P.: Die Energiepolitik der EU, Facultas Verlag, Wien, 2010

Regelleistung.net Marktinformation abgerufen am 15.04.2016 unter <https://www.regelleistung.net/ext/download/marktinformationenApg>

Regelleistung.net abgerufen am 15.04.2016 unter <https://www.regelleistung.net/ext/static/technical>

Währungsrechner abgerufen am 20.07.2016 unter https://www.waehrungsrechner-euro.com/euro_tschechische_krone

8 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Aufteilung der Länder in regionale Gruppen der ENTSO-E	5
Abbildung 2 Steuerungs- und Aktionsschema der Leistungs-Frequenz-Regelung.....	8
Abbildung 3 zeitliche Staffelung der Teilregelungen und abschließender Ausgleich durch die Bilanzgruppe	8
Abbildung 4 „Imbalance Netting“ am Beispiel zweier TSOs.....	9
Abbildung 5 Optimierungsmodul - Datenflüsse einer Imbalance Netting Kooperation	10
Abbildung 6: Grenzüberschreitende Optimierung durch Imbalance Netting Kooperation ¹⁶	11
Abbildung 7: Grundprinzip – Grenzüberschreitende Optimierung durch Imbalance Netting Kooperation.....	13
Abbildung 8: Übersicht über die Weiterentwicklung des grenzüberschreitenden Regelenergiemarktes	14
Abbildung 9: Modell-Beispiel Berechnung Settlement Preise	22
Abbildung 10 Regelenergiekosten-Aufteilung in Prozent APG 2015	24
Abbildung 11 Kosten tatsächlicher Verbrauch pos. und neg. Sekundärregelenergie 2015	25
Abbildung 12 Kosten Leistungsvorhaltung pos./neg. SRL der APG im Jahr 2015.....	26
Abbildung 13 Monatliche Kosten für die APG durch INC 2015.....	27
Abbildung 14 Monatliche Erlöse für die APG durch INC 2015.....	27
Abbildung 15 Monatliche Kosten der APG durch IGCC 2015.....	28
Abbildung 16 Monatliche Erlöse der APG durch IGCC 2015.....	28
Abbildung 17 Monatliche Kosten der Regelenergie Tschechiens 2015.....	29
Abbildung 18 Einsparung der APG in Prozent für das Jahr 2015	30
Abbildung 19: Preis-Nachfrage Kurve für Testdatensatz Positive Imbalance	32
Abbildung 20: Merit Order Kurve 01.2015 – Gesamt Österreich ohne Kooperationen für pos. SRR	33
Abbildung 21: Merit Order Kurve 01.2015 – Restliche pos. SRR der APG, abzüglich der Kooperationen	33
Abbildung 22: Merit Order Kurve 01.2015 neg. SRR Österreich Gesamt ohne Einsparungen durch Kooperationen	34
Abbildung 23 Merit Order Kurve 01.2015 neg. SRR inklusive der Kooperationen. Restliche SRR der APG	34
Abbildung 24: Vergleich der Merit Order Kurven 01.2015 pos. SRR: rot Gesamt Österreich, blau Abdeckung durch INC SL, grün Abdeckung durch IGCC DE	35
Abbildung 25: Merit Order Kurve 01.2015 pos. SRR Anteil der INC-Kooperation	36
Abbildung 26: Merit Order Kurve 01.2015 pos. SRR Anteil der IGCC-Kooperation...36	36

Abbildung 27: Viertelstunden Nachfragewerte von 01.01.15-10.01.15 Vergleich AUT SRR neg. vs. CZ SRR pos.	37
Abbildung 28: Viertelstunden Nachfragewerte Tag 01.01.2015.....	37
Abbildung 29 Kosteneinsparungspotential APG und CEPS bei 50% Nettingmenge in Abhängigkeit des Korrekturfaktor	48
Abbildung 30 Monatliches Einsparungspotential bei 50% Korrelation Nettingmenge und 0,7 Korrekturfaktor.....	49
Abbildung 31 Ersparnisse durch Netting- Kooperationen.....	50
Abbildung 32 Einsparung einer IN Kooperation mit Tschechien in Prozent.....	50
Abbildung 33 Einsparungspotential der APG je nach Korrekturfaktor und Korrelation	51

9 Formelverzeichnis

Formel 1 Definition Settlement-Preis	20
Formel 2 Mathematische Darstellung des Settlement-Preises	20
Formel 3 Formel für die resultierende Zahlung oder Einnahme.....	21
Formel 4 Betrags-Berechnung der negativen SRR	38
Formel 5 Umrechnungsformel Stunden auf Viertelstundenwerte	39
Formel 6 Berechnung Opportunitätskosten APG.....	43
Formel 7 Berechnung Opportunitätskosten CEPS	44
Formel 8 Berechnung Settlement-Preis.....	45
Formel 9 Berechnung der resultierenden Zahlung für die APG	46
Formel 10 Berechnung der resultierenden Zahlung für die CEPS.....	46
Formel 11 Berechnung der resultierenden Einsparung für die APG.....	47
Formel 12 Berechnung der resultierenden Einsparung für die CEPS.....	47

10 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 IGCC Partner Austausch- Begrenzung der Sekundärregelung.....	12
Tabelle 2 Regelenergiekosten-Aufteilung APG 2015	24
Tabelle 3 Sekundärregelenergiekosten pos. / neg. der APG im Jahr 2015	25
Tabelle 4 Kosten Leistungsvorhaltung pos./neg. SRL der APG im Jahr 2015.....	26
Tabelle 5: Erzielte Ersparnisse der letzten 3 Jahre aus Kooperationen	30
Tabelle 6 Regelenergiekosten der APG für 01.01.2015 18.00-22.00.....	38
Tabelle 7 Umrechnung von Stunden- in Viertelstundenwerte CEPS-Daten 01.01.2015 18.00-22.00	39
Tabelle 8 Umrechnung der Imbalance Preise von Tschechischer Kronen in Euro....	40
Tabelle 9 Regelenergiekosten der CEPS für 01.01.2015 18.00-22.00.....	41
Tabelle 10 Berechnung der halben „Nettingmenge“ pos. APG SRR mit neg. CEPS SRR.....	42
Tabelle 11 Berechnung der halben „Nettingmenge“ neg. APG SRR mit pos. CEPS SRR.....	42
Tabelle 12 Berechnung der Kosten der Nettingmenge ohne einer Kooperation der APG 18.00-22.00.....	43
Tabelle 13 Berechnung der Kosten der Nettingmenge ohne einer Kooperation der CEPS.....	44
Tabelle 14 Berechnung des Settlement-Preis für 01.01.2015 18.00-22.00	45
Tabelle 15 Berechnung der Zahlungsströme für 01.01.2015 18.00-22.00.....	46
Tabelle 16 Berechnung der finalen Einsparung für 01.01.2015 18.00-22.00.....	47
Tabelle 17 Kosteneinsparungspotential APG und CEPS bei 50% Nettingmenge	48
Tabelle 18 Monatliche Einsparungen APG und CEPS bei 50% Nettingmenge und Korrekturfaktoren.....	49
Tabelle 19 Ersparnisse durch Netting-Kooperationen	50
Tabelle 20 Einsparungen der APG und der CEPS im Verhältnis zur Korrelation der Nettingmenge und einem Korrekturfaktor	51

11 Abkürzungsverzeichnis

€	Euro
APG	Austrian Power Grid AG – Österreichischer Übertragungsnetzbetreiber
BSP	Balancing Service Provider
bzw.	beziehungsweise
CE	Synchronegebiet Continental Europe
CEPS	tschechischer Übertragungsnetzbetreiber
CZ	Tschechische Republik
CZK	tschechische Kronen
ELES	slowenischer Übertragungsnetzbetreiber
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity - Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber
ERU	Energy Regulatory Office - tschechischer Energieregulator
h	Stunde
HOPS	kroatischer Übertragungsnetzbetreiber
IGCC	International Grid Control Cooperation – Kooperation der TSOs Österreich und Deutschland
IN	Imbalance Netting
INC	Imbalance Netting Cooperation – Kooperation der TSOs Österreich und Slowenien
min	Minute
MWh	Mega Watt Stunden
neg.	negativ
pos.	positiv
SP	Settlement-Preis
SRA	Sekundärregelarbeitspreis
SRE	Sekundärregelenergie
SRL	Sekundärregelleistung
SRR	Sekundärregelreserve
TSO	Transmission System Operator – Übertragungsnetzbetreiber
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
z.B.	zum Beispiel

12 Anhang

Monatliche Kosten und Erlöse für die APG im Jahr 2015 durch die INC – Imbalance Netting Cooperation

Monat	Kosten Energie pos. SekReg INC	Kosten Energie neg. SekReg INC	Erlöse Energie neg. SekReg INC	Erlöse Energie pos. SekReg INC
Jänner	69.190,81 €	16.094,95 €	225,10 €	74,91 €
Februar	61.920,81 €	71.901,42 €	1.796,51 €	275,12 €
März	62.570,22 €	34.222,89 €	232,58 €	41,04 €
April	74.603,34 €	15.444,44 €	365,20 €	111,56 €
Mai	65.037,65 €	44.533,93 €	453,27 €	418,99 €
Juni	82.076,83 €	262,05 €	6.615,30 €	1,08 €
Juli	68.605,26 €	0,00 €	14.083,41 €	0,00 €
August	85.622,02 €	345,76 €	7.314,31 €	0,00 €
September	80.842,66 €	4.500,14 €	5.491,07 €	9,62 €
Oktober	78.432,60 €	590,48 €	13.119,66 €	20,16 €
November	78.166,72 €	2.305,62 €	17.752,14 €	0,29 €
Dezember	72.546,82 €	1.986,40 €	4.080,51 €	0,25 €
	879.615,74 €	192.188,08 €	71.529,06 €	953,02 €

Monatliche Kosten und Erlöse für die APG im Jahr 2015 durch die IGCC – International Grid Control Cooperation

Monat	Kosten Energie pos. SekReg IGCC	Kosten Energie neg. SekReg IGCC	Erlöse Energie neg. SekReg IGCC	Erlöse Energie pos. SekReg IGCC
Jänner	48.144,26 €	89.282,66 €	41.682,42 €	136,97 €
Februar	43.534,84 €	36.845,05 €	51.744,15 €	481,29 €
März	59.416,02 €	16.382,10 €	55.088,72 €	1.716,06 €
April	68.711,50 €	27.148,66 €	52.435,01 €	3.312,83 €
Mai	40.692,78 €	104.141,58 €	32.257,70 €	1.202,84 €
Juni	27.204,43 €	624,20 €	88.944,59 €	1.033,12 €
Juli	22.626,81 €	990,75 €	210.470,94 €	1.600,21 €
August	28.843,24 €	6.230,84 €	96.881,58 €	217,86 €
September	16.701,45 €	20.654,87 €	89.735,46 €	9,67 €
Oktober	25.600,21 €	261,32 €	93.273,02 €	0,00 €
November	27.013,75 €	2.995,83 €	107.802,27 €	191,64 €
Dezember	1.648,63 €	5.337,23 €	45.351,25 €	0,00 €
	410.137,92 €	310.895,09 €	965.667,11 €	9.902,49 €

Regelenergiekosten des tschechischen Übertragungsnetzbetreibers CEPS für das Jahr 2015

Monat	Kosten CZ	
	pos. Regelenergie	neg. Regelenergie
Jänner	€ 420.093,71	€ 1.009.535,29
Februar	€ 727.894,38	€ 845.101,48
März	€ 511.818,42	€ 1.190.405,81
April	€ 473.479,95	€ 600.309,14
Mai	€ 858.847,13	€ 1.048.093,16
Juni	€ 896.097,11	€ 925.117,28
Juli	€ 996.058,19	€ 859.796,60
August	€ 596.740,44	€ 1.375.719,46
September	€ 608.794,60	€ 1.014.032,08
Oktober	€ 773.043,69	€ 1.127.828,63
November	€ 696.348,80	€ 1.018.122,86
Dezember	€ 559.294,11	€ 738.444,43
Gesamtkosten	€ 8.118.510,53	€ 11.752.506,22