



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN

Auswirkungen des Ausbaus von Photovoltaik auf Strompreise und Kraftwerkseinsatz. Modellgestützte Szenarienanalyse für Deutschland und Österreich

Diplomarbeit

zur Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieur

ausgeführt am **Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe**

an der Technischen Universität Wien

Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik

unter der Leitung von

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

und

Mag.rer.soc.oec Michael Hartner

von

Sergiu Gelu Nicoara, BSc

0928329

Wien, November 2016

Danksagung

Es sind die Eltern, welche Einen immer unterstützen. Auf diesem Wege möchte ich mich bei ihnen bedanken, dass sie stets meinen Entscheidungen beigestanden sind und meinen Weg so glatt wie möglich gepflastert haben.

Ganz besonders möchte ich dem Herrn Univ.Prof. Dipl.Ing. Dr. Reinhard Haas und dem Assistenten Mag.rer.soc.oec. Michael Hartner danken, da sie mich während der ganzen Arbeit mit Rat und Tat begleitet und betreut haben.

Nicht zuletzt gebührt meiner Freundin Ariane Dank, da sie im Laufe der Zeit immer an meiner Seite stand und mir in vielen Hinsichten geholfen hat.

Kurzfassung

Die Knappheit der Ressourcen, die großen Mengen an Kohlendioxidemissionen und der stark ansteigende Preis des Stromes sind nur einige der Faktoren welche seit einigen Jahren die Stromerzeugung immer mehr in Richtung der erneuerbaren Energiequellen verlagert haben. Dabei spielt Photovoltaik eine zentrale Rolle, da Sonnenenergie eine unerschöpfbare Ressource darstellt.

Ziel dieser Arbeit ist die Auswirkungen des Ausbaus dieser Photovoltaik in Deutschland und Österreich zu analysieren und den Einfluss dieser auf die Strompreise und den Kraftwerkseinsatz zu untersuchen. Ausgehend von Strahlungsdaten welche repräsentativ für die analysierte Region ausgewählt wurden, wird ein lineares Optimierungsmodell zur Abbildung des Strommarktes erstellt und damit Ausbauszenarien mit +40, +70 und +100 GW simuliert.

Die Ergebnisse aus dem Modell zeigen, dass mit wachsendem Ausbau von Photovoltaik die konventionellen Kraftwerke vom Markt verdrängt werden, es kommt sogar an manchen Tagen vor, dass die ganze Last durch erneuerbare Energiequellen abgedeckt wird. Der Marktwert der Anlagen wird jedoch bei einem Ausbauszenario von +100 GW in Frage zu setzen, da dieser bis zu 40% geringer ausfällt als derjenige im 40-GW Szenario.

Der Ausbau von Photovoltaik stellt keine alleinige Lösung dar, eine Verflechtung mehrerer Technologien würde mehr Stabilität, Reserve und Rentabilität sichern.

Abstract

The scarcity of resources, the large amounts of carbon dioxide emissions and the steeply rising price of electricity are just some of the factors that have shifted power generation for the last years towards renewable energy sources. In this process photovoltaics play a central role, as solar energy is an inexhaustible resource.

The aim of this thesis is to analyze the effects photovoltaics development in Germany and Austria and to examine the influence of it on the electricity prices and the power plants operation. Starting out from solar radiation data selected for the analyzed region, a linear optimization model for the representation of the electricity market is created and the expansion scenarios of +40, +70 and +100 GW are simulated.

Results of the model show that with the growing expansion of photovoltaics, the conventional power plants are being pushed out of the market and even on some days the whole load is covered by renewable energy sources. However, the market value of the plants is to be questioned with an increase of +100 GW as this is up to 40% lower than in the case of the +40 GW scenario.

The development of photovoltaics is not the only solution, a linkage of several technologies would ensure more stability, reserve and profitability.

Inhaltsverzeichnis

Danksagung	I
Kurzfassung	II
Abstract	III
Inhaltsverzeichnis	IV
Abbildungsverzeichnis	VI
Tabellenverzeichnis	VIII
Einleitung.....	1
1. Sonnenstrahlung	2
1.1 Horizontale Bestrahlung	3
1.2 Sonnenstand	4
1.3 Bestrahlung einer geneigten Ebene	5
1.4 Strahlungs- und Energieertragsermittlung.....	7
1.4.1 Aufteilung in Regionen	8
1.4.2 Strahlungsmesspunkte	9
1.4.3 Ermittlung der Strahlung für einen Messpunkt	9
1.4.4 Energieertrag.....	10
2. Strommarkt und Strompreisbildung	10
2.1 Strommarkt.....	11
2.1.1 Ökonomisches Modell.....	11
2.1.2 Elektrizitätsmärkte	12
2.1.3 Struktur des deutschen Elektrizitätsmarktes	14
2.1.4 Struktur des österreichischen Elektrizitätsmarktes	16
2.2 Strompreisbildung	18
2.2.1 Bildung des Großhandelsstrompreises	18
2.2.2 Bildung des Strompreises.....	20
2.2.3 Die Merit-Order-Kurve	20
3. Auswirkung der Photovoltaik auf den Strompreis	23
3.1 Lastverlauf während eines Tages	23
3.2 Einfluss auf den Strompreis bei PV-Einspeisung	24
3.3 Effekt auf den Peak-Preis.....	27
3.4 Merit-Order Effekt	29
4. Lineares Optimierungsmodell	31
4.1 Grundannahmen.....	31

4.2	Verwendete Software.....	32
4.3	Eingangsdaten und Variablendefinition	32
4.4	Variablen und Maßeinheiten.....	36
4.5	MATLAB-Code und Modellbeschreibung	38
4.5.1	Auswertung der Residuallast.....	43
4.5.2	Auswertung der Volllaststunden.....	44
4.5.3	Auswertung ausgewählter Tage.....	44
4.5.4	Auswertung des Marktpreises	45
5.	Auswertung der Ergebnisse.....	45
5.1	Solarstrahlung und Ausrichtung in verschiedenen Regionen	46
5.2	Energieertrag in verschiedenen Jahreszeiten.....	50
5.3	Optimale Ausrichtung.....	52
5.4	Residuallast.....	54
5.5	Grenzkosten.....	57
5.6	Schattenpreise	58
5.7	Berechnung des Marktwertes	62
5.8	Volllaststunden	67
	Schlussfolgerungen.....	68
	Literatur	71

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 - Globalstrahlung in Europa entlang des Jahres 2008.....	2
Abbildung 2 - Globalstrahlung.....	3
Abbildung 3 - Azimut und Höhenwinkel.....	4
Abbildung 4 - Verlauf der Deklination entlang eines Jahres	5
Abbildung 5 - Direkte Strahlung auf einer geneigten Ebene	6
Abbildung 6 - Einteilung der Karte in Regionen	8
Abbildung 7 - Auswahl der Messpunkte für die Strahlung.....	9
Abbildung 8– Energieertrag in drei Regionen (Norden, Mitte, Süden) an drei verschiedenen Tagen (Tag 90, 180, 270) bei einem Azimut von 180° und einem Höhenwinkel von 30°.....	10
Abbildung 9 – Angebots- und Nachfragekurve	11
Abbildung 10 - Energiehandelsmärkte in Deutschland	15
Abbildung 11 - Stilisierte Merit-Order-Kurve	21
Abbildung 12 - Preisbildung auf dem Spotmarkt bei niedriger und hoher Nachfrage.....	22
Abbildung 13 – Tagesverlauf der Stromnachfrage in Deutschland 2010.....	23
Abbildung 14 – Stromerzeugung und Verbrauch in Deutschland am 17. Juni 2013.....	25
Abbildung 15 – Verlauf des Strompreises an der EEX am 17. Juni 2013.....	25
Abbildung 16 – Stromerzeugung und -verbrauch in Deutschland am 24. Juni 2013.....	26
Abbildung 17 – Verlauf des Strompreises an der EEX am 24. Juni 2013.....	27
Abbildung 18 – Preisbildung an der EEX.....	29
Abbildung 19 – Preisbildung mit Einfluss der erneuerbaren Energie	30
Abbildung 20 – Strahlung in drei verschiedenen Regionen (Norden, Mitte, Süden) an vier willkürlich gewählten Tagen (Winter, Frühjahr, Sommer, Herbst) in kWh/m ²	46
Abbildung 21 - Verschiedene Ausrichtungen der PV-Module an einem Sommertag bei voller Einstrahlung	47
Abbildung 22 - Verschiedene Ausrichtungen an einem Sommertag bei bedecktem Himmel.....	48
Abbildung 23 - Verschiedene Ausrichtungen der PV-Module an einem Wintertag bei unbedecktem Himmel	49
Abbildung 24 - Verschiedene Ausrichtungen an einem Wintertag bei bedecktem Himmel	49
Abbildung 25 - Energieertrag in drei verschiedenen Regionen während der vier Jahreszeiten.....	51
Abbildung 26 - Gegenüberstellung der besten Ausrichtungen (30-180 und 40-180) in drei verschiedenen Regionen während drei Jahreszeiten	53
Abbildung 27 - Residuallast für alle vier Szenarien	55
Abbildung 28 - Residuallast an Wintertagen	56
Abbildung 29 - Residuallast an Sommertagen	56
Abbildung 30 - Grenzkosten der Kraftwerke (Merit-Order-Kurve) – Stand März 2013.....	57
Abbildung 31 – Schattenpreise für einen Wintertag (Szenario für 40, 70 und 100 GW installierte PV).....	59
Abbildung 32 – Schattenpreise für einen Frühlingstag (Szenario für 40, 70 und 100 GW installierte PV) .	59

Abbildung 33 – Schattenpreise für einen Sommertrag (Szenario für 40, 70 und 100 GW installierte PV). 60
Abbildung 34 – Winter-Sommer Vergleich an mehreren aufeinanderfolgenden Tagen 61
Abbildung 35 - Marktwert der Anlagen bei optimaler Ausrichtung je MWH installiert 64

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 - Werte für Albedo auf verschiedenen Flächen	7
Tabelle 2 - Vergleich jährliches Verhältnis Peak zu Base und installierte PV-Leistung	28
Tabelle 3 - Emissionsfaktoren der Energieträger in Tco ₂ /MWh	33
Tabelle 4– Thermischer Kraftwerkspark.....	35
Tabelle 5 – Speicherkraftwerkspark	36
Tabelle 6 – Variablen und Maßeinheiten	37
Tabelle 7 - Marktwerte pro Jahr in jeder Region [€/MW installiert] für die optimale Ausrichtung	62
Tabelle 8 - Marktwerte je MWh pro Jahr in jeder Region [€/MWh] bei optimaler Ausrichtung (30-180) .	64
Tabelle 9 - Maximale Marktwerte (pro Jahr) in den südlichen Regionen [€/MW installiert]	65
Tabelle 10 - Maximale Marktwerte (pro Jahr) in den nördlichen Regionen [€/MW installiert]	66

Einleitung

Energie kann auf viele Arten erzeugt werden, aber noch nie waren erneuerbare Energiequellen von so großem Interesse wie heute. Mit Blick auf die Zukunft sind erneuerbare Energiequellen nicht mehr wegzudenken. Egal ob es um Wasser, Wind oder Sonne geht: die Unbegrenztheit der Ressource stellt einen wichtigen Ansporn für den Ausbau der verschiedenen Technologien dar. Mit der Energiewende und den verlockenden Förderungen haben die nichtkonventionellen Energieträger ein noch größeres Interesse geweckt, und seit dem Beginn der 2000er Jahre gewinnen solche Alternativen immer mehr Boden gegenüber fossilen Rohstoffen. Probleme wie Schadstoff- und Kohlendioxidemissionen werden damit beseitigt, wobei die Knappheit des Energieträgers gar nicht in Frage kommt. Neben den bereits etablierten Ressourcen wie Laufwasser und Biomasse, erobern die „neuen“ Erneuerbaren wie Wind und Sonne immer größere Marktanteile.

Die unbegrenzte Strahlungsenergie der Sonne stellt nach wie vor ein sehr wichtiges Kapital dar, das zunehmend nachhaltiger und effizienter ausgenutzt wird. Während im Jahr 2000 nur etwa 100 kW Photovoltaik-Leistung in Deutschland installiert waren, explodierte der Zubau ab dem Jahr 2008. Gute Einspeisungstarife und ein ausgeklügelter rechtlicher Rahmen („Erneuerbare Energien Gesetz“- EEG) haben dazu geführt, dass am Ende des Jahres 2015 39,74 GW (BMWi, AGEEstat 2016). Photovoltaik-Leistung zur Stromerzeugung beigetragen haben. Im Österreich hingegen gab es im Jahr 2000 etwa 400 kW installierte Leistung (bmvit 2016)¹ und erst im September 2016 wurde die Marke von 1 GW erreicht². Somit trägt Photovoltaik Jahr für Jahr immer mehr zur Stromerzeugung bei, wobei die konventionellen Kraftwerke zusehends vom Markt verdrängt werden.

Die vorliegende Arbeit versucht, ein Bild darüber zu verschaffen, wie Photovoltaik, also die durch Sonnenstrahlung erzeugte Energie, ihren Platz in der Stromproduktion einnimmt und was der Ausbau dieser Technologie in Deutschland und Österreich in Zukunft bewirken kann. Ob der vermehrte Ausbau von Photovoltaik tatsächlich eine Lösung für gegenwärtige Probleme

¹ Quelle: PV-Marktstatistik bmvit

² http://www.pv-magazine.de/nachrichten/details/beitrag/sterreich-feiert-sein-erstes-gigawatt-photovoltaik_100024514/

darstellt wird sich in den nächsten Jahrzehnten noch herausstellen, Fakt ist aber, dass der Aufschwung dieser Technologie nicht gebremst werden kann.

1. Sonnenstrahlung

Nicht die ganze von der Sonne erzeugte Bestrahlung gelangt bis auf der Erdoberfläche. Durch die Absorption und Reflexion der verschiedenen Gasteilchen der Atmosphäre werden manche Wellenlängen der Solarradiation abgeschirmt oder ihr Eintreten in die Atmosphäre verhindert. Somit reduziert sich die Bestrahlungsstärke (E) so, dass diese in den Staaten Mitteleuropas Werte von etwa 1000 W/m^2 erreicht, an sonnigen Tagen sogar 1200 W/m^2 (Quaschnig 2013).

Integriert man die Bestrahlungsstärke E über eine bestimmte Zeit, erhält man die Bestrahlung:

$$H = \int E \cdot dt \quad [\text{kWh/m}^2]$$

In der untenstehenden Abbildung wird ein Mittel der Bestrahlungsstärke entlang eines Jahres in ganz Europa dargestellt.

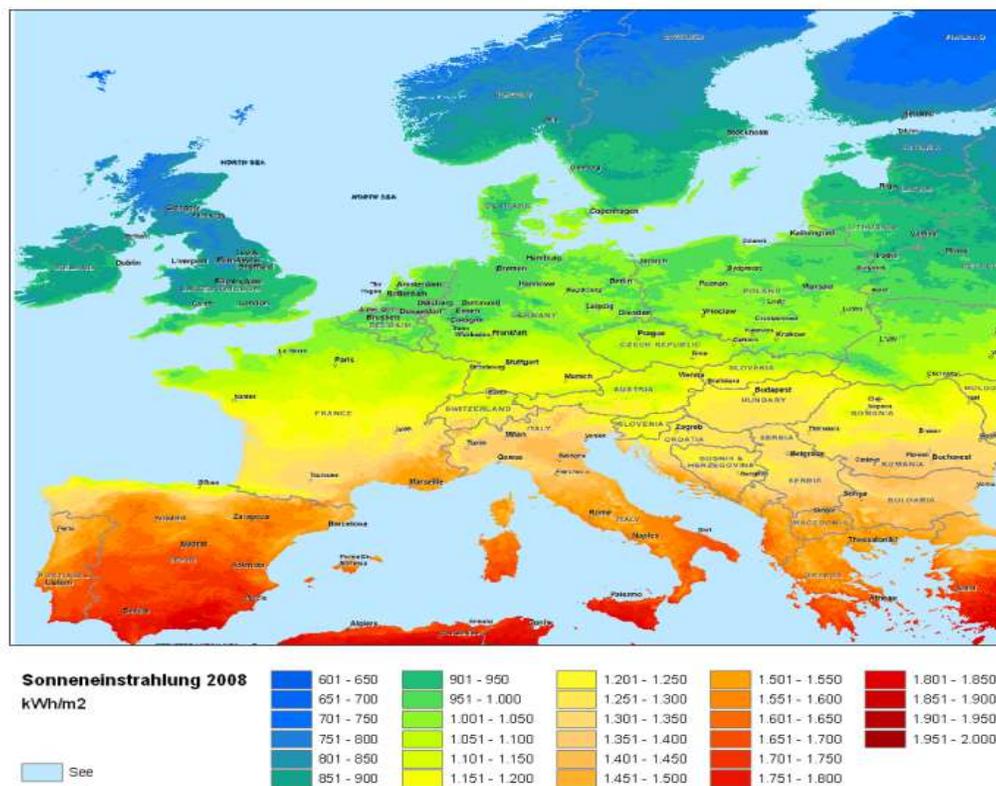


Abbildung 1 - Globalstrahlung in Europa entlang des Jahres 2008
(Quelle: www.elektro-hotter.at)

Es ist ersichtlich, dass die Bestrahlung vom Breitengrad abhängt (je kleiner dieser wird, umso kleiner wird auch die Bestrahlung). Während im Norden Europas jährliche Werte von etwa 700 kWh/m² gemessen werden, sind in Südeuropa Werte von bis zu 1800 kWh/m² üblich.

Die gesamte jährliche Solarenergie die auf der Erdoberfläche gemessen werden kann hängt von vier wesentlichen Faktoren ab (Efstathios 2012):

- geographischer Breitengrad des Ortes
- mittlere jährliche Bewölkung oder Himmelbedeckung
- Tag des Jahres
- Aufstellwinkel des PV-Moduls

1.1 Horizontale Bestrahlung

Wie schon früher erwähnt wurde, gelangt nur ein Teil der Sonnenenergie auf die Oberfläche der Erde. Dieser Anteil, der letztlich auf der Erdoberfläche messbar ist, wird als Globalstrahlung bezeichnet und setzt sich aus zwei großen Anteilen zusammen, zum einen aus der diffusen Strahlung, welche von den Wolken oder von anderen Partikeln abgeschirmt wird und zum anderen aus der direkten Solarstrahlung. (Bine Zeitschrift 2012)

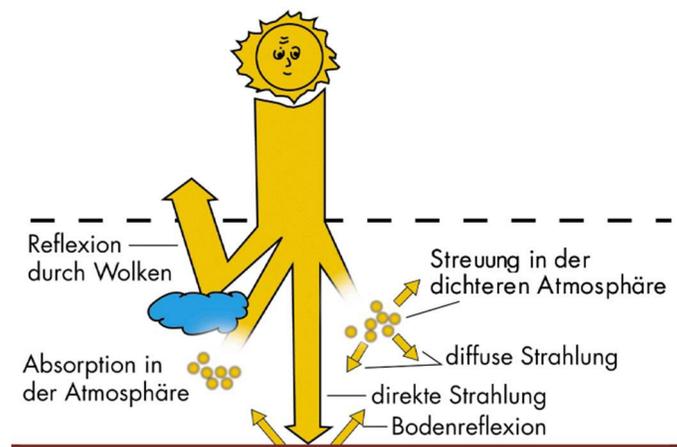


Abbildung 2 - Globalstrahlung
(Quelle: BINE basisEnergie)

Die Zusammensetzung der Globalstrahlung kann also mit folgender Formel vereinfacht dargestellt werden:

$$E_{G,hor} = E_{dir,ho} + E_{diff,ho}$$

Aus der Abbildung ist ersichtlich, dass die direkte Sonnenstrahlung nur aus der Sonnenrichtung stammt, wobei die Diffusstrahlung keine definierte Richtung besitzt. Eine genaue Differenzierung zwischen den Messwerten der beiden Strahlungsarten kann jedoch nicht erfolgen, weshalb nur statistische Folgerungen gemacht werden können. Im Jahresmittel macht die Diffusstrahlung in Mitteleuropa einen Anteil von 50% der Globalstrahlung aus.

1.2 Sonnenstand

Für eine genauere Betrachtung ist meistens die Position der Sonne notwendig. Der aktuelle Sonnenstand lässt sich durch zwei Winkel definieren: die *Elevation (Höhenwinkel)* γ_s und den *Azimut* α_s .

Der Höhenwinkel lässt sich gemäß DIN 5034 als der Winkel zwischen dem Sonnenmittelpunkt und dem Horizont (vom Betrachter aus) definieren.

Der Azimut stellt den Winkel zwischen der geographischen Nordrichtung und dem Vertikalkreis durch den Sonnenmittelpunkt dar ($0^\circ = N$, $90^\circ = O$, $180^\circ = S$, $270^\circ = W$).

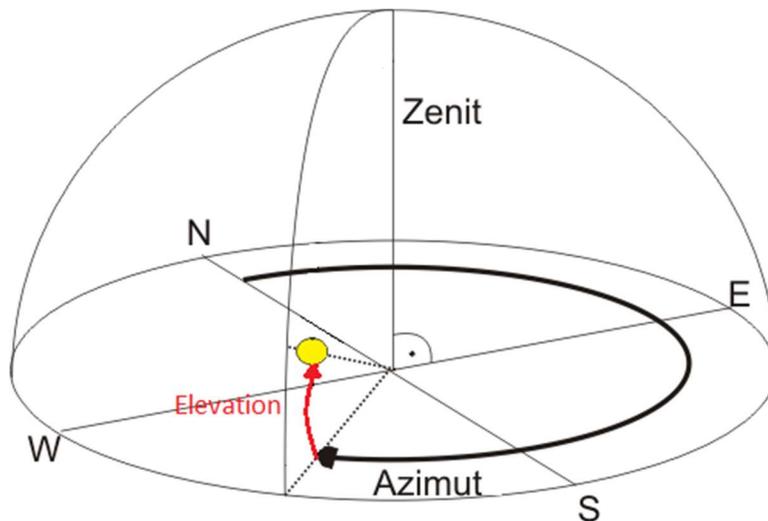


Abbildung 3 - Azimut und Höhenwinkel
(Quelle: Mathworks.com)

Außer diesen zwei Faktoren spielt die *Sonnendeklination* δ eine wichtige Rolle. Dieser Faktor beschreibt den Winkel zwischen dem Sonnenmittelpunkt und dem Himmelsäquator. Die

Sonnendeklination ist abhängig von Datum und Uhrzeit und variiert zwischen $-23^{\circ}26,5' \leq \delta \leq +23^{\circ}26,5'$.

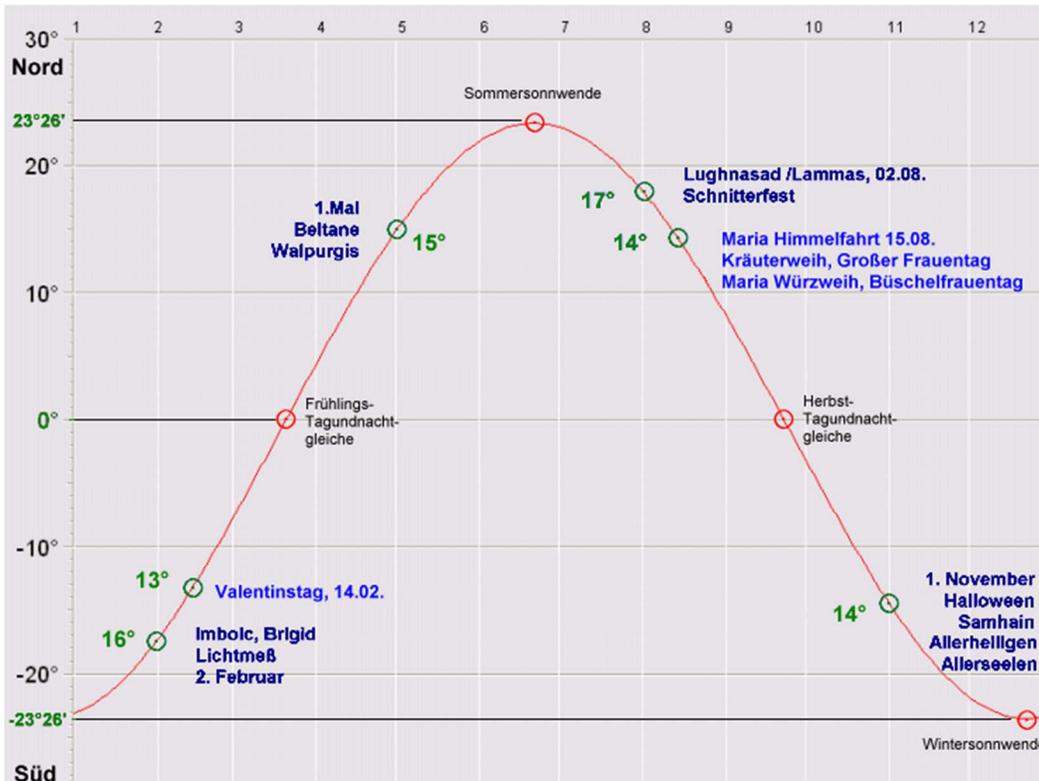


Abbildung 4 - Verlauf der Deklination entlang eines Jahres
(Quelle: astrothek.de)

1.3 Bestrahlung einer geneigten Ebene

Gegenüber der horizontalen Bestrahlung, bei der nur die direkte und diffuse Bestrahlung eine Rolle spielen, taucht auf einer geneigten Fläche mit dem vom Boden reflektierten Anteil eine weitere Komponente auf. Somit setzt sich die Bestrahlungsstärke in diesem Fall aus drei Anteilen zusammen:

$$E_{total,gen} = E_{dir,gen} + E_{diff,gen} + E_{refl,gen}$$

Wegen des Neigungswinkels ist die direkte Bestrahlung auf einer geneigten Fläche größer als diejenige auf einer horizontalen Ebene.

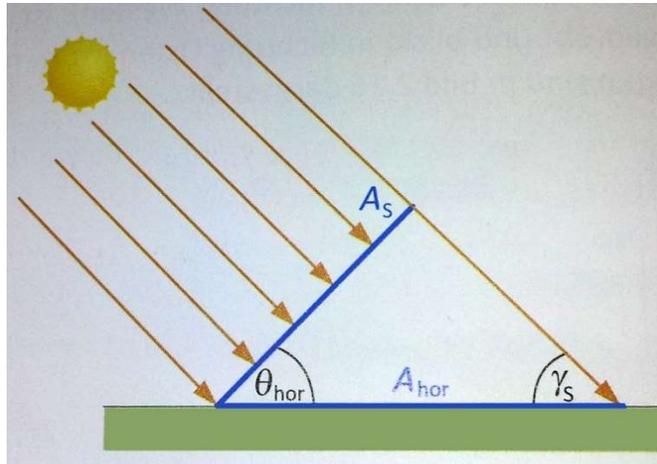


Abbildung 5 - Direkte Strahlung auf einer geneigten Ebene
 (Quelle: Quaschnig - Regenerative Energiesysteme, S. 72)

Aus der obigen Abbildung wird die Bestrahlungsstärke auf der geneigten Fläche ersichtlich, wenn die direkte schon bekannt ist:

$$E_{dir,gen} = E_{dir,hor} \cdot \frac{\cos \theta_{hor}}{\sin \gamma_S}$$

Für die diffuse Bestrahlung geht man von einem isotropen Ansatz aus, welcher besagt, dass aus allen Himmelsrichtungen stets die gleiche diffuse Strahlungsstärke hervorgeht und somit eine uniforme Verteilung aufweist. In der Regel muss nur der Neigungswinkel bekannt sein, um aus der horizontalen diffusen Bestrahlungsstärke diejenige auf der geneigten Fläche zu erhalten:

$$E_{diff,gen} = E_{diff,hor} \cdot \frac{1}{2} \cdot (1 + \cos \theta_{hor})$$

Obwohl es nicht realitätsgetreu ist und man von einer anisotropen Vorgehensweise ausgehen sollte, bei der die Strahldichte auch bei klarem Himmel nichtlinear ist, sind diese Anteile für meine Vorgehensweise nicht relevant, weshalb in dieser Arbeit nicht näher darauf eingegangen wird.

Im Falle der reflektierten Bestrahlung spielt der Albedo-Wert A eine wichtige Rolle. Dieser gibt an, welcher Anteil der Strahlung vom Boden reflektiert wird. Typischerweise wird eine Albedo

von 0,2 für ein mildes und tropisch-feuchtes Klima und von 0,5 für eine trockene, tropische Landschaft angenommen (Muneer 2004).

In der nachstehenden Tabelle sind Albedo-Werte für verschiedene Flächen angeführt:

Oberfläche	Albedo-Wert (A)
Schwarze Erde (trocken)	0,14
Schwarze Erde (feucht)	0,08
Sand	0,34 – 0,40
Frische Schneedecke	0,75 – 0,95
Alte Schneedecke	0,40 – 0,70
Stein	0,12 – 0,15
Wasser, Meer	0,03 – 0,10
Rasen	0,25
Wald	0,16 – 0,18
Beton (verwittert)	0,22
Asphalt	0,13
Gebäudeflächen (dunkel)	0,27
Gebäudeflächen (hell)	0,60

Tabelle 1 - Werte für Albedo auf verschiedenen Flächen
(Quelle: Muneer)

Mittels diese Wertes ergibt sich die Formel für die reflektierte Strahlung zu:

$$E_{refl,gen} = E_{hor} \cdot A \cdot \frac{1}{2} \cdot (1 - \cos \theta_{hor})$$

1.4 Strahlungs- und Energieertragsermittlung

Dieser Teil der Arbeit beschreibt die Art, auf welche die Werte für die einzelnen Messpunkte erhalten wurden, sowie die Berechnung des Ertrags für die untersuchten Sonnenstände.

1.4.1 Aufteilung in Regionen

Für eine genauere Ansicht und Berechnung wurde die deutsch-österreichische Karte mit einem Raster versehen und dann in 23 Regionen aufgeteilt.



Abbildung 6 - Einteilung der Karte in Regionen

Es wurden hiermit 23 Zonen geschaffen, für welche im Folgenden Strahlungsdaten heruntergeladen wurden.

1.4.2 Strahlungsmesspunkte

Für jede Zone wurden 5 Messpunkte ausgewählt. Es wurden jeweils die 4 Eckpunkte eines jeden Rasterstücks und der Mittelpunkt der Region gewählt. Bei den Regionen, in denen die Eckpunkte jenseits der Grenzen der analysierten Länder lagen (also außerhalb der Grenzen Deutschlands und Österreichs) wurde ein Punkt auf der Grenzlinie gewählt.



Abbildung 7 - Auswahl der Messpunkte für die Strahlung

Damit die Analyse der Strahlungsdaten gleichmäßig in der ganzen Region vollzogen werden kann, werden die Werte der 5 Messpunkte gemittelt und somit ein einheitlicher Wert für die ganze Zone erhalten.

1.4.3 Ermittlung der Strahlung für einen Messpunkt

Für die Ermittlung der Strahlungsdaten wurde die *SoDa Service* - Webplattform (http://www.soda-is.org/eng/services/services_radiation_free_eng.php) verwendet – ein Vermittlerservice, welcher den Benutzern Daten über die Solarstrahlung zur Verfügung stellt³.

Die verwendeten Strahlungsdaten stammen aus dem Jahr 2005 und sind als csv-Dateien für einen beliebigen Längen- und Breitengrad herunterzuladen. Es wurde die Strahlung im Verlauf eines ganzen Jahres in einem 15-minütigen Intervall auf einer geneigten Fläche gemessen. Nach der Bearbeitung der Daten erhält man die Gesamtstrahlung auf einer geneigten Fläche auf stündlicher Basis.

³ <http://www.soda-is.org/eng/about/index.html>

1.4.4 Energieertrag

Für eine klarere Betrachtung wird für jeden Messpunkt die Strahlung an verschiedenen Positionen der Sonne ermittelt. Dafür werden Höhenwinkel (Elevation) und Azimutwinkel variiert. Der Höhenwinkel wird in 10-Grad Schritten von 0 bis 70 Grad variiert und der Azimut in 15-Grad Schritten von 90 bis 270. Durch die Erstellung von Kombinationen kommt man auf 104 Sonnenpositionen (13 Elevationspunkte x 8 Azimutvariationen).

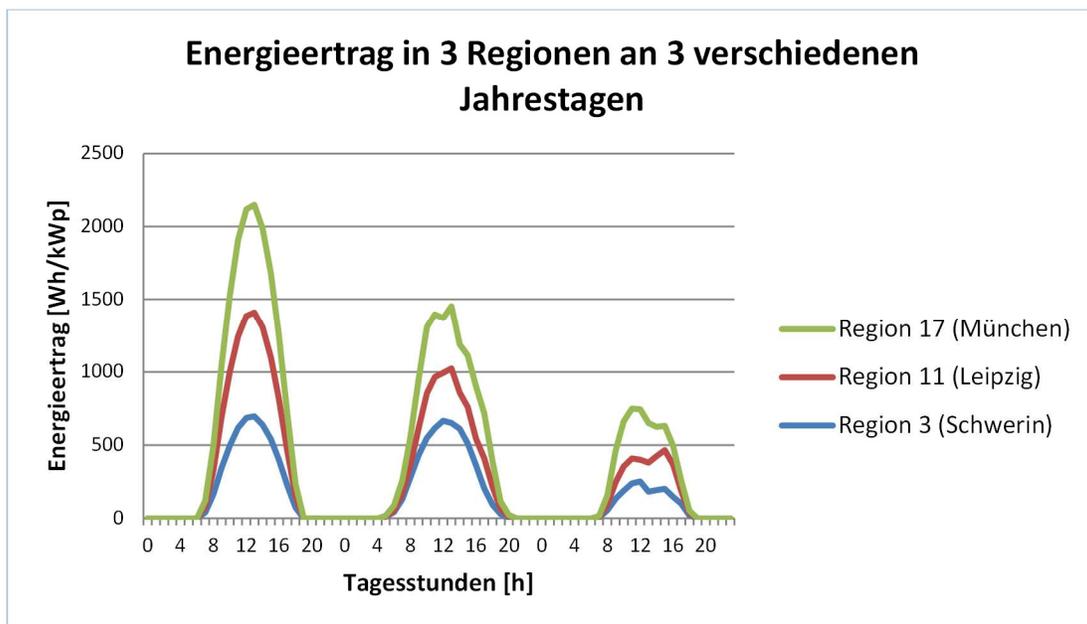


Abbildung 8– Energieertrag in drei Regionen (Norden, Mitte, Süden) an drei verschiedenen Tagen (Tag 90, 180, 270) bei einem Azimut von 180° und einem Höhenwinkel von 30°

Im Weiteren wird jede dieser Positionen wie ein einzelnes PV-Modul behandelt und der Energieertrag für die Leistung eines Moduls von 1 kWp berechnet. Weitere Annahmen welche getroffen wurden sind der konstante Wirkungsgrad der Anlage von 17% und ein Wirkungsgrad aller anderen Komponenten (Wechselrichter, Kabel) von 80%.

2. Strommarkt und Strompreisbildung

2.1 Strommarkt

2.1.1 Ökonomisches Modell

Wie jeder Markt ist auch der Elektrizitätsmarkt unmittelbar dem Prinzip des Wettbewerbs und dessen Regeln unterworfen. Die Nutzung eines knappen Gutes, in diesem Fall der Elektrizität, stellt den eigentlichen Wettbewerb dar. Angebot und Nachfrage sind die entscheidenden Faktoren, welche den Preis des Gutes festlegen: einerseits geben Anbieter den Preis an, für welchen sie bereit sind, den erzeugten Strom zu verkaufen (gemäß einer Angebotskurve), andererseits signalisieren Nachfrager den Preis für welchen sie bereit sind, den Strom einzukaufen (Nachfragekurve). Der Schnittpunkt der zwei Kurven ergibt den Gleichgewichtspreis, welcher sich so einstellt.

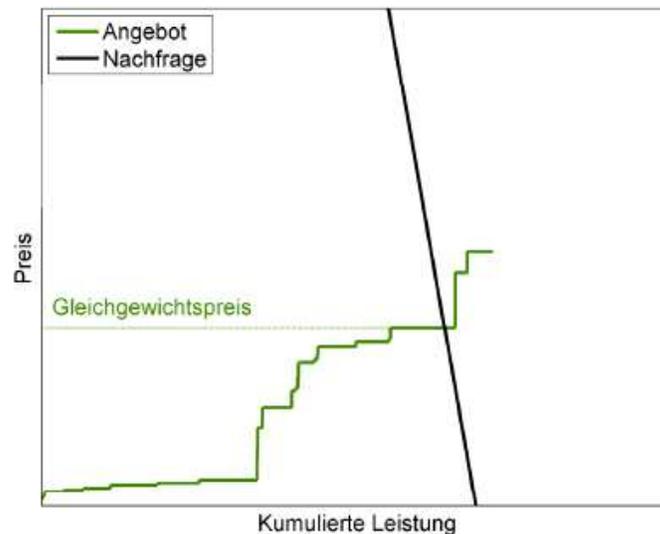


Abbildung 9 – Angebots- und Nachfragekurve
(Quelle: D.J. Swider, S.3)

Das Modell, welches den Strommarkt am nächsten ist, ist das Standardmodell der ökonomischen Theorie: das Modell der vollständigen Konkurrenz (Swider 2007). Grundcharakteristika für dieses Modell sind: konstante Produktionstechnik, Homogenität der Güter, atomistische Marktstruktur (viele kleine Anbieter und Nachfrager), vollständige Markttransparenz (Informationen über die Marktakteure und Preise), unbegrenzte Mobilität der Produktionsgüter und -faktoren oder eine unendliche Reaktionsgeschwindigkeit.

In der Realität hat dieses Modell jedoch sehr viele Lücken. So werden hier zum Beispiel nur Gleichgewichtszustände analysiert, die aber, unter der Annahme einer unendlichen Reaktionsgeschwindigkeit, nicht vorliegen können. Der statische Charakter der vollständigen Konkurrenz spricht auch gegen den dynamischen Charakter der Anpassungs- und Wettbewerbsvorgänge, die in der Realität auf den Markt vorkommen.

Auf dem realen Strommarkt entsprechen die Preise der Anbieter hauptsächlich den kurzfristigen Grenzkosten (Schumann et al. 1999). Das sind diejenigen Kosten, die sich einstellen, wenn die Ausbringungsmenge um eine Einheit erhöht wird (ohne die langfristigen Kostenbestandteile zu berücksichtigen). Der Marktpreis der sich so festlegt entspricht dem Preis der letzten nachgefragten Produktionseinheit, welche sich im Marktgleichgewicht ergibt. Wichtig ist aber im Auge zu behalten, dass auf einem funktionierenden Markt der Preis der Elektrizität direkt von der Zahlungsbereitschaft der Nachfrager abhängt, besonders bei Kapazitätsknappheit in Hochlaststunden (Swider 2007). Diesem Effekt muss vorgebeugt werden durch die richtige Planung und den Bau von neuen Erzeugungseinheiten.

Der Elektrizitätsmarkt besitzt ein paar Eigenschaften, durch die Elektrizität grundlegend von anderen Gütern unterschieden wird (Müsgens 2006):

- Elektrizität ist ein homogenes Produkt zu einem bestimmten Zeitpunkt auf der Nachfrageseite
- das Speichern der Elektrizität ist teuer
- das Elektrizitätsvolumen ist durch das Stromnetz eingeschränkt
- die Nachfrage an Elektrizität ist schwankend und saisonbedingt
- verschiedene Kraftwerkstypen haben verschiedene kurzfristige Erzeugungskosten

Die Kombination dieser Faktoren führt zu großen Variationsbreiten der Grenzkosten

2.1.2 Elektrizitätsmärkte

Damit eine klarere Übersicht hinsichtlich des Elektrizitätsmarktes verschaffen wird, wird dieser in drei große Teilmärkte eingeteilt (Moselle 2006):

- Großhandelsmarkt (unterteilt in Grund- und Spitzenlast)
- Endkundenmarkt

- Regelenergiemarkt

Der Großhandelsmarkt stellt das zentrale Absatzgebiet für Elektrizität dar. Auf der einen Seite stehen die Anbieter, durch die Kraftwerksbesitzer und die Importeure vertreten, auf der anderen die Nachfrager, repräsentiert durch die Großkunden, Energiehändler und -versorger. Da wesentliche Unterschiede zwischen den Preisen zu Spitzen- und Schwachlastzeiten bestehen, muss eine weitere Gliederung durchgeführt werden. Wäre diese nicht vorhanden, würden Verbraucher dazu tendieren, Spitzen- durch Grundlast zu ersetzen so, dass sich die beiden Preise ziemlich nahe kämen.

Haushalte und kleinere Verbraucher kaufen den Strom vom Energiehändler und liegen somit eine Stufe niedriger als der Großhandelsmarkt. Sie repräsentieren den Endkundenmarkt. Diese kleineren Gewerbe würden die Preisänderungen auf dem Großhandelsmarkt nicht ohne erheblichen Kostenaufwand verkraften, deshalb wird die hier verhandelte Elektrizität als ein verschiedenes Produkt betrachtet.

Da Elektrizität nicht speicherbar ist und Angebot und Nachfrage stets im Gleichgewicht liegen, tritt der Regelenergiemarkt ein. Da der Großhandelsmarkt auf Annahmen und Prognosen bezüglich Last und Erzeugung basiert, kommt es zu Diskrepanzen zwischen den tatsächlichen Mengen an gebrauchter und vorhandener Energie. Damit die Netzstabilität weiterhin gewährleistet wird, müssen Kraftwerke am Netz ein- oder ausgeschaltet werden oder die Last im Netz vergrößert oder verkleinert werden. Somit wird weiterhin zwischen positiver und negativer Regelenergie unterschieden. Bei einem Mangel an Energie muss Kraftwerkskapazität ans Netz angeschlossen oder Last abgeschaltet werden. In diesem Fall spricht man von positiver Regelenergie. Falls umgekehrt Überschuss an Elektrizität besteht, muss Kraftwerkskapazität abgeschaltet oder Last zugeschaltet werden. Hier spricht man von negativer Regelenergie.

Sowohl der deutsche als auch der österreichische Strommarkt sind liberalisierte Märkte (Deutschland seit 1998, Österreich seit 2001) d.h. dass freier Wettbewerb auf dem Markt herrscht, die freie Wahl des Energielieferanten für die Kunden möglich ist und die Monopole der lokalen Stromanbieter beseitigt sind.

Neben Frankreich und den Benelux-Länder gehören Deutschland und Österreich zum kontinentaleuropäischen Elektrizitätsverbund, ein grundsätzlich verbundener, liberalisierter und liquider Großhandelsmarkt für Strom.

2.1.3 Struktur des deutschen Elektrizitätsmarktes

Gemäß der oben angedeuteten Einteilung wird der deutsche Elektrizitätsmarkt in drei Bereiche unterteilt, welche sich gegenseitig beeinflussen (Hirschhausen et al. 2006):

- **Der langfristige Terminmarkt:**

Geschäfte werden hier über eine Periode von bis zu 10 Jahren im Voraus abgewickelt. Es werden sowohl Finanzprodukte wie *Futures* und *Optionen* sowie auch physische Lieferrechte wie *Forwards* verhandelt. Dieser Terminmarkt ist auch der Spekulation unterworfen, so dass sich hier Energiehändler beteiligen und Lieferrechte für ein Folgejahr kaufen können, um diese danach für einen höheren Preis zu verkaufen.

- **Der Spotmarkt:**

Dieser Teilmarkt wird auch als kurzfristiger Markt bezeichnet, da hier die Transaktionen einen Tag vor der Lieferung stattfinden. Er dient dazu, dass sowohl die Anbieter als auch die Nachfrager die vorher verhandelten Elektrizitätsmengen ausgleichen.

- **Der Regelenenergiemarkt:**

Dieser Markt dient dazu, dass die Anbieter ihre Abweichungen (Mangel oder Überschuss) gegen ein Entgelt während des Betriebs gleichstellen können, um weitere Verluste vorzubeugen.

Der Energiehandel hat sich in Deutschland auf zwei Ebenen entwickelt: auf der Börse und auf dem OTC-Markt („Over the Counter“-Handel) (Frasch 2010).

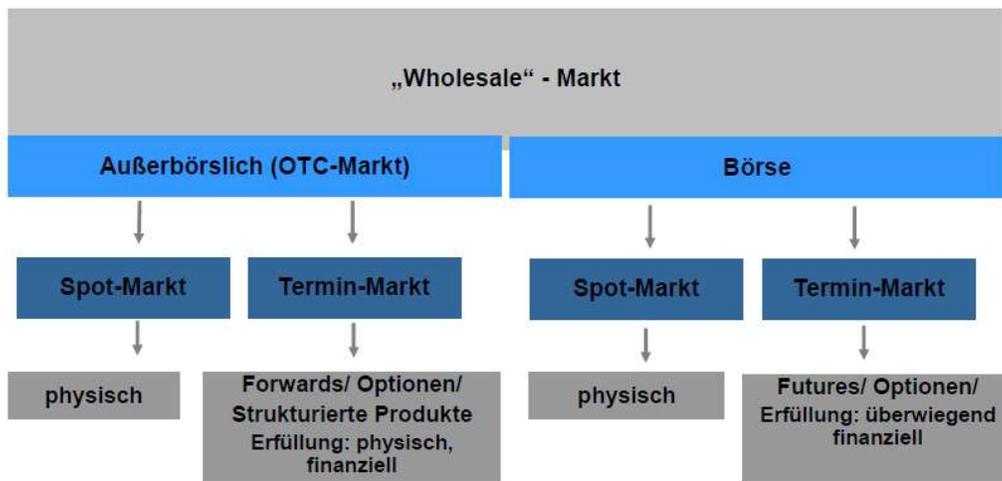


Abbildung 10 - Energiehandelsmärkte in Deutschland
(Quelle: T. Niedrig, S. 7)

Gleich nach der Liberalisierung des Strommarkts in Deutschland nahm der OTC-Markt eine führende Rolle ein, da an der Börse nur Standardprodukte angeboten wurden (Müller 2001). Es handelt sich um einen Markt, auf dem bilaterale Verträge zwischen den Partnern über eine bestimmte Dauer abgeschlossen werden, welche sich von einigen Tagen bis auf mehrere Jahre erstrecken kann (Kraus 1999). Der Vorteil des OTC-Handels besteht darin, dass die Verträge individuell zwischen den Vertragsparteien verhandelt und auf die Kundenbedürfnisse zugeschnitten werden. Langwierige Verhandlungen, hohe Transaktionskosten, Mangel an Liquidität und eine geringe Markttransparenz sind jedoch Nachteile, welche den außerbörslichen Handel verdrängen und das Börsenmodell auf internationaler Ebene bewährt haben. In den letzten Jahren hat sich dieser Handel so angepasst, dass er eine Ergänzungsfunktion für die Energiebörse eingenommen hat (Frasch 2010).

Wie bereits oben erwähnt wurde sind Grenzkosten der Kraftwerke eine entscheidende Rolle in der Preisbildung der Elektrizität auf dem Markt. Das System, welches sich als am besten für die Preisbildung erwiesen hat, ist das System des Börsenhandels (Hirschhausen et al. 2007).

Nach der Liberalisierung des Strommarktes in Deutschland im Jahre 1998 gewann die Börse immer mehr an Interesse, so dass im Jahre 2001 die zwei deutschen Strombörsen LPX (Leipzig) und EEX (Frankfurt) fusionierten und die EEX AG mit dem Sitz in Leipzig gründeten. Die EEX stellt

ein System von untereinander verbundenen Märkten dar, auf denen Strom in unterschiedlichen Zeitintervallen verhandelt wird. Der wichtigste Teil der EEX ist der „Day Ahead Market“, auf dem bis 12 Uhr eines Wochentages Angebote und Nachfragen an Elektrizität in Form von Stromstundenkontrakten oder Blockkontrakten für den nachfolgenden Tag gehandelt werden. Die Blockverträge unterliegen gewissen Standards und werden auch dementsprechend angeboten: Base (0-24 Uhr), Peak (8-20 Uhr), Off-Peak 1 (0-8 Uhr), Off-Peak 2 (20-24 Uhr), EEXNight (0-6 Uhr), EEXMorning (6-10 Uhr), EEXHighNoon (10-14 Uhr), EEXAfternoon (14-18 Uhr), EEXEvening (18-24 Uhr). Die maximale Schranke beträgt für alle Teilnehmer unabhängig vom Vertrag 3.000 €/MWh.

Nachdem alle Gebote zusammengetragen wurden entstehen aus diesen Angebots- und Nachfragekurven auf stündlicher Basis. Der Marktpreis wird durch den Schnittpunkt der beiden Kurven auf stündlicher Basis bestimmt. Alle Käufer die Gebote für einen höheren Preis gemacht haben und alle Anbieter die bereit waren, unter diesem Preis ihre Strommenge zu verkaufen, bekommen den Strom bei diesem Gleichgewichtspreis. Kontrakte in der Form von Blockgeboten treten nur dann in Kraft, wenn der geforderte Preis kleiner ist als die Summe der betroffenen Stundenpreise (auf der Anbieterseite) oder es Akteure am Markt gibt die bereit sind, einen höheren Preis zu zahlen als die Summe der Angebotspreise (auf der Nachfrageseite) (Ockenfels 2008).

Neben dem „Day-Ahead Market“ gibt es an der EEX noch einen „Intraday“ Spotmarkt, auf dem Strom bis 75 Minuten vor der physischen Lieferung gehandelt werden kann, und einen Terminmarkt für EEX Futures, auf dem Geschäfte für bis zu 6 Jahre abgeschlossen werden können. Weitere Produkte die an der EEX verhandelt werden sind Gas, CO₂-Emissionsrechte und Kohle, jedoch in geringeren Ausmaßen als Strom.

2.1.4 Struktur des österreichischen Elektrizitätsmarktes

Durch die Liberalisierung des internen Strommarkts im Jahre 2001 entstanden in Österreich neue Rollen und neue Marktteilnehmer konnten in verschiedenen Aufgabenbereichen eintreten. Die freie Wahl des Stromanbieters ist dabei eine der wichtigsten Folgen dieser Liberalisierung. Damit die Stromabgabe und -erzeugung weiterhin problemlos verläuft, wurden

die Kunden und Lieferanten in virtuelle Gruppen unterteilt. Dieses Modell wird *Bilanzgruppenmodell* genannt. Dieses Modell zeichnet sich durch den Ausgleich zwischen der aufgebrachten Energie und deren Abgabe innerhalb einer solchen Gruppe aus.

Bilanzgruppen haben zum einen die Aufgabe der Verbindung der Marktakteure hinsichtlich ihrer Stromhandlungsaktivitäten und zum anderen die Aufgabe der Aufteilung und Regelung der Ausgleichsenergie zwischen den Bilanzgruppenteilnehmern.⁴ Dabei dient die Ausgleichsenergie zur Deckung der Abweichung der Prognose (z.B. durch Pannen oder Kraftwerksausfälle) innerhalb einer Gruppe. Jede Bilanzgruppe wird von einem Bilanzgruppenverantwortlichen vertreten, welcher nicht nur die Aufgabe hat, die Kommunikation zwischen den Kunden und Lieferanten zu sichern, sondern auch den Verbrauch der Kunden zu prognostizieren, um so einen Fahrplan der Kraftwerke für die kommende Periode zu errichten.

Bis 2012 war Österreich in drei Regelzonen aufgeteilt: VWK (Vorarlberg), TIRAG (Tirol) und APG (der restliche Teil Österreichs). Eine Regelzone stellt die Vereinigung aller Netzbetreiber aus einer Region dar. Seit dem 1. Januar 2012 gibt es nur noch eine Regelzone, die APG, welche aus allen drei früheren Regelzonen gebildet wird.⁵

Für die Regulierung und Beobachtung des Handelsablaufes auf nationaler Ebene wurden eine Energieagentur und eine Regulierungsbehörde eingerichtet (E-Control Austria).

Der Stromhandel in Österreich passiert ähnlich wie in Deutschland auf der Börse und außerhalb dieser durch den OTC-Handel. Die zentralen Handelsplätze für den österreichischen Markt stellen die deutsche Energiebörse EEX und die österreichische Strombörse (EXAA) dar. Diese wurde 2001 gegründet und hatte 2011 71 Stromhändler aus mehr als 15 Ländern.

Ähnlich wie auf der deutschen EEX sind alle 24 Stunden einzeln auf dem Strom-Spotmarkt handelbar, doch es werden auch Standard- („bEXApeak“, „bEXApeak“, „bEXAoffpeak“) und Spezialblöcke („bEXAoffice“, „bEXAmoonlight“, „bEXAteatime“) definiert und gehandelt. Da keine Kapazitätsengpässe zwischen den deutschen und österreichischen Regelzonen existieren, geht das Mitwirken deutscher Unternehmen an der EXAA reibungslos vonstatten.⁶

⁴ „Österreichisches Strommarktmodell“ (Stand 04/2011) auf www.e-control.at

⁵ http://de.wikipedia.org/wiki/%C3%96sterreichische_Energiewirtschaft (Stand. 24.01.2013)

⁶ www.exaa.at – Broschüre (Stand 2011)

Neben Strom werden an der EXAA auch CO₂-Zertifikate angeboten.

2.2 Strompreisbildung

2.2.1 Bildung des Großhandelsstrompreises

Der Endkundenpreis ohne Netzpreise, Abgaben und Steuern bildet den Großhandelsstrompreis. Dieser gilt für die Energielieferanten als Basis für die Rechnung des Energiepreises und stellt sich zwischen den Lieferanten und dem Erzeuger ein. Die meisten dieser Geschäfte finden auf dem OTC-Handelsmarkt statt.⁷

Geht man davon aus, dass ein Markt nach den Regeln des Wettbewerbs funktioniert, dann entspricht der Großhandelspreis (auch Erzeugerpreis genannt) den Systemgrenzkosten. Wie bereits erwähnt stellen diese Systemgrenzkosten die Zusatzkosten dar, welche beim Erzeuger anfallen wenn noch eine zusätzliche marginale Einheit gedeckt werden muss (Nicolosi 2010).

In den meisten Kraftwerken sind die Grenzkosten aus folgenden Kostenbestandteilen zusammengesetzt (Bundeskartellamt 2011):

- **Brennstoffkosten:**

Stellen den Hauptbestandteil der Grenzkosten und bestehen aus den Kosten des eingesetzten Energieträgers ($k_{\text{Energieträger}}$) und aus den Transportkosten ($k_{\text{Transport}}$) des Brennstoffs. Ein wichtiger Faktor hier ist der Wirkungsgrad (η) des Kraftwerks.

$$k_{\text{Brennstoff}} \left[\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right] = \frac{k_{\text{Energieträger}} \left[\frac{\text{€}}{\text{t}} \right] + k_{\text{Transport}} \left[\frac{\text{€}}{\text{t}} \right]}{\eta * f \left[\frac{\text{MWh}}{\text{t}} \right]}$$

f = Umwandlungsfaktor des Energiegehalts (Bsp. Steinkohle= 8,141)

- **Betriebsmittelkosten:**

⁷ <http://www.e-control.at/de/industrie/strom/strompreis/grosshandelspreise>

Bilden die Kosten, die für die Bereitstellung von Hilfsmitteln oder anderen Betriebsstoffen für die Stromerzeugung im Kraftwerk (z.B. Kühlwasser, Rauchgasreinigung in Kohlekraftwerke, Entsorgung der Abfallprodukte) anfallen.

- **CO₂-Emissionskosten:**

Setzen sich aus dem Produkt der CO₂-Zertifikatskosten ($k_{Zertifikat}$) und dem Emissionsfaktor des Kraftwerks ($k_{Emission}$) zusammen.

$$k_{CO} \left[\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right] = \frac{k_{Emission} \left[\frac{t}{\text{MWh}} \right]}{\eta} * k_{Zertifikat} \left[\frac{\text{€}}{t_{CO_2}} \right]$$

- **Anfahrkosten:**

Stellen die Kosten dar, die beim Start der Anlagen anfallen; sie bedingen einen höheren Kraftstoffverbrauch und eine höhere Abnutzung der Anlage. Diese Kosten müssen auf die ganze Betriebszeit (Periode zwischen An- und Abfahrt) des Kraftwerks umgelegt werden und hängen auch vom Zustand der Anlage ab (Kalt-, Warm- oder Heißstart).

$$k_{Anfahrt} \left[\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right] = \varphi * \frac{GK_{\text{ohne Anfahrt}} \left[\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right] * f_{eB} * \frac{t_{Anfahrt}[h]}{1 - f_{Abnutzung}}}{\text{Betriebszeit}[h]}$$

$GK_{\text{ohne Anfahrt}}$ = Grenzkosten ohne Anfahrkosten

φ = Faktor für Kalt-, Warm- oder Heißstart (0,1; 0,5 bzw. 0,3)

f_{eB} = Faktor für erhöhten (gewichteten) Kraftstoffverbrauch in der Anfahrphase (0,2 - 0,5)

$f_{Abnutzung}$ = Faktor für erhöhte Anlagenabnutzung

$t_{Anfahrt}$ = Anfahrtdauer (Kalt-, Warm- oder Heißstart)

Die Summe all dieser Kostenbestandteile gibt letzten Endes die Grenzkosten wieder:

$$GK \left[\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right] = k_{Brennstoff} + k_{Betriebsmittel} + k_{CO_2} + k_{Anfahrt}$$

Grenzkosten sind von der erzeugten Elektrizitätsmenge abhängig und spielen eine große Rolle in der wirtschaftlichen Ausnutzung der Anlage. Sie sind von besonderem Interesse für die Produktionsentscheidung in kurzen Zeiträumen (Bundeskartellamt 2011).

2.2.2 Bildung des Strompreises

Die Kosten der Stromerzeugung können in zwei Kategorien unterteilt werden (Heß 2006):

- Fixkosten (Bau und Betrieb des Kraftwerks, Abschreibung, Zinsen, Personalkosten)
- variable Kosten (abhängig von der produzierten Strommenge)

Da sich der Strompreis auf dem Spotmarkt bildet und hier nur kurzfristige Leistungen verhandelt werden, stellen die variablen Kosten den zentralen Punkt für die Betreiber der Kraftwerke dar. Entscheidungen für die ausgebrachte Elektrizitätsmenge werden gemäß diesen Kosten getroffen (Haas 2012).

Ausgehend vom Großhandelsstrompreis bildet sich der Strompreis aus der Angebotskurve. Auf dem Markt wird diese als Merit-Order-Kurve bezeichnet.

2.2.3 Die Merit-Order-Kurve

In der Merit-Order-Kurve werden die Kraftwerke in steigender Reihenfolge nach ihren variablen Kosten eingetragen. Die Nachfrage bestimmt danach den Strompreis und alle günstigeren Kraftwerke werden diesen Preis erhalten (Nicolosi 2010). Kraftwerke welche sich links der Nachfragekurve befinden werden demnach für die Stromerzeugung eingesetzt, wobei all die anderen Anlagen, welche sich rechts der Kurve befinden keinen Strom produzieren.

Dadurch wird am Spotmarkt der Marktpreis des Stroms festgelegt.

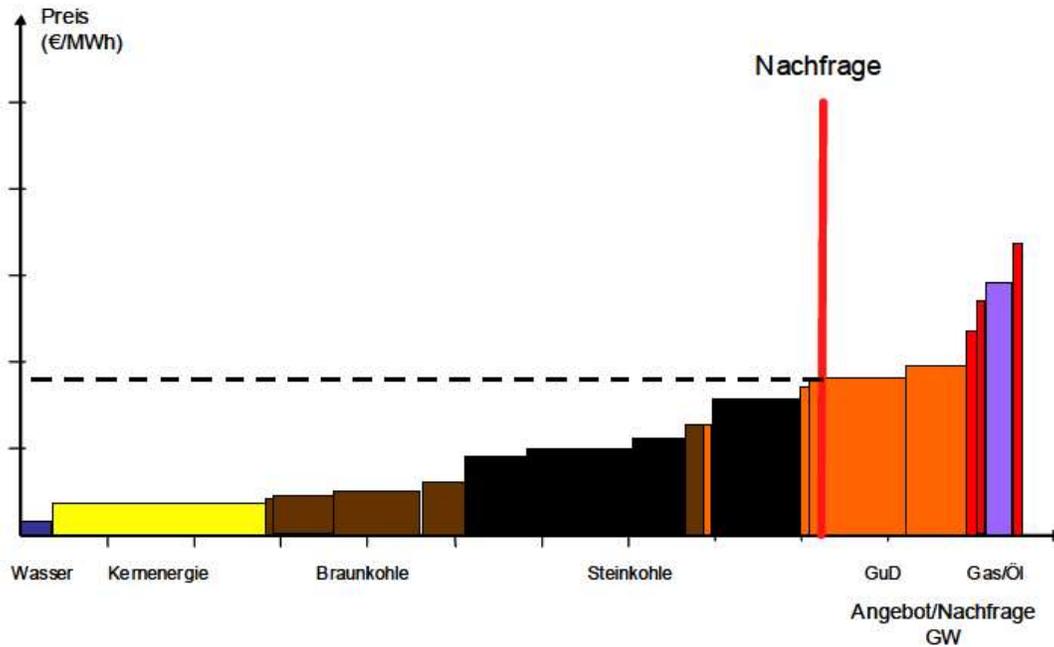


Abbildung 11 - Stilisierte Merit-Order-Kurve
 (Quelle: FrontierECO (2010), S. 50)

Ohne Berücksichtigung der Photovoltaik und der Windkraft steht Wasserkraft an erster Stelle in der Merit-Order-Kurve, da die variablen Kosten Null sind (keine Brennstoffkosten), gefolgt von der Kernenergie, bei der diese nur sehr gering sind. Daraufhin folgen die fossilen Energieträger, wo der Brennstoffpreis ausschlaggebend ist.

Trotz der höheren Brennstoffpreise für Gas, kann es dazu kommen, dass alte Kohlekraftwerke wegen der hohen variablen Kosten nach rechts verschoben werden.

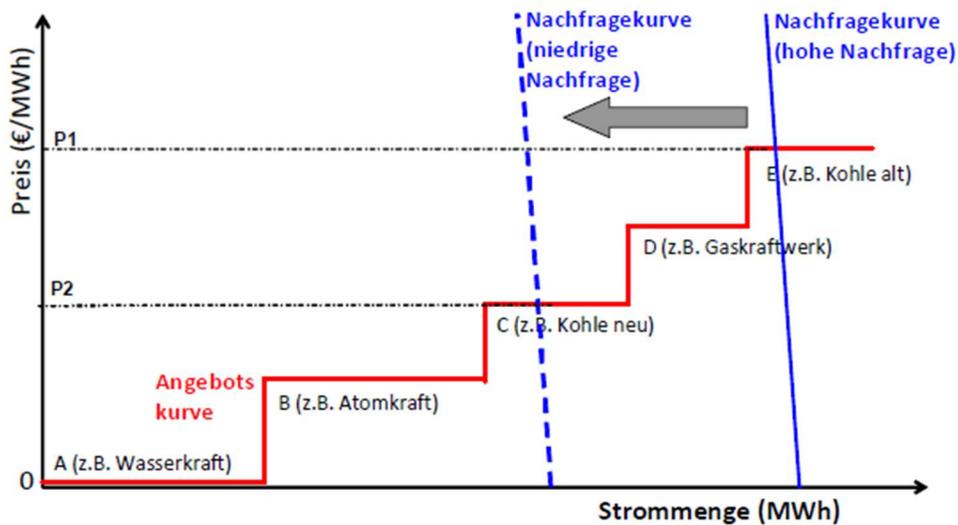


Abbildung 12 - Preisbildung auf dem Spotmarkt bei niedriger und hoher Nachfrage
(Quelle: Haas, S. 10)

Es ist zu ersehen, dass bei einer höheren Nachfrage, zu Spitzenlastzeiten, auch modernere Kraftwerke (z.B. Gaskraftwerke) ihre Kosten abdecken und mehr verdienen können. Sinkt jedoch die Nachfrage, dann gehen die alten Kraftwerke vom Netz und die Einnahmen werden durch den neu eingestellten Strompreis verringert (Haas et al. 2012).

Kommt es dazu, dass sich der Marktpreis über die variablen Kosten eines Kraftwerks einstellt, so ist es für die Kraftwerksbetreiber wirtschaftlich, das Kraftwerk laufen zu lassen, da sich Deckungsbeiträge bilden, welche die Fixkosten (Kapitalkosten der Anlage, Personal- und fixe Betriebskosten, Wartung- und Instandhaltungskosten) der Anlage finanzieren können (Haas et al. 2012).

Falls die Fixkosten einer Anlage hoch und die variablen Kosten gering sind, dann werden die Fixkosten innerhalb einer langen Periode abgedeckt. Für Kraftwerke mit niedrigen Fixkosten und hohen variablen Kosten findet diese Deckung andererseits in relativ wenigen Betriebsstunden bei Spitzenlastzeiten statt (Nicolosi 2010).

3. Auswirkung der Photovoltaik auf den Strompreis

Nachfrage und Angebot bestimmen zum größten Teil den Preis des Stromes an der Börse. Es gibt aber auch andere Faktoren, welche den Strompreis kurzfristig beeinflussen und eine wichtige Rolle auf dem Markt spielen. Im Anschluss behandle ich einige dieser Faktoren und ihren Zusammenhang mit der Preisentwicklung.

3.1 Lastverlauf während eines Tages

Die Stromnachfrage im Verlauf eines Jahres folgt einigen typischen Mustern. So gibt es im Winter einen höheren Stromverbrauch als im Sommer und während des Tages einen höheren Verbrauch als in der Nacht. Bei näherer Betrachtung eines einzelnen Tages wird ersichtlich, dass auch dieser einen charakteristischen Verlauf aufweist: während des Vormittags steigt der Bedarf bis zu einer Lastspitze gegen die Mittagsstunden, wobei er später in den Nachmittagsstunden wieder absinkt. In der Winterperiode oder in der Übergangsphase zwischen den Jahreszeiten kann man eine weitere Lastspitze in den Abendstunden bemerken.

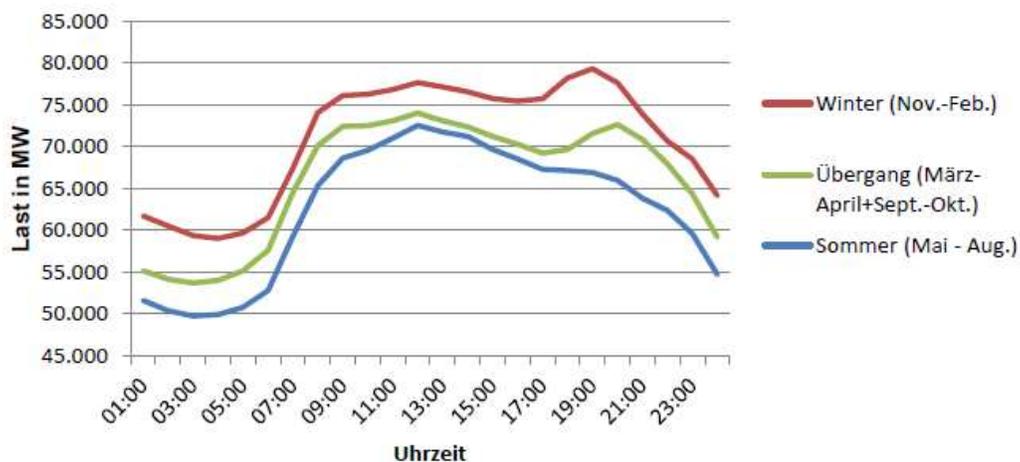


Abbildung 13 – Tagesverlauf der Stromnachfrage in Deutschland 2010
(Quelle: izes)

Die Abbildung zeigt den Verlauf des Bedarfs während eines Wochentags, wobei anzumerken ist, dass dieser an den Wochenendtagen gegenüber den Wochentagen deutlich abnimmt. Zu

bemerken sind auch die Lastspitzen in den Winter- und Übergangsmonaten, wobei diese im Sommer fehlen (iZES Kurzstudie 2012).

Allgemein passt sich der Strompreis während eines Tages dem Lastprofil an, da sich die Erzeugungsleistung während eines Tages kaum verändert. Was sich ändert ist der Kraftwerkseinsatz gemäß der Kostenstruktur für die Erzeugung (Stromgestehungskosten).

3.2 Einfluss auf den Strompreis bei PV-Einspeisung

Die Verfügbarkeit des konventionellen Kraftwerksparks ändert sich in einer kurzen Periode kaum, was dazu führt, dass der Strompreis in nah beieinander liegenden Zeiträumen auch ein ziemlich konstantes Profil aufweist. Rohstoffpreise und grüne Zertifikate spielen in einer solchen Periode auch eine untergeordnete Rolle.

Somit spielt in diesem Fall der Einsatz der erneuerbaren Kraftwerke die größte Rolle. Leider ist eine separate Betrachtung der PV nicht möglich, weshalb man sich fast immer auf die ganze Palette von erneuerbaren Energiequellen bezieht, wenn man von dem Effekt auf den Strompreis spricht. Der relativ konstante Einsatz von Biomasse und Laufwasser lässt keine Preissenkungen in kurzen Perioden auftreten, deshalb sind diese in der weiteren Betrachtung nicht sehr relevant. Die Volatilität der Windkraftanlagen spielt ebenfalls eine sehr wichtige Rolle auf den Strompreis. Photovoltaik ist die einzige Technologie, welche an Tagesstunden konstant einen Anteil an Strom ins Netz einspeist und teurere Kraftwerke aus dem Markt verdrängt.

Für eine bessere Veranschaulichung des Preissenkungseffektes ist ein Tag des Jahres gewählt worden, an dem viel PV-Strom ins deutsche Netz eingespeist wurde und einen Effekt auf den Börsenpreis von Strom zeitigte. Der gewählte Tag ist der 18. Juni 2013.

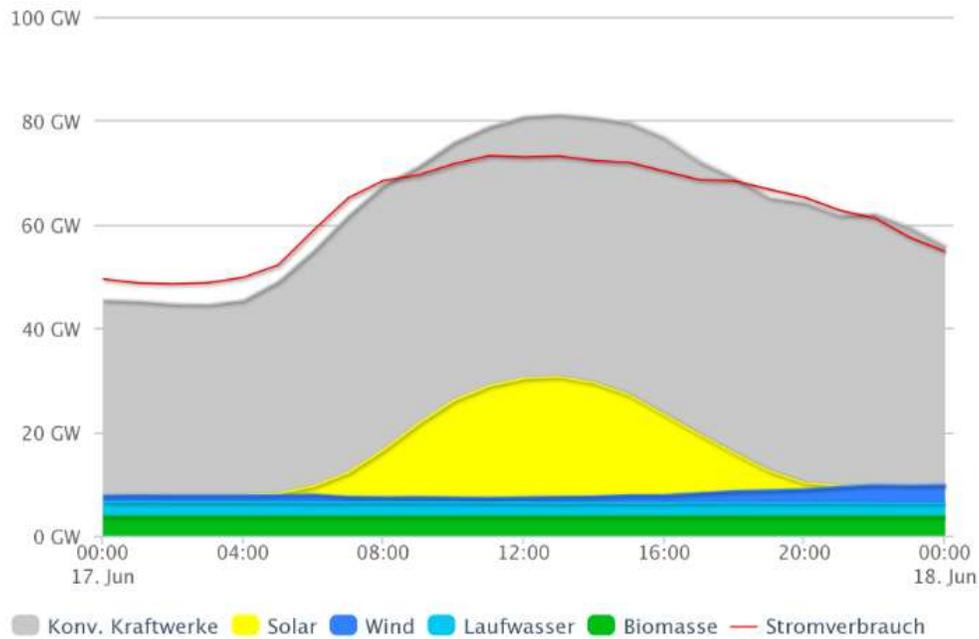


Abbildung 14 – Stromerzeugung und Verbrauch in Deutschland am 17. Juni 2013
 (Quelle: <http://www.agora-energiewende.de>)

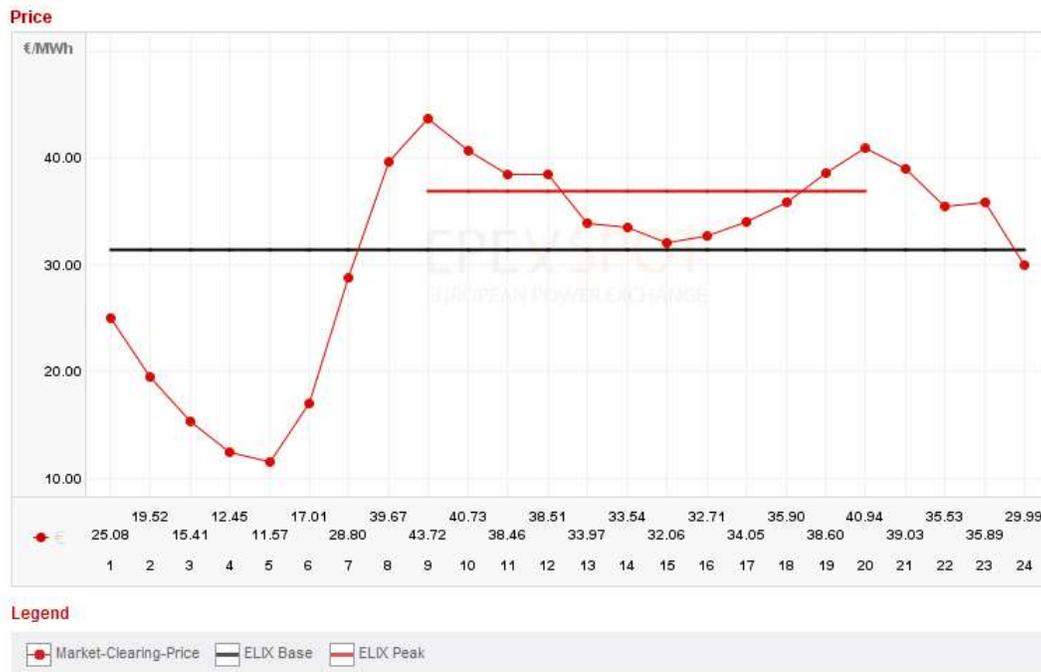


Abbildung 15 – Verlauf des Strompreises an der EEX am 17. Juni 2013
 (Quelle: <http://www.eex.com>)

An diesem Tag wurde PV-Strom massiv ins Netz eingespeist mit einem Peak-Niveau von etwa 23 GW gegen 14 Uhr. Auf der Strombörse erreichte der Strompreis um 15 Uhr ein Tagesminimum

von 32,06 €/MWh. Es ist auch deutlich, dass schon ab 9 Uhr morgens der Strompreis zu sinken begann, d.h. ab dem Moment, in dem Photovoltaik immer mehr an der Stromproduktion teilnahm. Dieser sinkende Effekt ist ersichtlich entlang der ganzen Periode, über die PV ins Netz lieferte, also ab 9 Uhr morgens bis 20 Uhr am Abend.

Eine Woche später, am 24. Juni 2013 sieht die Situation ganz anders. Die PV-Stromproduktion stieg an diesem Tag auf ein Höchstniveau von nur 11,73 GW, also die Hälfte gegenüber vor einer Woche. Der Einsatz der anderen regenerativen Energiequellen lag auch ungefähr bei demselben Niveau wie in der vorigen Woche. Beim Verlauf des Strompreises an der Börse kann jedoch kein Abklingen beobachtet werden, auch nicht in den Tagesstunden, in denen die Photovoltaik den größten Anteil brachte. Hier lag das Preisminimum bei 35,36 €/MWh während der Stunden, in denen auch die Photovoltaik einen Anteil an der Erzeugung leistete. Der Anstieg des Strompreises kann leicht erklärt werden, da teurere Kraftwerke Strom einspeisen mussten um den Bedarf abzudecken.

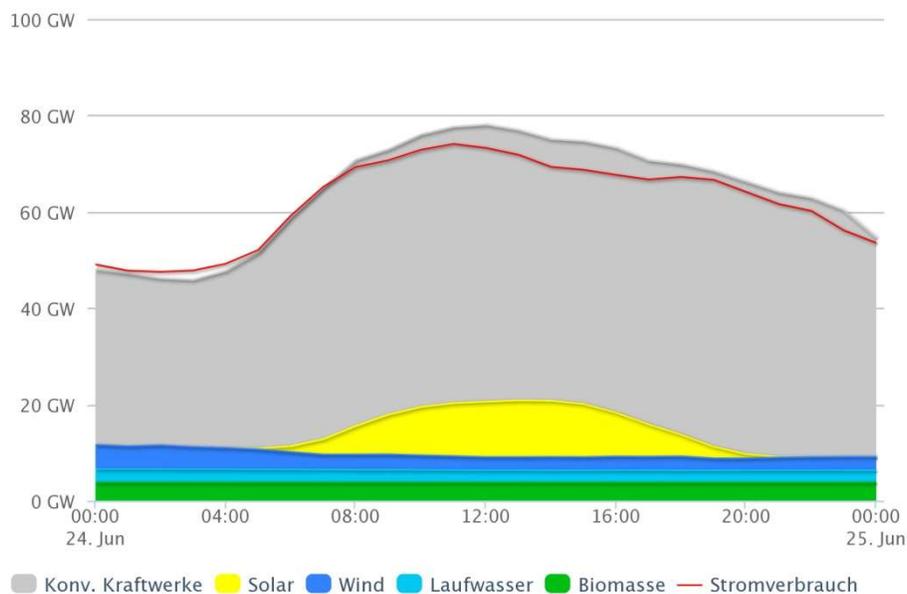


Abbildung 16 – Stromerzeugung und -verbrauch in Deutschland am 24. Juni 2013
(Quelle: <http://www.agora-energiewende.de>)

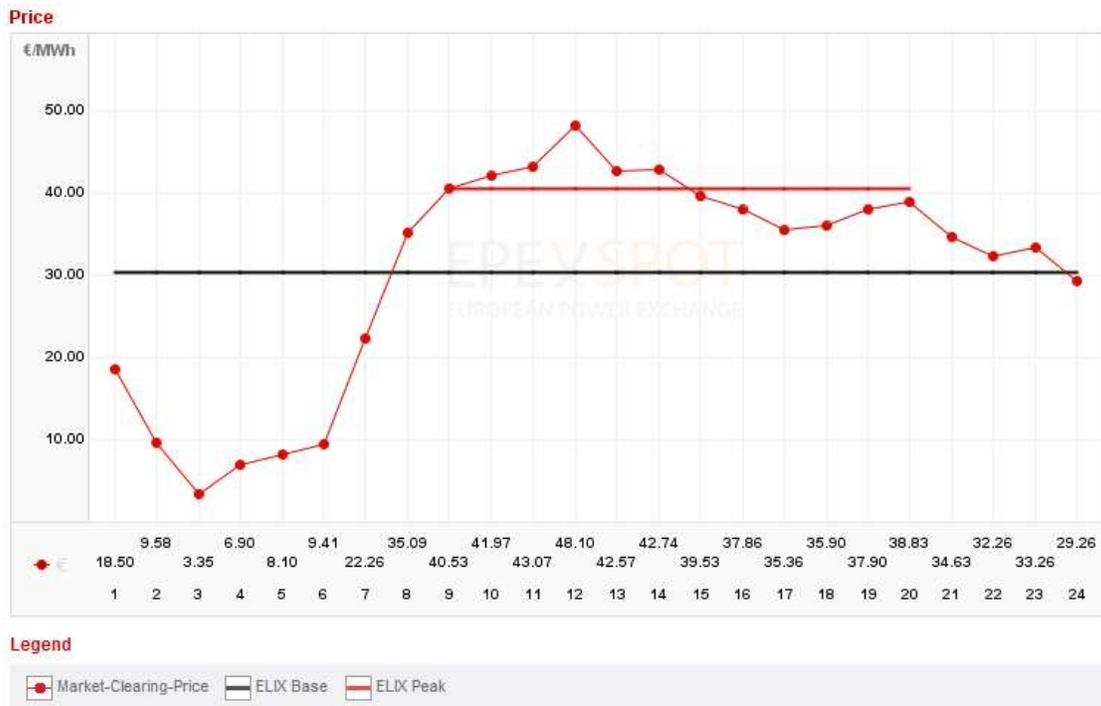


Abbildung 17 – Verlauf des Strompreises an der EEX am 24. Juni 2013
 (Quelle: <http://www.eex.com>)

Dieser preissenkende Effekt der Photovoltaik (und im Allgemeinen der erneuerbaren Quellen) wirkt sich umso besser aus, je höher die Nachfrage am Markt ist. Meistens ist die Nachfrage in den Mittagsstunden am größten, und da PV-Strom genau dann gut eingespeist werden kann, werden Spitzenlastkraftwerke mit hohen Stromgestehungskosten verdrängt.

3.3 Effekt auf den Peak-Preis

Die Peak-Zeit liegt während der Tagesstunden (8:00 – 20:00 Uhr) und stellt die Zeitspanne dar, in der die Nachfrage an Strom am größten ist. Genau an diesen Stunden speist die Photovoltaik Strom ins Netz; von allen Erneuerbaren weist diese als einzige einen ziemlich konstanten Charakter auf (gegenüber der Volatilität der Windkraft).

Üblicherweise liegen Peak-Preise deutlich über den Base-Preisen, und somit versuchten Marktakteure Strommengen im Voraus zu kaufen. Doch der weitere Ausbau an PV-Kapazität führte dazu, dass das jährliche Verhältnis zwischen dem Peak- und Base-Preis gesunken ist, wie es eine Studie des *Instituts für ZukunftsEnergieSysteme (IZES)* im Jahr 2012 zeigt.

Jahr	Jährl. Verhältnis EPEX-Peak zu EPEX-Base	Installierte PV-Leistung zu Jahresende [GW]
2002	126,4%	0,3
2003	125,5%	0,4
2004	119,2%	1,1
2005	121,8%	2,1
2006	125,6%	2,8
2007	128,3%	4,0
2008	120,8%	6,0
2009	120,5%	9,8
2010	114,4%	17,3
2011	111,7%	24,5

Tabelle 2 - Vergleich jährliches Verhältnis Peak zu Base und installierte PV-Leistung
(Quelle: IZES)

Dabei muss gesagt werden, dass es sich um eine relative und nicht um eine absolute Betrachtung handelt, da Zertifikats- und Rohstoffpreise eine wichtige Rolle gespielt haben.

Während die Windkraftanlagen sowohl tags als auch nachts Strom ins Netz liefern, werden die PV-Anlagen ausschließlich während der Tagesperiode eingesetzt. Die Einspeisung der Windkraft verhält sich jedoch stochastisch so, dass der Merit-Order Effekt des Windes in dem Base-Preis zu finden ist. Im Falle der Photovoltaik passiert die Einspeisung nur während der Peak-Zeit. Da aber die Peak-Stunden einen Teil der Base-Stunden darstellen wirkt sich der Senkungseffekt der PV-Merit-Order auf den durchschnittlichen Base-Preis aus (iZES Kurzstudie 2012).

Dieser Base-Peak-Preiseffekt soll aber vom Merit-Order-Effekt unterschieden werden. Während die Merit-Order die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke bestimmt und sich durch den Einsatz von erneuerbaren Energiequellen verändert, steht der Effekt des Absinkens der Peak-Preise in Zusammenhang mit der Merit-Order, dies jedoch nur in den Peak-Stunden. Außerdem beruht der Vergleich der Base-Peak-Preise nur auf einer historischen Preisanalyse und nicht auf einer tatsächlichen Modellierung des konventionellen Kraftwerkparks durch Einspeisung von PV-Strom.

3.4 Merit-Order Effekt

Wie bereits im vorigen Kapitel erwähnt, basiert die Bildung des Strompreises auf der „Merit-Order“-Kurve. Der Schnittpunkt der Kaufgebote (angeordnet absteigend nach dem Preis) und der Verkaufsangebote (angeordnet aufsteigend nach der Preishöhe) bestimmt sowohl den Preis für den nächsten Tag (Day-Ahead-Market) als auch die verhandelte Menge. Der sich so einstellende Strompreis gilt als Referenzpreis für die Marktteilnehmer und muss nicht von allen eingehalten werden, da viele Verträge für die Stromlieferung auf bilateraler Basis erstellt werden (Roon et al. 2010).

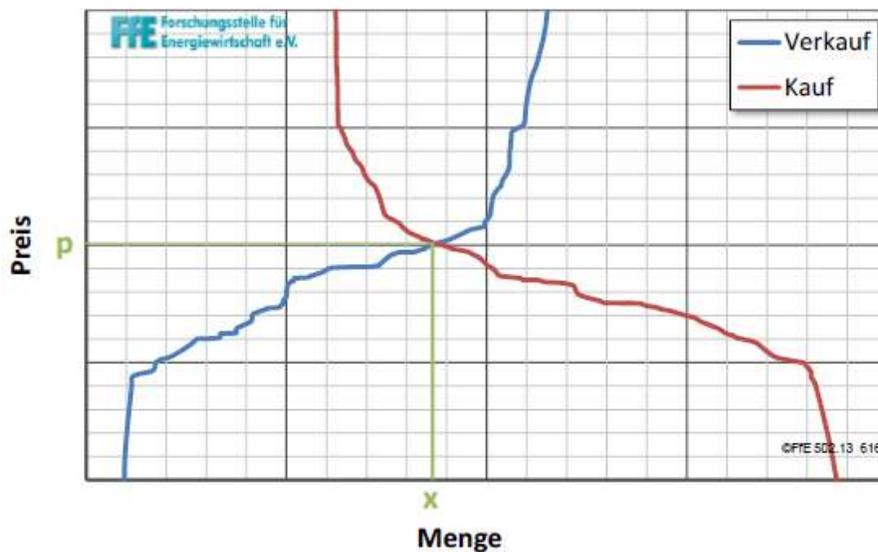


Abbildung 18 – Preisbildung an der EEX
(Quelle: Roon)

Da Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Ressourcen vorrangig ist, wird PV am Anfang der Angebotspreisskala mit fiktiven Grenzkosten gleich Null gesetzt. Die massive PV-Produktion an sonnigen Tagesstunden verdrängt die Stromerzeugung durch fossile Kraftwerke und senkt somit den Strompreis auf dem Markt (Wirth 2012).

Der preissenkende Effekt der Merit-Order ändert sich mit der Höhe der Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Quellen. Da im rechten Teil der Merit-Order Kraftwerke mit höheren Marginalkosten zu finden sind und die Kurve immer steiler wird, hat der erste eingespeiste

Kilowatt aus erneuerbaren Quellen einen viel größeren Einfluss auf den Börsenpreis als der letzte. Da PV selbst an schwächeren Sonnentagen Strom konstant ins Netz einspeist, kann dieser Effekt nicht vernachlässigt werden, besonders nicht in den Mittagsstunden, wo auch die Nachfrage sehr am größten ist.

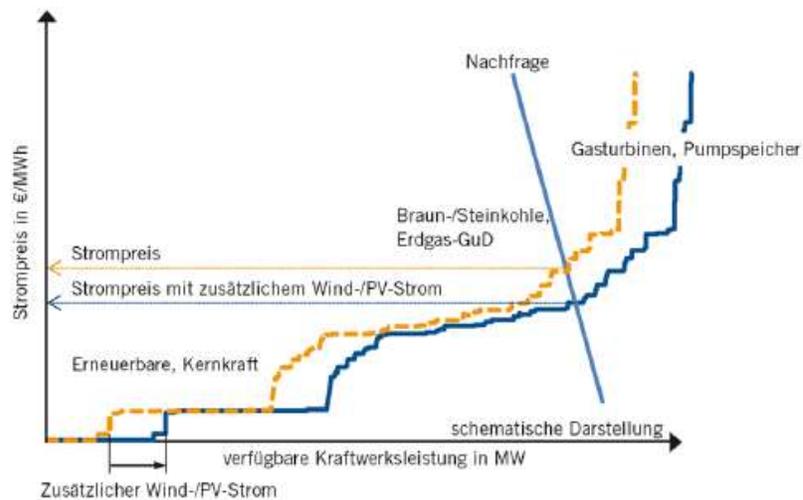


Abbildung 19 – Preisbildung mit Einfluss der erneuerbaren Energie
(Quelle: Fraunhofer ISE)

Eine wichtige Rolle im Preisbildungsprozess spielt auch die Residuallast. Diese stellt die Differenz zwischen der im Moment benötigten Leistung und der durch nichtsteuerbare Kraftwerke (Wind und Photovoltaikanlagen) erbrachten, im Stromnetz vorhandenen, Leistung dar.⁸ Der Strompreis hängt somit direkt von der Residuallast ab: hohe Leistungsmengen aus erneuerbaren Ressourcen senken die Residuallast und somit auch den Strompreis an der Börse, wobei ein hoher Anteil an Residuallast im Netz zu einem hohen Strompreis führt. Dieser Effekt ist in der Literatur als *Merit-Order-Effekt* bekannt und kann bei einer genaueren Untersuchung ein Preissenkungsvolumen hervorbringen (Roon 2010).

Es ist wichtig zu beachten, dass dieser Merit-Order-Effekt nur einen kurzfristigen Preiseffekt hat, da sich auf langfristiger Basis der konventionelle Kraftwerkspark an die erneuerbaren Kraftwerke anpasst und damit eine neue Merit-Order-Kurve entsteht.

⁸ <http://www.energie-lexikon.info/residuallast.html>

Der Merit-OrderEffekt wirkt sich zunächst auf den Spotmarkt aus. Auf dem Terminmarkt ist dieser Effekt schwerer zu gewichten und zu beachten, weil die Marktakteure bereit sind, einen Risikoaufschlag zu zahlen, sodass der Preis hier etwas über dem Spotmarktpreis liegt. Auf längere Sicht kann ein systematisches Sinken des Preises auf dem Spotmarkt eine ähnliche Folge auf den Terminmarkt nach sich ziehen (IZES Kurzstudie 2012).

4. Lineares Optimierungsmodell

Ziel des vorliegenden Modells ist es, erstens, drei Szenarien zu untersuchen, in welchen Photovoltaik in Deutschland und Österreich weiter ausgebaut wird, und zweitens, die Folgen dieser Ausbauszenarien zu analysieren.

4.1 Grundannahmen

Zur Vereinfachung der Berechnungen und der Analyse wird für den Preis eine Annahme gemacht: der Elektrizitätspreis entspricht direkt den Stromgestehungskosten. Indem man diese Kosten aufsteigend anordnet erhält man eine Merit-Order-Kurve. Der letzte Preis in der Kurve ergibt dann den Elektrizitätspreis.

Der verwendete Kraftwerkspark besteht aus 80 thermischen Kraftwerksblöcken in Deutschland und Österreich, wobei manche Kraftwerksblöcke für die Berechnung aggregiert wurden. So wurden zum Beispiel alle nuklearen Kraftwerksblöcke zu einem einzigen zusammengelegt, da davon auszugehen ist, dass deren Marginalkosten dieselben sind. Eine genauere Beschreibung des Kraftwerksparks erfolgt im Kapitel *Eingangsdaten und Variablendefinition*.

Damit Photovoltaik und Wind direkt ins Netz eingespeist und vorrangig angereicht werden geht man von der Prämisse aus, dass deren Stromgestehungskosten 0 sind. Somit reihen sich diese immer an erster Stelle in der Merit-Order-Kurve.

Als Maßeinheit für die Eingangsdaten sowie für die Variablen wurden MW oder ggf. MWh gewählt und damit alle abhängenden Variablen in diese Einheit umgewandelt.

Preise sind in € angegeben und somit Leistungsangaben und Kosten in €/MWh.

4.2 Verwendete Software

Für die Modellierung wurde die Software MATLAB verwendet. Die Optimierung der Ergebnisse wurde mittels der Toolbox YALMIP und dem Löser (Solver) GUROBI unterstützt.

MATLAB stellt eine kommerzielle Software dar, welche dem Unternehmen *Mathworks* gehört, und auf die Lösung und Darstellung mathematischer Modelle spezialisiert ist. Insbesondere ist MATLAB für Vektor- und Matrizenrechnungen sehr gut geeignet.

Die Toolbox YALMIP ist eine Modellierungssprache mit gleicher Syntax wie Matlab, welche Lösungen für konvexe oder nicht konvexe Optimierungsverfahren anbietet. YALMIP ist eine freilizenzierte Software und wird als eine Erweiterung für MATLAB verwendet, wobei diese für die Optimierung der Berechnungen auf externe Löser zugreift⁹.

GUROBI ist ein komplexer Löser, welcher der mathematischen Programmierung dient und in verschiedenen Bereichen verwendet werden kann: lineare Programmierung (LP), gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung (MILP), gemischt-ganzzahlige quadratische Programmierung (MIQP), quadratische Programmierung (QP), Programmierung mit quadratischen Nebengleichungen (QCP), gemischt-ganzzahlige Programmierung mit quadratischen Nebengleichungen (MIQCP)¹⁰.

4.3 Eingangsdaten und Variablendefinition

Die für das Modell verwendeten Preise, Faktoren und alle Zahlen sind aus der Arbeit „*East to West – The Optimal Tilt Angle and Orientation of Photovoltaik Panes from a System Perspective*“ (Hartner 2015) entnommen.

Somit entsprechen die Rohstoffpreise folgenden Annahmen:

⁹ <http://users.isy.liu.se/johanl/yalmip/pmwiki.php>

¹⁰ <http://www.gurobi.com/products/gurobi-optimizer>

Rohstoff	Preis
Steinkohle	12,41
Gas	27
Öl	55,5
Braunkohle	3-5 ¹¹

Tabelle 5.1 – Rohstoffpreise in €/MWh

Die Emissionsfaktoren der verschiedenen Energieträger entsprechen folgender Tabelle:

Energieträger	Emissionsfaktor
Kohle	400
Gas	200
Öl	200

Tabelle 3 - Emissionsfaktoren der Energieträger in Tco₂/MWh

Der Preis für CO₂ beträgt 7,4 €/tCO₂.

Der Energieverfügbarkeitsfaktor wurde für alle Kraftwerke mit 0.89 gewählt.

Der eingesetzte thermische Kraftwerkspark setzt sich aus folgenden Einheiten zusammen:

Benennung	Energieträger	Kapazität	Effizienzfaktor	Marginalkosten
		<i>MW</i>	<i>%</i>	<i>€/MWh</i>
<i>uranium1</i>	Uran	12007	33	15
<i>lignite1</i>	Braunkohle	944	43	27.08
<i>lignite2</i>	Braunkohle	6051	38	30.65
<i>lignite3</i>	Braunkohle	83	37	31.47
<i>lignite4</i>	Braunkohle	66	36	32.35
<i>lignite5</i>	Braunkohle	3142	34	34.25
<i>coal4</i>	Steinkohle	255	44	34.93
<i>lignite6</i>	Braunkohle	2712	32	36.39
<i>coal5</i>	Steinkohle	350	42	36.59
<i>coal6</i>	Steinkohle	740	41	37.48
<i>lignite7</i>	Braunkohle	3808	31	37.57

¹¹ Die Höhe der Brennstoffkosten von Braunkohle ist schwer abzuschätzen, da es für Braunkohle keinen einheitlichen Marktpreis gibt. Weiters besteht ein Unterschied in den Abbaukosten (mit höheren Fixkostenbestandteilen) und den tatsächlichen kurzfristigen Brennstoffkosten zur Stromerzeugung. In den Szenarien wurden die Grenzkosten so gewählt, dass sie jedenfalls deutlich unter den kurzfristigen Brennstoffkosten der Stromerzeugung aus Steinkohle liegen.

<i>coal7</i>	Steinkohle	30	40	38.42
<i>coal8</i>	Steinkohle	620	38	40.44
<i>coal9</i>	Steinkohle	2488	37	41.54
<i>coal10</i>	Steinkohle	4206	36	42.69
<i>lignite8</i>	Braunkohle	2272	27	43.13
<i>coal1</i>	Steinkohle	976	35	43.91
<i>coal11</i>	Steinkohle	4339	35	43.91
<i>lignite9</i>	Braunkohle	1170	26	44.79
<i>coal12</i>	Steinkohle	5384	34	45.20
<i>coal2</i>	Steinkohle	168	33	46.57
<i>coal13</i>	Steinkohle	3320	33	46.57
<i>lignite10</i>	Braunkohle	284	25	46.58
<i>coal14</i>	Steinkohle	954	32	48.03
<i>coal15</i>	Steinkohle	1058	31	49.58
<i>gasGUD9</i>	Gas	3460	57	49.96
<i>gasGUD1</i>	Gas	1105	56	50.85
<i>gasGUD10</i>	Gas	2592	56	50.85
<i>coal16</i>	Steinkohle	1380	29	53.00
<i>gasGUD11</i>	Gas	360	53	53.73
<i>gasGUD2</i>	Gas	347	52	54.76
<i>gasGUD12</i>	Gas	3108	52	54.76
<i>coal17</i>	Steinkohle	1410	28	54.89
<i>coal3</i>	Steinkohle	55	27	56.92
<i>coal18</i>	Steinkohle	1567	27	56.92
<i>gasGUD3</i>	Gas	220	49	58.12
<i>gasGUD13</i>	Gas	2272	49	58.12
<i>gasGUD4</i>	Gas	190	45	63.28
<i>gasGUD14</i>	Gas	324	45	63.28
<i>gasGUD5</i>	Gas	171	44	64.72
<i>gasGUD15</i>	Gas	517	44	64.72
<i>gasGT4</i>	Gas	60	42	67.80
<i>gasGUD16</i>	Gas	3238	42	67.80
<i>gas1</i>	Gas	165	41	69.46
<i>gas5</i>	Gas	686	41	69.46
<i>gasGUD17</i>	Gas	700	41	69.46
<i>gas2</i>	Gas	168	40	71.20
<i>gasGUD6</i>	Gas	365	39	73.02
<i>gas6</i>	Gas	463	39	73.02
<i>gasGUD7</i>	Gas	142	38	74.94
<i>gasGT5</i>	Gas	544	38	74.94
<i>gasGUD18</i>	De	206	38	74.94
<i>gasGUD8</i>	Gas	260	37	76.97

<i>gas7</i>	Gas	241	37	76.97
<i>gas8</i>	Gas	425	36	79.11
<i>gas3</i>	Gas	324	35	81.37
<i>gas9</i>	Gas	1097	35	81.37
<i>gas10</i>	Gas	2204	34	83.76
<i>gasGT6</i>	Gas	219	34	83.76
<i>gas4</i>	Gas	250	33	86.30
<i>gas11</i>	Gas	435	33	86.30
<i>gasGT1</i>	Gas	180	32	89
<i>gas12</i>	Gas	358	32	89
<i>gasGT7</i>	Gas	50	32	89
<i>gasGT8</i>	Gas	141	31	91.87
<i>gasGT2</i>	Gas	815	30	94.93
<i>gasGT9</i>	Gas	492	30	94.93
<i>gasGT10</i>	Gas	2049	29	98.20
<i>gas13</i>	Gas	389	28	101.71
<i>gasGT11</i>	Gas	304	28	101.71
<i>gas14</i>	Gas	24	27	105.48
<i>gasGT12</i>	Gas	1414	25	113.92
<i>gasGT3</i>	Gas	63	24	118.66
<i>gasGT13</i>	Gas	438	24	118.66
<i>oil3</i>	Öl	26	39	146.19
<i>oil4</i>	Öl	300	38	150.03
<i>oil1</i>	Öl	162	35	162.90
<i>oil5</i>	Öl	772	34	167.69
<i>oil6</i>	Öl	342	32	178.17
<i>oil2</i>	Öl	152	31	183.91

Tabelle 4– Thermischer Kraftwerkspark

Der Kraftwerkspark der Speicherkraftwerke setzt sich aus folgenden Einheiten zusammen:

Benennung	Generatorleistung	Pumpleistung	Effizienzfaktor	Zufluss (inflow)
	<i>MW</i>	<i>MW</i>	<i>%</i>	<i>MWh</i>
<i>phes1</i>	730	290	86	0
<i>phes2</i>	464.3	464.4	86	0
<i>phes3</i>	337.05	221	86	0
<i>phes4</i>	231.3	231.2	86	0
<i>phes5</i>	114.4	126.4	86	0
<i>phes6</i>	65.8	32.4	86	0
<i>phes7</i>	1056.7	1140	86	0
<i>phes8</i>	980	990	86	0
<i>phes9</i>	900	621	86	0

<i>phes10</i>	381.3	367.4	86	0
<i>phes11</i>	111	83.4	86	0
<i>hes1</i>	395.3	0	86	78.71
<i>hes2</i>	345	0	86	76.62
<i>hes3</i>	239.1	0	86	42.16
<i>hes4</i>	79.1	0	86	36.21
<i>hes5</i>	42.8	0	86	6.14
<i>hes6</i>	170.9	0	86	63.06
<i>hes7</i>	88	0	86	40
<i>hes8</i>	18.4	0	86	7

Tabelle 5 – Speicherkraftwerkspark

Die zum Zeitpunkt der Berechnung installierte Photovoltaik wurde in der Variable *pv_in_12* gespeichert und entspricht der im Jahr 2012 in Deutschland und Österreich real existierenden Leistung. Am Anfang des Jahres 2012 lag waren es 25429 MW.¹²

4.4 Variablen und Maßeinheiten

Im unteren Teil werden die im Modell verwendeten Variablen mit den entsprechenden Maßeinheiten beschrieben:

¹² <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/13547/umfrage/leistung-durch-solarstrom-in-deutschland-seit-1990/>

Variable	Maßeinheit	Beschreibung
<i>t</i>	h	Anzahl der Stunden während eines Jahres (8760)
<i>marginalCost</i>	€/MWh	Stromgestehungskosten eines bestimmten Kraftwerks
<i>mc</i>	€/MWh	Stromgestehungskosten eines bestimmten Kraftwerks
<i>thermalPlants</i>	1	Anzahl der thermischen Kraftwerke
<i>x_leistung</i>	MW	Vektor mit den Leistungen aller thermischen Kraftwerke
<i>X</i>	MW	Matrix mit den Leistungen aller thermischen Kraftwerke
<i>hydroPlants</i>	1	Anzahl der Wasserkraftwerke (Speicher + Laufwasser)
<i>storageLevelMax</i>	MW	Maximalniveau der Speicherkraftwerke
<i>plants</i>	1	Gesamtanzahl der Kraftwerke (thermische + Wasserkraftwerke)
<i>cap_pv_total_max</i>	MW	Maximaleistung der installierten PV-Leistung
<i>PV</i>	1	Vektor für Photovoltaik
<i>PV_Profile</i>	Wh	Matrix mit den Profilen der 23 Regionen (23 Regionen x 104 Ausrichtungen x 8760 Stundenwerte)
<i>pv_s</i>	MWh	Umwandlung der Werte der <i>PV_Profile</i> -Matrix von Wh in MWh
<i>pv_plants</i>	1	Anzahl aller Ausrichtungen (104 Ausrichtungen x 23 Regionen)
<i>x_s_thermal</i>	MW	Leistung der thermischen Einheiten
<i>x_s_hydro</i>	MW	Leistung der Wasserkraftwerke
<i>cap_pv</i>	MW	
<i>spill</i>	MW	Wasseraustritt der Wasserkraftwerke
<i>storageLevel</i>	MW	Thermische Ausgleichsenergie
<i>mustrun</i>	MW	Einspeisung der Biomasse und Müllverbrennung
<i>inflows</i>	MWh	Wasserzuschuss der Speicherkraftwerke
<i>wind_in</i>	MW	Eingespeiste Leistung aus Windkraftanlagen
<i>ror</i>	MW	Eingespeiste Leistung aus Laufwasserkraftwerke
<i>pv_in_12</i>	MW	Eingespeiste Leistung aus Photovoltaik (Stand Anfang 2012)
<i>res_in</i>	MW	Eingespeiste Leistung aus Erneuerbaren
<i>d_s</i>	MW	Elektrizitätsnachfrage

Tabelle 6 – Variablen und Maßeinheiten

4.5 MATLAB-Code und Modellbeschreibung

Der verwendete MATLAB-Code beruht zum Teil auf dem Code, welcher in der Arbeit „*East to West – The Optimal Tilt Angle and Orientation of Photovoltaik Panels from a System Perspective*“ (Hartner et al. 2015) Anwendung fand und wurde für dieses Modell angepasst und erweitert. Im Nachhinein wurden vier Szenarien erfasst, welche den Einfluss des Ausbaus der Photovoltaik auf die Residuallast der Kraftwerke, auf den Marktwert und auf die Volllaststunden verdeutlichen. Dabei wurden in jedem Schritt vier Ausbaustufen der PV analysiert: 0, 40, 70 und 100 GW.

Wegen des großen Datenvolumens konnte das Modell nicht auf den persönlichen PC ausgeführt werden, sondern wurde auf dem TU-Wien-Server kompiliert.

Im Folgenden wird der Code erklärt und die Code-Zeilen einzeln beschrieben. Die meisten der eingesetzten Eingangsdaten wurden von der *Energy Economics Group* der TU Wien erhalten. Diese sind in „*MAT*“-Dateien gespeichert und werden mit Hilfe des Befehls *load* im Modell geladen.

Zuerst werden der Solver *gurobi* und die Toolbox *yalmip* vom PC geladen:

```
yalmip('clear');  
solver = 'gurobi';
```

 (1)

Die Grenzkosten der thermischen Kraftwerke werden im Vektor *marginalCost* gespeichert:

```
marginalCost=th_data.mc;
```

 (2)

Danach wird der Vektor transponiert:

```
marginalCost = transpose(marginalCost);
```

 (3)

Die Länge des Vektors *marginalCost* entspricht der Anzahl der thermischen Kraftwerke. Diese werden unter der Variablen *thermalPlants* gespeichert:

```
thermalPlants = length(marginalCost);
```

 (4)

Mit Hilfe des Befehls *kron* wird der Vektor *mc* in eine Matrix umgewandelt, wobei diese 8760 Spalten für alle Stunden eines Jahres enthält:

```
mc = marginalCost;
mc = kron(mc, ones(t, 1));
```

 (5)

Die Leistung eines jeden thermischen Kraftwerks wird auch in einer Matrix gespeichert, aber zuerst wird diese in einem Vektor gespeichert:

```
x_leistung = th_data.cap
```

 (6)

Und dann mit dem Verfügbarkeitsfaktor (*eaf=0.89*) multipliziert:

```
x_leistung = x_leistung'*eaf;
```

 (7)

Erst danach wird dieser Vektor, genau wie der Grenzkosten-Vektor, in einer Matrix mit Hilfe des Befehls *repmat* umgewandelt:

```
X = repmat(x_leistung, [t,1]);
```

 (8)

Die Anzahl der Wasserkraftwerke wird in der Variable *storageLevelMax* ermittelt:

```
hydroPlants = length(storageLevelMax);
```

 (9)

Und mit Hilfe dieser die Gesamtanzahl der Kraftwerke berechnet:

```
plants = thermalPlants + hydroPlants;
```

 (10)

Die Variable *cap_pv_total_max* wird eingeführt, damit später die maximale Erzeugung aus PV eingedämmt werden kann:

```
cap_pv_total_max = 100000;
```

 (11)

Die Eingangsdaten für die bestehende Produktion aus Erneuerbaren werden als ein Datensatz geladen. Darunter sind Nachfrage, Wind-, PV- und Laufwassereinspeisung für jeden Tag des Jahres sowie die Preise für Kohle, Erdöl, Gas und CO₂ angeführt:

```
load data_2012_res_prices.mat
```

 (12)

Alle PV-Ausrichtungen sind in einer MAT-Datei enthalten und werden auch geladen. Diese ist eine Matrix, welche die Einspeisungswerte in jeder Stunde des Jahres für jede Ausrichtung enthält:

```
load('PV_Profile.mat'); (13)
```

Da die Werte der Matrix *PV_Profile* in *Wh* angegeben sind, werden in der Matrix *pv_s* genau dieselben Werte nur in *MWh* gespeichert:

```
pv_s = PV_Profile*10^-3; (14)
```

Die Anzahl der Ausrichtungen kann auch ermittelt werden. Da man weiß, dass es 23 Regionen mit je 104 Ausrichtungen gibt, lässt sich die Gesamtanzahl von PV-Ausrichtungen durch Multiplizieren berechnen:

```
pv_plants = 104*23; (15)
```

In *yalmip* werden Variablen mit Hilfe des Befehls *sdpvar* definiert. Nach dem Durchlauf des Modells sind die Werte der *sdpvar*-Variable die Optimumwerte der Objektfunktion. Somit ergibt sich ein Optimum für jede Stunde des Jahres der Kraftwerke. Thermische Kraftwerke werden somit optimiert:

```
x_s_thermal = sdpvar(t, thermalPlants); (16)
```

Die Wasserkraftwerke auch:

```
x_s_hydro = sdpvar(t, hydroPlants); (17)
```

Die optimale Ausrichtung wird in der Variablen *cap_pv* gespeichert:

```
cap_pv = sdpvar(1, pv_plants); (18)
```

In jeder Stunde wird ein gewisser Anteil von Wasser aus den Speicherkraftwerken ausgelassen. Dieser Anteil wird in *MWh* in der Variablen *spill* dargestellt:

```
spill = sdpvar(t, hydroPlants); (19)
```

Der in den Speichern vorhandene Wasseranteil (ausgedrückt in *MWh*) wird in der Variablen *storageLevel* repräsentiert:

```
storageLevel = sdpvar(t + 1, hydroPlants); (20)
```

Alle erneuerbaren Energiequellen werden durch die Variable *res_in* dargestellt. Darunter fallen Wind (*wind_in*), Laufwasserkraftwerke (*ror*), Photovoltaik (*pv_in_12*) sowie die am Netz angeschlossenen Biomasse- und Müllverbrennungsanlagen (*mustrun*). Die Leistung der Letzteren für Deutschland und Österreich beträgt 4729 MW:

$$\text{res_in} = \text{wind_in} + \text{ror} + \text{pv_in_12}; \quad (21)$$

$$\text{mustrun} = 4729; \quad (22)$$

$$\text{res_in} = \text{res_in} + \text{mustrun}; \quad (23)$$

Die Befüllung der Matrix für den Wasserzuschuss erfolgt durch folgenden Befehl:

$$\text{inflows}(:, \text{length}(\text{inflows}(1, :)) + 1 : \text{hydroPlants}) = 0; \quad (24)$$

Die Elektrizitätsnachfrage für jede Stunde des Jahres wird durch die Variable *d_s* repräsentiert:

$$d_s = d_s_ATDE \quad (25)$$

Für die Optimierung des Modells und die Einschränkung der Ergebnisse werden sogenannte *Constraints* verwendet. Diese stellen Bedingungen dar, welche dazu führen, dass gewisse Parameter für die Erzielung eines genaueren Resultats realistisch eingedämmt werden.

Somit bewirkt die untere Bedingung, dass die aus den thermischen Kraftwerken erzeugte Leistung stets zwischen einem Minimum von 0 MW und einem Maximum gleich groß dem höchsten Wert aus der Leistungsmatrix X liegt. Dasselbe gilt auch für die Variable für die produzierte PV-Leistung welche einen gewissen Wert nicht übertreffen darf:

$$\text{Constraints} = [\text{Constraints}, 0 \leq x_s_thermal \leq X, 0 \leq \text{cap_pv} \leq \text{cap_pv_total_max}]; \quad (26)$$

Die in allen Regionen summierte PV-Kapazität wird durch folgende Bedingung eingeschränkt. Abhängend vom Szenario liegt das Maximum bei 40, 70 oder 100 GW:

$$\text{Constraints} = [\text{Constraints}, 0 \leq \text{sum}(\text{cap_pv}) \leq \text{cap_pv_total_max}]; \quad (27)$$

Damit in allen Regionen die gleiche PV-Kapazität installiert wird, verwendet man folgende Bedingung:

```
yy = 0;
for i = 1:23;
    Constraints = [Constraints, sum(cap_pv(yy+1:104*i)) <=
        cap_pv_total_max/anzahl_regionen];
    yy = i*anzahl_profile;
end
```

(28)

Was die Erzeugung der Wasserkraftwerke anbelangt, muss man auch eine Einschränkung einführen. Somit muss deren Erzeugung in jeder Stunde des Jahres stets zwischen einem Minimum (*hydroProdMin*) und Maximum (*hydroProdMax*) liegen:

```
Constraints = [Constraints, kron(hydroProdMin, ones(t, 1)) <= x_s_hydro];
Constraints = [Constraints, x_s_hydro <= kron(hydroProdMax, ones(t, 1))];
```

(29)

Und dabei muss sich der Wasseranteil in den Speichern zwischen den Limits befinden:

```
Constraints = [Constraints, 0 <= storageLevel <= kron(storageLevelMax, ones(t
+ 1, 1))];
```

(30)

Folgende Einschränkung ist notwendig, damit der Wasseranteil für die nächste Stunde errechnet wird. Dieser setzt sich zusammen aus dem Wasseranteil der aktuellen Stunde, ohne den zur Elektrizitätsgewinnung verbrauchten Anteil, und dem Wasser das ausgeschüttet wurde. Dazu wird der Wasserzuschuss addiert:

```
Constraints = [Constraints, storageLevel(2:t+1, :) == storageLevel(1:t, :) -
x_s_hydro + inflows - spill, inflows >= spill >= 0];
```

(31)

Am Ende des Jahres jedoch muss der Wasserpegel im Speicher derselbe sein wie am Anfang:

```
Constraints = [Constraints, storageLevel(1, :) == storageLevel(t + 1, :)];
```

(32)

Auch für die Nachfrage wird eine Bedingung gesetzt, dahingehend, dass die restliche Nachfrage (ohne PV und die restlichen Erneuerbaren) durch Wasserkraftwerke und thermische Einheiten abgedeckt werden:

$$\text{Constraints} = [\text{Constraints}, \text{set}(\text{sum}([\text{x}_s_{\text{thermal}}, \text{x}_s_{\text{hydro}}], 2) \geq \text{d}_s - \text{pv}_s * \text{cap}_{\text{pv}} - \text{res}_{\text{in}}, 'p_s')];$$

(33)

Für den nächsten Schritt wird der Solver *gurobi* mit dem *verbose*-Wert 2 in Anspruch genommen. Dieser stellt das Vertiefungsniveau dar, das im MATLAB-Workspace angezeigt wird:

$$\text{options} = \text{sdpsettings}('solver', \text{solver}, 'verbose', 2);$$

(34)

Die Objektfunktion wird danach gebildet. Diese enthält die thermischen Kraftwerke und jene Wasserkraftwerke, welche die restliche Nachfrage abdecken. Die beteiligten thermischen Kraftwerke werden dann mit den spezifischen Grenzkosten multipliziert:

$$\text{objSpot} = [\text{x}_s_{\text{thermal}}, \text{x}_s_{\text{hydro}}] .* [\text{mc zeros}(t, \text{hydroPlants})];$$

(35)

Wenn man den Elektrizitätspreis auf stündlicher Basis ableitet, so erhält man den Schattenpreis. Dieser deutet daraufhin, um wieviel sich der Preis ändern würde, wenn die Nachfrage um noch eine Einheit steigen würde. Die Ableitung erfolgt mittels folgender Formel:

$$p_s = \text{dual}(\text{Constraints}('p_s'));$$

(36)

4.5.1 Auswertung der Residuallast

Die Residuallast stellt jenen Anteil der Nachfrage dar, welcher nicht durch erneuerbare Energiequellen abgedeckt werden kann. Somit lautet die Definition der Residuallast:

$$\text{residual} = \text{d}_s - \text{res}_{\text{in}} - \text{pv}_s * \text{cap}_{\text{pv}};$$

(37)

Wenn man die Summe der Wasserkraftwerke:

$$\text{sum}_{\text{speicher}} = \text{sum}(\text{x}_s_{\text{hydro}})';$$

(38)

aus der gesamten Residuallast subtrahiert, erhält man die restliche Nachfrage, welche durch Speicher abgedeckt werden muss:

$$\text{residual_sp} = d_s - \text{res_in} - \text{pv_s} * \text{cap_pv}' - \text{sum_speicher}; \quad (39)$$

Für die Abbildung der Residuallast wird dann die *plot*-Funktion verwendet:

$$\text{plot}(\text{sort}(\text{residual}/1000, 'descend')) \quad (40)$$

4.5.2 Auswertung der Volllaststunden

Für die Wiedergabe der Volllaststunden der thermischen Kraftwerke muss man auf die jährliche Erzeugung der einzelnen thermischen Kraftwerke zurückgreifen:

$$\text{Summe_thermisch} = \text{sum}(\text{x_s_thermal}); \quad (41)$$

und diese durch die einzelnen Kraftwerksleistungen teilen:

$$\text{Volllast_thermal} = \text{Summe_thermisch}' ./ \text{th_data.cap}; \quad (42)$$

4.5.3 Auswertung ausgewählter Tage

Spezielle Tage lassen auch interessante Rückschlüsse zu. Somit können die Schattenpreise näher betrachtet werden.

Dazu werden zwei Hilfsvariablen benötigt, eine für die Stunden (*stunden_ind*) und eine für den Tag (*tag_ind*), welche wie folgt definiert werden:

$$\begin{aligned} \text{stunden_ind} &= 1:24; \\ \text{stunden_ind} &= \text{repmat}(\text{stunden_ind}, 1, 365)'; \\ \\ \text{tag_ind} &= 1:365; \\ \text{tag_ind} &= \text{repmat}(\text{tag_ind}, 24, 1); \\ \text{tag_ind} &= \text{tag_ind}(:); \end{aligned} \quad (43)$$

Im Nachhinein lassen sich die Schattenpreise an einem ausgewählten Tag betrachten, in diesem Fall ist es Tag 200 des Jahres:

```
Preise_Tag = p_s(tag_ind==200); (44)
```

oder die PV-Erzeugung:

```
Erzeugung_Tag = Erzeugung_PV_gesamt_Anlage(tag_ind==200,:); (45)
```

4.5.4 Auswertung des Marktpreises

Die Berechnung des Marktwertes der PV-Anlagen ermöglicht Einblicke in die Wirtschaftlichkeit der Anlagen. Dafür wird die Matrix mit den Erzeugungen je Stunde benötigt (*PV_Profile*). Für diese Matrix wählt man einen Index, damit man jede Ausrichtung entlang des ganzen Jahres durchgehen kann:

```
for i=1:2392
    Spotvalue_det(:,i) = PV_Profile(:,i).*p_s;
    Spotvalue_gesamt(i) = sum(PV_Profile(:,i).*p_s);
    Spotvalue_gesamt_durchschnitt(i) =
        sum(PV_Profile(:,i).*p_s)/sum(PV_Profile(:,i));
end (46)
```

Indem man die Erzeugung in jeder Stunde mit den Preisen aus der Preismatrix multipliziert, erhält man den Marktwert der Anlage (*Spotvalue_det*).

Den gesamten Marktwert der Anlage erhält man durch Aufsummierung der einzelnen Ausrichtungen (*Spotvalue_gesamt*).

Um einen Durchschnitt in der Region zu erhalten, dividiert man den gesamten Marktwert durch die Gesamterzeugung der Profile (*Spotvalue_gesamt_durchschnitt*).

5. Auswertung der Ergebnisse

Im folgenden Kapitel werden die erzielten Ergebnisse erläutert und analysiert.

5.1 Solarstrahlung und Ausrichtung in verschiedenen Regionen

Je nach geographischer Länge und Breite der einzelnen Standorte können die Unterschiede der Einstrahlung (bzw. der Ausbeute) in den Regionen dargestellt werden. Als Beispiel wurden drei Regionen gewählt (Norden, Mitte und Süden) und die Strahlung sowie die Energiegewinnung an vier verschiedenen Tagen im Winter, Frühjahr, Sommer und Herbst analysiert.

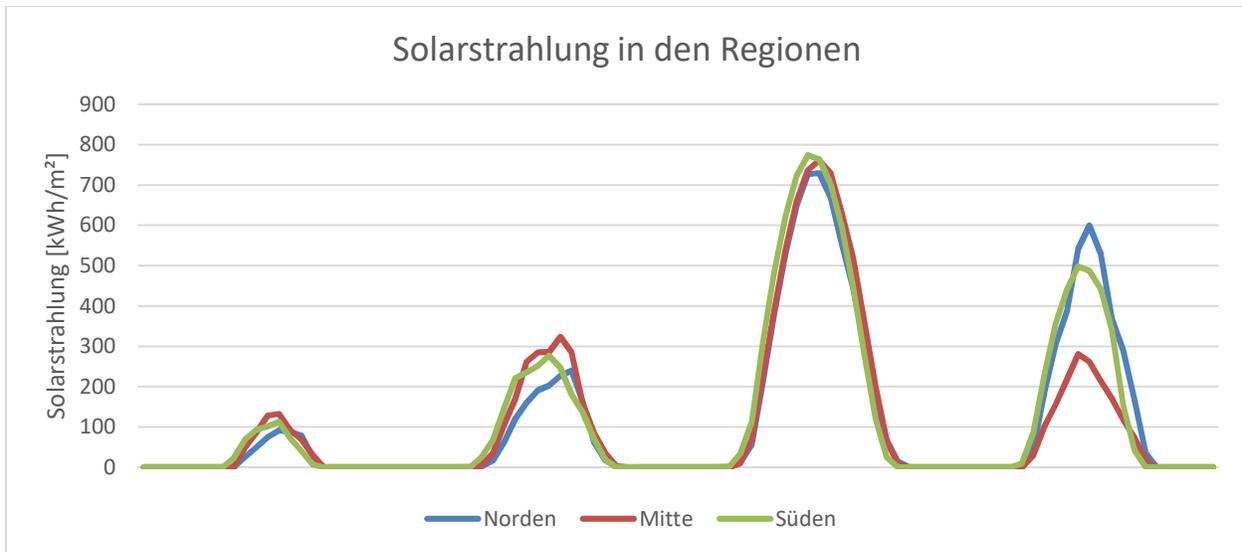


Abbildung 20 – Strahlung in drei verschiedenen Regionen (Norden, Mitte, Süden) an vier willkürlich gewählten Tagen (Winter, Frühjahr, Sommer, Herbst) in kWh/m²

Betrachtet man die Solarstrahlung in denselben analysierten Regionen während der vier Jahreszeiten, so kann man sehen, dass im Sommer an manchen Tagen ohne Sonnenabdeckung sogar das Doppelte (oder das Dreifache) im Vergleich zum Winter erreicht wird. Trotz der besseren Sonnenstrahlung kommt es nicht immer dazu, dass die bestbestrahlte Region auch die beste PV-Erzeugung erwirkt.

Betrachtet man die nördliche Region 3 und die südliche Region 22, so ist bei derselben Ausrichtung die südlichere Variante begünstigt, da diese mehr von der Sonne bestrahlt wird und somit eine größere Ausbeute ermöglicht.

Die Einstellung des Höhenwinkels bzw. des Azimuts ist entscheidend. Ist der Höhenwinkel nicht optimal, so erreicht man tagsüber nicht die maximale Erzeugung. Im Falle des Azimutwinkels

kann er bewirken, dass sich die maximale Ausbeute verschiebt und somit der maximale Energieertrag verfehlt wird.

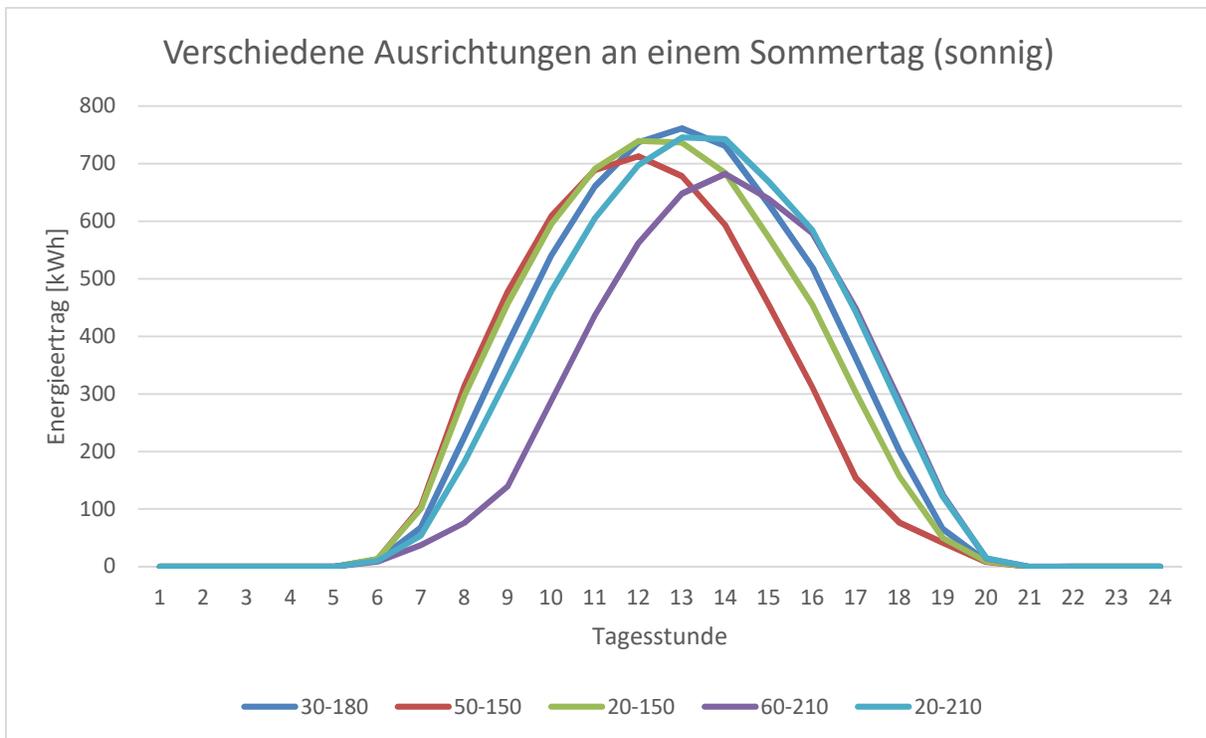


Abbildung 21 - Verschiedene Ausrichtungen der PV-Module an einem Sommertag bei voller Einstrahlung

Aus *Abbildung 21* wird, dass bei gleichem Azimut sich die Erzeugung in den Abendstunden verlagert. Die Ausrichtungen „20-150“- und „50-150“ haben Ertrag bis in die Mittagsstunden denselben Ertrag, am Nachmittag jedoch einen gänzlich anderen Verlauf. Die „20-150“-Ausrichtung erreicht einen höheren Maximalwert und deckt eine größere Fläche ab, wird also von mehreren Sonnenstunden begünstigt.

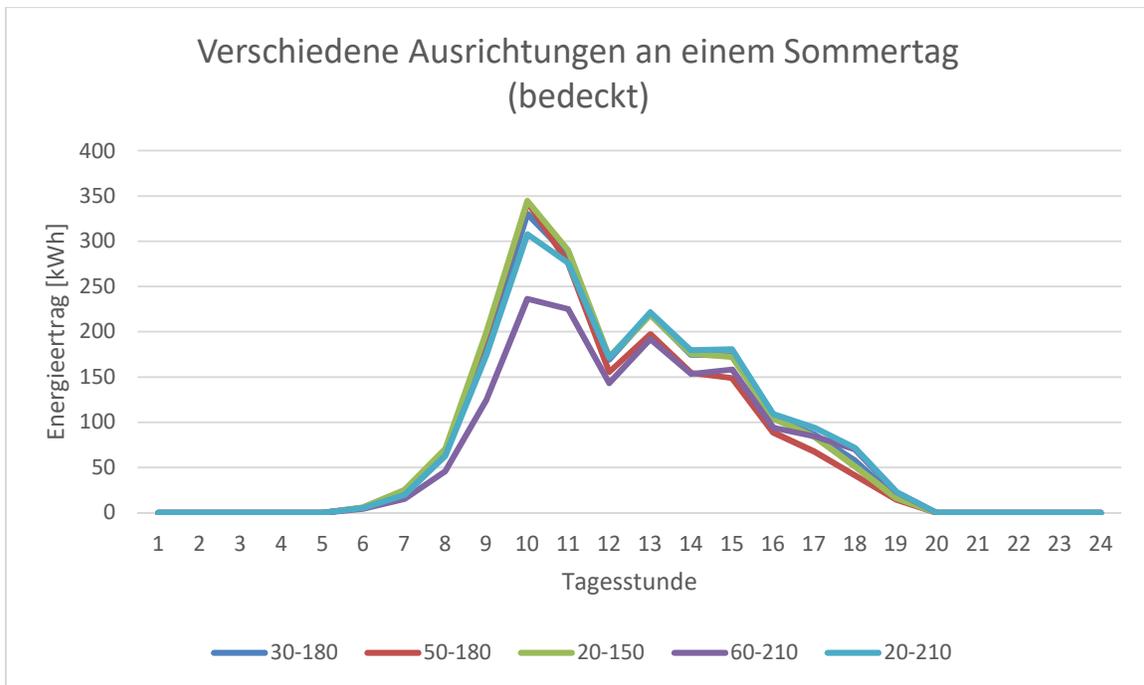


Abbildung 22 - Verschiedene Ausrichtungen an einem Sommertag bei bedecktem Himmel

Abbildung 22 zeigt auch einen Sommertag, bei dem die Sonnenstrahlung nicht zur Gänze ausgenutzt kann, da der Himmel bedeckt ist. Es ist bemerkbar, dass sobald die Sonnenverhältnisse während den Mittagsstunden ungünstig werden, egal was für eine Ausrichtung betrachtet wird, haben alle fast denselben Ertrag. Der Rückgang des Ertrags in der ab Stunde 10 deutet auf die Abdeckung der Sonne durch die Wolken.

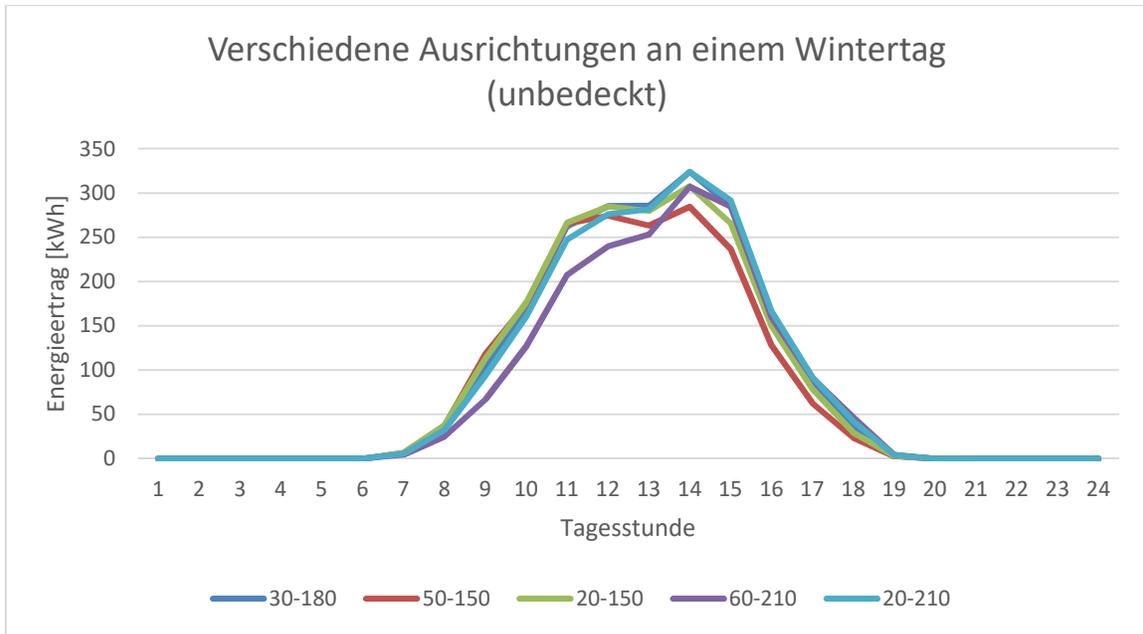


Abbildung 23 - Verschiedene Ausrichtungen der PV-Module an einem Wintertag bei unbedecktem Himmel

Bei Betrachtung eines Wintertages (*Abbildung 23*) wird jedoch ersichtlich, dass die Abweichungen zwischen den Ausrichtungen und die Fläche, auf der Energie produziert wird, geringer werden. Anhand der Abbildung ist zu sehen, dass sogar eine im Normalfall ungünstige Ausrichtung (20-210) denselben Energieertrag aufweist wie die als optimal ermittelte „30-180“-Ausrichtung.

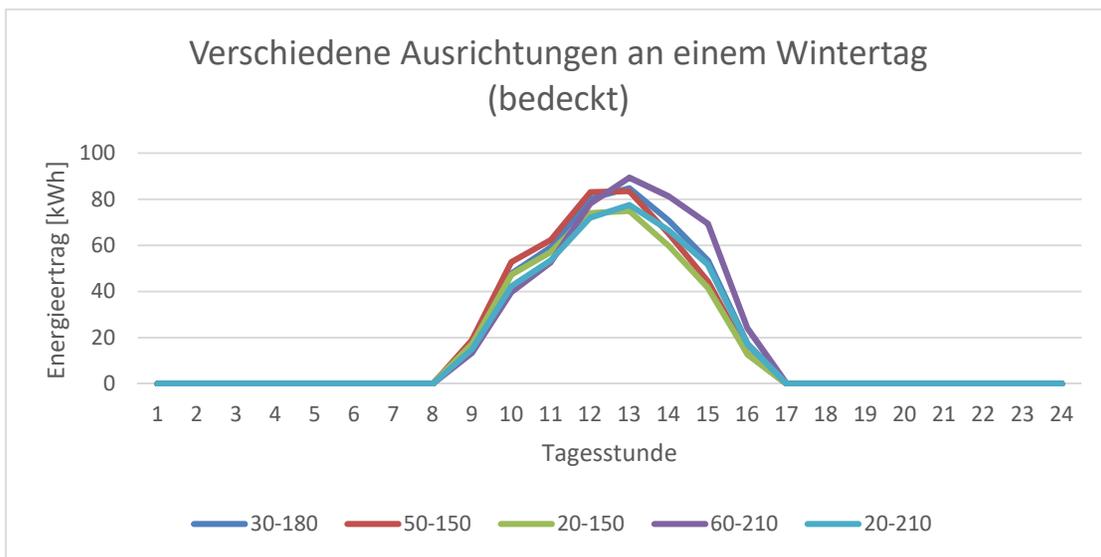


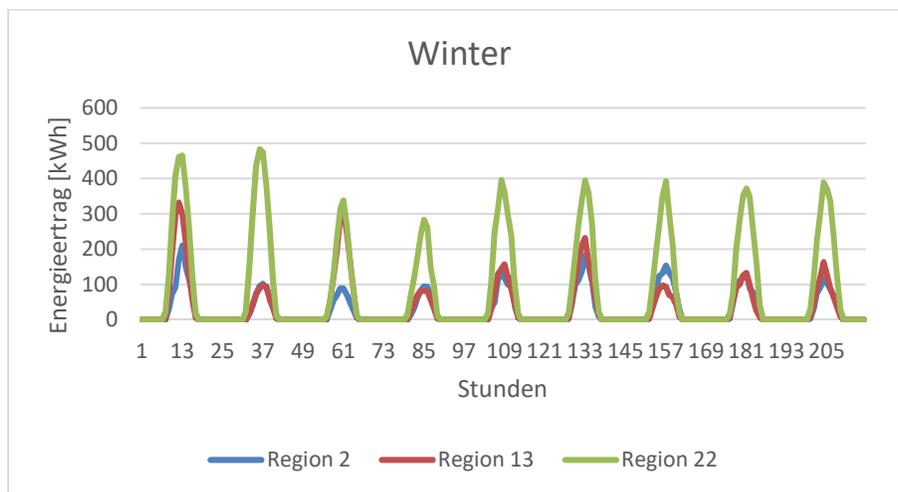
Abbildung 24 - Verschiedene Ausrichtungen an einem Wintertag bei bedecktem Himmel

Analysiert man einen bedeckten Wintertag wie es *Abbildung 24* andeutet, so ist klar bemerkbar, dass bei ungünstigen Verhältnissen, die Ausrichtung der PV-Kollektoren nur geringfügig Unterschiede zeigt. Fast alle betrachteten Ausrichtung haben denselben Verlauf und erreichen nicht einmal in einer Stunde die 100 kWh Schranke.

5.2 Energieertrag in verschiedenen Jahreszeiten

Eine bessere Darstellung während der vier Jahreszeiten im Norden, in der Mitte und im Süden zeigt die saisonalen Unterschiede. Dafür wurde eine optimale Ausrichtung der PV-Module von 30-180 analysiert und beliebige aufeinander folgende Tage in jeder Jahreszeit ausgewählt. Dabei geht es nicht um einen repräsentativen Durchschnitt, sondern es wird nur versucht im Allgemeinen die Differenzen zwischen den Jahreszeiten zu deuten.

Für den Winter wurden 9 Tage Ende Januar gewählt, für das Frühjahr 6 Tage Anfang Mai, für den Sommer 8 Tage in August und für den Herbst 8 Tage in Oktober.



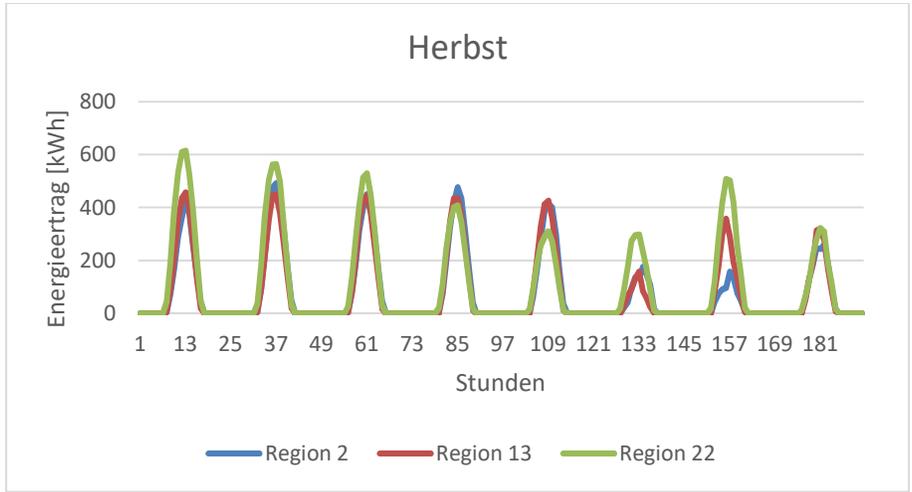
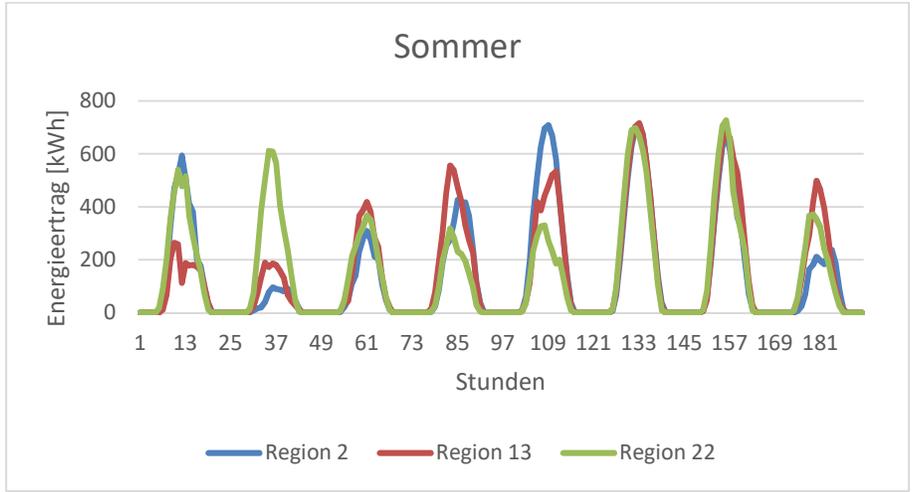
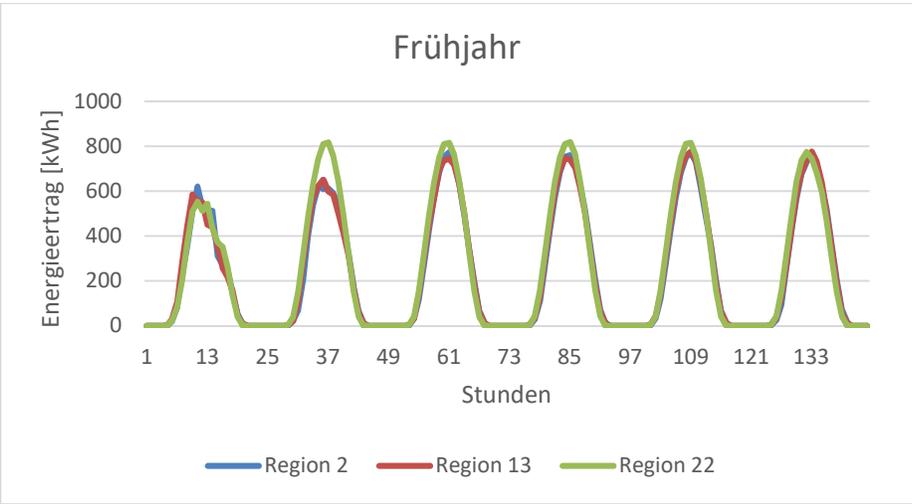
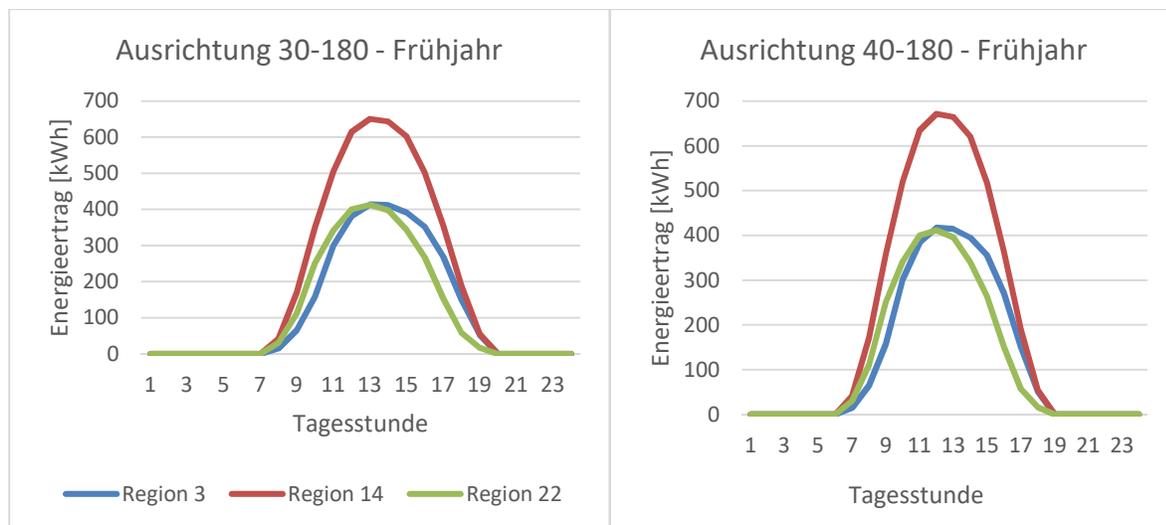


Abbildung 25 - Energieertrag in drei verschiedenen Regionen während der vier Jahreszeiten

Während im Frühjahr und im Herbst bei beinahe derselben Sonnenstrahlung die Kurven in etwa denselben Verlauf aufweisen, kann man aus *Abbildung 25* im Winter und im Sommer deutliche Unterschiede bemerken. Die südliche Region 22 hat bei günstiger Sonnenlage einen doppelten (teilweise auch dreifachen) Ertrag. Dadurch kann an sonnigen Tagen im Winter sogar ein höherer Energieertrag verzeichnet werden als im Herbst. Dasselbe Phänomen lässt sich auch im Frühjahr beobachten: an manchen Tagen im Frühjahr wird eine höhere Menge Energie erzeugt als im Sommer. Somit stellt sich heraus, dass nicht unbedingt die Saison die Energieerzeugung ankurbelt, sondern vielmehr die Sonnenstrahlung.

5.3 Optimale Ausrichtung

Im Laufe der Berechnungen hat sich herausgestellt, dass einige Ausrichtungen eine bessere Ausbeute der Sonnenstrahlung ermöglichen. Gemäß Berechnungen (Hartner et al. 2014) liegt der optimale Azimutwinkel bei 180° wobei der Höhenwinkel zwischen 30° und 45° schwankt. Im Anschluss wird ein Vergleich für drei verschiedene Regionen während drei Jahreszeiten bei optimaler Lage dargestellt. Dabei handelt es sich um einzelne ausgewählte Tage, welche hier analysiert werden.



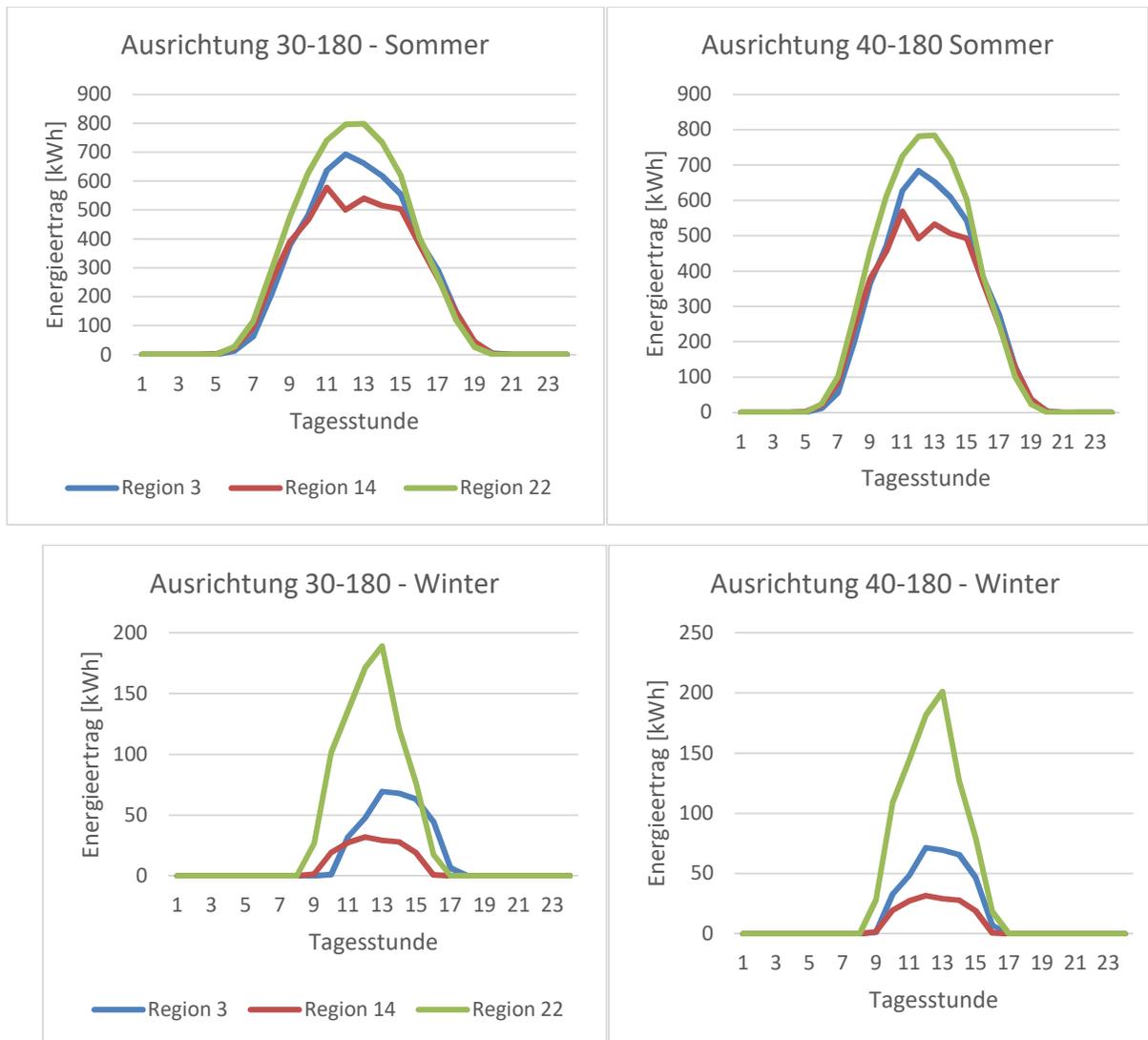


Abbildung 26 - Gegenüberstellung der besten Ausrichtungen (30-180 und 40-180) in drei verschiedenen Regionen während drei Jahreszeiten

Die Gegenüberstellung der zwei Ausrichtungen (*Abbildung 26*) zeigt nur sehr kleine Differenzen zwischen den analysierten Ausrichtungen, aber diese können mit wachsendem Photovoltaikausbau eine größere Rolle spielen. Deshalb sollte für eine genauere Betrachtung die Ausrichtung abhängig von der Region gewählt werden. Während sich in den nördlicheren Regionen die steilere 40 Grad Orientierung als angebrachter erweist, wirkt in den südlicheren Gegenden ein Höhenwinkel von 30 optimal.

Eine Nachführung der PV-Anlage wäre in einem solchen Fall optimal, wobei hiermit der Höhenwinkel automatisch an den Standpunkt der Sonne angepasst und die Ausbeute somit optimiert wird.

5.4 Residuallast

Trotz des Photovoltaikausbaus kann die Last nur zu einem gewissen Teil durch erneuerbare Energie abgedeckt werden. Auch weiterhin müssen die konventionellen Kraftwerke Grund-, Mittel- und Spitzenlast besonders während Höchstversorgungsperioden abdecken.

Die Volatilität der Einspeisung führt zu Fluktuationen. Diese werden zum Großteil durch den Einsatz von Pump- und Laufwasserkraftwerken sowie durch Stromimporte ausgeglichen. Die Differenz zwischen der benötigten Leistung und der fluktuierenden, nicht steuerbaren (in diesem Fall Wind und Photovoltaik) Kraftwerksleistung wird als Residuallast bezeichnet. Da diese Last wetterbedingt ist und zu Stoßzeiten, während derer die Nachfrage hoch ist (Mittag oder Abendstunden), große Schwankungen aufweist, müssen Kraftwerke effizient und schnell einsetzbar sein.

In *Abbildung 27* werden vier Szenarien unter Berücksichtigung des weiteren Ausbaus von Photovoltaik beschrieben. Die 0-GW-Linie zeigt den Verlauf der Residuallast unter der Annahme, dass keine zusätzliche Photovoltaik installiert wird, d.h. es bleibt auf dem Stand des Jahres 2012 (ca. 32 GW). Die weiteren drei Kurven schildern einen Ausbau der Photovoltaik von +40, +70 und +100 GW. Während unter aktuell angenommenen Bedingungen die Nachfrage durch erneuerbare Energiequellen auch unter voller Volllast nicht erfüllt werden kann, ist es ersichtlich, dass ab +40 GW die Last an manchen Tagesstunden zur Gänze abgedeckt wird.

Durch den PV-Ausbau bleiben die Spitzenlasten erhalten, jedoch wird zu gewissen Zeiten eine starke Reduktion der Residuallast bemerkbar. Das passiert überwiegend während der Mittagsstunden, in denen die beste Sonnenstrahlung und eine geringere Nachfrage als in den Abend- und Morgenstunden vorherrscht. Dabei wird im Falle von 40, 70, 100-GW-Szenarien ein Überschuss während 6-9 Stunden des Tages ersichtlich, gekennzeichnet durch eine Senke in der Darstellung der Kurven.

Am Verlauf der Residuallastlinien ist erkennbar, dass erst ab einer Volllaststundenanzahl von mehr als 5.000 ein deutlicher Unterschied entsteht. Bis dahin haben die Kurven fast denselben Verlauf.

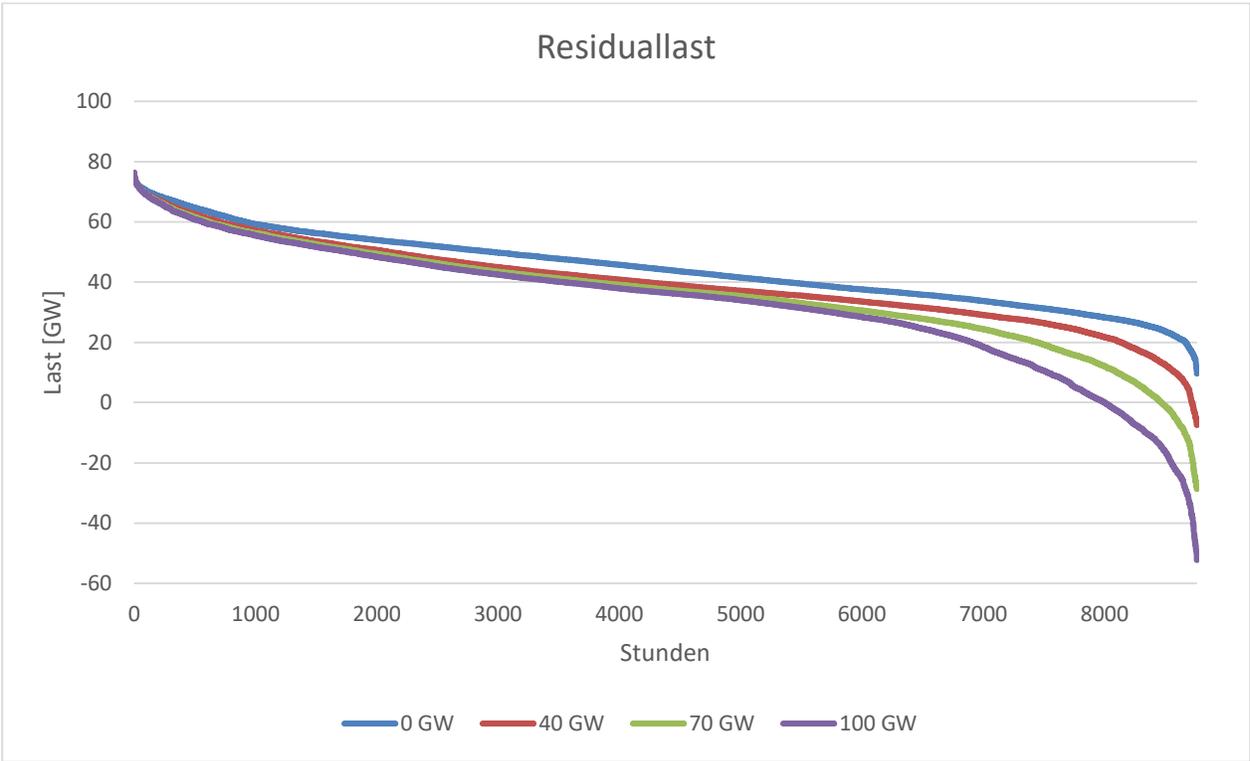


Abbildung 27 - Residuallast für alle vier Szenarien

Ein sehr klarer Verlauf der Residuallast ist in einem Vergleich mehrerer Tage während zwei verschiedenen Jahreszeiten gut nachvollziehbar.

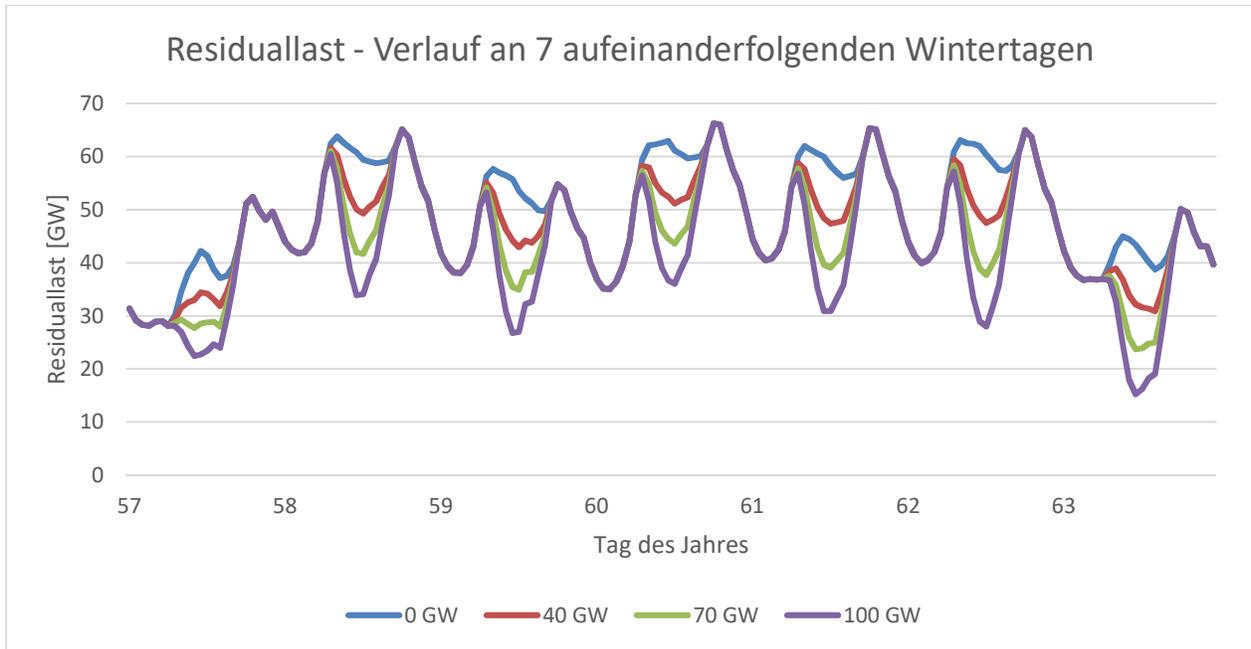


Abbildung 28 - Residuallast an Wintertagen

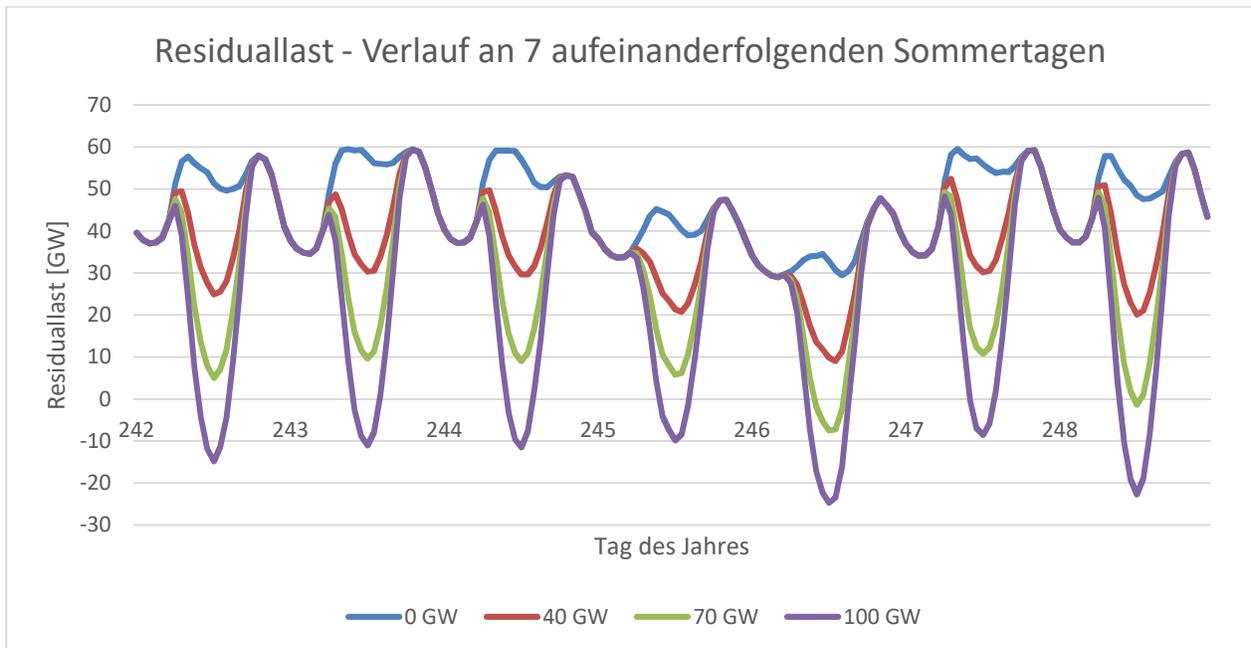


Abbildung 29 - Residuallast an Sommertagen

Obwohl in beiden Abbildungen die Einwirkung der Solareinspeisung während der Mittagsstunden ersichtlich ist, ist der Unterschied zwischen den Jahreszeiten sehr groß. Wenn

im Winter bei einem Szenario mit 40 GW Photovoltaikausbau die Residuallast um höchstens 10 GW, bei dem 70 GW-Szenario um höchstens 20 GW und beim 100 GW um 30 GW abfällt, wird der Beitrag der Photovoltaik an der Residuallastreduktion während der Sommertage verdoppelt. Es tritt der Effekt auf, dass in den Sommertagen ein Energieüberschuss am Markt vorherrscht.

5.5 Grenzkosten

Wie oben erläutert ist die Merit-Order-Kurve die bestimmende Größe für den Einsatz der Kraftwerke des Simulationsmodells. Kraftwerksblöcke mit geringeren Grenzkosten (Marginalkosten) werden häufiger eingesetzt, wobei der Einsatz der Kraftwerke mit höheren Grenzkosten nur bedingt in Betracht gezogen wird (z.B. während Stoßzeiten oder im Winter), da diese nicht wirtschaftlich sind.

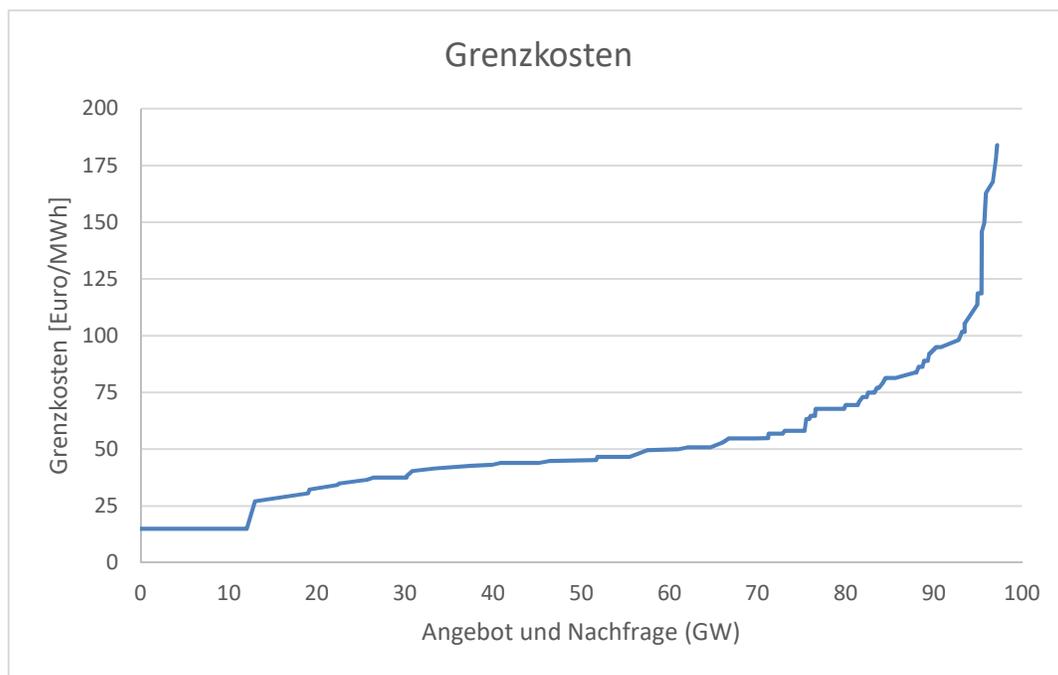


Abbildung 30 - Grenzkosten der Kraftwerke (Merit-Order-Kurve) – Stand März 2013

Die Brennstoffkosten spielen in der Bildung der Grenzkostenermittlung eine zentrale Rolle und tragen dazu bei, dass Technologien mit geringeren Brennstoffkosten sich vorne einreihen, wobei sich diejenigen mit höheren Brennstoffkosten am rechten Ende der Merit-Order-Kurve befinden. Somit positioniert sich der einzige Atomkraftwerksblock mit einem Grenzkostenwert von 15 €/MWh ganz vorne, gefolgt von den billigeren Kohlekraftwerken mit Kosten zwischen 27 und 49 €/MWh. In weiterer Folge kommen GuD- sowie Gaskraftwerke mit Marginalkosten zwischen 50 und 119 €/MWh und an letzter Position reihen sich die Ölkraftwerke mit Kosten zwischen 146 und 183 €/MWh ein.

5.6 Schattenpreise

Unter Schattenpreisen werden im vorliegenden Fall jene Opportunitätskosten verstanden, welche sich aus der Steigerung der Nachfrage um eine MWh (unter Berücksichtigung des Einsatzes der Speicherkraftwerke) zu einer bestimmten Stunde ergeben. In diesem konkreten Fall beantworten die Schattenpreise folgende Frage: *„Wie ändern sich die Kosten, wenn die Residuallast in Stunde t um eine Einheit verändert wird?“*

Sie stellen eigentlich die Grenzkosten des Systems zu einer gewissen Stunde dar. Funktioniert ein Strommarkt richtig, dann sollten die Preise den Systemgrenzkosten entsprechen und damit könnten Schattenpreise für die Entwicklung des Strompreises herangezogen werden. Leider spiegelt das Modell nicht zur Gänze diesen Verlauf wider, aber an sonnigen Tagen ist der Einfluss der Photovoltaik auf den Schattenpreis gut nachvollziehbar.

In den untenstehenden Abbildungen wird der Verlauf der Schattenpreise an verschiedenen Tagen des Jahres klarer dargestellt.

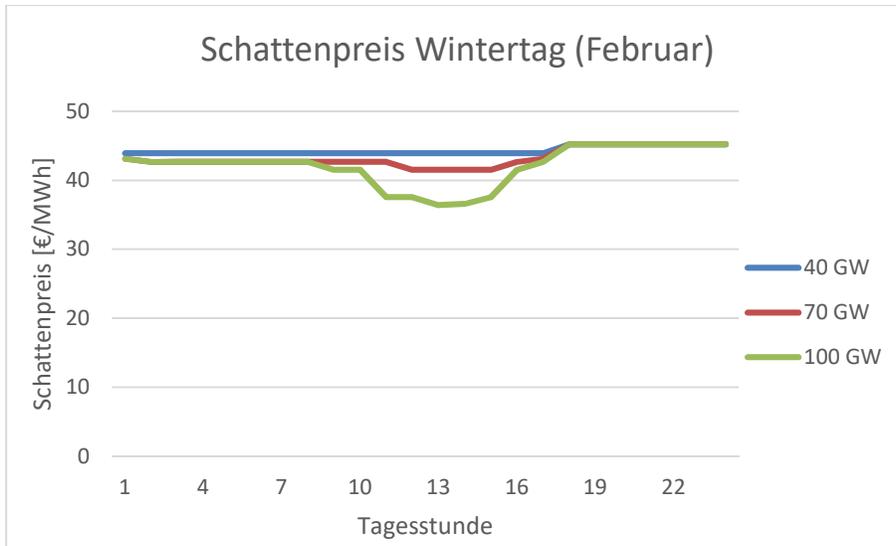


Abbildung 31 – Schattenpreise für einen Wintertag (Szenario für 40, 70 und 100 GW installierte PV)

Auf *Abbildung 31* ist zu sehen, dass im Falle einer geringen Photovoltaikleistung an einem sonnigen Wintertag der Schattenpreis gar nicht beeinflusst wird. Erst mit einer Leistung von 70 GW ist der Einfluss auf den Preis während der Mittagsstunden ersichtlich. Der Einfluss bleibt jedoch sehr gering, da während der Winterzeit die Solarerzeugung nicht viel zur Energieerzeugung beitragen und somit nur in einem geringen Zeitintervall der Mittagsstunden die Grenzkosten verringern kann.

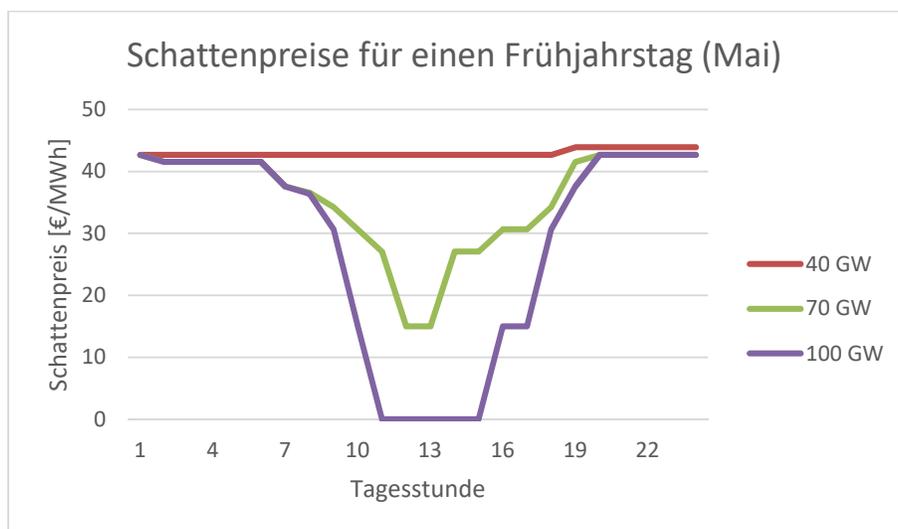


Abbildung 32 – Schattenpreise für einen Frühlingstag (Szenario für 40, 70 und 100 GW installierte PV)

Ein deutlich größerer Einfluss auf den Schattenpreis ist während eines Frühlingstages zu sehen (*Abbildung 32*). Während im Falle eines geringeren Ausbaus der Photovoltaik der Preis immer noch unbeeinflusst bleibt, wird bei einem Szenario mit 70 GW PV-Ausbau schon ab den frühen Tagesstunden und bis am späten Abend eine signifikante Verringerung bemerkbar. Unter Annahme des 100 GW-Szenarios tritt während der Mittagsstunden sogar der Fall ein, dass der Schattenpreis auf 0 €/MWh fällt, was bedeutet, dass die Nachfrage zur Gänze von der Photovoltaik abgedeckt werden kann. Am Markt können sich sogar negative Preise bilden, welche einen Überschuss an angebotener Energiemenge darstellen.

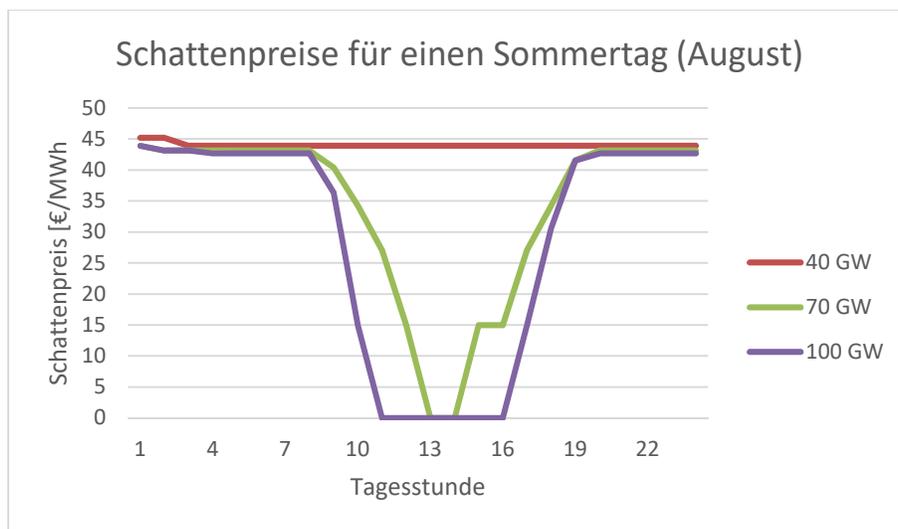


Abbildung 33 – Schattenpreise für einen Sommertrag (Szenario für 40, 70 und 100 GW installierte PV)

An einem Sommertag (*Abbildung 33*) ist der Photovoltaikeinfluss am besten bemerkbar. Die Delle in den Mittagsstunden wird breiter und der Schattenpreis sinkt auch im Falle eines geringeren Ausbaus (70 GW) auf 0. Das deutet daraufhin, dass die Nachfrage durch Photovoltaik abdeckbar ist und somit der Einsatz anderer, konventioneller Kraftwerken wesentlich verringert wird.

Erweitert man die Betrachtung auf mehrere Tage in der Sommer- und Winterzeit, so wird der Einfluss der Photovoltaikerzeugung noch klarer (*Abbildung 34*).

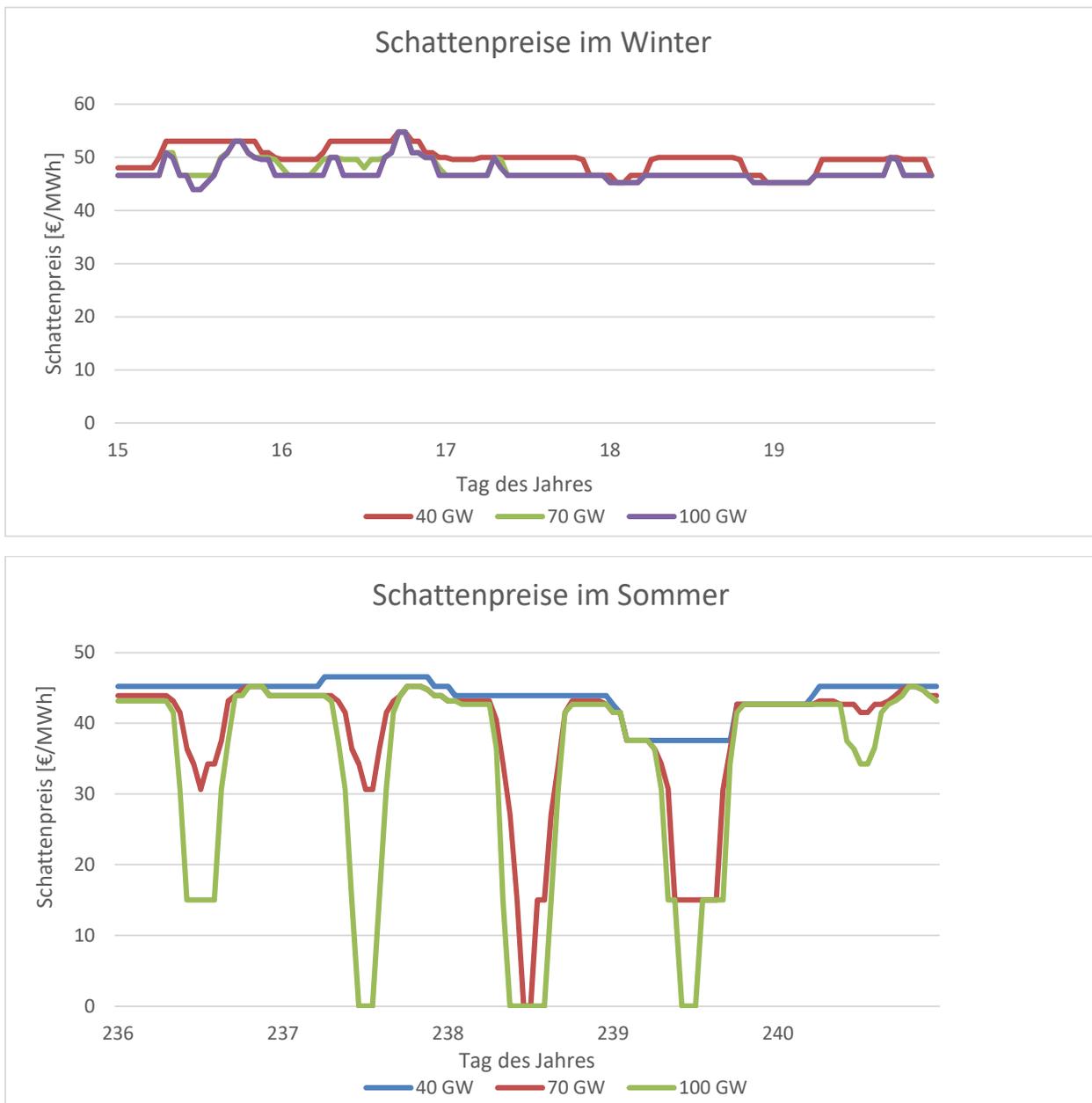


Abbildung 34 – Winter-Sommer Vergleich an mehreren aufeinanderfolgenden Tagen

Wegen der geringen Sonnenstunden beeinflusst die Photovoltaik im Winter den Energiepreis selbst bei einem Ausbauszenario von 100 GW so gut wie gar nicht. Auf der anderen Seite geht der Schattenpreis während eines Sommertages deutlich zurück und es sind sogar „negative“ Preise am Markt möglich. Der Unterschied zwischen den Szenarien ist sehr groß, da an sonnigen Tagen die große Stromproduktion durch Solaranlagen direkt den Schattenpreis beeinflussen kann.

5.7 Berechnung des Marktwertes

Je nach Ausrichtung variiert die Ausbeute eines jeden Kollektors im Verlauf eines ganzen Jahres. Somit kann man an jedem Standort eine Jahreserzeugung bestimmen. Wegen der Sonneneinstrahlung und der geographischen Lage wird der Ertrag umso größer, je mehr man sich den südlicheren Breitengraden annähert. Diese Regionen sind dementsprechend auch diejenigen, welche die beste Ausbeute entlang eines Jahres aufweisen. Die südlicheren Gebiete (Regionen 15-23) erwirtschaften deutlich mehr als diejenigen aus den nördlicheren Gegenden.

Region	40 GW Szenario	70 GW Szenario	100 GW Szenario
1	34573	28540	20688
2	34284	28157	20221
3	34556	28349	20283
4	35570	29476	21481
5	34743	28523	20525
6	35157	28800	20691
7	35415	29362	21459
8	34713	28673	20736
9	34614	28588	20631
10	35468	29332	21248
11	34530	28551	20819
12	33984	27989	20172
13	35020	28883	20823
14	35865	29584	21303
15	37607	31236	22938
16	37797	31365	23051
17	37238	30785	22530
18	37653	31257	23023
19	37707	31396	23185
20	42084	33887	25378
21	42858	35579	26936
22	42248	34640	27103
23	39496	33134	24888

Tabelle 7 - Marktwerte pro Jahr in jeder Region [€/MW installiert] für die optimale Ausrichtung

In der obenstehenden *Tabelle 7* sind die mittleren Marktwerte aller 23 Regionen für jedes der 3 Szenarien angeführt. Die steigende Tendenz gegen Süden ist gut nachvollziehbar, so dass zwischen zum Beispiel Region 2 (Norden Deutschlands) und Region 23 (SO Österreichs) eine Differenz von etwa 20% besteht.

Im Weiteren sind die Regionen im Süden Deutschlands gute Ertragszonen mit einem Marktwert von jährlich über 36.000 € (im 40 GW Szenario) bzw. 30.000 € (im 70 GW Szenario) pro installiertem MW. Das 100-GW-Ausbauszenario bringt die wirtschaftliche Seite der Überlegung zum Vorschein. Da Photovoltaik die teureren Kraftwerke/Kraftwerksblöcke ersetzt, sinkt der Preis der erzielten Einnahmen, je mehr konventionelle Kraftwerke vom Markt verdrängt werden. Damit kommt es dazu, dass je installiertem MW Erträge von nur 20.000 € im Jahr erzielt werden. Ein solcher Wert ist unter aktuellen Umständen unwirtschaftlich, da der investierte Wert der Anlage nicht abgedeckt wird.

Ein weiterer Ansichtspunkt zeigt, dass sich mit steigendem PV-Ausbau der Marktwert der Anlagen reduziert. Das lässt sich dadurch erklären, dass sich Photovoltaik in der Merit-Order-Kurve ganz links einreicht und somit die teuersten Kraftwerke verdrängt. Werden mehr PV-Anlagen gebaut, so werden immer mehr teurere Kraftwerke verdrängt und der Strompreis wird somit nach unten getrieben. Somit kommt ein Unterschied von über 65% in derselben Region (Region 20) zwischen dem 40GW- und 100GW-Szenario zu Stande.

Dividiert man den Marktwert durch die Volllaststunden im Verlauf eines Jahres pro Region, so errechnet sich der Ertrag eines MW im Jahr. Die untenstehende *Tabelle 8*. gibt in diesem Zusammenhang die Werte aus den 23 Regionen wieder:

Region	40 GW Szenario	70 GW Szenario	100 GW Szenario
1	39.51	32.43	23.64
2	39.18	32.00	23.11
3	39.49	32.21	23.18
4	40.65	33.50	24.55
5	39.71	32.41	23.46
6	40.18	32.73	23.65

7	40.47	33.37	24.52
8	39.67	32.58	23.70
9	39.56	32.49	23.58
10	40.53	33.33	24.28
11	39.46	32.44	23.79
12	38.84	31.81	23.05
13	39.80	32.82	23.80
14	40.76	33.62	24.21
15	42.74	35.50	26.07
16	42.95	35.64	26.19
17	42.32	34.98	25.60
18	42.79	35.52	26.16
19	42.85	35.68	26.35
20	44.30	35.67	26.71
21	45.11	37.45	28.35
22	44.47	36.46	28.53
23	41.57	34.88	26.20

Tabelle 8 - Marktwerte je MWh pro Jahr in jeder Region [€/MWh] bei optimaler Ausrichtung (30-180)

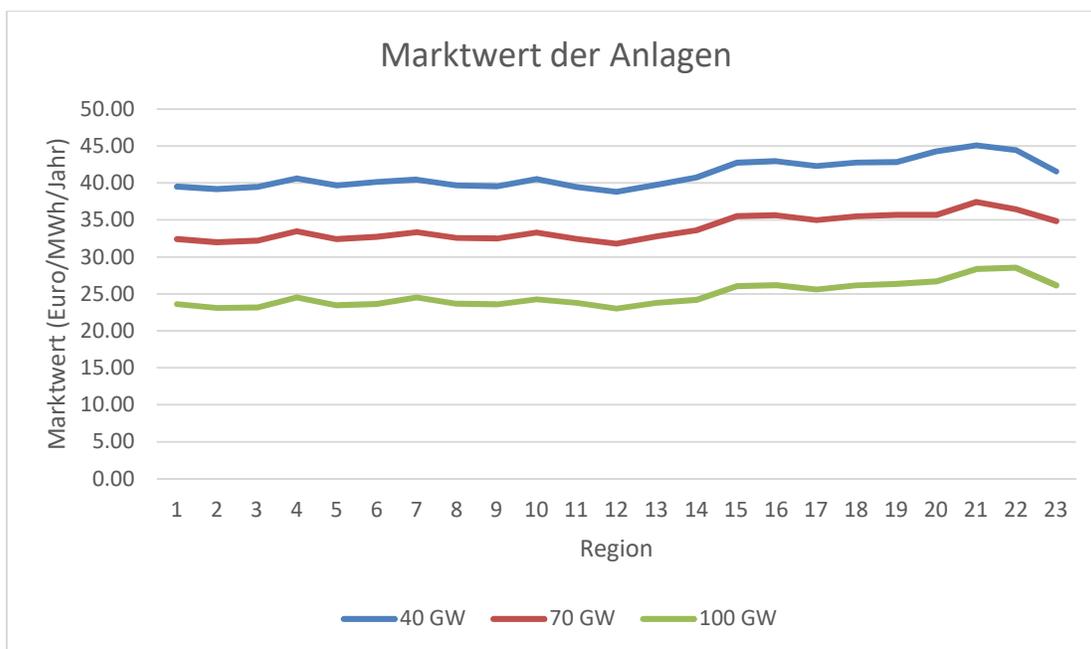


Abbildung 35 - Marktwert der Anlagen bei optimaler Ausrichtung je MWh installiert

Bezieht man sich auf die Flächen, auf denen PV-Module einen guten Ertrag erwirtschaften, so kann man auch die Ausrichtung festmachen, welche die beste Lage darbietet. Dafür wurden die

südlichsten Regionen untersucht, in denen auch die beste Sonnenstrahlung entlang eines Jahres vorherrscht.

Anhand der berechneten Werte erzeigt sich, dass die beste Ausrichtung einen Höhenwinkel zwischen 30 und 40 Grad mit einer 180-Grad-Südausrichtung aufweist. Dabei werden bei einem 40-GW-Szenario Erträge von über 41.000 €/Jahr/MW erwirtschaftet, bei einem 70-GW-Szenario über 34.000 €/Jahr/MW und bei einem 100-GW Szenario über 26.000 €/Jahr/MW.

Region	Höhenwinkel	Azimut	40 GW Szenario	70 GW Szenario	100 GW Szenario
16	20	150	37054	30622	22308
16	30	180	37797	31365	23051
16	40	180	37676	31244	22930
16	50	210	37377	30945	22631
16	60	210	37256	30824	22510
17	20	150	36617	30164	21909
17	30	180	37238	30785	22530
17	40	180	37137	30684	22429
17	50	210	37036	30583	22328
17	60	210	36935	30482	22227
18	20	150	37032	30636	22402
18	30	180	37653	31257	23023
18	40	180	37532	31136	22902
18	50	210	37411	31015	22781
18	60	210	37290	30894	22660
22	20	150	41627	34019	26482
22	30	180	42248	34640	27103
22	40	180	42144	34536	26999
22	50	210	42040	34432	26895
22	60	210	41936	34328	26791
23	20	150	38875	32513	24267
23	30	180	39496	33134	24888
23	40	180	39392	33030	24784
23	50	210	39288	32926	24680
23	60	210	39184	32822	24576

Tabelle 9 - Maximale Marktwerte (pro Jahr) in den südlichen Regionen [€/MW installiert]

Mit steigendem Anteil von PV in der Stromproduktion sinken die Einnahmen pro Anlage, wenn die Erzeugung am Strompreis gemessen wird. Dabei bleibt in allen Fällen ein fast konstantes Verhältnis von ca. 100 – 80 – 60 d.h., wenn man beispielweise im 40-GW-Szenario 100 € erwirtschaften würde, dann wären es im 70-GW-Szenario 80 € und im 100-GW-Szenario nur noch 60 € gegenüber dem Anfangswert.

Region	Höhenwinkel	Azimut	40 GW Szenario	70 GW Szenario	100 GW Szenario
1	20	150	33952	27919	20067
1	30	180	34573	28540	20688
1	40	180	34472	28439	20587
1	50	210	34371	28338	20486
1	60	210	34270	28237	20385
2	20	150	33663	27536	19600
2	30	180	34284	28157	20221
2	40	180	34183	28056	20120
2	50	210	34082	27955	20019
2	60	210	33981	27854	19918
3	20	150	33935	27728	19662
3	30	180	34556	28349	20283
3	40	180	34458	28251	20185
3	50	210	34360	28153	20087
3	60	210	34162	27955	19889
7	20	150	34782	28729	20826
7	30	180	35415	29362	21459
7	40	180	35311	29258	21355
7	50	210	35207	29154	21251
7	60	210	35002	28949	21046
8	20	150	34042	28002	20065
8	30	180	34713	28673	20736
8	40	180	34608	28568	20631
8	50	210	34503	28463	20526
8	60	210	34300	28260	20323

Tabelle 10 - Maximale Marktwerte (pro Jahr) in den nördlichen Regionen [€/MW installiert]

Erweitert man die Betrachtung auch auf den Regionen mit kleineren Ausbeute, also die nördlichen Regionen so ist zu bemerken, dass die Marktwerte pro Region um 10 bis 15 %

zurückgehen, wobei die Sonnenstrahlung der Hauptgrund dafür darstellt. Die Variierung der Ausrichtung kann auch nur geringe Verbesserungen bringen.

5.8 Volllaststunden

Das Simulationsmodell verwendet insgesamt 80 zum Teil aggregierte thermische Kraftwerksblöcke verschiedener Art (Kern-, GuD-, Kohle-, Gas- und Ölkraftwerke). Je nach Bedarf werden diese in Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerke eingeteilt.

Grundlastkraftwerke sind meistens große Einheiten/Blöcke, die fast das ganze Jahr über in Betrieb gehalten werden, da sie auf Dauer relativ geringe Stromgestehungskosten aufweisen (Quaschnig 2010). Darunter fallen meist die Kohle-, Kern- und Laufwasserkraftwerke, welche die Grundlast abdecken.

Zu Stoßzeiten (wie z.B. zu Mittag oder in den frühen Abendstunden) steigt der Bedarf an Energie für eine kurze Zeit; hiermüssen Anlagen eingesetzt werden, welche eine kurze Vorlaufzeit haben und schnell auf Volleistung steigen können. Diese Kraftwerke stellen die Spitzenlastkraftwerke dar und werden nur für eine kurze Dauer eingesetzt. Dafür ist der Preis der gelieferten Menge relativ teuer, da sie sonst nicht eingesetzt werden. Darunter fallen die meisten Gas- und Pumpspeicherkraftwerke.

Alle anderen Anlagen, welche zwischen der Grundlast und der Spitzenlast Energie ins Netz liefern, werden als Mittellastkraftwerke bezeichnet, worunter zumeist Steinkohlekraftwerke fallen.

Je mehr Energie durch erneuerbare Energiequellen erzeugt wird, umso mehr werden die konventionellen vom Markt verdrängt bzw. die Arbeitsdauer der Kraftwerke verkürzt. Die zusammengefassten Leistungen ergeben das Bild der eingesetzten Kraftwerksblöcke, die notwendig sind, den Bedarf abzudecken. Mit steigendem PV-Ausbau sinken die notwendige thermische Leistung und somit auch die Volllaststunden der eingesetzten Kraftwerke. Während der Mittagsstunden wird die Erzeugung der thermischen Kraftwerke durch Photovoltaikanlagen ersetzt, was dazu führt, dass konventionelle Kraftwerke nur für kürzere Perioden in Anspruch

genommen werden. So wie es die Abbildung oben zeigt, gibt es in gewissen Fällen zwischen einem 0-GW-Szenario und einem 100-GW-Szenario eine Reduktion der Volllaststunden von mehr als 20%.

Daraus lässt sich ablesen, dass der Ausbau der Photovoltaik die Grundlast niemals abdecken kann, da Photovoltaik nur bedingt tagsüber einsetzbar ist; jedoch werden damit die Volllaststunden der Kraftwerke/Kraftwerksblöcke verkürzt, so dass diese nicht mehr ihre notwendige Mindestlaufzeit im Jahr erbringen können, um wirtschaftlich betrieben zu werden. Zudem werden auch Spitzenlastkraftwerke vom Markt verdrängt, welche zu Stoßzeiten eine sehr wichtige Rolle im Netz spielen.

Schlussfolgerungen

Ausgehend von einem linearen Optimierungsmodell in MATLAB, welches zum Teil den deutsch-österreichischen Markt abbildet, wird versucht, den Ausbau der Photovoltaik anhand von einigen Szenarien quantitativ und qualitativ zu analysieren. Obwohl die Annahmen im Modell ziemlich vereinfacht gehalten werden und die Parameter, welche den Photovoltaikausbau beeinflussen, nicht stark variiert werden, ist die Tendenz in den Szenarien aufschlussreich. Es wird versucht, ein Bild zu erstellen, in welchem die massiven Investitionen in Photovoltaik in ihren Einfluss auf den Kraftwerkseinsatz, den Energieertrag, den Schattenpreis und den Marktwert der Anlagen wiedergespiegelt werden.

Die Ausrichtung der PV-Module erreicht ihr Optimum bei einem Azimutwinkel von 180 Grad und einem Höhenwinkel zwischen 30 und 45 Grad. Darunter oder darüber wird die Maximalausbeute nicht erreicht, es kann jedoch vorkommen, dass vereinzelt an manchen Tagen ein höherer Ertrag erwirtschaftet wird, aber die nicht optimierte Lage bewirkt, dass über eine längere Periode der Gesamtertrag kleiner ist als im Optimalfall. Eine automatische Nachführung der Solarmodule würde dieses Problem beseitigen, in finanzieller Hinsicht betrachtet wäre das aber nicht optimal, da die Investitionskosten damit steigen würden.

Die Betrachtung der Residuallast bringt das Hauptproblem zum Vorschein, welches der Photovoltaikausbau mit sich führt: die Verdrängung der konventionellen Kraftwerke vom Markt. Ist Sonnenstrahlung vorhanden, so kann mittels Photovoltaik abschnittsweise sogar die ganze Last abgedeckt werden, dabei werden aber die konventionellen Kraftwerke vom Markt verdrängt. Für den Markt heißt das, dass somit die Volllaststunden der Kraftwerke verkürzt und folglich die Einnahmen verringert werden. Somit können teurere Kraftwerke nicht mehr wirtschaftlich gefahren werden, was weiterhin zu einer Reduktion der Regelkapazität führt. Deshalb kann die Reduktion der Residuallast täuschend wirken, da im Grunde genommen der Kraftwerkeinsatz der thermischen Kraftwerke und Speicherkraftwerke gefährdet werden kann. Negative Residuallasten stellen eigentlich Überschussmengen am Markt dar. Diese können direkt mit negativen Strompreisen verbunden werden, was in weiterer Folge bedeutet, dass der Käufer sogar bezahlt wird um die Energie abzunehmen. Für einen gesunden Strommarkt stellen negative Preise ein großes Problem dar, weil sie bedeuten, dass das Angebot ungleich der Nachfrage ist und somit eine Seite von der Situation profitieren kann.

Der Marktwert der Anlagen ermöglicht eine wirtschaftliche Berechnung der Szenarien. Obwohl der Marktwert gegen Süden steigt, sind die Gebirgsregionen sehr gute Gegenden für den Photovoltaikausbau. Diese besitzen auf Grund der hohen Einstrahlung in den Gebirgsgegenden einen höheren Marktwert als alle anderen Regionen.

Was den Zubau von Photovoltaik betrifft ist zu bemerken, dass ab einem gewissen Limit der Marktwert zu niedrig wird. Daraus ist zu schließen, dass der ständige Photovoltaikausbau nicht notwendig eine Lösung ist. Im 100-GW-Szenario ist das am besten bemerkbar, da hier der Marktwert der Anlagen etwa 40% geringer ausfällt als derjenige im 40-GW-Szenario. Der ökonomische Aspekt der jeweiligen Szenarios ist daher entsprechend zu analysieren, um die Wirtschaftlichkeit von Investitionen zu gewährleisten.

Durch den Ausbau der Photovoltaik wird natürlich der Einsatz der konventionellen Kraftwerke beeinträchtigt. Je mehr Photovoltaik zugebaut wird, desto mehr Kraftwerke werden vom Markt

verdrängt. In den 70- und 100-GW-Ausbauszenarien wird im Sommer (und an manchen sonnigen Herbst- und Wintertagen), während der Mittagsstunden sogar die ganze Nachfrage durch Erneuerbare abgedeckt. Dieser Rückgang der thermischen Kraftwerke sollte aus netztechnischer Sicht zumindest zu Teilen durch andere Arten von Kraftwerken abgedeckt werden. Der alleinige Ausbau von Photovoltaik ohne eine gewisse Reserveleistung kann das System massiv schwächen. Deshalb sind in solchen Fällen insbesondere Pumpwasserkraftwerke die beste Lösung, um bei großer Photovoltaikerzeugung den billigen Strom nutzen können, um genügend Speicherkapazität abzusichern und im Falle von Engpässen relativ schnell die Fehlmenge ins System liefern zu können.

Somit kann der Photovoltaikausbau nicht als alleinige Lösung angesehen werden. Eine Verflechtung mehrerer Technologien garantiert hingegen Stabilität, Reserve und einen guten Ertrag aus erneuerbaren Ressourcen.

Literatur

- BÖCKER, B., Steffen, B., Weber, C. (2015): *Chapter 9 - Photovoltaics and Storage Plants: Efficient Capacities in a System View A2*, Academic Press, Boston, S. 209–223
- Bundeskartellamt (2011): *Sektoruntersuchung, Stromerzeugung, Stromgroßhandel, Bonn der Preisbildung am deutschen Spotmarkt für Elektrizität*, Stuttgart, S.162-166
- CLUDIUS, J., Hermann, H., Matthes, F.C., Graichen, V. (2014): *The merit order effect of wind and photovoltaic electricity generation in Germany 2008–2016: Estimation and distributional implications*. *Energy Econ.* 44, S. 302–313
- EFSTATHIOS E. Michaelis (2012): *Alternative Energy Sources*, Springer Verlag, S. 202
- Faktenpapier Strompreise Deutschland (2012), Deutscher Industrie- und Handelskammertag, Berlin
- FRANTZEN Jörg, Hauser Eva (2012): *IZES Kurzstudie – Kurzfristige Effekte der PV-Einspeisung auf den Großhandelsstrompreis*, S.8-10
- FRASCH R. (2010): *Börslicher Energiehandel in Deutschland: Darstellung und kritische Würdigung*, Grin Verlag, S.14-18
- HAAS R., Loew Th. (2012): *Die Auswirkungen der Energiewende auf die Strommärkte und die Rentabilität von konventionellen Kraftwerken*, Diskussionspapier, Wien und Berlin, Oktober 2012, S.5-11
- HARTNER M., Ortner A., Hiesl A., Haas R. (2015): *East to west – The optimal tilt angle and orientation of photovoltaic panels from an electricity system perspective*, *Applied Energy* 160, S.94-107
- HEß W. (2006): *Die Strompreise in Deutschland – warum sie gestiegen sind und wie man sie senken kann*, Working Paper, Economic Research Allianz Group, S.5-9
- HIRSCHHAUSEN C., Weigt H., Zachmann G. (2007): *Preisbildung und Marktmacht auf den Elektrizitätsmärkten in Deutschland*, Dresden, S.31-33
- KRAUS M., Turgoose B. (1999): *Entwicklungen bei wettbewerblichen Strommärkten*, S.64, S.412
- MONDOL Jayanta Deb, Y. Yigzaw G, B. Norton (2008): *Solar radiation modelling for the simulation of photovoltaic systems*, *Renew Energy*; S. 33-35
- MOSELLE B., Newberry D., Harris D. (2006): *Factors Affecting Geographic Market Definition and Merger Control for the Dutch Electricity Sector*, The Brattle Group, S. 15ff

- MÜLLER L. (2001): *Handbuch der Elektrizitätswirtschaft*, 2. Auflage, Berlin, Springer Verlag
- MUNEER Tariq (2004): *Solar Radiation and Daylight Models*, Elsevier Ltd., S. 303-307
- MÜSGENS F. (2006): *Quantifying Market Power in the German Wholesale Electricity Market Using a Dynamic Multi-regional Dispatch Model*, Blackwell Publishing Ltd., S. 474-480
- NICOLOSI M, Fürsch M., Lindenberger D. (2010): *Bewertung energiepolitischer Optionen für eine sichere, wirtschaftliche und umweltgerechte Energieentwicklung in Deutschland*, EWI Köln, S.9-15
- OCKENFELS A., Grimm V., Zoettl G (2008): *Strommarktdesign Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX*, Köln, S.8
- QUASCHNING Volker (2013): *Regenerative Energiesysteme*, 8. Auflage, Hanser Verlag, S. 60-78
- ROON Serafin, Huck Malte (2010): *Merit Order des Kraftwerkparcs*, Forschungsstelle für Energiewirtschaft, S.1-3
- SCHUMANN, Jochen, Meyer, Ulrich, Ströbele, Wolfgang (1999): *Grundzüge der mikroökonomischen Theorie*. 7. Auflage. Springer, S. 19ff
- SCHRÖDER Andreas, F. Kunz, J. Meiss, R. Mendelewitsch, C. Hirschhausen (2013): *Current and prospective costs of electricity generation until 2050*. DIW Berlin: German Institute for Economic Research, S. 12
- SENSFUß Frank, M. Ragwitz, M. Genoese (2008): *The merit-order effect: a detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany*, Energy Policy ; S. 36-38
- SIRAKI Arbi Gharakhani, P. Pragasen (2012): *Study of optimum tilt angles for solar panels in different latitudes for urban applications*, Sol Energy; S. 86-90
- SWIDER D.J., Voß A., Ellerdorfer I. , Hundt M. (2007): *Anmerkungen zu empirischen Analysen*
- WIRTH Harry Dr. (2012) *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland*, Fraunhofer ISE, S.11ff
- ZIPP Alexander (2015): *Revenue prospects of photovoltaic in Germany—influence opportunities by variation of the plant orientation*, Energy Policy 2015; S. 86–97
- Zeitschrift *BINE* (2008) *basisEnergie*, Ausgabe 4, BINE Informationsdienst Karlsruhe

Internetseiten:

http://de.wikipedia.org/wiki/%C3%96sterreichische_Energiewirtschaft (Abgerufen Februar 2014)

http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/strommarktmodell_oe_sterreich.pdf (Abgerufen 15.02.2014)

<http://www.e-control.at/de/industrie/strom/strompreis/grosshandelspreise> (Abgerufen 15.02.2014)

<http://www.energie-lexikon.info/residuallast.html> (Abgerufen Oktober 2015)

<http://www.exaa.at/> (Abgerufen Februar 2014)

<http://www.gurobi.com/products/gurobi-optimizer> (Abgerufen 20.08.2016)

http://www.pv-magazine.de/nachrichten/details/beitrag/sterreich-feiert-sein-erstes-gigawatt-photovoltaik_100024514/ (Abgerufen 15.09.2016)

http://www.soda-is.org/eng/services/services_radiation_free_eng.php (Abgerufen Mai 2014)

<http://users.isy.liu.se/johanl/yalmip/pmwiki.php> (Abgerufen 20.08.2016)