



universität
wien

MASTERARBEIT

Titel der Masterarbeit

Die Ertragsmöglichkeiten einer Gasturbine auf dem
österreichischen sekundären Regelenergiemarkt

Verfasserin

Helene Huber

angestrebter akademischer Grad

Master of Science

(MSc)

Wien, 2015

Studienkennzahl lt. Studienblatt: A 066914

Studienrichtung lt. Studienblatt: Internationale Betriebswirtschaft

Betreuer: ao. Univ. Prof. Dr. Andreas J. Novak

Eidesstattliche Erklärung

Hiermit erkläre ich an Eides Statt die vorliegende Arbeit selbständig und ohne fremde Hilfe verfasst zu haben und keine anderen Quellen, als die angeführten verwendet zu haben. Direkt und indirekt übernommene Gedanken aus fremden Quellen sind als solche kenntlich gemacht. Diese Arbeit wurde keiner anderen Prüfungsbehörde in dieser oder ähnlicher Form vorgelegt und auch nicht veröffentlicht.

.....

Helene Huber,

Wien, April 2015

Danksagung

Mein besonderer Dank gebührt meiner Familie, die mich während meiner Studienzeit immer unterstützt hat. Weiters danke ich von Herzen Christian Hausleitner, Hannes Pesendorfer und Michael Pusch für die aufmunternden Worte und speziell die Unterstützung im Anfangsstadium dieser Arbeit.

Ebenfalls möchte ich mich noch aufs Herzlichste bei meinem Betreuer Prof. Andreas Novak bedanken, unter dessen Regie ich diese Masterarbeit verfasst habe. Von großer Bedeutung während der gesamten Studiendauer war mein privates Umfeld. Ein besonders großes Dankeschön an dieser Stelle an meine langjährige Kollegin und Freundin Marina, als auch an Julian und Martin, die mich moralisch tatkräftig unterstützt haben.

Abkürzungsverzeichnis

APG	Austrian Power Grid
BG	Bilanzgruppe
BGV	Bilanzgruppenverantwortlicher
BKO	Bilanzgruppenkoordinator
E-Control	Energie-Control
EE	Erneuerbare Energien
EEX	European Energy Exchange
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EU	Europäische Union
FR	Freitag
GuD	Gas-und-Dampf
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
h	Stunde (hour)
Hz	Hertz
HFC	Hourly-Forward-Curve (Stundeterminpreiskurve)
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KW	Kraftwerk
MILP	Mixed Integer Linear Programming
ML	Maximalleistung
MOL	Merit-Order-Liste
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
MO	Montag
NB	Netzbetreiber

PV	Photo-Voltaik
RZ	Regelzone
RZF	Regelzonenführer
SA	Samstag
SO	Sonntag
TE	Technische Einheit
TAE	Tagesenergie
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
V	Volt
W	Watt
Wh	Wattstunde

Tabellenverzeichnis

1	Tag mit der höchsten Solar- und Windproduktion: 14.04.2014 - Deutschland[3]	4
2	Tag mit der höchsten Energieerzeugung von konventionellen KWs: 22.01.2014 - Deutschland[3]	4
3	Eigene Darstellung basierend auf Daten von Eurostat für EU-28 in [GWh][15]	7
4	Eigene Darstellung basierend auf Daten von APG [11]	27

Abbildungsverzeichnis

1	Nettoveränderung installierte Elektrizitätsleistung, EU 2000-2013 (GW)[2]	3
2	Tag mit höchster Solar- und Windproduktion: 14.04.2014 - Deutschland[3]	4
3	Stromproduktion Kalenderwoche 16: 14.04-20.04.2014 - Deutschland[3] . .	5
4	Tagesproduktion an Strom einer PV-Anlage[20]	6
5	Weltweite Konsumation von Primärenergie Öl/Jahr[4]	8
6	Netzspannungen weltweit[13]	11
7	Primär-, Sekundär-, sowie End- und Nutzenergie[14]	13
8	Repräsentative Lastgangkurven eines Haushalts.[16]	14
9	Regelungsmöglichkeiten im Falle eines Ausfalls eines Kraftwerks (KW)[7] .	16
10	Reihenfolge der Regelenergieaktivierung[6]	17
11	Unterschied zwischen Leistung und Arbeit, eigene Darstellung	18
12	Eigene Darstellung der vereinfachten Kennlinie einer Gasturbine	20
13	Übersicht der Datenflüsse und Verträge innerhalb einer Bilanzgruppe[7] . .	22
14	Supply Chain Strommarkt[7]	23
15	Darstellung eines vereinfachten Fahrplans[10]	24
16	Verrechnung von Ausgleichsenergie und Fahrpläne[5]	25
17	Angebote und akzeptierte Leistungspreise für die SRL im Oktober 2013[8]	28
18	Merit-Order-Liste der abgerufenen Strommengen[8]	30
19	Leistungsvorhaltung 2013-2014* (Preisbericht Regelenergiemarkt S.11)[11]	32
20	Aufbau des MILP-Solvers von <i>MATLAB</i> _{R2014b} . [18]	33
21	Ergebnisse 'Peak' für Kalenderwoche 15 2014	48
22	Ergebnisse 'Offpeak' für Kalenderwoche 15 2014	49
23	Ergebnisse 'Weekend' für Kalenderwoche 15 2014	50
24	Ergebnisse für Kalenderwoche 15 2014	51
25	Ergebnisse Testszenario 1	52
26	Strompreise, Erdgaspreise und Arbeitspreise der Kalenderwoche 15	53
27	Testszenario 2, EEX-Preise mit Faktor 100 multipliziert	54

28	Testszenario 3	55
29	Profit Kalenderwoche 15 2014	56
30	Leistungspreise SRL 2013-2014* (Preisbericht Regelenergiemarkt S.3)[11] .	56
31	Arbeitspreise SRE 2013-2014* (Preisbericht Regelenergiemarkt S.5)[11] . .	57
32	Kalenderwoche 3 2014	57
33	Kalenderwoche 30 2014	58
34	Kalenderwoche 30 mit Einschränkung 2014	59
35	Kalenderwoche 40 2014	60

Inhaltsverzeichnis

Tabellenverzeichnis	VIII
Abbildungsverzeichnis	IX
1 Einleitung und Aufbau	1
2 Veränderungen der europäischen Energielandschaft	2
2.1 Stromerzeugung in Europa	2
2.2 Paradoxa der Energiemarktentwicklungen	8
3 Gesamtüberblick der Elektrizitätsversorgung	10
3.1 Netzspannung und der ENTSO-E Verband	10
3.2 Normalfrequenz und Speicherung von Strom	11
3.3 Primärenergie, Sekundärenergie, End- und Nutzenergie	12
3.4 Standardlastprofile	14
3.5 Die drei Arten von Regelenergie	15
3.6 Leistung und Arbeit	17
3.7 Gasturbine	18
3.8 Kennlinie	19
4 Marktstruktur in Österreich	19
4.1 Rechtliche Rahmenbedingungen	23
4.2 Fahrplan und Regelenergievorhaltung	23
4.3 Clearing	24
5 Auktionen	25
5.1 Ausschreibung und Auswahlverfahren	26
5.2 Leistungspreis und Arbeitspreis	27
5.3 Merit-Order-Liste	29

6	Zentrale Fragestellung	29
6.1	Zu berücksichtigende Kostenfaktoren	31
7	Modellierung und verwendete Software	32
7.1	Erklärung des Modells	33
7.2	Implementierung	42
7.3	Erläuterung des Programmiercodes	43
8	Testszenarien	46
8.1	Testszenario 1	51
8.2	Testszenario 2	53
8.3	Testszenario 3	54
9	Auswertung der Ergebnisse	55
10	Abstract	61
	Literatur	62

1 Einleitung und Aufbau

Die Aktualität der Thematik der Energiewende gewann in den letzten Jahrzehnten immer mehr an Bedeutung. Die Problematik der Verknappung fossiler Energieträger und die möglichen Lösungsansätze durch erneuerbare Energien, als auch durch die Steigerung der Effektivität der Energieerzeugung wird als sehr vielversprechend erachtet.

Erneuerbare Energieträger bergen große Herausforderungen für die Kalkulierbarkeit des Strommarktes, da beispielsweise Solar- und Windenergie stark von externen Effekten abhängig sind. Der sekundäre Regelenenergiemarkt, der zur Stabilisierung des Strommarktes dient, erlangte innerhalb der letzten Jahre seit seiner Liberalisierung immer mehr an wirtschaftlicher Bedeutung.

Da dieser Markt sehr komplex ist und die Datenlage mangelhaft ist, beschränkt sich die vorliegende Masterarbeit darauf, den sekundären Regelenenergiemarkt anhand von historischen Daten zu untersuchen und zu beurteilen. Die Veränderungen in anderen europäischen Energiemärkten, die meist viel detaillierter erforscht sind, geben Anlass auch den österreichischen sekundären Regelenenergiemarkt genauer zu betrachten.

Am Anfang der Arbeit wird ein allgemeiner Überblick über die derzeitige Marktlage von Strom in Europa und im Speziellen in Österreich gegeben. Nachdem es sich bei der vorliegenden Arbeit um eine wirtschaftswissenschaftliche Abschlussarbeit handelt wird auch ein kurzer Exkurs in die physikalischen Grundlagen unternommen, welche für die vorliegende Arbeit relevant sind. Nach den Begriffserklärungen werden die rechtlichen Grundlagen, als auch die Marktaktionärszusammenstellung des österreichischen Strommarktes näher erläutert.

Aufgrund der schwankenden Arbeitspreisentwicklung sind sowohl Preisbildungsstrategien, als auch das Auktionsverfahren inklusive Auswahlverfahren von Relevanz. Diese werden in weiterer Folge knapp abgehandelt. Anschließend folgt eine kurze Erklärung der Gasturbine und deren vereinfachter Kennlinie.

Der Hauptteil dieser Masterarbeit befasst sich mit der mathematischen Formulierung eines Modells, anhand dessen die Wirtschaftlichkeit der Investition in eine Umrüstung der Gasturbine und das Mitbieten am sekundären Regelenenergiemarkt unter Zuhilfenahme von historischen Daten untersucht wird.

Das aufgestellte Modell wird nach dessen Verifizierung und Validierung mittels eines MILP-Solvers (Mixed-Integer-Linear-Program) mit den zur Verfügung stehenden historischen Daten getestet und die Ergebnisse anschließend präsentiert und erläutert.

2 Veränderungen der europäischen Energielandschaft

Die gesamteuropäische Energielandschaft, besonders in Hinblick auf die Stromproduktion, unterliegt aktuell einem immensen Wandel, der nicht zuletzt auf die Liberalisierung der Energiemärkte zurückzuführen ist. Weiters ist der weltweite Anstieg der Nachfrage nach Primärenergieträgern, wie in Abbildung 5 ersichtlich, auffällig groß. Worin sich dieser Anstieg begründet, ist wissenschaftlich nicht anhand von evidenzbasierenden Daten erwiesen. Es gibt jedoch Vermutungen, dass die erhöhte Nachfrage nach Strom, im Speziellen im Haushaltssektor am Anstieg der elektronischen Geräte pro Haushalt der letzten Jahrzehnte liegt.

2.1 Stromerzeugung in Europa

Innerhalb der letzten Jahre gab es einen beträchtlichen Rückgang der fossilen Energieträger Kohle und Öl. Zweifelsohne lässt sich der Rückgang dieser Energieträger durch die allgemeine europäische Forcierung von klimaneutralen Energieformen, welche sich hoher Subventionen erfreuen, und dem dezidierten Ausstieg aus der Nuklearenergieerzeugung von europäischen Vorreiterländer erklären.

Demzufolge haben erneuerbare Energien, im Speziellen Windenergie und Solarenergie neben Naturgas einen bemerkenswerten Anteil am Stromportfolio der EU erreicht. Wasserkraft gilt gemeinhin als eine der wirtschaftlichsten Energieformen, da ein Wasserkraftwerk in Relation zu seiner Speicherkapazität günstig zu erbauen und auch nach vollendeter Abschreibung sehr kostengünstig zu betreiben ist. Demnach hat sich der Anteil an Wasserkraft im europäischen Stromportfolio relativ stabil über den betrachteten Zeitraum gehalten.

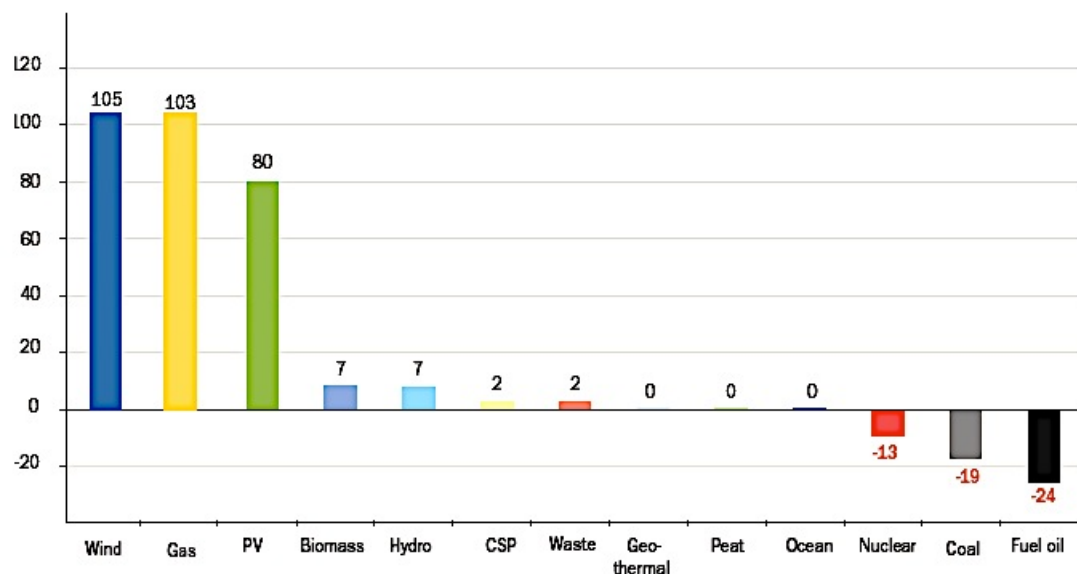
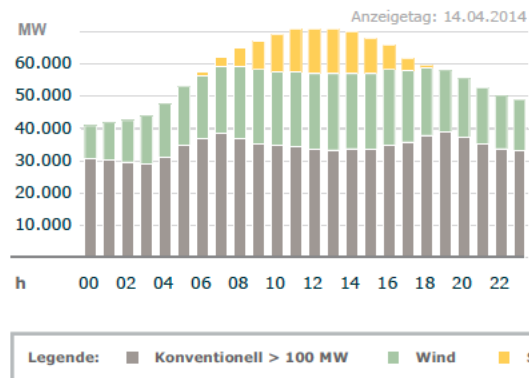


Abbildung 1: Nettoveränderung installierte Elektrizitätsleistung, EU 2000-2013 (GW)[2]

Abbildung 1 verdeutlicht die Nettoveränderungen von installierten Elektrizitätsleistung in den Jahren zwischen 2000 und 2013 und lässt die obig genannten Umstände bezüglich der Zunahme erneuerbarer Energien am europäischen Stromportfolio deutlich erkennen. Der Großteil der tatsächlichen Stromgewinnung wird jedoch nach wie vor durch konventionelle Stromerzeugung gewonnen, wie in Abbildung 2 ersichtlich ist. Die Daten von Abbildung 2 beziehen sich auf Deutschland und lassen unschwer erkennen, dass auch an dem Tag mit der höchsten Stromgewinnung aus Photovoltaik und Windenergie, trotz allem der größte Anteil an Strom durch konventionelle Methoden gewonnen wurde.

Tatsächliche Produktion



■ max. Leistung Solar + Wind: 37,8 GW

Abbildung 2: Tag mit höchster Solar- und Windproduktion: 14.04.2014 - Deutschland[3]

	maximale Leistung	rel. Anteil ML	Tagesenergie	rel. Anteil TAE
Solar	14.3 GW	18.70 %	107 GWh	7.73%
Wind	23.4 GW	30.58%	454 GWh	32.80%
Konventionell	38.8 GW	50.72%	823 GWh	59.47%

Tabelle 1: Tag mit der höchsten Solar- und Windproduktion: 14.04.2014 - Deutschland[3]

Die zu Abbildung 2 zugehörigen Maximalleistungen und Tagesenergien finden sich in Tabelle 1 und beziehen sich in beiden Fällen auf Deutschland. Den Daten des Tages mit der höchsten Stromgewinnung aus PV- und Windanlagen werden in Tabelle 2 die Stromerzeugungsdaten des Tages mit der höchsten konventionellen Erzeugung im Jahre 2014 gegenüber gestellt. Eine detailliertere Aufteilung der konventionellen Stromerzeugung findet sich in Abbildung 3.

	maximale Leistung	rel. Anteil ML	Tagesenergie	rel. Anteil TAE
Solar	2.6 GW	3.82%	12 GWh	0.82%
Wind	3.8 GW	5.59%	57 GWh	4.02%
Konventionell	61.6 GW	90.59%	1348 GWh	95.13%

Tabelle 2: Tag mit der höchsten Energieerzeugung von konventionellen KWs: 22.01.2014 - Deutschland[3]

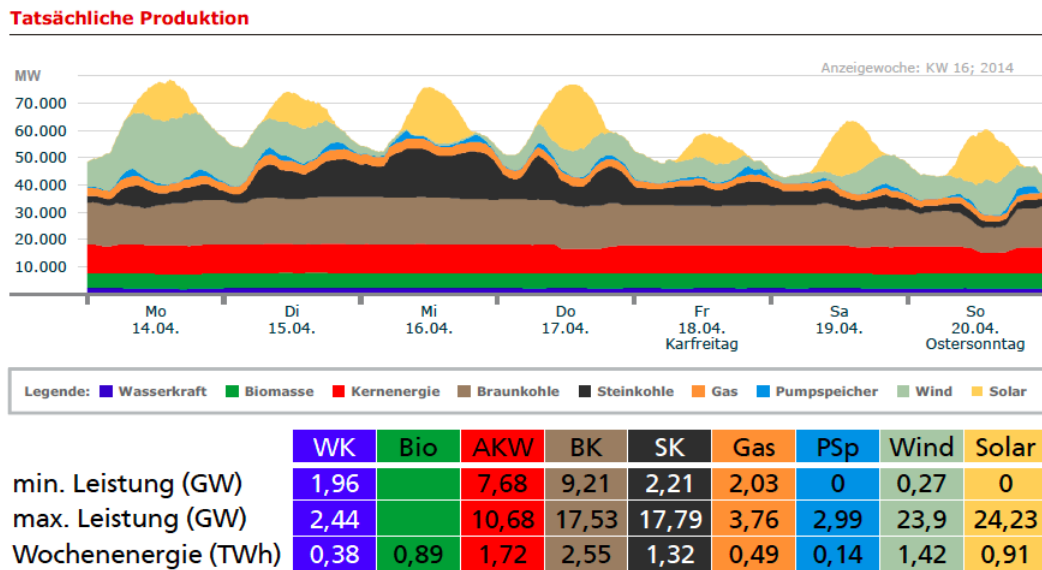


Abbildung 3: Stromproduktion Kalenderwoche 16: 14.04-20.04.2014 - Deutschland[3]

Die Stromgewinnung aus erneuerbaren Energieformen wie Sonnenlicht und Windkraft ist mit Nachteilen behaftet. Die Produktion ist sehr stark von externen Effekten abhängig und entzieht sich bei bestimmten Witterungsbedingungen gänzlich dem menschlichen Einfluss.

Weiters ist zu beachten, dass beispielsweise Solarenergie hohen Schwankungen innerhalb eines Tages unterworfen ist, abhängig von der Stärke des Sonnenscheins oder aber auch der geographischen Ausrichtung der Photovoltaikpaneele und der Uhrzeit, was in den Abbildungen 2 und 4 ersichtlich ist. Die besten Ergebnisse hinsichtlich einer hohen Stromproduktion auf Hausdächern werden mit Solarmodulen erzielt, die eine West-, als auch eine Ostausrichtung besitzen.

24h-Energieprofil

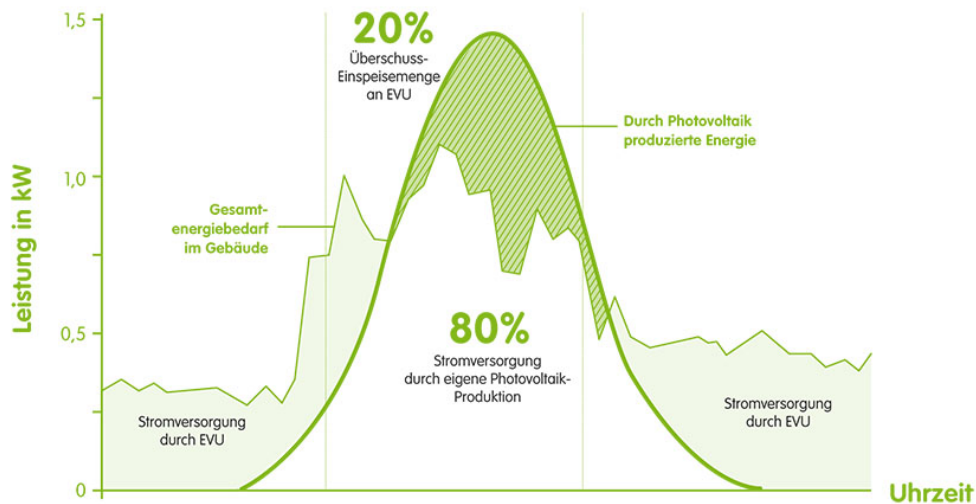


Abbildung 4: Tagesproduktion an Strom einer PV-Anlage[20]

Weiters gibt es im EU28 Raum auffällige Anstiege der Produktions- und Konsumationsgrößen von Strom, welche in Tabelle 3 anhand von Daten belegt sind. Obwohl die Stromproduktion immer effizienter wird, trifft sie die jährlich steigende Nachfrage an diesem Gut nicht. Der Mengenunterschied zwischen Brutto- und Nettoproduktion entsteht dadurch, dass ein KW eine gewisse Elektrizitätsmenge für die Stromproduktion braucht und diese eigens benötigte Strommenge von der Brutto-Elektrizitätserzeugung abgezogen werden muss. Die daraus resultierende Nettomenge der Elektrizitätsproduktion wird über nationale Verteilungs- und Übertragungsnetze an die Endverbraucher verteilt oder in Wärme umgewandelt. Falls es eine Differenz zwischen Produktion und Nachfrage gibt werden diese Strommengen zum Teil auch über internationale Übertragungsnetze importiert und exportiert. Aufgrund physikalischer Eigenheiten kommt es während der Übertragung und Verteilung zwangsweise zu Stromverlusten.

Der europäische Energiemarkt befindet sich im Umbruch und durchläuft seit Dekaden einen Wandlungsprozess. Die Energiewende wurde durch diverse Entscheidungen vorange-

	2000 (GWh)	2012 (GWh)	%
Bruttoproduktion	3.035.949	3.295.234	8,54
Nettoproduktion	2.873.613	3.127.249	8,83
Angebot für Endkonsumation	2.531.088	2.796.017	10,47
Endkonsumation Gesamt	2.530.794	2.798.277	10,57
Endkonsumation Industrie	1.060.976	1.007.948	-5,00

Tabelle 3: Eigene Darstellung basierend auf Daten von Eurostat für EU-28 in [GWh][15]

trieben, wie beispielsweise durch den Entschluss auf nukleare Energiequellen zu verzichten. Diese Entscheidung wurde in Österreich schon im Jahre 1978 aufgrund einer Volksabstimmung gefällt.

Eine weitere Triebfeder dieser Markttransformation war die Energiemarktliberalisierung im Jahr 1996, die von Seiten der Europäischen Kommission gefordert wurde und welcher Österreich mit der Öffnung des Strommarktes am 1. Oktober 2001 nachkam. Aufgrund der stark subventionierten und steigenden Stromerzeugung durch erneuerbaren Energien (EE) verschiebt sich der gesamte Energiemarkt in eine neue Richtung, auf welche schon auf den vorangegangenen Seiten hingewiesen wurde. Die steigende Nachfrage an Primärenergieträgern, welche weiters in vermehrter Konsumation von Sekundärenergieträgern resultiert, ist ein weltweites Phänomen und ist in Abbildung 5 ersichtlich.

Während eines Seminars am ‚Europäischen Forum Alpbach 2014‘, wies Vaclav Smil, eine Koryphäe unter den Umweltwissenschaftlern, darauf hin sich zuerst über die Konsumation und den richtigen, beziehungsweise vielmehr den verminderten Umgang mit Energieressourcen zu machen, bevor man bestehende Energiegewinnung zu optimieren versucht. Diese Auffassung beruht auf dem Grund, dass es bei einem Umwandlungsprozess an sich unweigerlich zu Umwandlungsverlusten führt. Die Essenz seines Seminars war wohl das Zitat:

„The best energy transition is the one that never takes place“.

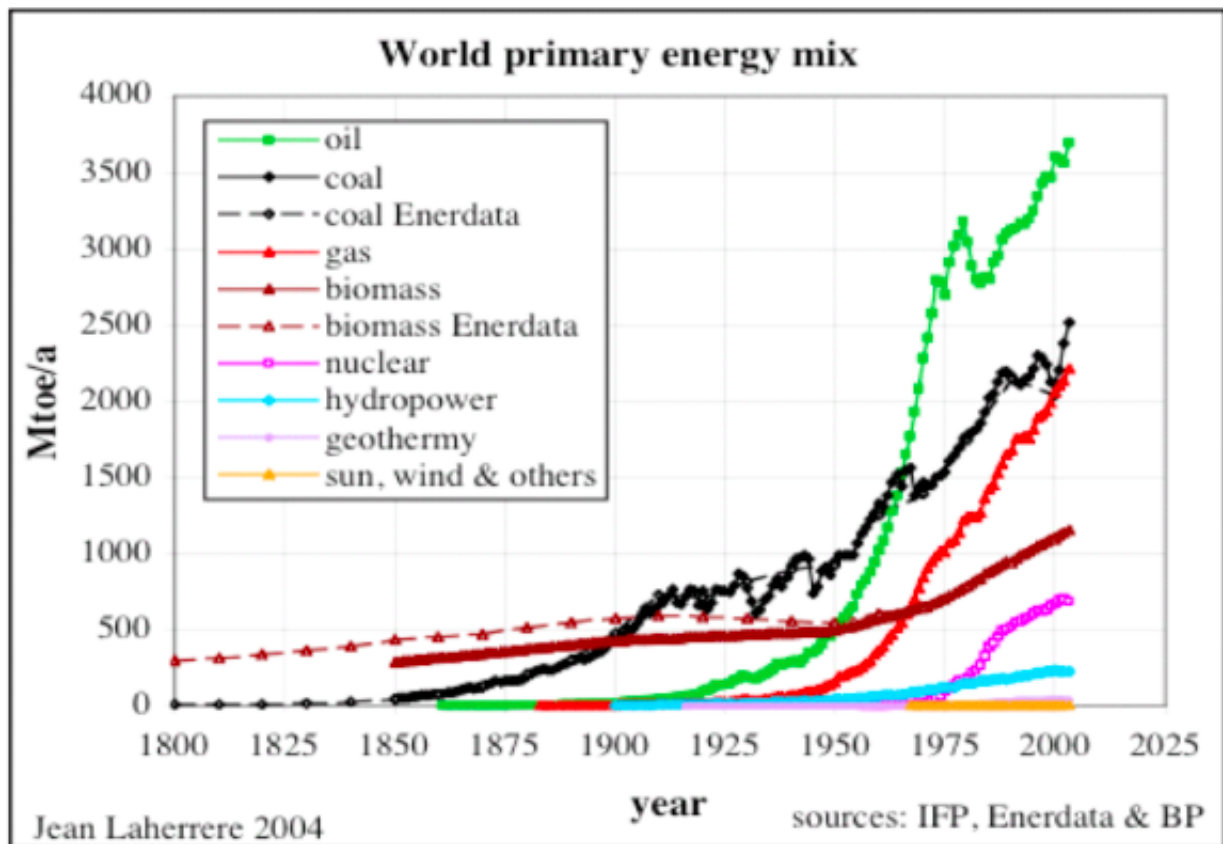


Abbildung 5: Weltweite Konsumation von Primärenergie Öl/Jahr[4]

2.2 Paradoxa der Energiemarktentwicklungen

Österreich hat viele Gewässer, die schon seit Jahrzehnten zur Gewinnung von Strom genutzt werden. Wasserkraftwerke, einstige Vorzeigemodelle für Ökostrom zu wettbewerbsfähigen Preisen, die teilweise schon vollständig abgeschrieben sind, werden heutzutage oftmals tagelang vom Netz genommen. Im Weiteren werden auch Verluste bei der Produktion in Kauf genommen. Analoges gibt es auch auf dem Markt der Gaskraftwerke, die weit umweltfreundlicher sind als Kohlekraftwerke. Für die heimischen Stromerzeuger sind Kohlekraftwerke aufgrund der Markt- und Gesetzeslage jedoch sehr unrentabel.

Aufgrund der Schiefergasfunde in den USA und anderen Gebieten gibt es derzeit sehr viel günstiges Gas am Markt. Die klassischen Versorger können dieses jedoch nicht zu

dem günstigen Preis beziehen, da sie vertraglich an ihre Lieferanten zu alten Konditionen, und somit an vergleichsweise höhere Preise gebunden sind. Neue Marktteilnehmer können von diesem Umstand profitieren. Diese Begebenheiten resultieren jedoch auch in einem ökologischen Problem, das sich derzeit in Deutschland darstellt. Aufgrund der verglichen mit Braunkohle hohen Erdgaspreise gibt es einen erneut zunehmenden Einsatz von Braunkohle zur Energiegewinnung. Braunkohlekraftwerke werden wieder lukrativer, da die klassischen Versorger, welche mit Erdgas arbeiten, aufgrund langer Vertragslaufzeiten Gas zu vergleichsweise hohen Preisen beziehen müssen.

Die Förderung des Ökostroms bewirkt unintendierte Marktveränderungen. Es wird derzeit nicht mehr viel Geld in neue Gaskraftwerke investiert, sondern in Stromerzeugungsformen, für welche es Subventionen gibt. Das Stromnetz wurde innerhalb der letzten Jahre immer instabiler und es kommt öfter zu Stromausfällen. Dies liegt größtenteils daran, dass der beispielsweise für PV-Anlagen zur Stromerzeugung zwingend notwendige Sonnenschein nicht immer gegeben ist.[17]

Ein Beispiel dieser irreführenden Ökostromförderungen war die Abschaltung eines Wasserkraftwerks der Energie AG am 11.05.2014. Die Wasserkraftwerke der Energie AG hatten an dem besagten Tag die besten Voraussetzungen, aufgrund des Regens der Vortage, relativ kostengünstig eine Menge Strom zu erzeugen. Aufgrund der Preisentwicklung an der Europäischen Strombörse in Leipzig (EEX) wurden die Kraftwerke jedoch ausgeschaltet. Die Ursache für die Abschaltung war die gestiegene und hohe Stromerzeugung der Windkraftwerke im Norden von Deutschland. Der Chef der Energie AG nannte diesen Vorfall 'ein Beispiel der Verwerfung des Marktes'. Die Wasserkraftwerke an der Donau wiederum sind per Gesetz dazu angehalten ihre Produktion nur im absoluten Notfall zurückzuschrauben. Dass es zu einer sehr interessanten Marktverschiebung auf dem Markt der Strom generierenden Erzeuger gekommen ist, lässt sich jedenfalls nicht bestreiten. Politische Entscheidungen bezüglich Subventionen und gesetzliche Rahmenbedingungen spielen jedoch ohne Frage eine große Rolle.

Ob es sinnvoll ist das Kraftwerk Timelkam der Energie AG, welches ein Biomassekraftwerk und moderne GuD-Turbinenanlagen betreibt, auf Sparflamme zu fahren oder das neue fertig gestellte Wärmekraftwerk in Mellach wieder komplett einzumotten, ist fraglich.

Der Vorstand des niederösterreichischen Energieversorgungsunternehmens EVN, Stefan Szyszkowitz, weist neben der Steigerung erneuerbarer Energien auch auf die Wichtigkeit des Ausbaus von Speichern und gut steuerbaren thermischen Kraftwerken, welche die Flexibilisierung von Lasten stärken, hin, um Verbrauchsschwankungen gut ausgleichen zu können. Als Vorstand des größten österreichischen Nahwärmeversorgers legt er speziellen Wert auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit, als auch auf die damit verbundenen gesamtgesellschaftlichen Kosten. Er folgert im Weiteren, dass die Energiewende als eine Einheit dreier aufeinander folgender Glieder gesehen werden muss: Vermeidung und Verminderung von Energie, Energieeffizienz und zum Schluss erneuerbare Energieformen.[21]

3 Gesamtüberblick der Elektrizitätsversorgung

Nachdem diese Arbeit im Rahmen eines wirtschaftswissenschaftlichen Studiums verfasst wird, werden nachfolgend physikalische Begrifflichkeiten und Zusammenhänge erläutert. Dies ist einem besseren Verständnis der Thematik dienlich und beugt Verwirrungen aufgrund irreführender Begriffe vor.

3.1 Netzspannung und der ENTSO-E Verband

Die Netzspannung ist jene physikalische Größe mithilfe derer die elektrische Leistung übertragen wird. Weltweit gibt es im Groben zwei verschiedene Systeme für Haushaltsnetze, welche in Abbildung 6 farblich deutlich voneinander unterscheidbar sind. Der Verband ENTSO-E, der 2007 gebildet wurde, trägt durch seine Koordinierungsarbeit mit

den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) zu einer sicheren Elektrizitätsversorgung in Europa bei.[9] Diese Koordination ist aufgrund der engen Zusammenarbeit der ÜNBs in sowohl technischen, als auch wirtschaftlichen, organisatorischen und rechtlichen Gebieten nötig.[10]

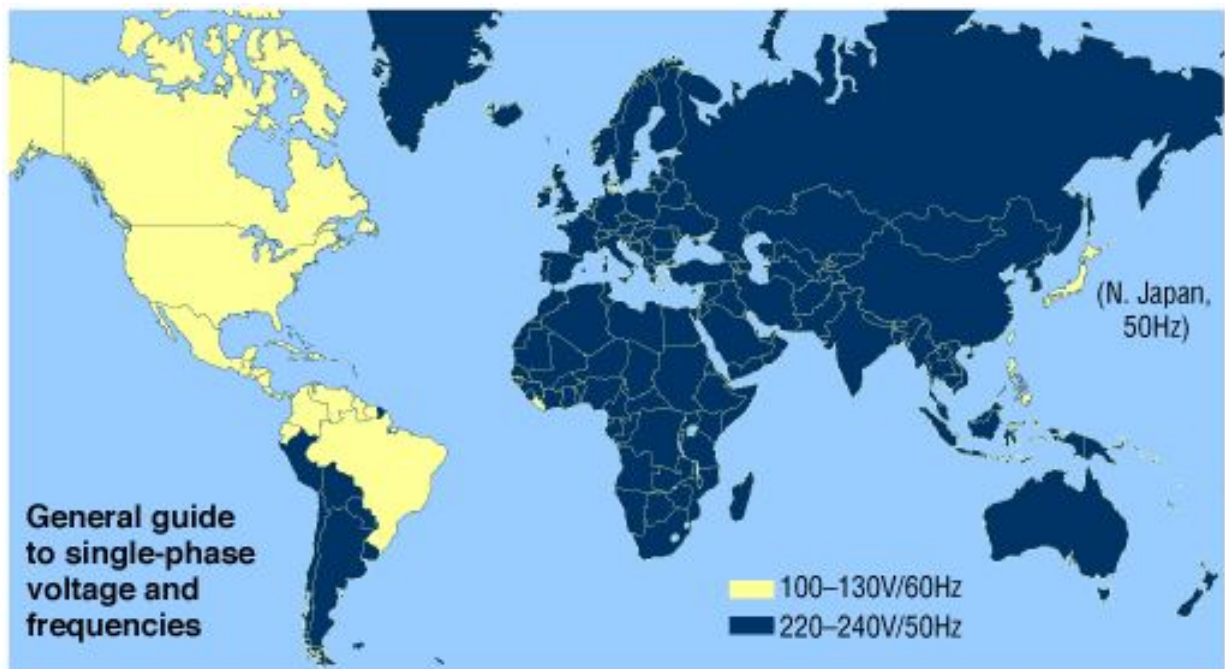


Abbildung 6: Netzspannungen weltweit[13]

3.2 Normalfrequenz und Speicherung von Strom

Eines der Hauptprobleme von Strom ist, dass es noch keine wirtschaftlich sinnvollen Möglichkeiten gibt ihn zu speichern. Er ist eines der wenigen Güter, die im selben Moment sowohl produziert, als auch verbraucht werden. In Österreich ist die Austrian Power Grid (APG) GmbH als Übertragungsnetzbetreiber für die Wahrung der Normalfrequenz von 50 Hertz (Hz) zuständig. Diese 50 Hz gehen mit einer Spannung von 230 Volt (V) einher. [11]

Um einen Zusammenbruch des Stromnetzes, ein sogenanntes Blackout, zu vermeiden und somit die Netzstabilität zu gewährleisten existiert das System der Regellenergie. Diese

Regelleistung kann als eine Art ‚Reserveleistung‘ gesehen werden, um Ungleichgewichte im Stromnetz zu gegebenem Zeitpunkt auszugleichen. Der sekundäre Regelenergiemarkt ist im Grunde ein ‚kurzfristiger Kapazitätsmarkt‘ im Falle eines Engpasses. Solch ein Ungleichgewicht kann sich auf zwei verschiedene Arten einstellen und gegebenenfalls zu einem Blackout führen, falls es zu einer Differenz zwischen der eingespeisten Menge, der Stromproduktion, und der nachgefragten Menge kommt. Es kann beispielsweise, wie in Abbildung 9, aufgrund eines unvorhergesehenen Kraftwerkausfalls zu einem Leistungsdefizit innerhalb einer Regelzone (RZ) kommen.

Nachfrage > Eingespeiste Strommenge $\rightarrow$ Leistungsdefizit

Nachdem sich im Falle eines Stromdefizits ein bremsendes Moment einstellt, welches auf alle Generatoren wirkt, die in einem System angeschlossen und in Betrieb sind, kommt es weiterführend zu einem Frequenzabfall. [10] Solch eine Abweichung der Normalfrequenz von 50Hz versucht die APG zu verhindern. Jedoch kann auch aufgrund einer Überspeisung des Netzes, einem Überangebot von Strom, ein Ungleichgewicht entstehen.

Eingespeiste Menge > Stromnachfrage $\rightarrow$ Überspeisung

Diese Überkapazitäten, die meist an sonnen- und windreichen Tagen auftreten, kommen mitunter aufgrund der überaus spendablen Förderpolitik für diese Art der Stromerzeugung zustande. Dieser Überschuss an Strom muss an sonnen- und windreichen Tagen durch die klassischen Energielieferanten wie etwa Pumpspeicher und Gaskraftwerke ausgeglichen werden. An Tagen an denen weniger Sonne und Wind herrscht, ist der Strombedarf der österreichischen Stromkonsumenten ebenfalls zu decken. Hierfür werden dann wieder herkömmliche Energieträger benötigt.

3.3 Primärenergie, Sekundärenergie, End- und Nutzenergie

Um begrifflichen Verwechslungen vorzubeugen gibt die nachfolgende Graphik einen kurzen Überblick über Energieformen, die abhängig von ihrem Bearbeitungsgrad unterteilt werden.

Unter Primärenergie werden fossile Brennstoffe, wie auch Solarstrahlung und dergleichen gesehen, da sie wirtschaftlich gesehen noch keiner technischen Transformation unterzogen worden sind. Es ist im Weiteren wichtig zwischen Primärenergieträgern und der primären Regelenenergie beziehungsweise auch Primärregelreserve zu unterscheiden. Strom, der die hauptsächlich untersuchte Energieform dieser Masterarbeit ist, fällt in Abbildung 7 unter die Sekundärenergiesparte, nachdem elektrische Energie schon einer Umsetzung unterzogen ist, da diese Energieform nicht ohne technische Transformation existent ist. Bei Energietransformation in eine andere Energieform kommt es immer zu Umwandlungsverlusten. Ein gutes Beispiel für dieses Phänomen liefert die Wärmefreisetzung einer Glühbirne, welche nur in etwa fünf Prozent des Stroms effektiv in Licht umwandelt. Unter Endenergie werden meist Sekundärenergieformen verstanden, welche an den Endverbraucher geliefert werden und in weiterer Folge letztendlich zu Nutzenergie umgewandelt werden.

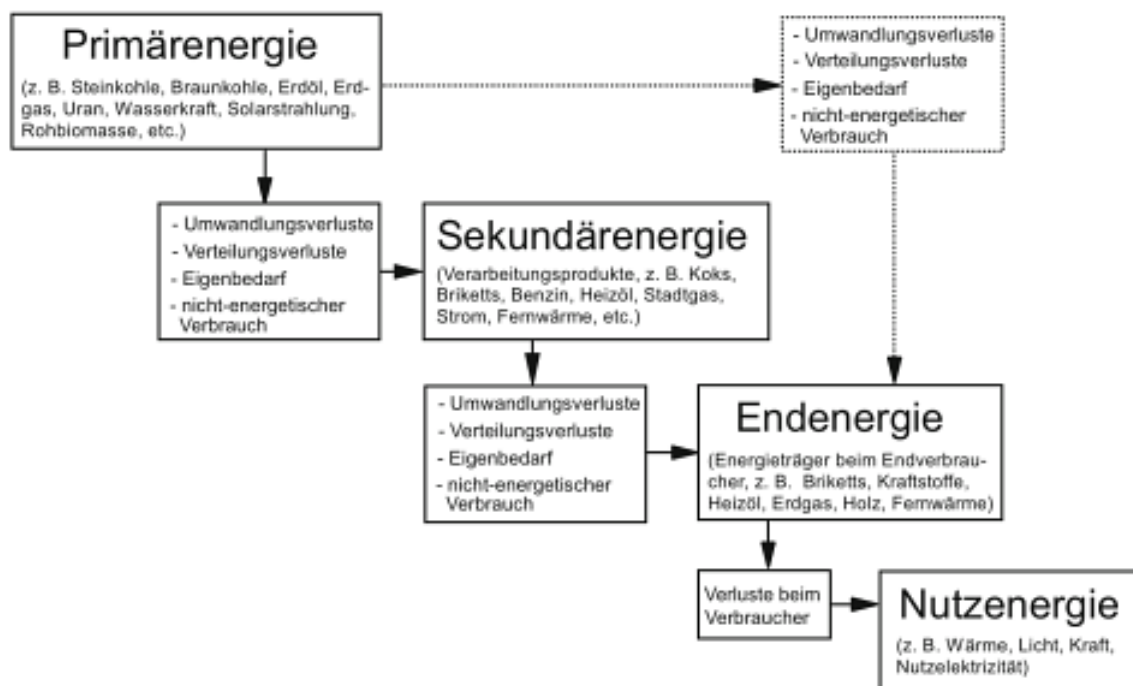


Abbildung 7: Primär-, Sekundär-, sowie End- und Nutzenergie[14]

3.4 Standardlastprofile

Die Messung der Strommengen, die ins Netz eingespeist oder aus selbigem entnommen werden, erfolgt im Viertelstunden Takt. Die Verrechnung erfolgt grundlegend auch über diese Zeitspanne. Für Haushalte, Kleinverbraucher und Kleinproduzenten, die einen Anschlusswert von 50 kW nicht übersteigen oder nicht mehr als 100.000 kWh Strom innerhalb eines Jahres erzeugen gibt es Standardlastprofile, was die Erfassung der Messdaten auf einmal pro Jahr beschränkt.

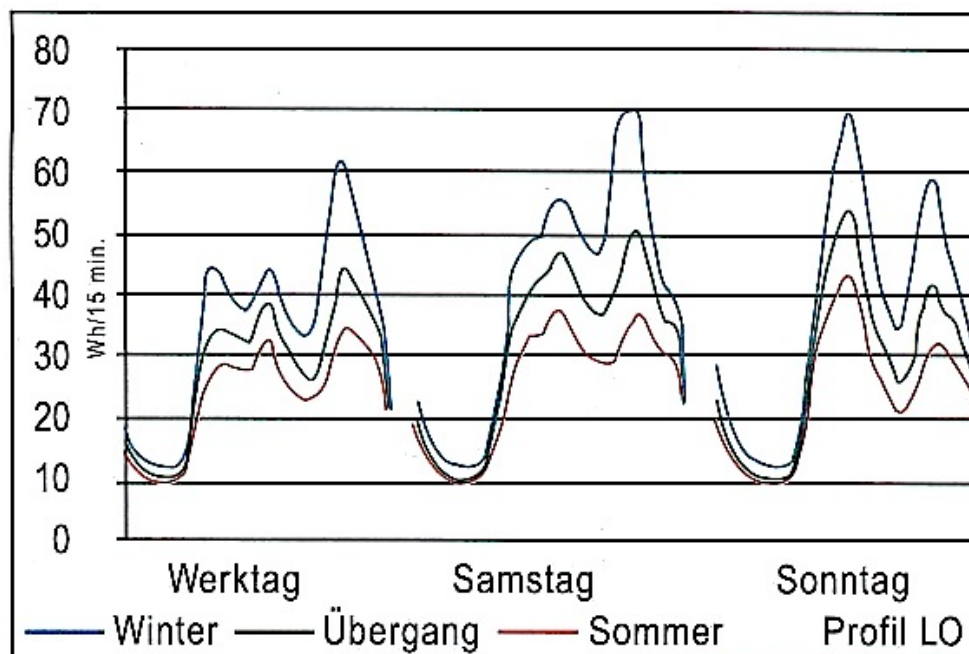


Abbildung 8: Repräsentative Lastgangkurven eines Haushalts.[16]

Standardlastprofile sind je nach Branche unterschiedlich und richten sich nach repräsentativen statistischen Größen der jeweiligen Stromverbraucher. Diese standardisierten Lastprofile dienen dazu den Stromverbrauch einzelner Kundengruppen besser prognostizieren zu können und stellen eine Vereinfachung im Bezug auf Belieferung von Kleinkunden dar. In Abbildung 8 sind drei typische Lastgangkurven für Werktags, Samstags und Sonntags eingezeichnet. Diese Kurven werden zusätzlich noch in die drei Szenarien Winter-,

Übergangs- und Sommermonate gegliedert. Die jeweils oberste Kurve ist jene während der kalten Jahreszeit, da hier mehr Strom zum Heizen und für Beleuchtungszwecke benötigt wird. Auffällig ist auch, dass an Sonntagen der Stromverbrauch eines durchschnittlichen deutschen Haushaltes zu Mittag und am Abend zwei Spitzenwerte erreicht, was sich dadurch erklären lässt, dass Sonntags zu Mittag mehr Strom zum Kochen und Heizen der Eigenheime benötigt wird. Die Einheit an der y-Achse ist in Wattstunden pro 15 Minuten angegeben und beschreibt somit den benötigten Strom innerhalb einer Viertelstunde. 10 Wh sind somit als verrichtete Arbeit oder als die Leistung von 40 W, über eine Viertelstunde integriert, zu betrachten.

3.5 Die drei Arten von Regelennergie

Der Strombedarf ist täglich starken Fluktuationen unterworfen, wie in Abbildung 8 ersichtlich ist. Diese tägliche Fluktuation führt jedoch nicht zur Notwendigkeit großer Regelennergien, da sie vorhersehbar sind. Um zu jedem Zeitpunkt die Balance zwischen generierter und nachgefragter Strommenge zu gewährleisten gibt es das System der Regelennergie. Dies ist je nach Art eine Reservevorhaltung, die im Bedarfsfall abgerufen wird.

Wenn ein akutes Leistungsdefizit vorherrscht, was beispielsweise an einem Kraftwerksausfall liegen kann, wird zu aller erst die Primärregelung eingesetzt, um das Gleichgewicht wiederherzustellen. Dies dient dazu, das gesamteuropäische Übertragungs- und Verbundnetz zu stabilisieren. Das Beispiel für das Abrufen der Regelennergiereserven und der betroffenen Stromnetze ist in Abbildung 9 ersichtlich. Weitere mögliche Gründe für ein Ungleichgewicht im Stromnetz können auch Produktionssprünge sein, welche Lastschwankungen hervorrufen oder aber die Fehleinschätzung beziehungsweise das Nichteinhalten von Fahrplänen.

Ist es nicht möglich, die Sollfrequenz, die für das grenzüberschreitende Gesamtnetz ein wichtiger Stabilisierungsfaktor ist, innerhalb von 30 Sekunden mit Hilfe der Primärreserve

wieder herzustellen, wird zusätzlich die sekundäre Regelenenergiesreserve abgerufen. Erst wenn der Fall, dass die Wiederherstellung des Leistungsgleichgewichts innerhalb von 15 Minuten nicht alleine durch die Sekundärregelenergie möglich ist, eintritt, wird die Tertiärregelenergie abgerufen. Diese Abfolge der in Anspruch genommenen Regelenenergiesreserven ist in Abbildung 10 nachvollziehbar dargestellt.

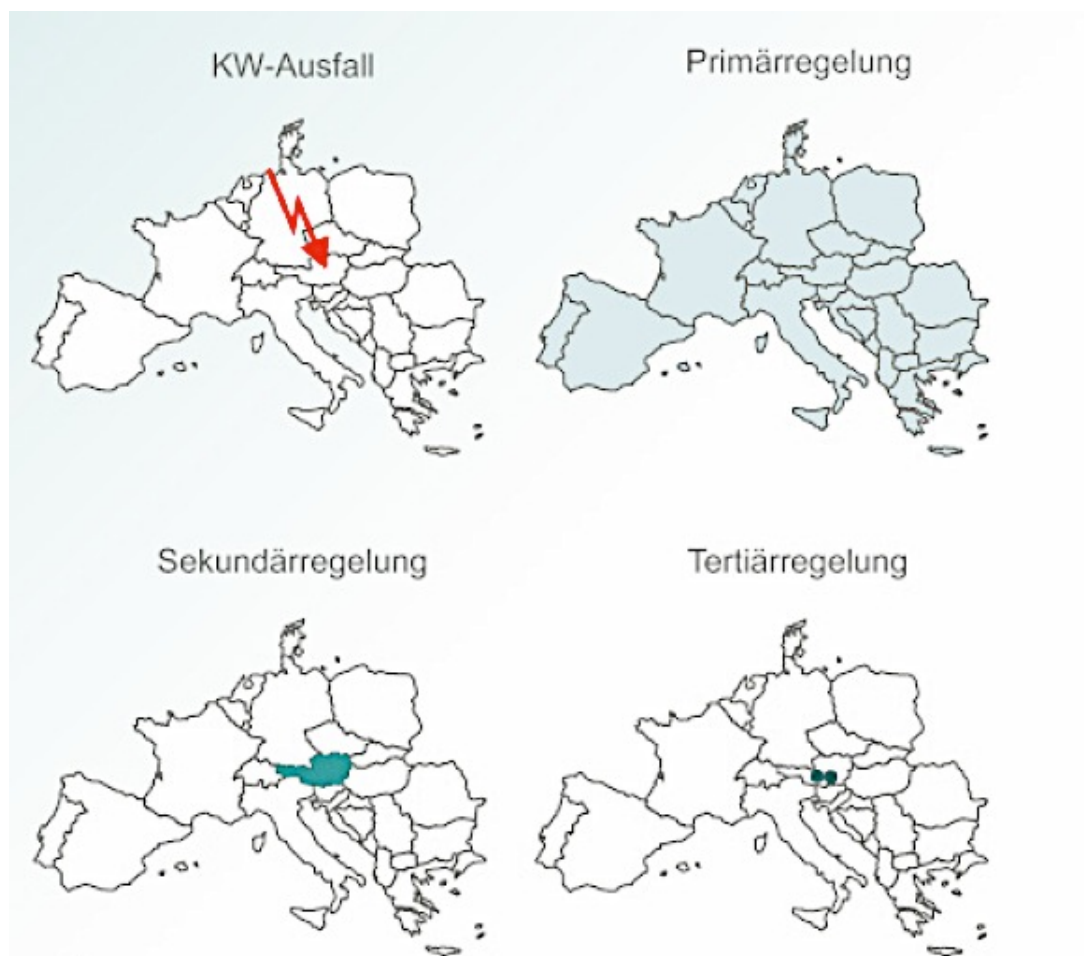


Abbildung 9: Regelungsmöglichkeiten im Falle eines Ausfalls eines Kraftwerks (KW)[7]

In Österreich lassen sich diese Reserveleistungen wie auch in den meisten anderen europäischen Ländern in drei verschiedene Gruppen gliedern, die sich sowohl stark in ihrer Einsatzhäufigkeit und Einsatzdauer, als auch in ihrer Vergütung unterscheiden.

Je nach Dauer des unausgeglichenen Regelzonensaldos (Entnahme-Einspeisung) werden

diese qualitativ unterschiedlichen Reserveoptionen abgerufen. Die Reaktionszeit ist hierfür das entscheidende Merkmal, was impliziert, dass die Primärregelreserve, welche eine schnellere Reaktionszeit hat, durch die Sekundärregelreserve abgelöst wird. Diese Substitution ist wirtschaftlich folgerichtig, da qualitativ nachrangige Regelenenergie weniger kostenintensiv ist. [10]



Abbildung 10: Reihenfolge der Regelenenergieaktivierung[6]

3.6 Leistung und Arbeit

Die genaue Unterscheidung zwischen Watt (W) und Wattstunden (Wh) ist für diese Arbeit essentiell. Die Leistung, bei technischen Anlagen auch Nennleistung genannt, wird in Watt angegeben und bezieht sich auf die tatsächliche Leistung, die eine Maschine, im Falle dieser Masterarbeit eine Gasturbine, vollbringen kann. Die tatsächlich geleistete Arbeit wird in Wattstunden angegeben. Somit ist die Leistung gleichzusetzen mit der Arbeit pro Zeiteinheit (Joule / Sekunde).

Wenn man also eine Kilowattstunde (kWh) an Energie in einer Stunde bezieht oder produziert, entspricht die Leistung 1 kW. Bezieht man dieselbe Energie von 1 kWh jedoch in einer halben Stunde ist die Leistung 2 kW. Die Arbeit kann vielmehr auch als 'über die Zeit integrierte Leistung' verstanden werden, was in Abbildung 11 gut ersichtlich ist.

Die Nennleistung der fiktiven technischen Einheit in Abbildung 11 entspricht einer Leistung von 40 W. Wird diese stromgenerierende Einheit jedoch nur eine Viertelstunde auf Volllast gefahren, entspricht die verrichtete Arbeit 10 Wh. Die Arbeit (Wh) ist somit ein rechnerisches Produkt aus Leistung (W) mal Zeit (h). Zum Beispiel kann man mit einer Kilowattstunde (kWh) einen Föhn mit der Leistung von 2000 W eine halbe Stunde lang betreiben ($2000W \cdot 0.5h = 1000Wh = 1kWh$).

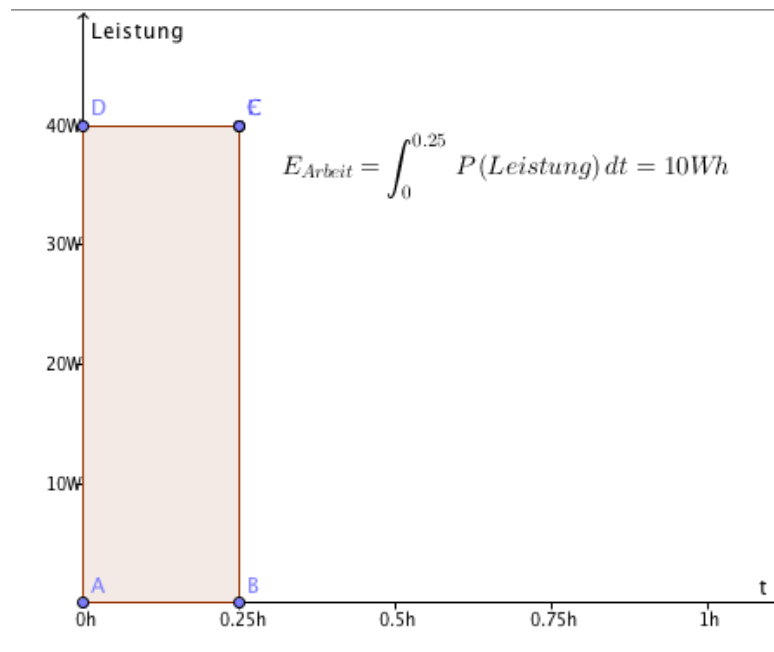


Abbildung 11: Unterschied zwischen Leistung und Arbeit, eigene Darstellung

3.7 Gasturbine

Beim Abruf von sekundärer Regelenergie darf der Regler nur bis zu maximal 10% Überschwingen laut APG Vorgabe. Nachdem Gasturbinen beim Anfahrprogramm einen gewissen Sperrbereich aufweisen, innerhalb dessen man nicht 'stehenbleiben' darf, wird dieser Bereich in der vorliegenden Arbeit außer Acht gelassen.

Nachdem Sekundärregelenergie nur von synchronisierten Gasturbinen bereitgestellt werden darf und im weiteren ein wirtschaftlich sinnvoll erscheinender Wirkungsgrad erst ab ca.

0.4 - 0.5 vorliegt, wird in dieser Arbeit nur der stationäre Betrieb berücksichtigt. Für diesen Betriebszustand beträgt der Wirkungsgrad bei betrachteten Gasturbinen in GuD-Betrieb mit Dampf 36% - 50%. Der Wirkungsgrad einer Gasturbine besagt wie viel Output, Strom, man für eine gewisse Menge Input, Erdgas, bekommt und impliziert somit die wirtschaftliche Sinnhaftigkeit.

Die in dieser Arbeit behandelte Gasturbine kann nicht exakt 15 MW Strom produzieren, da es technisch nur möglich ist, entweder 12 MW oder weniger und 18 MW beziehungsweise mehr, konstant zu produzieren. Im Falle eines Abrufs von sekundärer Regelenergie muss jedoch eine exakte Menge lieferbar sein und deshalb wird in weiterer Folge die Leistung unter 18 MW nicht berücksichtigt.

3.8 Kennlinie

Die Kennlinie einer Gasturbine ist zwar im Allgemeinen nicht linear, aber eine lineare Näherung impliziert nur einen geringen Fehler, bietet aber große numerische Vorteile. Dementsprechend wird zwischen der Minimal- und der Maximalleistung der Gasturbine eine lineare Kennlinie mit steigendem Wirkungsgrad $\eta = P/Q$ gebildet.

In Abbildung 18 ist der Wirkungsgrad bei Minimalleistung bei 36% und bei der Maximalleistung 50%. Der Input an Erdgas ist an der Ordinate angegeben und die elektrische Leistung, der Output an der Abszisse abzulesen.

4 Marktstruktur in Österreich

Seit 2012 ist die APG Regelzonenführer (RZF) für die gesamte österreichische Regelzone und als Übertragungsnetzbetreiber dafür zuständig, dass ein permanentes Gleichgewicht zwischen Produktion und Nachfrage herrscht.[11]

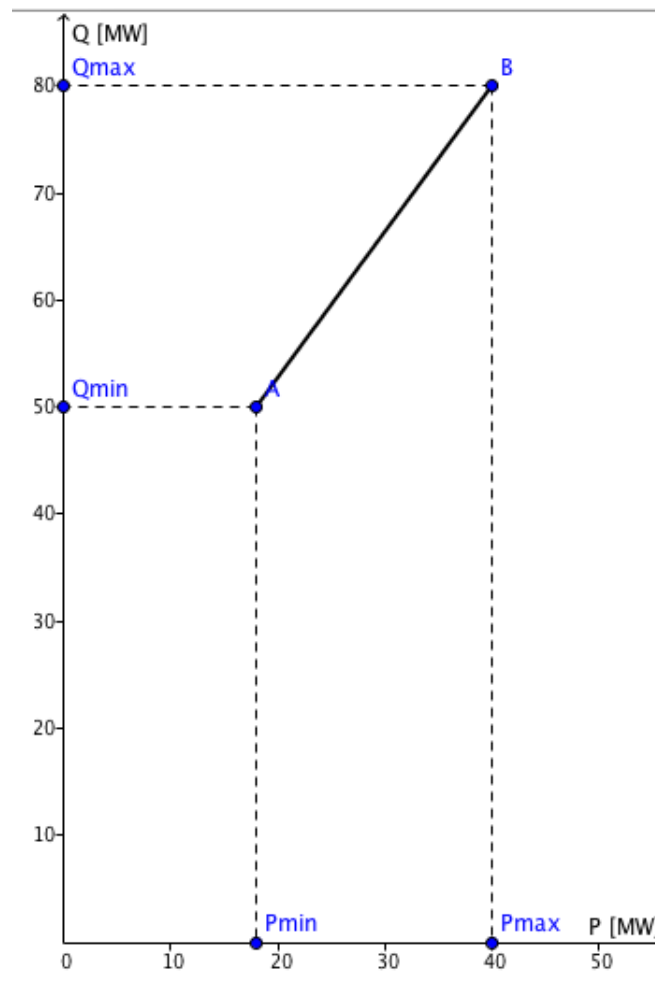


Abbildung 12: Eigene Darstellung der vereinfachten Kennlinie einer Gasturbine

Um Geschäfte unter allen Marktteilnehmern, die Strom in das Netz einspeisen, ihn als Kunden beziehen, damit handeln oder ihn verkaufen zu ermöglichen wurde das Bilanzgruppensystem marktgängig. Endverbraucher (Kunden), Produzenten, Händler und Lieferanten müssen immer einer Bilanzgruppe (BG) zuordenbar und zugehörig sein. Innerhalb einer BG hat es einen Bilanzgruppenverantwortlichen (BGV) zu geben, der diese nach Außen hin vertritt.

Weiters existiert ein Bilanzgruppenkoordinator (BKO), welcher für die Organisation und für die Abrechnung der Ausgleichsenergie innerhalb der RZ zuständig ist. Der BKO koordiniert sämtliche Bilanzgruppen innerhalb einer Regelzone. Verbraucher, als auch Er-

zeuger werden als Netzbenutzer gesehen und müssen Verträge mit dem jeweiligen Netzbetreiber (NB) und Lieferanten abschließen. Eine übersichtliche Darstellung sämtlicher Datenflüsse und Verträge ist in Abbildung 12 dargestellt.

Unter Ausgleichsenergie wird die Differenz zwischen den kumulierten ein- und ausgepeisten Strommengen innerhalb einer Bilanzgruppe verstanden. Nachdem man weder den tatsächlichen Stromverbrauch, noch die Erzeugung exakt prognostizieren kann, ist es unumgänglich, dass es zu Abweichungen zwischen den Fahrplänen, den sogenannten Planwerten, und den Messdaten von effektiver Erzeugung beziehungsweise tatsächlichem Verbrauch kommt. Um diese Differenz in jedem Fall ausgleichen zu können brauchen BGs in der Regel Ausgleichsenergie. Wenn die Abweichungen zu einem Mangel an Energie führen wird positive Ausgleichsenergie bezogen, die jedoch nicht in jedem Fall einen positiven Preis hat. Es kommt sehr häufig vor, dass sowohl negative, als auch positive Ausgleichsenergie mit negativen Preisen einhergeht. Der BKO stellt, sobald die echten Daten bezüglich Produktion und Verbrauch vorliegen, den BG die Ausgleichsenergie in Rechnung, was im Normalfall in etwa 6 Wochen dauert.

Daten von nicht präqualifizierten Technischen Einheiten (TE), welche somit nicht am sekundären Regelenenergiemarkt teilnehmen können, werden normalerweise nur in Ausnahmefällen angefordert. Für Industriebetriebe gilt diese Informationspflicht von Vorhinein, da sie mit den vergleichsweise großen Mengen an Stromproduktion und speziell Stromnachfrage stärker ins Gewicht fallen.

Die Regulierungsbehörde E-Control ist in Österreich zuständig für das Aufstellen der Marktregeln, als auch der Überprüfung von deren Einhaltung, um so einen fairen Wettbewerb zu ermöglichen. Sie ist gänzlich dem Bund unterstellt, aber hat finanzielle, als auch politische Unabhängigkeit.

Unter einem Fahrplan versteht man die prognostizierten Produktions- oder Verbrauchsmengen. Der BGV ist verpflichtet die gesamten Fahrpläne für den darauffolgenden Tag bis

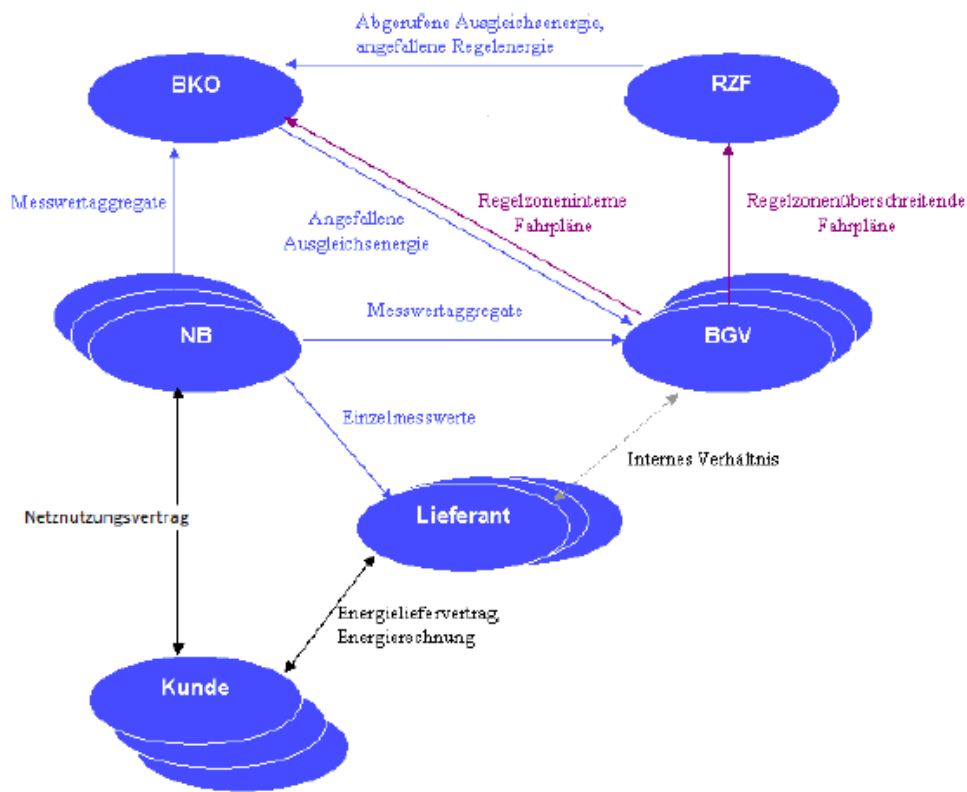


Abbildung 13: Übersicht der Datenflüsse und Verträge innerhalb einer Bilanzgruppe[7]

14:30 jeden Tag an den BKO und den RZF weiterzuleiten. Dem RZF ist dieses Fahrplanmanagement dienlich im Bezug auf die Kenntnis über regelzonenüberschreitende Energielieferungen, als auch über geplante Ausfälle und Einsätze von Kraftwerken. Da in einem Industriebetrieb manche Prozesse nicht unterbrochen werden dürfen, muss im Falle eines Kraftwerkausfalls im Betrieb der für die Produktion benötigte Strom über das allgemeine Stromnetz bezogen werden. Da es sich hierbei meist um sehr große Mengen an Strom handelt ist es von Vorteil, wann ein geplanter Ausfall für Instandhaltungsarbeiten im Vorhinein bekannt ist. Der BKO benötigt die Fahrpläne für die Grundlage der Ausgleichsenergieberechnung für jede BG.

4.1 Rechtliche Rahmenbedingungen

Der österreichische Strommarkt ist sowohl nationalem Bundes- und Landesrecht, als auch europarechtlichen Grundlagen und den Vorgaben der Regulierungsbehörde 'E-Control Austria' unterworfen. Die Liberalisierung des Strommarktes im Jahre 2001 brachte viele organisatorische und technische Veränderungen mit sich. Die Wertschöpfungskette des neuen Systems lässt sich grob in drei Teile gliedern, wie in Abbildung 13 ersichtlich ist.

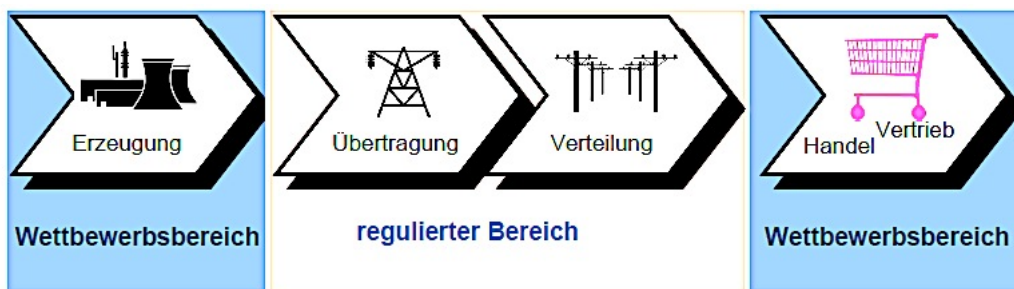


Abbildung 14: Supply Chain Strommarkt[7]

Der Netzbetrieb ist als zweiter Teil dieser Kette getrennt von den beiden anderen wettbewerblich orientierten Bereichen 'Produktion', sowie auch 'Handel und Vertrieb' zu betrachten. Für die tatsächliche Messdatenerfassung, die organisatorische Verwaltung der Benutzerdaten und die Gewährleistung eines sicheren Betriebes sind Verteilnetzbetreiber zuständig.

4.2 Fahrplan und Regelenergievorhaltung

Zum besseren Verständnis gibt die Abbildung 14 einen Überblick eines Fahrplans, bei welchem sich die Stromproduktion zwischen dem technisch möglichen Minimum und Maximum bewegt. Die Fläche oberhalb der Fahrplankurve zeigt die positive Reserve an, nachdem man das Kraftwerk noch beliebig viel bis zum Maximum hochfahren kann. Die negative Reserve

ist in Abbildung 14 jene Fläche, welche unterhalb des Fahrplangraphen liegt, da die strom-generierende technische Einheit die 'gefahrte Leistung' nach unten hin bis zum Minimum reduzieren kann.

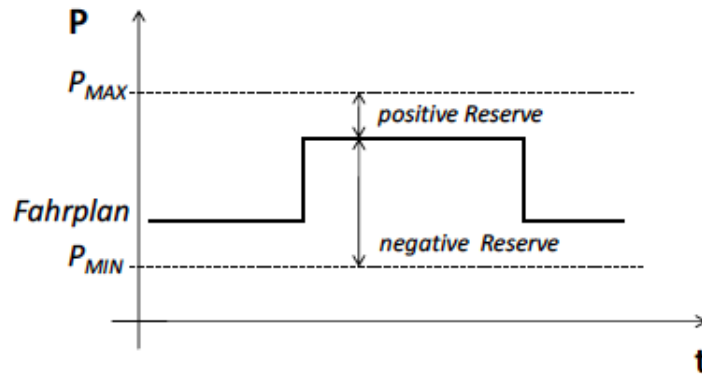


Abbildung 15: Darstellung eines vereinfachten Fahrplans[10]

4.3 Clearing

Die Abrechnung mit den Bilanzgruppen erfolgt über das sogenannte monatliche Clearing, welches in das technische Clearing und das finanzielle Clearing unterteilt wird. Beim technischen Clearing werden die Messwerte, also die tatsächlichen Ist-Werte, den prognostizierten Fahrplanwerten gegenübergestellt und die in Anspruch genommenen Ausgleichsenergiemengen pro Viertelstunde werden im finanziellen Clearing verrechnet, oder auch gutgeschrieben, da man im Falle einer Netzüberspeisung sehr gut daran verdienen kann, indem mehr Strom als im Fahrplan prognostiziert wurde aus dem überspeisten Netz bezogen wird.

Interessant hierbei ist, dass es innerhalb der letzten Jahre immer öfter zu negativen Ausgleichsenergiepreisen kam. Das heißt, dass man für den Mehrbezug von Strom noch etwas gezahlt bekam, wenn das Netz innerhalb dieser Viertelstunde gerade überspeist war und dank moderner Prognosesoftware konnten einige Strombezieher dadurch profitieren.



Abbildung 16: Verrechnung von Ausgleichsenergie und Fahrpläne[5]

5 Auktionen

Im Energiesektor freuen sich umgekehrte Auktionen eines regen Einsatzes, da diese Auktionsart vom Verkäufer ausgeht und es sich um eine Auftragsaktion handelt. Im Falle der Regelenenergieserve gibt es nur einen Käufer, die APG, welche ± 200 MW als sekundäre Regelleistung zurückzuhalten hat. Die Anbieter versuchen sich preislich zu unterbieten, um den Zuschlag zu bekommen. Diese Auktionsform könnte zu bestmöglichen Ressourcenallokationen führen, wenn es eine Anbieterzahl gibt, die der Größe nach eine faire Auktion zulässt und weiters kein Grund für die Annahme vorliegt, dass die Monopolstellung ausgenutzt werden könnte. [19]

Die Auktion für sekundäre Regelenenergie in Österreich erfolgt über eine verdeckte Gebotsabgabe. Aufgrund der wenigen Anbieter und dem vorherrschenden Informationsmangel über die Auktionsergebnisse kann man in Österreich jedoch nicht von einem komplett

kartellfreien Markt ausgehen. Diese persönliche Vermutung wird in Folge mit Daten zur Preisentwicklung des Arbeitspreises untermauert.

Es gibt eine Vielzahl von Auktionsformen denen gemein ist, dass die Preisbildung von zentraler Bedeutung ist. Das Erlös-Äquivalenz-Theorem von Vickrey besagt, dass die durchschnittlichen Beschaffungskosten einer Ware bei einer ausreichend großen Auktionsteilnehmerzahl gleich hoch sind. Es spielt hierfür keine Rolle, ob es sich um eine 'Englische Auktion' handelt, bei der der Höchstbietende in der Höhe seines Gebotes entlohnt wird, oder aber um eine 'Vickrey-Auktion' handelt, bei der die Erstgebotshöhe ausschlaggebend ist.[22] Das in Österreich angewandte Gebotspreisverfahren ist somit das Pendant zu einer Vickrey Auktion und wird oft als unfair und diskriminierend gesehen, da die Erlöse der einzelnen Bieter nicht gleich sind.

5.1 Ausschreibung und Auswahlverfahren

Die APG benötigt immer eine Reservevorhaltung von 200 MW, sowohl Positive, als auch Negative. In dieser Masterarbeit wird jedoch lediglich die positive Regelleistung behandelt.[12]

Jede TE (Technische Einheit), welche Energie am sekundären Regelenergiemarkt anbietet, hat gewisse technische und vertragliche Voraussetzungen zu erfüllen. Sobald die technische Präqualifikation abgeschlossen und genehmigt ist, ist diese für die Dauer von drei Jahren gültig. Auf die Kosten für eine Maschinenumrüstung in Folge einer Präqualifizierung wird im praktischen Teil der vorliegenden Arbeit näher eingegangen.

Weiters ist ein Mindestangebot von 5 MW zu stellen. Ein Angebot kann immer in 5 MW Schritten, sprich 5 MW, 10 MW, 15 MW usw. bis zum Maximum der präqualifizierten Menge, gestellt werden. Diese Regelung soll aber im Laufe des kommenden Jahres 2015 gelockert werden.

In Österreich gibt es sechs verschiedene Wochenprodukte zur Auswahl. Jeweils drei für positive und für negative Leistung, da drei Produktzeitscheiben existieren und in jeder

Zeitscheibe positive, als auch negative Reserveleistung vorgehalten werden muss. Die Wochenausschreibung für sekundäre Regelenenergieprodukte erfolgt jeweils Dienstags von 09:00 Uhr bis 15:00 in der Vorwoche, bevor die Leistung auch tatsächlich erbracht werden muss.

Peak Produkt	MO – FR 08:00 Uhr bis 20:00 Uhr
Off-Peak Produkt	MO – FR 00:00 Uhr bis 08:00 Uhr
	MO – FR 20:00 Uhr bis 00:00 Uhr
Weekend Produkt	SA – SO 00:00 bis 24:00

Tabelle 4: Eigene Darstellung basierend auf Daten von APG [11]

5.2 Leistungspreis und Arbeitspreis

Das Grundprinzip hinter dem Auswahlverfahren ist die Preisstruktur der Anbieter. Ein Anbieter bietet eine gewisse Leistung (MW) zu einem bestimmten Leistungspreis (€/MW) für die komplette Abrechnungsperiode, die immer eine Woche beträgt, an. Der Leistungspreis wird für alle Stunden einer Zeitscheibe ausbezahlt, für welche der Anbieter den Zuschlag bekommen hat.

Die 'Peak'-Zeitscheibe umfasst 60 Stunden. Angenommen 5 MW werden angeboten und erhalten den Zuschlag bei einem geforderten Leistungspreis von 10 €, so führt dies zu einer Gesamtvergütung von 3.000 €. Die Angebote für die 200 MW sekundäre Regelenenergieserve werden von den am günstigsten bietenden Produzenten angenommen. In Abbildung 16 sind die angebotenen Mengen in €/MW pro Stunde durch die orangen Kurven gegeben. Dem gegenüber ist durch die untere rote Kurve gezeigt, zu welchen Leistungspreisen die Zuschläge für die Bereitstellung tatsächlich erfolgt sind.

Dieser Preis wird für die alleinige ‚Zur-Verfügung-Stellung‘ als fixer Zuschlag ausbezahlt. Der Leistungspreis wird, wenn mit Zuschlag für die Vorhaltung ausgewählt, für den gesamten Zeitraum bezahlt. Falls man tatsächlich abgerufen wird bekommt man zusätzlich zum Leistungspreis noch den Arbeitspreis (€/MWh), welcher derzeit noch innerhalb der Woche am jeweiligen Vortag nach unten abänderbar ist.

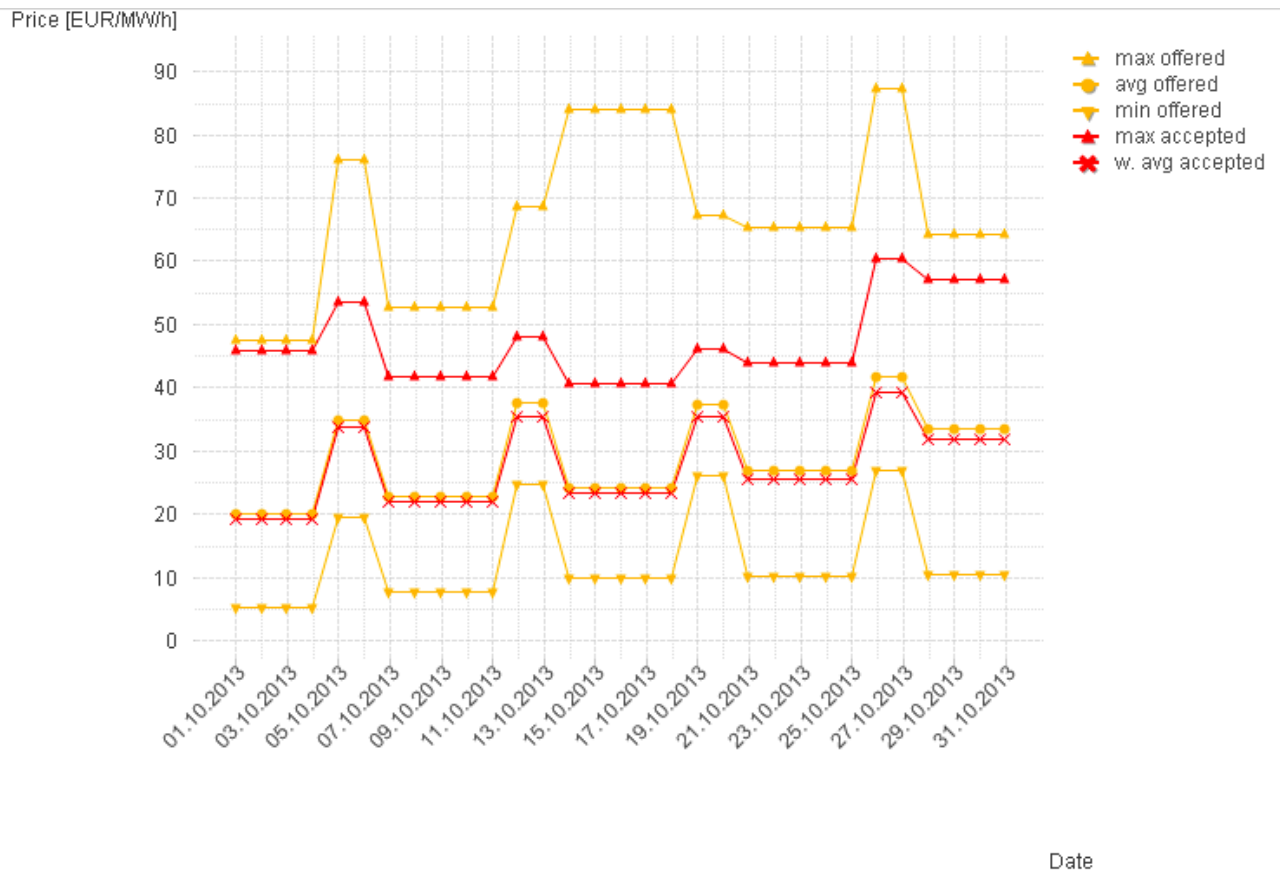


Abbildung 17: Angebotene und akzeptierte Leistungspreise für die SRL im Oktober 2013[8]

Die Sinnhaftigkeit dieser Anbieterauswahl, die alleinig vom angebotenen Leistungspreis abhängt, ist sehr umstritten, da man Marktteilnehmern vorwerfen könnte nur auf den Zuschlag des Leistungspreises zu setzen und utopisch hohe Arbeitspreise anzusetzen, um so die Chancen eines Abrufs drastisch zu verringern.

Der Arbeitspreis ist in Österreich derzeit nur für eine Auswahl bezüglich des 'Zur-Verfügung-Stellens' von sekundär Regelenenergie ausschlaggebend, wenn zufälligerweise derselbe Leistungspreis in der verdeckten Auktion von den Anbietern gefordert wird. Hierfür wäre eine Multivariate Auktion, die einerseits den Arbeitspreis, als andererseits auch den Leistungspreis gewichtet mitbetrachtet sehr sinnvoll.

In der Schweiz wird beispielsweise ein Algorithmus angewandt, der beide Preise bei der Auswahl berücksichtigt und somit die kostengünstigste Kombination ermittelt.[1] Im Jahr

2015 sollte nach Angaben der APG auch ein ähnliches System für den österreichischen Markt eingeführt werden.

5.3 Merit-Order-Liste

Die Angebote werden nach ihren Leistungspreisen, beginnend mit den am niedrigsten ge-preisten, ausgewählt, bis die volle Reserve von ± 200 MW erreicht ist. Der Abruf der Sekundärregelleistung erfolgt automatisch, wenn die Frequenz innerhalb der Regelzone von der Sollfrequenz abweicht. Nachdem die Daten seit dem 1. November 2013 nicht mehr auf der Website des „energymonitor“ veröffentlicht werden, enthalten die Abbildungen 16 und 17 Daten des Oktobers 2013.[8]

Die sogenannte Merit-Order-Liste (MOL) ist die Staffelung der Angebote nach den Arbeitspreisen, was dazu führt, dass die jeweilig günstigsten Anbieter zuerst abgerufen werden. Wenn die Quantitäten zu den günstigeren Preisen nicht ausreichen, wird auf teurere zurückgegriffen. Dies ist in Abbildung 17 ersichtlich.

Die ersten Mengen, auf der Achse „Volumen“, werden zu signifikant günstigeren Preisen bezogen. Je weiter man an dieser Achse nach Rechts entlanggeht, desto höher werden die dazugehörigen Preise für ein weiteres MW an Leistung. Die verschiedenfarbigen Kurven sind jeweils tagesabhängig, da am österreichischen Markt der Arbeitspreis noch täglich für den darauffolgenden Tag angepasst und verändert werden kann.

6 Zentrale Fragestellung

In dieser Arbeit wird untersucht ob und inwieweit es wirtschaftlich rentabel gewesen wäre am sekundären Regelenergiemarkt eine positive Reserve anzubieten. Die für eine Präqualifizierung notwendigen Maßnahmen sind mit hohen anfänglichen Investition verbunden. Das Anbieten würde eine Einschränkung der eigenen Kraftwerksauslastung und

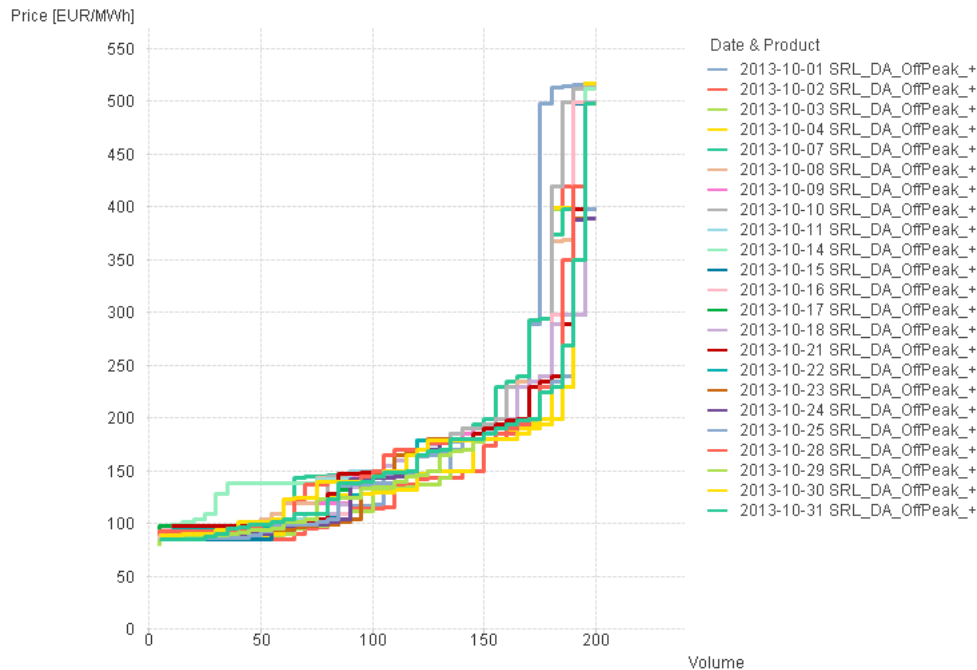


Abbildung 18: Merit-Order-Liste der abgerufenen Strommengen[8]

somit weniger Flexibilität mit sich bringen, da man die angebotene Regellenergiereserve immer vorhalten muss. Auch im Bedarfsfall, wenn mehr elektrische Leistung von Nöten ist, muss die angebotene Reserve frei gehalten werden.

Weiters ist zu bedenken inwieweit das Anbieten von sekundärer Regellenergie die Ausgleichsenergie einschränkt. Die Ausgleichsenergie ist in jedem Fall von der Regellenergie zu unterscheiden und ist die algebraischen Summe aller Bilanzgruppen-Abweichungen, wie in Kapitel 4 erläutert.

Ob sich in weiterer Folge der „Zwangsbetrieb“ der Gasturbine lohnt, ist einerseits vom Erdgaspreis und andererseits auch vom Spotmarkt-Strompreis in den betrachteten Zeitpunkten abhängig. Die Gasturbine muss jedoch auf jeden Fall in Betrieb sein zu den vorgegebenen Zeiten, wenn sekundäre Regelleistung angeboten und das Gebot akzeptiert wurde. Die Einsatzwahrscheinlichkeit von Kraftwerken ist oft irrtumsbelastet und ist im Laufe der Zeit auch variabel und stellt somit einen ökonomischen Störfaktor dar.

Für eine effiziente Preisbildung und einer Minimierung der Kosten des gesamten Stromer-

zeugungssystems muss ein Wettbewerb zwischen den Märkten bestehen. Die Akteure auf dem Regelenenergieservemarkt und dem Spot-Markt sind die gleichen und das Anbieten von positiver Reserve steht in direktem Zusammenhang mit der Angebotsseite des Marktes. In der vorliegenden Arbeit wird untersucht, ob ein Produzent von positiven regelfähigen Reservekapazitäten bessere Chancen auf dem Spotmarkt oder aber auf dem Regelenenergiemarkt hat.

Mittels eines MILP-Solvers wird die optimale Menge der anzubietenden Reserve unter Zuhilfenahme von historischen Daten ermittelt, die in weiterer Folge erheblich für den gesamt erzielbaren Gewinn ist.

6.1 Zu berücksichtigende Kostenfaktoren

Die anfallenden Kosten für eine Präqualifizierung inklusive der Ausgaben einer neuen Leittechnik sind große Investitionen am Beginn. Zusätzliche Kosten für vermehrten Personal- und Wartungsaufwand müssen in jedem Fall auch berücksichtigt werden.

Die Investition in Software könnte durch eine Kooperation mit anderen Marktteilnehmern, eine sogenannte 'Pool-Lösung' erspart bleiben. Diese Option würde im Gegenzug jedoch zu einer prozentuellen Abgabe des Gewinns führen und wird in dieser Arbeit nicht weiter berücksichtigt.

Die Gründe hierfür sind einerseits monetäre Überlegungen, als auch Sicherheitsbezogene, da eine 'Pool-Lösung' mit der Offenlegung betriebsinterner Daten einhergehen würde. Der Anteil der Kosten für sekundäre Regelenenergie an den Gesamtkosten der Leistungsvorhaltung ist beträchtlich und lässt somit gute Chancen auf diesem Markt vermuten, wie in Abbildung 20 ersichtlich ist.

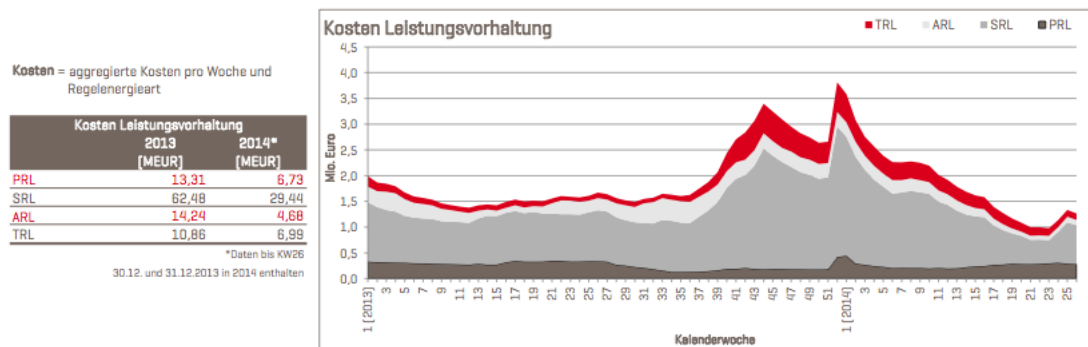


Abbildung 19: Leistungsvorhaltung 2013-2014* (Preisbericht Regelenergemarkt S.11)[11]

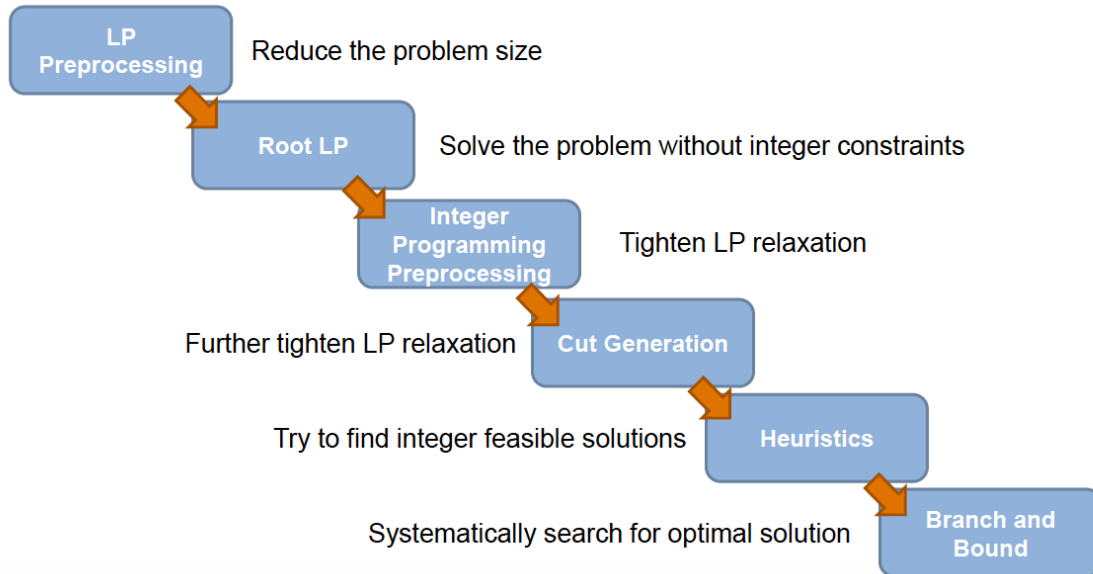
7 Modellierung und verwendete Software

In diesem Abschnitt der vorliegenden Arbeit werden für die Optimierung relevante Teile des aufgestellten Modells näher erläutert und die verwendeten Inputdaten und zusätzlichen Berechnungen beschrieben. Die in dem Modell verwendeten Parameter und Variablen sind für die Optimierung zwingend erforderlich, aber diese allein klären die Frage nach der Rentabilität des gesamten Investitionsprojekts nicht ab. Hierfür sind Nebenrechnungen unabhängig von der Optimierung durchzuführen.

Eine kompakte Liste aller verwendeten Parameter befindet sich im Anhang. Weiters ist im Anhang das vollständige Modell inklusive aller Entscheidungsvariablen und abhängigen Variablen übersichtlich angegeben.

Für das Lösen des in diesem Kapitel beschriebene Modells wurde die Software "MATLAB" verwendet, da die Studentenversion *MATLAB_R2014b* einen integrierten Mixed-Integer-Linear-Programming-Solver beinhaltet[18]. Dies ist ein Solver zum Lösen von linearen Optimierungsaufgaben welcher in der Lage ist ganzzahlige Lösungen zu liefern. Der Solver wird mit dem Befehl 'Intlinprog' ausgeführt und ist wie folgt aufgebaut:

intlinprog algorithm



13

Abbildung 20: Aufbau des MILP-Solvers von $MATLAB_{R2014b8}$. [18]

7.1 Erklärung des Modells

Bei der Zielfunktion handelt es sich um eine typische Maximierung des monetären Gewinns. Nachdem sich der Lieferzeitraum, der von der Auktion abhängt über eine Woche zieht, wird das Maximierungsproblem für diese Zeitspanne optimiert. Weiters liegen einige der Daten für Viertelstunden vor, was in Summe einen Optimierungshorizont von 672 Viertelstunden ergibt.

Die Reservevorhaltung muss während der drei Zeitscheiben 'Peak', 'Off-Peak' und 'Weekend' jeweils konstant für den Zeitraum einer Woche angeboten werden. Dieser Umstand führt dazu, dass drei Zustandsindikatoren verwendet werden. Bei PK_t , OP_t und WE_t handelt es sich somit um drei Zustandsindikatoren, welche so aufgebaut sind, dass sie jeweils den Zeitprofilen von 'Peak', 'Off-Peak' und 'Weekend' entsprechen.

Der Vektor PK_t enthält für jede Viertelstunde, die innerhalb der Zeitscheibe 'Peak' liegt den Eintrag '1' und allen weiteren Einträge, die für Viertelstunden außerhalb dieser

Zeitscheibe stehen, wird der Wert '0' zugewiesen. Die Vektoren OP_t und WE_t sind analog nach dem selben Schema aufgebaut.

$$PK_t = \begin{Bmatrix} 1 \leftrightarrow t \in PK \\ 0 \leftrightarrow t \notin PK \end{Bmatrix}, OP_t = \begin{Bmatrix} 1 \leftrightarrow t \in OP \\ 0 \leftrightarrow t \notin OP \end{Bmatrix}, WE_t = \begin{Bmatrix} 1 \leftrightarrow t \in WE \\ 0 \leftrightarrow t \notin WE \end{Bmatrix}$$

Diese drei Zustandsindikatoren führen dazu die anzubietende Menge über jedes der drei Zeitprofile konstant zu halten. Für das Anbieten von sekundärer Regelreserve muss ein Angebot aufgrund von vertraglichen Grundlagen über den Zeitraum von einer Woche innerhalb des gewählten Zeitprofils immer konstant sein. Somit ist es möglich zu Peak-Zeiten konstant 10MW anzubieten, während der Offpeak-Zeiten keine, also 0MW an sekundärer Regelleistung anzubieten und zu Weekend-Zeiten beispielsweise 20MW.

Die Zielfunktion ist die Summe aller erzielbaren Erträge innerhalb einer Woche, welche aus 672 Viertelstunden besteht. Die Variable P_t gibt die Stromproduktion für jedes Viertelstundenzeitintervall an. Nachdem die Leistung jeweils über einen Zeitraum von einer Viertelstunde betrachtet wird, ist die über die Zeit integrierte Leistung als Arbeit zu betrachten und wird als Energie in [MWh] angegeben.

Die Menge an zu erzeugendem Strom P_t wird mit Spotmarktpreisen $\lambda_{HFC,t}$ multipliziert und stellt somit den ersten erzielbaren Betrag dar. Für den Parameter $\lambda_{HFC,t}$ werden die historischen Daten jeder einzelnen Viertelstunde des EEX Spotpreises für Strom eingegeben. Die Multiplikation der Produktionsmenge an Strom, welche in MWh angegeben wird, mit den EEX Spotmarktpreisen, welche in der Form [Euro/MWh] vorliegen, ergibt den erzielbaren Betrag in Euro für den verkauften Strom. Dieser Betrag kann auch als Höhe des Einsparungspotentials für zu kaufenden Strom gesehen werden, da durch die eigene Stromerzeugung weniger Stromzukauf für die betriebliche Produktion nötig ist und wird

durch den nachfolgenden Term errechnet:

$$\sum_{t=1}^{672} (\lambda_{HFC,t} \cdot P_t)$$

Diesem Ertrag stehen die Kosten für Erdgas, welche von der Höhe der Produktion abhängig sind, gegenüber. Die historischen Daten dieses Parameters sind online zugänglich und der Gaspreis $\lambda_{G,t}$ ist jener Preis, welcher in der Vergangenheit für die Stromproduktion hätte bezahlt werden müssen. Der Kostenterm gestaltet sich somit für den Zeitraum einer Woche wie folgt:

$$- \sum_{t=1}^{672} (\lambda_{G,t} \cdot Q_t)$$

Weitere erzielbare Erträge sind durch die Vergütung der Arbeitspreise zu erzielen, falls es zu einem Abruf kommen sollte. Für die Ermittlung des optimalen Preises, der aus Gründen der Einfachheit als konstant für jedes angebotene Produkt angesehen wird, ist es nötig einige Preisszenarien zu testen. In dieser Arbeit wird dies durch eine Vorschleife untersucht. Alle möglichen Preise von 0 €/MWh bis 200 €/MWh werden in Fünferschritten betrachtet. Dies führt zu 41 Preisszenarien. Nachdem der optimale Preis ermittelt wurde wird davon ausgegangen, dass es immer zu einem Abruf kommt, falls der optimale, gebotene Preis unter dem durchschnittlichen Viertelstunden-Preis liegt. Der durchschnittlich ausbezahlte Arbeitspreis pro Viertelstunde ist unter folgender Website zugänglich:

<https://www.apg.at/emwebapgrem/startApp.do>

Dies impliziert, dass die gesamte benötigte und abgerufene Reserve der Regelzone der APG von der betrachteten Gasturbine produziert worden wäre, falls der optimale Preis unter dem durchschnittlichen Viertelstunden-Preis liegt. Da diese Vorstellung einerseits utopisch ist, da nicht davon ausgegangen werden kann alleine das gesamte Netz zu beliefern. Weiters ist es auch technisch in diesem Fall nicht möglich mit der betrachteten Gasturbine mehr als 40 MW zu produzieren. Um diese Restriktionen zu berücksichtigen

werden zusätzlich noch die Variablen $V^{PK,t}$, $V^{OP,t}$ und $V^{WE,t}$ eingeführt. Diese drei Variablen limitieren die maximal zu ziehende Menge der betrachteten Gasturbine entsprechend der technischen Einschränkungen, als auch der hinsichtlich des Marktes.

Die drei abhängigen Variablen $V^{PK,t}$, $V^{OP,t}$ und $V^{WE,t}$ werden mit den jeweilig optimalen Arbeitspreisen $\lambda_{AP,PK,t,max}$, $\lambda_{AP,OP,t,max}$ und $\lambda_{AP,WE,t,max}$ multipliziert. Es handelt sich bei den historischen Daten der durchschnittlichen Arbeitspreise um die Preise für alle innerhalb einer Viertelstunde in Anspruch genommenen sekundären Regelenenergiereserven. Innerhalb der Datenmenge kommt es vor, dass mehrere Viertelstunden hintereinander die gleiche Menge an Sekundärregelreserve gezogen worden ist. Gleichen sich die Preise ebenfalls kann davon ausgegangen werden, dass ein Anbieter über einen längeren Zeitraum als eine Viertelstunde alleine abgerufen worden ist, oder zumindest den Großteil der benötigten Reserve geliefert hat. Dies ist selten der Fall, was bedeutet, dass man meist Mischpreise von mehreren Anbietern vorfindet, welche in [Euro/MWh] für jede Viertelstunde angegeben sind.

Würde man diese auf Trendmuster näher untersuchen, würden sich wahrscheinlich Rückschlüsse über die Beschaffenheit der Merit-Order-Liste ziehen lassen. Die Angebote mit den günstigsten Arbeitspreisen, werden wie schon bei den Leistungspreisen zuerst herangezogen. Dieser Preis wird im Gegensatz zum Leistungspreis jedoch nur beim Abruf im Bedarfsfall ausbezahlt.

Die zugänglichen Daten beinhalten nur einen gewichteten Durchschnittswert des Arbeitspreises aller ausbezahlten in Anspruch genommen Regelenenergiereserven der gesamten Regelzone. Diese Preise werden innerhalb jeder Viertelstunde mit dem optimal errechneten Wert verglichen und in Form von drei weiteren Zustandsindikatoren, AR_{PK} , AR_{OP} und AR_{WE} festgehalten.

$$AR_{PK} = \begin{cases} 1 \leftrightarrow \lambda_{AP,PK,t,max} \leq \lambda_{AP,PK,t} \\ 0 \leftrightarrow \lambda_{AP,PK,t,max} > \lambda_{AP,PK,t} \end{cases}, AR_{OP} = \begin{cases} 1 \leftrightarrow \lambda_{AP,OP,t,max} \leq \lambda_{AP,OP,t} \\ 0 \leftrightarrow \lambda_{AP,OP,t,max} > \lambda_{AP,OP,t} \end{cases}$$

Der Zustandsindikator für die Abrufe am Wochenende AR_{WE} ist analog aufgebaut. Somit ergibt sich der Term zur Berechnung der erzielbaren Gewinne durch die Vergütung des Arbeitspreises wie folgt:

$$\sum_{t=1}^{672} (V^{PK,t} \cdot \lambda_{AP,PK,t,max} \cdot AR_{PK} + V^{OP,t} \cdot \lambda_{AP,OP,t,max} \cdot AR_{OP} + V^{WE,t} \cdot \lambda_{AP,WE,t,max} \cdot AR_{WE})$$

Der letzte Term der Zielfunktion bezieht sich auf die angebotene Reserve, jene Menge, welche durch die Optimierung herauszufindenden ist. Diese drei ganzzahligen Entscheidungsvariablen werden mit $R_{SRL}^{+,PK}$, $R_{SRL}^{+,OP}$ und $R_{SRL}^{+,WE}$ bezeichnet und geben die vorzuhaltende Sekundärregelleistung, welche in der Einheit [MW] angegeben wird, an. Die Variablen $\lambda_{LP,PK}$, $\lambda_{LP,OP}$ und $\lambda_{LP,WE}$ sind die wöchentlich ausbezahlten Leistungspreise und nachdem die Implementierung dieses Modells für den Zeitraum jeweils einer Woche durchgeführt wird, sind diese Inputdaten als Konstanten innerhalb dieses Zeitraums anzusehen. Die vorzuhaltenden Reserveleistungen werden mit den dazugehörigen durchschnittlichen Leistungspreisen für jede Zeitscheibe der jeweiligen Woche und der Stundenanzahl der Zeitscheiben multipliziert, da sie in € für jedes MW pro Stunde ausbezahlt werden. Dies resultiert in folgender Berechnung:

$$\lambda_{LP,PK} \cdot R_{SRL}^{+,PK} \cdot 60 + \lambda_{LP,OP} \cdot R_{SRL}^{+,OP} \cdot 60 + \lambda_{LP,WE} \cdot R_{SRL}^{+,WE} \cdot 48$$

Die Angebote für das Anbieten sekundärer Regelenergie werden nach den Leistungspreisen in aufsteigender Reihenfolge zu einer Merit-Order-Liste sortiert. Beginnend mit den günstigsten Leistungspreisen, die jeweils pro angebotenem MW vergütet werden, erhalten alle Angebote den Zuschlag in Form des Leistungspreises bis die ausgeschriebene Menge von 200 MW erreicht ist. Nachdem keine genauen MOL-Aufstellungs-Daten zur Verfügung stehen werden die gemittelten Durchschnittspreise der jeweiligen Leistungspreise aller akzeptierten Angebote genommen.

Es ist theoretisch möglich, nur über die Leistungspreiszuschläge, die Anfangsinvesti-

tionen, welche mit der Präqualifizierung für das Anbieten sekundärer Regelenenergie einhergehen, wirtschaftlich zu rechtfertigen. Weiters wäre rein mathematisch auch ein positives Ergebnis möglich, wenn der Stromverkauf, abzüglich sämtlicher Betriebskosten, mehr einbringt als der Erdgaszukauf, der für die jeweilige Produktion von Nöten ist. Die somit erhaltene zu maximierende Zielfunktion gestaltet sich wie folgt:

$$\begin{aligned}
ZF : \sum_{t=1}^{672} & (\lambda_{HFC,t} \cdot P_t - \lambda_{G,t} \cdot Q_t + V^{PK,t} \cdot \lambda_{AP,PK,t,max} \cdot AR_{PK} + V^{OP,t} \cdot \lambda_{AP,OP,t,max} \cdot AR_{OP} + \\
& V^{WE,t} \cdot \lambda_{AP,WE,t,max} \cdot AR_{WE}) + \lambda_{LP,PK} \cdot R_{SRL}^{+,PK} \cdot 60 + \lambda_{LP,OP} \cdot R_{SRL}^{+,OP} \cdot 60 + \\
& \lambda_{LP,WE} \cdot R_{SRL}^{+,WE} \cdot 48 \rightarrow MAX
\end{aligned}$$

Das aufgestellte Modell hat etliche Einschränkungen, wie etwa technische Limits und Zusammenhänge. P_{max} und P_{min} sind Konstanten, die für den gesamten untersuchten Zeitraum gleich bleiben, da sie die maximal technisch mögliche elektrische Nennleistung der Gasturbine darstellen, als auch die minimale, in dieser Arbeit betrachtete, Leistung. Die Stromproduktion P_t muss sich somit immer innerhalb dieser unteren und oberen Grenze befinden

Als Nennleistung werden 40 MW angenommen. Da die Gasturbine aufgrund rechtlicher und technischer Rahmenbedingungen in Betrieb sein muss kann in Nebenbedingung die minimale Leistung nicht gleich Null sein. Vielmehr wird für P_{min} der Wert 18 MW so gewählt, dass der stationäre Betrieb auch wirtschaftlich sinnvoll ist und jeglicher Sperrbereich außer Acht gelassen werden kann. Nachdem die Entscheidungsvariable P_t in der Einheit MWh angegeben ist werden P_{min} und P_{max} beide mit je 0.25h multipliziert, da dies einer Viertelstunde entspricht.

$$P_{min} \cdot 1/4 \leq P_t \leq P_{max} \cdot 1/4$$

Zwei weitere Konstanten, die in direktem Zusammenhang mit der minimalen und ma-

ximalen Stromleistung der Gasturbine stehen sind die Inputgrößen Q_{max} und Q_{min} , die jeweils erforderlich sind um die besagten minimalen und maximalen elektrischen Leistungen zu erzielen.

$$Q_{min} \cdot 1/4 \leq Q_t \leq Q_{max} \cdot 1/4$$

Die Variable Q_t gibt den jeweiligen Gasverbrauch innerhalb einer Viertelstunde an, der für die Stromproduktion benötigt wird. Diese zwei Größen sind somit von einander abhängig, was in Abbildung 18 zu sehen ist. Der Gasverbrauch für die Stromproduktion P in einer speziellen Viertelstunde kann über das Steigungsdreieck berechnet werden. Hierbei sind auch die produzierten Mengen an abgerufener sekundärer Regelenenergieserve zu berücksichtigen:

$$Q_t = \frac{Q_{max} - Q_{min}}{P_{max} - P_{min}} \cdot (P_t + V^{PK,t} + V^{OP,t} + V^{WE,t}) + b$$

Dies führt in weiterer Folge zu:

$$Q_t = \frac{30}{22} \cdot (P_t + V^{PK,t} + V^{OP,t} + V^{WE,t}) + 80 - \frac{1200}{22}$$

Die obige Formel ist korrekt für die Einheit MW der Leistung und muss in Folge modifiziert werden, damit sie die Abhängigkeit der geleisteten Arbeit beschreibt. $Q_t[MW] = Q_t[MWh] \cdot 0.25h[h] = Q_t \cdot 1/4[MWh]$ stellt somit sicher, dass sich das Verhältnis zwischen Input an Erdgas und Output an Strom an der linear angenäherten Gasturbinenkennlinie orientiert:

$$Q_t[MWh] = \frac{30}{22} \cdot (P_t[MWh] + V^{PK,t}[MWh] + V^{OP,t}[MWh] + V^{WE,t}[MWh]) + (80 - \frac{1200}{22})/4$$

Weitere Nebenbedingungen des Modells ergeben sich aus dem Umstand, dass die Stromproduktion in jeder Viertel Stunde gemeinsam mit der angebotenen Reserve das technisch mögliche Maximum der Gasturbine nicht überschreiten darf. Die tatsächliche Produktion

und die angebotene Reservevorhaltung für jede der drei Zeitscheiben muss zu jedem Zeitpunkt kleiner oder gleich der maximalen Nennleistung der Turbine sein, da im Bedarfsfall theoretisch die gesamte Reserve abgerufen werden kann. Nachdem es möglich ist für jede Zeitscheibe von 'Peak', 'Off-Peak' und 'Weekend' eine andere Reserve anzubieten sind hierfür drei gesonderte Nebenbedingungen von Nöten:

$$P_t + R_{SRL}^{+,PK} \cdot 0.25h \leq P_{\max} \cdot 0.25h$$

$$P_t + R_{SRL}^{+,OP} \cdot 0.25h \leq P_{\max} \cdot 0.25h$$

$$P_t + R_{SRL}^{+,WE} \cdot 0.25h \leq P_{\max} \cdot 0.25h$$

Nachdem diese Größen für die jeweilige Zeitscheibe innerhalb einer Woche konstant vorzuhalten sind und sekundäre Regelleistung nur in 5-MW Schritten anzubieten ist, wurde eine weitere Entscheidungsvariable i für die Zeitscheibe 'Peak' eingeführt. Die Variable i kann die Werte 0, 1, 2, 3 und 4 annehmen. Selbiges gilt für j , der Entscheidungsvariable bezüglich der MW-Reserve während der Zeitscheibe 'Offpeak', als auch analog für k während 'Weekend'- Zeiten.

$$R_{SRL}^{+,PK} = 5 \cdot i$$

$$R_{SRL}^{+,OP} = 5 \cdot j$$

$$R_{SRL}^{+,WE} = 5 \cdot k$$

Nachdem i, j und k natürliche Zahlen zwischen 0 und 4 zu sein haben, ergibt sich daraus in weiterer Folge, dass nur entweder 0 MW, 5 MW, 10 MW, 15 MW oder 20 MW an sekundärer Regelleistung für den Zeitraum 'Peak' $R_{SRL}^{+,PK}$, als auch 'Offpeak' $R_{SRL}^{+,OP}$ und 'Weekend' $R_{SRL}^{+,WE}$ angeboten werden kann.

$$0 \leq i, j, k \leq 4$$

$$i, j, k \in \mathbb{N}$$

Innerhalb des Zeitraums 'Peak' kann nur die maximal für diesen Zeitraum angebotene Reservevorhaltung eingefordert werden. Selbiges gilt für die Zeitspannen 'Offpeak' und 'Weekend' und wird durch folgende Nebenbedingungen erzwungen:

$$V^{PK,t} \leq R_{SRL,t}^{+,PK} \cdot PK_t \cdot 0.25h$$

$$V^{OP,t} \leq R_{SRL,t}^{+,OP} \cdot OP_t \cdot 0.25h$$

$$V^{WE,t} \leq R_{SRL,t}^{+,WE} \cdot WE_t \cdot 0.25h$$

Da die einzulesenden Daten für $R_{SRL}^{+,PK}$, $R_{SRL}^{+,OP}$ und $R_{SRL}^{+,WE}$ jedoch auch größer sein können, als die angebotene Reserve wird durch die folgenden Nebenbedingungen sicher gestellt, dass die Entscheidungsvariablen der maximal zu ziehenden Reserve auch tatsächlich zu jedem Zeitpunkt kleiner sind, als die gesamte österreichische Nachfrage. Die historisch nachgefragten Mengen sind auf der Webseite der APG zugänglich und werden mit den Variablen $R_{sek,t}^{+,PK}$, $R_{sek,t}^{+,OP}$ und $R_{sek,t}^{+,WE}$ bezeichnet.

$$V^{PK,t} \leq R_{sek,t}^{+,PK}$$

$$V^{OP,t} \leq R_{sek,t}^{+,OP}$$

$$V^{WE,t} \leq R_{sek,t}^{+,WE}$$

Weiters können in der vorliegenden Arbeit nur positive Mengen an sekundärer Regelenergiereserve gezogen werden, was zu den letzten drei Nebenbedingungen führt:

$$0 \leq V^{PK,t}$$

$$0 \leq V^{OP,t}$$

$$0 \leq V^{WE,t}$$

7.2 Implementierung

Für die Implementierung des Modells in MATLAB werden einige Änderungen vorgenommen. Zuerst wird das Maximierungsproblem in ein Minimierungsproblem überführt, da MATLAB keine Maximierungsroutine zur Verfügung stellt und der verwendete Solver nur mit Minimierungsproblemen arbeiten kann. Dies ist leicht möglich durch:

$$\max_{x \in D} F(x) = \min_{x \in D} (-F(x))$$

Obwohl das mathematische Modell einerseits untere, als auch obere Schranken aufweist, wurde dennoch ein Solver ohne zusätzlichen Eingaben von 'Lower Bounds' und 'Upper Bounds' verwendet. In weiterer Folge werden die Eigenheiten des Solvers näher beschrieben, da diese essentiell für das Verständnis der Implementierung sind. Der verwendete MILP-Solver ist mit dem folgenden Befehl abzurufen:

$$x = \text{intlinprog}(f, \text{intcon}, A, b, Aeq, beq)$$

Um die Entscheidungsvariablen ' x ' zu optimieren, benötigt der Solver Angaben zum Koeffizientenvektor ' f ', den ganzzahligen Variablen oder auch Integervariablen ' intcons ' genannt, den Nebenbedingungen in Form einer Ungleichung ' A ', ' b ' und den Nebenbedingungen in Form von Gleichungen ' Aeq ', ' beq '. Die einfachste Darstellung des Minimierungsproblems ist:

$$\begin{aligned} & \min_x f^T * x \text{ unter den Nebenbedingungen} & x(\text{intcon}) \\ & & A * x \leq b \\ & & Aeq * x = beq \end{aligned}$$

MATLAB rechnet anhand von Vektoren und Matrizen und somit sind ' f ', ' x ', ' b ', ' beq ' Vektoren und ' A ' und ' Aeq ' Matrizen. Nachdem bei der Implementierung anhand von Vektoren gerechnet wird ist die Summe am Beginn der Zielfunktion des vorher beschriebenen Modells für das Programmieren redundant. Der genaue Aufbau des Modells und

das Faktum, dass nur Vektoren und Matrizen multipliziert werden können, solange die Dimensionen bezüglich Zeilen und Spalten übereinstimmen, sind hier zu beachten. Im Programmiercode werden die Variablen neu benannt. Eine Liste der neuen Namen findet sich im Anhang.

7.3 Erläuterung des Programmiercodes

In diesem Abschnitt werden spezielle Teile des Codes näher erklärt. Die implementierte Zielfunktion in Vektorschreibweise lautet:

$$\begin{aligned}
ZF : & -[\overrightarrow{LEE\dot{X}} \cdot \overrightarrow{x_{1,i}} - \overrightarrow{L\dot{G}} \cdot \overrightarrow{x_{2,i}} + \overrightarrow{x_{3,i}} \cdot L_AP_V_PK_max \cdot \overrightarrow{AbrufePk} + \\
& \overrightarrow{x_{4,i}} \cdot L_AP_V_OP_max \cdot \overrightarrow{AbrufeOp} + \overrightarrow{x_{5,i}} \cdot L_AP_V_WE_max \cdot \overrightarrow{AbrufeWe} + \\
& L_LP_PK \cdot x_{6,i} \cdot 5 \cdot 60 + L_LP_OP \cdot x_{7,i} \cdot 5 \cdot 60 + L_LP_WE \cdot x_{8,i} \cdot 5 \cdot 48] \rightarrow MIN
\end{aligned}$$

Die Vektoren werden jeweils elementweise multipliziert, sodass bei der Multiplikation von $\overrightarrow{LEE\dot{X}}$ mit dem Vektor $\overrightarrow{x_{1,i}}$ am Ende ein Skalar in der Zielfunktion steht. Die Leistungspreise L_LP_PK für 'Peak' L_LP_OP für 'Offpeak' und L_LP_WE für 'Weekend' sind, da wieder der Zeitraum einer Woche betrachtet wird, als Konstanten zu sehen und somit auch als Skalare. Sie werden jeweils mit der Anzahl der Stunden der Zeitscheiben 'Peak', 'Offpeak' und 'Weekend' multipliziert und werden als Vergütung für die Fixkosten der Einsatzbereitschaft gesehen.

Die letzten drei Entscheidungsvariablen x_6 , x_7 und x_8 geben multipliziert mit 5 die optimal anzubietende Reservevorhaltung an. Nachdem die angebotene Reserve über die gesamte Zeitscheibe konstant zu sein hat, sind die optimalen Ergebnisse dieser drei Variablen ebenfalls Skalare und zusätzlich noch ganzzahlig. Die optimal anzubietende sekundäre Regelleistungsreserve für beispielsweise 'Peak' $R_{SRL}^{+,PK}$ lässt sich durch ' $x_6 \cdot 5$ ' errechnen und kann somit nur 0MW, 5MW, 10MW, 15MW oder 20MW betragen.

Da es nur eine Gleichung bei der Implementierung des Modells gibt, wird diese herangezogen um den Aufbau der Implementierung zu veranschaulichen. Aus der Gasturbinenkennlinie ergibt sich durch Einsetzen der bekannten Minima und Maxima die Gleichung:

$$Q_t = \frac{30}{22} \cdot (P_t + V^{PK,t} + V^{OP,t} + V^{WE,t}) + (80 - \frac{1200}{22})/4$$

Diese kann in die neue Schreibweise mit $\overrightarrow{x_{1,i}}$, $\overrightarrow{x_{2,i}}$ und $\overrightarrow{x_{3,i}}$ überführt werden und anschließend in die geforderte Form der allgemeinen Gleichung ' $Aeq * x = beq$ ':

$$-\frac{30}{22} \cdot (\overrightarrow{x_{1,i}} + \overrightarrow{x_{3,i}} + \overrightarrow{x_{4,i}} + \overrightarrow{x_{5,i}}) + \overrightarrow{x_{2,i}} = (80 - \frac{1200}{22})/4$$

Aus Platzgründen werden im nachstehende Beispiel lediglich die ersten drei Viertelstunden (t=3) der 'Peak'-Zeit berücksichtigt und nicht alle 672 Viertelstunden einer Woche. Die ersten drei Viertelstunden einer Woche, welche in diese Zeitscheibe fallen sind 33.-35. Viertelstunde. Aeq ist somit eine [3x18]-Matrix und $\overrightarrow{x}$ ein [18x1]-Vektor, was $\overrightarrow{beq}$ zu einem [3x1]-Vektor werden lässt.

Die Matrix Aeq baut sich zusammen aus einem Band von Blockmatrizen. Die ersten [3x3] Einträge von links beziehen sich auf $\overrightarrow{x_{1,i}}$, die vierte, fünfte und sechste Spalte beziehen sich auf $\overrightarrow{x_{2,i}}$. Die nachfolgende Blockmatrix der Dimension [3x3] bezieht sich auf $\overrightarrow{x_{3,i}}$, da in der 'Peak'-Zeitscheibe auch eine gewisse Menge abgerufen werden kann. $\overrightarrow{x_{4,i}}$ und $\overrightarrow{x_{5,i}}$ bestehen aus identischen Null-Matrizen. Lediglich für x_6 wird nur ein [1x1]-Vektorelement an dieses 'Band' angehängt, da die optimale vorgehaltene Reserve nur ein Skalar annehmen kann. Analoges gilt für x_7 und x_8 .

$Aeq=$

$$\left(\begin{array}{ccc|ccc|ccc|ccc|ccc|ccc} -\frac{30}{22} & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & -\frac{30}{22} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{30}{22} & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & -\frac{30}{22} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{30}{22} & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & -\frac{30}{22} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{array} \right)$$

Der stehenden Vektoren x und beq sehen aus wie folgt: $x^T =$

$$\left(\begin{array}{ccc|ccc|ccc|ccc|ccc|ccc} x_{1,1} & x_{1,2} & x_{1,3} & x_{2,1} & x_{2,2} & x_{2,3} & x_{3,1} & x_{3,2} & x_{3,3} & x_{4,1} & x_{4,2} & x_{4,3} & x_{5,1} & x_{5,2} & x_{5,3} & x_6 & x_7 & x_8 \end{array} \right)$$

$beq^T =$

$$\left(\left(80 - \frac{1200}{22}\right)/4, \left(80 - \frac{1200}{22}\right)/4, \left(80 - \frac{1200}{22}\right)/4 \right)$$

Weiters müssen alle Ungleichungen des Modells in der Form von $A * x \leq b$ vorliegen, um mit dem Solver kompatibel zu sein.

$$-\frac{30}{22} \cdot (\overrightarrow{x_{1,i}} + \overrightarrow{x_{3,i}} + \overrightarrow{x_{4,i}} + \overrightarrow{x_{5,i}}) + \overrightarrow{x_{2,i}} = (80 - \frac{1200}{22})/4, \quad (1)$$

$$\overrightarrow{x_{3,i}} - \frac{5}{4} \cdot x_6 \leq 0, \quad (2)$$

$$\overrightarrow{x_{4,i}} - \frac{5}{4} \cdot x_7 \leq 0, \quad (3)$$

$$\overrightarrow{x_{5,i}} - \frac{5}{4} \cdot x_8 \leq 0, \quad (4)$$

$$\overrightarrow{x_{3,i}} \leq R_{sek} \cdot PK_t, \quad (5)$$

$$\overrightarrow{x_{4,i}} \leq R_{sek} \cdot OP_t, \quad (6)$$

$$\overrightarrow{x_{5,i}} \leq R_{sek} \cdot WE_t, \quad (7)$$

$$\overrightarrow{x_{1,i}} \leq P_MAX \cdot \frac{1}{4}, \quad (8)$$

$$\overrightarrow{-x_{1,i}} \leq -P_MIN \cdot \frac{1}{4}, \quad (9)$$

$$\overrightarrow{x_{1,i}} + \frac{5}{4} \cdot x_6 \leq P_MAX \cdot \frac{1}{4}, \quad (10)$$

$$\overrightarrow{x_{1,i}} + \frac{5}{4} \cdot x_7 \leq P_MAX \cdot \frac{1}{4}, \quad (11)$$

$$\overrightarrow{x_{1,i}} + \frac{5}{4} \cdot x_8 \leq P_MAX \cdot \frac{1}{4}, \quad (12)$$

$$x_6 \leq 4 \quad (13)$$

$$x_7 \leq 4 \quad (14)$$

$$x_8 \leq 4 \quad (15)$$

$$-x_6 \leq 0 \quad (16)$$

$$-x_7 \leq 0 \quad (17)$$

$$-x_8 \leq 0 \quad (18)$$

$$-x_3 \leq 0 \quad (19)$$

$$-x_4 \leq 0 \quad (20)$$

$$-x_5 \leq 0 \quad (21)$$

8 Testszenarien

Das Modell wird mit Daten der Kalenderwoche 15 des Jahres 2014 in MATLAB mithilfe des 'intlinprog'-Solvers ausgeführt. Um sicher zu stellen, dass der Algorithmus fehlerfrei funktioniert werden die Daten im Rahmen von drei Test-Szenarien modifiziert und die Ergebnisse interpretiert.

Die eingelesenen Daten wurden durch Rohdatenaufbereitung in die Form eines '.csv-Files' gebracht und beinhalten die regelzonenweit gezogene Menge an sekundärer Regelenergie inklusive durchschnittlicher Viertelstundenpreise für diese.

Weiters sind in den Daten die dazugehörigen Spotpreise für Strom und die Einkaufspreise von Erdgas auf dem Spotmarkt vorhanden. Die Daten haben jeweils 672 Einträge,

für alle Viertelstunden innerhalb einer Woche.

Die optimierten Entscheidungsvariablen werden in Form eines Vektors der Dimension [3363x1] ausgegeben. Dieser Vektor $\vec{x}$ ist folgendermaßen aufgebaut:

$\vec{x}_1$	1 - 672	$\vec{x}_5$	2689 - 3360
$\vec{x}_2$	673 - 1344	$\vec{x}_6$	3361
$\vec{x}_3$	1345 - 2016	$\vec{x}_7$	3362
$\vec{x}_4$	2017 - 2688	$\vec{x}_8$	3363

Der MATLAB-Solver liefert für die betrachtete Kalenderwoche 15, 07.04.2014 - 13.04.2014, folgende Ergebnisse für das 'Peak'-Produkt:

```
>> solver_script
LP:           Optimal objective value is -33702.041455.
Optimal solution found.
Intlinprog stopped because the objective value is within a gap tolerance of
the optimal value, options.TolGapAbs = 0 (the default value). The intcon
variables are integer within tolerance, options. TolInteger = 1e-05
(the default value).
```

Der optimierte Arbeitspreis für die Zeitscheibe 'Peak', L_{LP_PK} , beträgt 150€. Die Entscheidungsvariable x_6 bekommt den Wert 4 zugewiesen, was bedeutet, dass $4 \cdot 5$, also die volle Reserve von 20MW angeboten werden hätte sollen. Die Entscheidungsvariable ist ganzzahlig, über den vorgesehenen Zeitraum konstant und innerhalb dessen im Toleranzbereich.

In Abbildung 21 ist die Stromproduktion der Kalenderwoche 15 während der Zeitscheibe 'Peak' dargestellt. In der ersten Graphik erkennt man, dass der produzierte Strom, die Entscheidungsvariable $\vec{x}_{1,i}$, während dieser Zeitscheibe immer zumindest das vorgesehene Minimum produziert. Dies ist farblich durch die orange Kurve ersichtlich. Die blaue Kurve

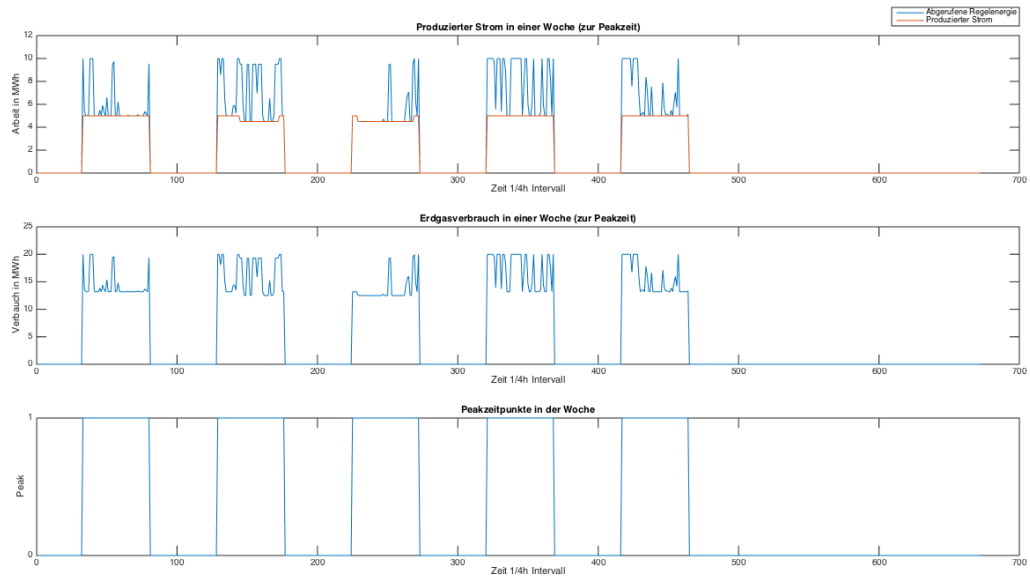


Abbildung 21: Ergebnisse 'Peak' für Kalenderwoche 15 2014

spiegelt die Menge der abgerufenen sekundären Regellenergie, abhängige Variable $\overrightarrow{x_{3,i}}$, wider. Deutlich erkennbar ist weiters, dass das technisch mögliche Maximum von 10 MWh in keiner Viertelstunde überschritten wird. In der zweiten Graphik ist der von der Produktion abhängige Erdgasverbrauch $\overrightarrow{x_{2,i}}$ ersichtlich.

Anhand der dritten Graphik lässt sich gut überprüfen, ob auch wirklich nur während der Zeitscheibe 'Peak' Strom produziert wurde. Der Zielfunktionswert und somit Gewinn durch das Verkaufen von Strom am Spotmarkt und am Regellenergemarkt mit einem optimalen Arbeitspreis von 150€ beträgt während der 'Peak'-Zeit 33.702€. Der vergütete Leistungspreis von 5,31€ pro MW für alle 60 Stunden wurde im Gesamtergebnis schon berücksichtigt und beläuft sich auf 6.372€.

Die Stromproduktion, sowie die Menge an gezogener Regellenergie und die verbrauchten Erdgasmengen von 'Offpeak' sind in Abbildung 22 ersichtlich. Auch für die 'Offpeak'-Zeitscheibe liefert der Solver ein optimales Ergebnis bei einer Reserve von 20MW bei einem Arbeitspreis von 155€ mit einem Gesamtgewinn von 39.923€. Der Leistungspreiszuschlag von 6,08€/MW für alle 60 Stunden ergibt in Summe 7.299,60€.

Der optimierte Arbeitspreis für das Wochenendprodukt beträgt 140€ und bringt zusammen mit dem Zuschlag des Leistungspreises von 8,7€ für eine volle Reserve von 20MW, 8.354€, und den Verkäufen am Spotmarkt einen Reingewinn von 14.078€. Dies ist in Abbildung 23 ersichtlich.

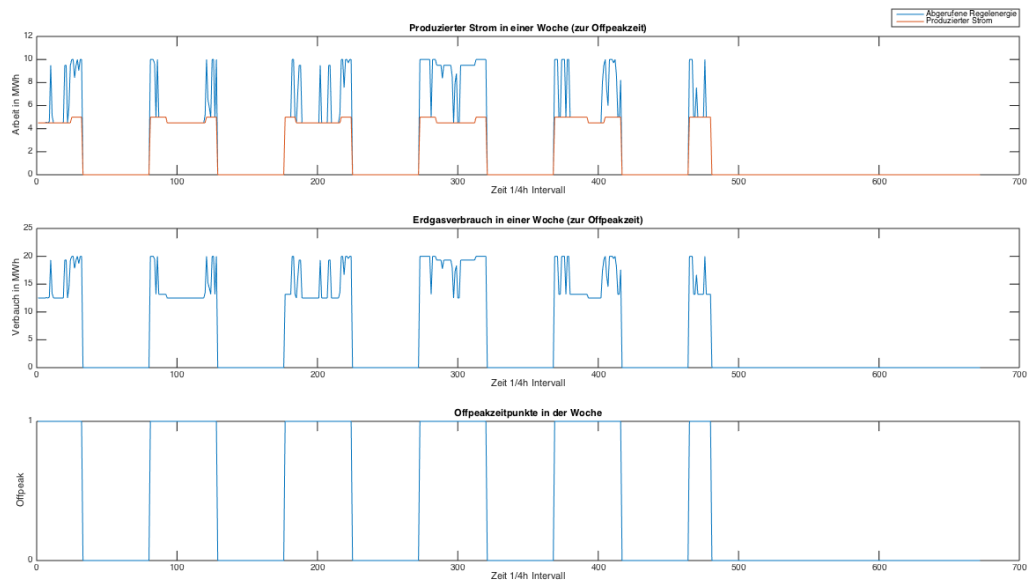


Abbildung 22: Ergebnisse 'Offpeak' für Kalenderwoche 15 2014

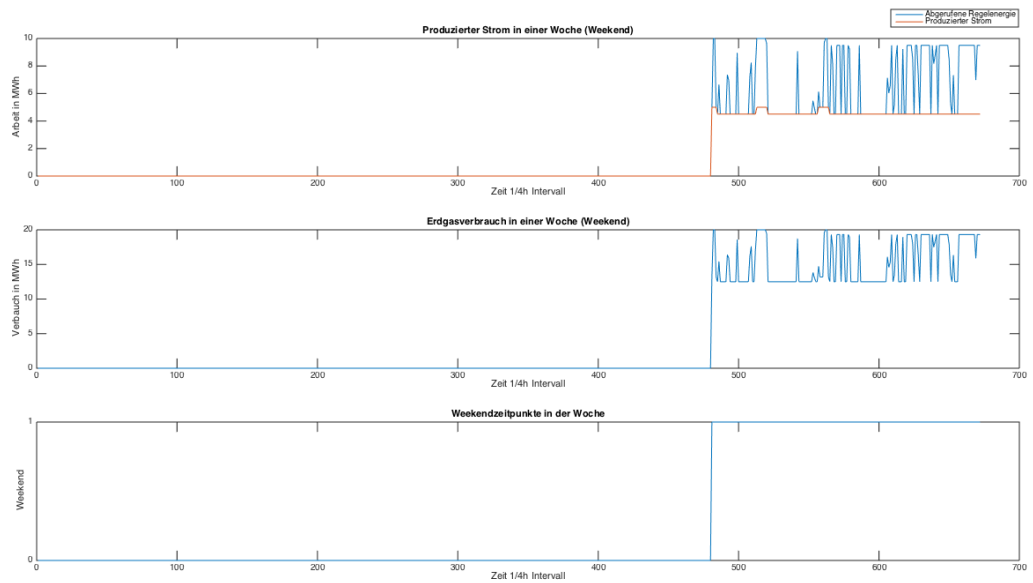


Abbildung 23: Ergebnisse 'Weekend' für Kalenderwoche 15 2014

Einen Wochenüberblick über die gesamte Produktion bietet Abbildung 24. Die erste Graphik dieser Abbildung zeigt wie zuvor die Stromproduktion, die Zweite den Erdgasverbrauch und das dritte Diagramm zeigt den Erdgaspreis orange und den Strompreis blau an. Die orange Kurve spiegelt jegliche Erträge und Kosten wieder, die sich aufgrund des Fahrplans ergeben haben.

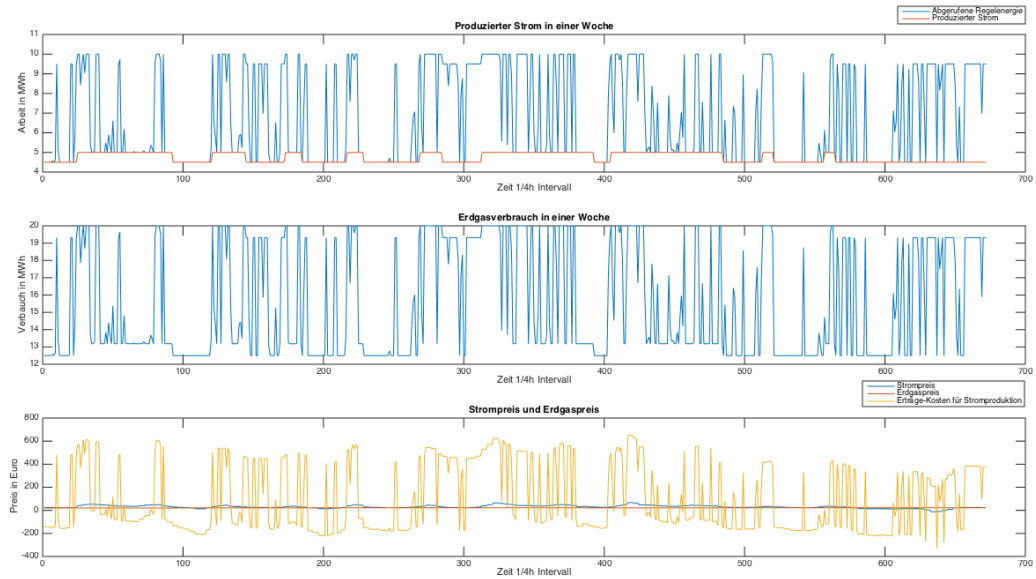


Abbildung 24: Ergebnisse für Kalenderwoche 15 2014

8.1 Testszenario 1

Um zu überprüfen, ob das Modell konzeptionelle Fehler oder die computertechnische Implementierung Inkorrektheiten aufweist, werden diese Schritte verifiziert und anschließend validiert. Für das erste Testszenario werden die Daten der Kalenderwoche 15 so modifiziert, dass untersucht wird, ob der abgebildete Prozess mit der ursprünglichen Modellformulierung übereinstimmt und das Verhalten des Modells erklärbar ist. Denn auch wenn das Modell ausführbar ist, kann nicht davon ausgegangen werden, dass das Modell fehlerfrei funktioniert. Die Inputdaten der gezogenen sekundären Regelenergie R_{sek} werden, wie auch sämtliche Leistungspreise für die drei Wochenprodukte, durch '0' ersetzt. Somit sollte es nicht rentabel sein auf dem Regelenergiemarkt mitzubieten und alle drei Reservevorhaltungen sollten im Optimalfall 0 betragen. Die Ergebnisse dieses Testszenarios sind in Abbildung 25 zu sehen und verdeutlichen, dass es nicht rentabel ist die Gasturbine in der 15. Kalenderwoche zu betreiben.

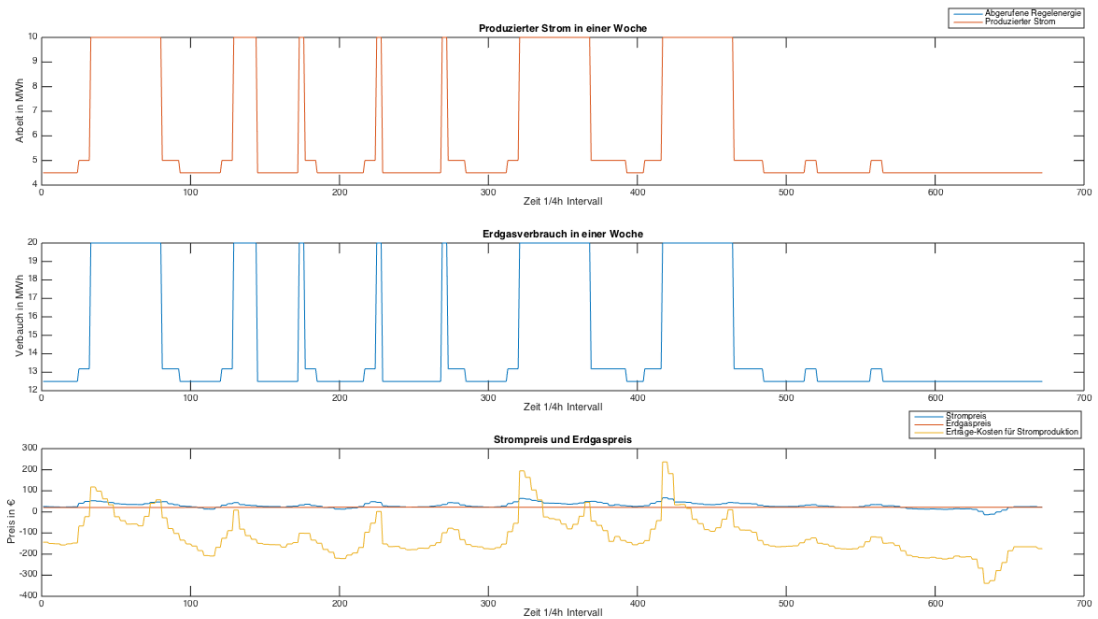


Abbildung 25: Ergebnisse Testszenario 1

Der massive Verlust in dem letzten Diagramm von Abbildung 25 lässt sich verstehen, wenn man auf die Entwicklung des Strompreises, des Erdgaspreises und des Arbeitspreises schaut. Der mit sekundärer Regelenergie erzielbare Profit lässt sich ganz einfach mit den hohen Arbeitspreisen erklären, wie in Abbildung 26 zu sehen.

Auffällig an Abbildung 25 ist, dass die Stromproduktion meist zwischen dem Minimum und dem Maximum schwankt. Die Produktionshöhen sind in den Viertelstunden feststellbar, in welchen der Spotmarktpreis für Strom deutlich über den Erdgasbezugskosten liegt.

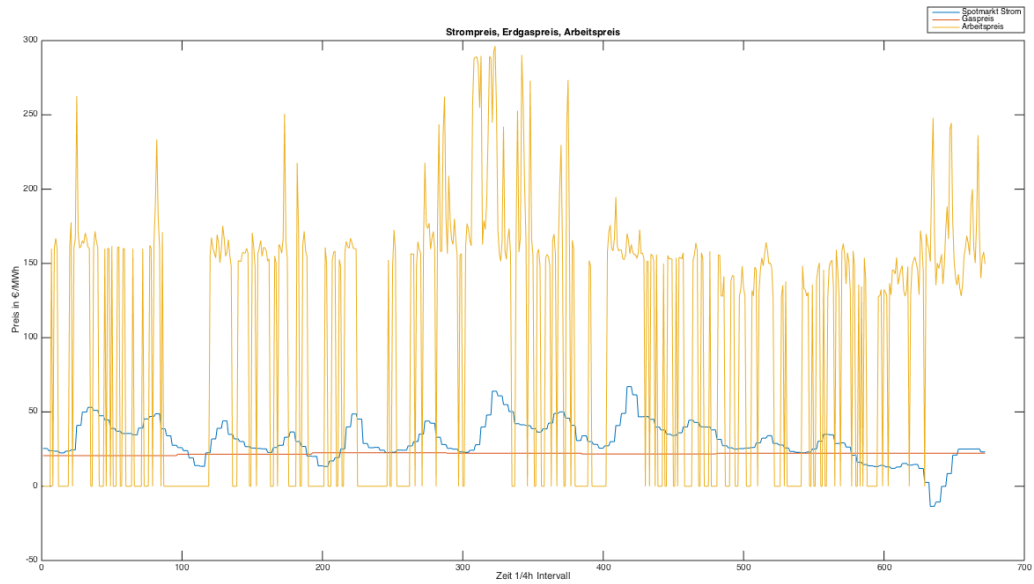


Abbildung 26: Strompreise, Erdgaspreise und Arbeitspreise der Kalenderwoche 15

8.2 Testszenario 2

Im zweiten Versuch wird der Datensatz der Spotmarktpreise für Strom herangezogen und mit dem konstanten Faktor von 100 multipliziert. Dies sollte logisch zur Folge haben, dass mehr Strom auf dem Spotmarkt verkauft wird und weniger bzw. keine Reserve vorgehalten wird. Wie in Abbildung 27 zu sehen, beträgt die Stromproduktion $\vec{x}_1$ immer das technisch mögliche Maximum, abgesehen zwischen den Zeitpunkten der 629. - 645. Viertelstunden.

Dieser Umstand liegt beim näheren Betrachten der Daten daran, dass die Spotmarktpreise für Strom innerhalb dieser Viertelstunden negativ sind, was das richtige Prozessverhalten des Modells bestärkt.

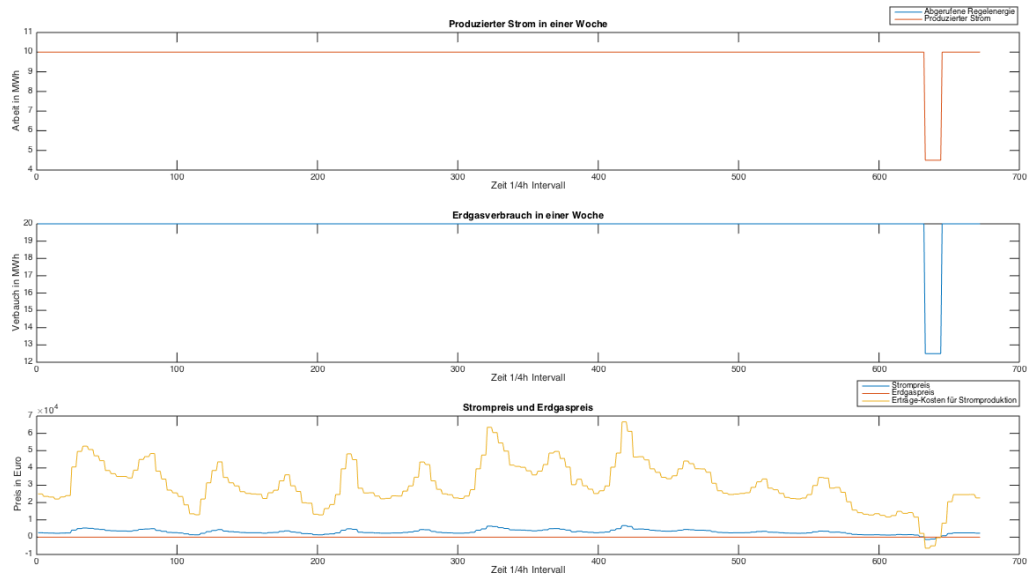


Abbildung 27: Testszenario 2, EEX-Preise mit Faktor 100 multipliziert

8.3 Testszenario 3

Für den dritten Test wurde der Leistungspreis für das 'Weekend'-Produkt gleich 0 gesetzt, sowie auch der Gaspreis für diese Zeitperiode. Zusätzlich wurden auch die zeitlich ins Wochenende fallenden Strompreise mal dem Faktor 10 genommen, um somit die Stromproduktion für den Spotmarkt am Wochenende lukrativer zu gestalten, was sich auch in den Resultaten in Abbildung 28 widerspiegelt. Die optimierten Reserven betragen 20MW während 'Peak'-, als auch 'Offpeak'- und 0MW während 'Weekend'-Zeiten.

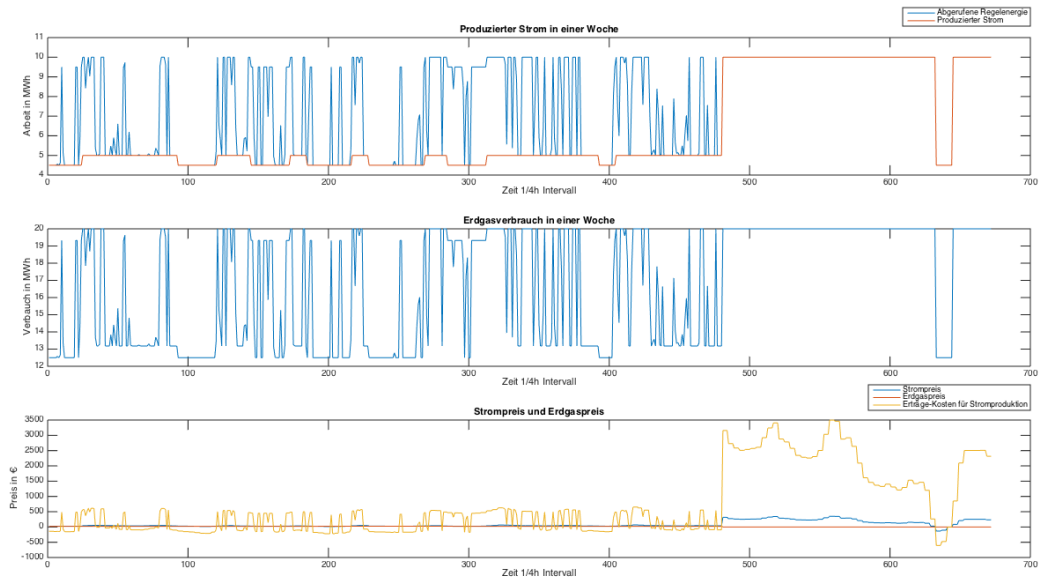


Abbildung 28: Testszenario 3

9 Auswertung der Ergebnisse

Der Gesamtprofit der 15. Kalenderwoche 2014 ist in Abbildung 29 graphisch dargestellt. Es ist unschwer zu erkennen, dass die Verluste mit dem Zwangsbetrieb der Gasturbine einhergehen. Sobald mehr als das technisch erforderliche Minimum an Strom produziert wird, ist es wirtschaftlich gerechtfertigt die Turbine zu betreiben. Der Gesamtgewinn dieser Woche beläuft sich auf 87.702€ und wird hauptsächlich in den Viertelstunden erzielt, in denen mehr als die Minimallast gefahren worden ist (grüne Markierungen).

Nachdem sich die Entwicklung der Leistungspreise, Abbildung 30, als auch der Arbeitspreise, Abbildung 31, abschnittsweise relativ konstant gehalten hat, werden nicht alle Wochen separat ausgewertet. Es sollte für einen Überblick genügen exemplarisch ausgewählte Wochen zu betrachten. Bei der Auswahl wird darauf geachtet Veränderungen des Leistungspreises und des Arbeitspreises zu berücksichtigen, als auch die Jahreszeiten, da der Erdgaspreis und der Strompreis sich temperaturbedingt ändern.

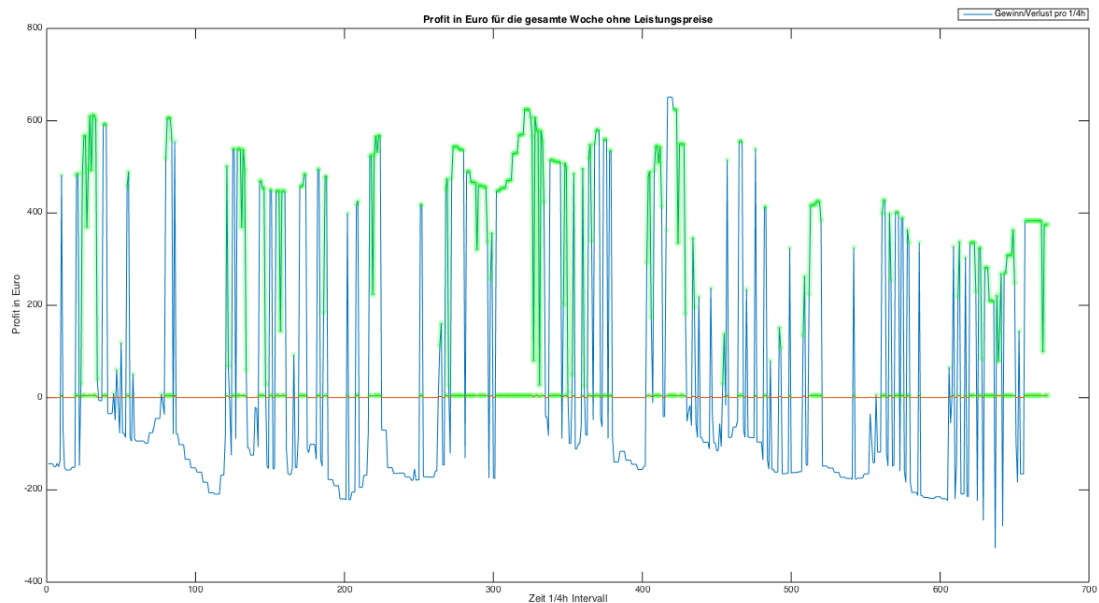
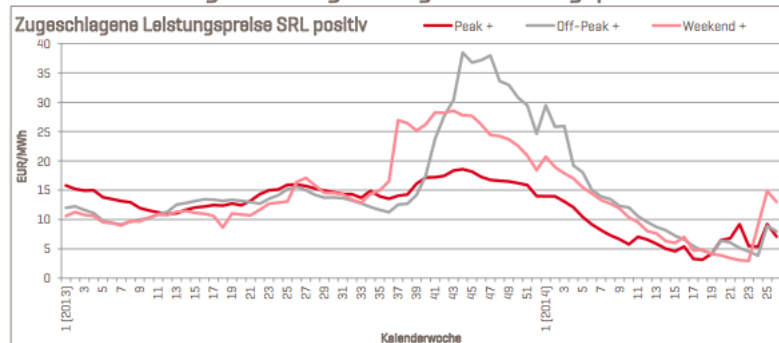


Abbildung 29: Profit Kalenderwoche 15 2014

Marktentwicklung SRL - Zugeschlagene Leistungspreise



Preis = mengengewichteter Durchschnittspreis der zugeschlagenen Leistungspreise pro Woche und Produkt in EUR/MWh

Ø Preise	2013 [EUR/MWh]	2014* [EUR/MWh]
Peak +	14,55	7,59
Off-Peak +	17,09	11,19
Weekend +	16,16	10,17

*Daten bis KW26

Abbildung 30: Leistungspreise SRL 2013-2014* (Preisbericht Regelle Energiemarkt S.3)[11]

Marktentwicklung SRL - Abrufpreise

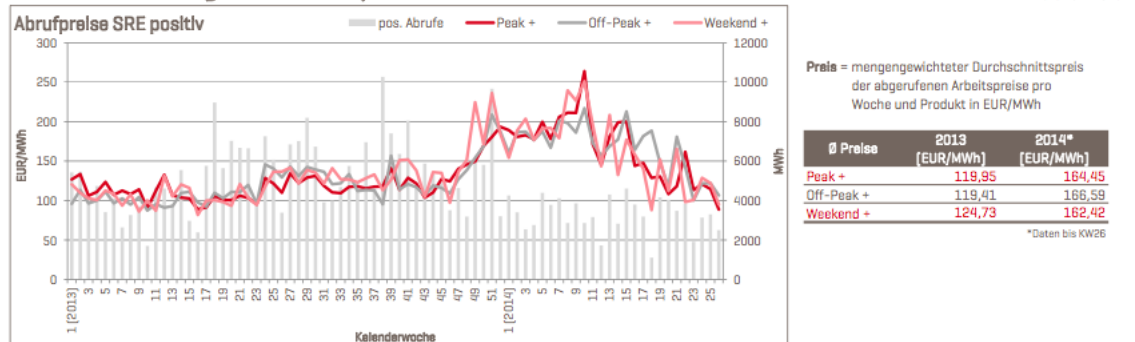


Abbildung 31: Arbeitspreise SRE 2013-2014* (Preisbericht Regenergiemarkt S.5)[11]

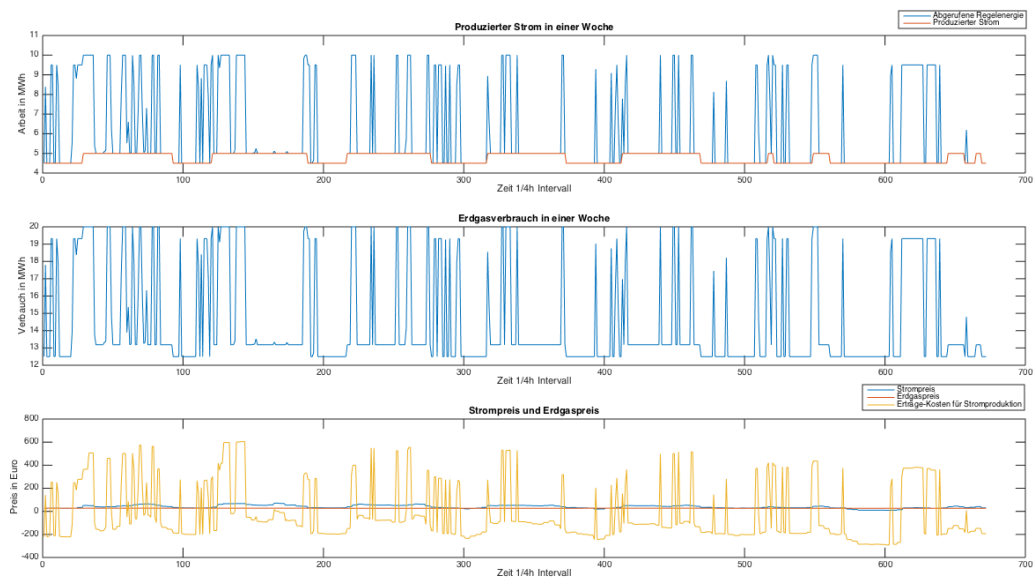


Abbildung 32: Kalenderwoche 3 2014

Die Resultate für die Kalenderwoche 3 im Jahr 2014 sind in Abbildung 32 ersichtlich und führen zu einem Gesamtgewinn von 47.769€. Auffällig ist, dass die Einnahmen durch das Peakprodukt mit 26.274€ deutlich höher sind als die 18.172€ Verdienst während der 'Off-Peak'-Zeitscheibe. Die Gewinne am Wochenende belaufen sich auch insgesamt 3.32€. Die Einnahmen durch die Leistungspreise sind im Gesamtgewinn berücksichtigt, jedoch nicht in der Abbildung. Es wird zu allen 3 Zeitscheiben eine volle Reserve von 20MW angeboten.

Die Arbeitspreise für 'Peak' 160€, für 'Offpeak' 130€ und mit 150€ für 'Weekend' sind relativ hoch.

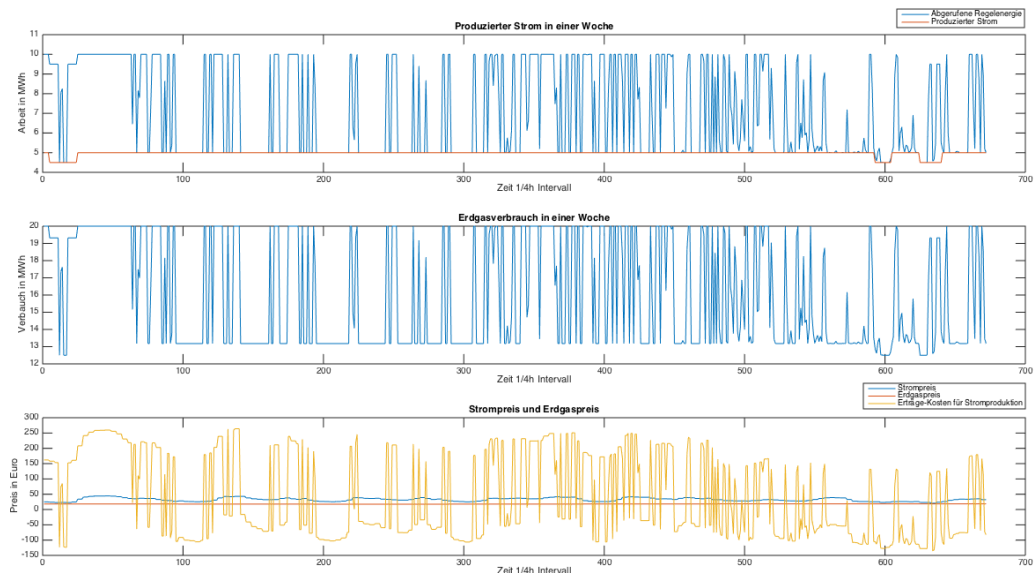


Abbildung 33: Kalenderwoche 30 2014

Die Ergebnisse der Kalenderwoche 30 des Jahres 2014 sind in Abbildung 33 ersichtlich und führen zu Gewinnen von 27.657€ bei einem Arbeitspreis von 80€ während 'Peak', 18.143€ bei einem Arbeitspreis von 80€ während 'Offpeak' und 2.830€ bei einem Arbeitspreis von 75€ während des Wochenendes.

Optimiert man die Kalenderwoche 30 im Jahr 2014 mit einer strengeren Bedingung hinsichtlich der Arbeitspreise, kommen sehr stark abweichende Ergebnisse heraus. Die einzige Änderung hierfür war, dass die zu optimierenden Arbeitspreise zwischen 100€ und 200€ liegen müssen. Diese Resultate sind in Abbildung 34 ersichtlich und führen zu einem Gewinn von 6.169,62€ während der 'Peak'-Zeitscheibe bei einem Arbeitspreis von 105€ und einem Gewinn von 8.146€ während der 'Offpeak'-Zeitscheibe bei einem Arbeitspreis von 110€. Die Einnahmen durch die Leistungspreise sind im Gesamtgewinn berücksichtigt, jedoch nicht in der Abbildung. Während der 'Weekend'-Zeiten minimiert der Solver lediglich

den Verlust und in dieser Woche wäre es nicht rentabel gewesen sekundäre Regenergie-reserve am Wochenende anzubieten.

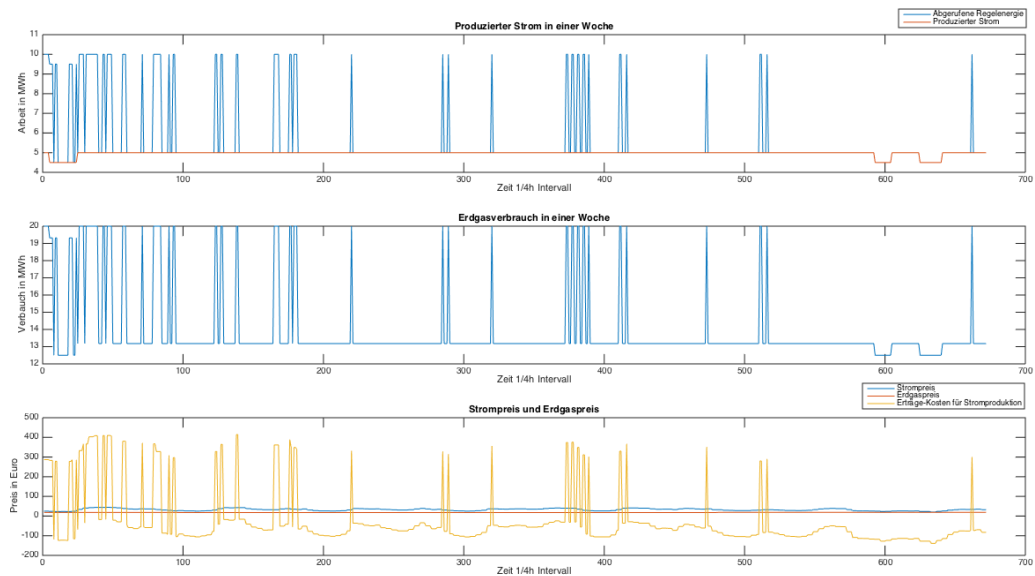


Abbildung 34: Kalenderwoche 30 mit Einschränkung 2014

Die Resultate für die Kalenderwoche 40 im Jahr 2014 sind in Abbildung 35 ersichtlich und führen zu einem Gesamtgewinn von 22.465,12€ für das 'Peak'-Produkt und 3.383€ für das 'Offpeak'-Produkt. Während der 'Weekend'-Zeitscheibe minimiert der Solver erneut lediglich den Verlust auf -7.748€. In allen drei Zeitscheiben wird die maximal mögliche Reserve von 20MW angeboten zu einem in dieser Woche für alle drei Produkte gleichen Leistungspreis von 75€.

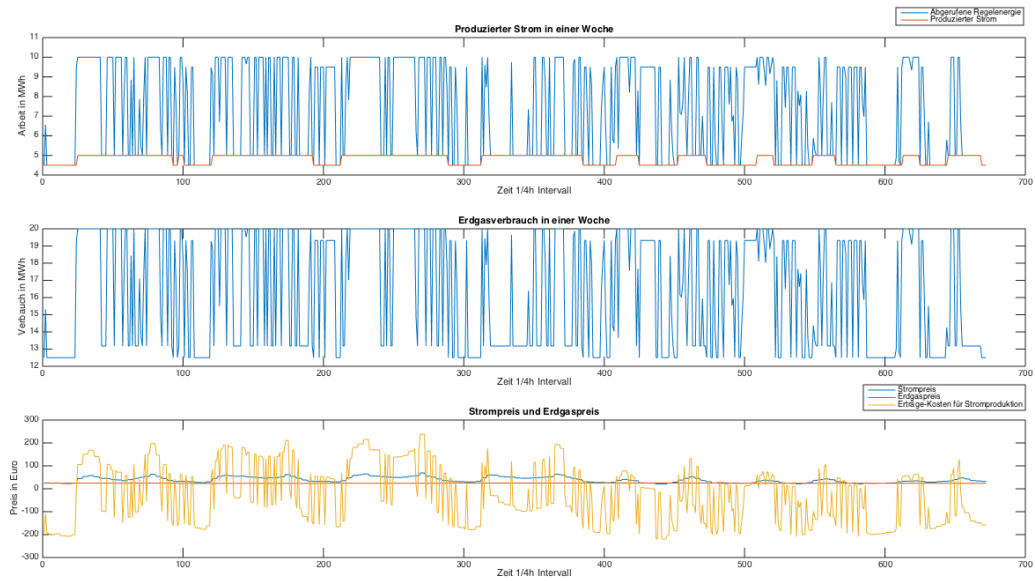


Abbildung 35: Kalenderwoche 40 2014

Aufgrund der erhaltenen Resultate fällt das Fazit bezüglich der Wirtschaftlichkeit positiv aus. Es wäre unter den Umständen nahezu perfekter Information, von welcher im Falle dieser Arbeit ausgegangen wird, sehr lukrativ gewesen positive sekundäre Regelenenergiere serve anzubieten. Da in der Praxis Preisinformationen im Vorhinein nicht gegeben sind und die optimierten Arbeitspreise in den untersuchten Fällen von 75€ bis 160€ stark schwanken und schon geringe Abweichungen von diesen optimalen Preisen zu Verlusten führen, ist das Mitbieten am sekundären Regelenenergiemarkt mit signifikanten Risiken behaftet.

10 Abstract

In der vorliegenden Masterarbeit wird der sekundäre Regelenenergiemarkt Österreichs und dessen Akteure und Funktionen grob beschrieben und ein Gesamtüberblick über die Entwicklungen des Energiemarkts der letzten zwei Dekaden gegeben. Der Hauptteil dieser Arbeit besteht jedoch darin, ein mathematisches Modell zu formulieren, welches die Potentiale dieses Marktes beschreibt.

Es wird eine GuD-Turbine als fiktive Strom generierende technische Einheit angenommen. Die Kennlinie einer Gasturbine ist zwar im Allgemeinen nicht linear, aber eine lineare Näherung impliziert nur einen geringen Fehler, bietet aber große numerische Vorteile. Dieser Umstand erlaubt es ein MILP-Problem zu formulieren, welches mittels eines Solvers der Software 'MATLAB' die optimalen Reservevorhaltungsmengen an positiver sekundärer Regelenenergie der ausgewählten Wochen liefert. Um sicher zu stellen, dass der Algorithmus fehlerfrei funktioniert werden die Daten im Rahmen von drei Test-Szenarien modifiziert und die Ergebnisse interpretiert.

Die exemplarisch ausgesuchten Kalenderwochen bestärken eindeutig das Ergebnis, dass es sich unter den angenommenen Umständen wirtschaftlich rentiert hätte an den Auktionen dieses Marktes während der untersuchten Zeitspannen teilzunehmen. Die verwendeten Rohdaten bergen doch auch aufgrund ihrer Beschaffenheit Risiken, da es sich um gemittelte Durchschnittswerte pro Viertelstunde handelt.

Eine positive Entscheidung gegenüber des Investitionsprojekts in der Zukunft wirft weitere Fragen auf. Zu aller erst würde das Anbieten von sekundärer Regelenenergie zu einer Offenbarung der Betriebsdaten führen. In weiterer Folge würde es auch einen Verlust an Flexibilität der eigenen Produktion bedeuten und es herrscht immer eine gewisse Gewinunsicherheit, da Auktionsergebnisse im Vorhinein nicht hundertprozentig einschätzbar sind. Die erhaltenen Resultate der Programmierung sprechen jedoch für eine sehr hohe Rentabilität.

Literatur

- [1] Swissgrid AG. Sekundärregelleistung. http://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/experts/topics/ancillary_services/tenders/secondary-control-power.html, 2014. [Online Zugriff: 28.11.2014].
- [2] The European Wind Energy Association. EWEA Annual Statistics 2013. http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/statistics/EWEA_Annual_Statistics_2013.pdf, 2013. [Online Zugriff: 28.11.2014].
- [3] B. Burger. Stromerzeugung aus Solar- und Windenergie im Jahr 2014. <http://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/data-nivc-/stromproduktion-aus-solar-und-windenergie-2014.pdf>, November 2014. S.88, S.212, S.249 [Online Zugriff: 28.11.2014].
- [4] Sara Button. Weltweite Konsumation des Primärenergieträgers Öl pro Jahr. <http://www.esf.edu/Laherrere/wEnergy.html>, 2008. [Online Zugriff: 28.11.2014].
- [5] Peter Deschkan. Business Plan Wien Energie Speicher GmbH 2008-2011, 2012. S.7.
- [6] E-Control. Reihenfolge Aktivierung. http://www.siemens.at/regelenergie/_assets/1_Siemens%20Fokus%20Regelenergie_E_Control.pdf, Juli 2013. S.8, [Online Zugriff: 28.03.2015].
- [7] E-Control. Das österreichische Strommarktmodell. http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/strommarktmodell_oesterreich_24022014.pdf, April 2013. S.4,6,23, [Online Zugriff: 28.03.2015].
- [8] EnergyMonitor.at. Grenzpreise. http://www.energymonitor.at/de/auctions/marginal_prices, 2013. [Online Zugriff: 28.11.2014].
- [9] ENTSO. <https://www.entsoe.net>, 2014. [Online Zugriff: 28.11.2014].

- [10] A. Fussi, A. Schüppel, C. Gutschi, and C. Stigler. Technisch-wirtschaftliche Analyse von Regelenenergiemärkten. In *Konferenz IEWT 2011*, Wien, 2011. Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Technische Universität Graz.
- [11] Austrian Power Grid. <http://www.apg.at>, 2014. [Online Zugriff: 28.03.2015].
- [12] Austrian Power Grid. <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/sekundaerregelung/ausschreibungen>, 2014. [Online Zugriff: 28.11.2014].
- [13] Interpower. The Global Marketplace. <http://www.interpower.com/ic/designers/designing-for-export/The-Global-Marketplace.html>, 2014. [Online Zugriff: 28.11.2014].
- [14] M. Kaltschmitt, W. Streicher, and Wiese A. *Erneuerbare Energien: Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte*. Springer Vieweg, 5.aufgabe edition, 2013.
- [15] Europäische Kommission. Stromerzeugung, Stromverbrauch und Marktüberblick. <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/statistics/themes>, 2014. [Online Zugriff: 28.11.2014].
- [16] Udo Leuschner. <http://www.udo-leuschner.de/basiswissen/SB132-05.htm>, 2014. [Online Zugriff: 28.11.2014].
- [17] Dietmar Mascher. Strafe für Strom. *Oberösterreichische Nachrichten*, 2014. Kommentar am 26.06.2014.
- [18] MathWorks. Matlab MILP Solver. <http://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/46403-mixed-integer-linear-programming-in-matlab>, 2014. [Online Zugriff: 28.03.2015].
- [19] R. P. McAfee and J. McMillan. Auctions and bidding. *Journal of Economic Literature*, XXV:S. 699–738, Juni 1987.

- [20] Energie Steiermark. Dimensionierung Ihrer Anlage. <http://www.e-steiermark.com/leistungen/pv/errichtung/Dimensionierung.aspx>, 2014. [Online Zugriff: 28.11.2014].
- [21] Stefan Szyszkowitz. „Energienmix muss flexibel bleiben“ Bioenergie aus Sicht eines Energieversorgers. *AustrianLifeScience*, 5, Juni 2014.
- [22] William Vickrey. Counterspeculation, AUCTIONS, AND COMPETITIVE SEALED TENDERS. *The Journal of Finance*, 16:S. 8–37, 1961.

Parameter

$\lambda_{HFC,t}$	EEX Spotpreis für Strom [Euro/MWh]
$\lambda_{G,t}$	Gaspreis [Euro/MWh]
$\lambda_{AP,PK,t,max}$	optimierter Arbeitspreis für 'Peak'
$\lambda_{AP,OP,t,max}$	optimierter Arbeitspreis für 'Offpeak'
$\lambda_{AP,WE,t,max}$	optimierter Arbeitspreis für 'Weekend'
$\lambda_{LP,PK}$	wöchentlicher Leistungspreis [Euro/MW] für 'Peak'
$\lambda_{LP,OP}$	wöchentlicher Leistungspreis [Euro/MW] für 'Offpeak'
$\lambda_{LP,WE}$	wöchentlicher Leistungspreis [Euro/MW] für 'Weekend'
PK_t	Zustandsindikator für 'Peak'
OP_t	Zustandsindikator für 'Offpeak'
WE_t	Zustandsindikator für 'Weekend'
P_{max}	maximale elektrische Leistung
P_{min}	minimale elektrische Leistung
Q_{max}	maximaler Gasverbrauch
Q_{min}	minimaler Gasverbrauch
$R_{sek,t}^{+,PK}$	gezogene Reserve im Zeitintervall t [MWh] für 'Peak'
$R_{sek,t}^{+,OP}$	gezogene Reserve im Zeitintervall t [MWh] für 'Offpeak'
$R_{sek,t}^{+,WE}$	gezogene Reserve im Zeitintervall t [MWh] für 'Weekend'

Entscheidungsvariablen

P_t	Stromproduktion im Zeitintervall t [MWh]
i	5-MW Schritte Reserve 'Peak'
j	5-MW Schritte Reserve 'Offpeak'
k	5-MW Schritte Reserve 'Weekend'

Abhängige Variablen

Q_t	Gasverbrauch im Zeitintervall t [MWh]
$R_{SRL}^{+,PK}$	angebotene Reserve [MW] für 'Peak'
$R_{SRL}^{+,OP}$	angebotene Reserve [MW] für 'Offpeak'
$R_{SRL}^{+,WE}$	angebotene Reserve [MW] für 'Weekend'
$V^{PK,t}$	Maximal zu ziehende Menge für 'Peak'
$V^{OP,t}$	Maximal zu ziehende Menge für 'Offpeak'
$V^{WE,t}$	Maximal zu ziehende Menge für 'Weekend'
AR_{PK}	Binärvektor, Zustandsindikator für Abrufe 'Peak'
AR_{OP}	Binärvektor, Zustandsindikator für Abrufe 'Offpeak'
AR_{WE}	Binärvektor, Zustandsindikator für Abrufe 'Weekend'

Zielfunktion und Nebenbedingungen

$$ZF : \sum_{t=1}^{672} (\lambda_{HFC,t} \cdot P_t - \lambda_{G,t} \cdot Q_t + V^{PK,t} \cdot \lambda_{AP,PK,t,max} \cdot AR_{PK} + V^{OP,t} \cdot \lambda_{AP,OP,t,max} \cdot AR_{OP} +$$

$$V^{WE,t} \cdot \lambda_{AP,WE,t,max} \cdot AR_{WE}) + \lambda_{LP,PK} \cdot R_{SRL}^{+,PK} \cdot 60 + \lambda_{LP,OP} \cdot R_{SRL}^{+,OP} \cdot 60 +$$

$$\lambda_{LP,WE} \cdot R_{SRL}^{+,WE} \cdot 48 \rightarrow MAX, \quad (1)$$

$$P_t \leq P_{\max} \cdot 1/4, \quad (2)$$

$$P_t \geq P_{\min} \cdot 1/4, \quad (3)$$

$$P_t + R_{SRL}^{+,PK} \cdot 1/4 \leq P_{\max} \cdot 1/4, \quad (4)$$

$$P_t + R_{SRL}^{+,OP} \cdot 1/4 \leq P_{\max} \cdot 1/4, \quad (5)$$

$$P_t + R_{SRL}^{+,WE} \cdot 1/4 \leq P_{\max} \cdot 1/4, \quad (6)$$

$$0 \leq V^{PK,t}, \quad (7)$$

$$0 \leq V^{OP,t}, \quad (8)$$

$$0 \leq V^{WE,t}, \quad (9)$$

$$R_{SRL}^{+,PK} = 5 \cdot i, \quad (10)$$

$$R_{SRL}^{+,OP} = 5 \cdot j, \quad (11)$$

$$R_{SRL}^{+,WE} = 5 \cdot k, \quad (12)$$

$$0 \leq i \leq 4, \quad (13)$$

$$0 \leq j \leq 4, \quad (14)$$

$$0 \leq k \leq 4, \quad (15)$$

$$i, k, l \in \mathbb{N}, \quad (16)$$

$$V^{PK,t} \leq R_{sek,t}^{+,PK} \cdot 1/4, \quad (17)$$

$$V^{OP,t} \leq R_{sek,t}^{+,OP} \cdot 1/4, \quad (18)$$

$$V^{WE,t} \leq R_{sek,t}^{+,WE} \cdot 1/4, \quad (19)$$

$$V^{PK,t} \leq R_{SRL,t}^{+,PK} \cdot PK_t, \quad (20)$$

$$V^{OP,t} \leq R_{SRL,t}^{+,OP} \cdot OP_t, \quad (21)$$

$$V^{WE,t} \leq R_{SRL,t}^{+,WE} \cdot WE_t, \quad (22)$$

$$Q_t = \frac{30}{22} \cdot (P_t + V^{PK,t} + V^{OP,t} + V^{WE,t}) + 80 - \frac{1200}{22} \quad (23)$$

Liste der im Code umbenannten Variablen

$\lambda_{HFC,t}$	L_EEX
$\lambda_{G,t}$	L_G
P_t	$x_{1,i}$
Q_t	$x_{2,i}$
$\lambda_{AP,PK,t,max}$	$L_AP_PK_max$
$\lambda_{AP,OP,t,max}$	$L_AP_OP_max$
$\lambda_{AP,WE,t,max}$	$L_AP_WE_max$
$V^{PK,t}$	$x_{3,i}$
$V^{OP,t}$	$x_{4,i}$
$V^{WE,t}$	$x_{5,i}$
$\lambda_{LP,PK}$	L_LP_PK

$\lambda_{LP,OP}$	L_AP_PK
$\lambda_{LP,WE}$	L_AP_PK
$R_{SRL}^{+,PK}$	$5 \cdot x_6$
$R_{SRL}^{+,OP}$	$5 \cdot x_7$
$R_{SRL}^{+,WE}$	$5 \cdot x_8$
AR_{PK}	$AbrufePk$
AR_{OP}	$AbrufeOp$
AR_{WE}	$AbrufeWe$

Lebenslauf

Wien, 23.01.2015

Persönliche Daten

Name	Helene Huber
Geburtstag	22.05.1991
Nationalität	Österreich
E-Mail	helene.huber@hotmail.com



Ausbildung

06.2014 – 02.2015	Masterarbeit bei voestalpine Linz
03.2014 – 05.2014	Praktikum bei voestalpine Eurostahl GmbH – Istanbul Liaison Office
seit 10.2013	Wirtschaftsingenieurwesen, Technische Universität Wien
10.2012 – 08.2014	Masterstudium SCM (Supply Chain Management), Universität Wien
09.2011 – 01.2012	Auslandssemester: EM Strasbourg Business School, Frankreich
09.2009 – 08.2011	Bachelorstudium: Internationale Betriebswirtschaftslehre, Universität Wien
09.2007 – 07.2009	Bundesrealgymnasium Ramsauerstraße, 4020 Linz
08.2006 – 07.2007	Auslandsjahr in Finnland, Erkkö-Lukio, 16300 Orimattila
09.2001 – 07.2006	Bundesgymnasium Ramsauerstraße, 4020 Linz
09.1998 – 07.2000	Volksschule Ernst Koref VS 30, 4020 Linz

Wissenschaftliche Arbeiten und Fremdsprachenkenntnisse

Bachelorarbeit	„Untersuchung von Gesundheitsverhalten und Gesundheitsbewusstsein von Studierenden in Wien“
Bachelorarbeit	„Characteristics of Born Globals and their entrepreneurs“
	Englisch (ausgezeichnet)
	Französisch (gut)
	Finnisch (Grundkenntnisse)