

Simulationsanalysen von dezentralen Stromnetzen mit hohem Anteil erneuerbarer Stromproduktion in Österreich

MASTERARBEIT

Philip Brandenstein, BSc

Umwelt- und Bioressourcenmanagement (427)

Universität für Bodenkultur Wien



H731 Institut für nachhaltige Wirtschaftsentwicklung

Betreuer: Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. Erwin Schmid,

Dipl.-Ing. Dr. Johannes Schmidt

Wien, Februar 2016

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre eidesstattlich, dass ich die Arbeit selbständig angefertigt habe. Es wurden keine anderen als die angegebenen Hilfsmittel benutzt. Die aus fremden Quellen direkt oder indirekt übernommenen Formulierungen und Gedanken sind als solche kenntlich gemacht. Diese schriftliche Arbeit wurde noch an keiner Stelle vorgelegt.

Wien, 29. Februar 2016

Abstract

The expansion of renewable energies is one key element in the transition towards a sustainable energy system. However, renewable technologies such as photovoltaics and wind power pose a challenge for the electricity grid due to the fluctuation in daily and seasonal energy output. Hence, energy systems need to be able to balance the variations in supply and demand and to meet the consumer's high requirements on grid quality and stability. The aim of this thesis is to examine and compare the ability of different combinations of renewable energy sources, both off-grid (island mode) and on-grid in meeting varying demands exemplified by a case study analysis for Gänserndorf in Austria. The results indicate that the seasonal fluctuations characterizing PV output can be a major drawback of this technology. The expansion of PV must therefore be in combination with other technologies that can compensate for those variations in a cost-effective way. The costs of battery storages have decreased in recent years, and under certain conditions, these storage systems can be an economically feasible option to cover peak loads. However, battery storages cannot currently compete with the low electricity prices in Austria. Hence, a system with biogas seems to be a solution to compensate the output shortages during wintertime. The results also show that variations in the energy mix can have an impact on energy costs, which need to be considered in developing an energy grid with a high percentage of renewable energies.

Kurzfassung

Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist eine zentrale Säule der Energiewende. Energieträger wie Photovoltaik und Wind stellen das Stromnetz allerdings auch vor große Herausforderungen. Es ergeben sich im tageszeitlichen wie im jahreszeitlichen Verlauf starke Schwankungen in der Stromproduktion. Auch der Bedarf an Strom auf Haushaltsebene unterliegt Fluktuationen. Dies macht die Notwendigkeit von systemisch ausgewogenen Lösungen im Energienetz deutlich. Es gilt sowohl die hohen Anforderungen der Verbraucher an die Netzqualität und Stabilität zu erfüllen, als auch eine aus ökonomischer Sicht sinnvolle Lösung zu finden. Ziel dieser Arbeit ist es, verschiedene Kombinationsmöglichkeiten im Energiemix und deren Schwankungen aus wirtschaftlicher Sicht zu beleuchten und miteinander zu vergleichen. Dazu wurden Berechnungen von Inselnetzen und Verbundnetzen im Rahmen einer Fallstudie für Gänserndorf, Österreich durchgeführt. Die Ergebnisse zeigen, dass vor allem die durch PV auftretenden jahreszeitlichen Schwankungen das Stromnetz belasten können. Der Ausbau von PV sollte deshalb nur in Kombination mit Technologien erfolgen, die diese Schwankungen kostengünstig ausgleichen können. Die Kosten der Batteriespeicher sind bereits auf einem sehr niedrigen Niveau. Diese können unter gewissen Voraussetzungen zur Abdeckung der Spitzenlast ökonomisch Sinn machen, allerdings sind die derzeitigen Strompreise in Österreich hierfür zu niedrig. Die Versorgungsengpässe im Winter können, unter den in der Fallstudie berücksichtigten Komponenten, durch eine Stromerzeugung aus Biogas ausgeglichen werden. Deutlich wird, dass unterschiedliche Varianten im Energiemix auch wesentliche unterschiedliche Kosten in der Stromerzeugung zur Folge haben und somit beim Ausbau erneuerbarer Energien berücksichtigt werden müssen.

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung	1
2. Technische Grundlagen	3
2.1. Energiebedarf und Stromverbrauch	3
2.2. Stromproduktion und CO ₂ -Ausstoß	4
2.3. Räumliche sowie zeitliche Angebotscharakteristik	5
2.4. Stromverteilung und Regelung	6
2.5. Funktionsweise der Stromproduktionstechnologien und Stromspeicher	8
2.5.1. Funktionsprinzip Photovoltaik	8
2.5.2. Funktionsprinzip Windkraft	13
2.5.3. Funktionsprinzip Biogas	17
2.5.4. Funktionsprinzip Batteriespeicher	19
3. Ökonomische Grundlagen	24
3.1. Entstehung des Strompreises	24
3.2. Externe ökonomische Faktoren	27
3.3. Liberalisierung des Strommarktes	28
3.4. Subventionen	29
3.4.1. Subventionen Photovoltaik	30
3.4.2. Subventionen Windkraft	30
3.4.3. Subventionen Biogas	30
3.5. Absatzentwicklung erneuerbarer Energieträger	31
3.5.1. Marktentwicklung Photovoltaik	32
3.5.2. Marktentwicklung Windkraft	33
3.5.3. Marktentwicklung Biogas	34
4. Material und Methodik	36
4.1. Verbrauchsdaten	36
4.1.1. Nachfragedaten Strom	36
4.2. Energieerzeugung und Speicher	39
4.2.1. Datengrundlage Photovoltaik	39
4.2.2. Datengrundlage Windkraft	41
4.2.3. Datengrundlage Biogas	44
4.2.4. Datengrundlage Batterie	44

4.2.5.	<i>Datengrundlage Konverter</i>	45
4.3.	Kosten der erneuerbaren Energieträger und Speicher	47
4.3.1.	<i>Kosten Photovoltaik</i>	47
4.3.2.	<i>Kosten Biogas</i>	47
4.3.3.	<i>Kosten Windkraft</i>	49
4.3.4.	<i>Kosten Batterie</i> :.....	49
4.3.5.	<i>Kosten Konverter</i>	50
4.4.	Systemvariantendesign	51
4.5.	Simulationsprogramm Homer Energy	53
4.6.	Optimierung	54
4.7.	Wirtschaftlichkeitsanalyse	54
4.8.	Sensitivitätsanalyse.....	56
5.	Ergebnisse	58
5.1.	Auswertung Inselnetz.....	58
5.2.	Auswertung Inselnetz ohne PV.....	61
5.3.	Auswertung Inselnetz ohne Windkraft	64
5.4.	Auswertung Inselnetz ohne Biogas	67
5.5.	Auswertung Inselnetz ohne Batterie	70
5.6.	Auswertung Sensitivitätsanalyse Inselnetz	73
5.7.	Auswertung Verbundnetz	76
5.8.	Auswertung Verbundnetz ohne PV	79
5.9.	Auswertung Sensitivitätsanalyse Verbundnetz.....	81
6.	Schlussbetrachtung	86
7.	Literaturverzeichnis	90
8.	Anhang	92

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Jahreszeitliche Schwankungen des solaren Energieangebots (Watter 2009, Seite 4)	9
Abbildung 2: Einfluss der geografischen Breite auf den Sonnenstand, hier im geographischen Winter (Watter 2009, Seite 5).....	10
Abbildung 3: Photovoltaikeffekt (Watter 2009)	11
Abbildung 4: Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit und der am Generator abnehmbaren Leistung bei typischen blattgeregelten Horizontalachsenkonvertern (Kaltschmitt, Streicher und Wiese 2006, zit. nach Kaltschmitt und Steicher 2009, Seite 212).....	15
Abbildung 5: Batteriespeicher zur Erhöhung des Eigenverbrauchs (Korthauer 2013).....	20
Abbildung 6: Komponenten eines konventionellen Lithium-Ionen-Akkus beim Entladevorgang (Korthauer 2013)	22
Abbildung 7: Die Marktentwicklung der Windkraft in Österreich (IG Windkraft zit. nach Biermayer et al. 2015)	34
Abbildung 8: Durchschnittlicher Stromverbrauch im Tagesverlauf (Eigene Darstellung)	37
Abbildung 9: Stromverbrauch im Jahres- und Tagesverlauf Wohnform 2 (Eigene Darstellung)	38
Abbildung 10: Stromverbrauch im Jahresverlauf Boxplot Wohnform 2 (Eigene Darstellung)	39
Abbildung 11: Stromproduktion einer 1kWp PV Anlage am Standort Gänserndorf (Eigene Darstellung)	40
Abbildung 12: Stromproduktion einer 10kW Windkraftanlage am Standort Gänserndorf (Eigene Darstellung)	43
Abbildung 13: Mittlere Stromproduktion nach Energieträger für die Variante Inselnetz (Eigene Darstellung)	59
Abbildung 14: Mittlere Stromproduktion nach Energieträger für die Variante Inselnetz ohne PV (Eigene Darstellung)	62
Abbildung 15: Mittlere Stromproduktion nach Energieträger für die Variante Inselnetz ohne Wind (Eigene Darstellung).....	65
Abbildung 16: Mittlere Stromproduktion nach Energieträger für die Variante Inselnetz ohne Biogas (Eigene Darstellung)	68
Abbildung 17: Mittlere Stromproduktion nach Energieträger für die Variante Inselnetz ohne Batterie (Eigene Darstellung)	71
Abbildung 18: Einfluss von Batteriekosten, Biogas-Kosten und Diskontierungsrate auf die Energiekosten im Inselnetz (Eigene Darstellung).....	74
Abbildung 19: Einfluss von Batteriekosten, Biogas-Kosten und Diskontierungsrate auf die Systemkomponente Batterie im Inselnetz (Eigene Darstellung)	75
Abbildung 20: Mittlere Stromproduktion nach Energieträger für die Variante Verbundnetz (Eigene Darstellung)	77

Abbildung 21: Mittlere Stromproduktion nach Energieträger für die Variante Verbundnetz ohne PV (Eigene Darstellung)	80
Abbildung 22: Einfluss von Batteriekosten, Biogas-Kosten, Diskontierungsrate und Strompreis auf die Energiekosten für die Variante Verbundnetz (Eigene Darstellung)	81
Abbildung 23: Einfluss von Batteriekosten, Biogas-Kosten, Diskontierungsrate und Strompreis auf die Systemkomponente PV für die Variante Verbundnetz (Eigene Darstellung)	82
Abbildung 24: Einfluss von Einfluss von Batteriekosten, Biogas-Kosten, Diskontierungsrate und Strompreis auf die Systemkomponente Windkraft für die Variante Verbundnetz (Eigene Darstellung)	82
Abbildung 25: Einfluss von Batteriekosten und Strompreis auf die optimale Systemarchitektur für die Variante Verbundnetz (Eigene Darstellung)	84
Abbildung 26: Einfluss von Diskontierungsrate und Strompreis auf die optimale Systemarchitektur für die Variante Verbundnetz (Eigene Darstellung)	22

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Leistungsdaten Kleinwindkraftanlage (Eigene Darstellung)	42
Tabelle 2: Spezifikationen Systemkomponente Batterie (Eigene Darstellung)...	45
Tabelle 3: Kosten Systemkomponente PV (Eigene Darstellung).....	47
Tabelle 4: Kosten Systemkomponente Biogas Generator (Eigene Darstellung).	48
Tabelle 5: Kosten Systemkomponente Batterie (Eigene Darstellung).....	50
Tabelle 6: Überblick der Systemvarianten (Eigene Darstellung)	52
Tabelle 7: Nebenbedingungen in den Simulationen mit Homer Energy	53
Tabelle 9: Ergebnis Gesamtkosten in € für die Variante Inselnetz (Eigene Darstellung)	60
Tabelle 10: Ergebnis der optimalen Systemarchitektur für die Variante Inselnetz ohne PV (Eigene Darstellung)	61
Tabelle 11: Ergebnis Gesamtkosten in € für die Variante Inselnetz ohne PV (Eigene Darstellung)	63
Tabelle 12: Ergebnis der optimalen Systemarchitektur für die Variante Inselnetz ohne Windkraft (Eigene Darstellung).....	64
Tabelle 13: Ergebnis Gesamtkosten in € für die Variante Inselnetz ohne Windkraft (Eigene Darstellung).....	66
Tabelle 14: Ergebnis der optimalen Systemarchitektur für die Variante Inselnetz ohne Biogas (Eigene Darstellung).....	67
Tabelle 15: Ergebnis Gesamtkosten in € für die Variante Inselnetz ohne Biogas (Eigene Darstellung)	69
Tabelle 16: Ergebnis der optimalen Systemarchitektur für die Variante Inselnetz ohne Batterie (Eigene Darstellung)	70
Tabelle 17: Ergebnis Gesamtkosten in € für die Variante Inselnetz ohne Batterie (Eigene Darstellung)	72

Tabelle 18: Ergebnis der Sensitivitätsanalyse für die Variante Inselnetz (Eigene Darstellung)	73
Tabelle 19: Ergebnis der optimalen Systemarchitektur für die Variante Verbundnetz (Eigene Darstellung)	76
Tabelle 20: Ergebnis Gesamtkosten in € für die Variante Verbundnetz (Eigene Darstellung)	77
Tabelle 21: Ergebnis der optimalen Systemarchitektur für die Variante Verbundnetz ohne PV (Eigene Darstellung)	79
Tabelle 22: Ergebnis Gesamtkosten in € für die Variante Verbundnetz ohne PV (eigene Darstellung)	80
Tabelle 23: Ergebnis der Sensitivitätsanalyse für die Variante Verbundnetz (Eigene Darstellung)	81
Tabelle 26: Zusammenfassung der Ergebnisse	92

Abkürzungsverzeichnis

Abb.: Abbildung

W: Watt

kW: Kilowatt

MW: Megawatt

kWh: Kilowattstunden

kWel: Kilowatt elektrisch

MWel: Megawatt elektrisch

GWel: Gigawatt elektrisch

PV: Photovoltaik

a: anno

COE: Costs of Energy

PV: Photovoltaik

1. Einleitung

Der Ausbau der erneuerbaren Energien stellt eine der zentralen Eckpunkte in der Strategie zur Reduktion von Treibhausgasen dar. Auf nationaler wie auf internationaler Ebene werden große politische Anstrengungen unternommen, um den Ausbau zu fördern und den Weg für ein nachhaltiges sowie auch sicheres Energienetz zu ebnen. Der Energiemarkt ist im Umbruch. Einspeisevergütungen für Photovoltaikanlagen lassen den Ausbau im privaten Bereich ansteigen und auch Windkraft erlebt ein Ausbaurohoch (Biermayer et al. 2015).

Gerade erneuerbare Energieträger wie Photovoltaik und Wind stellen das Stromnetz allerdings auch vor große Herausforderungen. Sie stellen Strom nur zur Verfügung, wenn Sonne scheint bzw. Wind weht, wodurch sich im Tages- wie im Jahresverlauf große Schwankungen ergeben. Auch der Bedarf an Strom unterliegt Fluktuationen. Mit konventionellen Energieträgern kann man die Produktion dem Verbrauch relativ leicht anpassen und auf veränderte Bedingungen reagieren. In einem gänzlich aus erneuerbarer Energie bestehenden Stromnetz, welches stark von äußeren Einflüssen abhängig ist, stellt dies allerdings eine größere Herausforderung dar. Die Stromversorgung muss jederzeit sichergestellt werden. Die Schwierigkeit liegt darin die Energieträger und Speicherkomponenten so zu dimensionieren und zu kombinieren, dass keine Versorgungsengpässe entstehen. Es gilt sowohl die hohen Anforderungen der Verbraucher an die Netzqualität und Stabilität zu erfüllen, als auch eine aus ökonomischer Sicht sinnvolle Lösung zu finden (Watter 2009).

Ziel dieser Arbeit ist es, die verschiedenen Kombinationsmöglichkeiten von erneuerbaren Energieträgern und Energiespeichern in einem Stromnetz miteinander zu vergleichen. Hierfür wurde die Simulations- und Optimierungssoftware Homer Energy verwendet. Mit diesem Programm wurden unterschiedliche Varianten in der Energieproduktion, welche die Voraussetzungen

an die Stabilität und Versorgungssicherheit erfüllen, verglichen. Es wurden sowohl Berechnungen von Varianten im Inselnetz, welche völlig autark sind, als auch Varianten im Verbundnetz durchgeführt.

In Kapitel 2 wird zunächst auf die Grundlagen der Stromversorgung eingegangen. Es werden die Schwankungen in der Stromproduktion und im Verbrauch sowie der technische Aufbau von PV, Windkraftanlagen, Biogasanlagen und Stromspeicher erläutert. Das darauffolgende Kapitel 3 beschäftigt sich mit den ökonomischen Zusammenhängen am Strommarkt. Es wird erklärt welche Einflussfaktoren auf die Entstehung des Strompreises wirken. Weiters werden die Liberalisierungsentwicklungen und die derzeitigen Subventionen und Absatzentwicklungen von erneuerbaren Energieträgern behandelt. Mit Kapitel 4 beginnt der empirische Teil der Arbeit. Da der Energieoutput stark von äußeren Einflüssen abhängig und somit stark standortabhängig ist, wurden Windgeschwindigkeitsdaten und Solarstrahlungsdaten an einem Standort in Gänserndorf (NÖ) herangezogen. Die Stromverbrauchsdaten stammen von Haushalten in Oberösterreich und wurden über den Zeitraum eines Jahres mit Smart Metern gemessen. Die verwendeten Datensätze werden beschrieben, grafisch aufbereitet und analysiert. Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen erfolgten mittels Kapitalwert- und Annuitätenmethode. Des Weiteren wurden Sensitivitätsanalysen durchgeführt um die Auswirkungen von Strompreis, Kosten der Komponenten für die Stromerzeugung, Stromspeicherung und Zinsrate auf die optimale Systemarchitektur und Kostenstruktur zu ermitteln.

Mit Kapitel 5 erfolgt die Auswertung der Ergebnisse. Die Kosten der Stromproduktion werden tabellarisch dargestellt und verglichen. Abschließend erfolgt mit der Schlussbetrachtung ein Fazit und Ausblick auf mögliche zukünftige Entwicklungen am Strommarkt.

2. Technische Grundlagen

Für die Berechnung der Stromproduktion wurden in dieser Arbeit ausschließlich die Technologien Photovoltaik, Windkraft, Biomasse und Batteriespeicher berücksichtigt, weshalb hier auch ausschließlich näher auf diese Komponenten eingegangen wird. Im folgenden Kapitel sollen die Probleme der derzeitigen Energieversorgung und des Stromverbrauchs sowie der Aufbau und die Funktionsweisen der verwendeten unterschiedlichen Komponenten erläutert werden.

2.1. Energiebedarf und Stromverbrauch

Der Gesamtverbrauch an Strom ist von vielen sozioökonomischen Faktoren abhängig. Der personenbezogene Verbrauch hängt stark mit der Anzahl der in dem Haushalt lebenden Personen zusammen. Mit höherer Anzahl steigt auch die Effizienz der Nutzung von elektronischen Geräten. Ein Einpersonenhaushalt hat im Vergleich zu einem Haushalt mit 3 Personen in etwa den doppelten Energieverbrauch pro Person. In Österreich lag der durchschnittliche Jahresstromverbrauch 2012 bei 4187 kWh/Haushalt (Statistik Austria 2013).

Weitere Unterschiede sind bei Haushalten am Land im Vergleich zu städtischen zu beobachten. In ländlichen Gebieten ist der Stromverbrauch um etwa 27% höher als in urbanen Regionen. Dies hängt hauptsächlich mit der höheren Wohnnutzfläche zusammen, welche am Land um etwa 51% höher ist, aber auch der höhere Versorgungsgrad an Fernwärme und Erdgas in Städten und die dichtere Bebauung spielen hier eine Rolle. Weiteren Einfluss auf den Verbrauch konnten auch im Hinblick auf die Altersstruktur, die berufliche Stellung und dem Errichtungszeitpunkt des Wohngebäudes festgestellt werden (Statistik Austria 2011).

Bei den thermischen Verwendungszwecken hat die Warmwasseraufbereitung mit 16% den höchsten Anteil am Gesamtstromverbrauch. Raumheizung ist mit etwa 14% und Strom für Kochzwecke mit 10 % am Gesamtstromverbrauch beteiligt. Kühl und Gefriergeräte haben einen Anteil von etwa 12%, Beleuchtung 8% und Unterhaltungselektronik 7%. Aufgrund der Tatsache, dass sich die Anzahl der Personen pro Haushalt in den letzten Jahren verringert hat sinkt zwar der Stromverbrauch pro Haushalt, der Energieverbrauch pro Person nimmt aber trotz Effizienzsteigerungen bei Haushalts- und Elektrogeräten zu (Statistik Austria 2011).

2.2. Stromproduktion und CO₂-Ausstoß

Die Stromproduktion hat einen maßgeblichen Anteil an den anthropogenen Treibhausgasemissionen. Die EU hat sich bis 2020 das Ziel gesetzt die Treibhausgasemissionen im Vergleich zu 2005 um 20% zu verringern. Neben Energieeffizienzmaßnahmen stellt der Ausbau der erneuerbaren Energieträger eines der wichtigsten Ziele dar. Speziell für Österreich sieht das Klima- und Energiepaket der EU vor, den Anteil der erneuerbaren Energieträger am Bruttoendenergieverbrauch bis 2020 auf 34% zu erhöhen (Lebensministerium & BMWFJ 2010).

Sieht man sich die Stromproduktion im internationalen Vergleich an, so hat Österreich mit etwa 70% erneuerbarer Energie (inklusive Pumpspeicherkraftwerke) einen vergleichsweise hohen Anteil. Dies ist vor allem der topographischen Lage und dem hohen Anteil an Wasserkraft in Österreich zu verdanken. Im EU Schnitt liegt der Anteil der erneuerbaren Energieträger an der Stromproduktion bei etwa 24% (European Commission 2014).

Dennoch ist die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern gerade im Verkehrsbereich oder in der Bereitstellung von Energie für Heizung und Warmwasseraufbereitung hoch. Etwa 75% der Treibhausgasemissionen in

Österreich werden im energetischen Bereich verursacht (Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft 2015).

Geht man davon aus, dass im Bereich der Warmwasseraufbereitung und Heizung fossile Energieträger in Zukunft ersetzt werden müssen und der Elektromobilität eine größere Bedeutung zukommen wird, so wird die Stromerzeugung auch vermehrt für den erhöhten Energiebedarf in diesen Bereichen aufkommen müssen. Dies und die wahrscheinliche Steigerung des Stromverbrauchs machen die Notwendigkeit des Ausbaus der Stromproduktion und, in Kombination mit den oben genannten klimapolitischen Zielen, des Ausbaus von erneuerbaren Energieträgern zur Stromerzeugung deutlich.

2.3. Räumliche sowie zeitliche Angebotscharakteristik

Das zeitliche sowie räumliche regenerative Energieangebot ist stark schwankend (Vergleich dazu Kapitel 2.5). Das solare Energieangebot in Österreich ist in den Wintermonaten gering und erreicht in den Sommermonaten ihr Maximum. Im Westen und Süden kommt es aufgrund der alpinen Morphologie teilweise zu deutlich höheren Strahlungswerten als im Rest von Österreich. In den alpinen Regionen gibt es allerdings auch viele Lagen die zur Nebelbildung neigen und deshalb für die Nutzung der Solarenergie ungünstig sind. Netzgekoppelte, auf Dachflächen montierte Anlagen haben in der Regel Leistungen im einstelligen bis maximal unteren zweistelligen kW Bereich. Allerdings gibt es auch hier größere Anlagen auf Fabrikgebäuden oder Schulen. Die auf Freiflächen installierten Anlagen hingegen haben meist Leistungen im zweistelligen MW Bereich. Photovoltaikanlagen werden nur kurz um die Mittagszeit mit maximaler Leistung betrieben. Die in Österreich erreichbaren Volllaststunden liegen deshalb etwa bei 800–1000 h/a (Kaltschmitt und Streicher 2009).

Auch bei den langjährigen mittleren Windgeschwindigkeiten finden sich große regionale Unterschiede. Im Osten Österreichs werden die höchsten mittleren Windgeschwindigkeiten gemessen. Im Jahresverlauf kommen die höchsten

Windgeschwindigkeiten im Winter und Frühling vor, allerdings sind diese Schwankungen im Jahresgang bei weitem nicht so ausgeprägt wie beim solaren Energieangebot. Im Stunden- und Tagesverlauf kann es bei den Windgeschwindigkeiten zu großen Schwankungen kommen, kurzfristige Schwankungen innerhalb einer Stunde können vor allem bei böigem Wind enorm sein und die Schwankungen bei der Stromerzeugung durch Photovoltaik übertreffen. Typische netzgekoppelte installierte Windkraftanlagen zur Stromerzeugung weisen eine Leistung von 1–3 MW auf, wobei ein Trend hin zu größeren Anlagen festzustellen ist. Im Gegensatz zu photovoltaischen Anlagen ist eine Stromerzeugung aus Windkraft theoretisch zu jeder Tageszeit möglich. Die Volllaststunden von Windkraftanlagen liegen in Österreich bei etwa 1500–2200 h/a (Kaltschmitt und Streicher 2009).

Ein großer Vorteil der Stromerzeugung aus Biomasse ist, dass sie weitgehend nachfrageorientiert bereitgestellt werden kann. Der Ertrag an Biomasse ist zwar einem jahreszeitlichen Rhythmus unterlegen, die Biomasse selbst kann aber über einen längeren Zeitraum zwischengelagert werden. Sie eignet sich deshalb als gute Ergänzung zu Photovoltaik und Windkraft, um deren Schwankungen im Energieangebot auszugleichen. Biomasseanlagen können eine Größe von 10kW bis zu einigen 10 MW haben. Limitierender Faktor ist hier hauptsächlich die Bereitstellung der Biomasse und die damit verbundene Logistik (Kaltschmitt und Streicher 2009).

2.4. Stromverteilung und Regelung

Um die Stabilität im Stromnetz zu gewährleisten, müssen Änderungen im Stromverbrauch oder in der Stromproduktion ausgeglichen werden. Jede Leistungsänderung im Netz führt auch zu einer Frequenzabweichung. Sogenannte Netzfrequenzregler sorgen dafür, dass diese Abweichungen durch Leistungsanpassung bei Kraftwerken ausgeglichen werden. Hier wird zwischen Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung unterschieden. Die Primärregelung ist

die unmittelbare kurzfristige Regelung und wird automatisch durch die Frequenzregler an den einzelnen Kraftwerken durch Anpassung der Maschinen und Drehzahlleistung erreicht. Jeder Netzbetreiber muss einen gewissen Anteil an Regelenergie für die Primärregelung zur Verfügung stellen. Die Sekundärregelung erfolgt danach und ist der längerfristige Leistungsausgleich. Sie wird über eine koordinierte Leistungsanpassung der speziellen Regelkraftwerke innerhalb des Übertragungsnetzes vorgenommen. Nicht alle Kraftwerke sind dafür geeignet. In der Praxis werden dafür oft Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke oder andere schnell anlaufende Kraftwerke wie Gasturbinenkraftwerke verwendet. Die Tertiärregelung wiederum erfolgt in noch größeren Zeitabständen. Sie wird im Gegensatz zur Primär- und Sekundärregelung nicht automatisch auf elektronischem Wege, sondern aufgrund der genügend vorhandenen Zeit meist manuell durch die Netzbetreiber durchgeführt. Bei der Sekundär- und Tertiärregelung wird im Gegensatz zur Primärregelung nach kostenoptimierenden Gesichtspunkten vorgegangen (Schwab 2012).

Stromnetze können im Verbundsystem oder als Inselnetze betrieben werden. Die Übergänge hierbei sind fließend. Inselnetze sind räumlich eher begrenzt. Technisch unterscheiden sie sich dadurch, dass in einem Inselnetz die Sekundärregelung ausschließlich zur Aufrechterhaltung der Netzfrequenz dient. In einem Verbundnetz sind die Inselnetze miteinander verbunden und die Sekundärregelung dient hier auch zum Leistungsaustausch. Leistungsschwankungen können so leichter ausgeglichen werden. Bei einem Inselnetz erfolgt die gesamte Leistungsanpassung intern (Schwab 2012).

2.5. Funktionsweise der Stromproduktionstechnologien und Stromspeicher

Folgende Kapitel sollen einen Einblick in die Funktionsweise der verwendeten Komponenten Photovoltaik, Windkraft, Biogas und Batteriespeicher geben. Es wird sowohl auf die physikalischen Grundlagen und Charakteristika der Energieformen, als auch auf den technischen Aufbau der Komponenten eingegangen.

2.5.1. Funktionsprinzip Photovoltaik

Bei der photovoltaischen Nutzung der Sonnenenergie wird aus der Umwandlung der solaren Strahlung direkt elektrische Energie gewonnen. Im Inneren der Sonne wird durch Kernfusion Energie freigesetzt und anschließend in den Weltraum abgegeben. Diese Strahlungsenergie besteht zum einen aus Materiestrahlung, welche auf der Erde nur geringe Auswirkungen hat und zum anderen aus elektromagnetischer Strahlung, welche auch das für das menschliche Auge sichtbare Sonnenlicht enthält und für die photovoltaische Stromerzeugung von Bedeutung ist (Watter 2009).

Das Energieangebot von der Sonne ist im zeitlichen und räumlichen Verlauf stark schwankend. Die Sonnenbestrahlungsstärke (elektromagnetische Strahlung), welche am oberen Rand der Atmosphäre auftrifft, wird auch Solarkonstante genannt. Die Erde umkreist die Sonne in einer elliptischen Bahn, weshalb die Solarkonstante im Jahresverlauf variiert. Abbildung 1 verdeutlicht diese Veränderungen im Laufe des Jahres. Am höchsten ist die Solarkonstante im Januar und liegt bei 1420 W/m^2 (geringster Sonnenabstand), am niedrigsten ist sie im Juli und liegt bei 1325 W/m^2 (größter Sonnenabstand) (Watter 2009).

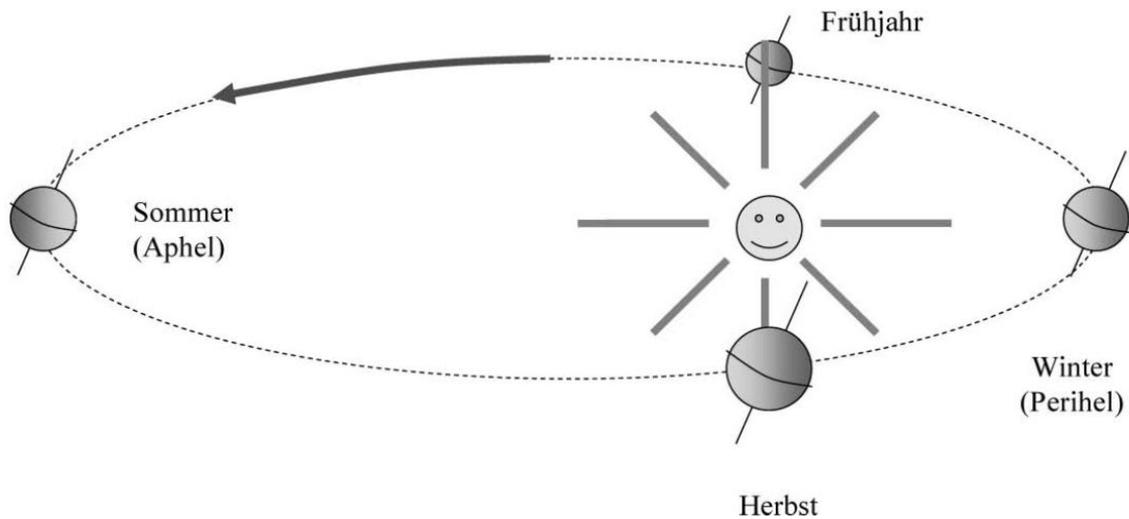


Abbildung 1: Jahreszeitliche Schwankungen des solaren Energieangebots (Watter 2009, Seite 4)

Allerdings wird die Bestrahlungsstärke auf der Erdoberfläche durch eine Reihe zusätzlicher Faktoren beeinflusst. Es ergeben sich große Schwankungen durch den Tag/Nacht Rhythmus und die Neigung der Erdachse. Der Einfallswinkel der Sonnenstrahlung bestimmt wesentlich, wieviel Sonnenstrahlung auf der Erdoberfläche ankommt. Im Winter ist Einstrahlung in unseren Breiten durch den flachen Einfallswinkel stark gedämpft. Einerseits, weil durch den flachen Winkel der Weg durch die Atmosphäre ein längerer ist und dadurch ein größerer Teil der Strahlung absorbiert wird, andererseits, weil die Strahlung sich durch den flachen Einfallswinkel auf eine größere Erdoberfläche verteilt. In Abbildung 2 wird die Erde mit geneigter Achse dargestellt. Die Darstellung stellt die Situation im Winter für die Nordhalbkugel und im Sommer für die Südhalbkugel dar. Die Sonnenstrahlen treffen auf der nördlichen Hemisphäre in einem viel flacheren Winkel auf die Erdoberfläche auf (Kaltschmitt und Streicher 2009).

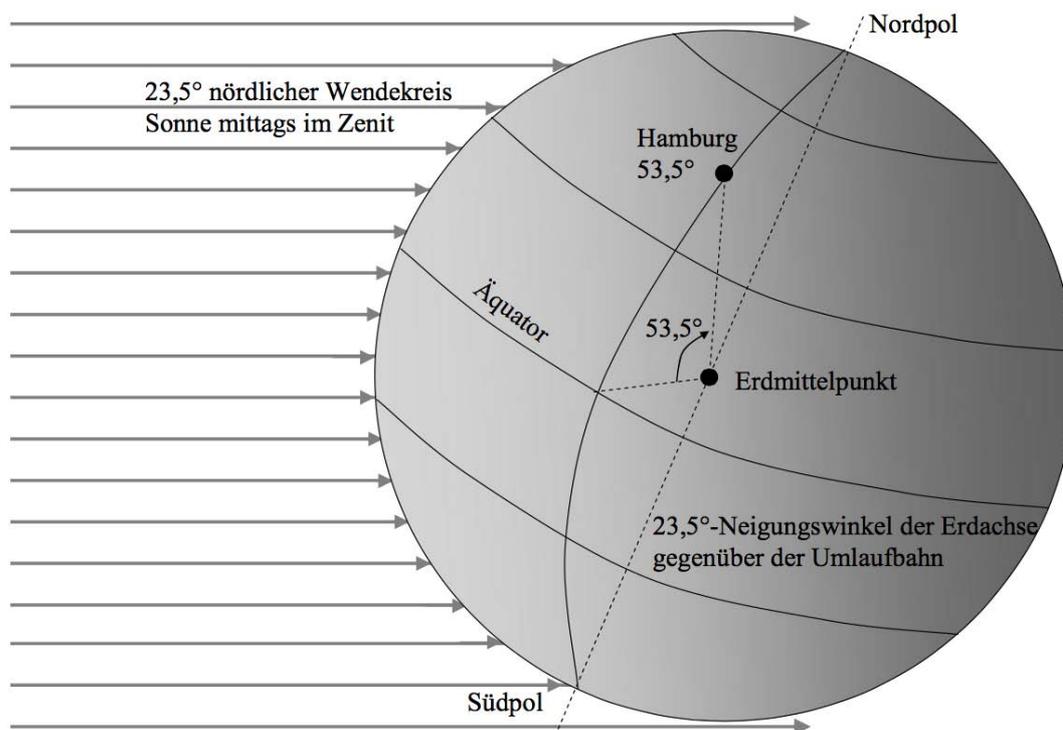


Abbildung 2: Einfluss der geografischen Breite auf den Sonnenstand, hier im geographischen Winter (Watter 2009, Seite 5)

Die Strahlungsleistungen im Jahresverlauf sind in Österreich gekennzeichnet von Strahlungsmaxima in den Sommermonaten und einem deutlich geringeren Strahlungsangebot in den Wintermonaten aufgrund einer geringeren Sonnenscheindauer, dem geringeren Strahlungseinfallswinkel und einer höheren Bewölkung. Die Globalstrahlung kann innerhalb eines Jahres um bis zu 15% vom langjährigen Mittelwert abweichen. (Kaltschmitt und Streicher 2009).

Für Österreich ergibt sich ein solares Strahlungsangebot von durchschnittlich 1100 kWh/m²/a. Im Westen Österreichs und im Süden Österreichs ergeben sich deutlich höhere Strahlungswerte, was auf die alpine Morphologie und auf die niedrigere Wolken- und Nebelbildung zurückzuführen ist. Kleinräumig kann es hier allerdings auch zu deutlichen Unterschieden kommen (Kaltschmitt und Streicher 2009).

Für den Aufbau von Photovoltaikmodulen stehen im wesentlichen Dachflächen, Fassadenflächen und Freiflächen zur Verfügung. Grundlage für die Funktion von PV-Zellen ist der foto- oder lichtelektrische Effekt in Verbindung mit Halbleitern.

Hierbei erfolgt eine Umwandlung der Energie der elektromagnetischen Strahlung auf Elektronen in Materie. Trifft Lichtenergie auf einen Halbleiter, kann sie Energie an ein Elektron abgeben. Dieser Effekt wird durch den zusätzlichen technischen Einbau von Fremdatomen in die Halbleiterkristalle verstärkt. Jener Vorgang wird auch Dotierung genannt und erhöht im Wesentlichen die Leitfähigkeit der PV- Zellen. Besonders wirksam sind Fremdatome mit einer Elektronenzahl, welche von der des Grundmaterials abweicht. Je nachdem ob die bei der Dotierung eingebauten Atome ein Elektron mehr oder weniger haben, agieren sie als Elektronendonator (n- Dotierung) oder Akzeptor (p- Dotierung). Der Schematische Aufbau einer Photovoltaikzelle ist in Abbildung 3 dargestellt. Es werden abwechselnd p-dotierte und n-dotierte Schichten kombiniert. Zwischen den Schichten entsteht ein Konzentrationsgefälle aufgrund der unterschiedlichen Elektronenzahl. In weiterer Folge entsteht an den Grenzflächen (Raumladungszone) ein elektrisches Feld. Treffen die Photonen der Sonnenstrahlung auf diese Halbleitermaterialien mit p-n Übergang so geben sie

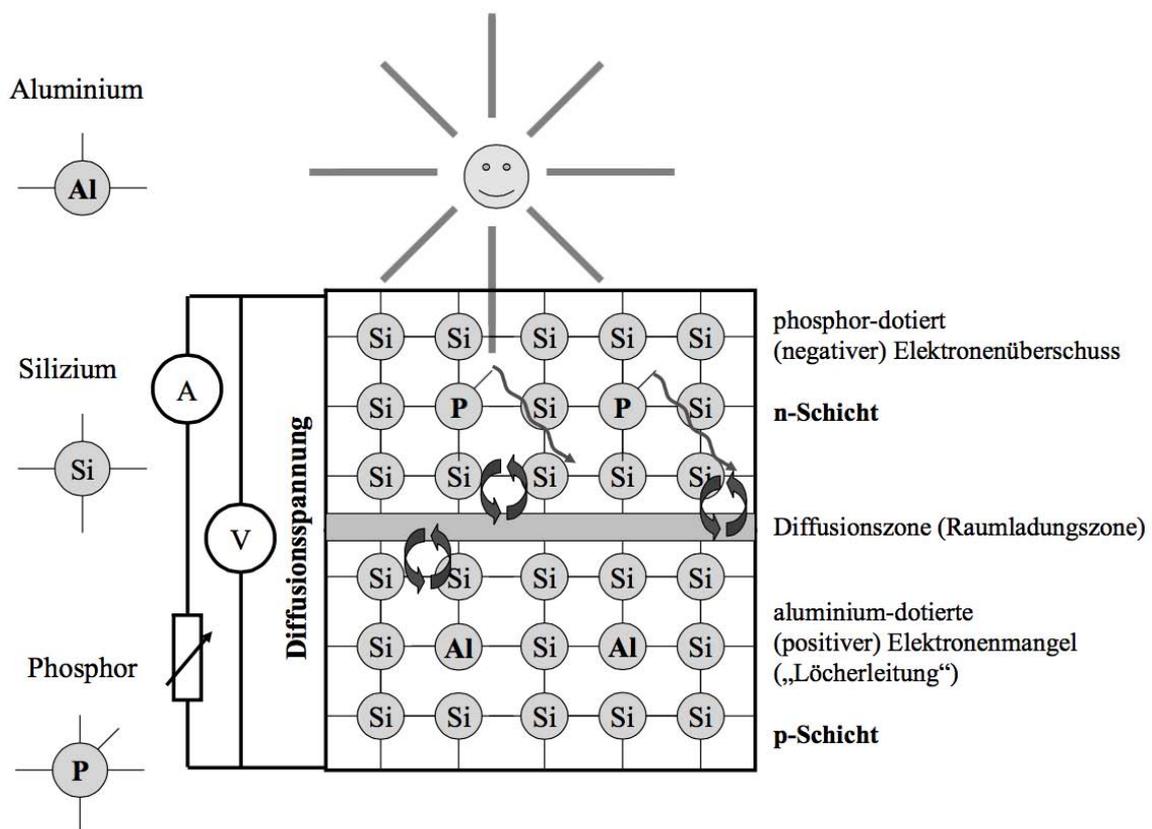


Abbildung 3: Photovoltaikeffekt (Watter 2009, Seite 13)

ihre Energie an die Elektronen in den PV- Zellen ab und es entsteht ein Ladungsüberschuss. Dieser Ladungsüberschuss erzeugt ein Spannungsfeld, welches in weiterer Folge als elektrische Energie genutzt werden kann (Kaltschmitt und Streicher 2009).

Der Großteil der eingesetzten Photovoltaikzellen verwendet Silizium als Halbleitermaterial, aber auch andere Materialien wie Germanium, Galliumarsenid, Cadmiumtellurid oder Kupfer-Indium-Diesellid werden vermehrt verwendet. Es gibt eine Vielzahl an unterschiedlichen Bauarten, welche unterschiedliche Vor- und Nachteile haben. Am weitesten verbreitet sind derzeit kristalline Siliziumzellen, jedoch werden voraussichtlich Dünnschichtzellen oder Amorphe Siliziumzellen in Zukunft an Bedeutung gewinnen, da sie mit viel niedrigerem Materialeinsatz und somit kostengünstiger produziert werden können (Kaltschmitt und Streicher 2009).

Ein weiteres wichtiges Bauteil zur Verwendung des PV-Stroms ist der Wechselrichter. Er wandelt den vom Solarmodul kommenden Gleichstrom in sinusförmigen Wechselstrom oder Dreiphasen-Drehstrom um. Es gibt aber auch bereits Photovoltaik Module, welche diese Wechselrichter direkt in den Solarzellen verbaut haben. Der Energieertrag ist direkt abhängig von der eingestrahlten Sonnenleistung. Deshalb haben die Standortwahl und die Neigung der PV-Module zur Sonne einen wesentlichen Einfluss auf den Stromertrag. Allerdings sinkt der Wirkungsgrad bei sehr hohen Temperaturen, weshalb sich die Energieerträge einer PV- Anlage nur beinahe proportional zur einfallenden Sonnenenergie verhalten (Kaltschmitt, Streicher, und Wiese 2013).

Bei der Standortwahl gilt es sowohl die Neigung der PV-Fläche zur Sonne zu optimieren als auch Verschattung zu vermeiden. Die spezifischen Stromerträge liegen in Österreich je nach Standort im Jahr zwischen 600 und 900 kWh pro installierter kW PV-Leistung (Kaltschmitt und Streicher 2009).

2.5.2. Funktionsprinzip Windkraft

Mittels Windkraftanlagen wird die im Wind enthaltene kinetische Energie in eine Drehbewegung und über einen Generator in elektrische Energie umgewandelt. Wind entsteht durch Luftbewegungen, die sich als Ausgleich zwischen Gebieten mit unterschiedlichen Luftdrücken bilden. Dabei bewegen sich Luftmassen von Gebieten höheren Luftdrucks zu Gebieten mit niedrigerem Luftdruck. Grund dafür sind globale Unterschiede in der Erwärmung der Erdoberfläche. Diese Unterschiede werden einerseits durch die unterschiedliche Intensität der Sonneneinstrahlung auf verschiedenen Breitengraden, andererseits durch die ungleichmäßige Verteilung der Meere und Kontinente hervorgerufen (Kaltschmitt und Streicher 2009).

Die Entstehung der Winde ist also ein Produkt der Sonnenenergie im Zusammenspiel mit der unterschiedlich starken Erwärmung von Luftmassen. Am stärksten werden diese am Äquator erwärmt, am geringsten nahe der Pole. In der Äquatorzone steigt deshalb die warme Luft auf und strömt in großen Höhen in Richtung Pole, kühlt ab und sinkt wieder nach unten. Durch das in Äquatornähe entstehende Tiefdruckgebiet strömt wiederum bodennahe Luft kühlere Luft aus den mittleren Breiten in Richtung Äquator. Dieses relative simple Strömungsbild wird allerdings durch die Erdrotation, die unterschiedliche Verteilung von Land- und Wassermassen und der daraus resultierenden Klimazonen stark verändert. Es entstehen großräumige Wirbel, tausende Kilometer im Durchmesser, aus denen sich wiederum kleinere Wirbel abspalten. Von diesen Wirbeln wird auch maßgeblich das Wetter in Europa beeinflusst (Jarass, Obermair und Voigt 2009).

Die globalen Luftzirkulationssysteme kommen in großen Höhen vor. In Erdoberflächennähe werden diese Prozesse stark von lokalen Gegebenheiten beeinflusst. Auch auf lokaler Ebene können aufgrund verschiedener Oberflächenerwärmung Temperaturdifferenzen zwischen Gebieten und somit

lokale Windsysteme wie Berg- und Talwinde entstehen. In Österreich kommt es aufgrund der komplexen Topographie zur sehr unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten sowohl im Mittel, als auch im Tages- und Jahresverlauf. Standorte können beispielsweise in den sogenannten Höhen- und Niederungstyp eingeteilt werden. Der Niederungstyp findet sich eher in ebenem, flachem Gelände und ist bei störungsfreiem Wetter durch eine Durchmischung der bodennahen Luftschicht tagsüber und einer stabilen Schichtung nachts gekennzeichnet. Die Windgeschwindigkeiten erreichen am frühen Nachmittag ihr Maximum. Beim Höhentyp wird das Maximum in den Nachtstunden erreicht und das Minimum zu Mittag oder nachmittags. Das Windangebot ist generell starken Schwankungen unterlegen und kann im Jahresmittel um $\pm 20\%$ variieren, im Minutenmittel sogar um $\pm 100\%$ (Kaltschmitt und Streicher 2009).

In den untersten Luftschichten werden die großräumigen Luftströmungen von kleineren turbulenten Luftfeldern überlagert. Wichtig für die Windenergienutzung ist die Tatsache, dass mit zunehmender Höhe die mittlere Windgeschwindigkeit zunimmt. Auch Schwankungen in Form von Turbulenzen sind in großer Höhe geringer, sie werden in Bodennähe stark von der Topographie und Bodenrauigkeit beeinflusst. Die Windgeschwindigkeit steigt deutlich mit zunehmender Höhe. Weiters wird der Windertrag durch Bäume, Gebäude oder andere Hindernisse beeinflusst. Für die Windenergienutzung sind also Standorte in Meer- beziehungsweise Küstennähe oder große, wenig bewaldete Ebenen im Flachland zu bevorzugen. Teilweise finden sich auch auf Hügel- oder Bergkuppen gute Bedingungen (Jarass, Obermair und Voigt 2009).

Abbildung 4 zeigt eine Leistungskennlinie eines Windkraftgenerators in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit. Jede Windkraftanlage hat eine spezifische Mindestgeschwindigkeit. Unter dieser können die Reibungs- und Trägheitsverluste der Anlage nicht überwunden werden und es wird keine Energie erzeugt (Phase I). Erst ab einer bestimmten Geschwindigkeit (Phase II) beginnt der Rotor zu laufen und die Anlage produziert Strom. Marktgängige Anlagen laufen ab einer Windgeschwindigkeit von etwa 2,5 bis 4 m/s. In Phase III ist die sogenannte Nenngeschwindigkeit erreicht. Hier wird das Leistungsmaximum erreicht. Um eine Überlastung des Generators zu vermeiden, muss die Leistung auf ein gewisses Niveau gedrosselt werden. Diese Leistungs- und Drehzahlregelung kann beispielsweise über die Einstellung des Winkels der Rotorblätter erfolgen. In Phase IV übersteigt die Windgeschwindigkeit die mechanische Belastbarkeit und die Anlage muss zur Vermeidung von Schäden abgeschaltet werden (Kaltschmitt und Streicher 2009).

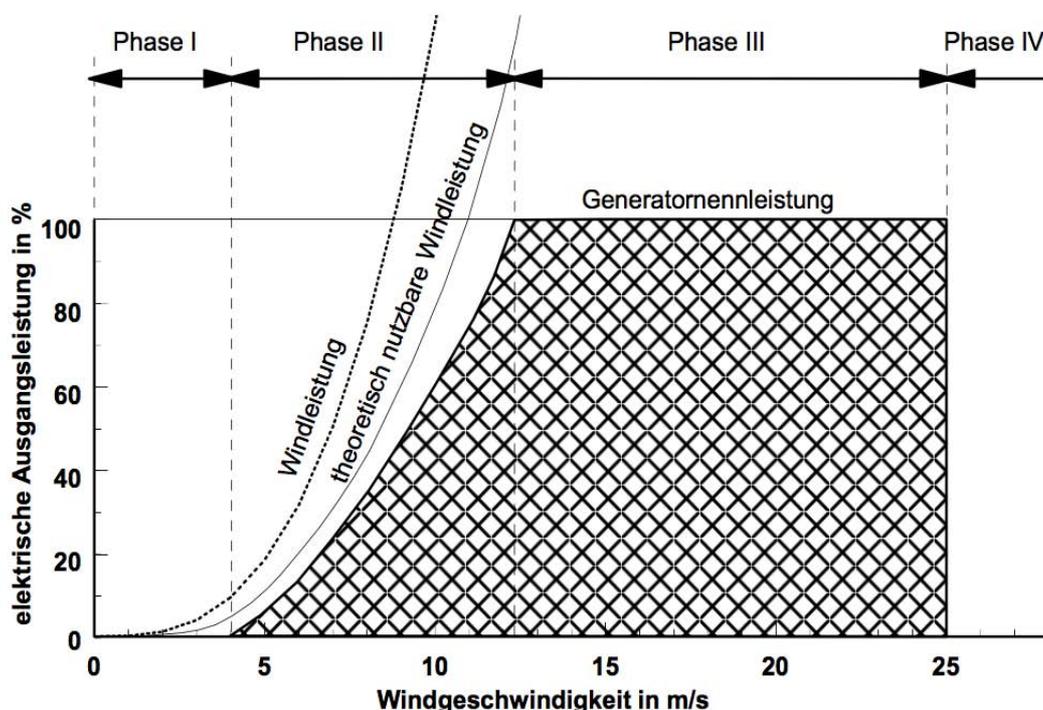


Abbildung 4: Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit und der am Generator abnehmbaren Leistung bei typischen blattgeregelten Horizontalachsenkonvertern (Kaltschmitt, Streicher und Wiese 2006, zit. nach Kaltschmitt und Steicher 2009, Seite 212)

Aufgrund des Strömungsnachlaufs (verzögerte Strömung mit Wirbelfeld) sind auch Mindestabstände von etwa dem 10-fachen des Rotordurchmessers zwischen den Windrädern einzuhalten. Untersucht man die Zusammenhänge der Leistung der Anlage lassen sich folgende Verallgemeinerungen ableiten (Watter 2009):

- Die Leistung steigt mit dem Quadrat des Rotordurchmessers. Doppelter Rotordurchmesser bedeutet vierfache Leistung.
- Die Leistung steigt mit der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit. Doppelte Windgeschwindigkeit bedeutet achtfache Leistung.

Die Narbenhöhe, der Rotordurchmesser sowie die sorgfältige Wahl des Standortes und eine Standortanalyse sind also von großer Bedeutung (Watter 2009).

Dem Wind kann die Energie nie komplett entzogen werden. Dies hätte eine vollständige Abbremsung der Luftmassen zur Folge und Luft könnte nicht mehr nachströmen. Der theoretisch maximale Wirkungsgrad einer idealen Windkraftanlage liegt bei 59,7%. Neben aerodynamischen Verlusten treten unter anderem mechanische Verluste und Umwandlungsverluste im Generator auf. Moderne Windkraftanlagen können in etwa 30 bis 40% der im Wind enthaltenen Energie in elektrische nutzbare Energie umwandeln (Kaltschmitt und Streicher 2009).

Windkraftanlagen bestehen im Wesentlichen aus einem meist stahlarmierten Betonfundament, einem Turm, einem Generator, einem Getriebe und den Rotorblättern. Das Getriebe und der Generator sind in der Gondel untergebracht und die Windrichtungsnachführung sorgt für eine Ausrichtung der Gondel und des Rotors in Windrichtung. Wichtigstes Bauteil einer Windkraftanlage ist der Rotor. Moderne Anlagen bestehen meist aus Rotorblättern die ein Tragflügelprofil aufweisen. Sie arbeiten nach dem Auftriebsprinzip bei welchem der Luftstrom die Rotorblätter umströmt. Durch das Tragflügelprofil haben die Luftteilchen an der

Oberseite einen längeren Weg zurückzulegen als auf der Unterseite. Dies hat zur Folge, dass sich auf der Unterseite ein Überdruck und an der Oberseite ein Unterdruck bildet. Darum setzen sich die Rotorblätter in Bewegung. Dieser Effekt kommt allerdings nur zum Tragen, wenn die Rotorblätter in einem gewissen Winkel zum Wind stehen. Ein veränderter Anstellwinkel kann daher dafür verwendet werden, um die Leistung zu drosseln oder zu erhöhen (Kaltschmitt, Streicher und Wiese 2013).

Die Verteilung der Windparks ist in Österreich sehr konzentriert. Diese befinden sich hauptsächlich im östlichen Teil des Landes. Die dortige Energieproduktion übersteigt an manchen Tagen den regionalen Bedarf an Energie. Dies hat wiederum erhöhte Anforderungen an die Verteil- und Übertragungsnetze zur Folge, da die überschüssige Energie ins überregionale Verteilungsnetz eingespeist werden muss. Die Prognosegenauigkeit der Windkraft ist begrenzt. Es ergeben sich Abweichungen in der Einspeiseleistung welche ausgeglichen werden müssen. Diese kurzfristige Ausgleichsenergie wird in Österreich hauptsächlich über den Abruf von der im Süden gelegenen Speicherkraftwerke und längerfristig über Ausgleichsenergie von anderen Kraftwerken zur Verfügung gestellt (Kaltschmitt und Streicher 2009).

2.5.3. Funktionsprinzip Biogas

Biogas wird durch Fermentation von Bioabfällen, Gülle, Klärschlamm, Fetten oder Pflanzen gewonnen. Diese Gär- und Fäulnisprozesse finden in einem luftdichten Bioreaktor statt und werden von Bakterien hervorgerufen. Die Vergärung wird in mehrere Phasen unterteilt. In der ersten Phase, der Hydrolyse werden Fette in Fettsäuren, Polysaccharide in Mono- oder Oligosaccharide und Peptide in Aminosäuren zerlegt. Bei der Acidogenese werden diese Stoffe weiter in niedere Fett- und Carbonsäuren und Alkohole abgebaut. Bei diesem Schritt werden bereits geringen Mengen an Essigsäure gebildet. In der Acetogenese erfolgt die hauptsächlichliche Produktion von Essigsäure aus den oben genannten

Spaltprodukten. Diese Essigsäure wird dann in der Phase der Methanogenese in Methan umgewandelt, welche für die Energieproduktion aus Biogas von Bedeutung ist. Als Nebenprodukt dieser Prozesse bleibt ein sogenannter Gärrest, der als Dünger in der Landwirtschaft verwendet werden kann. Er enthält schwerer zersetzbare Stoffe wie Lignin und hat einen hohen Anteil an Stickstoff und vielen Spurenelementen (Watter 2009).

Um einen optimalen Ablauf des Faulprozesses zu gewährleisten, müssen die Betriebswerte ständig überwacht werden. Die Gärprozesse laufen unter Luft- und Lichtabschluss ab. Der Wassergehalt sollte bei mindestens 50% und die Fermentertemperatur bei 38–42° C liegen. Hat die Biomasse eine niedrige Substratkonzentration und somit einen hohen Wassergehalt muss zusätzlich Wärme in den Prozess eingebracht werden um die benötigte Temperatur und das Bakterienwachstum aufrechtzuerhalten. Der optimale pH- Wert liegt bei 7. Biogas besteht zu 40–75% aus Methan, 25–55% Kohlendioxid, bis zu 10% Wasserdampf und zu geringeren Anteilen Stickstoff, Sauerstoff, Wasserstoff, Ammoniak und Schwefelwasserstoff. Je höher der Anteil an Methangas ist, desto energiereicher ist das Biogas. Nicht nutzbar sind Kohlendioxid und Wasserdampf. Stoffe wie Schwefelwasserstoff und Ammoniak sind unerwünscht und werden meist durch Reinigung oder Aufbereitung des Gasgemisches entfernt. Auch andere Bestandteile können je nach Verwendung abgeschieden werden (Watter 2009).

Für die Produktion von Biogas aus Gülle kann man nach *Watter (2009)* davon ausgehen dass bei einer Gärtemperatur von 35° C und nach einer Gärzeit von 3 Wochen pro Großvieheinheit (Tier mit 500 kg Lebendgewicht) etwa 1 m³ Biogas mit einem Brennwert von etwa 6,3 kWh pro Tag erzeugt wird. Hochgerechnet auf 1000 Schweine, 230 Mastbullen, 700 Kälber oder 125 Kühe ergibt dies eine Produktion von 150–250 m³ pro Tag.

Eine häufige Verwendung findet Biogas in Blockheizkraftwerken. Hier treibt das Gasgemisch einen Verbrennungsmotor an, der in weiterer Folge mit einem Generator verbunden ist, welcher Strom erzeugt. Die dabei anfallende Wärme kann dann beispielsweise für den Fermentationsvorgang der Biomasse und die Beheizung von Gebäuden verwendet werden. Diese Methode wird wegen der Kombination aus Strom und Wärmenutzung auch Kraft-Wärme-Kopplung genannt. Effektiv und wirtschaftlich arbeitet die Anlage, wenn möglichst viel von der überschüssigen Wärme wiederverwendet werden kann (Watter 2009).

2.5.4. Funktionsprinzip Batteriespeicher

Batterien als Speichermedien finden sich in allen möglichen elektronischen Kleingeräten sowie in großtechnischen Anwendungen. In Zukunft wird der Speichertechnologie wegen dem hohen Bedarf an Speichern in Stromnetzen womöglich eine noch größere Bedeutung zukommen. In diesem Kapitel wird hauptsächlich auf Lithium-Ionen-Batterien eingegangen, da diese aufgrund ihrer hohen Energiedichte und schnellen Reaktionszeit eine vielversprechende Technologie für die Bereitstellung von Regelenergie im Energienetz von morgen darstellt. Speicher in Stromnetzen sind notwendig, um eine gleichmäßige Energieversorgung sicherzustellen. Je nach Bedarf gibt es unterschiedliche Möglichkeiten, die unvermeidbaren Schwankungen auszugleichen. Für kurzfristige Schwankungen werden beispielsweise Kondensatoren oder Schwungräder verwendet. Für einen mittelfristigen Speicherbedarf kommen Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicher oder Batterien in Frage (Noack et al. 2015).

Der Ausbau der erneuerbaren Energien und die großen Mengen an fluktuierenden Energiemengen machen es notwendig, die Kapazitäten zur Speicherung auszubauen. Einen wesentlichen Teil dieser Speicherung könnten in Zukunft Batterien übernehmen. Abbildung 5 zeigt wie Batteriespeicher in Kombination mit PV-Anlagen helfen können, Schwankungen auszugleichen und den Eigenverbrauch zu erhöhen. Vor allem der typische hohe Strombedarf in den Abendstunden kann hier mit tagsüber produzierten und zwischengespeicherten PV-Strom gedeckt werden (Korthauer 2013).

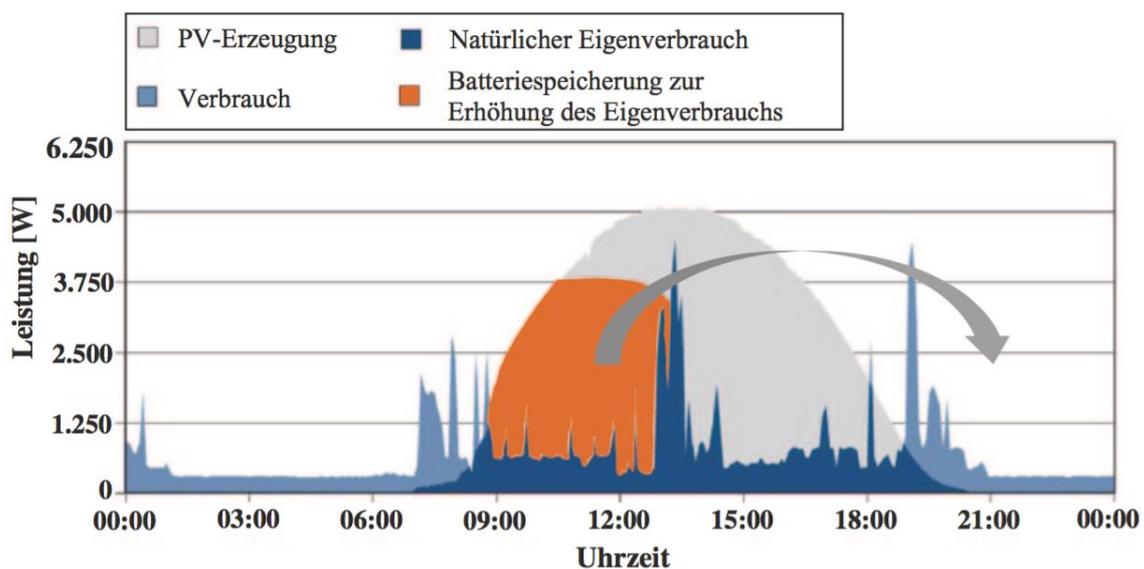


Abbildung 5: Batteriespeicher zur Erhöhung des Eigenverbrauchs (Korthauer 2013, Seite 425)

Batterien gehören zu den elektrochemischen Speichern. Es gibt eine Vielzahl an Bauarten mit unterschiedlichen technischen und chemischen Eigenschaften. Nicht alle dieser Batterietypen eignen für die Verwendung als Speicher in Energienetzen. Nur aufladbare Systeme kommen in Frage. Eine der billigsten und am weitest verbreiteten Batterieformen ist der Bleiakkumulator. Er findet sich vor allem als Starterbatterie in Autos wieder, ist aufgrund seiner geringen Lebensdauer unter bestimmten Betriebsbedingungen für den Einsatz in Energienetzen aber nicht ideal. Weitere Bauarten sind Nickel-Cadmium- und Nickel-Metallhydrid-Akkumulatoren, Natrium-Schwefel- und Natrium-

Nickelchlorid-Akkumulatoren oder die Redox- Flow Batterien, welche eng mit der Brennstoffzelle verwandt sind (Korthauer 2013).

Eine der am vielseitigsten einsetzbaren Speicher stellt die Lithium-Ionen-Batterie dar. Aufgrund ihrer kompakten Größe und hohen Energiedichte findet sie vor allem in Elektrogeräten wie Laptops und Smartphones ihre Verwendung, spielt aber auch in der Elektromobilität eine immer größere Rolle. Sie ist wiederaufladbar, hat einen hohen Wirkungsgrad und eine geringe Selbstentladung. Lithium-Ionen-Batterien bestehen aus zwei Elektroden zwischen denen sich ein ionenfähiger Elektrolyt und eine poröse Membran befinden. Beim Laden und Entladen wandern einzelne Lithium-Ionen zwischen der positiven und der negativen Elektrode hin und her. Die positiven Elektroden bestehen meist aus Kobaltoxid (LiCoO_2) und haben einen Stromableiter aus Aluminium. Das meist verwendete negative Elektrodenmaterial ist Graphit. Abbildung 6 zeigt den schematischen Aufbau einer solchen Batterie mit einem Stromableiter aus Kupfer. Beim Ladevorgang verlassen Lithium-Ionen die Kristallstruktur der negativen Elektrode und werden in die Graphitschichten der positiven Elektrode eingelagert. In Abbildung 6 ist der Entladevorgang dargestellt, der genau in umgekehrter Richtung stattfindet und bei dem die Lithium-Ionen wieder in die Kristallstruktur der positiven Elektrode eingelagert werden. Bei diesem Vorgang erfolgt eine Entladung der Batterie, was auch bedeutet, dass Elektronen über einen elektrischen Verbraucher, wie beispielsweise eine Glühbirne, als Strom in die positiv geladene Elektrode mit Aluminium fließen (Korthauer 2013).

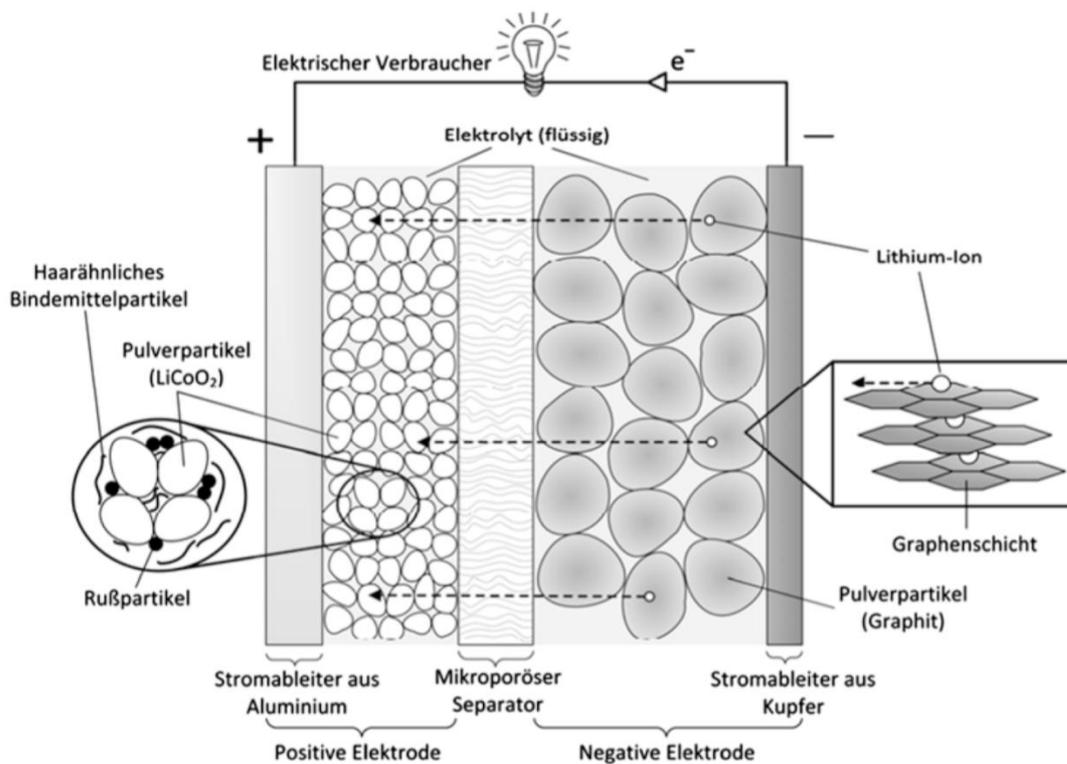


Abbildung 6: Komponenten eines konventionellen Lithium-Ionen-Akkus beim Entladevorgang (Korthauer 2013, Seite 22)

Die Anforderungen an die Batterien sind je nach Einsatzgebiet unterschiedlich. Für den Einsatz von Batterien als kurzfristiger Speicher und zu Stabilisierung der Netze, sollten diese für kurze Zyklen mit geringer Entladetiefe ausgelegt werden. Für den Einsatz als längerfristigen Speicher, beispielsweise als Zwischenspeicher von PV-Strom, sollten die Batterien für mehrstündige Zyklen mit großer Entladetiefe ausgelegt sein (Korthauer 2013).

Moderne Batterien werden mit einem Batteriemanagementsystem ausgestattet. Dieses hat die Aufgabe die Zellspannung, den Batteriestrom sowie die Temperatur zu überwachen. Weiters kann dadurch der aktuelle Ladezustand ermittelt werden. Batterien reagieren empfindlich auf Über- und Unterspannung. Überspannung kann zu Selbstentzündung und Unterspannung zu Kapazitätsverlusten und höherer Selbstentladung führen. Da in Batterien meist mehrere Zellen in Reihe geschaltet und eine gewisse Streuung in der Entladung

vorkommt, müssen die Ladezustände auch zwischen den Zellen untereinander ausgeglichen werden, um einen Kapazitätsverlust zu verhindern. Auch eine maximale Entladetiefe darf nicht überschritten werden. Alle diese Maßnahmen stellen im Wesentlichen eine optimale Leistung und Lebensdauer einer Batterie sicher (Korthauer 2013).

Bei Lithium-Ionen-Batterien hat die Betriebstemperatur einen wesentlichen Einfluss auf die Leistungsfähigkeit und die Lebensdauer. Die optimale Betriebstemperatur für Lithium-Ionen-Batterien liegt bei 20–40 Grad Celsius. Die Zellalterung nimmt mit steigender Temperatur zu, die Leistungsfähigkeit allerdings ab. Im Bereich unter 0 Grad Celsius kann das Leistungsdefizit bei 30% liegen. Bei extrem niedrigen Temperaturen kann es außerdem zu einer irreversiblen Schädigung kommen und bei Temperaturen über 40 Grad Celsius altern die Zellen enorm schnell. Manche Lithium-Ionen-Batterien werden deshalb mit einem eigenen Thermomanagement ausgestattet. Dieses sorgt je nach Bedarf durch eine entsprechende Kühlung oder Beheizung dafür, dass der optimale Temperaturbereich eingehalten wird (Korthauer 2013).

3. Ökonomische Grundlagen

Der Strommarkt wird von vielen unterschiedlichen, externen wie internen, Faktoren beeinflusst. Die Stromwirtschaft in Österreich steht in Wechselbeziehung mit anderen Ländern, allem voran Deutschland. Strom wird je nach Bedarf und Preis exportiert oder importiert. Im Folgenden sollen einige der Faktoren erläutert werden, welche Einfluss auf den Strommarkt und den Ausbau der erneuerbaren Energieträger haben.

3.1. Entstehung des Strompreises

Der Strompreis hängt im Wesentlichen von den Kosten für die Stromerzeugung ab. Hierfür ausschlaggebend ist die Zusammensetzung der Energieerzeugung und das Verhältnis von Strombedarf zur bereitgestellten Energiemenge, also das Verhältnis von Angebot zur Nachfrage (European Commission 2014).

Strom kann entweder direkt „Over the Counter“ (OTC) oder an Börsen gehandelt werden. Es werden langfristige oder kurzfristige Stromlieferverträge abgeschlossen. Für die Strompreisbildung ist vor allem der Spotmarkt mit dem Day-Ahead-Handel von Bedeutung. Hier werden tägliche Auktionen mit kurzfristigen Stromlieferverträgen abgehalten. Die wichtigsten Stromhandelsplätze für Österreich sind die Wiener Börse mit der EXAA Abwicklungsstelle und die European Energy Exchange (EEX) in Leipzig mit ihrer EPEX Außenstelle in Paris (Energie Control Austria 2011).

Auktionen für Stromlieferungen finden im Day-Ahead-Spotmarkt für jede Stunde des Folgetages statt. Um einen positiven Deckungsbeitrag zu erzielen, bieten Kraftwerksbetreiber Strom meist zu ihren Grenzkosten an. Bei den Auktionen an den Spotmärkten werden die Verkaufsangebote nach der Höhe des Preises in aufsteigender Reihenfolge und die Kaufangebote in absteigender Reihenfolge sortiert. Die Verkaufsangebote bilden die sogenannte sortierte Grenzkostenkurve

(Merit-Order). Beginnend bei den niedrigsten Angeboten werden diese solange vergeben, bis die Nachfrage gedeckt ist. Das letzte Gebot welches den Zuschlag erhält, bestimmt den Preis. Dieser Preis gilt in weiterer Folge für alle angebotenen Stromlieferungen in der jeweiligen Auktion, auch für jene die darunter angeboten wurden (Market-Clearing Price). Der Strompreis an den Spotmärkten hängt also von den Grenzkosten des Kraftwerks ab, welches gerade noch benötigt wird um die Nachfrage zu decken. Die Preise an den Strombörsen gelten als Referenzpreise für den gesamten Stromhandel (von Roon und Huck 2015).

Erneuerbare Energien haben große Auswirkungen auf die Preisbildung im Großhandel. Der Einfluss der erneuerbaren Energieproduktion auf den markträumenden Preis ist zu Spitzenlastzeiten deutlich höher als zu Schwachlastzeiten. Auch die stark fluktuierende Einspeisung von PV und Windenergie sorgt für Schwankungen in der Preisbildung. Erneuerbare Energieträger und Kernkraftwerke haben sehr niedrige Grenzkosten. An sonnigen und windstarken Tagen wird die Merit-Order-Kurve stark nach rechts verschoben, was niedrigere Spotmarktpreise zur Folge hat. Dies drängt langfristig Kohle- oder Gaskraftwerke mit hohen Grenzkosten aus dem Markt (Merit-Order-Effekt). Tendenziell senkt dieser Effekt die Börsenpreise, allerdings werden dadurch auch Kraftwerke unrentabel die die Versorgungssicherheit gewährleisten (Bundeskartellamt Deutschland 2011).

Großhandelspreise unterliegen wesentlich stärkeren Schwankungen als die Verbraucherpreise. Beispielsweise führten die kalten Temperaturen im Februar 2012 zu einem plötzlichen Preisanstieg in ganz Europa. Grund dafür war vor allem der höhere Bedarf an Energie und der gestiegene Gaspreis. An wind- oder sonnenstarken Tagen kann die hohe Einspeiseleistung dazu führen, dass ein Überangebot an Strom vorhanden ist. Vor allem an verbrauchsschwachen Tagen hat dies in der Vergangenheit vereinzelt zu negativen Großhandelspreisen geführt. Es wurde dafür bezahlt, dass Strom verbraucht wird. Der Strombedarf

der Industrie hängt wiederum stark von der wirtschaftlichen Entwicklung ab. Generell hatte die Wirtschaftskrise eher einen dämpfenden Einfluss auf den Stromverbrauch und somit auch auf den Strompreis nach 2008. Nach einem Preistief im Jahr 2009 stiegen die Strompreise in Europa danach leicht an. Auf Verbraucherseite hängt der Strombedarf u.a. vom Bedarf für Heizung und Beleuchtung, aber auch hohe Temperaturen im Sommer können den Stromverbrauch aufgrund des hohen Verbrauchs von Klimaanlage stark ansteigen lassen (European Commission 2014).

In Ländern mit hohem Anteil an Wasserkraft wie Spanien, Portugal, Schweden, Norwegen, Schweiz und Österreich, hat der Niederschlag bedeutenden Anteil am Strompreis, was sich auch durch Schwankungen niederschlägt. In niederschlagsreichen Zeiten sinkt der Großhandelspreis von Strom deutlich. Diese Länder haben in Europa tendenziell eher niedrige Strompreise, da die Wasserkraft eine vergleichsweise günstige Form der Stromerzeugung ist. Langfristig lässt sich der Verbrauch auch durch politische Eingriffe wie Energieeffizienzrichtlinien beeinflussen. Auch Preise für Emissionszertifikate und die Import- und Exportbedingungen für Strom haben einen bedeutenden Einfluss auf die Strompreise. In Ländern wie Italien, Irland, Großbritannien und den Niederlanden sind die Strompreise in den letzten Jahren im europäischen Vergleich hoch. Dies hängt im Fall von Italien und Irland mit der fehlenden Vernetzung zum Stromnetz benachbarter Länder zusammen. Hier kommt es an den grenzüberschreitenden Stromleitungen oft zu Engpässen, was zu einer Erhöhung des Strompreises führt. In Großbritannien und den Niederlanden treibt der hohe Anteil an dem für die Stromerzeugung verwendeten Erdgas die Preise in die Höhe (European Commission 2014).

In der EU gab es in den letzten Jahren viele Annäherungen der Strommärkte zwischen Nachbarländern. Diese Annäherungen führten auch teilweise zu einem Angleichen der Großhandelspreise von Strom. Aufgrund ausreichender

Netzkapazitäten ist Österreichs Strommarkt weitgehend mit dem Deutschen gekoppelt und bildet mit diesem eine Preiszone (European Commission 2014).

Die Gesamtpreise für Haushalte setzen sich aus Energiekosten, Netztarif und Steuern und Abgaben zusammen und können zwischen den Anbietern stark variieren. 2013 lag der Anteil der Energiekosten am Gesamtpreis in Österreich bei 41%, der Netztarif hatte einen Anteil von 25% und Steuern und Abgaben einen Anteil von 34%. 2013 beispielsweise lag der durchschnittliche Strompreis für Endverbraucher bei etwas über 0,20 Cent/kWh. Generell liegt Österreich damit leicht über dem EU-Durchschnitt. Für Großabnehmer und Kleinunternehmer gibt es spezielle Tarife (European Commission 2014).

3.2. Externe ökonomische Faktoren

Veränderungen auf dem globalen Rohstoffmarkt oder internationale wirtschaftliche wie politische Entwicklungen beeinflussen maßgeblich den Markt für erneuerbare Energien. Einen großen Einfluss darauf hat der Ölpreis. Ein niedriger Ölpreis bedeutet, dass alternative Energiequellen aus ökonomischer Sicht weniger interessant sind. In den Jahren 2011 bis Mitte 2014 war der nominelle Rohölpreis auf dem hohen Niveau von etwa 100 US Dollar/ Barrel angesiedelt. Die teuren Rohölpreise förderten den Ausbau der erneuerbaren Energien. Ende 2014 fiel der Rohölpreis deutlich auf etwa 50–60 US Dollar/ Barrel. Die momentane Situation des Rohölpreises wirkt sich also eher hemmend auf den Ausbau der erneuerbaren Energien aus. Ein weiterer wichtiger Faktor ist die Wirtschaftsentwicklung. Das Wachstum des Bruttoinlandsproduktes in Österreich lag 2014 bei 0,4%, was im Vergleich zu andern Ländern wie Deutschland relativ niedrig ist und den Ausbau bremst (Biermayer et al. 2015).

3.3. Liberalisierung des Strommarktes

In den 1990ern begannen in der EU Bestrebungen die Wettbewerbsfähigkeit des Energiemarkts zu erhöhen und einen Energiebinnenmarkt zu schaffen. Es sollte ein grenzüberschreitender Handel und ein Netzzugang für Dritte ermöglicht werden. Zahlreiche Liberalisierungsmaßnahmen wurden in den Folgejahren in den Mitgliedsstaaten umgesetzt. Wichtige Eckpfeiler sind die Entflechtung von vertikal integrierten Unternehmen und die Regulierung des Netzzugangs. Die Energieversorgungsunternehmen, welchen auch das Leitungsnetz gehört, haben eine natürliche Monopolstellung, die zu einer Diskriminierung weiterer Marktteilnehmer führen kann. Sie können den Netzzugang für andere Marktteilnehmer blockieren. Aus diesem Grund wurde eine funktionelle und rechtliche Entflechtung in diesen Unternehmen durchgesetzt und der Netzbetrieb vom Wettbewerbsbereich Energieerzeugung getrennt. Weiters wurden Netzzugang und Netztarife in Österreich reguliert. Dies sollte es neuen Stromanbietern erleichtern, sich am Markt zu etablieren und auch für einen Ausbauschub am erneuerbaren Energiesektor sorgen. Es wurden nationale Regulierungsbehörden installiert, denen die Aufsicht und Kontrolle aller dieser Maßnahmen obliegt. In Österreich hat diese Funktion die E-Control Austria (Energie Control Austria 2011).

Europaweit sollte Strom wie alle anderen Waren auch vom freien Warenverkehr und vom erhöhten Wettbewerb profitieren. Dafür wurden Strombörsen installiert, an denen innerhalb Europas mit Strom in Form von standardisierten Produkten gehandelt werden kann. Der große Vorteil des Börsenhandels ist die Absicherung gegen das Risiko des Ausfalls eines Geschäftspartners (Kontrahentenrisiko), sowie die höhere Markttransparenz. Weiters können sehr schnell große Volumina gehandelt werden. Die Handelsvolumina an den Strombörsen haben in Europa in den letzten Jahren kontinuierlich zugenommen, wobei dem OTC Handel nach wie vor eine wichtige Bedeutung zukommt. Die Strompreise sind in Österreich von 2001 bis 2010 um ca. 50% gestiegen. Insgesamt geht die E-Control Austria

aber davon aus, dass Endkunden von der Liberalisierung profitiert haben, wobei nicht alle Entwicklungen wie erhofft stattgefunden haben. Der Anteil an Ausgleichsenergie hat abgenommen, die Wechselraten in Österreich sind aber nach wie vor sehr gering (Energie Control Austria 2011).

Die kontinuierlichen Netztarifsenkungen der letzten Jahre haben nicht in gleichem Ausmaß zu Senkungen der Endverbraucherpreise geführt, was ein Indiz dafür ist, dass die Unternehmen die Senkungen über Energiepreiserhöhungen ausgleichen. Energieversorgungsunternehmen argumentieren oft, dass die Preissteigerungen beim Strom auf die Ökostromumlage zurückzuführen sind. Dies kann insofern teilweise entkräftet werden, als die Netzkosten einen weit höheren Anteil an den Stromkosten als die Ökostromumlage haben und somit eigentlich eine Senkung der Endverbraucherpreise stattgefunden haben müsste. Industriekunden profitieren in höherem Ausmaß von der Liberalisierung als Haushaltskunden. Studien gehen davon aus, dass bei einem Szenario ohne Liberalisierung die Preise für Haushaltskunden zum heutigen Zeitpunkt um 13% höher und für Industriekunden um 56% höher wären als mit Liberalisierung. Insgesamt wurden die Einsparungen für Österreich auf etwa 10 Mrd. Euro berechnet, wobei davon 8,8 Mrd. Euro den Industriekunden zu Gute kommen (Kratena 2011).

3.4. Subventionen

Die derzeit in Österreich geltenden Investitionsförderungen und Einspeisetarife wurden großteils in der Ökostromverordnung 2012 festgelegt. Es gibt eine Vielzahl an unterschiedlichen Zuschüssen und Tarifen für die unterschiedlichen Energieträger. Weiters gibt es auch noch unterschiedliche Förderungen in den einzelnen Bundesländern. Im Folgenden werden die wichtigsten Subventionen auf österreichischer Bundesebene erläutert.

3.4.1. Subventionen Photovoltaik

Für Anlagen unter 5 kW_{peak}, was in etwa einer Anlagenfläche von 35–50 m² entspricht, gibt es in Österreich einen Investitionszuschuss vom Klima- und Energiefond der für gebäudeintegrierte Anlagen 2014 bei 375 €/kW liegt. Zusätzlich kann es noch weitere Investitionszuschüsse und Wohnbauförderungen beispielsweise für Passivhäuser geben, die je nach Bundesland unterschiedlich ausfallen. Für Photovoltaikanlagen mit über 5 kW_{peak} Leistung gibt es eine spezielle Ökostromeinspeiseförderung. Diese Anlagen gehen einen Vertrag mit der Abwicklungsstelle für Ökostrom AG (OeMAG) ein. Für installierte Anlagen im Jahr 2014 lag der Tarif bei 12,5 Cent/kWh, wenn sie auf Gebäuden angebracht sind und bei 10 Cent/kWh, wenn sie auf Freiflächen angebracht sind. Zusätzlich gibt es für Anlagen auf Gebäuden noch einen Investitionszuschuss von 30% der Investitionskosten, maximal aber 200 €/kW_{peak}. Der Tarif gilt für Anlagen bis maximal 350 kW_{peak}. Beobachtet man die Förderentwicklung der letzten Jahre, so ist deutlich festzustellen, dass sich die Höhe der Subventionen stetig nach unten angepasst wurden (Biermayer et al. 2015).

3.4.2. Subventionen Windkraft

Für Windkraftanlagen gilt ab 2013 der Einspeisetarif von 9,45 Cent/kWh (Ökostrom- Einspeisetarifverordnung 2012, n.d.). Dieser Tarif gilt unabhängig von der Anlagengröße und auch hier erfolgt die Abwicklung über die OeMAG. Investitionsförderungen für Windkraft gibt es in Österreich nicht.

3.4.3. Subventionen Biogas

Für die Einspeisung von Strom aus Biogas gibt es unterschiedliche Tarife, die sich einerseits nach der Größe der Anlage und andererseits nach der Art der Biomasse richtet. Die Abwicklung erfolgt auch hier über die Abwicklungsstelle für Ökostrom AG (OeMAG). Für Ökostrom aus fester Biomasse und Abfällen mit

hohem biogenen Anteil gilt für Anlagen mit einer Engpassleistung von 500kW derzeit ein Einspeisetarif von 19,90 Cent/kWh. Die Tarife sind nach Größe der Anlage gestaffelt. Für die gleiche Anlage mit 10MW Leistung gilt beispielsweise ein Tarif von 10,94 Cent/kWh. Deutlich niedriger sind die Tarife bei anderen Biomasseformen. Bei Strom aus flüssiger Biomasse gilt ab 2013 ein Tarif von 5,74 Cent/kWh. Bei Ökostrom aus Biogas gehen die Tarife von 19,50 Cent/kWh für Anlagen unter 250 kW bis 12,93 Cent/kWh für Anlagen über 750 kW. Für Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung kann unter bestimmten Voraussetzungen ein weiterer Zuschlag von 2 Cent/kWh erfolgen (Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2012, n.d.).

Einspeisetarife und Investitionszuschüsse spielen eine wichtige Rolle für die Investitionsentscheidungen bei regenerativen Energieformen. Sie machen diese Formen der Energiegewinnung wettbewerbsfähiger und sind vor allem in der Etablierungsphase wichtig. Im Laufe der Zeit haben die technologischen Entwicklungen auf der einen Seite und die gesunkenen Produktionskosten durch Skaleneffekte in der Produktion auf der anderen Seite zu einer beachtlichen Kostensenkung von Strom aus erneuerbaren Quellen geführt. Dies senkt die Notwendigkeit von Zuschüssen aus der öffentlichen Hand.

3.5. Absatzentwicklung erneuerbarer Energieträger

Der Markt der erneuerbaren Energieträger hat in den vergangenen Jahren große Wachstumsraten hinter sich. Nicht zuletzt auch aufgrund politischer Bemühungen wurden Ausbau und Entwicklung vorangetrieben und die Kosten haben sich kontinuierlich nach unten entwickelt. Im Folgenden soll näher auf den Ausbaugrad der einzelnen erneuerbaren Energieträger eingegangen werden.

3.5.1. Marktentwicklung Photovoltaik

Deutschland hat 2014 mit einer installierten PV Leistung von 38,2 GWpeak den weltweit größten Anteil an der verbauten Gesamtkapazität, gefolgt von China mit 28 GWpeak und Japan mit 23,3 GWpeak. Die größten Zuwachsraten sind in China, Japan und den USA zu verzeichnen. In den letzten Jahren hat sich vor allem Asien zu einem wichtigen Markt für PV entwickelt. Hier wurden 2014 60% aller weltweit zusätzlich installierten Kapazitäten verbaut, in China allein 10,6 GWpeak. In Europa sind die Länder mit den größten Ausbauzuwächsen 2014 Großbritannien mit 2,4 GWpeak und Deutschland mit 1,9 GWpeak zusätzlich installierter Leistung (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century 2015).

In Europa ist die pro Jahr installierte PV Leistung zwar leicht rückläufig, weltweit wurden jedoch 2014 mehr PV-Anlagen installiert als je zuvor. Die jährlich in Österreich installierte Leistung hatte 2013 mit 159.273 kWpeak ihren Höchststand. Danach war trotz Rückgang der Förderungen eine Stabilisierung auf dem Niveau von 2012 zu verzeichnen. Insgesamt beträgt die in Österreich verbaute Gesamtleistung von PV-Anlagen 785 MWpeak. (Biermayer et al. 2015).

Der meistverbaute Solarzellentyp ist der polykristalline Typ. Die Dünnschichtzellentechnik hat bis heute nur sehr geringe Marktanteile. Die PV-Modulfertigung in Österreich hält sich die letzten 3 Jahre konstant und lag 2014 bei 73.975 kWpeak. Insgesamt beträgt der Anteil der Importe am heimischen PV-Markt 75,7%. 24,3% der in Österreich verbauten Photovoltaikleistung stammen also aus heimischer Produktion. Der Trend der Modulverkaufspreise zeigt in den letzten Jahren einen deutlichen Abwärtstrend. Von 2011 bis 2014 ist ein Preisverfall bei 1 kWpeak Anlagen von 31,1% zu verzeichnen. 2014 lag der Mittelwert der Preise für 1 kWpeak-Anlagen in Österreich bei 2.466 € (excl. MwSt). Die Systempreise für 5 kWpeak Anlagen lagen 2014 bei 1.752 € pro kWpeak und für 10 kWpeak-Anlagen lagen die Preise bei 1.471 €/kWpeak.

2014 wurden in etwa 1,4% des heimischen Strombedarfs aus Photovoltaik gedeckt (Biermayer et al. 2015).

3.5.2. Marktentwicklung Windkraft

International hat durch die erhöhte Wettbewerbsfähigkeit ein starker Ausbau der Windkraft stattgefunden. China hat mit 31% der weltweit installierten Leistung den größten Anteil an der verbauten Gesamtkapazität, gefolgt von den USA mit 18% und Deutschland mit 11%. In der EU sind insgesamt 34% der weltweiten Windenergiekapazität verbaut. Der Zuwachs weltweit lag 2013 bei 34.467 MWel und 2014 bei 51.473 MWel. Vorangetrieben wird dieser Zuwachs vor allem durch neu geschaffene stabile Rahmenbedingung in China, Indien, Brasilien und den USA. Asien alleine hat einen Anteil von 50% am weltweiten Zuwachs. Die Zuwachsraten in der EU lagen 2014 leicht über denen von 2013. Der Windenergiesektor wird weitgehend von europäischen Firmen dominiert. Die weltweit höchsten Marktanteile haben Vestas (Dänemark) und Siemens (Deutschland). Für Europa ist der Windenergiesektor ein wichtiger Exportmarkt. Im Verlauf der letzten 15 Jahre waren sehr unterschiedliche Zuwächse bei der Windenergie in Österreich zu verzeichnen. 2003 bis 2006 gab es stetige Wachstumsraten, allerdings gab es einen starken Einbruch in den Jahren 2007 bis 2011. Abbildung 7 verdeutlicht diese Entwicklung. Grund dafür war der äußerst niedrige Ökostromtarif. 2012 trat das neue Ökostromgesetz in Kraft und schaffte stabile Rahmenbedingung für den Ausbau der letzten 3 Jahre, wo es eine jährlich zusätzliche installierte Leistung von jeweils 296,7MW, 308,6MW und 411MW gab (Biermayer et al. 2015).

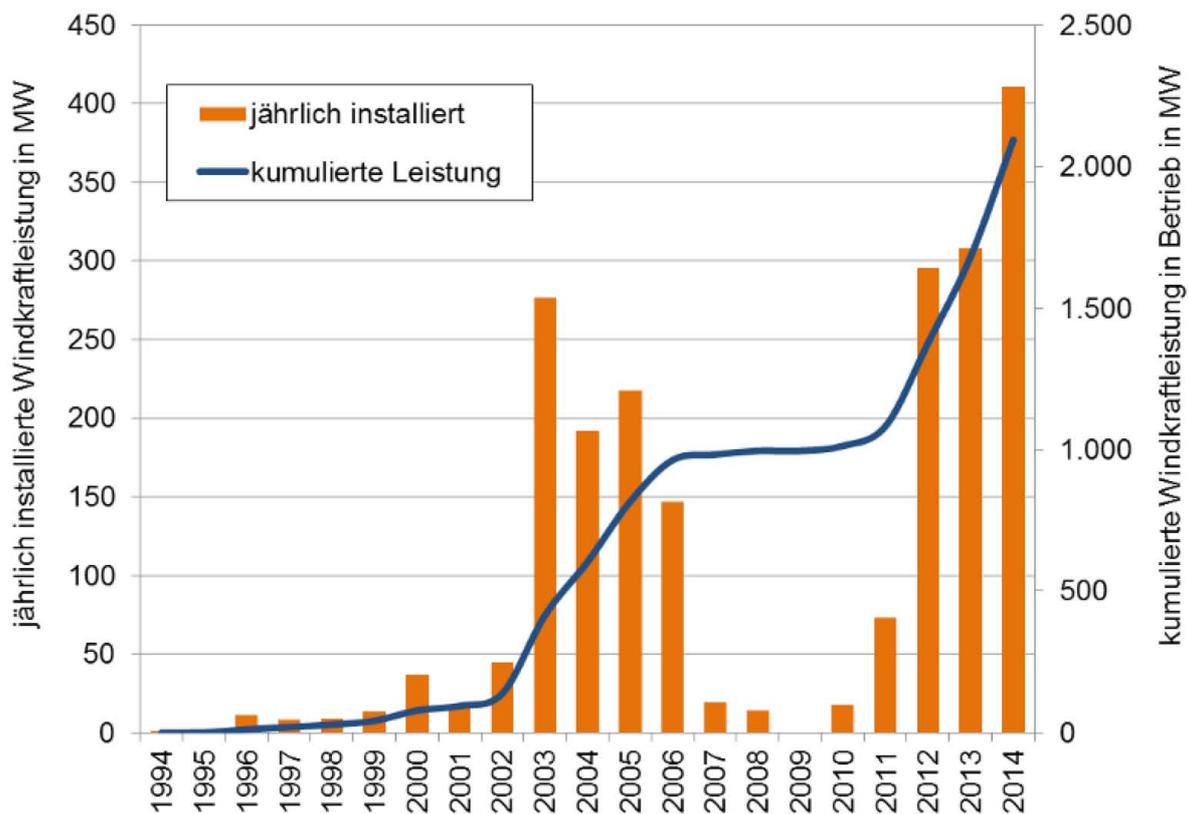


Abbildung 7: Die Marktentwicklung der Windkraft in Österreich (IG Windkraft zit. nach Biermayer et al. 2015, Seite 16)

Ende des Jahres 2014 waren 1016 Windkraftanlagen mit einer Nennleistung von 2.095 MW installiert. Damit konnten 7,2% des österreichischen Strombedarfs gedeckt werden. Die Windkrafttechnologie hat in den vergangenen 2 Jahrzehnten große Entwicklungsschritte gemacht. Während 1994 die durchschnittliche Anlagengröße noch bei 0,1 MW lag, wurde im Jahr 2014 eine durchschnittliche Anlagengröße von 2,9 MW installiert. 40% der in Österreich verbauten Anlagen sind Anlagen mit Getriebe und 60% der Anlagen sind mit Direktantrieb ausgestattet (Biermayer et al. 2015).

3.5.3. Marktentwicklung Biogas

International wurde die Technik zur Verwendung von Biogas vor allem nach der Energiekrise in den 70er Jahren vorangetrieben. Die globale wie auch nationale Nutzung von Biogas liegt allerdings nach wie vor auf einem sehr niedrigen

Niveau. Nach dem ersten einheitlichen Ökostromgesetz in Österreich im Jahr 2002 erlebte der Ausbau von Biogasanlagen erstmals einen deutlichen Aufschwung. Von 15 MWel im Jahr 2002 stieg die installierte Leistung auf 80 MWel im Jahr 2008. Auch die durchschnittliche Anlagengröße stieg deutlich auf etwa 270 kWel. Während anfangs für die Vergärung hauptsächlich Wirtschaftsdünger verwendet wurde, stieg im Laufe der Zeit die Verwendung von nachwachsenden Rohstoffen. 2010 kam es wie bei der Windkraft zu einem Erliegen des Ausbaus. Grund dafür waren die gestiegenen Rohstoffpreise, Wartungskosten, die höher als erwartet waren, und verschlechterte Rahmenbedingungen durch das Ökostromgesetz. Erst mit der Novellierung dieses Gesetzes im Jahr 2012 wurden die Förderungen und Tarife angepasst und die Technologie damit wieder attraktiver gemacht. 2014 gab es in Österreich etwa 300 Biogasanlagen mit einer Gesamtproduktion zwischen 520 und 550 GWhel ('Entwicklung von Biogas in Österreich' 2015).

4. Material und Methodik

Kern der Arbeit stellen Datensätze über den Stromverbrauch von Haushalten, der Stromproduktion von Photovoltaikanlagen und Windgeschwindigkeiten dar. Diese wurden entsprechend aufbereitet und für die weitere Analyse im Programm HOMER Energy bearbeitet. Für die Datenaufbereitung wurden im Wesentlichen die Programme MS Excel und Word Edit verwendet. Die Solarstrahlungs- und Windgeschwindigkeitsdaten sind Aufzeichnungen am Standort Gänserndorf in NÖ. Die Stromverbrauchsdaten stammen aus einer Erhebung von Haushalten in Oberösterreich. Nach anschließender Kostenrecherche wurde mittels HOMER Energy die Simulation des Energienetzes und eine Wirtschaftlichkeits- und Sensitivitätsanalyse durchgeführt. HOMER Energy dimensioniert die einzelnen erneuerbaren Energieträger und Speichermedien so, dass die erforderliche Strommenge jederzeit bereitgestellt werden kann und listet die entsprechenden Lösungsvarianten nach ökonomischen Kriterien aus.

4.1. Verbrauchsdaten

Im Folgenden werden die verwendeten Verbrauchsdaten von Haushalten und deren Aufbereitung erläutert. Weiters wird auch auf die Charakteristika der Datensätze eingegangen und die Datenaufbereitung erklärt.

4.1.1. Nachfragedaten Strom

Die Nachfragedaten stellen Stromverbrauchswerte von Haushalten im 15-Minuten-Intervall dar. Sie wurden vom Energieinstitut der Johannes Kepler Universität Linz im Zeitraum vom 01.04.2010 bis 30.04.2011 erhoben und stammen aus Aufzeichnungen von Smart-Metern in Oberösterreich. Die Berechnungen werden zwar für den Standort Gänserndorf in Niederösterreich vorgenommen. Wir unterstellen daher, dass sich der Verbrauch von oberösterreichischen Haushalten nicht wesentlich von jenen in Gänserndorf

unterscheidet. Jeder Wert stellt den Stromverbrauch einer Viertelstunde in Watt dar. Für die weitere Verwendung erfolgte eine Umrechnung in kW. Das verwendete Programm kann Simulationen nur für ein zusammenhängendes Jahr von Jänner bis Dezember durchführen. Deshalb wurden die Werte 01.01.2011 – 31.03.2011 an den Anfang der Datenreihe gesetzt und dann mit den Werten 01.04.2010– 31.12.2010 fortgeführt, so dass sie zusammen ein Kalenderjahr ergeben. Aufgrund der Zusammenhänge von Stromverbrauch, Stromproduktion, Wetter und Witterung wurden für die Daten der Stromproduktion auch genau dieselben Zeiträume herangezogen.

Im Datensatz finden sich Verbrauchswerte von verschiedenen Verbrauchskategorien. Für diese Arbeit wurden die Daten von Wohnform 2 herangezogen, da diese am ehesten den Verbrauch von Einfamilienhaushalten darstellen. Mithilfe von MS Excel wurden die Daten dieser Haushaltsform aus dem Datensatz mit den verschiedenen Wohnformen extrahiert. Teilweise enthielt dieser Datensatz auch Verbrauchsprofile von Nachtspeichertarifen. Diese Nachtspeichertarife wurden entfernt. Insgesamt wurden 695 Haushalte von dieser Wohnform erhoben. Anschließend wurde der Durchschnittsverbrauch aller Haushalte pro 15 Minuten Intervall errechnet und in eine, für die Dateneingabe in Homer Energy notwendige Textdatei, umgewandelt. In Homer Energy wurde die Datenreihe noch über die „Fill Linear“ Funktion aufbereitet. Mögliche fehlende

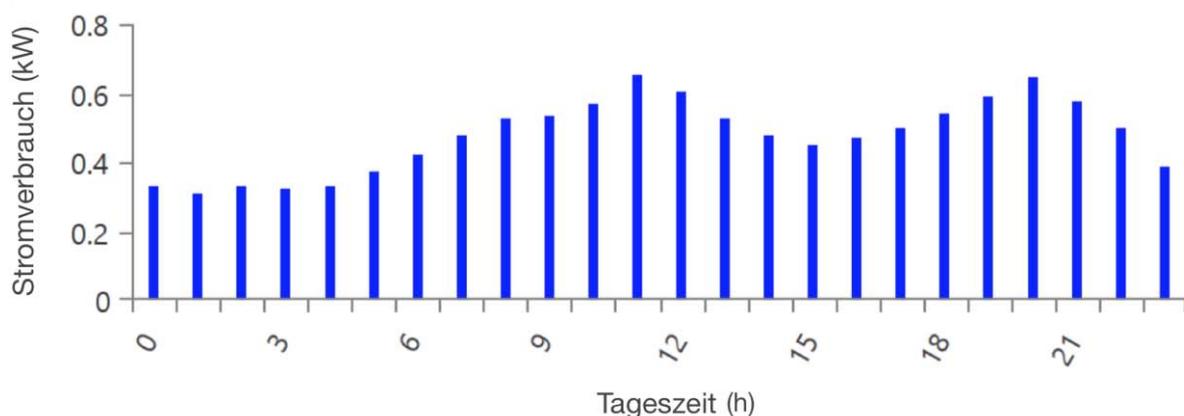


Abbildung 8: Durchschnittlicher Stromverbrauch im Tagesverlauf (Eigene Darstellung)

Daten werden hier über Interpolation aufgefüllt. Das Programm stellt die

Verbrauchswerte automatisch in kWh dar und bereitet sie graphisch auf. Für die Wohnform 2 ergibt sich ein durchschnittlicher Stromverbrauch von 11,9 kWh/Tag oder 4343 kWh/a. Dies deckt sich gut mit dem durchschnittlichen Stromverbrauch von österreichischen Haushalten von 4187 kWh/a (Vergleich Kapitel 2.1). Abbildung 8 zeigt den durchschnittlichen Stromverbrauch der verwendeten Verbrauchsprofile im Tagesverlauf. Deutlich zu sehen ist der niedrigere Verbrauch in den Nachtstunden sowie die typischen Verbrauchsspitzen um die Mittagszeit und in den Abendstunden. Dieser charakteristische Tagesgang entspricht dem typischen Verbrauchsprofil von privaten Haushalten.

Abbildung 9 zeigt den Stromverbrauch im Jahres- und Tagesverlauf. Auch hier kann man deutlich den höheren Verbrauch zur Mittagszeit und in den Abendstunden erkennen. Im Laufe des Jahres sieht man vor allem den niedrigeren Stromverbrauch im Frühjahr und den höheren Verbrauch in den Monaten September, Oktober und November. Anschließend wird das Verbrauchsprofil auf 1000 kWh/Tag hochskaliert was in etwa 84 Haushalten entspricht.

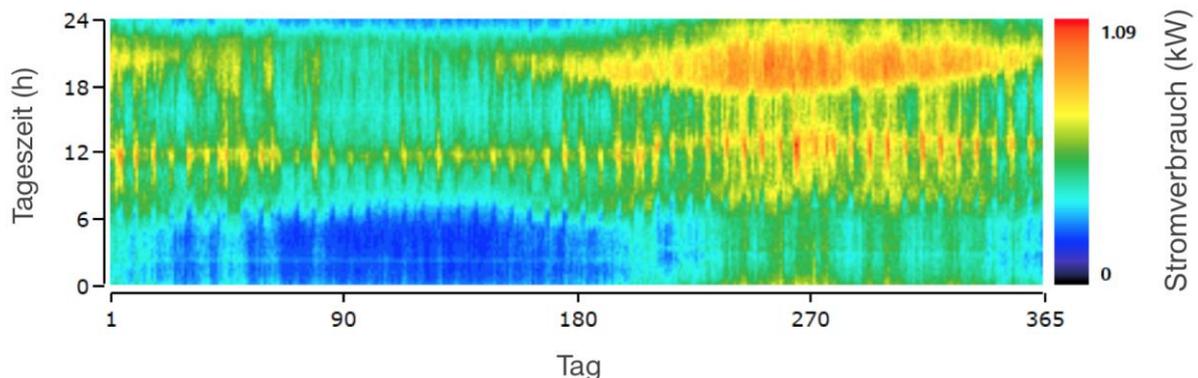


Abbildung 9: Stromverbrauch im Jahres- und Tagesverlauf Wohnform 2 (Eigene Darstellung)

Abschließend ist anzumerken, dass das Jahr 2010 untypisch kalt Jahr war und auch die Sonnenausbeute geringer war. Die Niederschlagswerte im Osten Österreichs lagen im Herbst um 30–160% über dem langjährigen Mittel, was den hohen Stromverbrauch in dieser Zeit erklärt. Wie in Abbildung 10 ersichtlich ist,

war der Strombedarf im September und Oktober sogar höher als in den Wintermonaten, was nicht dem typischen Jahresverlauf entspricht (ZAMG 2015).

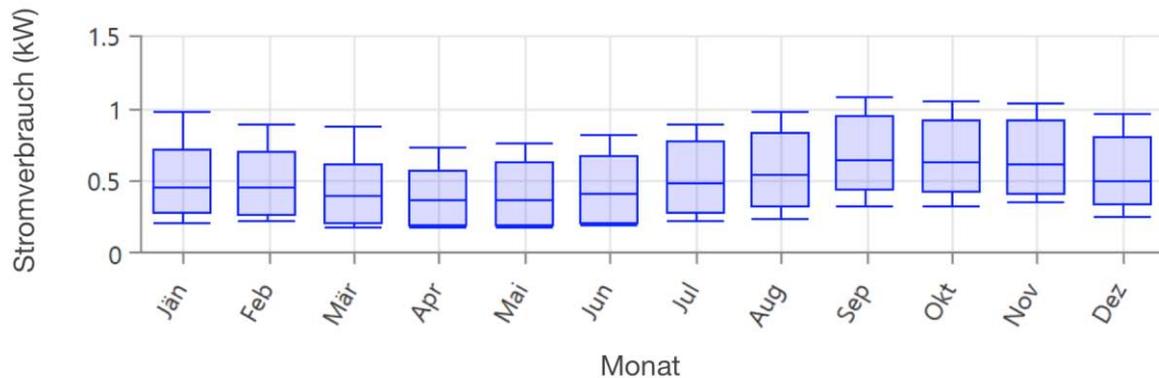


Abbildung 10: Stromverbrauch im Jahresverlauf Boxplot Wohnform 2 (Eigene Darstellung)

4.2. Energieerzeugung und Speicher

Im Folgenden werden die verwendeten Daten der erneuerbaren Energieproduktion und der Batteriespeicher erläutert. Aufgrund der unterschiedlichen Datenlage wurden die Rohdaten entsprechend aufbereitet und teilweise adaptiert. Da die Stromverbrauchsdaten eine zusammengefügte Datenreihe von Jänner–März 2011 und April–Dezember 2010 darstellt, wurden bei den Produktionsdaten von PV und Wind die gleichen Zeiträume gewählt.

4.2.1. Datengrundlage Photovoltaik

Die Outputdaten der Photovoltaikanlagen wurden von dem Joint Research Centre am Institut für Energie und Transport der Europäischen Kommission erhoben. Sie stammen aus dem PVGIS Projekt, das die gemessene Stromproduktion von PV-Modulen im stündlichen Intervall enthält ('Photovoltaic Geographical Information System', n.d.). Die entsprechenden Daten für den Standort Gänserndorf wurden diesem Datensatz entnommen. Sie repräsentieren

Zeiträume vom 01.01.2011 bis 31.03.2011 und 01.04.2010 bis 31.12.2010. Diese wurden so zusammengefügt, dass sie ein Kalenderjahr ergeben (Analog zur Vorgehensweise bei den Nachfragedaten Strom in Kapitel 4.1). Die gemessenen Werte geben die Produktion in Wattstunde an. Der Maximalwert von 1000 Wattstunden ist ein Wert der nur unter Laborbedingungen erreicht werden kann. Unter realen Bedingungen können, wie im Datensatz, Werte von ca. 990 Wattstunden erreicht werden. Das bedeutet, dass eine Anlage mit 1 kW Peak Nennleistung innerhalb einer Stunde unter oben genannten Bedingungen 0,99 kWh Strom produziert.

Die Werte für den Standort Gänserndorf wurden dem Datensatz entnommen und für eine weitere Bearbeitung um den Faktor 1000 reduziert um Werte in kWh zu erhalten. Daraus wurde anschließend eine Datenreihe im Textdateiformat erstellt und in HOMER Energy importiert. Abbildung 11 zeigt die Stromproduktion einer 1kWp Anlage im Tages- und Jahresverlauf.

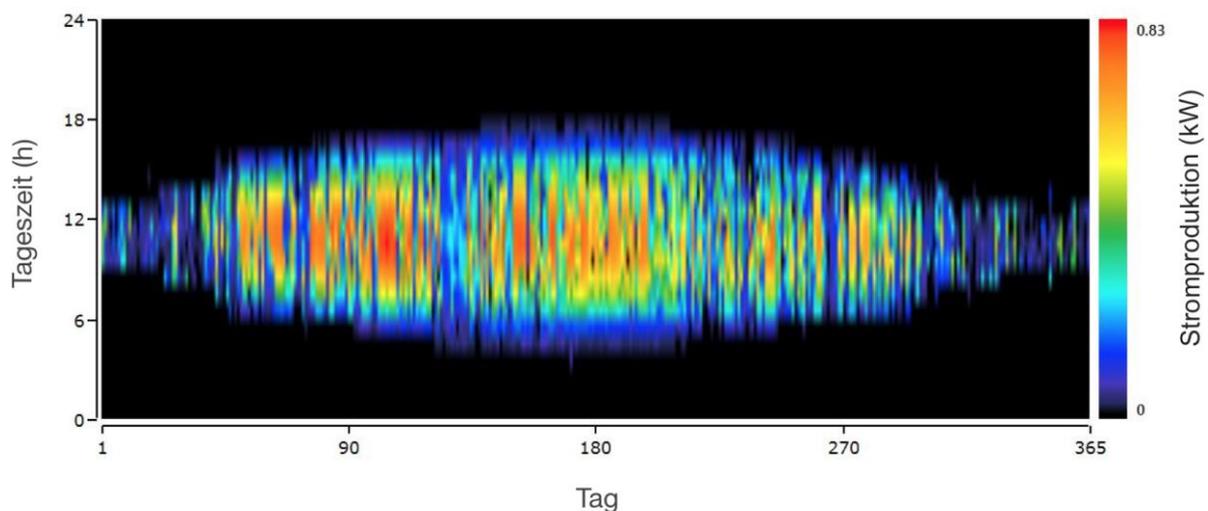


Abbildung 11: Stromproduktion einer 1kWp PV Anlage am Standort Gänserndorf (Eigene Darstellung)

Deutlich zu erkennen sind die Produktionsspitzen um die Mittagszeit und die deutlich geringere Stromproduktion in den Wintermonaten aufgrund der geringeren Tageslänge und Sonneneinstrahlung. Wertet man die in diesem Zeitraum aufgezeichneten Daten aus, so kommt man für den Standort Gänserndorf auf eine durchschnittliche Stromproduktion von 2,717 kWh pro Tag

für eine 1 kW Peak PV-Anlage. Dies ergibt eine insgesamt erzeugte Strommenge von 991,64 kWh pro Jahr und spiegelt einen für diesen Standort typischen Wert wider.

Da eine direkte Dateneingabe von Photovoltaik-Stromproduktionsdaten in HOMER Energy nicht möglich ist, mussten noch weitere Adaptionen vorgenommen werden. Homer Energy unterstützt nur den Import von gemessenen Strahlungsdaten, also jene Energiemenge welche auf die Photovoltaikzellen auftrifft. In weiterer Folge berechnet das Programm die erzeugte Energiemenge einer Photovoltaikzelle, die in etwa bei 20–25% der eingestrahlten Sonnenenergie liegt. Es standen allerdings keine Strahlungsdaten, sondern PV-Output Daten zur Verfügung. Damit die entsprechenden PV-Outputwerte in Homer Energy mit den gemessenen Werten übereinstimmen, wurden die Daten in das Programm importiert und anschließend auf den 2,89-fachen Wert skaliert.

4.2.2. Datengrundlage Windkraft

Die Winddaten stammen vom Referat für Luftgüteüberwachung der NÖ Landesregierung. Sie wurden an der NUMBIS Luftgütemessstelle in Gänserndorf erhoben ('Numbis- Niederösterreichisches Umwelt- Beobachtungs- und InformationsSystem', n.d.). Auch hierfür wurden dieselben Zeiträume wie für die Nachfragedaten Strom (Kapitel 4.1.1) und Produktionsdaten PV (Kapitel 4.2.1) herangezogen. Die Datenreihe beginnt mit Jänner-März 2011 und wird mit April-Dezember 2011 fortgeführt, sodass sie ein vollständiges Kalenderjahr ergibt. Die Daten sind in halbstündlicher Auflösung und repräsentieren die gemessene Windgeschwindigkeit in 10m Höhe in m/s. Die in diesem Zeitraum gemessenen Daten am Standort Gänserndorf ergeben eine durchschnittliche Windgeschwindigkeit von 3,184 m/s.

Auf Rotorhöhe herrschen höhere Windgeschwindigkeiten. Die Daten werden in HOMER Energy deshalb über einen Koeffizienten automatisch auf die entsprechende Höhe des Rotors der Windkraftanlage umgerechnet. Zur Berechnung wurde das logarithmische Windprofil verwendet, welches annimmt, dass die Windgeschwindigkeit mit steigender Höhe logarithmisch zunimmt. Der Koeffizient hängt im Wesentlichen von der Bodenrauigkeit und Landschaftsbeschaffenheit ab. Es wurde ein Rauheitsfaktor von 0.1 m gewählt, was einem Gebiet mit wenigen Hindernissen wie vereinzelt Bäumen oder geringer Bebauung entspricht. Die Narbenhöhe des Windrades wurde mit 30 m festgelegt.

Anschließend wurden die Leistungsparameter der Windkraftanlage erhoben. Als Grundlage für die Berechnungen wurde eine Anlage vom Typ Windual TN 535 verwendet. Die Leistungsdaten wurden von der Herstellerseite entnommen. Die Mindestgeschwindigkeit dieses Typs liegt bei 2,5 m/s. Ab dieser Windgeschwindigkeit erzeugt die Anlage Energie. Die Nenngeschwindigkeit beträgt 8 m/s. Bei höheren Windgeschwindigkeiten wird die Leistung auf 10 kWh gedrosselt. Die Abschaltgeschwindigkeit liegt laut Hersteller je nach Windspitzendauer bei 16–18 m/s. Für die Dateneingabe wurde deshalb ein Abschaltwert von 18 m/s gewählt. Die zertifizierte Leistungstabelle für diesen Typ sieht wie folgt aus ('Windual Turbines' 2015):

Tabelle 1: Leistungsdaten Kleinwindkraftanlage (Eigene Darstellung)

Windgeschwindigkeit	Nennleistung
1 m/s	0 kWh
2 m/s	0 kWh
2,5 m/s	0,3 kWh
3 m/s	0,73 kWh
3,5 m/s	1,45 kWh
4 m/s	2 kWh

4,5 m/s	2,9 kWh
5 m/s	4,12 kWh
5,5 m/s	5,62 kWh
6 m/s	7,25 kWh
6,5 m/s	9,23 kWh
7 m/s	9,8 kWh
7,5 m/s	9,8 kWh
8 m/s	10 kWh
9 m/s	10 kWh
10 m/s	10 kWh
11 m/s	10 kWh
12 m/s	10 kWh

Die Stromproduktion einer solchen Anlage am Standort Gänserndorf wird in Abbildung 12 dargestellt.

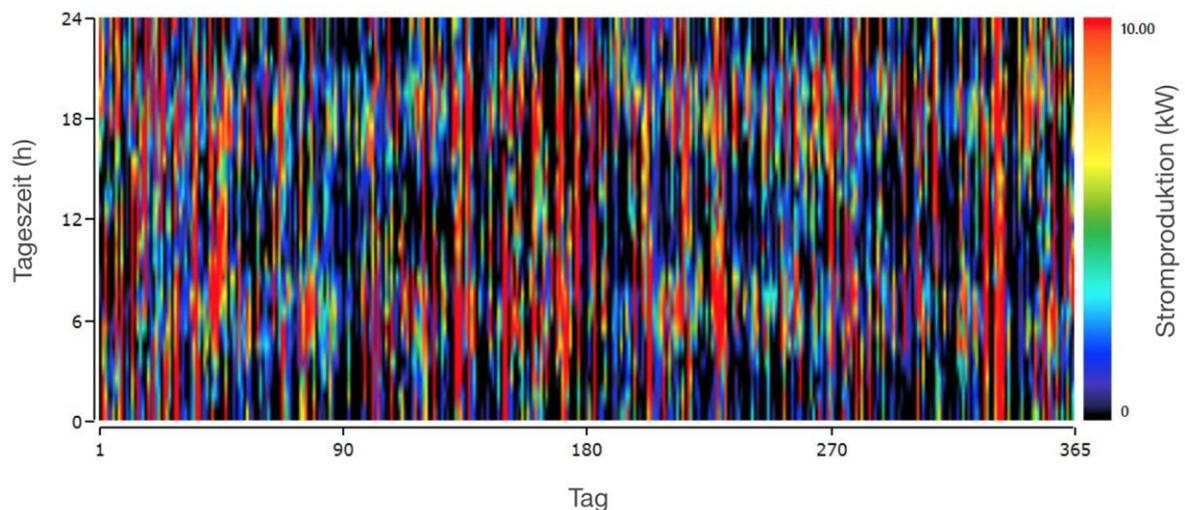


Abbildung 12: Stromproduktion einer 10kW Windkraftanlage am Standort Gänserndorf (Eigene Darstellung)

Generell ergibt sich an diesem Standort im gemessenen Zeitraum eine relativ gleichmäßige Verteilung der Windenergie im Jahresverlauf, wenn auch die Leistung an aneinander folgenden Tagen erheblich variieren kann. Im Tagesverlauf lassen sich geringere Windgeschwindigkeiten zu Mittag und am

späten Abend feststellen. Im Vergleich zu Frühling und Herbst ist eine leicht erhöhte Produktion im Winter und im Sommer vorhanden, allerdings sind die saisonalen Schwankungen nicht so stark ausgeprägt wie bei der PV-Stromproduktion.

4.2.3. Datengrundlage Biogas

Für die Berechnung der Stromerzeugung aus Biogas wurde ein Heizwert von 50 MJ/kg oder 13,88 kWh/kg angenommen, was dem Heizwert von Methangas entspricht. Die Erzeugung von Biogas aus Biomasse und die damit zusammenhängenden möglichen Kapazitätsengpässe wurden nicht berücksichtigt. Für die Berechnung der Biogaskosten wurde ein Tarif der Wien Energie verwendet, welcher für Biogas aus 100% Methan gilt (Vergleich dazu Kapitel 4.3.2 Kosten Biogas). In der Praxis enthält das Biogas neben Methan auch oft noch andere Gase (Vergleich dazu 2.5.3 Funktionsprinzip Biogas), welche andere Heizwerte zur Folge hätten. Für die Berechnung hat diese Vereinfachung allerdings nur geringe Auswirkungen, da es in dieser Arbeit im Wesentlichen um die Vergleichbarkeit von ökonomischen Größen geht und der verwendete Tarif von Wien Energie auch auf 100% Methan basiert. Für den Biogasgenerator wurde eine minimale Ladeleistung von 15 % angenommen. Die Lebensdauer beträgt 15.000 Stunden und der Wirkungsgrad des Generators liegt bei 22%.

4.2.4. Datengrundlage Batterie

Für die Berechnungen des Batteriesystems dient das Tesla Powerpacks als Vorbild. Das Powerpack wurde von der Firma Tesla im Jahr 2015 vorgestellt und eignet sich als Großspeicher für Energienetze. Die Lebensdauer ist laut Hersteller auf etwa 5000 Ladezyklen beschränkt. Es hat eine Energiespeicherkapazität von

100 kWh. Die genauen Spezifikationen des Tesla Powerpacks die für die Simulation in Homer Energy verwendet wurden, lauten wie folgt:

Tabelle 2: Spezifikationen Systemkomponente Batterie (Eigene Darstellung)

Nennspannung	390 V
Effizienz	92%
Minimale Lebensdauer	12 J
Maximale Leistung/Kapazität	277 Ah
Capacity ratio (c)	0,018541
Rate constraint (k):	1,175
Lebensleistung	490000 kWh
Maximale Laderate	1 A/Ah
Maximale Ladeleistung	30 A
Maximale Entladeleistung	300 A
Nennleistung/Kapazität	256,41 Ah
Anfangsladezustand	75%
Minimumladezustand	5%

4.2.5. Datengrundlage Konverter

Ein Konverter wird benötigt um den produzierten Strom umzuwandeln, sodass er in der Batterie gespeichert werden oder wenn die Batterie entladen wird, von Verbrauchern verwendet werden kann. Er besteht aus einem Wechselrichter, der Gleichstrom in Wechselstrom umwandelt und einem Gleichrichter, der Wechselstrom in Gleichstrom umwandelt. Beim Wechselrichter wird in den Berechnungen eine Effizienz von 90% und beim Gleichrichter eine Effizienz von 85% angenommen. Konverter werden in den Simulationen nur verwendet, wenn auch Batteriespeicher benötigt werden. Die Wechselrichter die bei den PV-Anlagen gebraucht werden, sind integriert und werden nicht gesondert

berechnet. Wenn in den folgenden Kapiteln von einem Konverter die Rede ist, sind Konverter gemeint die für die Stromwandlung der Batteriespeicher benötigt werden.

4.3. Kosten der erneuerbaren Energieträger und Speicher

Die Anschaffungskosten, Kosten für Wiederbeschaffung und laufenden Kosten wurden aus unterschiedlichen Quellen entnommen. Da die Anlagenkomponenten in den letzten Jahren starken Kostensenkungen unterlegen waren, wurden möglichst aktuelle Daten herangezogen.

4.3.1. Kosten Photovoltaik

Als Basis für die Kosten von Photovoltaikanlagen dienten Werte aus dem Bericht Innovative Energietechnologien in Österreich 2014 (Biermayer et al. 2015). Die Werte wurden im Jahr 2014 erhoben und stellen die Preise für netzgekoppelte Photovoltaikanlagen inklusive Montage dar. Berücksichtigt wurde auch die Kostendegression bis zu einer Anlagengröße von 10kWp. Die Kosten für Wartung und Betrieb wurden mit 10€/a und kW installierter Kapazität angenommen. Folgende Werte wurden für die Berechnung verwendet:

Tabelle 3: Kosten Systemkomponente PV (Eigene Darstellung)

Kapazität (kW)	Preis (€)	Erneuerung (€)	Wartung/Betrieb (€/a)
1	2466,00	2466,00	10
5	8760,00	8760,00	50
10	14710,00	14710,00	100

4.3.2. Kosten Biogas

Als Grundlage für die Kosten des Biogasgenerators wurden Kosten von Dieselaggregaten verwendet (Peiffer Elektromotoren 2015). Die jährlichen Wartungskosten wurden mit 2% des Kaufpreises angenommen. Folgende Werte

wurden für die Berechnung der Kosten (inkl. MwSt) von Biogas Generatoren herangezogen:

Tabelle 4: Kosten Systemkomponente Biogas Generator (Eigene Darstellung)

Kapazität (kW)	Preis (€)	Erneuerung (€)	Wartung/Betrieb (€/a)
3,1	2.150,40	2.150,40	0,062
5,2	2.690,40	2.690,40	0,10
8,8	6.661,20	6.661,20	0,18
16,7	11.136,40	11.136,40	0,33
26,4	13.203,60	13.203,60	0,53
52,8	17.840,40	17.840,40	1,06
89,6	25.459,20	25.459,20	1,79
122	25.775,00	25.775,00	2,44
158	40.971,60	40.971,60	3,16
176	44.918,00	44.918,00	3,52
220	46.243,20	46.243,20	4,40
308	64.444,80	64.444,80	6,16
352	77.767,20	77.767,20	7,04
405	85.701,60	85.701,60	8,10
484	106.674,00	106.674,00	9,68
560	129.888,00	129.888,00	11,20
640	156.549,00	156.549,00	12,80
902	306.646,80	306.646,80	18,04

Die Biogas Generatoren werden mit zugekauftem Treibstoff betrieben. Der Tarif Optima Biogas 100 von Wien Energie war die Grundlage für die Kosten des Treibstoffes Biogas. Hier ergibt sich ein Preis von 11,744 Cent/kWh Biogas inklusive Netzentgelt. Die Gesamtkosten des Stroms aus dem Biogasgenerator

sind des Weiteren noch abhängig von der Effizienz des Generators die mit 25 % angenommen wurde.

4.3.3. Kosten Windkraft

Die Kosten der Kleinwindkraftanlage wurden von der Herstellerseite entnommen ('Kleinwindanlagen WinDual TN535' 2015). Für die Kleinwindkraftanlage Windual TN 535 ergibt sich ein Preis von 63.000 € inklusive Wechselrichter und 18 m Mast. Für die Berechnung wurde eine Masthöhe von 30m angenommen, weshalb die Kosten für die gesamte Anlage inklusive Montage mit 68.000 € kalkuliert wurden. Kostenersparnisse wie sie bei der gleichzeitigen Installation mehrerer Anlagen an einem Standort entstehen würden, wurden nicht berücksichtigt. Die Kosten für Wartung und Betrieb wurden mit 250 € pro Jahr angenommen. Die Kosten für die Erneuerung der Anlage wurden mit 50.000 € angenommen.

4.3.4. Kosten Batterie:

Als Vorbild für die Batterie diente das Tesla Powerpack. Dieser Batterietyp ist in Europa derzeit noch nicht am Markt und die genauen Marktpreise deshalb noch nicht bekannt. Tesla gibt den Verkaufspreis für das Powerpack mit 227 €/kWh (250 \$/kWh) an (Davide 2015). Eine 100kWh Batterie würde demnach 22.700 € kosten. Nun ist anzunehmen, dass es sich um Großhandelspreise exklusive Kosten für Anschlüsse, Installation und Transport handelt und die Preise für den Endverbraucher höher sind. Folgende Werte wurden für die Berechnung der Batteriekosten herangezogen, eine Kostendegression bei größeren Stückzahlen wurde aufgrund der fehlenden Marktinformationen nicht berücksichtigt. Die Preise die für die Berechnung des Tesla Powerpacks 100 kWh verwendet werden in folgender Tabelle dargestellt.

Tabelle 5: Kosten Systemkomponente Batterie (Eigene Darstellung)

Anzahl	Preis (€)	Erneuerung (€)	Wartung/Betrieb €/a
1	30.000	30.000	300
2	60.000	60.000	600
3	90.000	90.000	900
4	120.000	120.000	1.200

4.3.5. Kosten Konverter

Für einen Konverter mit 1kW Leistung wurden Kosten von 300 € angenommen. Ebenso betragen die Kosten für Austausch 300 €. Die Lebensdauer wird mit 15 Jahren festgelegt. Die Kosten für Wartung und Betrieb liegen bei 0 €. Eine Kostendegression bei größeren Convertern wurde nicht berücksichtigt.

4.4. Systemvariantendesign

Das Systemvariantendesign zielt auf die Vergleichbarkeit in der Stromerzeugung ab. Es wurden sowohl Systemvarianten mit Netzanbindung, im Verbundsystem, als auch solche ohne Netzanbindung, welche ausschließlich im Inselsystem betrieben werden, entwickelt und simuliert. In den Systemvarianten wurden jeweils einzelne Komponenten von der Simulation ausgenommen. So soll der Einfluss einzelner Komponenten auf die Energiekosten sowie die optimale Systemarchitektur des Netzes ermittelt werden. Die Tabelle 7 fasst die Systemvarianten zusammen.

Variante 1, Inselnetz

In dieser Variante wird ein Energienetz ohne Anbindung an das öffentliche Stromnetz berechnet. Das Stromnetz ist ein in sich geschlossenes, unabhängiges Inselsystem. Es müssen 100% der benötigten Elektrizität selbst erzeugt werden.

Variante 2, Inselnetz ohne PV

In dieser Variante wird ebenfalls ein Energienetz ohne Anbindung an das öffentliche Stromnetz berechnet. Das Stromnetz ist ein in sich geschlossenes, unabhängiges Inselsystem. Es wurden Komponenten Windkraft, Biogas und Batteriespeicher berücksichtigt. Die Simulation erfolgt ohne PV.

Variante 3, Inselnetz ohne Windkraft

Auch hier wird ein Energienetz ohne Anbindung an das öffentliche Stromnetz berechnet. Das Stromnetz ist ein in sich geschlossenes, unabhängiges Inselsystem. Es wurden die Komponenten PV, Biogas und Batteriespeicher berücksichtigt. Die Simulation erfolgt ohne Windkraft.

Variante 4, Inselnetz ohne Biogas

In dieser Variante wird ein in sich geschlossenes, unabhängiges Inselnetz, ohne Anbindung an das öffentliche Stromnetz berechnet. Es wurden die Komponenten PV, Wind und Batteriespeicher berücksichtigt. Die Simulation erfolgt ohne Biogas.

Variante 5, Inselnetz ohne Batteriespeicher

In dieser Variante wird ebenfalls ein Energienetz ohne Anbindung an das öffentliche Stromnetz berechnet. Das Stromnetz ist ein in sich geschlossenes, unabhängiges Inselnetz. Es wurden die Komponenten PV, Windkraft und Biogas berücksichtigt. Die Simulation erfolgt ohne Batteriespeicher.

Variante 6: Verbundnetz

In dieser Variante wird ein Energienetz mit Anbindung an das öffentliche Stromnetz berechnet. Es wurden die Komponenten PV, Windkraft, Biogas und Batterie ohne Einschränkungen in die Simulation integriert.

Variante 7: Verbundnetz ohne PV

In dieser Variante wird ein Energienetz mit Anbindung an das öffentliche Stromnetz berechnet. Es wurden die Komponenten Windkraft, Biogas und Batterie für die Berechnung berücksichtigt. Die Berechnung findet ohne PV statt. Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick über die verschiedenen Varianten.

Tabelle 6: Überblick der Systemvarianten (Eigene Darstellung)

	Netzanbindung	PV	Wind	Biogas	Batterie
Variante 1	Nein	Ja	Ja	Ja	Ja
Variante 2	Nein	Nein	Ja	Ja	Ja
Variante 3	Nein	Ja	Nein	Ja	Ja
Variante 4	Nein	Ja	Ja	Nein	Ja
Variante 5	Nein	Ja	Ja	Ja	Nein

Variante 6	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Variante 7	Ja	Nein	Ja	Ja	Ja

4.5. Simulationsprogramm Homer Energy

Homer Energy ist im Wesentlichen ein Simulationsprogramm. Es simuliert ein Energienetz mit verschiedenen Kombinationsmöglichkeiten von Energiequellen und Speicherkomponenten. Vor der Simulation wird ein Suchbereich festgelegt. In dem Suchbereich werden die Größenordnungen für die Dimensionierung der einzelnen Komponenten festgelegt. Dieser Suchbereich grenzt die Kombinationsmöglichkeiten ein und ermöglicht es, spezifisch in die Gestaltung und Größe des Netzes einzugreifen. Weiters wird durch einen engen Suchbereich auch der zeitliche Aufwand durch die Berechnung reduziert, da die Anzahl der Rechenschritte mit größer werdendem Suchbereich beinahe exponentiell zunimmt. Nach Ende der Simulation werden die realisierbaren Varianten nach ihren Kapitalkosten in absteigender Reihenfolge aufgelistet. Die Nebenbedingungen für die Simulationen sind in der folgenden Tabelle angeführt.

Tabelle 7: Nebenbedingungen in den Simulationen mit Homer Energy

Bedingungen	Wert
Maximaler jährlicher Kapazitätsengpass	0%
Minimaler Anteil an erneuerbarer Energie	0%
Mindestreserve im Verhältnis zum Verbrauch im jeweiligen Berechnungsschritt	10%
Mindestreserve im Verhältnis zum jährlichen Höchstverbrauch	0%
Mindestreserve als Verhältnis zur Energieproduktion aus PV	25%
Mindestreserve als Verhältnis zur Energieproduktion aus Wind	50%

4.6. Optimierung

Der Optimierungsvorgang erfolgt im Wesentlichen über die Veränderung des Suchbereichs. Ist der Suchbereich zu eng gewählt kann es sein, dass die Kombinationsmöglichkeiten keine Variante enthalten, welche eine für den Bedarf ausreichende Menge an Strom zu Verfügung stellt. Gibt es eine oder mehrere Varianten, welche die Voraussetzungen an die Stromversorgung und Stabilität erfüllen, so gilt es herauszufinden ob eine Erweiterung des Suchbereichs zu Ergebnissen mit geringeren Kosten führt. Dies ist der eigentliche Optimierungsvorgang. Wenn in den Lösungsvarianten Netzkomponenten in ihrer Dimensionierung an die obere oder untere Grenze des Suchbereichs stoßen, sollte versucht werden, diesen zu erweitern und die Simulation neu zu starten.

4.7. Wirtschaftlichkeitsanalyse

Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen wurden mit einem Zinssatz von 8% und einer Laufzeit von 25 Jahren durchgeführt. Der Strompreis wurde mit 0,195 €/kWh und der Einspeisetarif mit 0,05 €/kWh angenommen

Entscheidende Variable für die Abschätzung der Wirtschaftlichkeit eines Systems sind die (Netto-) Kapitalkosten. Die Kapitalkosten stellen die Summe aller über die gesamte Laufzeit anfallenden Kosten dar und werden über die Kapitalwertmethode berechnet. Grundlage für die Berechnung der Kapitalkosten ist der Abgezinste Cash-Flow. Hier werden die jeweiligen Gegenwartswerte (Barwerte) von in der Zukunft liegenden Zahlungen oder Einnahmen unter Berücksichtigung von Zinsen berechnet. Kosten, die zu einem späteren Zeitpunkt anfallen, haben einen niedrigeren Gegenwartswert und werden dementsprechend über einen Diskontierungsfaktor abgezinst. Je weiter in der Zukunft die anfallenden Kosten liegen, umso niedriger sind diese für den Berechnungszeitpunkt im Jahr 0. Bei den anfallenden Erlösen verhält es sich genauso. Die Kosten beinhalten Investitionskosten, Wiederbeschaffungskosten,

Kosten für Wartung und Betrieb, eventuelle Treibstoffkosten und die Kosten für zugekauften Strom. Die Erträge errechnen sich aus den Einnahmen von Stromverkäufen und dem Restwert des Systems nach dem Ende der Laufzeit. Homer Energy ordnet alle möglichen Varianten nach deren Kapitalkosten in absteigender Reihenfolge. Die Variante mit den geringsten Kapitalkosten ist die vergleichsweise beste ökonomische Alternative. Der Realzins beinhaltet Bankzinsen und rechnet die Inflation ab. Homer Energy nimmt eine konstante Inflationsrate über die gesamte Laufzeit an.

Der Realzinssatz i wird aus dem Nominalzinssatz i' und der Inflation f wie folgt berechnet:

$$i = \frac{i' - f}{1 + f}$$

Der Diskontierungsfaktor DF mit dem Zinssatz i im Jahr n wird wie folgt berechnet:

$$DF_n = \frac{1}{(1 + i)^n}$$

Die Kapitalkosten K_0 stellen die Summe, der um den Diskontierungsfaktor abgezinsten, in der Zukunft anfallenden Kosten dar. Die Kapitalkosten werden wie folgt berechnet:

$$K_0 = \sum_{n=0}^N K_n \frac{1}{(1 + i)^n}$$

Für die Berechnung der Stromgestehungskosten wird die Annuitätenmethode verwendet. Diese knüpft an die Kapitalwertmethode an und berechnet die Kosten im jeweiligen Jahr. Die Kapitalkosten werden auf gleichmäßige Kostenbeträge aufgeteilt, die in den jeweiligen Perioden anfallen. Für diese Berechnung wird ein

Kapitalwiedergewinnungsfaktor (oder Annuitätenfaktor) KWF verwendet. Dieser setzt sich aus der Laufzeit in Jahren und dem Realzins zusammen.

Der Kapitalwiedergewinnungsfaktor mit dem Realzins i und der Laufzeit n wird wie folgt berechnet

$$KWF = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

Die Kapitalkosten werden in weiterer Folge mit dem Kapitalwiedergewinnungsfaktor oder Annuitätenfaktor multipliziert. So erhält man periodisierte Kosten (a):

$$a = K_0 * KWF$$

In weiterer Folge werden die gesamten annualisierten Kosten auf die gesamte produzierte Strommenge aufgerechnet. Man erhält so die Kosten/kWh produzierten Strom. Werden Übermengen produziert, die nicht verbraucht oder verkauft werden, sind diese auch in den Stromgestehungskosten enthalten.

4.8. Sensitivitätsanalyse

Die Sensitivitätsanalyse dient dazu, den Einfluss einzelner Parameter auf das Gesamtsystem zu bewerten. Dabei wird von einer Basisvariante ausgegangen und analysiert, wie empfindlich die Ergebnisse auf Änderungen der Eingabedaten reagieren. In dieser Arbeit wird ermittelt wie groß der Einfluss der Investitionskosten von ausgewählten Komponenten, dem Zinssatz und bei den Systemvarianten mit Anbindung an das öffentliche Stromnetz des Strompreises auf die Kapitalkosten ist.

In dieser Arbeit werden Sensitivitätsanalysen für zwei verschiedene Systemvarianten durchgeführt. Bei der Variante im Inselmodus (Variante 1) wird

der Einfluss des Zinssatzes, der Batteriebeschaffungskosten und deren Wiederbeschaffungskosten berechnet. Für den Zinssatz wurde mit einem Basiswert von 8% p.a. und einem Tiefstwert von 2% p.a. gerechnet. Bei den Investitionskosten und den Wiederbeschaffungskosten der Batterie wurde mit einem Faktor von 0,1 gerechnet, also eine Berechnung die 10% der in Kapitel 4.3.1 angeführten Kosten für Batteriespeicher annimmt.

Bei der Variante mit Anbindung an das öffentliche Netz (Variante 6) wurde ebenfalls eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Auch hier wurde die Berechnung mit Zinssätzen von 2% p.a. und 8% p.a. vorgenommen. Die Kosten der Batterie sind zusätzlich mit einem Faktor 0,1 berechnet worden. Diese Kostenannahmen sind sehr konservativ. Sensitivitätsanalysen mit höheren Batteriekosten wurden daher nicht durchgeführt, da eine Kostensteigerung in Zukunft eher unwahrscheinlich ist. Weiters wurde hier auch noch der Einfluss des Strompreises auf die Kapitalkosten und die Systemarchitektur betrachtet. Ausgehend von den in Kapitel 4.7 angeführten Stromkosten sind zusätzlich Berechnungen mit 0,35 €/kWh für den Strompreis aus dem öffentlichen Netz und durchgeführt worden. Der Einspeisetarif von 0,05 €/kWh bleibt unverändert.

5. Ergebnisse

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Systemvarianten vorgestellt. Die Ergebnisse stellen jene Alternativen dar, die in der jeweiligen Simulationsvariante mit den geringsten Kosten realisierbar sind und den Strombedarf decken können. Ein Großteil der Ergebnisse sind in Tabelle 24 im Anhang (Kapitel 8, Seite 92) nochmals tabellarisch zusammengefasst. Weiters erfolgt eine Auswertung der Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse. Obwohl die Stromverbrauchsdaten für alle Systemvarianten gleich sind, kann der Stromverbrauch variieren. Dies ist deshalb der Fall, da es trotz der Nebenbedingung von keinen jährlichen Kapazitätsengpässen in einzelnen Berechnungsschritten zu einem sehr geringen Anteil (<1%) nicht bereitgestellter Energie kommen kann, was den Stromverbrauch senkt.

5.1. Auswertung Inselnetz

In dieser Variante wird ein Stromnetz ohne Netzanbindung simuliert. Alle in Kapitel 2.5 beschriebenen Komponenten werden ohne Einschränkung in der Berechnung berücksichtigt. Die Systemarchitektur der kostengünstigsten Lösung ist in folgender Tabelle dargestellt.

Tabelle 8: Ergebnis der optimalen Systemarchitektur für die Variante Inselnetz (Eigene Darstellung)

Installierte Nennleistung			Produktionsdaten und Kosten	
PV	200 kW	(41 %)*	Gesamtproduktion	482.906 kWh/a
Windkraft	60 kW	(34 %)	Stromnachfrage	364.870 kWh/a
Biogas Gen	55 kW	(25 %)	Stromüberschuss**	76.826 kWh/a
Batterie	700 kWh		Energiekosten (COE)	0,438 €/kWh
Konverter	80 kW			

* Die Werte in Klammer geben den Anteil an der Gesamtstromproduktion an

** Exklusive Verluste

Die Stromproduktion beträgt 482.906 kWh/a und die Gesamtenergienachfrage 364.870 kWh/a. Exklusive Leitungs- und Umwandlungsverluste ergibt dies einen Stromüberschuss von 76.826 kWh/a, der unverbraucht bleibt. Der Strom wird zu etwa 34% aus Windkraft, 41% aus PV und 25% aus Biogas erzeugt. Es werden PV Anlagen mit einer Leistung von 200 kW, Windenergieanlagen mit einer Leistung von 60 kW und ein Biogasgenerator mit einer Leistung von 55 kW verwendet. Abbildung 13 zeigt die Stromproduktion der Energieträger in den einzelnen Monaten.

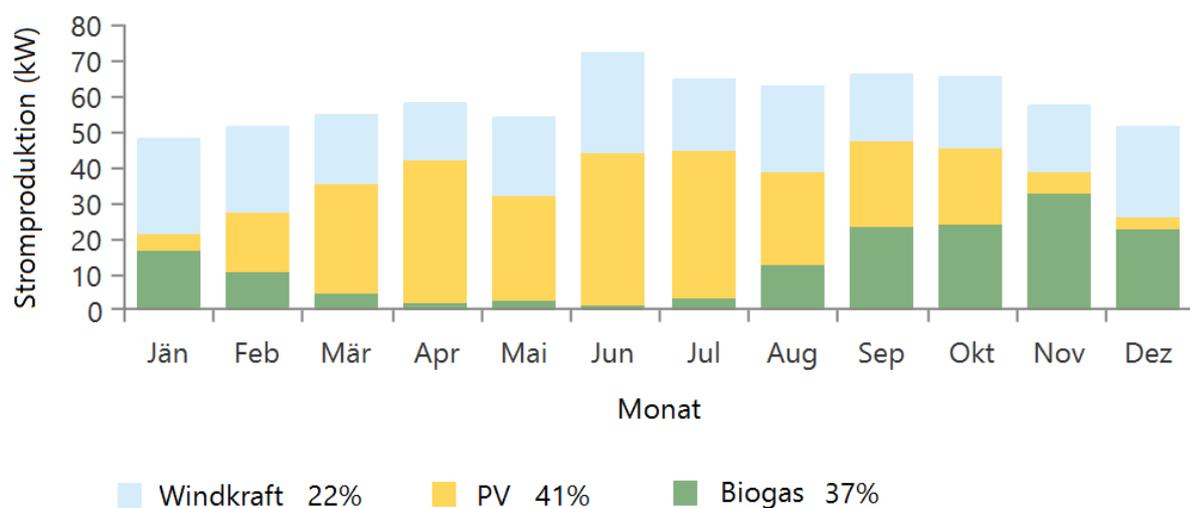


Abbildung 13: Mittlere Stromproduktion nach Energieträger für die Variante Inselnetz (Eigene Darstellung)

Die Energieproduktion durch Windkraft ist relativ konstant, deutliche Schwankungen sind bei PV zu erkennen. Der Biogasgenerator kompensiert hier die fehlende saisonale Leistung von PV, welche vor allem in den Wintermonaten groß ist. Die durch PV tagsüber auftretenden Leistungsspitzen, aber auch kurzfristige Schwankungen in der Windenergieproduktion werden zum Großteil über die Batteriespeicher ausgeglichen, wovon eine Kapazität von 700 kWh installiert ist.

Die Gesamtkosten aufgeschlüsselt nach Komponenten und Kostenpositionen sind in folgender Tabelle dargestellt.

Tabelle 9: Ergebnis Gesamtkosten in € für die Variante Inselnetz (Eigene Darstellung)

	Investition	Austausch	Wartung/ Betrieb	Treibstoff	Restwert	Gesamt
PV	240.810	76.772	25.855	0	-43.226	300.171
Windkraft	408.000	95.642	19.391	0	-53.900	469.133
Biogas Gen	18.296	34.558	37.357	827.858	-2.725	915.344
Batterie 100	210.000	159.030	27.148	0	-46.115	350.063
Konverter	24.000	10.183	0	0	-1.917	32.267
System	901.106	376.184	109.751	827.858	-147.922	2.066.977

Die Investitionskosten belaufen sich in dieser Variante auf 901.106 €, wovon die Windkraft mit 408.000 € den größten Anteil hat. Sehr kostenintensiv ist auch der Treibstoff für den Biogasgenerator, der bei 827.858 € liegt. Die gesamten Kapitalkosten betragen 2.066.077 €. Aufgerechnet ergibt dies Stromgestehungskosten von 0,438 €/kWh. Diese sind etwas mehr als doppelt so hoch als die angenommenen österreichischen Strompreise von 0,195 €/kWh.

Die Komponenten Photovoltaik und Windkraft ergänzen sich gut, allerdings gibt es immer wieder Engpässe in der Produktion. Ein Teil der Schwankungen wird durch die Batteriespeicher ausgeglichen. Für die jahreszeitlichen Schwankungen in der Produktion ist es allerdings kostengünstiger, diese mittels erhöhter Stromproduktion aus Biogas auszugleichen als mit mehr Speichereinheiten. Der Biogas Generator ist sehr groß dimensioniert, seine volle Kapazität wird nur sehr

selten benötigt. Aufgrund der geringen Investitionskosten des Biogas-Generators fällt die geringe Auslastung aus ökonomischer Sicht allerdings nicht so sehr ins Gewicht.

5.2. Auswertung Inselnetz ohne PV

In dieser Variante wird ein Stromnetz ohne Netzanbindung und ohne Photovoltaik simuliert. Die Systemarchitektur der kostengünstigsten Lösung ist in folgender Tabelle dargestellt.

Tabelle 10: Ergebnis der optimalen Systemarchitektur für die Variante Inselnetz ohne PV (Eigene Darstellung)

Installierte Nennleistung			Produktionsdaten und Kosten	
Windkraft	70 kW	(45%)*	Gesamtproduktion	422.424 kWh/a
Biogas Gen	55 kW	(55 %)	Stromnachfrage	364.891 kWh/a
Batterie	200 kWh		Stromüberschuss**	40.810 kWh/a
Konverter	40 kW		Energiekosten (COE)	0,509 €/kWh

* Die Werte in Klammer geben den Anteil an der Gesamtstromproduktion an

** Exklusive Verluste

Die Stromproduktion liegt bei 422.324 kWh/a und die Gesamtstromnachfrage bei 364.891 kWh/a. Exklusive Leitungs- und Umwandlungsverlusten ergibt dies einen Stromüberschuss von 40.820 kWh/a. Diese sind etwas geringer als in Variante 1. Der Strom wird zu 45% aus Windenergie und 55% aus Biogas produziert. Auffallend ist im Vergleich zur Inselnetzvariante mit PV vor allem, dass sich die Dimensionierung des Biogasgenerators mit 55 kW installierter Leistung nicht verändert hat. Mit 70 kW wurde etwas mehr Windkraft installiert als in Variante 1. Die volle Kapazität des Biogasgenerators wird die meiste Zeit nicht

ausgeschöpft, dennoch kommt es zeitweise zu Engpässen, die eine Dimensionierung in dieser Größenordnung notwendig machen. Es werden außerdem mit 2 Stück Batterien à 100 kWh weniger Speichereinheiten benötigt. Dies ist vor allem mit dem Fehlen der PV-Anlagen zu erklären. Hier fällt die Notwendigkeit der nächtlichen Speicherung von PV-Strom weg und der Speicherbedarf ist insgesamt geringer. Abbildung 14 zeigt die Stromproduktion der Energieträger in den einzelnen Monaten.

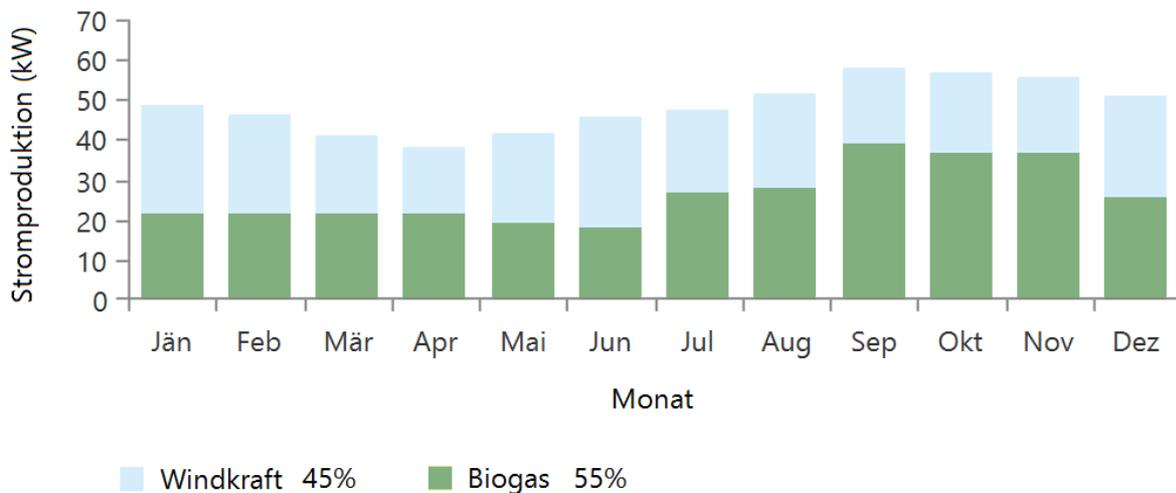


Abbildung 14: Mittlere Stromproduktion nach Energieträger für die Variante Inselnetz ohne PV (Eigene Darstellung)

Die monatlichen Schwankungen in der Windenergieproduktion werden größtenteils durch den Biogas Generator ausgeglichen. Die Batteriespeicher gleichen einen Teil der kurzfristigen Spitzenlast aus.

Die Gesamtkosten aufgeschlüsselt nach Komponenten und Kostenpositionen sind in folgender Tabelle dargestellt.

Tabelle 11: Ergebnis Gesamtkosten in € für die Variante Inselnetz ohne PV (Eigene Darstellung)

	Investition	Austausch	Wartung/ Betrieb	Treibstoff	Restwert	Gesamt
Windkraft	476.000	111.582	22.623	0	-62.884	547.321
Biogas Gen	18.296	72.388	70.149	1.579.993	-3.411	1.737.415
Batterie 100	60.000	45.437	7.757	0	-13.176	100.018
Konverter	12.000	5.091	0	0	-958	16.133
System	566.296	234.498	100.528	1.579.993	-80.429	2.400.886

Die Investitionskosten belaufen sich auf 566.296 €, wovon die Windkraft mit 476.000 € den höchsten Anteil hat. Die Investitionskosten der Batterie liegen bei 60.000 € und die für den Biogas Generator bei 18.292 €. Auch hier sind die hohen Betriebskosten für Biogas- Treibstoff von 1.579.993 € zu beachten, die mit Abstand die größte Kostenposition darstellen. Insgesamt belaufen sich die Gesamtkosten auf 2.400.886 €. Die Stromgestehungskosten belaufen sich auf 0,509 €/kWh.

Die Investitionskosten sind zwar niedriger als bei der Variante mit PV, aber insgesamt ist das System teurer, da die Gesamtkosten vor allem wegen der Treibstoffkosten für Biogas höher sind. Der Speicherbedarf ist geringer, da die Tag-Nacht-Schwankungen der PV-Stromproduktion nicht mehr vorhanden sind. Ein großer Teil der nächtlichen Speicherung fällt also weg. Auch der Überschuss

an Energie fällt durch das Fehlen von PV-Anlagen und der damit wegfallenden Überproduktion im Sommer geringer aus. Auffallend ist, dass die Dimensionierung der Komponenten Biogas und Windkraft trotz fehlender PV nicht bzw. wenig höher ist als in der Variante im Inselnetz mit allen Komponenten. Hier zeigt sich, dass der Biogasgenerator diese fehlenden Kapazitäten ausgleicht und insgesamt unter größerer Auslastung betrieben wird. Dies schlägt sich auch in den höheren Treibstoffkosten nieder.

5.3. Auswertung Inselnetz ohne Windkraft

In dieser Variante wird ein Stromnetz ohne Anbindung an das öffentliche Netz und ohne Berücksichtigung von Windenergie simuliert. Die Systemarchitektur der kostengünstigsten Lösung ist in folgender Tabelle dargestellt.

Tabelle 12: Ergebnis der optimalen Systemarchitektur für die Variante Inselnetz ohne Windkraft (Eigene Darstellung)

Installierte Nennleistung			Produktionsdaten und Kosten	
PV	170 kW	(39%)*	Gesamtproduktion	430.915 kWh/a
Biogas Gen	55 kW	(61 %)	Stromnachfrage	364.891 kWh/a
Batterie	300 kWh		Stromüberschuss**	40.868 kWh/a
Konverter	45 kW		Energiekosten (COE)	0,499 €/kWh

* Die Werte in Klammer geben den Anteil an der Gesamtstromproduktion an

** Exklusive Verluste

Die jährliche Stromproduktion liegt bei 430.915 kWh und die Gesamtstromnachfrage bei 364.891 kWh/a. 39% der Stromproduktion stammen aus Photovoltaik und 61% von Biogas. Der Energiebedarf wird mit PV-Anlagen

mit einer Leistung von 170 kW, einem Biogas Generator mit 55 kW Leistung und 3 Stück Batteriespeichern à 100 kWh bereitgestellt.

Trotz fehlender Windkraft ist der Biogas Generator gleich groß dimensioniert wie in den Varianten 1 und 2 i.e. Inselnetz mit und ohne PV. Insgesamt wird ein höherer Anteil der Stromproduktion über eine größere Auslastung des Biogasgenerators erreicht. Es wurde auch weniger PV-Leistung und Batteriekapazität verbaut als in der Inselnetz Variante 1. Dies lässt den Schluss zu, dass die Technologien PV und Windkraft die Batterien bei der Inselnetz Variante 1 sehr gut auslasten. Bei einem System ohne Windkraft oder auch ohne PV (Vergleich dazu Kapitel 5.2), ist diese hohe Auslastung nicht gegeben. Es ist daher in einer Variante ohne Windkraft im Vergleich billiger mit einer erhöhten Biogasproduktion Strom zu erzeugen und die Kapazität der Batteriespeicher zu reduzieren. Abbildung 15 zeigt die Stromproduktion nach Energieträger in den einzelnen Monaten.

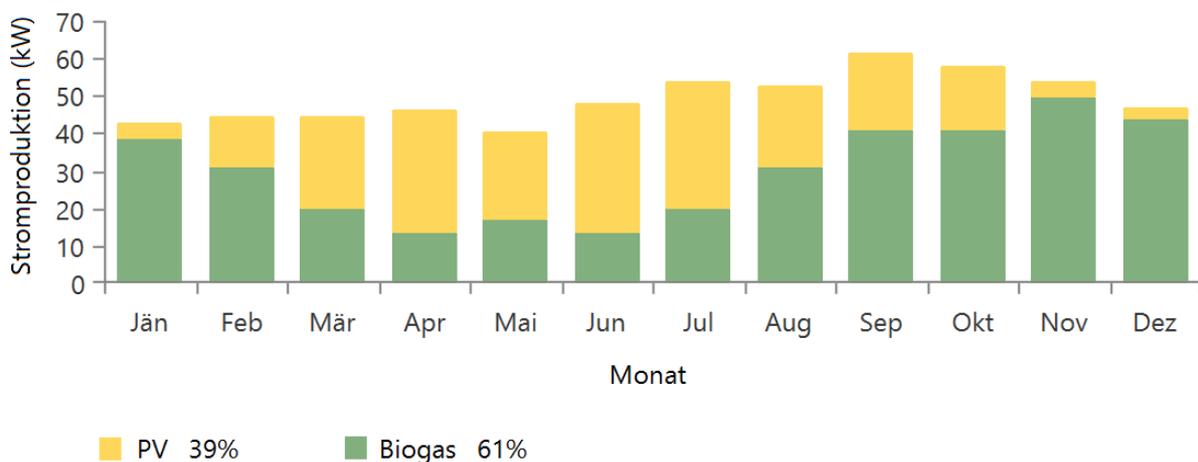


Abbildung 15: Mittlere Stromproduktion nach Energieträger für die Variante Inselnetz ohne Windkraft (Eigene Darstellung)

Auch hier kompensiert der Biogasgenerator den Großteil der im Winter geringeren Leistung der PV Anlagen. Die Batteriespeicher dienen vor allem als Ausgleich der täglichen Spitzenlast, jahreszeitliche Schwankungen werden hier eher durch den Biogasgenerator ausgeglichen.

Die Kapitalkosten aufgeschlüsselt nach Komponenten und Kostenpositionen sehen wie folgt aus:

Tabelle 13: Ergebnis Gesamtkosten in € für die Variante Inselnetz ohne Windkraft (Eigene Darstellung)

	Investition	Austausch	Wartung/ Betrieb	Treibstoff	Restwert	Gesamt
PV	205.110	65.391	21.977	0	-36.852	255.626
Biogas Gen	18.296	73.827	72.410	1.766.206	-2.250	1.928.489
Batterie 100	90.000	68.156	11.635	0	-19.763	150.028
Konverter	13.500	5.728	0	0	-1.078	18.150
System	326.906	213.101	106.021	1.766.206	-59.943	2.352.291

Die gesamten Investitionskosten belaufen sich auf 326.906 €, was im Vergleich zu anderen Varianten niedrig ist. Den größten Anteil an den Investitionskosten hat PV mit 205.110 €. Die Investitionskosten für die Batteriespeicher belaufen sich auf 90.000 € und für den Biogasgenerator auf 18.296 €. Auch hier sind die Kosten für Treibstoff mit 1.766.206 € mit Abstand die größte Kostenposition. Die Gesamtkosten belaufen sich auf 2.352.292 €. In dieser Variante ergibt sich ein nicht verbrauchter Stromüberschuss von 40.868 kWh/a. Die Stromentstehungskosten liegen bei 0,499 €/kWh und sind geringfügig niedriger als bei der Variante ohne PV. Dies ist vor allem deshalb der Fall, da die Kleinwindkraft eine vergleichsweise teure Technologie ist. Größere Windkraftanlagen liefern Stromerträge zu geringeren Kosten. Im Vergleich lässt sich feststellen, dass ein Inselnetz ohne PV günstiger ist als ein Inselnetz ohne Windkraft. Auch hier fällt auf, dass die Komponenten PV und Biogas gleich oder ein wenig kleiner dimensioniert sind als bei der Inselnetzlösung mit allen

Komponenten. Auch hier gleicht der Biogasgenerator die fehlenden Kapazitäten aus und wird mit höherer Auslastung betrieben, was sich auch in den hohen Treibstoffkosten niederschlägt.

5.4. Auswertung Inselnetz ohne Biogas

In dieser Variante wird ein Stromnetz ohne Anbindung an das öffentliche Netz und ohne Berücksichtigung von Biogas simuliert. Die Systemarchitektur der kostengünstigsten Lösung ist in folgender Tabelle dargestellt.

Tabelle 14: Ergebnis der optimalen Systemarchitektur für die Variante Inselnetz ohne Biogas (Eigene Darstellung)

Installierte Nennleistung			Produktionsdaten und Kosten	
PV	355 kW	(38%)*	Gesamtproduktion	925.462 kWh/a
Windkraft	210 kW	(62%)	Stromnachfrage	364.713 kWh/a
Batterie	5800 kWh		Stromüberschuss**	514.012 kWh/a
Konverter	140 kW		Energiekosten (COE)	1,088 €/kWh

* Die Werte in Klammer geben den Anteil an der Gesamtstromproduktion an

** Exklusive Leitungs- und Umwandlungsverluste

Die jährliche Stromproduktion liegt bei sehr hohen 925.462 kWh/a und die Stromnachfrage bei 364.713 kWh/a. Es ergibt sich ein nicht verbrauchter Stromüberschuss von 514.012 kWh/a, was mehr als die Hälfte der produzierten Strommenge ausmacht. Bei der Stromproduktion werden 38% von den PV-Anlagen und 62% von den Windkraftanlagen erzeugt. Die Systemarchitektur unterscheidet sich wesentlich von den vorherigen Varianten. Aufgrund des fehlenden Biogasgenerators müssen die restlichen Komponenten erheblich größer dimensioniert werden. Zur Bereitstellung des Energiebedarfs werden 335

kW Leistung PV, Windkraftanlagen mit einer Leistung von insgesamt 210 kW und 58 Stück Batterien à 100 kWh benötigt. Abbildung 16 zeigt die Energieproduktion nach Energieträger in den einzelnen Monaten. Man beachte vor allem die höhere Skalierung auf der y-Achse.

Die Ausgleichsenergie kann hier nicht mehr durch einen Biogasgenerator

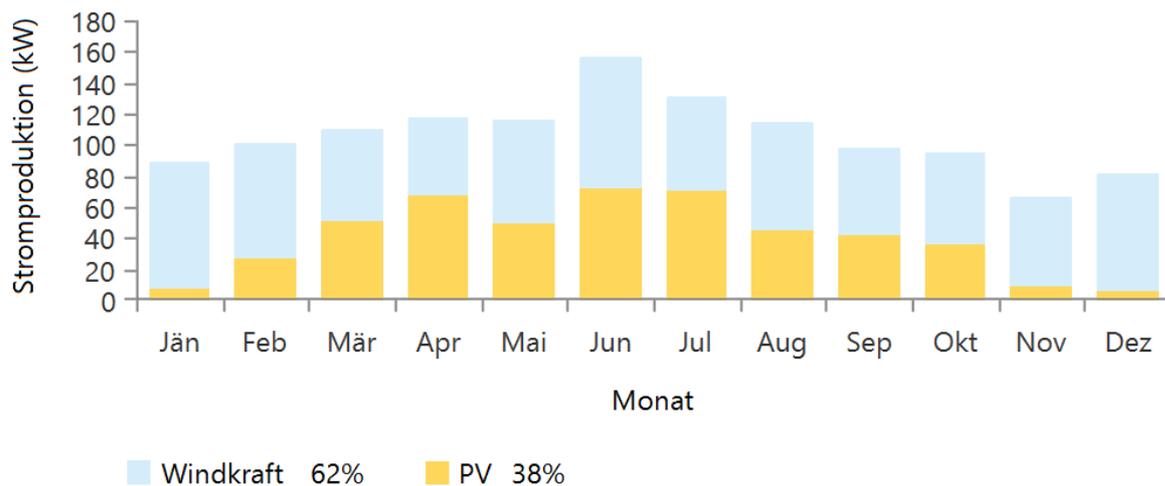


Abbildung 16: Mittlere Stromproduktion nach Energieträger für die Variante Inselnetz ohne Biogas (Eigene Darstellung)

bereitgestellt werden. Auch die leicht erhöhte Leistung der Windkraft im Jänner und Dezember kann die Engpässe nur schlecht ausgleichen. Deshalb müssen die Komponenten so dimensioniert werden, dass sie auch den Stromverbrauch im Winter mit geringem Output decken können. Die Batteriespeicher sind hier nicht wie in den anderen Varianten allein für die Verschiebung der Spitzenlast zuständig, sondern dienen hier auch der Bereitstellung der Regelleistung.

Die Gesamtkosten aufgeschlüsselt nach Komponenten und Kostenpositionen sehen wie folgt aus:

Tabelle 15: Ergebnis Gesamtkosten in € für die Variante Inselnetz ohne Biogas (Eigene Darstellung)

	Investition	Austausch	Wartung/ Betrieb	Treibstoff	Restwert	Gesamt
PV	425.260	135.576	45.893	0	-76.406	530.323
Windkraft	1.428.000	334.747	67.869	0	-188.652	1.641.964
Batterie 100	1.740.000	1.317.676	224.939	0	-382.094	2.900.521
Konverter	42.000	17.819	0	0	-3.354	56.465
System	3.635.260	1.805.819	338.701	0	-650.505	5.129.275

Die Investitionskosten belaufen sich auf 3.635.260 €. Den größten Anteil an den Investitionskosten haben hier die Batteriespeicher mit 1.740.000 €. Die Investitionskosten der Windkraftanlagen belaufen sich auf 1.428.000 € und die der PV-Anlagen auf 425.260 €. Weiters ergeben sich mit 1.317.676 € auch noch relativ hohe Kosten für den Austausch der Batteriespeicher. Insgesamt belaufen sich die Gesamtkosten auf 5.129.275 €. Es ergibt sich ein sehr hoher Stromüberschuss weshalb die Stromentstehungskosten ebenfalls hoch sind und bei 1,088 €/kWh liegen.

Diese Systemvariante ist durch den Wegfall des Biogasgenerators die mit Abstand teuerste. Die Kapazitätsengpässe in den Wintermonaten, die bei den anderen Varianten relativ günstig durch Biogas ausgeglichen werden, müssen hier durch größere Dimensionierung der PV, Windkraftanlagen und Batteriespeicher ausgeglichen werden. Gleichzeitig entstehen aber große

Produktionsüberschüsse die ungenutzt bleiben und die unter anderem auf die höhere Sonneneinstrahlung in den Sommermonaten zurückzuführen sind.

5.5. Auswertung Inselnetz ohne Batterie

In dieser Variante wird ein Stromnetz ohne Netzanbindung und ohne Batteriespeicher simuliert. Die Systemarchitektur der kostengünstigsten Lösung ist in folgender Tabelle dargestellt.

Tabelle 16: Ergebnis der optimalen Systemarchitektur für die Variante Inselnetz ohne Batterie (Eigene Darstellung)

Installierte Nennleistung			Produktionsdaten und Kosten	
PV	185 kW	(38%)*	Gesamtproduktion	481.342 kWh/a
Windkraft	30 kW	(45 %)	Stromnachfrage	365.001 kWh/a
Biogas	85 kW	(17%)	Stromüberschuss**	116.341 kWh/a
			Energiekosten (COE)	0,565 €/kWh

* Die Werte in Klammer geben den Anteil an der Gesamtstromproduktion an

** Exklusive Leitungs- und Umwandlungsverluste

Die jährliche Stromproduktion liegt bei 481.342 kWh/a und die Stromnachfrage bei 365.001 kWh/a. Es ergibt sich ein nicht verbrauchter Stromüberschuss von 116.341 kWh/a. Die Stromproduktion erfolgt zu 38% aus PV, 45% aus Biogas und 17% aus Windenergie. Für die Bereitstellung des Energiebedarfs werden PV-Anlagen mit einer Leistung von 185 kW, Windkraftanlagen mit einer Leistung von 30 kW und ein Biogasgenerator mit einer Leistung von 85 kW benötigt. Hier fällt vor allem auf, dass der Biogasgenerator wesentlich größer dimensioniert ist, als bei den anderen Varianten. Aufgrund der fehlenden Batterien muss dieser hier neben den saisonalen Fluktuationen auch die kurzfristigen Schwankungen

kompensieren. Abbildung 17 zeigt die Energieproduktion nach Energieträgern in den einzelnen Monaten.

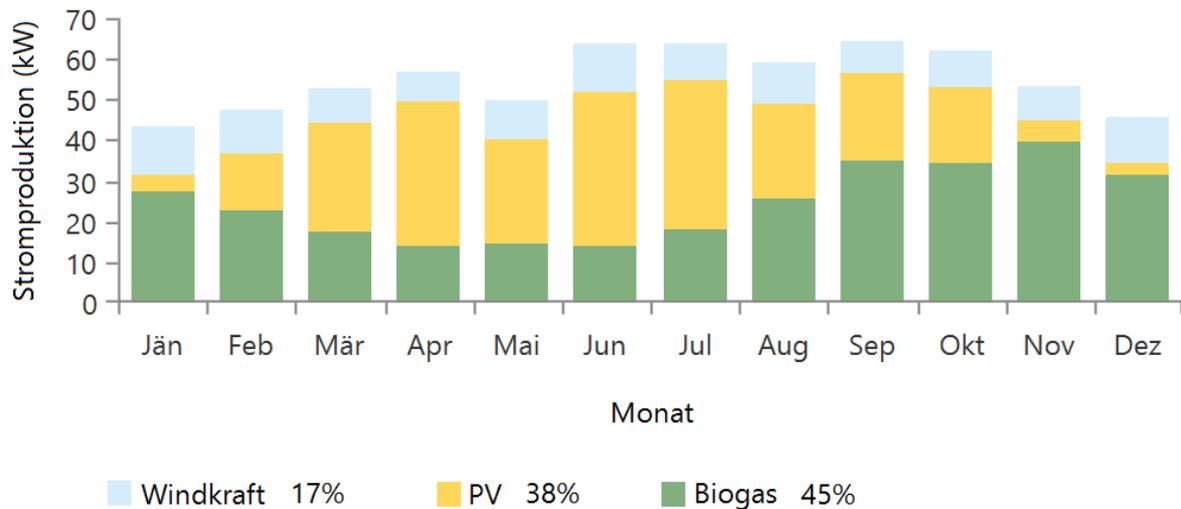


Abbildung 17: Mittlere Stromproduktion nach Energieträger für die Variante Inselnetz ohne Batterie (Eigene Darstellung)

Im Vergleich zur Variante 1, welche eine Simulation mit den gleichen Energieträgern allerdings mit Batterie darstellt, lässt sich feststellen, dass die fehlenden Batteriespeicher vor allem auf Kosten der Windenergie gehen. Grund dafür ist, dass in der Windenergieproduktion vor allem bei böigem Wind sehr große Schwankungen innerhalb kurzer Zeit auftreten. Diese können besser bzw. kostengünstiger durch Batteriespeicher ausgeglichen werden. Fällt die Speichermöglichkeit mit Batterien weg, so ist eine Systemarchitektur mit weniger Windkraftanteil kostengünstiger. Auch bei PV gibt es zwar große Schwankungen im Tagesverlauf, allerdings decken sich diese Schwankungen eher mit dem Tagesgang im Stromverbrauch. Es treten weniger kurzfristige Schwankungen zu Zeiten mit hohem Stromverbrauch auf. In der Nacht, in der es keine PV-Produktion gibt, wird auch deutlich weniger Strom verbraucht. Deshalb wirkt sich der Wegfall der Batteriespeicher auch nicht so stark auf die installierte PV-Leistung aus.

Die Gesamtkosten aufgeschlüsselt nach Komponenten und Kostenpositionen ist in folgender Tabelle dargestellt.

Tabelle 17: Ergebnis Gesamtkosten in € für die Variante Inselnetz ohne Batterie (Eigene Darstellung)

	Investition	Austausch	Wartung/ Betrieb	Treibstoff	Restwert	Gesamt
PV	222.960	71.081	23.916	0	-40.059	277.898
Windkraft	204.000	47.821	9.696	0	-26.950	234.567
Biogas Gen	24.507	148.385	160.035	1.826.290	-5.069	2.154.149
System	451.467	267.287	193.646	1.826.290	-72.077	2.666.613

Die Investitionskosten belaufen sich in dieser Variante auf 451.467 €. Den größten Anteil daran haben die PV-Anlagen mit 222.960 €. Die Investitionskosten für die Windkraftanlagen betragen in dieser Variante 204.000 € und die für den Biogasgenerator liegen bei 24.507 €. Auch hier werden relativ hohe Treibstoffkosten von 1.826.260 € benötigt. Insgesamt belaufen sich die Gesamtkosten auf 2.666.613 €. In dieser Variante ergibt sich ein nicht genutzter Stromüberschuss von 116.341 kWh/a. Die Stromgestehungskosten betragen 0,565 €/kWh, was im Vergleich zu 0,438 €/kWh der Inselnetzvariante mit Batterie (Kapitel 5.1) einen etwas höheren Wert darstellt. Der Einsatz von Batteriespeichern in einem Inselnetz ist also aus ökonomischer Sicht sinnvoll.

5.6. Auswertung Sensitivitätsanalyse Inselnetz

Bei einer niedrigen Diskontierungsrate von 2% sinken die Energiekosten auf 0,326 €/kWh. Bei sehr niedrigen Batteriekosten von 10% (Batteriefaktor 0,1) betragen die Energiekosten nur noch 0,364 €/kWh. Generell hat die Abzinsungsrate in dieser Variante einen stärkeren Einfluss auf die Energiekosten als es die Kosten der Batterien haben, was Abbildung 18 verdeutlicht. Bei 40% höheren Biogas Kosten (Biogas Faktor 1,4) steigen die Energiekosten auf 0,446 €/kWh. Bei 40% niedrigeren Biogas Kosten sinken die Energiekosten auf 0,413 €/kWh. Die Veränderung der Biogas Kosten hat in dieser Berechnung keine Auswirkungen auf die optimale Systemarchitektur.

Tabelle 18: Ergebnis der Sensitivitätsanalyse für die Variante Inselnetz (Eigene Darstellung)

Sensitivitätsvariablen			Ergebnisse				
Batterie Faktor	Biogas Faktor	Diskontierungsrate	COE**	PV	Windkraft	Biogas	Batterie
* 1	1	8%	0,438 €/kWh	200 kW	60 kW	55 kW	70 kWh
1	1	2%	0,326 €/kWh	245 kW	90 kW	55 kW	80 kWh
0,1	1	8%	0,364 €/kWh	255 kW	70 kW	55 kW	100 kWh
1	1,4	8%	0,446 €/kWh	200 kW	60 kW	55 kW	70 kW
1	0,6	8%	0,413 €/kWh	200 kW	60 kW	55 kW	70 kW
0,1	0,6	2%	0,262 €/kWh	270 kW	100 kW	65 kW	140 kWh

*Basisvariante

**Costs of Energy

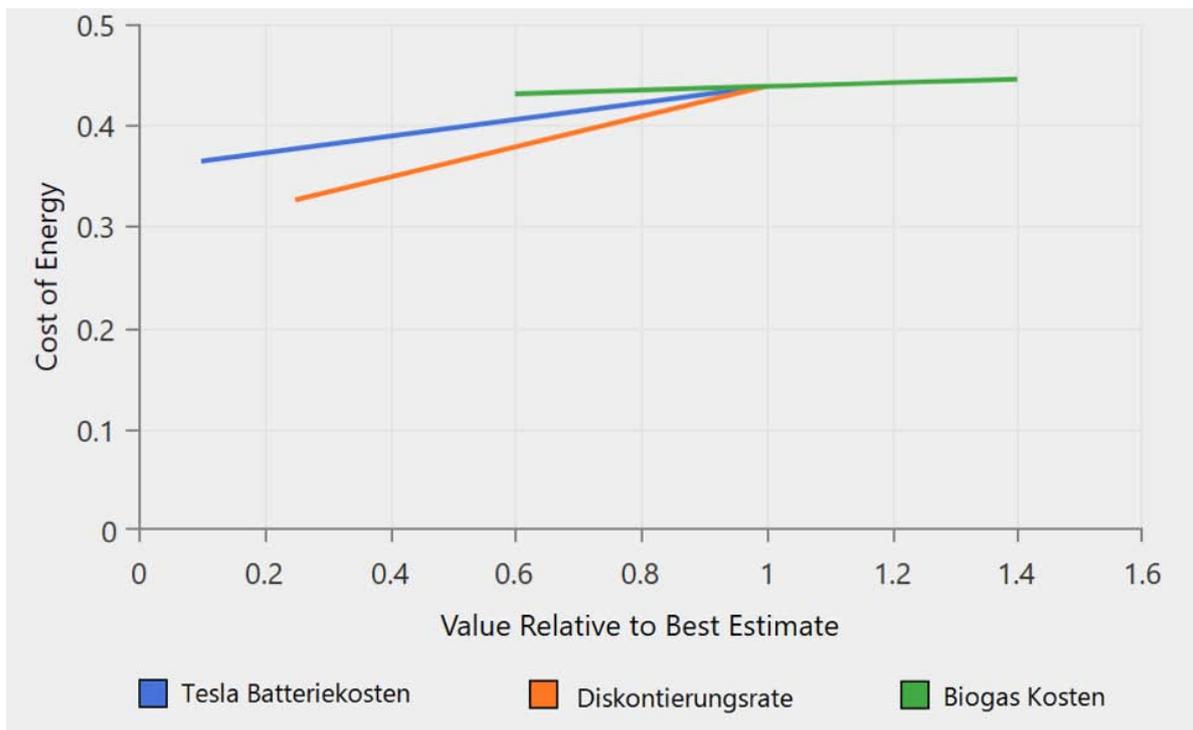


Abbildung 18: Einfluss von Batteriekosten, Biogas-Kosten und Diskontierungsrate auf die Energiekosten im Inselnetz (Eigene Darstellung)

Die Abzinsungsrate und die Batteriekosten haben auch deutlichen Einfluss auf die optimale Systemarchitektur. Bei einer Abzinsungsrate von 2% ist eine Systemarchitektur mit höherem PV Anteil am kostengünstigsten. Die PV-Produktion steigt von 198.329 kWh/a in der Basisvariante auf 242.953 kWh/a an. Auch werden mehr Windräder (9 statt 6) und Batterien (8 statt 7) verwendet. Die Größe des Biogasgenerators bleibt gleich, dieser wird allerdings bei geringerer Auslastung betrieben. Wie in Abbildung 19 ersichtlich, ist der Einfluss der Batteriekosten auf die verwendete Anzahl an Batteriespeichern erwartungsgemäß höher als jener der Abzinsungsrate. Bei Windkraft hat die Diskontierungsrate einen größeren Einfluss. Bei PV ist der Einfluss dieser zwei Variablen gleich groß.

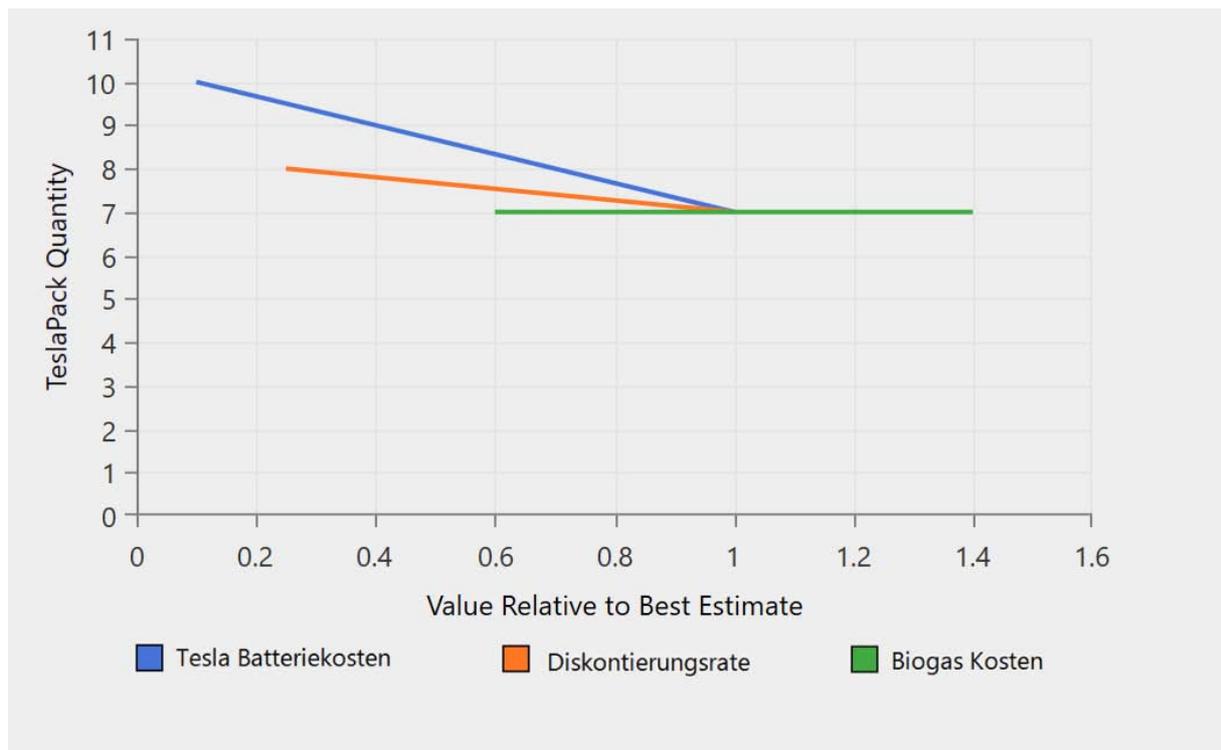


Abbildung 19: Einfluss von Batteriekosten, Biogas-Kosten und Diskontierungsrate auf die Systemkomponente Batterie im Inselnetz (Eigene Darstellung)

5.7. Auswertung Verbundnetz

In dieser Variante wird ein Stromnetz mit Anbindung an das öffentliche Netz simuliert. Die Systemarchitektur der kostengünstigsten Lösung ist in folgender Tabelle dargestellt.

Tabelle 19: Ergebnis der optimalen Systemarchitektur für die Variante Verbundnetz (Eigene Darstellung)

Installierte Nennleistung			Produktionsdaten und Kosten	
PV	95 kW	(25 %)*	Gesamtproduktion	379.432 kWh/a (inkl. Netzzukäufe)
Windkraft	0 kW	(0%)	Stromnachfrage	365.001 kWh/a
Biogas Gen	0 kW	(0 %)	Netzverkäufe	14.431 kWh/a
Batterie	0 kWh		Stromüberschuss**	0 kWh/a
Konverter	0 kW		Energiekosten (COE)	0,174 €/kWh

* Die Werte in Klammer geben den Anteil an der Gesamtstromproduktion an

** Exklusive Leitungs- und Umwandlungsverlusten

Die jährliche Stromproduktion in dieser Variante liegt bei 379.432 kWh/a und die Stromnachfrage bei 364.001 kWh/a. Der Stromüberschuss liegt bei 0 kWh/a weil die nicht verbrauchten Strommengen in Höhe von 14.432 kWh/a ins öffentliche Netz eingespeist werden. Insgesamt werden 25% der Strommenge über eine 95 kW PV-Anlage erzeugt. 75% des Stroms werden über Netzzukäufe gedeckt, und somit extern produziert. Abbildung 20 zeigt die Energieproduktion nach Energieträgern in den einzelnen Monaten.

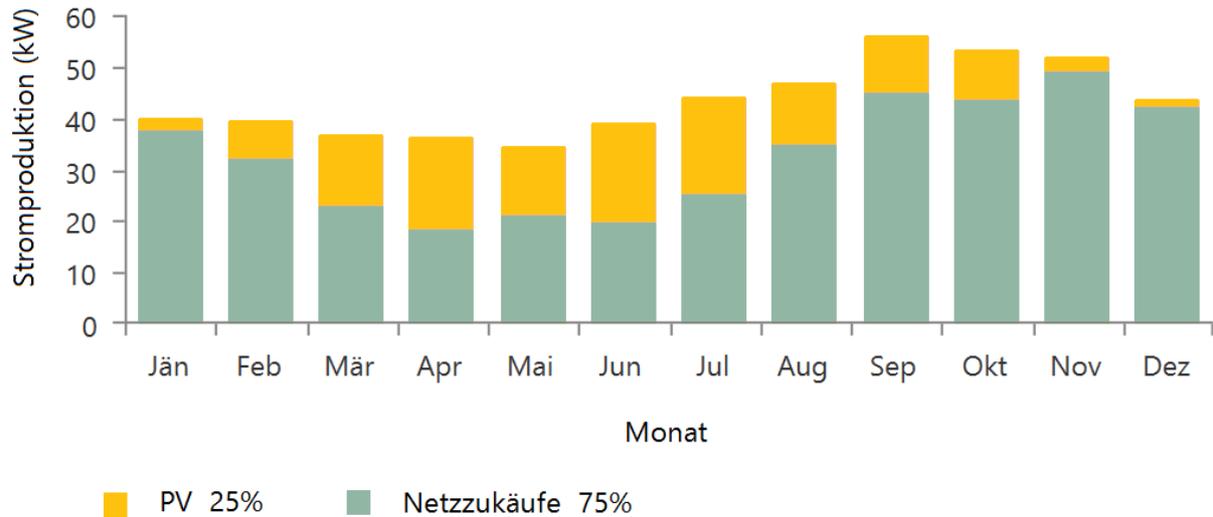


Abbildung 20: Mittlere Stromproduktion nach Energieträger für die Variante Verbundnetz (Eigene Darstellung)

Die Netzzukäufe decken bei geringer Produktion aus PV den Strombedarf ab. Vor allem in den Wintermonaten machen diese den Großteil des Stromanteils aus. Ein Energiemix mit anderen Energieträgern wie Windkraft und Biomasse bietet in dieser Variante und Fallstudie keine Lösung zu geringeren Kosten. Die Gesamtkosten aufgeschlüsselt nach Komponenten und Kostenpositionen ist in folgender Tabelle dargestellt.

Tabelle 20: Ergebnis Gesamtkosten in € für die Variante Verbundnetz (Eigene Darstellung)

	Kapital	Austausch	Wartung/ Betrieb	Treibstoff	Restwert	Gesamt
PV	115.860	36.937	12.281	0	-20.816	144.262
Netz	0	0	709.687	0	0	709.687
System	115.860	36.937	721.968	0	-20.816	853.949

Die Investitionskosten betragen hier 115.860 €. In dieser Variante wird nur PV verwendet. Die anderen Komponenten können mit den Strompreisen von 0,195€/kWh nicht konkurrieren. PV ist die einzige Technologie, die unter diesen Kosten produzieren kann. Die Kosten für die Stromzukaufe betragen 709.687 €. Die Gesamtkosten über die gesamte Laufzeit liegen bei 853.949 €. Die Stromgestehungskosten betragen niedrige 0,174 €/kWh.

In dieser Variante stehen die Energieträger in direkter Konkurrenz mit den Strompreisen. Nur PV kann unter 0,195 €/kWh Strom produzieren. Allerdings zeigt sich, dass bei der optimalen Systemarchitektur nur ein Viertel des Gesamtbedarfs aus Eigenproduktion durch PV stammen. Dass dieser Anteil nicht höher ist, hängt mit dem niedrigen Einspeisetarif für kleine PV-Anlagen von 0,05 €/kWh zusammen. Dieser macht es wirtschaftlich uninteressant, Übermengen wie sie in Sommermonaten auftreten in das öffentliche Netz einzuspeisen. Deshalb ist hier die Anlage so dimensioniert, dass der Eigenverbrauch des PV-Stroms auch in Zeiten der Produktionsspitzen möglichst hoch ist. Batteriespeicher sind unter den gegebenen Voraussetzungen zu teuer und hätten höhere Gesamtkosten zur Folge.

5.8. Auswertung Verbundnetz ohne PV

In dieser Variante wird ein Stromnetz mit Anbindung an das öffentliche Netz ohne PV simuliert. Die Systemarchitektur der kostengünstigsten Lösung ist in folgender Tabelle dargestellt.

Tabelle 21: Ergebnis der optimalen Systemarchitektur für die Variante Verbundnetz ohne PV (Eigene Darstellung)

Installierte Nennleistung			Produktionsdaten und Kosten	
PV	0 kW	(0%)	Gesamtproduktion	365.001 kWh/a (inkl. Netzzukäufe)
Windkraft	0 kW	(0%)	Stromnachfrage	365.001 kWh/a
Biogas Gen	0 kW	(0%)	Netzverkäufe	0 kWh/a
Batterie	0 kWh		Stromüberschuss**	0 kWh/a
Konverter	0 kW		Energiekosten (COE)	0,195 €/kWh

* Die Werte in Klammer geben den Anteil an der Gesamtstromproduktion an

** Exklusive Leitungs- und Umwandlungsverluste

Die jährliche Stromproduktion beträgt 365.001 kWh und die Stromnachfrage 365.001 kWh/a. Die gesamte Strommenge wird zu 100% extern produziert und zugekauft. Abbildung 21 zeigt die Stromproduktion der Energieträger in den einzelnen Monaten.

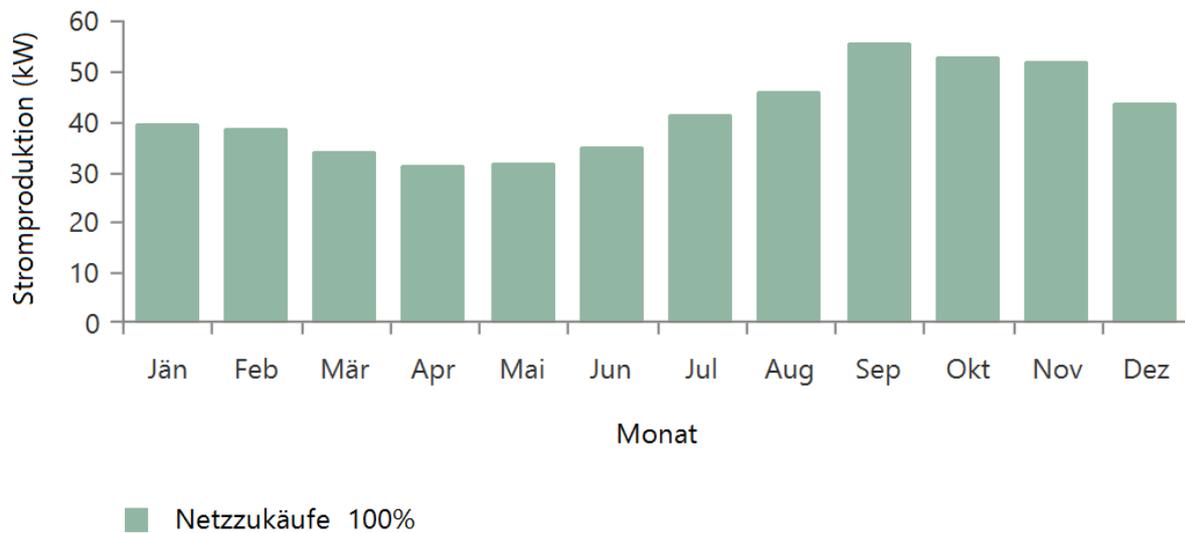


Abbildung 21: Mittlere Stromproduktion nach Energieträger für die Variante Verbundnetz ohne PV (Eigene Darstellung)

Da der Strom je nach Bedarf aus dem öffentlichen Netz bezogen wird gibt es in dem Sinn intern keine Stromüberschüsse. Die Gesamtkosten aufgeschlüsselt nach Komponenten und Kostenpositionen sind in folgender Tabelle dargestellt.

Tabelle 22: Ergebnis Gesamtkosten in € für die Variante Verbundnetz ohne PV (eigene Darstellung)

	Kapital	Austausch	Wartung/ Betrieb	Treibstoff	Restwert	Gesamt
Netz	0	0	920.118	0	0	920.118
System	0	0	920.118	0	0	920.118

Die Investitionskosten liegen bei dieser Variante bei 0 €. Die Kosten der Stromzukaufe betragen 920.118 €. Die Gesamtkosten über die gesamte Laufzeit betragen aufgrund fehlender weitere Investitionen auch 920.118 €. Es wird kein Strom selbst produziert und 100% der Energiemenge werden aus dem öffentlichen Netz bezogen. Die Stromgestehungskosten in dieser Variante liegen bei 0,195 €/kWh und entsprechen exakt jenen des Stromtarifes, sind aber höher als bei der Variante mit PV im Verbundnetz.

5.9. Auswertung Sensitivitätsanalyse Verbundnetz

Bei erhöhten Stromkosten von 0,350 €/kWh steigen die Energiekosten deutlich auf 0,252 €/kWh. Bei einer niedrigen Diskontierungsrate von 2% sinken die Energiekosten auf 0,124 €/kWh.

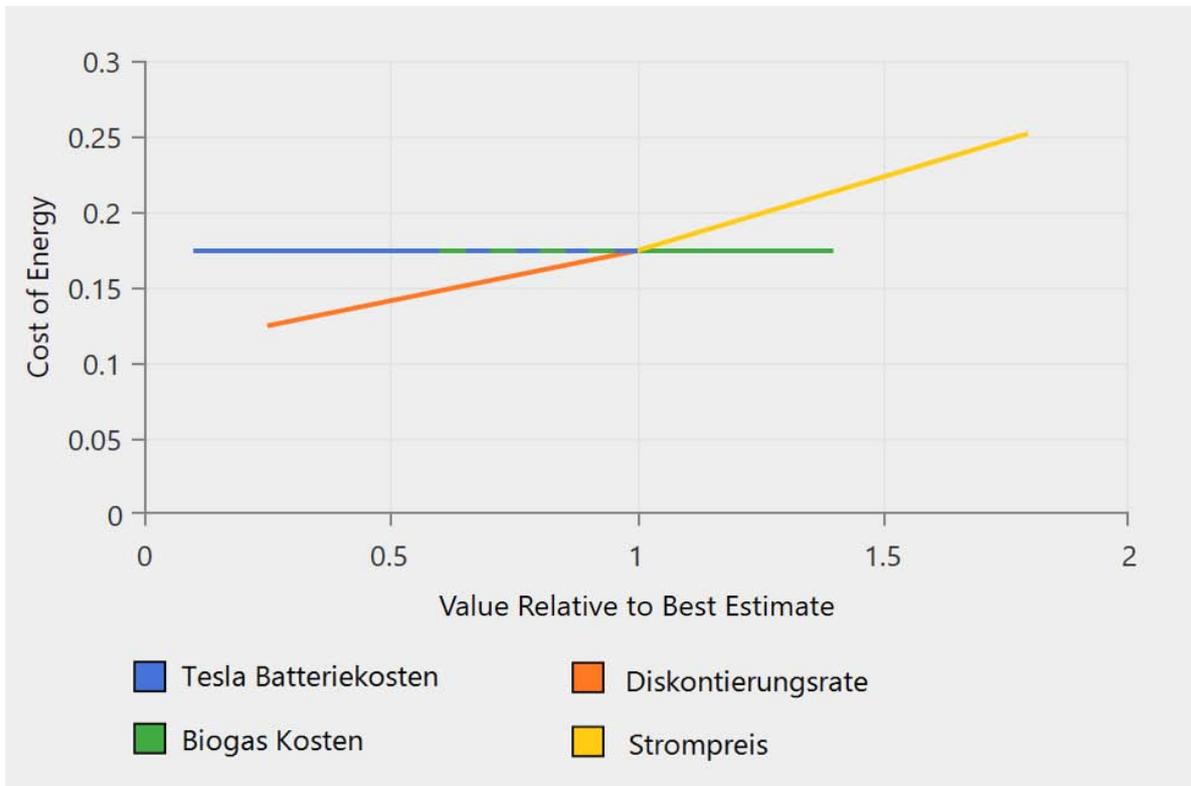
Tabelle 23: Ergebnis der Sensitivitätsanalyse für die Variante Verbundnetz (Eigene Darstellung)

Sensitivitätsvariablen				Ergebnisse				
Batterie Faktor	Biogas Faktor	Diskontierungsrate	Stromkosten	COE**	PV	Windkraft	Biogas	Batterie
* 1	1	8%	0,195 €/kWh	0,174 €/kWh	95 kW	0 kW	0 kW	0 kWh
1	1	8%	0,350 €/kWh	0,252 €/kWh	120 kW	30 kW	0 kW	0 kWh
1	1	2%	0,195 €/kWh	0,124 €/kWh	180 kW	30 kW	0 kW	0 kWh
0,1	1	8%	0,195 €/kWh	0,174 €/kWh	95 kW	0kW	0 kW	0 kWh
1	0,6	8%	0,195 €/kWh	0,174 €/kWh	95 kW	0 kW	0 kW	0 kWh
1	1,4	8%	0,195 €/kWh	0,174 €/kWh	95 kW	0 kW	0 kW	0 kWh
1	0,6	8%	0,350 €/kWh	0,249 €/kWh	120 kW	30 kW	70 kW	0 kWh
1	1	2%	0,350 €/kWh	0,133 €/kWh	340 kW	70 kW	0 kW	30 kWh
0,1	1	8%	0,350 €/kWh	0,232 €/kWh	180 kW	70 kW	0 kW	60 kWh
0,1	1	2%	0,195 €/kWh	0,124 €/kWh	180 kW	30 kW	0 kW	0 kWh

*Basisvariante

**Costs of Energy

Der Strompreis hat einen stärkeren Einfluss auf die Stromkosten als es die



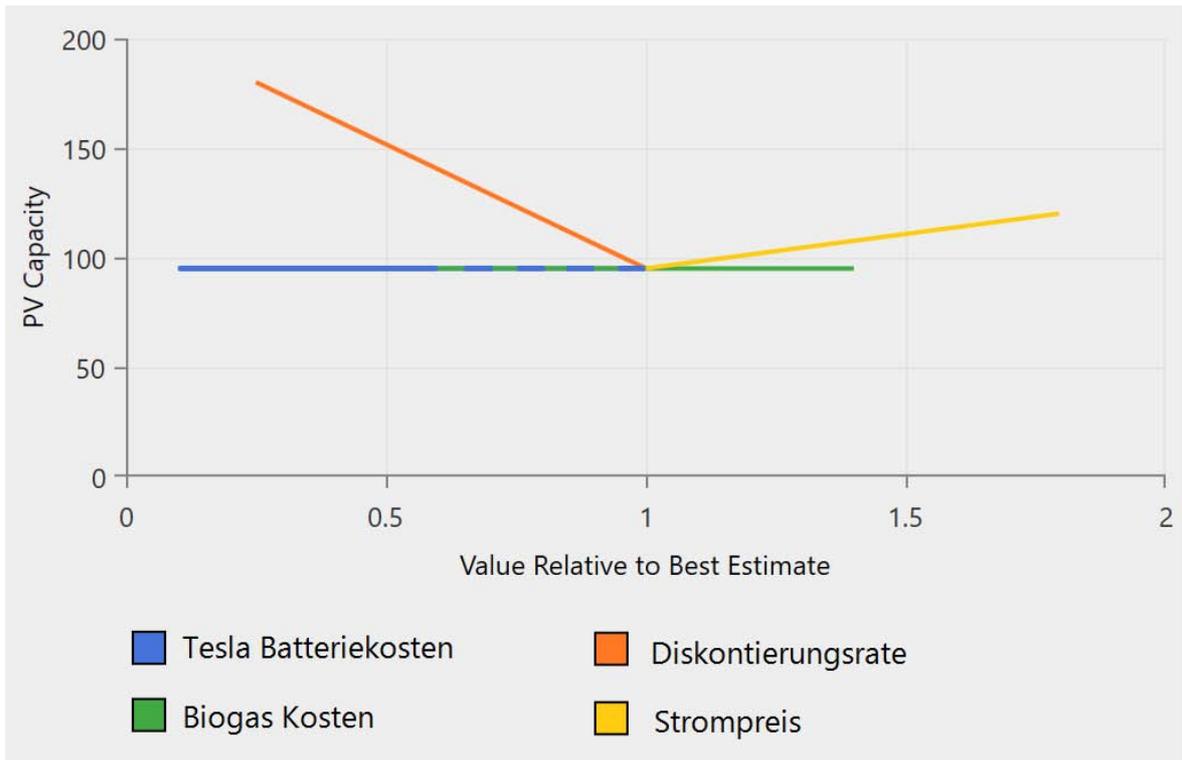
für die Variante

er Strompreis mit 0,195 €/kWh

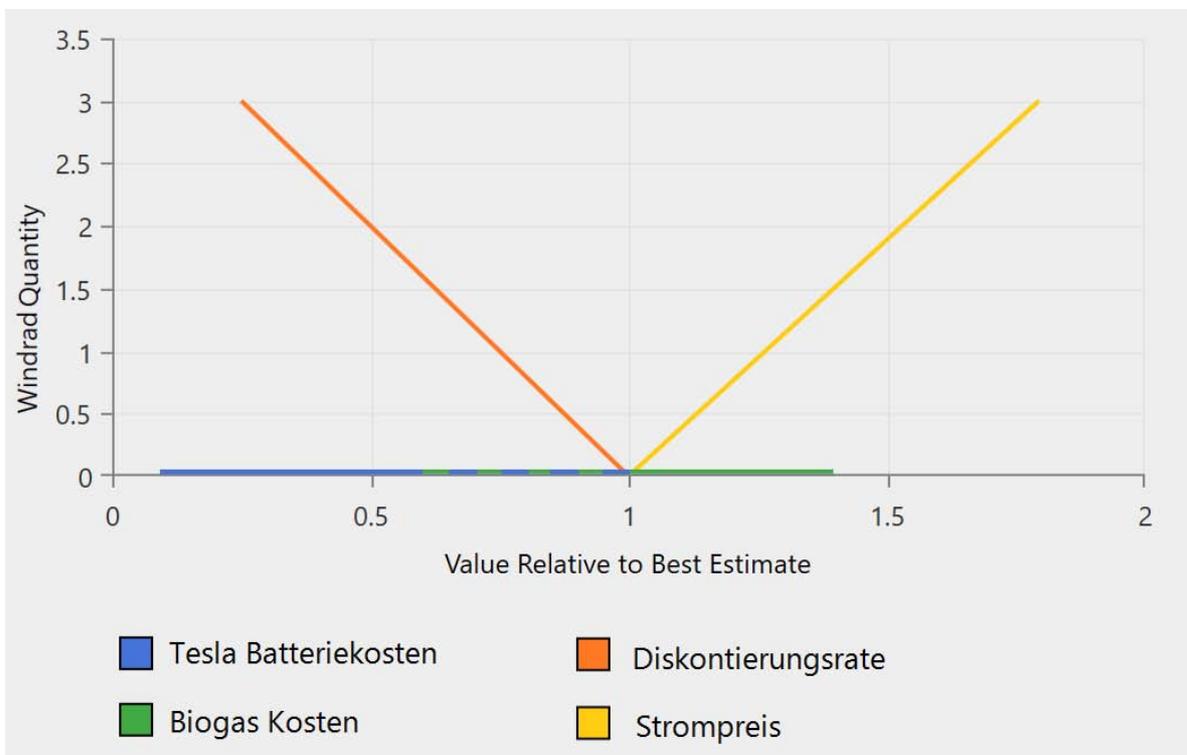
Kapazität

Auswirkungen auf PV. Bei einem höheren Strompreis von 0,350 €/kWh steigt die Kapazität auf 120 kW. zeigt diese Zusammenhänge.

Variablen Diskontierungsrate und Strompreis gleich groß, was Abbildung



für die Variante



für die Variante

Die Batteriekosten haben auch hier aus den oben genannten Gründen keinen Einfluss. Der Biogasgenerator findet in den meisten Varianten im Verbundnetz aufgrund der vergleichsweise hohen Kosten keine Verwendung. Deshalb haben veränderte Biogaskosten (Biogas Faktor 0,6 und 1,4) auch keine Auswirkungen auf die Systemarchitektur oder die Energiekosten. Nur bei der Kombination eines Batteriefaktors von 1, einem Biogafaktor von 0,6, einer Diskontierungsrate von 8% und Strompreisen von 0,350€/ kWh wird eine Biogas-Kapazität von 30 kW installiert.

Batterien finden in der Systemarchitektur erst bei höheren Strompreisen Verwendung. Bei Strompreisen von 0,195 €/kWh sind diese Stromspeicher selbst bei sehr niedrigen Batteriekosten zu teuer. Abbildung 25 zeigt diesen Zusammenhang deutlich.

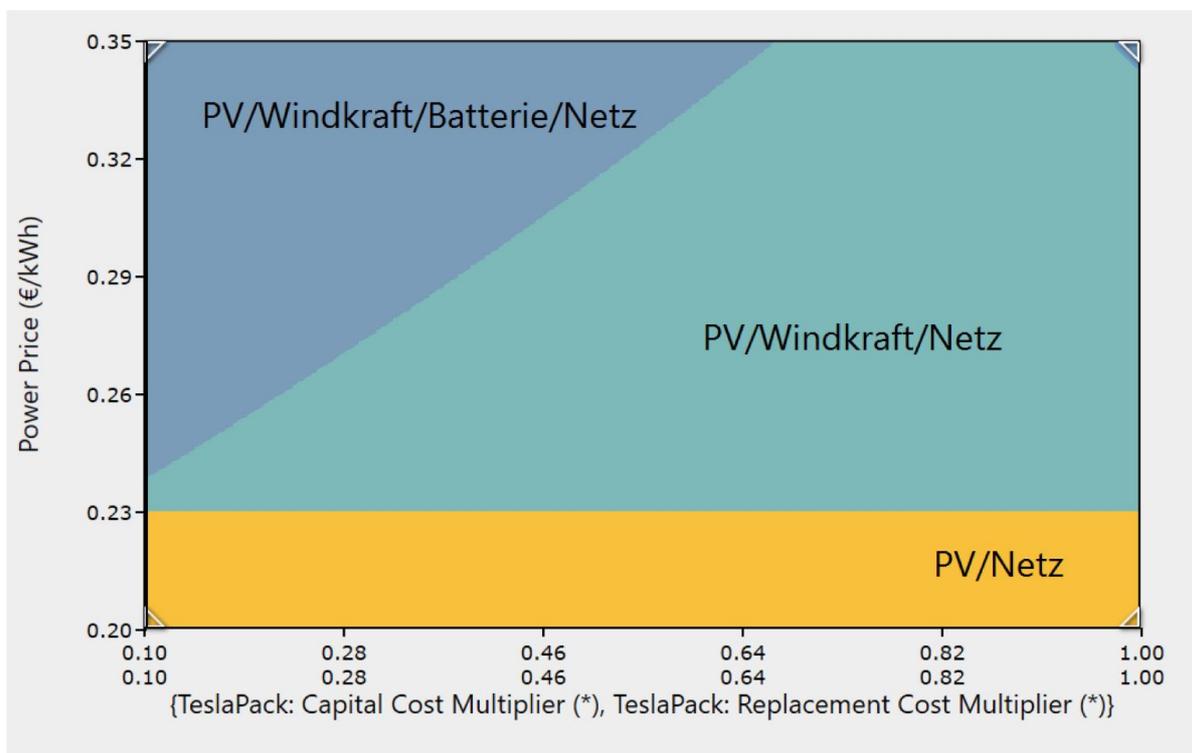


Abbildung 25: Einfluss von Batteriekosten und Strompreis auf die optimale Systemarchitektur für die Variante im Verbundnetz (Eigene Darstellung)

Erst bei höheren Strompreisen wird diese Technologie interessant. In Abbildung 26 wird der Einfluss des Strompreises und der Diskontierungsrate auf die optimale Systemarchitektur aufgezeigt. Batteriespeicher sind als Stromspeicher für den österreichischen Markt bei den in dieser Arbeit verwendeten Stromtarifen und Gegebenheiten noch zu teuer, stellen aber beispielsweise für den deutschen Markt mit höheren Strompreisen eine interessante Speichertechnologie dar. Hier muss allerdings angemerkt werden, dass sich es um Batteriespeicher mit sehr großer Kapazität handelt. In den Simulationen im Verbundnetz sind diese womöglich überdimensioniert. Kleinere Batteriespeicher finden wahrscheinlich früher den Einsatz in solchen Systemen. Auch wurde eine Kostendegression nicht berücksichtigt.

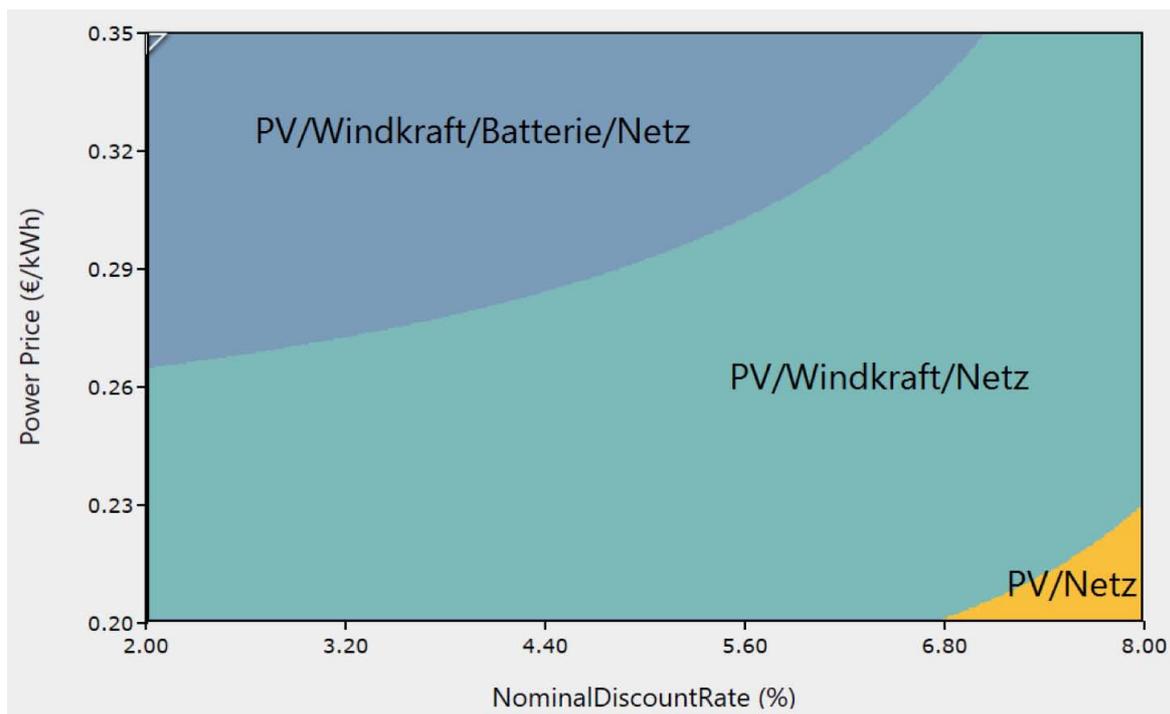


Abbildung 26: Einfluss von Diskontierungsrate und Strompreis auf die optimale Systemarchitektur für die Variante im Verbundnetz (Eigene Darstellung)

6. Schlussbetrachtung

Inselnetze sind erwartungsgemäß deutlich teurer als Verbundnetze, in denen Last und Produktion durch die größere geographische Distanz weniger Variabilität aufweisen und somit billigere Systeme installiert werden können. Photovoltaik ist unter den derzeitigen Voraussetzungen ohne Förderungen rentabel. Die Kosten sind auf einem sehr niedrigen Niveau. Die niedrige PV-Stromproduktion im Winter stellt das Netz allerdings vor große Herausforderungen. Kleinwindkraft ist in der Stromproduktion etwas teurer als PV, was vor allem an den geringen Winderträgen in der niedrigen Höhe liegt. Biogas ist, unter den berücksichtigten Komponenten, die teuerste Technologie zur Stromerzeugung.

Die Ergebnisse im Inselnetz zeigen, dass die sehr niedrige Stromproduktion von PV im Winter am günstigsten über einen Biogasgenerator ausgeglichen werden kann. Dieser hat sehr niedrige Investitionskosten, dient auch als Back-Up Versorgung und wird oft unter geringer Auslastung betrieben. Die täglichen Schwankungen in der Produktion können wiederum sehr gut über Batteriespeicher ausgeglichen werden. Die Ergebnisse sind in tabellarischer Form in Tabelle 24 im Anhang (Kapitel 8, Seite 92) nochmals zusammengefasst. Die Variante Inselnetz hat die geringsten Energiekosten von 0,438€/kWh und produziert den Strom zu 41% aus PV, 34% aus Windkraft und 25% aus Biogas. Hier wurde eine Kapazität von 700 kWh Batterien verwendet. Unter den in der Arbeit verglichenen Systemvarianten ist jene ohne Biogas die teuerste, weil die niedrige PV-Produktion im Winter über eine relativ teure Erhöhung der Kapazität von PV, Windkraft und Batteriespeicher ausgeglichen werden muss. Lässt man wiederum Batteriespeicher in der Simulation des Inselnetzes weg, so ist eine Systemarchitektur mit deutlich weniger Windkraftanteil am kostengünstigsten. Batteriespeicher können die täglichen Schwankungen in der Stromerzeugung durch Windkraft also gut ausgleichen. Bei den Berechnungen im Inselnetz muss man allerdings auch erwähnen, dass

Kosten für die Nutzung bzw. den Bau von Übertragungsleitungen nicht miteingerechnet wurden.

Im Verbundnetz sind Batteriespeicher aufgrund der niedrigen Strompreise von etwa 0,195€/kWh in Österreich aus ökonomischer Sicht nicht sinnvoll. In Ländern mit höheren Strompreisen wie beispielsweise Deutschland ist dies allerdings schon der Fall, wie die Sensitivitätsanalysen zeigen (siehe Abbildung 25 und Abbildung 26). Es ist anzunehmen, dass diese Form der Speicherung vor allem in Kombination mit PV an Bedeutung gewinnen wird und sich die Batteriepreise aufgrund des erhöhten Absatzes weiter nach unten entwickeln werden. Die Stromerzeugung mittels PV kann bereits ohne Förderungen mit den Strompreisen von 0,195€/kWh konkurrieren. Ihr Einsatz im privaten Bereich ist allerdings nur in jenen Größenordnungen sinnvoll, in denen der Eigenverbrauch des produzierten Stroms möglichst hoch ist. Produzierte Übermengen, die in das Netz eingespeist werden müssen, sind zu vermeiden da es für Kleinanlagen in Österreich nur sehr niedrige Einspeisetarife von etwa 0,05 €/kWh gibt. Die Berechnungen haben ergeben, dass dieses Optimum im Verbundnetz bei einem Anteil von 25% Stromproduktion aus PV und 75% Einspeisungen aus dem öffentlichen Netz liegt. Hier sind die Energiekosten am niedrigsten und liegen bei 0,174 €/kWh. Bei den Berechnungen im Verbundnetz wurde allerdings angenommen, dass der über PV produzierte Strom zuerst in das Dorfsystem eingespeist wird. In der Realität speisen einzelne Haushalte Strommengen, die sie nicht selbst verbrauchen gleich in das Verbundnetz ein, weshalb die optimale Anlagengröße pro Haushalt geringer wäre. Bei größeren Anlagen sieht dies anders aus. Diese können auch auf die Einspeisung ins öffentliche Netz ausgelegt sein (Vergleich dazu Kapitel 3.4 Subventionen).

Investitionen in Kleinwindkraft können bei niedrigen Zinssätzen durchaus Sinn machen (Vergleich dazu Abbildung 26). Bei einer Diskontierungsrate von 8% stellt im Verbundnetz ein System aus PV in Kombination mit Netzzukäufen allerdings die kostengünstigere Lösung dar. Anzumerken ist hier, dass es sich bei der simulierten Windkraftanlage um eine 10 kW-Anlage mit einer Masthöhe

von 30 m handelt und die Windenergieerträge in niedrigerer Höhe wesentlich geringer sind. Viele Kleinwindkraftanlagen weisen eine geringere Höhe auf. Eine genaue Standort- und Ertragsanalyse ist hier also von großer Bedeutung. Auch sollte in der Planung der Haushaltsstromverbrauch möglichst genau bekannt sein, um die Stromproduktion darauf abzustimmen.

Bezüglich der in den Berechnungen verwendeten Kosten ist anzumerken, dass Kostenersparnisse wie sie in der Praxis bei größeren Aufträgen vorherrschen, nur begrenzt berücksichtigt wurden. Bei PV wurden Skaleneffekte bis zu einer Anlagengröße von 10 kW_{peak} berücksichtigt. In der Praxis gibt es allerdings auch bei der Installation von Windrädern in dieser Größenordnung Skaleneffekte, welche niedrigere Investitionskosten zur Folge hätten. Weiters ist die Datenlage zu den Batteriespeichern noch zu unsicher, da für diese Art der Anwendung erst wenige Batterien auf dem Markt erhältlich sind. Bei den Simulationen hat sich gezeigt, dass sich Unterschiede im Energiemix deutlich auf die Stromgestehungskosten auswirken. Die Kosten der Energieträger müssen daher in ihrer Gesamtheit, vor allem mit den auftretenden Schwankungen in der Stromproduktion und den dafür anfallenden Kosten für den Ausgleich betrachtet werden. Es ist eine intelligente Kombination der Komponenten für ein stabiles und kostengünstiges Energienetz notwendig. Erhöhte Stromtarife werden in Zukunft vermutlich zu einer Verschiebung der ökonomischen Gegebenheiten auf dem Strommarkt führen und den Technologien PV, Windenergie und Batteriespeichern zu einem zusätzlichen Ausbauschub verhelfen. Die Einführung von Smart Metern könnte mit neuen Tarifmodellen einhergehen, die sich stärker nach den Börsenpreisen richten. In Spitzenlastzeiten sind dann die Strompreise höher. Finden variable Tarifmodelle auch bei den Einspeisetarifen Verwendung, so könnte dies dazu beitragen die Wirtschaftlichkeit für Batteriespeicher in Stromnetzen zu erhöhen. Für den Ausbau von PV hätte der Wegfall der derzeitigen fixen Einspeisetarife wahrscheinlich eher den gegenteiligen Effekt. Es bleibt abzuwarten wie sich das Fördermodell und der Strommarkt in Zukunft

entwickeln werden, es ist allerdings wahrscheinlich, dass die erneuerbare Stromproduktion stärker den Marktpreisen ausgesetzt wird.

7. Literaturverzeichnis

Biermayer, Peter, Manuela Eberl, Monika Enigl, Hubert Fechner, Christa Kristöfel, Kurt Leonhartsberger, Florian Maringer, et al. 2015. 'Innovative Energietechnologien in Österreich Marktentwicklung 2014'.

Bundeskartellamt Deutschland. 2011. 'Sektorenuntersuchung Stromerzeugung Und –Großhandel'.

Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft. 2015. 'Energiestatus Österreich 2015– Entwicklung Bis 2013'.

Davide, Savenije. 2015. 'All You Need to Know about Tesla's Big Battery Announcement'. *Utility Dive*. Abfrage am 31. Oktober 2015.
<http://www.utilitydive.com/news/all-you-need-to-know-about-teslas-big-battery-announcement/393175/>.

Energie Control Austria. 2011. '10 Jahre Energiemarktliberalisierung'. Wien. 'Entwicklung von Biogas in Österreich'. 2015. Abfrage am 16. Oktober 2015.
<http://www.klimaaktiv.at/erneuerbare/biogas/EntwicklungBiogasAT.html>.
European Commission. 2014. 'Energy Markets in 2014'.

Jarass, Lorenz, Gustav M. Obermair, und Wilfried Voigt. 2009. *Windenergie*. 2te Ed. Berlin: Springer.

Kaltschmitt, Martin, und Wolfgang Streicher. 2009. *Regenerative Energien in Österreich*. 1te Ed. Vieweg +Teubner.

Kaltschmitt, Martin, Wolfgang Streicher, und Andreas Wiese. 2006. *Erneuerbare Energien–Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte*. 4te Ed. Springer.

———. 2013. *Erneuerbare Energien*. 5th ed. Springer Vieweg.
'Kleinwindanlagen WinDual TN535'. 2015. Abfrage am 1 November 2015.
http://www.kleinwindanlagen.de/Homepage/index.php?option=com_content&view=article&id=114&Itemid=124.

Korthauer, Reiner. 2013. *Handbuch Lithium–Ionen–Batterien*. Berlin: Springer Vieweg.

Kratena, Kurt. 2011. 'Gesamtwirtschaftliche Effekte Der Energiemarktliberalisierung in Österreich'. Wien.

Lebensministerium & BMWFJ. 2010. 'Energiestrategie Österreich'.

Noack, Jens, Nataliya Roznyatovskaya, Tatjana Herr, und Peter Fischer. 2015. 'Die Chemie Der Redox-Flow Batterien'. *Angew. Chem.*,

'Numbis- Niederösterreichisches Umwelt- Beobachtungs- Und InformationsSystem'. n.d. Amt der NÖ Landesregierung, Abteilung Umwelttechnik.

Ökostrom- Einspeisetarifverordnung 2012. n.d.

<https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007993>.

Peiffer Elektromotoren. 2015. 'Diesel-Aggregate MD, MDE, LMDE'. Abfrage am 28. Oktober 2015.

http://www.elektromotoren.at/?page=Dieselaggregate&id_sub=21.

'Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)'. n.d.

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>.

Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. 2015. 'Renewables 2015 Global Status Report'. Paris.

Schwab, Adolf J. 2012. *Elektroenergiesysteme*. 3te Ed. Springer.

Statistik Austria. 2011. 'Modellierung Des Stromverbrauchs in Den Privaten Haushalten Österreichs Nach Unterschiedlichen Verwendungszwecken'.

———. 2013. 'Strom- Und Gastagebuch 2012'. Wien.

von Roon, Serafin, und Malte Huck. 2015. 'Merit Order Effekt Des Kraftwerkparks'. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.

Watter, Holger. 2009. *Nachhaltige Energiesysteme, Grundlagen Systemtechnik Und Anwendungsbeispiele Aus Der Praxis*. 1te Ed.

https://books.google.at/books?hl=de&lr=&id=IBTITDN8sTYC&oi=fnd&pg=PA1&q=nachhaltige+energiesysteme+watter&ots=_ddx-z2M0E&sig=fZzwfRPqbwKZx1IVJWkZufEBxql#v=onepage&q=nachhaltige%20energiesysteme%20watter&f=false.

'Windual Turbines'. 2015. Abfrage am 31. Oktober 2015. <http://www.windkraftanlagen.com/>.

ZAMG. 2015. 'Weterrückblick Für 2010'. Wien: Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik. Abfrage am 12. November 2015.

<https://www.zamg.ac.at/cms/de/klima/klima-aktuell/jahresrueckblick/weterrueckblick?monat=GJ&jahr=2010>.

8. Anhang

Tabelle 24: Zusammenfassung der Ergebnisse

	PV	WINDKRAFT	BIOGAS	BATTERIE	KONVERTER	STROM- PRODUKTION	ÜBERSCHUSS	INVEST. KOSTEN	STROM- KOSTEN	GESAMT- KOSTEN
INSELNETZ	210 kW (41 %)*	70 kW (34 %)	55 kW (25 %)	600 kWh	80 kW	514.216 kWh/J	110.770 kWh/J	951.006 €	0,44 €/kWh	2.074.418 €
INSELNETZ ohne PV	-----	70 kW (45 %)	55 kW (55 %)	200 kWh	40 kW	422.424 kWh/J	40.810 kWh/J	566.296 €	0,509 €/kWh	2.400.886 €
INSELNETZ ohne WINDKRAFT	170 kW (39 %)	-----	55 kW (61 %)	300 kWh	45 kW	430.915 kWh/J	40.868 kWh/J	326.906 €	0,499 €/kWh	2.352.291 €
INSELNETZ ohne BIOGAS	355 kW (38 %)	210 kW (62 %)	-----	5800 kWh	140 kW	925.462 kWh/J	514.012 kWh/J	3.635.260 €	1,088 €/kWh	5.129.275 €
INSELNETZ ohne BATTERIE	185 kW (38 %)	30 kW (45%)	85 kW (17 %)	-----	0 kW	482.342 kWh/J	116.341 kWh/J	451.467 €	0,565 €/kWh	2.666.613 €
VERBUNDNETZ	95 kW (25 %)	0 kW (0 %)	0 kW (0 %)	0 kW	0 kW	379.432 kWh/J	14.431 kWh /J	115.860 €	0,174 €/kWh	853.949 €
VERBUNDNETZ ohne PV	-----	0 kW (0 %)	0 kW (0 %)	0 kW	0 kW	365.001 kWh/J	0 kWh /J	0 €	0,195 €/kWh	920.118 €

*Die Prozentwerte in Klammer geben den Anteil des jeweiligen Energieträgers an der gesamten produzierten Strommenge an.