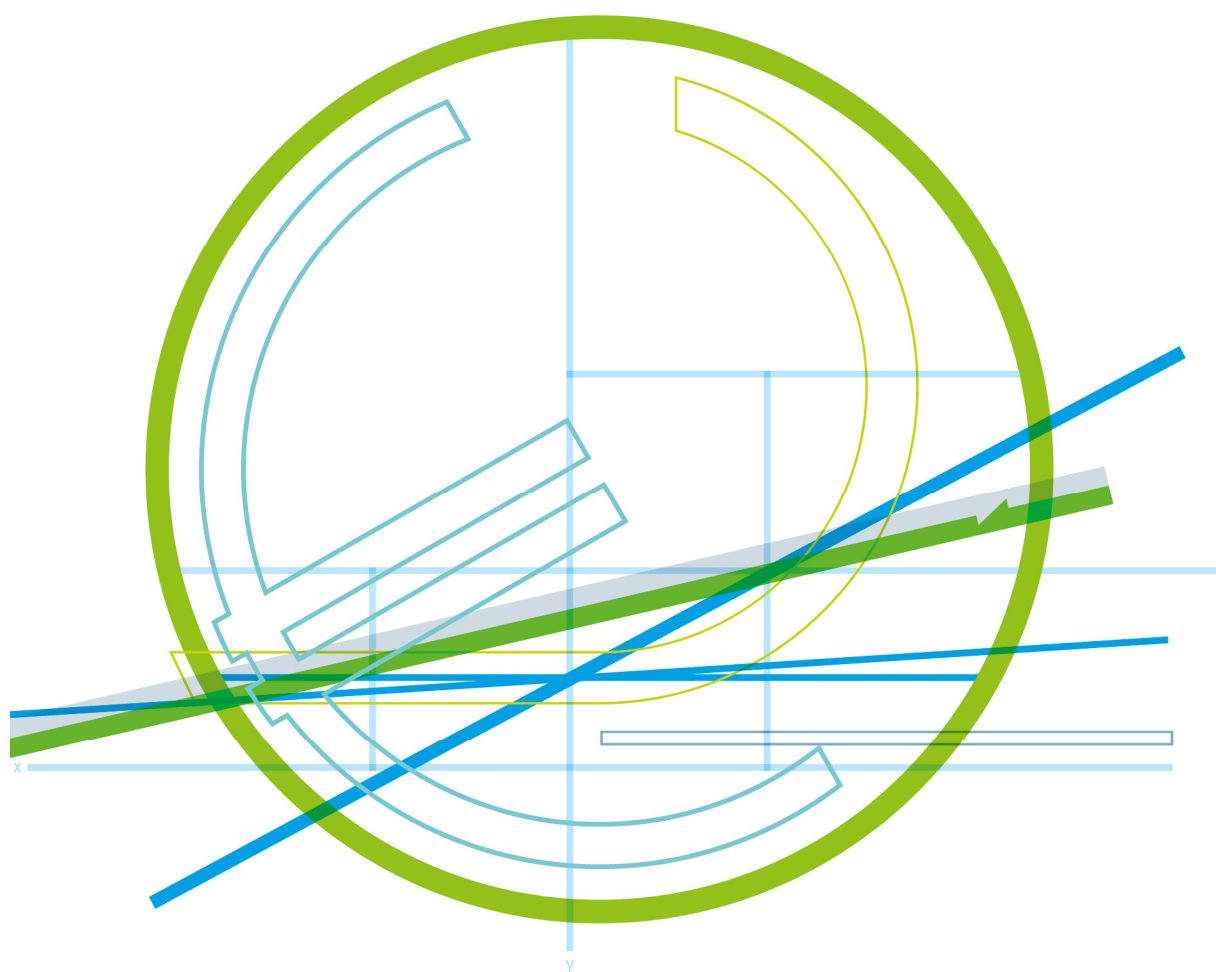


Energieversorgung aus Land- und Forstwirtschaft in Österreich unter Berücksichtigung des Klima- und Globalen Wandels in 2020 und 2040



VORWORT

Die Publikationsreihe **BLUE GLOBE REPORT** macht die Kompetenz und Vielfalt, mit der die österreichische Industrie und Forschung für die Lösung der zentralen Zukunftsaufgaben arbeiten, sichtbar. Strategie des Klima- und Energiefonds ist, mit langfristig ausgerichteten Förderprogrammen gezielt Impulse zu setzen. Impulse, die heimischen Unternehmen und Institutionen im internationalen Wettbewerb eine ausgezeichnete Ausgangsposition verschaffen.

Jährlich stehen dem Klima- und Energiefonds bis zu 150 Mio. Euro für die Förderung von nachhaltigen Energie- und Verkehrsprojekten im Sinne des Klimaschutzes zur Verfügung. Mit diesem Geld unterstützt der Klima- und Energiefonds Ideen, Konzepte und Projekte in den Bereichen Forschung, Mobilität und Marktdurchdringung.

Mit dem **BLUE GLOBE REPORT** informiert der Klima- und Energiefonds über Projektergebnisse und unterstützt so die Anwendungen von Innovation in der Praxis. Neben technologischen Innovationen im Energie- und Verkehrsbereich werden gesellschaftliche Fragestellung und wissenschaftliche Grundlagen für politische Planungsprozesse präsentiert. Der **BLUE GLOBE REPORT** wird der interessierten Öffentlichkeit über die Homepage www.klimafonds.gv.at zugänglich gemacht und lädt zur kritischen Diskussion ein.

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm „Neue Energien 2020“. Mit diesem Programm verfolgt der Klima- und Energiefonds das Ziel, durch Innovationen und technischen Fortschritt den Übergang zu einem nachhaltigen Energiesystem voranzutreiben.

Wer die nachhaltige Zukunft mitgestalten will, ist bei uns richtig: Der Klima- und Energiefonds fördert innovative Lösungen für die Zukunft!

A handwritten signature in black ink, reading 'Theresia Vogel'.

Theresia Vogel
Geschäftsführerin, Klima- und Energiefonds

A handwritten signature in black ink, reading 'Ingmar Höbarth'.

Ingmar Höbarth
Geschäftsführer, Klima- und Energiefonds

NEUE ENERGIEN 2020

Endbericht – Publizierbarer Endbericht

1 Einleitung

1.1 Aufgabenstellung

Aktuelle Wirtschaftssysteme sind stark von der Energieversorgung abhängig, die vor großen Herausforderungen steht. Neben dem ansteigenden Energiebedarf der Schwellenländer stellt die beschränkte Aufnahmefähigkeit der Erdatmosphäre für fossile Emissionen eine zentrale Rahmenbedingung für den Umbau der Energiesysteme dar. Um diese Probleme zu bewältigen ist ein massiver Wechsel der Energieversorgungsstruktur notwendig. Zwei Optionen wird in aktuellen Diskussionen insbesondere eine wichtige Rolle in der Energiebereitstellung zuerkannt, um von den aktuellen Energiesystemen auf eine zukünftige erneuerbare Energieproduktion umsteigen zu können: Biomasse und solare Energie.

Der Ausbau von erneuerbarer Energie aus Biomasse ist aktuell – auch gesteuert durch politische Maßnahmen – in Umsetzung. Jedoch geben die Entwicklungen auf den Rohstoff- und Nahrungsmittelmärkten Anlass, die Auswirkungen solcher Politikmaßnahmen in der langen Frist zu betrachten sowie diese in den Kontext zukünftiger Nachfragesituationen und Produktionsbedingungen zu stellen. Änderungen auf den Ebenen Politik, Märkte (Rohstoff und Güter), Technik und Klima müssen daher in der Untersuchung über den möglichen Beitrag der Biomassenutzung im Energiesystem sowie deren Auswirkungen mit betrachtet werden.

Solare Energie wird das größte Potential zuerkannt, um den zukünftigen Energiebedarf auf erneuerbarer Basis zum Großteil abdecken zu können. Solare Energie kann dabei sowohl Strom (Photovoltaik) als auch Wärme (thermische Solarkollektoren) bereitstellen. Ein wesentlicher Nachteil der solaren Technologie sind die naturgegebenen Schwankungen in der Energieproduktion durch Änderungen in der Tageszeit, Jahreszeit, Bewölkung etc. und die dadurch entstehende Problematik der bis dato kostenintensiven Energiespeicherung. Weiters sind die aktuellen Produktionskosten solarer Energie in den meisten Weltregionen noch über jenen der anderen erneuerbaren Energietechnologien. Da die relativen Kostenunterschiede unter den erneuerbaren Energietechnologien die Wettbewerbsfähigkeit und zukünftige Entwicklungsmöglichkeiten stark beeinflussen, besteht Unklarheit, ob bzw. falls, wann sich die solare Energietechnik im Wettbewerb der erneuerbaren Technologien in welchem Ausmaß durchsetzen kann. Untersuchungen, ob solare Energie ein Hauptbestandteil eines zukünftigen Energiesystems werden kann sind somit von großem Interesse. Die Eruierung dafür benötigter Kapitalinvestitionen sowie Arbeitskräfte stellen neben Vorschlägen zur Reduzierung von Energiespeicherungen Schlüsselfaktoren zu einer großflächigen solaren Energiebereitstellung dar.

1.2 Einordnung in das Programm

Das Programm "NEUE ENERGIEN 2020" wurde initiiert um den notwendigen und einschneidenden Veränderungen zu begegnen, vor denen unser Energiesystem in Anbetracht des global stark ansteigenden Energiebedarfs, der Klimaproblematik und der zunehmenden Risiken bezüglich einer sicheren Energieversorgung steht. Das vorliegende Projekt Energ.Clim ist ein Grundlagenforschungsprojekt, das aus diesem Programm gefördert wurde. Der Programmbereich ist „Grundlagen, Strategien“. Im Projekt Energ.Clim wurden die Optionen für die Erneuerbaren für Österreich – im globalen Kontext – für die Bereiche Biomasse und Solar mittels Grundlagenentwicklung ausgeleuchtet und bewertet. Das vorliegende Forschungsprojekt trägt zur Erreichung der Programmziele von „NEUE ENERGIEN 2020“ in folgenden Bereichen bei:

- Energiestrategische Ziele
- Systembezogene Ziele
- Technologiestrategische Ziele

(1) Energiestrategische Ziele

- *Sicherstellung der Kriterien der Nachhaltigkeit: ökonomisch, ökologisch und sozial dauerhaft*

Verschiedene Klima- und Energiepolitikmaßnahmen können unter Berücksichtigung globaler Entwicklungen mithilfe des betriebswirtschaftlichen und CGE Modells auf deren ökonomische Auswirkungen bewertet werden.

- *Erhöhung der Ressourcen- und Energieeffizienz des Wirtschaftssystems*

Landwirtschaftliche Flächen als Ressource zur Produktion von Nahrungsmitteln und Biomasse, aber auch als mögliche Flächen für solare Energieproduktion sind in diesen optionalen Einsatzbereichen ökonomisch zu bewerten.

- *Reduktion Importabhängigkeit bei Energieträgern*

Die Gestaltungsmöglichkeiten für den Ausbau der Nutzung einheimischer Energieträger – ohne dabei die Kriterien der ökonomischen, ökologischen und sozialen Nachhaltigkeit zu verletzen – werden untersucht.

- *Aufbau und Sicherung langfristig klimaschützender Raum- und Wirtschaftsstrukturen*

Im Hinblick auf die Raumstruktur erfolgt die Bewertung welche land- und forstwirtschaftliche Produktion langfristig an welchen Standorten für welche Nutzung (Energie, Nahrung, Rohstoff) – unter globalen und klimatischen Voraussetzungen/Rahmen empfehlenswert ist.

- *Erzielung struktureller und langfristig quantitativ maßgeblicher Effekte*

Es erfolgt die Bewertung welche Politikoptionen anhand ökonomischer Kriterien unter Beachtung ökologischer und sozialer Erfordernisse sinnvoll zu wählen sind, um langfristig in ihrem Umfang und der gewählten Technologien wesentliche Beiträge der erneuerbaren Energie aus Biomasse oder Solarenergie zu sichern.

(2) Systembezogene Ziele

- *Reduktion des Verbrauchs fossiler und nuklearer Energieträger*

Der mögliche Beitrag der land- und forstwirtschaftlichen Biomasse und der Solarenergie zum Ziel der Reduktion, sowohl der Energieabhängigkeit aus dem Ausland, als auch der nationalen Treibhausgasemissionen kann durch Evaluation des Einsatzes der verfügbaren Potentiale dargestellt werden und es werden deren ökonomische Auswirkungen auf die österreichische Volkswirtschaft ermittelt.

- *Erschließung von Ressourcen erneuerbarer Energieträger*

Es erfolgt eine Bewertung welche Rohstoffe aus land- und forstwirtschaftlicher Produktion und welche Technologien (Biomasse, Solarenergie) gewählt werden können und sollen.

- *Entwicklung intelligenter und robuster Energiesysteme*

Der intelligente Ausbau des Beitrags der ausgewählten Erneuerbaren im Energiesystem wird unterstützt durch die Bewertung in welcher Richtung dieser anzustreben ist.

- *Herstellung einer Optionenvielfalt*

Aus dem Klimaeinfluss werden die Bereitstellungsoptionen für land- und forstwirtschaftliche Biomasse neu bestimmbar und im vorliegenden Projekt wird deren Umsetzung auch bewertbar. Aus der erwarteten Lernkurve bei der Herstellung solarer Energiesysteme wird deren Einsatzpotential neu bewertbar.

(3) Technologiestrategische Ziele

- *Erhöhung des inländischen Wertschöpfungsanteils im Energiesystem*

Die volkswirtschaftliche Analyse der Auswirkungen zeigt die Wertschöpfungseffekte von Klima- und Energiepolitiken im Bereich Biomassenutzung und solarer Energienutzung auf. Weiteres können sektorale Veränderungen der Handelsbilanzen abgebildet werden. Durch Kenntnis dieser Tendenzen ist es möglich Maßnahmen dahingehend zu gestalten um den inländischen Wertschöpfungsanteil zu erhöhen.

- *Förderung von Qualifikationen im Energie- und Klimaschutzbereich und Ausbau des Forschungsstandortes*

Durch Ableitung welche Technologien kulturpflanzentechnisch und wirtschaftlich in Hinkunft empfehlenswert sind zur bioenergetischen Nutzung bzw. welche Systeme der solaren Energienutzung empfehlenswert sind wird die Vorreiterrolle (Biomasse, Teile des Solarsektors) beziehungsweise der Aufholbedarf (weitere Bereiche) in deren weiterer Erforschung und Marktfähigkeitsverbesserung unterstützt.

1.3 Verwendete Methoden

Um die vorliegenden Fragestellungen umfassend zu beantworten, werden unterschiedliche Methoden angewandt.

1.3.1 Angewandte allgemeine Gleichgewichtsmodellierung

Für die volkswirtschaftlichen Auswirkungen einer erhöhten Bereitstellung von Biomasse in einem globalen Kontext wird die angewandte allgemeine Gleichgewichtsmodellierung¹ verwendet. Die angewandte allgemeine Gleichgewichtsmodellierung ist die für

¹ Computable General Equilibrium, kurz CGE-Modellierung

makroökonomische Fragestellungen im Bereich der Ressourcen- und Umweltökonomik international am häufigsten eingesetzte Modellierungsmethode und bietet sich somit grundsätzlich auch für die Beantwortung der vorliegenden Fragestellung an. Die Stärke der Methode liegt in der sektoralen detailgetreuen Abbildung (Input-Output-Tabelle als eine Datengrundlage) bei gleichzeitig endogen modellierbaren Inputkoeffizienten. Grundidee des Modellansatzes ist die Darstellung der komplexen interdependenten Beziehungen einer Volkswirtschaft in Form eines allgemeinen Gleichgewichts. Die Methode eignet sich dabei sehr gut, um Politiken beziehungsweise den Einsatz von neuen (Energie)technologien volkswirtschaftlich zu bewerten. Beispiele für einige Anwendungsgebiete sind die Evaluierung der Auswirkungen der Besteuerung von fossiler Energie bzw. anderen Klimapolitiken in Österreich (Steininger und Breuss, 1998), Italien (Bussolo und Pinelli, 2001), Türkei (Kumbargolu, 2003) und Irland (Wissema und Dellink, 2007). Die volkswirtschaftliche Auswirkung einer verstärkten Nutzung von Biomasse wird beispielsweise in Ignaciuk und Dellink (2006) behandelt.

Im CGE Ansatz wird – wie zuvor erwähnt – von der komplexen gegenseitigen Vernetzung der Wirtschaftssubjekte untereinander ausgegangen. Diese werden durch die Formulierung von Produktions-, Nachfrage- und Nutzenfunktionen sowie durch Budgetbeschränkungen der unterschiedlichen Akteure (Produzenten, Konsumenten, Staat) dargestellt. So strebt beispielsweise jedes Unternehmen nach der Maximierung seines Gewinnes und die privaten Konsumenten nach der Maximierung ihres Nutzens. Unternehmen werden durch Produktionsfunktionen dargestellt, welche die Technologie des jeweiligen Sektors abbilden. Hierzu benötigen sie sowohl Vorleistungsprodukte aus den anderen Produktionssektoren als auch Inputfaktoren wie Arbeit, Kapital und Land, welche von den Haushalten bereitgestellt werden. Die Haushalte werden durch Nutzenfunktionen und Budgetbeschränkungen beschrieben, im Rahmen derer sie ihre Entscheidungen über den Konsum von Produkten treffen. Das Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage auf allen Märkten (Güter und Faktoren) wird dabei durch einen Preis-Anpassungsmechanismus erreicht.

Die volkswirtschaftlichen Analysen beinhalten im CGE-Ansatz somit nicht nur die Primäreffekte einer Politik, sondern stellen zudem die dadurch ausgelösten makroökonomischen Folgewirkungen dar. Neben den Primäreffekten werden durch die im Modell endogen errechneten Rückwirkungen (ausgelöst durch relative Mengen- und folglich Preisänderungen) somit auch Sekundär-, Tertiär- und Multiplikatoreffekte miteinbezogen.

1.3.2 Modellverband CropRota – EPIC – PASMA - Räumlich explizites Energiesystemmodell

Das regionale Landnutzungsoptimierungsmodell PASMA baut auf dem Modell von Schmid und Sinabell (2007) auf und deckt in Österreich bedeutende Landnutzungsaktivitäten, deren Bewirtschaftungsintensitäten (z.B. konventionelle vs. biologische Produktionsweise) sowie Bodenbearbeitungsverfahren ab. Um dem Einfluss der Agrarpolitiken auf die agrarische Landnutzung gerecht zu werden, werden alle in Österreich wichtigen Maßnahmen der Gemeinsamen Agrarpolitik der EU (GAP) abgebildet. In der für EnergClim aufbereiteten Variante des Modells wird das Produktionsniveau von landwirtschaftlicher Biomasse – unterteilt nach landwirtschaftlichen Kulturen, z.B. Energieholz aus Kurzumtriebsplantagen oder Raps für die Energieerzeugung – unter Berücksichtigung regional differenzierter und vom jeweiligen Management abhängiger Pflanzenerträge simuliert. Die Pflanzenerträge sind

ein Output des bio-physikalischen Prozessmodells EPIC (vgl. Williams, 1995). Als Managementoptionen finden u.a. Fruchtfolgen Berücksichtigung, die ein Resultat des Fruchtfolgeoptimierungsmodells CropRota sind (vgl. Schönhart et al., 2011). Die PASMA Outputs, i.e. Biomasse-Angebotskurven in Abhängigkeit von Preisszenarien, gehen in ein räumlich explizites Energiesystemmodell ein. Dieses mixed-integer Programmierungsmodell minimiert die Bereitstellungskosten von Bioenergie unter Berücksichtigung einer Vielfalt unterschiedlicher Technologien und des Bedarfs an Treibstoffen, Wärme und Strom.

1.3.3 Prozessoptimierungsmodell

Die Kosten der solaren Erzeugung von Elektrizität hängen von folgenden Faktoren ab:

- Erzeugungskapazität Photovoltaik (PV)
- Erzeugungskapazität concentrated solar power (CSP)
- Kurzfristspeicher
- Langfristspeicher

Grundsätzlich sind PV wie CSP durch die Rhythmen von Tag und Nacht, Sommer und Winter sowie durch Bewölkung in ihrer Nutzbarkeit beeinträchtigt. Für einen Preisvergleich von solarer Energienutzung mit Bioenergie ist es notwendig, Erzeugungs- und Stromtransportkosten in Abhängigkeit vom Herkunftsort errechnen zu können.

In unserer dafür entwickelten Methodik nutzen wir Tagesdaten des NASA Solar Sizer² in einem 1° x 1° Raster für die Jahre von 1986-2005, d.h. für 20 Jahre oder 7305 Tagen, wie folgt: Zuerst werden verschiedene Konfigurationen von Regionen zusammengestellt, die für die gemeinsame Elektrizitätserzeugung verwendet werden sollen. Wir nutzen beispielhaft die Region Graz als typisch für Regionen Europas mit gutem Solarbudget, Hamburg als typisch für Regionen Europas mit eher geringerer Solareinstrahlung sowie Guadix in Spanien als typisch für Regionen Europas mit hohem Solarbudget. Entsprechend den Konzepten von Desertec, für Europa große Mengen an Strom in der Sahara zu erzeugen, werden des weiteren Regionen aus der Sahara und der saudischen Wüste herangezogen. Region bedeutet jeweils ein Raster von 1° x 1°, also im Äquatorbereich von 111 km x 111 km, in der Region Graz von 76 km x 111 km.

Für jede Kombination von Regionen, etwa Graz plus Guadix plus Hamburg, oder nur Graz allein, oder EUMENA (Europe, Middle East, North Africa) des Desertec-Konsortiums, wird dann die Summe der Solareinstrahlung im Stundenrhythmus aus den Tagesdaten berechnet. Dazu werden astronomisch-meteorologische Standardformeln verwendet, in die die jeweiligen Koordinaten der Rasterzelle eingehen, sodass für die Optimierung der genaue ortsabhängige Sonnenaufgang und -untergang sowie der Tagesgang der Sonne und damit eine angenäherte Verteilung der Sonnenstrahlung über den Tag verfügbar sind. Für 20 Jahre ergibt dies pro Region einen Datensatz mit 175.320 Werten, bei insgesamt 46 Regionen also rund 8 Millionen Dateneinträge.

Das Modellierungssystem wurde in VENSIM DSS aufgebaut. Es verwendet ein Excel-Spreadsheet mit 46 Regionen zu je 7305 Daten als Dateninput. Das Spreadsheet wurde zudem so erweitert, dass es in Tag-zu-Tag Rechnungen die maximale Erzeugung für jede Konfiguration bei gegebenem Speicher ermittelt. Diese Daten werden zugleich als Eingangsdaten für die dynamische Optimierung verwendet, deren Rechendauer damit von ca. 300 Stunden auf einem schnellen PC auf 10-30 Stunden verringert wird.

² Radiation Budget Data Products: SSE Surface meteorology and Solar Energy data. NASA Applied Sciences Program 2010.

Im Zuge der dynamischen Optimierung werden für jede Konfiguration drei Optimierungen vorgenommen: (1) Die Minimierung von Speicher, (2) die Minimierung von Erzeugungskapazität und (3) die wirtschaftliche Ertragsmaximierung bei gegebenem Kostenverhältnis von Erzeugungskapazität zu Speicher, hier ohne Transportkosten. Letztere Daten wurden dann mit den Transportkosten verknüpft.

Um letztendlich die Produktionskosten solarer Energie der unterschiedlichen Konfigurationen zu bestimmen wurde für alle diese Konfigurationen idealtypisch die Entwicklung der Leitungskosten unter Verwendung verschiedener Lernkurven ermittelt. Daraus wurden dann jeweils die Gesamtkosten für Elektrizität als levelized cost of energy berechnet, also mit amortisierten Kosten auch für die Leitungsnetze. Unter anderem wird dadurch ein Preisvergleich mit Energie aus Biomasse ermöglicht.

1.4 Aufbau der Arbeit

Der vorliegende Endbericht gibt den Überblick zu den Ergebnissen des Gesamtforschungsprojektes anhand der im Zuge des Projekts Energ.Clim erarbeiteten und in unterschiedlichen Fachzeitschriften publizierten (beziehungsweise in einigen Fällen sich noch im Review Prozess befindlichen) Forschungsartikel. Diese sind im Anhang vollumfänglich enthalten.

Der Endbericht ist wie folgt aufgebaut. Abschnitt 2 fasst die Ergebnisse der aufeinander abgestimmten Artikel zusammen und gibt einen inhaltlichen Überblick. In Abschnitt 3 werden die Hauptergebnisse in einer detaillierten Form dargestellt sowie Schlussfolgerungen basierend auf den daraus erlangten Erkenntnissen gezogen. Abschnitt 4 gibt letztendlich Empfehlungen betreffend des zukünftigen Forschungsbedarfs in dem behandelten Feld ab.

2 Inhaltliche Darstellung

Basierend auf den entwickelten Submodellen des „Austrian Joint Biomass“ Modellsystems wurden – nunmehr erweitert um den globalen Kontext, ohne Kopplung an das landwirtschaftliche regionale Optimierungsmodell PASMA – die volkswirtschaftlichen Effekte einer erhöhten Biomassebereitstellung für eine ländliche Region in Österreich evaluiert (Abschnitt 2.1.1). Aufbauend auf den erlangten volkswirtschaftlichen Erkenntnissen wurden kosteneffektive Biomassepolitiken identifiziert, um einen nachhaltigen und volkswirtschaftlich effizienten Konsum aus Biomasseenergie zu gewährleisten (Abschnitt 2.1.2). Da das Bereitstellungspotential von volkswirtschaftlich wünschenswerter forstwirtschaftlicher Biomasse in Österreich beschränkt ist, kann gefolgert werden, dass Energie aus Biomasse lediglich als Transformationstechnologie hin zu einem zukunftsfähigen österreichischen Energiesystem beziehungsweise als Nischentechnologie innerhalb eines solchen dienen kann. Andere erneuerbare Energietechnologien müssen daher vermehrt eingesetzt werden, um in Österreich ein Energiesystem zu formen, welches langfristig eine voll-erneuerbare Energiebereitstellung ermöglicht und gleichzeitig fossile Brennstoffe und somit Treibhausgase einspart.

Das nötige Potential hierfür hat eine Kombination des Einsatzes von solarer Energie und Windenergie für den Großteil des Energiekonsums (Abschnitt 2.2.2.1). Da die technische solare Energiegewinnung mit der landwirtschaftlichen Energiegewinnung konkurriert, wurde – ergänzend zur Untersuchung von Bioenergie – das Entwicklungspotential

technischer Verfahren solarer Energiegewinnung³, d.h. von Solarthermie sowie Photovoltaik ausgearbeitet (Abschnitt 2.2.2.3) sowie damit einhergehende Effekte auf Kapitalinvestitionen und auf dem Arbeitsmarkt dargestellt (Abschnitt 2.2.2.2). Bioenergie kann in einem solchen Energiesystem – neben privater Wärmegeneration – im Verkehrssektor eingesetzt werden, um die erneuerbaren Energiequoten für 2020 der Europäischen Union zu erreichen, bis es zu einem Durchbruch der Elektromobilität kommt (Abschnitt 2.2.3).

2.1 Biomassebereitstellungspotential und kosteneffiziente Biomassepolitiken für Österreich

2.1.1 Volkswirtschaftliche Effekte einer erhöhten Biomassebereitstellung in einem globalen Kontext

Basierend auf Analysen des im Rahmen des vorliegenden Projekts entwickelten globalen CGE-Modells wurden die volkswirtschaftlichen Effekte einer erhöhten Bereitstellung aus forst- und landwirtschaftlicher Biomasse für eine ländliche Region in einem globalen Kontext dargestellt (siehe Trink et al., 2010). Untersucht wurden hierbei die kurz- als auch langfristigen Auswirkungen einer intensiven Nutzung unterschiedlicher Biomasseheizungs-technologien für Einfamilienhäuser (15kW) und eines Fernwärmekraftwerks (1000kW) sowie die Produktion von Biodiesel für die Region Oststeiermark. Basierend auf einer angenommenen Substitution von 2000TJ fossiler Energie durch Biomasseenergie – dies entspricht rund 20% der gesamten privaten Wärmenachfrage in der Region Oststeiermark – können folgende Schüsse gezogen werden.

In der kurzen Frist generieren sämtliche forstwirtschaftliche Biomassetchnologien positive Arbeitsmarkt-, Wertschöpfungs- als auch Wohlstandseffekte. Auch zwei der sechs landwirtschaftlichen Biomassetchnologien verursachen positive Effekte, jedoch nicht in jenem Ausmaß wie die forstwirtschaftlichen Technologien. Drei Hauptfaktoren sind für die unterschiedlichen Ergebnisse verantwortlich: Arbeitsnachfrage, Produktionskosten und Landnachfrage der jeweils eingesetzten Biomassetchnologie bzw. in der jeweiligen Biomasseproduktion. Die teilweise hohe Landintensität der landwirtschaftlichen Biomasseprodukte verdrängt dabei die – relativ zur Biomasseproduktion arbeits- und ressourcenintensivere – Produktion von Nahrungs- und Futtermitteln, verringert dadurch die regionale Beschäftigung und erhöht gleichzeitig den Landpreis. Je nach Land- und Arbeitsintensität der landwirtschaftlichen Biomasseprodukte entstehen daher positive wie negative ökonomische Effekte. Forstwirtschaftliche Biomasse steht nicht in Konkurrenz zur Landwirtschaft. Die heimische Bereitstellung und Verwendung verursacht daher zusätzliche regionale Wertschöpfung, welche eine erhöhte Arbeitsnachfrage und somit Wohlstandsgewinn impliziert.

In der langen Frist – in der der Landwirtschaftssektor in voller Konkurrenz mit den internationalen Märkten steht – wird die Unterschiedlichkeit der Ergebnisse nach diesen

³ Bei technischen Verfahren wird von der gleichen Anlage mit identen Errichtungskosten je nach Lage und damit Sonneneinstrahlung unterschiedlich viel Energie geliefert, was zu deutlich unterschiedlichen Kosten führt. Die Nutzung weiter entfernter, aber sehr sonnenintensiver Regionen wie etwa Guadix in Spanien bedingt erhöhte Leitungskosten. Zur Beurteilung der Konkurrenzfähigkeit heimischer Bioenergiegewinnung wurden für 12 deutlich unterschiedliche geographisch-politische Konfigurationen die Kosten pro kWh inklusive Leitungskosten erarbeitet.

beiden Bereichen noch deutlicher. Sämtliche positive Effekte der Bereitstellung und Nutzung von *landwirtschaftlicher* Biomasse verschwinden, während sich die Effekte *forstwirtschaftlicher* Energie auch in der langen Frist faktisch nicht ändern. Grund hierfür ist der Umstand, dass der Nachfrageanstieg für Land – ausgelöst durch die erhöhte Produktion von Wärme aus Biomasse – die heimische Nahrungs- und Futtermittelproduktion relativ zur kurzen Frist noch stärker verdrängt, da die landwirtschaftlichen Produkte in der langen Frist als völlig substituierbar mit importierten Produkten anzusehen sind. Die landwirtschaftlichen Importe sind relativ zu den heimischen landwirtschaftlichen Produkten billiger und werden daher insbesondere in der langen Frist vermehrt nachgefragt. Stärkere heimische Produktionseinbußen – relativ zur kurzen Frist – sind die Folge, die durch die erhöhte Biomasseproduktion nicht mehr ausgeglichen werden können.

Zusammenfassend generieren die forstwirtschaftlichen Biomasseheizungstechnologien die am stärksten positiven Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte, da sie nicht in Konkurrenz zur Nahrungs- und Futtermittelproduktion stehen. Die Verwendung von landwirtschaftlicher Biomasse der 1. Generation für die private Wärmenachfrage scheint in der langen Frist nicht zielführend zu sein. Obwohl der vermehrte Einsatz von forstwirtschaftlicher Biomasse positive wirtschaftliche Effekte generiert und Heizsysteme, welche auf forstwirtschaftlicher Biomasse basieren relativ zur fossilen Referenztechnologie (Ölheizung) kosteneffizient sind, kam es bisher noch nicht zur Substitution von fossilen Energieträgern in der privaten Wärmenachfrage im vollen technisch möglichen Umfang. Andere Barrieren wie etwa die hohen Anschaffungskosten der Biomasseheizungssysteme, welche eine lange Nutzungsdauer bis zur Amortisierung bedingen, dürften hierbei eine entscheidende Rolle spielen.

Aus diesen Gründen scheint es nötig politische Anreize bzw. Maßnahmen unter Berücksichtigung (1) der Kosteneffizienz von unterschiedlichen Biomasetechnologien, (2) der Arbeitsintensität in der Biomasseproduktion als auch in der Produktion der Biomasetechnologien sowie (3) der Landintensität in der Biomasseproduktion zu beachten, um gleichzeitig die positiven Effekte der Nutzung von Energie aus Biomasse zu garantieren bzw. zu optimieren.

2.1.2 Kosteneffiziente Biomassepolitikoptionen

Schmidt et al. (2011) behandeln die in Abschnitt 2.1.1 aufgeworfenen Fragestellungen. D.h. es werden unterschiedliche Politikinstrumente, um eine erhöhte Biomassebereitstellung in Österreich für das Jahr 2030 zu generieren, auf ihre Kosteneffizienz hinsichtlich ihres Potentials zur Treibhausgaseinsparung und zur fossilen Energiesubstitution untersucht. Zusätzlich zu den Biomasseheizungssystemen für die private Raumwärmeproduktion und Fernwärmeheizkraftwerke – welche in Trink et al. (2010) behandelt wurden – werden biomassebasierte Elektrizitätswerke sowie die Produktion von Biotreibstoffen der 2. Generation in die Analyse miteinbezogen. In der Analyse werden explizit die Arbeitsintensität sowie Landintensität in der Biomasseproduktion sowie die Kostenunterschiede in den Biomasetechnologien berücksichtigt.

Methodisch wird ein „Mixed Integer Program“ verwendet, welches die Kosten für die Bereitstellung von Treibstoff, Wärme und Elektrizität aus Bioenergie und fossilen Energiequellen minimiert. Hierbei berechnet das Modell welche Biomasetechnologien wo genutzt werden und welche österreichischen Regionen in der Folge mit Bioenergie oder fossilen Energieträgern beliefert werden. Das Bereitstellungsniveau von

forstwirtschaftlicher Biomasse in Österreich für 2030 wird dabei anhand von inversen Angebotskurven für unterschiedliche Biomassepreise modelliert; das Produktionsniveau unterschiedlicher landwirtschaftlicher Energiepflanzen (z.B. Energieholz, Raps zur Gewinnung von Biodiesel) wird mithilfe des Landnutzungsoptimierungsmodell PASMA auf Grundlage des biophysikalischen Prozessmodells EPIC berechnet. So gehen Pflanzenerträge einzelner Kulturen aus EPIC in PASMA ein, welches die optimale Landnutzung unter gegebenen wirtschaftlichen und agrarpolitischen Rahmenbedingungen simuliert, indem es die landwirtschaftliche Produzentenrente (hier: Deckungsbeiträge) unter gegebenen Ressourcenausstattungen auf Gemeindeebene maximiert.

Folgende Politiksznarien werden hinsichtlich ihrer Kosteneffizienz für Österreich für 2030 untersucht:

- Verbrauchssteuer auf CO₂ Emissionen für alle fossile Energieträger in sämtlichen Sektoren. D.h. auch für den Transportsektor und die private Wärmeproduktion (TX).
- Die europäische ETS Politik, in der die Anwendung eines CO₂ Preises jedoch nur auf die Elektrizitäts- und Fernwärmeproduktion beschränkt ist (TS).
- Einspeisungstarife für erneuerbare Energieträger, welche einen fixen Elektrizitätspreis garantieren (FI).
- Biotreibstoffzumischungsquoten für fossile Treibstoffe (BF).
- Investitionssubventionen für private forstwirtschaftliche Biomasseheizungssysteme (PE).

Die Politiksznarien werden relativ zu einem Referenzszenario für 2030, in dem es keine Politikinterventionen gibt, bewertet. Weiters werden sämtliche Politiksznarien mit und ohne der Möglichkeit von CO₂ Abscheidung und Speicherung (CCS) gerechnet, da die technologische Entwicklung und somit der Einsatz von CCS bis 2030 mit großen Unsicherheiten behaftet ist. Folgende Schlüsse können aus der Analyse gezogen werden. Ist CCS nicht verfügbar liegt im Ranking – hinsichtlich der Treibhausgaseinsparungen und der Substitution von fossilen Energieträgern – die Verbrauchssteuer auf CO₂ Emissionen vor der modifizierten ETS Politik, gefolgt von den Politiken Einspeisungstarife für erneuerbare Energieträger, Investitionssubventionen für forstwirtschaftliche Biomasseheizungssysteme und den Biotreibstoffzumischungsquoten die kosteneffizienteste Politik. Wenn die Verwendung der CCS Technologie möglich ist, bleibt die Reihenfolge der kosteneffizienten Politiken hinsichtlich der Treibhausgasreduktion mit jener im Fall ohne CCS ident, ändert sich jedoch betreffend der Substitutionsmöglichkeiten von fossilen Energieträgern. Hier stellen nun die Einspeisungstarife für erneuerbare Energiequellen die kosteneffizienteste Politik dar, gefolgt von Investitionssubventionen für forstwirtschaftliche Biomasseheizungssysteme, der Verbrauchssteuer auf CO₂ Emissionen, der modifizierten ETS Politik und den Biotreibstoffzumischungsquoten.

Die forstwirtschaftliche Biomasse ist bei den kosteneffizienten Politikoptionen die jeweils präferierte Energiequelle. Betreffend den Einsatz von landwirtschaftlicher Biomasse werden – in der Größenordnung nicht vergleichbar mit der forstwirtschaftlichen Biomasse – vorwiegend Kurzumtriebspflanzen gewählt. Hauptverwendungszweck der Biomasseenergie stellen die private Raumwärme sowie Fernwärme dar.

Zusammenfassend stellt in Österreich die Verbrauchssteuer auf CO₂ Emissionen die kosteneffizienteste Politik dar, um Energie aus Biomasse zu fördern. Wenn CCS nicht verfügbar ist, ist sie sowohl hinsichtlich von Treibhausgaseinsparungen als auch fossiler Energieträgersubstitution die effizienteste Politik. Wenn CCS verfügbar ist – was jedoch mit hohen Unsicherheiten belegt ist –, bleibt die Verbrauchssteuer die kosteneffizienteste Politik hinsichtlich der CO₂ Einsparungen. Im Falle der Energieträgersubstitution fällt sie jedoch hinter den Einspeisungstarifen für erneuerbare Energieträger und den Investitionssubventionen für private forstwirtschaftliche Biomasseheizungssysteme zurück. Die Biotreibstoffproduktion spielt in den Politikszenarios keine wesentliche Rolle. Biotreibstoffzumischungsquoten sind in beiden Politikfällen – mit und ohne CCS – die jeweils kostenineffizienteste Lösung. Weiters wird in sämtlichen Politikszenarios Energie aus forstwirtschaftlicher Biomasse jener aus landwirtschaftlicher Biomasse vorgezogen. Hierbei ist jedoch der Umstand zu erwähnen, dass in Österreich bei einer nachhaltigen Waldbewirtschaftung maximal 38 TWh/Jahr aus forstwirtschaftlicher Energie bezogen werden können.

2.1.3 Grenzen der Biomasseenergie

Aus Trink et al. (2010) und Schmidt et al. (2011) kann der Schluss gezogen werden, dass ein verstärkter Einsatz von Energie aus Biomasse nur bedingt positive volkswirtschaftliche Effekte für Österreich generieren kann.

Eine intensiviertere Verwendung von landwirtschaftlicher Biomasse führt – unter Berücksichtigung der globalen Handelsverflechtungen – zu einer erhöhten Landrivalität in Österreich. Die Produktion der benötigten Biomasse verdrängt dadurch die im Schnitt arbeitsintensivere Produktion von Nahrungs- und Futtermitteln. Dies hat einerseits negative Beschäftigungseffekte und andererseits erhöhte Importe von Nahrungs- und Futtermitteln zur Folge. In der langen Frist führt dieser Umstand zu gegenläufigen Wertschöpfungseffekten und Arbeitsmarkteffekten. Lediglich der Einsatz von Energie aus forstwirtschaftlicher Biomasse scheint für die gesamte Kategorie das Potential zu haben uneingeschränkt positive volkswirtschaftliche Effekte zu generieren, da diese biogene Energiequelle nicht mit der Nahrungs- und Futtermittelproduktion auf landwirtschaftlichen Flächen und somit mit dem Nahrungsmittelsektor in Konkurrenz steht. Die vermehrte Produktion und Verwendung forstwirtschaftlicher Biomasse generiert daher zusätzliche regionale Wertschöpfung was wiederum zu positiven Arbeitsmarkt- und Wohlstandseffekten führt.

Um das forstwirtschaftliche Biomassepotential in Österreich auszuschöpfen ist die Implementierung einer Verbrauchssteuer auf sämtliche CO₂ Emissionen die kosteneffizienteste Politik. Die Nachhaltige Nutzung forstwirtschaftlicher Biomasse ist jedoch auf 38 TWh pro Jahr begrenzt. Folglich kann in Österreich Energie aus Biomasse in Zukunft nur eine ergänzende Rolle innerhalb eines erneuerbaren Energiesystems spielen, da nicht genügend forstwirtschaftliche Ressourcen in Österreich vorhanden sind und Energie aus landwirtschaftlicher Biomasse in der langen Frist nicht in allen Fällen in der Lage ist positive volkswirtschaftliche Effekte zu generieren.

Die Frage, die sich nun stellt ist, welche anderen Möglichkeiten zur Verfügung stehen, um ein zukünftiges erneuerbares Energiesystem in Österreich zu etablieren.

Zur Bewertung solcher Optionen erfolgte die Weiterentwicklung des Projekts auf Basis dieses Zwischenergebnisses. Es erfolgte eine genauere Analyse der Biomasse als Transformationstechnologie und die Analyse der beiden vielversprechendsten weiteren

Erneuerbaren: des Photovoltaikpotentials und eines effizienteren Einsatzes von Windenergie.

2.2 Möglichkeiten für ein zukünftiges erneuerbares Energiesystem

Die einzigen erneuerbaren Technologieoptionen die genügend Potential haben um die zukünftige Energienachfrage – global gesehen – zu decken sind Solarenergie und – mit Einschränkungen beziehungsweise als Unterstützung – die Windenergie (siehe Grossmann et al., 2010; Grossmann et al. 2011b). Solarenergie kann dabei für die Erzeugung von Wärme (thermale Solarkollektoren) sowie von Strom (Photovoltaik) eingesetzt werden; Wind könnte – neben der Wasserkraft – Produktionsschwankungen von solarer Energie ausgleichen. Biomasse kommt in einem solchen zukünftigen erneuerbaren Energiesystem, in dem Solar- und Windenergie Hauptenergielieferanten sind, eine wichtige Schlüsselrolle zu. Sie kann – neben der weiteren Verwendung forstwirtschaftlicher Biomasse für die Erzeugung privater Raumwärme – als Transformationstechnologie im Verkehrssektor bis zum Durchbruch der solaren Elektromobilität im Generellen und zur Erfüllung der EU-Ziele für den erneuerbaren Energieanteil bis 2020 im Speziellen dienen (Schmidt et al., 2011).

2.2.1 Biomasse als Transformationstechnologie im Verkehrssektor

Bioenergie ist eine vielversprechende Option, den in der EU Richtlinie 2009/28/EC vorgeschriebenen 10%igen Anteil an erneuerbaren Energien im Verkehrssektor bis 2020 zu erreichen. Österreich hat seit Ende 2008 das 5.75% Biotreibstoffziel der EU erreicht und verwendet hierfür etwa 4 TWh Biodiesel und 0.6 TWh Ethanol (Winter, 2008 zitiert in Schmidt et al., 2011). Eine weitere Steigerung des Biodieselangebots scheint nur mehr schwer erreichbar zu sein, insbesondere wenn nur auf heimische Biomasse zurückgegriffen werden soll. Weiters führte die großflächige Einführung von Ethanol und Biodiesel in den USA und der EU zu Diskussionen über direkte und indirekte Landnutzungsänderungen, Treibhausgasemissionen und den dadurch gestiegenen Wettbewerb zwischen dem Nahrungsmittel- und Energiesektor (Bryan et al., 2010 und Dauvergne und Neville, 2010 zitiert in Schmidt et al., 2011)

Schmidt et al. (2011) untersuchen daher die Konsequenzen einer intensivierten Biomassenutzung in Österreichs Verkehrssektor – um das 10% Ziel der EU zu erreichen – hinsichtlich Landnutzungsänderungen, Treibhausgasemissionen und fossiler Treibstoffsubstitution. Da eine Steigerung des Angebots von Biotreibstoffen der 1. Generation nur mehr schwer zu erreichen ist, gehen Schmidt et al. (2011) explizit auf neue Biotreibstoffoptionen ein. Die 2. Generation von Biotreibstoffen verwenden in der Produktion zum Beispiel Lignocellulose, welche aus verholzten Pflanzen gewonnen wird und somit nicht in Rivalität zur Nahrungsmittelproduktion steht. Weiters benötigt die Bioelektrizitätsproduktion für Elektroautos signifikant weniger Land als die Biotreibstoffproduktion.

Methodisch verlinken Schmidt et al. (2011) ein Landnutzungsoptimierungssystem mit einem räumlich expliziten Energiesystemmodell, um eine intensivere Verwendung von Biotreibstoffen 1. und 2. Generation sowie Bioelektrizität im Verkehrssektor zu bewerten.

Das verlinkte Modell⁴ minimiert dabei die entstehenden Kosten, um Österreich mit Treibstoffen, Elektrizität und Wärme aus erneuerbaren sowie fossilen Energiequellen zu versorgen. Es werden folgende Biotreibstoffpolitiken evaluiert:

- Drei Politiksznarien nehmen an, dass entweder (1) 5%, (2) 10% oder (3) 15% des Energiebedarfs im Verkehrssektor aus erneuerbaren Quellen bezogen werden. Dabei können sämtliche im Modell verfügbaren Bioenergietechnologien – inklusive Bioelektrizität für Elektroautos – eingesetzt werden.
- Vier weitere Politiksznarien evaluieren jeweils einzelne Biotreibstofftechnologien, um das 10%ige EU Ziel betreffend erneuerbarer Energien bis 2020 zu erreichen. Diese sind
 - 1. Generation Ethanol (eth)
 - 2. Generation Methanol (met)
 - 2. Generation SNG⁵ (sng)
 - Bio-Elektrizitätsmobilität (elec)

Die Treibstoffpolitiksznarien werden relativ zu einem Referenzszenario ohne Politikintervention evaluiert. Es werden sämtliche Politiken für das Jahr 2020 analysiert. Folgende Schlüsse können hinsichtlich der gewählten Biotreibstofftechnologien in den Politiksznarien S5 bis S15 gezogen werden. In sämtlichen Politiksznarien kommt es zu einem Einsatzmix aus 1. Generation Biodiesel, 2. Generation Methanol und geringe Anteile an Elektromobilität. Obwohl Biodiesel Kostenvorteile gegenüber Biotreibstoffen der 2. Generation aufweist, ist die heimische Produktion durch die Verfügbarkeit von Ölfrüchten begrenzt. Der Einsatz von 2. Generation Methanol lässt sich darauf zurückführen, dass es die billigste Alternative – auch gegenüber Ethanol der 1. Generation – zur Benzinsubstitution ist. 2. Generation SNG wird in den Politiksznarien nicht gewählt, obwohl die Treibstoffproduktionskosten billiger sind als jene von Methanol der 2. Generation. Die höheren Investitionskosten für geeignete Autos – relativ zu Otto- und Dieselaautos – sind jedoch ein Hinderungsgrund. Ein erhöhter Einsatz von Elektromobilität wird durch die – relativ zu Otto- und Dieselaautos – hohen Investitionskosten des Elektroautos verhindert.

Die Einführung der Biotreibstoffpolitiken (S5 bis S15) führt zu einer Produktionsreduktion von Strom und Wärme aus Biomasse. D.h., es kommt zu einer sektoralen Verdrängung der Energieproduktion aufgrund des erhöhten Bedarfs an Biomasse im Verkehrssektor. Die Einzeltechnologiepolitiksznarien (eth, met, sng, elec) zeigen, dass die Elektromobilität und Ethanolproduktion die geringsten Effekte auf das Produktionsniveau von biomassebasierten Strom und Wärme aufweisen. Erstere Technologie da Elektroautos – relativ zu den anderen Technologieoptionen – einen höheren Wirkungsgrad aufweisen. Zweitere Technologie da die Ethanolproduktion auf landwirtschaftlicher Biomasse basiert, die biomassebasierende Strom- und Wärmeproduktion jedoch Großteils aus forstwirtschaftlichen Quellen stammt; somit entstehen faktisch keine Verdrängungseffekte bei einer intensivierten Ethanolproduktion. Hinsichtlich der Treibhausgasemissionen, Substitution fossiler Energieträger und Landveränderungen bei einer verstärkten Verwendung biogener Treibstoffe können folgende Schlüsse gezogen werden: Mit der Ausnahme der Bio-Elektrizität steigen oder stagnieren die durchschnittlichen Treibhausgasemissionen in Österreich in den restlichen Biotreibstoffpolitiksznarien. Dieser Effekt lässt sich einerseits auf den steigenden

⁴ Für eine detaillierte Beschreibung des Modellverbundes siehe Schmidt et al. (2010, 2011).

⁵ Biologisch gewonnenes synthetisches Naturgas (bzw. Erdgas)

Treibhausgasausstoß in der Biotreibstoffproduktion zurückführen; andererseits auf die Reduktion des Biomasseeinsatzes für Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung.

Ein ähnliches Bild ergibt sich naturgemäß betreffend der Substitution von fossilen Treibstoffen. Die einzige Politik, die zu einer ersichtlichen Verlagerung von fossilen Treibstoffen hin zu einem verstärkten Einsatz erneuerbare Treibstoffe führt, ist die Forcierung der Bioelektromobilität. Jedoch kann nicht von einer starken Verbreitung der Elektromobilität bis 2020 ausgegangen werden. Grund hierfür sind die signifikant höheren Kosten einer solchen Politik relativ zu den restlich analysierten Biotreibstoffpolitiken.

Die Landnutzungsänderungen sind in der Produktion von Ethanol am höchsten. Ausgelöste Effekte bei Biotreibstoffen der 2. Generation sind geringer, jene im Fall der Elektromobilität die geringsten. Zwei Gründe sind verantwortlich für dieses Ergebnis: (1) In der Ethanolproduktion werden am meisten Biomassevorprodukte benötigt; im Falle der Produktion von elektrischer Mobilität die geringste Anzahl an Biomassevorprodukten. (2) Die Produktion von Ethanol benötigt ausschließlich landwirtschaftliche Biomasse und kann keine forstwirtschaftliche Biomasse verwenden.

Zusammenfassend zeigen die Biotreibstoffpolitiken geclustert nach den verschiedenen Technologioptionen (1.Generation Biotreibstoffe, 2. Generation Biotreibstoffe und Elektromobilität) unterschiedliche Effekte:

- Die geringsten Landnutzungseffekte hat die auf Biomasse basierende Elektromobilität gefolgt von den Biotreibstoffen der 2. Generation; die Ethanolproduktion der 1. Generation weist die größten Effekte auf die Landnutzung auf.
- Die Netto-Treibhausgasemissionen stagnieren oder steigen tendenziell bei einer verstärkten Nutzung von Biotreibstoffen der 1. und 2. Generation, da die weniger treibhausgasintensive biomassebasierende Strom- und Wärmeproduktion durch den vermehrten Einsatz von Biotreibstoffen verdrängt wird. Lediglich die biomassebasierende Elektromobilität bedingt eine Reduktion der Netto-Treibhausgasemissionen
- Bei einer stärkeren Forcierung von Biotreibstoffen der 2. Generation muss beachtet werden, dass Investitionen in diese Technologieoptionen Langzeiteffekte auf die Verwendung von Biomasseressourcen verursachen. Die Ergebnisse zeigen jedoch, dass die zusätzlichen positiven Effekte der Verwendung von Biotreibstoffen der 2. Generation hinsichtlich Landnutzungseffekten, Treibhausgasreduktionen und Substitution von fossilen Treibstoffen – relativ zu Biotreibstoffen der 1. Generation – eher gering sind.
- Signifikante Verbesserungen hinsichtlich Landnutzungsänderungen, Treibhausgasreduktionen und Substitution von fossilen Treibstoffen lassen sich lediglich durch die Entwicklung eines auf Bioelektromobilität basierenden Verkehrssektors generieren. Bis 2020 wird sich die Elektromobilität jedoch aufgrund der hohen Kosten tendenziell nicht durchsetzen können.

2.2.2 Solare Energie als Hauptbestandteil eines erneuerbaren Energiesystems

Ein großer Vorteil der Solarenergie ist, dass sie sowohl für die Erzeugung von Wärme (thermische Solarkollektoren) als auch für Strom (Photovoltaik) eingesetzt werden kann. Die Fachliteratur bescheinigt darüberhinaus der solaren Energie das größte zukünftige Produktionspotential (siehe z.B. Grossmann et al., 2010). Ein wesentlicher Nachteil der

Technologie sind jedoch die Schwankungen in der Produktion und die dadurch entstehende Problematik der Energiespeicherung. Für Entscheidungsträger ist es jedoch essentiell zu wissen, ob solare Energie für ein zukünftiges Energiesystem einen wesentlichen Anteil an der Gesamtenergieproduktion bereitstellen kann.

Grossmann et al. (2010) entwickelten daher Indikatoren, um zu evaluieren, welche erneuerbaren Energieformen in einem zukünftigen Energiesystem eine tragende Rolle spielen können. Die Indikatoren werden sodann verwendet, um die solare Energieproduktionsmöglichkeiten grundsätzlich zu untersuchen (Abschnitt 2.2.2.1). In einem weiteren Schritt wird evaluiert, wieviel Kapitalinvestitionen getätigt und Arbeitsplätze im solaren Energiesektor geschaffen werden müssten, um den zukünftigen globalen Energiebedarf Großteils mit solarer Energie decken zu können (Abschnitt 2.2.2.2). In Abschnitt 2.2.2.3 wird dargestellt wie die Schwankungen der solaren Energieproduktion, der damit verbundene Speicherbedarf und somit die Bereitstellungskosten solarer Energie reduziert werden können.

2.2.2.1 Hat solare Energie das Potential in Zukunft eine entscheidende Rolle im Energiesystem zu spielen?

Zurzeit stehen eine Vielzahl an erneuerbaren Energieformen in Konkurrenz zueinander, um in zukünftigen (erneuerbaren) Energiesystemen eine tragende Rolle zu spielen. In den letzten Jahren stiegen die globalen Investitionen in erneuerbare Energien von ungefähr 40 Mrd.\$ (2005) auf 120 Mrd.\$ (2008) stark an (REN21, 2009 zitiert in Grossmann et al., 2010). Eine erneuerbare Energieform kann in Zukunft jedoch nur dann eine tragende Rolle spielen, wenn sie folgende grundsätzliche Anforderungen erfüllt (Grossmann et al., 2010): (1) Die Kapazität muss zumindest einen Großteil der aktuellen und zukünftigen Energienachfrage decken können; (2) Produktionsmaterialien müssen bereits vorhanden sein; (3) die zusätzliche Landnachfrage muss vertretbar sein und (4) die Energiepreise müssen zumindest in naher Zukunft Netzparität erreichen. Darüberhinaus ist eine erneuerbare Energieform nur dann akzeptabel, wenn diese zum Großteil in politisch stabilen Regionen produziert werden kann.

Grossmann et al. (2010) entwickeln aus diesem Grund für die oben genannten Anforderungen Indikatoren, welche eine Bewertung unterschiedlicher erneuerbarer Energieformen zulässt. Da in vergangenen Studien das technische Potential sämtlicher erneuerbarer Energieformen – mit Ausnahme der solaren Energie – als nicht ausreichend angesehen werden, um die zukünftige globale Energienachfrage zu decken (Hoogwijk, 2004; deVries und van Vuuren, 2007; Lewis, 2007 und Zweibel et al., 2008 zitiert in Grossmann et al., 2010), versuchen Grossmann et al. (2010) die Frage, ob Solarenergie mit dieser Voraussetzung tatsächlich eine dominante Rolle in einem zukünftigen globalen Energiesystem spielen kann, zu beantworten. Hierfür wird von Grossmann et al. (2010) die solare Energie anhand der zuvor entwickelten Indikatoren bewertet:

(1) Die Kapazität muss zumindest einen Großteil der zukünftigen Energienachfrage decken können.

Grossmann et al. (2010) folgern, dass die zukünftige globale Endenergienachfrage lediglich von Photovoltaik (PV) gedeckt werden kann. Stellt man die Potentiale sämtlicher erneuerbaren Energieformen gegenüber ist ersichtlich, dass das geschätzte PV-Energiepotential (über 420 TW) größer ist als die Summe sämtlicher anderer Energiepotentiale. Zwar könnten Gezeitenkraftwerke, Wellenkraftwerke, Windenergie und Geothermie in Summe (4.4-75.6 TW) den aktuellen globalen Energiebedarf (15.8 TW)

decken, für die zukünftige Energienachfrage reicht das Energiepotential wahrscheinlich nicht aus.

Ob das jeweilige Energiepotential einer erneuerbaren Energietechnologie ausgenutzt werden kann, hängt jedoch stark davon ab, wann eine erneuerbare Energieform einen signifikanten Anteil an der Endenergienachfrage decken kann. Wendet man den von Grossmann et al. (2010) entwickelten Indikator an, um das zukünftige Wachstum von PV-Energie zu schätzen, könnte die aktuelle globale Endenergienachfrage von rund 15 TW/Jahr innerhalb der nächsten 14 bis 44 Jahre von PV-Energie gedeckt werden.

Grossmann et al. (2010) folgern, dass das Potential für Solarenergie – im Gegensatz zu den anderen erneuerbaren Energien – groß genug ist, um die aktuelle und zukünftige Endenergienachfrage im nächsten Jahrhundert zu decken. PV kann jedoch nur dann eine wichtige Rolle im globalen Energiemarkt spielen, wenn die zurzeit hohen Wachstumsraten über einen langen Zeitraum hinweg realisiert werden können (Grossmann et al., 2010).

(2) Die Produktionsmaterialien müssen bereits verfügbar sein.

Basierend auf Schätzungen in der bestehenden Literatur und eigenen Berechnungen betreffend der Ressourcenverfügbarkeit und möglichen Entwicklung installierter PV-Kapazität eruieren Grossman et al. (2010), ob genügend Produktionsressourcen für eine großflächige PV-Energieproduktion verfügbar sind. Innerhalb der zweiten Generation von PV-Panelen werden folgende Stoffe als limitierende Faktoren in der Produktion angesehen: Te für CdTe-Panäle; Indium (In) und Selenium (Se) für CIGS-Panäle; Germanium (Ge) für Dünnschicht-Silikon-Panäle.

Die Ergebnisse aus Grossmann et al. (2010) legen nahe, dass die Ressourcen für CdTe- und CIGS-Panäle nach 2030 unter Umständen nicht mehr ausreichend sind, um die globale Endenergienachfrage decken zu können. Dieser Engpass trifft jedoch nicht auf die Dünnschicht-Silikon-Panäle zu. Zwar sind die Dünnschicht-Silikon-Panäle aktuell noch teurer als die restlichen Panäle der 2. Generation, starke Preisabnahmen werden jedoch vorhergesagt. Weiters gewinnen neue Materialien immer mehr an Bedeutung. Forschungen beziehen sich dabei auf die Entwicklung neuer Dünnschichtmaterialien sowie auf die dritte Generation von PV Panelen.

Ein Ressourcenproblem besteht wie Grossmann et al. (2010) zeigen somit nicht, da es sehr unwahrscheinlich ist, dass sich keine der vielversprechenden Entwicklungen in der PV-Industrie durchsetzen wird.

(3) Die zusätzliche Landnachfrage muss vertretbar sein.

Berücksichtigt man das verwendete Land im Kohleabbau, benötigt die Energieproduktion mit PV in Gebieten mit ausreichend hoher Sonneneinstrahlung weniger Fläche als die Produktion von fossiler Energie. Mit einer durchschnittlichen Sonneneinstrahlung von 200W pro m² und Jahr würden rund 1,65% der U.S. Fläche benötigt werden, um den aktuellen Endenergiebedarf der USA zu decken. Für Österreich schätzen die Autoren den Flächenbedarf auf rund 2,6% des Bundesgebietes, um die aktuelle Endenergienachfrage zu decken. Um den Endenergiebedarf in den jeweiligen Ländern im Jahr 2100 zu decken, würden ungefähr 8% der US Landfläche und rund 13% der österreichischen Landfläche benötigt werden. Um den globalen Energiebedarf im Jahr 2100 zu decken, müssten ungefähr 1-2% der globalen Fläche aufgewendet werden.

Da die Landnachfrage in Zukunft mit den steigenden Durchschnittseinkommen und dem damit einhergehenden erhöhten Bedarf an Wohnraumfläche, Straßen, Infrastruktur und Änderungen in den Ernährungsgewohnheiten steigen wird, kann es in vielen Ländern zu

einer Verknappung der verfügbaren Landfläche zur Energieproduktion kommen. Dies betrifft aber wie zuvor dargestellt sämtliche – auch fossile – Energieformen. Der Landbedarf – global gesehen – von rund 2% der globalen Fläche für die Bereitstellung der globalen Endenergienachfrage im Jahr 2100 mit PV ist vertretbar.

(4) Die Energiepreise müssen in naher Zukunft Netzparität aufweisen.

Basierend auf eigenen Berechnungen, Berechnungen in der Literatur und Vorhersagen von First Solar⁶ kommen Grossmann et al. (2010) zum Schluss, dass Photovoltaik um 2014 in Regionen mit ausreichend hoher Sonneneinstrahlung Netzparität aufweisen kann. Diese Entwicklung ist wie die Autoren zeigen früh genug, um einer großflächigen PV-Energieproduktion nicht im Weg zu stehen.

Zusammenfassend folgern Grossmann et al. (2010), dass PV grundsätzlich die benötigten Energiemengen des 21. Jahrhundert bereitstellen kann. Die entwickelten Indikatoren zeigen weiters, dass PV eine der wichtigsten zukünftigen Energiequellen sein kann. Dafür müssen jedoch die in der Vergangenheit realisierten hohen Wachstumsraten in der PV-Energieproduktion über einen längeren Zeitraum hinweg gehalten werden. Grossman et al. (2010) heben jedoch hervor, dass für die Entwicklung eines zukünftigen Energiesystems mit einem großen Anteil an PV-Energie dem Problem der Produktionsschwankungen abhängig von Tageszeit, Ort und Wetter Rechnung getragen werden muss. Weiters sind für Entscheidungsträger die dafür notwendigen Kapitalinvestitionen und benötigten Arbeitskräfte von großer Bedeutung.

2.2.2.2 Investitions- und Arbeitsmarkteffekte einer großflächigen Photovoltaikproduktion

Die Ausführungen in Abschnitt 2.2.2.1 (solare Einstrahlung) sowie der Umstand, dass die PV-Elektrizitätspreise in Teilen Italiens 2010 schon Netzparität erreicht haben (Pew, 2010 zitiert in Grossmann et al. 2011b) – dicht gefolgt von Gebieten in Kalifornien, Hawaii und Spanien (Zaman und Lockman, 2011; Breyer et al., 2009 zitiert in Grossmann et al. 2011b) – lässt die Vermutung zu, dass solare Energie das größte Potential aller erneuerbaren Energieträger hat um eine Hauptrolle in zukünftigen Energiesystemen zu spielen. Aufgrund der hohen Kostenreduktionen der solaren Energie in der unmittelbaren Vergangenheit, werden bereits großflächige PV-Produktionsanlagen angedacht oder geplant (z.B. Grand Solar Plan, EUMENA, Desertec Asien). Benötigte Kapitalinvestitionen und der Arbeitsbedarf, um ein zukünftiges globales Energiesystem auf solaren Energiequellen aufzubauen sind daher für Energiekonsortien, Institutionen und Entscheidungsträger von großem Interesse.

Grossmann et al. (2011b) stellen daher – nachdem dargestellt wird wie groß der zukünftige Anteil an solarer Energie an der gesamten Energieproduktion sein kann – die ökonomischen Charakteristika einer intensivierten PV-Energieproduktion dar. Die Autoren entwickeln hierfür mehrere Lernkurven, um die zukünftige Entwicklung der durchschnittlichen Stromgestehungskosten von PV eruieren zu können. Die Entwicklung der durchschnittlichen Stromgestehungskosten werden verwendet, um den zukünftigen Bedarf an Kapitalinvestitionen und Arbeitskräften im PV-Sektor zu schätzen.

Der zukünftige Anteil der PV-Energie an der Gesamtenergieproduktion hängt von mehreren Faktoren ab (vgl. Grossmann et al., 2011b): (1) Dem vorgeschriebenen Anteil

⁶ Marktführer in der Dünnschicht-PV-Panelproduktion

an erneuerbarer Energie an der Gesamtenergieproduktion, (2) der Entwicklung der globalen Endenergienachfrage und (3) der Wettbewerbsfähigkeit von PV-Energie relativ zu anderen erneuerbaren Energieformen. Basierend auf unterschiedlichen Annahmen gehen Grossmann et al. (2011b) im Jahr 2050 von einer globalen Endenergienachfrage zwischen 16,5 und 23,6 TW aus; zwischen 12 und 18 TW könnte zu diesem Zeitpunkt von PV-Energie bereitgestellt werden. Um die dafür notwendigen Investitionen und den Arbeitseinsatz zu eruieren, benötigt man die Kostenentwicklung in der PV-Produktion bis 2050. Grossmann et al. (2011b) wenden zur Ermittlung dieser das Konzept der Lernkurven an.

Basierend auf Lernkurven für (1) die Produktionskosten von PV-Panelen, (2) Kosten für BOS⁷ und der (3) Reduktion der Gewinnspannen wird eine „Gesamtlernkurve“ errechnet, welche die zeitliche Kostenentwicklung des gesamten PV-Energiesystems – und somit der durchschnittlichen PV-Stromgestehungskosten – bis 2050 beschreibt. Grossmann et al. (2011b) ersehen eine Kostenreduktion von 0,175 \$/kWh im Jahr 2009 auf 0,025\$/kWh im Jahr 2050. Aufgrund der dahinterstehenden Annahmen wurde eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Für sämtliche Parameteränderungen wird der Preis pro kWh PV-Elektrizität im Jahr 2012 unter 0,1\$ fallen. Im unvorteilhaftesten Fall erreicht der PV-Elektrizitätspreis erst 2025 Netzparität, d.h. 0,06\$/kWh. Es ist jedoch sehr wahrscheinlich, dass die Netzparität bereits vor 2018 erreicht wird.

Basierend auf den berechneten Preisentwicklungen von PV-Elektrizität werden die benötigten spezifischen Kapitalinvestitionen und der benötigte spezifische Arbeitsbedarf für eine Produktionskapazität von 1GWp/Jahr basierend auf aktuellen Investitions- und Arbeitseinsatzdaten von First Solar⁸ berechnet. Im Jahr 2009 benötigte First Solar 944 Millionen \$ und 3690 Angestellte um 1GWp/Jahr zu produzieren. Diese Zahlen stellen den Ausgangswert für die Analyse dar. Unter der Annahme, dass es sich um einen Hicks-neutralen technologischen Fortschritt handelt, reduzieren sich die benötigten Kapitalinvestitionen auf 112 Millionen \$ und die benötigten Angestellten auf rund 650 um im Jahr 2050 1GWp/Jahr zu produzieren. Berücksichtigt man die benötigte installierte PV-Kapazität, um 18 TW im Jahr 2050 produzieren zu können, sind zu diesem Zeitpunkt 1.5 Billionen Euro an Kapitalinvestitionen und rund 6 Millionen Beschäftigte im PV-Sektor notwendig.

2.2.2.3 Kostenoptimierung in der Energieproduktion aus PV

Eines der größten Hindernisse um solare Energie zukünftig in einem großen Umfang zu nutzen, ist die Unregelmäßigkeit in ihrer Produktion und die damit einhergehende kostenintensive Speicherung der PV-Energie. Die Unregelmäßigkeiten in der solaren Energieproduktion sind bedingt durch Strahlungsintensitätsschwankungen über den Tagesgang, Jahresgang und genereller Wetterentwicklungen. Eine Möglichkeit die daraus resultierenden Produktionsschwankungen auszugleichen, ist der Zusammenschluss von mehreren PV-Kraftwerken – wie es aktuell von großen Industriekonsortien geplant ist oder in der Fachliteratur vorgeschlagen wird⁹. Überlegungen dieser PV-Kraftwerksnetze

⁷ BOS (Balance of System) beinhaltet die Kosten der Installation der PV-Panele, der Anbindung des PV-Systems an das Stromnetz sowie weitere systemrelevante Kosten während der Installation.

⁸ Marktführer in der Produktion von Dünnschicht-PV-Panele der 2. Generation.

⁹ Die Desertec Foundation plant aktuell das EUMENA Netzwerk, durch das Europa (EU) mit dem mittleren Osten (ME) und Nordafrika (NA) verbunden werden soll. Im Solar Grand Plan wird eine Verbindung von Solarwerken im Südwesten der USA vorgeschlagen, welche 2050 69% des Elektrizitätsbedarfs und 35% des totalen Energiebedarfs der USA decken könnten.

wurden durch die Ultra-Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (UHGÜ) ermöglicht. Nichtsdestotrotz benötigen diese – auf eine Region beschränkten – PV-Kraftwerksnetze eine beachtliche Menge an Überproduktion, Speicherkapazitäten sowie einen zum Teil nicht vernachlässigbaren Anteil nicht-erneuerbarer Elektrizität, um Produktionsschwankungen ausgleichen zu können.

Grossmann et al. (2011a) zeigen, dass allen drei zuvor genannten Ursachen von Produktionsschwankungen¹⁰ in der Energieerzeugung von PV Rechnung getragen werden kann, und somit die Kosten in der PV-Elektrizitätsproduktion reduziert werden können. Hierfür wird erstmalig eine Methode vorgestellt, um täglich erhobene globale Sonneneinstrahlungsdaten des *NASA Solar Sizer* auf einen stündlichen Maßstab herunterzubrechen. Basierend auf den stündlichen Sonneneinstrahlungsdaten werden sodann unterschiedliche – zuvor definierte – PV-Kraftwerksnetze hinsichtlich ihrer Speichernotwendigkeiten und Elektrizitätsproduktion für eine gegebene Endenergienachfrage optimiert. Der Fokus von Grossmann et al. (2011a) ist somit eine Evaluation möglicher PV-Kraftwerksnetze, um dadurch Möglichkeiten aufzuzeigen eine großflächige Energieproduktion aus PV in Zukunft kosteneffizient planen zu können. Es werden hierfür bis zu 46 PV-Kraftwerksstandorte und diese über einen Zeitraum von 20 Jahren betrachtet.

Die damit verbundene rechnerintensive Netzwerkoptimierung der 46 PV-Kraftwerksstandorte für 20 Jahre basierend auf den stündlichen Sonneneinstrahlungsdaten wird auf zwei Berechnungsphasen (Modell 1 und Modell 2) aufgeteilt. Modell 1 führt dabei eine „Grundoptimierung“ der Erzeugungskapazität und Speichernotwendigkeit – ohne Zeitzonen und täglichen Sonneneinstrahlungsschwankungen – durch, zieht jedoch die täglichen mittleren Sonneneinstrahlungsdaten der NASA in die Berechnungen mit ein. Diese Optimierung führt zu der minimal benötigten Speicher- und Produktionskapazität der PV-Kraftwerke für eine gegebene elektrische Last (Nachfrage). Modell 2 verwendet die Ergebnisse der „Grundoptimierung“ aus Modell 1 und die von den NASA Daten abgeleiteten stündlichen Sonneneinstrahlungsintensitäten, um einen Optimierungsprozess auf stündlicher Basis abzuleiten. Dieser berechnet die benötigte Produktionskapazität und Speichermenge für eine gegebene tägliche elektrische Last (Nachfrage), Speicherkosten und Preise für Elektrizität. Reicht die Summe an produzierter und gespeicherter Energie eines PV-Kraftwerkes an einem Tag im Laufe der 20 Jahre nicht aus, um die angenommene elektrische Last ununterbrochen zu bedienen, kann im Modell 2 die gewünschte Anpassungsstrategie aus einer Erhöhung der Speicherkapazität oder der Produktionskapazität gewählt werden.

Basierend auf den 46 PV-Kraftwerken haben Grossmann et al. (2011a) mit der zuvor beschriebenen Optimierungsmethode 12 PV-Kraftwerksnetze (siehe Tabelle 1) evaluiert.

Tabelle 1: Inkludierte PV-Kraftwerksstandorte der 12 großflächigen PV-Kraftwerksnetzwerke

PV-Kraftwerksnetzwerk		Standorte der PV-Kraftwerke
1	Nordamerika	Chihuahuan Wüste, Mojave Wüste, Sonoran Wüste
2	Panamerika	Netzwerk 1 plus: Catamarca (Argentinien), Atacama Wüste (Norden und Süden), Caatinga (Brasilien), Sechura (Nord und Süd), Litoral (Bolivien)
3	Panamerika-erweitert	Netzwerk 2 plus: Panhandle (Alaska), Interoceanica

¹⁰ Unterschiedliche Tageszeiten, Jahreszeiten und lokale Wetterentwicklungen (Bewölkung, Smog, etc.)

4	Europäische Union	Sur (Peru), Koyukuk (Alaska), Santa Cruz (Argentinien) und ein Standort in Florida and Chile
5	EUMENA	Guadix (Spanien), Graz (Österreich), Hamburg (Deutschland)
6	Sahara-Saudi	Netzwerk 4 plus: Zentralsahara, Ägyptische-Sahara, Westsahara, Saudi-arabische Wüste
7	Pan-Asien-Australien	Zentralsahara, Ägyptische-Sahara, Westsahara, Saudi-arabische Wüste
8	Pan-Asien-Australien-Sahara-Saudi	Andra Pradesh (Indien), Australien (Zentral, Zentralwest, Ost, Nordwest, West), Östliche Gobi Wüste, Standort in Pakistan, Sukhbaatar (Mongolei), Tanami und Anmatjere (Australien)
9	Pan-Asien-Australien-Panamerika	Netzwerke 6 und 7 ohne Tanami und Anmatjere (Australien)
10	Alle	Netzwerke 2 und 7 plus: Interoceania Sur (Peru) und ein Standort in Chile
11	Global 6	Sämtliche Standorte
12	Global 46	Atacama Wüste, Ostaustralien, Westaustralien, Mojave Wüste, Westsahara, Saudi-arabische Wüste
		Netzwerk 8 plus: Namibia, Swartkoppies (Südafrika), Südafrika II, Kgalagadi (Botswana), Botswana II

Quelle: übernommen (und übersetzt) aus Grossmann et al. (2011a)

Bei der PV-Kraftwerknetzauswahl – ersichtlich in Tabelle 1 – wird explizit auf aktuell geplante oder vorgeschlagene PV-Kraftwerknetze eingegangen. Das Nordamerikanische Netzwerk ähnelt dabei jenem des „Solar Grand Plan“. Das EUNEMA Netzwerk entspricht dabei den Plänen der Desertec Foundation. Das Pan-Asia-Australia Netzwerk kann mit dem Vorhaben der Desertec Asia verglichen werden. Netzwerk 1 (Nordamerika) wird in der Analyse mit einem alternativen Pan-Amerika Netzwerk (Netzwerk 2) – welches Nord- mit Südamerika verbindet – und einem erweiterten Pan-Amerika Netzwerk (Netzwerk 3) verglichen. Netzwerk 5 (EUMENA) wird einem europäischen Netzwerk (Netzwerk 4) und einem Sahara-Saudi Netzwerk (Netzwerk 6) gegenübergestellt. Weiters wird eine Verbindung der Vorhaben Desertec EUMENA und Desertec Asia (Netzwerk 8) sowie des Grand Solar Plans und Desertec Asia (Netzwerk 9) analysiert. Letztendlich werden noch drei globale Netzwerke optimiert. Netzwerk 10 verbindet die EUMENA, Panamerika und Pan-Asien-Australien Netzwerke; Netzwerke 11 und 12 beinhalten globale Standorte mit guten Sonneneinstrahlungsdaten.

Die Optimierung der zuvor beschriebenen PV-Kraftwerksnetze kann mithilfe der aufgestellten Modelle anhand unterschiedlicher Kriterien durchgeführt werden. Grossmann et al. (2011a) optimieren die Netzwerke – basierend auf einem angenommenen kontinuierlichen Energiekonsum von 1MW, d.h. 24MWh/Tag oder 8760MWh/Jahr – anhand folgender drei Kriterien: (1) Minimierung der notwendigen Produktionskapazitäten, (2) Minimierung der benötigten Speicherkapazitäten und (3) einer simultanen Minimierung der Produktionskapazitäten und notwendigen Speicherkapazitäten. Folgende Schlüsse können aus den Ergebnissen gezogen werden: Es gibt starke Unterschiede in den benötigten durchschnittlichen jährlichen Energieproduktionsmengen zwischen den verschiedenen PV-Kraftwerksnetzen, um die angenommenen 8760 MWh/Jahr zu produzieren. Sehr hohe Produktionsmengen werden einerseits in Regionen benötigt, in denen es saisonale Unterschiede in der

Sonneneinstrahlungsintensität gibt. Andererseits sind auch Netzwerke betroffen, welche nicht genügend Zeitzone abdecken. Abhängig vom ausgewählten Optimalitätskriterium unterscheiden sich die benötigte Produktionskapazität und Speicherkapazität jedoch auch zwischen PV-Kraftwerksnetzen in ähnlichen Regionen stark voneinander. So kommt es betreffend der benötigten Speicherkapazität und Produktionskapazität zu Unterschieden um den Faktor 5 bzw. 17 bei einer Gegenüberstellung der PV-Kraftwerksnetze Nordamerika und Panamerika. Erwähnenswert ist ebenfalls, dass sämtliche globale Netzwerke auch gänzlich ohne Speicherkapazitäten auskommen.

Grossmann et al. (2011a) folgern daher, dass die Auswahl von PV-Kraftwerkstandorten und deren Verbindung essentiell ist, um die Produktionsmengen und Speicherkapazitäten für eine großflächige PV-Energieproduktion zu minimieren. Basierend auf den verwendeten Daten ermöglicht die von Grossmann et al. (2010) angewandte Methode eine signifikante Überangebots- und Speicherbedarfsreduktion in der Produktion von PV-Energie, welche zu Kostenreduktionen führen kann. Die Resultate der Analyse bilden daher eine fundierte Grundlage, um zukünftige PV-Kraftwerke hinsichtlich ihrer Positionierung und des Bedarfs an Speicherkapazität detaillierter evaluieren zu können.

2.2.3 Windenergie

Der vermehrte Einsatz von Windenergie stellt ebenfalls eine Möglichkeit dar, die Produktionsschwankungen in der Produktion von PV-Energie auszugleichen (Grossmann et al., 2010; Grossmann et al. 2011b). Weiters ist Windenergie die am schnellsten wachsende erneuerbare Energiequelle der letzten Jahre. Die jährliche installierte Kapazität in der Europäischen Union ist zwischen 1996 und 2009 von 810 MW auf 10.136 MW gestiegen (EWEA, 2010 zitiert in Gass et al. 2011). Im Jahr 2009 wurden ungefähr 5,4% der Elektrizitätsnachfrage innerhalb der EU durch Windenergie gedeckt. Für 2020 wird der aus Wind erzeugte Energieanteil an der Elektrizitätsnachfrage mit 15,5% vorhergesagt (EREC, 2008 zitiert in Gass et al., 2011). Ein großer Nachteil der Windenergie ist die hohe Variabilität und damit einhergehende Unsicherheit in der Energieproduktion aufgrund der stochastischen Eigenschaften von Wind. Eine Integration dieser Unsicherheit in die Profitabilitätsberechnung von Windparks ist daher essentiell, um zukünftigen Investoren eine bessere Entscheidungsgrundlage bereitzustellen und dadurch das bisherige Wachstum der Windenergieproduktion weiterhin zu gewährleisten – auch um Produktionsschwankungen in der solaren Energieproduktion zukünftig ausgleichen zu können.

Gass et al. (2011) entwickeln aus diesen Gründen statistische Simulationsmethoden, um die auf stochastischen Windgeschwindigkeiten beruhenden Unsicherheiten in die Profitabilitätsrechnung von potentiellen Windparks zu integrieren. Hierfür wird die Measure-Correlate-Predict (MCP) Methode angewandt, um Langzeitwindgeschwindigkeitsschätzungen für ein potentielles Windparkgebiet („Zielgebiet“) – in dem es nur Kurzzeitmessungen betreffend der Windgeschwindigkeit gibt – mithilfe von Langzeitwindgeschwindigkeitsmessungen eines „Referenzgebietes“ zu generieren. Die Bootstrapping Methode wird sodann angewendet, um die Windgeschwindigkeiten und folglich die Energieproduktion über die gesamte Nutzungsdauer einer Windturbine im Zielgebiet zu schätzen. In den Berechnungen wird die Internal Rate of Return (IRR) als Profitabilitätsindikator verwendet und der Conditional Value at Risk (CVaR) Ansatz herangezogen, um die Wahrscheinlichkeit des Eintreffens einer gewissen IRR zu beschreiben.

Windgeschwindigkeitsmessungen eines sich seit 2005 in Betrieb befindlichen steirischen Windparks werden für ein Fallbeispiel herangezogen. Die Daten bestehen aus stündlichen Durchschnittswindgeschwindigkeiten für die Jahre 2006-2008. Die stündlichen Durchschnittswindgeschwindigkeiten des Jahres 2007 werden hierbei in der Analyse als Zielgebietsdaten verwendet. Daten einer sich in der Nähe befindlichen meteorologischen Station werden als Referenzgebietsdaten herangezogen. Diese umfassen stündliche Durchschnittswindgeschwindigkeiten für die Jahre 1990-2009. Mithilfe der MCP-Methode und Daten der Referenzstation werden die Windgeschwindigkeitsmessungen aus dem Jahr 2007 im Zielgebiet bis 2020 (i.e. 13 Jahre) berechnet, da bis zu diesem Zeitpunkt Einspeisungstarife in Österreich garantiert werden. Gass et al. (2011) nehmen somit an, dass der Investor eine gewisse IRR in dieser Periode benötigt und somit kennen muss, um die Investition zu tätigen. Mögliche saisonale Unterschiede werden mithilfe der Bootstrapping Methode (1000 Durchläufe) Rechnung getragen. Der aus den durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten resultierende Energieoutput wird anhand einer 1,3MW Windturbine abgeleitet und anhand von täglicher und jährlicher Elektrizitätsproduktion in kWh dargestellt. Basierend auf der Elektrizitätsproduktion, den Investitionskosten, Betriebskosten und Entsorgungskosten werden sodann die jährlichen Free Cash Flows (FcFs) berechnet. Die IRR wird letztendlich anhand der FcFs berechnet. Ein Standardkriterium bei Investitionen stellt hierbei die Hurdle rate dar. Diese stellt die Diskontierungsrate dar, bei der die Investition einen positiven Cash flow generiert. Resultiert ein negativer Net Present Value durch die Diskontierung der FCFs mit der Hurdle Rate, wird die Investition mit einer hohen Wahrscheinlichkeit nicht getätigt. D.h. eine Investition wird dann getätigt, wenn die IRR die Hurdle Rate übersteigt. Für das Fallbeispiel liegt die IRR mit einer Wahrscheinlichkeit von 90% nicht unter 7,96%. Ist die Basisvergütung eines Investors nun über 7,96% sollte dieser die Investition nicht tätigen. Der Investor würde jedoch unter Umständen eine IRR von 8,87% bei einer 10%igen Wahrscheinlichkeit realisieren.

3 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Abschnitt 3 stellt die Hauptegebnisse – die im Zuge des Projekts erarbeiteten und disseminierten Artikel (siehe Anhang) – dar. Die Struktur des Abschnittes ist ident mit jener des Abschnitts 2 gefolgt von den Schlussfolgerungen basierend auf den zuvor beschriebenen Hauptegebnissen.

3.1 Biomassebereitstellungspotential und kosteneffiziente Biomassepolitiken für Österreich

3.1.1 Volkswirtschaftliche Effekte einer erhöhten Biomassebereitstellung in einem globalen Kontext

Durch die in Abschnitt 2.1.1 beschriebenen Modellsimulationen betreffend einer intensiveren Nutzung von Energie aus Biomasse¹¹ in der Region Ost-Steiermark – in einem globalen Kontext – kommt es zu folgenden Ergebnissen.

¹¹ Simuliert wurde eine zusätzliche Bereitstellung von 2000TJ aus biomassebasierender Energie. Dies entspricht in etwa 20% der privaten Endenergienachfrage für Wärme.

In der kurzen Frist (Tabelle 2) generieren sämtliche untersuchten Biomassetechnologien für die private Wärmeherstellung positive Wohlfahrtseffekte in der Untersuchungsregion (Region 1); lediglich einige – auf landwirtschaftlicher Biomasse basierende – Technologien verursachen negative Arbeitsmarkteffekte.

Tabelle 2: Kurzfristige Auswirkungen auf Wohlfahrt, regionales BIP und Beschäftigung je Technologie, Region Oststeiermark (Region1) und Rest-Steiermark (Region2)

	Measures	Import Share (%) ^a	Welfare		Regional GDP		Employment	
			Region 1 change in %	Region 2	Region 1 change in %	Region 2	Region 1 persons	Region 2
Single home heating systems (15 kW)								
Wood chips	2000 TJ ^b	10	0.076	0.018	0.969	0.041	662	41
Wood logs	2000 TJ ^b	10	0.100	0.020	1.343	0.036	837	67
Wood pellets	2000 TJ ^b	0 ^c	0.080	0.021	0.941	0.044	689	77
Poplar pellets	2000 TJ ^b	8	0.095	0.000	0.692	0.014	-120	-79
Agro pellets (Miscanthus)	2000 TJ ^b	8	0.106	0.006	0.424	0.036	87	-69
Agro pellets (grain)	2000 TJ ^b	8	0.144	-0.003	0.400	0.028	-102	-132
Agro pellets (straw)	2000 TJ ^b	8	0.070	0.023	0.546	0.059	544	57
Miscanthus (whole plant)	2000 TJ ^b	8	0.096	0.003	0.618	0.027	30	-90
Energy corn (whole plant)	2000 TJ ^b	8	0.256	-0.034	0.577	-0.019	-854	-365
District heating (1.000 kW), based on								
Wood chips	2000 TJ ^b	10	0.080	0.017	1.191	0.037	682	34
Thermal insulation								
Building facades, roof and cellar	1.5% ^d	-	0.404	0.403	0.415	0.301	630	1823
Biofuels								
Biodiesel (RME)	5.75%	30	0.007	-0.001	-0.002	-0.001	-42	-13
Biodiesel (RME)	5.75%	60	0.004	0.000	0.003	0.001	-19	-5
Biodiesel (RME)	5.75%	90	0.002	0.001	0.005	0.002	4	2
Biodiesel (RME)	10%	30	0.014	-0.003	-0.004	-0.002	-86	-27
Biodiesel (RME)	10%	60	0.009	0.000	0.007	0.001	-39	-11
Biodiesel (RME)	10%	90	0.005	0.002	0.010	0.003	8	5
Biodiesel (RME)	20%	30	0.030	-0.005	-0.008	-0.004	-172	-172
Biodiesel (RME)	20%	60	0.020	-0.001	0.013	0.001	-77	-22
Biodiesel (RME)	20%	90	0.010	0.003	0.019	0.006	16	10

^a Percentage of biomass pre-products (e.g. rapeseed) imported from global markets.

^b Additional amount of heat provided by biomass rather than fossil fuels.

^c Austria and Styria are wood pellets exporters, on a large net basis.

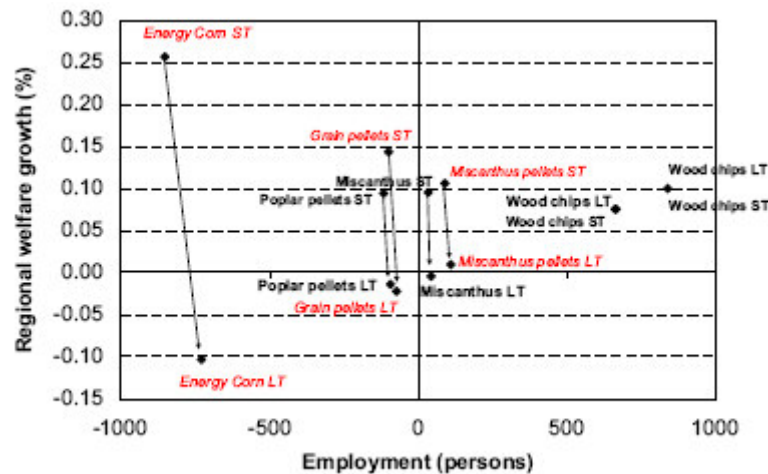
^d Refurbishment rate; in both regions the refurbishment rate increases.

Quelle: Trink et al. (2010)

Wie bereits in Abschnitt 2.2.1 erwähnt sind drei Hauptfaktoren für die – in Tabelle 2 ersichtlichen – Ergebnisse verantwortlich: Arbeitsnachfrage, Produktionskosten und Landnachfrage der jeweils eingesetzten Biomassetechnologie bzw. in der jeweiligen Biomasseproduktion. Forstwirtschaftliche Biomasse (wood logs, wood pellets und wood chips) zeichnet sich durch die höchste Arbeitsintensität aus und generiert demnach auch die stärksten positiven Arbeitsmarkteffekte, welche in Folge auch einen Wohlfahrtsgewinn verursachen. Weitere positive Effekte auf den Wohlfahrt – zumindest in der kurzen Frist – bedingt die steigende Primärfaktorentlohnung auf Land. Jene Technologien, die in der Produktion am landintensivsten sind, erhöhen naturgemäß den Landpreis und somit das Faktoreinkommen am stärksten. Solange der heimische Markt zu einem gewissen Grad vom Weltmarkt geschützt ist, bedingt dieser Effekt ebenfalls einen Wohlfahrtsgewinn. Dieser Wirkungskanal trifft im speziellen bei Energie aus landwirtschaftlicher Biomasse (energy corn, grain pellets) zu.

In der langen Frist steht der Landwirtschaftssektor in perfekter Konkurrenz zu den internationalen Märkten. Dieser Umstand bedingt eine Substitution heimisch produzierter Güter durch Importe und führt dazu, dass sich die österreichischen Produktpreise an die internationalen Marktpreise angleichen. Ein Einkommensanstieg durch eine erhöhte Entlohnung der Primärfaktoren im landwirtschaftlichen Sektor kann somit nicht mehr erreicht werden, da herkömmliche agrarische Rohstoffe (Nahrungs- und Futtermittel) nunmehr – relativ zur kurzen Frist – billiger importiert werden und nicht mehr heimisch produziert werden.

Abbildung 1: Kurzfristige (ST) und langfristige (LT) Beschäftigungs- und Wohlfandeffekte aufgrund eines verstärkten Einsatzes von Energie aus Biomasse in der Oststeiermark.



Quelle: Trink et al. (2010)

Abbildung 1 veranschaulicht die Ergebnisse in der langen Frist. Die Effekte von Energie aus forstwirtschaftlicher Biomasse auf Wohlstand und Arbeitsmarkt bleiben ident zu jenen in der kurzen Frist; der Einsatz von Energie aus landwirtschaftlicher Biomasse generiert in der langen Frist jedoch kaum mehr positive Effekte auf Wohlstand und Arbeitsmarkt. Der Grund hierfür ist, dass sich der erhöhte Landbedarf durch den vermehrten Einsatz von landwirtschaftlicher Biomasse nicht mehr in einer Einkommenssteigerung und somit in einen Wohlstandsgewinn niederschlägt. Forstwirtschaftliche Biomasse steht nicht in Konkurrenz zur Nahrungs- und Futtermittelproduktion auf landwirtschaftlichen Flächen. Die volkswirtschaftlichen Effekte bleiben somit – relativ zu der kurzen Frist – ident. Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist somit forstwirtschaftliche Biomasse gegenüber landwirtschaftlicher Biomasse zu präferieren. Das Potential einer nachhaltigen forstwirtschaftlichen Biomassenutzung in Österreich ist jedoch mit rund 38 TWh pro Jahr begrenzt.

Eine verbindliche Zumischungsquote von – in der Region Ost-Steiermark aus Rapsöl produziertem – Biodiesel bedingt höhere Treibstoffkosten. Während in der kurzen Frist die höheren Treibstoffpreise durch die regionalen Arbeitsmarkt- und Wertschöpfungseffekte ausgeglichen werden (siehe Tabelle 2), führen die erhöhten Treibstoffpreise in der langen Frist zu negativen Wohlstands- und BIP-Effekten. Grund hierfür sind die identen Effekte wie bei einem intensiveren Einsatz landwirtschaftlicher Biomasse. Erhöht man jedoch die Importquote von Raps, kommt es zu einer geringeren Konkurrenz mit der regionalen Nahrungs- und Futtermittelproduktion auf landwirtschaftlichen Flächen. Die positiven ökonomischen Effekte der Verarbeitung von Raps zu Biodiesel bleiben jedoch bestehen, da diese weiterhin in der Region stattfindet. D.h. die ausgelösten negativen Effekte einer verbindlichen Biodieseltreibstoffzumischungsquote auf den Arbeitsmarkt, Wohlstand und BIP sind geringer je mehr Raps importiert wird und je geringer die festgeschriebene Zumischungsquote ist.

3.1.2 Kosteneffiziente Biomassepolitikoptionen

Basierend auf den in Abschnitt 2.1.2 beschriebenen Politikscenarien¹², um eine intensivere Nutzung von Energie aus Biomasse kosteneffizient zu fördern, ergeben sich folgende Ergebnisse.

In Tabelle 3 ist das Referenzszenario – ohne Biomassepolitikintervention – für 2030 mit und ohne der Möglichkeit von CO₂ Abscheidung und Speicherung (CCS) ersichtlich.

Tabelle 3: Ergebnisse des Referenzszenarios für 2030 mit und ohne Verfügbarkeit von CCS

	Base 2030 without CCS		Base 2030 with CCS	
	Amount in scenario	Change from 2008 ^a	Amount in scenario	Change from 2008 ^a
GHG emissions (MtCO₂e)	44	+2	39	-3
Biomass heat production (TWh_{heat})				
Single- and multi-dwelling buildings	4	-13	2	-15
District heating ^b	7	+6	8	+7
Fossil fuel heat production (TWh_{heat})				
Heating oil, single- and multi-dwelling buildings ^c	30	+7	32	+9
Gas, district heating	8	+1	7	0
Gas, heat production in buildings	18	+4	18	+4
Biomass power production (TWh_{power})	5	+3	12	+10
Fossil fuel power production (TWh_{power})	19	0	12	-7
Biofuel production (TWh_{fuel})	4	+0.3	0	-3.7
Gasoline consumption (TWh_{fuel})	85	+3	89	+7
Total biomass consumption (TWh_{biomass})	25	+2	29	+6

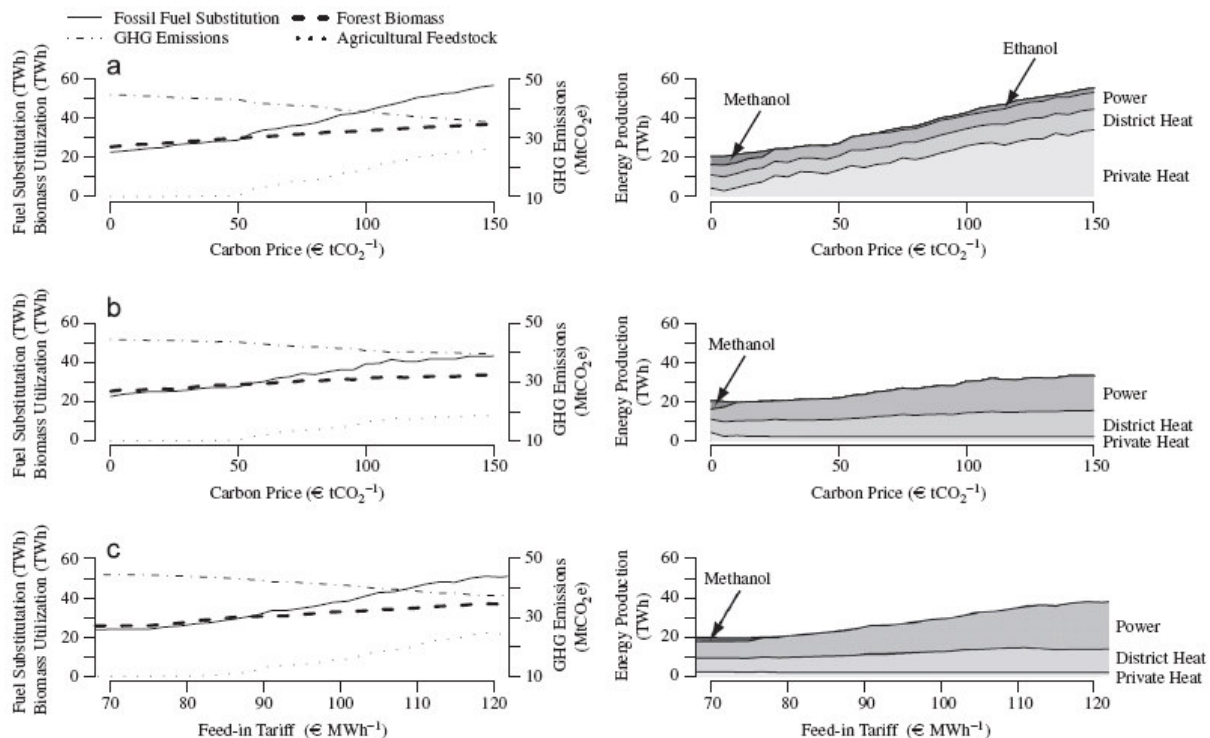
^a 2008 values taken from Statistik Austria (2009), E-Control (2009) and Umweltbundesamt (2010), ^b Guesstimate for 2008, ^c 2008 values include coal and electricity

Ist CCS 2030 nicht verfügbar, kommt es zu einem leichten Anstieg der Treibhausgasemissionen relativ zu 2008 (Tabelle 3). Zurückzuführen ist diese Entwicklung auf den Nachfrageanstieg von fossilen Energieträgern für Elektrizitäts- sowie Treibstoffherzeugung, welcher den Nachfragerückgang von Wärmebedarf sowie die geringeren CO₂-Intensität in der Elektrizitätserzeugung im Jahr 2030 mehr als kompensiert. Aufgrund des geringeren Wärmebedarfs, der erhöhten Energiepreise sowie effizientere Biomasseelektrizitätswerke im Jahr 2030 ist weiters eine Verlagerung der biogenen Wärmeproduktion hin zur biogenen Elektrizitäts- und Treibstoffproduktion zu erwarten. Relativ zu 2008 steigt die Biomasseproduktion nur geringfügig an, wobei die gesamte Biomasseproduktion auf forstwirtschaftliche Produkte basiert.

¹² CO₂ Verbrauchssteuer auf fossile Energieträger in sämtlichen Sektoren (TX); EU-ETS Schema auf Elektrizitäts- und Fernwärmeerzeugung limitiert (TS); Einspeisungstarife für erneuerbare Energieträger (FI); Biotreibstoffzumischungsquoten (BF); Investitionssubventionen für private forstwirtschaftliche Biomasseheizungssysteme (PE).

Abbildung 2 stellt die Ergebnisse der Politiksznarien dar. Die Grafiken auf der linken Seite der Abbildung 2 beschreiben für jede Politik die Substitution von fossilen Treibstoffen, die Treibhausgaseinsparungen sowie die verwendete Biomasseart (forstwirtschaftliche vs. Landwirtschaftliche Biomasse); die Grafiken auf der rechten Seite der Abbildung 2 beschreiben für jede Politik die verwendeten Biomassetechnologien.

Abbildung 2: Treibhausgaseinsparungen, Substitution fossiler Energieträger und Biomassenutzung von forstwirtschaftlichen und landwirtschaftlichen Quellen (links) sowie der resultierende Technologiemitmix (rechts) für die unterschiedlichen Politiksznarien ohne CCS: (a) TX, (b) TS, (c) FI



Quelle: Schmidt et al. (2011b)

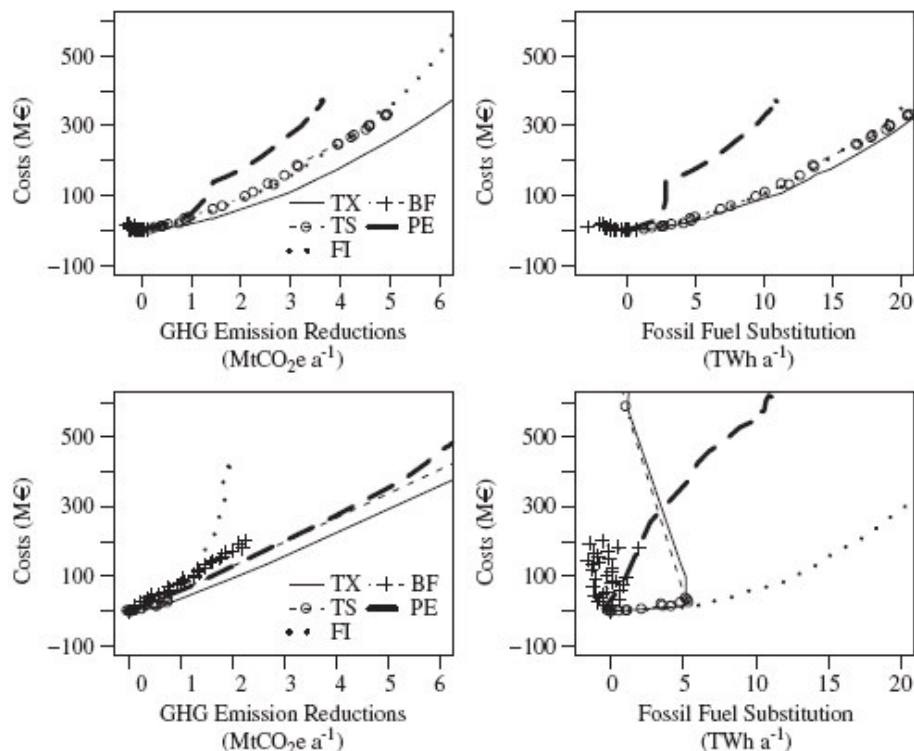
Im Zuge des Politiksznarios TX wird – wie in Abbildung 2 ersichtlich – der Großteil der Biomasse für die private Wärmeproduktion verwendet, wobei bis zu einem Preis von 50€/tCO₂ sämtliche Biomasse aus forstwirtschaftlichen Quellen bezogen wird. Bei höheren CO₂ Preisen wird zusätzlich landwirtschaftliche Kurzumtrieblignozellulose verwendet. Bei einem Preis von 75€/tCO₂ wird zusätzlich eine geringfügige Produktion von 1. Generation Ethanol ausgelöst, da diese Biomassetechnologie erst zu diesem CO₂-Preis wettbewerbsfähig wird.

Die Politiksznarien TS und FI zeigen ähnliche Ergebnisse. In beiden Szenarien ist die Elektrizitätsproduktion die präferierte Mitigationsoption. Die Substitution von fossilen Energieträgern sowie die Treibhausgaseinsparungen sind in den TS und FI Szenarien – relativ zum TX Szenario – geringer, da der Private Sektor (Wärmeproduktion) nicht durch die zwei Politiken beeinflusst wird; somit ist der Anreiz für einen Umstieg auf erneuerbare Energieträger geringer.

Im nicht dargestellten BF Politiksznario wird 2. Generation Methanol, welches auf forstwirtschaftlicher Biomasse basiert, als Produktionstechnologie für Biotreibstoffe herangezogen. In diesem Politiksznario ist der Treibhausgasausstoß vergleichbar mit jenem des Referenzszenarios, während die Substitution fossiler Treibstoffe geringer ist.

Wenn die forstwirtschaftlichen Biomasseheizungssysteme subventioniert werden (PE), ist naturgemäß die Nachfrage nach forstwirtschaftlicher Biomasse am höchsten (keine Darstellung in der Abbildung). Es wird lediglich ein kleiner Teil landwirtschaftlicher Kurzumtriebslignozellulose produziert, um Pellets für die private Wärmeproduktion herzustellen.

Abbildung 3: Treibhausgaseinsparungen (links) und Substitution fossiler Energieträger (rechts) ohne CCS (oben) und mit CCS (unten)



Quelle: Schmidt et al. (2011b)

Wie in Abbildung 3 ersichtlich, ist die TX Politik am kosteneffizientesten sowohl hinsichtlich der Treibhausgasreduktion als auch betreffend der Substitution fossiler Energieträger. Da es in der TX Politik zu einem Mix aus verschiedenen Biomasetechnologien kommt, kann keine als superior eingestuft werden. Der Großteil der verwendeten Biomasse in der TX Politik stammt jedoch aus forstwirtschaftlichen Quellen und wird für die Wärmeerzeugung verwendet. Die anderen – relativ zu TX – nicht so effizienten Politiken unterscheiden sich stark voneinander. Während die Politiken TS und FI ähnliche Kosten aufweisen, verursachen die Subventionen von forstwirtschaftlichen Biomasseheizungssystemen höhere Kosten, um die gleiche Menge an Treibhausgasen zu reduzieren beziehungsweise fossile Treibstoffe zu substituieren. Die BF Politik verursacht die größten Kosten und ist somit allen anderen Politiken unterlegen; betreffend der Substitution von fossilen Treibstoffen weist sie sogar negative Effekte relativ zum Referenzszenario auf.

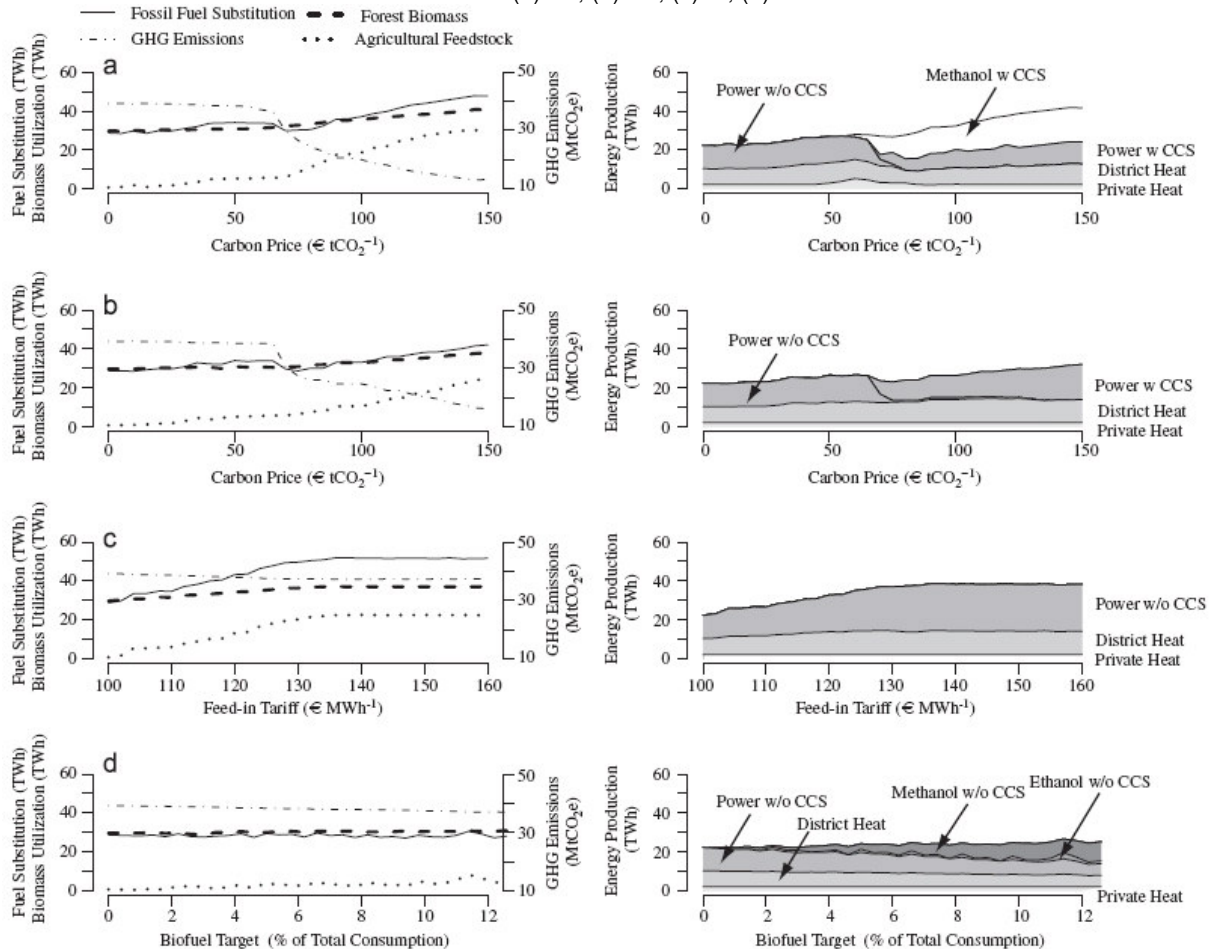
Ist CCS im Jahr 2030 vorhanden, kommt es im Referenzszenario zu einer Treibhausgasreduktion von 3Mt CO₂e relativ zu 2008 (Tabelle 3). Weiters ist eine starke Verlagerung weg von Wärme- hin zu Elektrizitätsproduktion aus Biomasse zu erwarten. Grund hierfür ist, dass der Einsatz von CCS in der konventionellen Energieproduktion deren Preise merklich erhöht und somit biomassebasierte Elektrizitätsproduktion

Neue Energien 2020 - 1. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – managed by Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft

wettbewerbsfähiger wird. Abbildung 4 stellt die Ergebnisse der unterschiedlichen Politiksznarien bei einer Verfügbarkeit der CCS Technologie im Jahr 2030 dar.

Abbildung 4: Treibhausgaseinsparungen, Substitution fossiler Energieträger und Biomassenutzung von forstwirtschaftlichen und landwirtschaftlichen Quellen (links) sowie der resultierende Technologiemitx (rechts) für die unterschiedlichen Politiksznarien mit CCS: (a) TX, (b) TS, (c) FI, (d) BF



Quelle: Schmidt et al. (2011b)

In der Politik TX kommt es – wie in Abbildung 4 ersichtlich – bei niedrigen CO₂ Preisen zu einer vermehrten Biomasseelektrizitätsproduktion ohne CCS Technologie sowie zu einer geringen Steigerung der Wärmeproduktion aus Biomasse. Ab einem CO₂ Preis von 70 €/tCO₂ wird die Bioenergieproduktion mit CCS wettbewerbsfähig, wodurch die Methanol- und Elektrizitätsproduktion mit CCS einen vergleichbaren, großen Anteil an der totalen erneuerbaren Energieproduktion aufweisen; die Wärmeproduktion aus Biomasse nimmt dadurch ab. Methanol CCS Produktion wird gewählt – obwohl die Technik relativ zur Elektrizitätsproduktion ein geringeres CO₂ Reduktionspotential aufweist – da ihre Referenztechnologie (fossile Treibstoffe) eine höhere CO₂ Intensität aufweist als die Referenztechnologie der Elektrizitätsproduktion (fossile Elektrizitätsproduktion mit CCS). Im TX Szenario wird die Verwendung von forstwirtschaftlicher Biomasse erhöht, obwohl ein ebenfalls signifikanter Teil der Biomasseverwendung von landwirtschaftlicher Kurzumtriebslignozellulose kommt. Der CO₂-Ausstoß wird aufgrund des negativen CO₂ Ausstoßes der Bioenergieproduktion mit CCS – relativ zum Referenzszenario – deutlich reduziert. Die Substitution fossiler Energieträger ist jedoch gering, da zusätzliche fossile

Energie benötigt wird, wenn Bioenergieproduktion ohne CCS durch Bioenergieproduktion mit CCS ab einem CO₂-Preis von rund 70 €/tCO₂ substituiert wird.

Im TS Szenario entstehen bis zu einem CO₂ Preis von 70 €/tCO₂ keine merklichen Veränderungen relativ zum Referenzszenario. Ab diesem Wert wird jedoch Biomasseelektrizitätsproduktion mit CCS wettbewerbsfähig, welche in der Folge die Biomasseelektrizitätsproduktion ohne CCS verdrängt. Dies führt zu hohen CO₂ Emissionseinsparungen von 40% des gesamten CO₂ Ausstoßes. Die Substitution von fossilen Energieträgern bleibt jedoch gering.

Szenario FI (Einspeisungstarife für erneuerbare Energieträger) bedingt eine Erhöhung der Biomasseelektrizitätsproduktion ohne CCS. Folglich kommt es zu einer hohen Substitution fossiler Energieträger durch erneuerbare Energiequellen, positive Effekte auf den CO₂ Ausstoß – relativ zum Referenzszenario – sind jedoch vernachlässigbar.

Im BF Szenario werden die bereits existierende auf Biomasse basierende Wärme- und Elektrizitätsproduktion Großteils durch Methanolproduktion und zu einem geringeren Teil durch Ethanolproduktion verdrängt. Die CO₂ Einsparungen sind in diesem Szenario gering und es kommt faktisch zu keiner Substitution fossiler Energieträger.

Im PE Szenario wird naturgemäß die bestehende Elektrizitätsproduktion und Fernwärmeproduktion aus Biomasse durch private Biomassewärmeproduktion verdrängt (keine Darstellung in der Abbildung). Dabei wird auch landwirtschaftliche Kurzumtriebslignozellulose verwendet, um die vermehrte Nachfrage nach Pellets zu bedienen. Es ist wichtig zu erwähnen, dass die CO₂ Emissionsreduktionen nicht mit den anderen Politikszenarios vergleichbar sind, da im BF Szenario keine Biomasseenergieproduktion mit CCS möglich ist.

Wie in Abbildung 3 ersichtlich, kommt es – bei Verfügbarkeit der CCS Technologie im Jahr 2030 – zu einem Trade-off zwischen CO₂ Einsparungen und der Substitution fossiler Energieträgern. Die Szenarien TX und TS erreichen signifikante CO₂ Einsparungen, während geringe Effekte betreffend der fossilen Energieträgersubstitution beobachtet werden können. Im FI Szenario sind die Effekte – relativ zu den TX und TS Szenarien – gegenläufig; es kommt zu einer beachtlichen Energieträgersubstitution, jedoch ist die Möglichkeit zu CO₂ Einsparungen limitiert und kostenintensiv. In den Szenarien BE und PF kommt es wiederum –wenn nicht in jenem Ausmaß wie in den Szenarien TX und TS – zu CO₂ Einsparungen, die Substitution von fossiler Energieträger ist jedoch auch in diesen Szenarien als gering anzusehen.

3.2 Zukünftiges Energiesystem

3.2.1 Biomasse als Transformationstechnologie im Verkehrssektor

Basierend auf den in Abschnitt 2.2.1 beschriebenen Politikszenarios¹³, wird die kosteneffizienteste Verwendung von biogenen Treibstofftechnologien – um eine 10%ige erneuerbare Energieträgerquote im österreichischen Verkehrssektor zu erreichen – analysiert. Hierzu werden die Ergebnisse der Politikszenarios einem Referenzszenario für 2020 gegenübergestellt. Die Bewertung der unterschiedlichen Politiken erfolgt anhand

¹³ S5-S15 simuliert einen erneuerbaren Energieanteil von 5%, 10% und 15% im Verkehrssektor, wobei sämtliche im Modell vorhandenen Biotreibstofftechnologien verwendet werden können; eth simuliert einen 10%igen Anteil von 1. Generation Ethanol; met simuliert einen 10%igen Anteil von 2. Generation Methanol; sng: simuliert einen 10%igen Anteil von erneuerbaren synthetischen Erdgas; elec: simuliert einen 10%igen Anteil von biogener Elektromobilität.

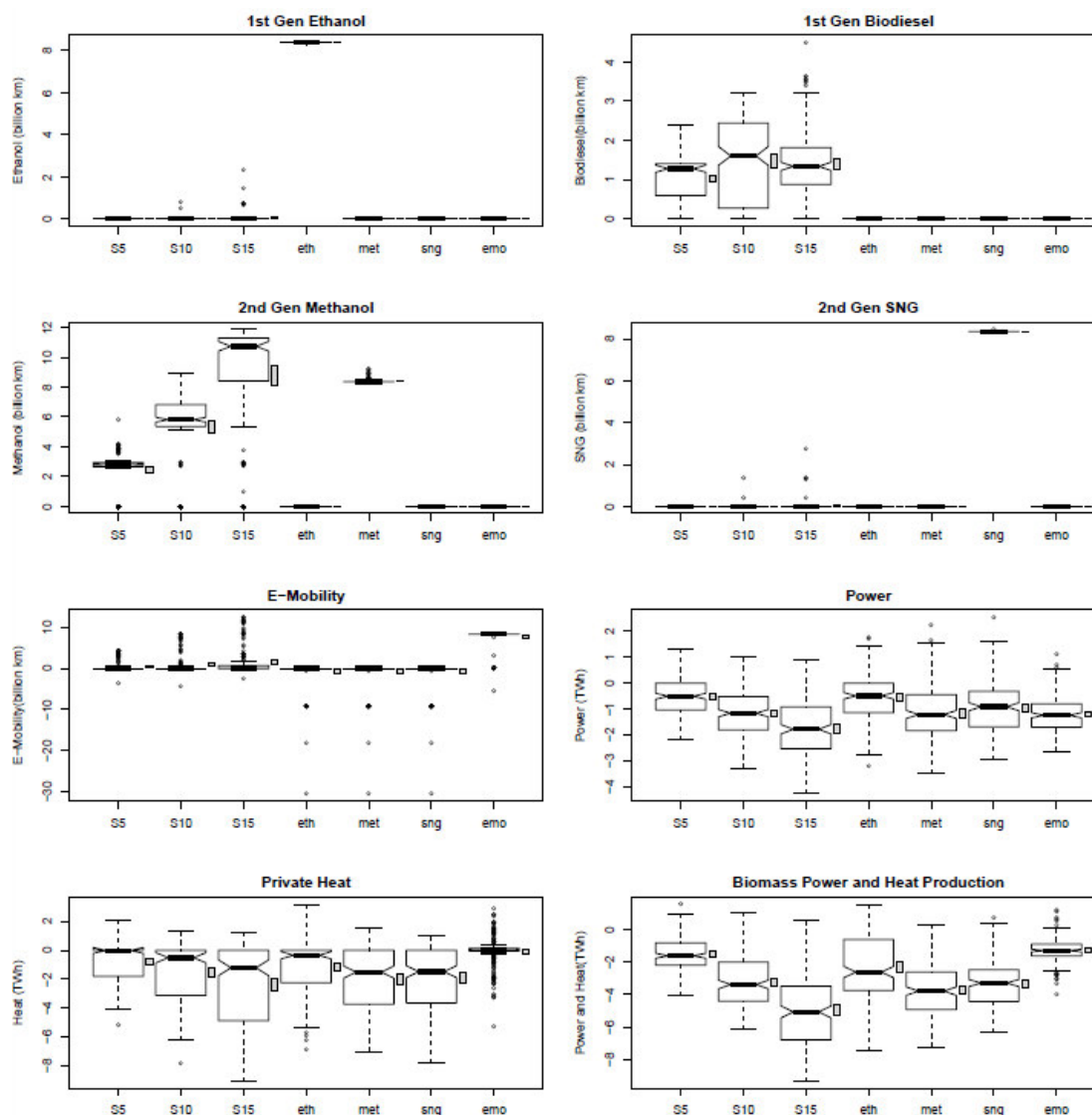
von deren Auswirkungen auf Treibhausgasemissionen, Substitution fossiler Energieträger und Landveränderungen.

3.2.1.1 Technologiewahl

In den Politikszenarios S5, S10 und S15 werden die jeweils kosteneffizientesten Technologien für jeweils drei erneuerbare Energiequoten im Verkehrssektor (5%, 10% und 15%) für das Jahr 2020 dargestellt. In allen drei Szenarien kommt es zu einem Einsatzmix von 1. Generation Biodiesel, 2. Generation Methanol und biomassebasierter Elektromobilität aufgrund folgender Umstände. 2. Generation Methanol stellt für den Verbraucher die billigste Option dar, um fossile Treibstoffe zu substituieren und hat somit Kostenvorteile gegenüber Ethanol der 1. Generation. Lediglich 1. Generation Biodiesel ist – relativ zu 2. Generation Methanol – wettbewerbsfähig, die österreichische Produktion von Biodiesel ist jedoch durch die limitierte Verfügbarkeit von Ölfrüchten beschränkt. Zwar wäre die Produktion von 2. Generation SNG billiger als jene von 2. Generation Methanol, jedoch entstehen zusätzliche Investitionskosten für Verbrennungskraftmaschinen um SNG nutzen zu können. Diese sind zu hoch, sodass SNG in den Politikszenarios S5-S15 nicht verwendet wird. Weiteres wird ein geringer Anteil biogener Elektromobilität produziert. Die – relativ zu Verbrennungskraftmaschinen – höheren Kosten für Elektroautos verhindern jedoch einen intensiveren Einsatz dieser Technologie.

Abbildung 5 zeigt die Auswirkungen der Einführung verbindlicher erneuerbarer Energiequoten im Verkehrssektor hinsichtlich (1) der Verkehrsleistung, sowie der biogenen (2) Wärme- und Elektrizitätsproduktion zwischen dem Referenzszenario und sämtlichen Politikszenarios.

Abbildung 5: Boxplots der Unterschiede im Einsatz der Biotreibstofftechnologien zwischen den Politikscenarien und dem Referenzszenario für 2020. Die Balken beschreiben das 99% Konfidenzintervall des Mittelwertes.



Quelle: Schmidt et al. (2011a)

Wie in

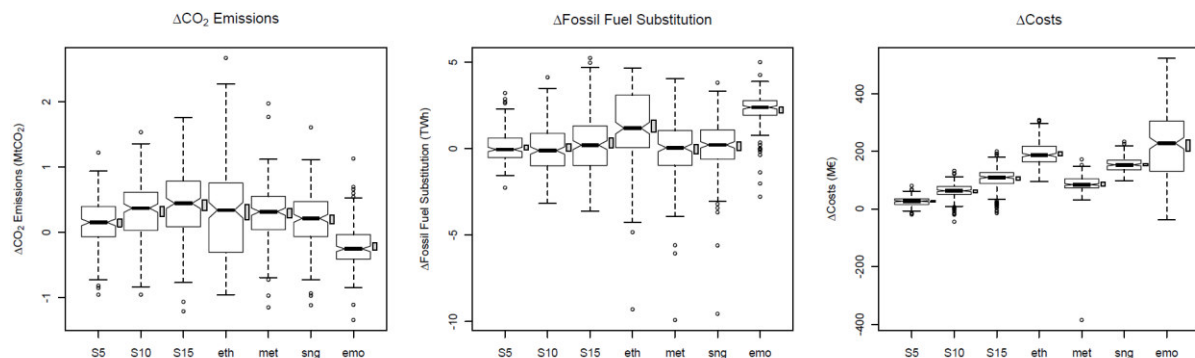
Abbildung 5 ersichtlich kommt es bei der Einführung von erneuerbaren Energiequoten im Verkehrssektor zu einer Reduktion biomassebasierter Elektrizitäts- und Wärmeproduktion aufgrund der erhöhten Nachfrage nach Biomasse (S5, S10, S15).

Die Einzeltechnologiepolitikszenarien (eth, met, sng, emo) – in denen jeweils ein 10%iger Anteil an erneuerbaren Energieträgern im österreichischen Verkehrssektor simuliert wird – zeigen, dass die Elektromobilität (emo) und Ethanolproduktion (eth) die geringsten Effekte auf das Produktionsniveau von biomassebasierender Strom und Wärme aufweisen. Erstere Technologie da Elektroautos – relativ zu den anderen Technologieoptionen – einen höheren Wirkungsgrad aufweisen. Zweitere Technologie da die Ethanolproduktion auf landwirtschaftlicher Biomasse basiert, die biomassebasierende Strom- und Wärmeproduktion jedoch Großteils aus forstwirtschaftlichen Quellen stammt; somit sind die Effekte bei einer intensivierten Ethanolproduktion auf die Verdrängung landwirtschaftlicher Biomasse für Strom- und Wärmeproduktion beschränkt.

3.2.1.2 Treibhausgasemissionen, Substitution fossiler Treibstoffe und Systemkosten

Abbildung 6 zeigt die Auswirkungen der Politikszzenarien auf Treibhausgasemissionen, der Substitution fossiler Energieträger und stellt weiters die entstehenden Systemkosten der unterschiedlichen Politiken gegenüber.

Abbildung 6: Boxplots der Unterschiede in Treibhausgasemissionen, der Substitution fossiler Treibstoffe sowie der Systemkosten zwischen den Politikszzenarien und dem Referenzszenario für 2020. Die Balken beschreiben das 99% Konfidenzintervall des Mittelwertes.



Quelle: Schmidt et al. (2011a)

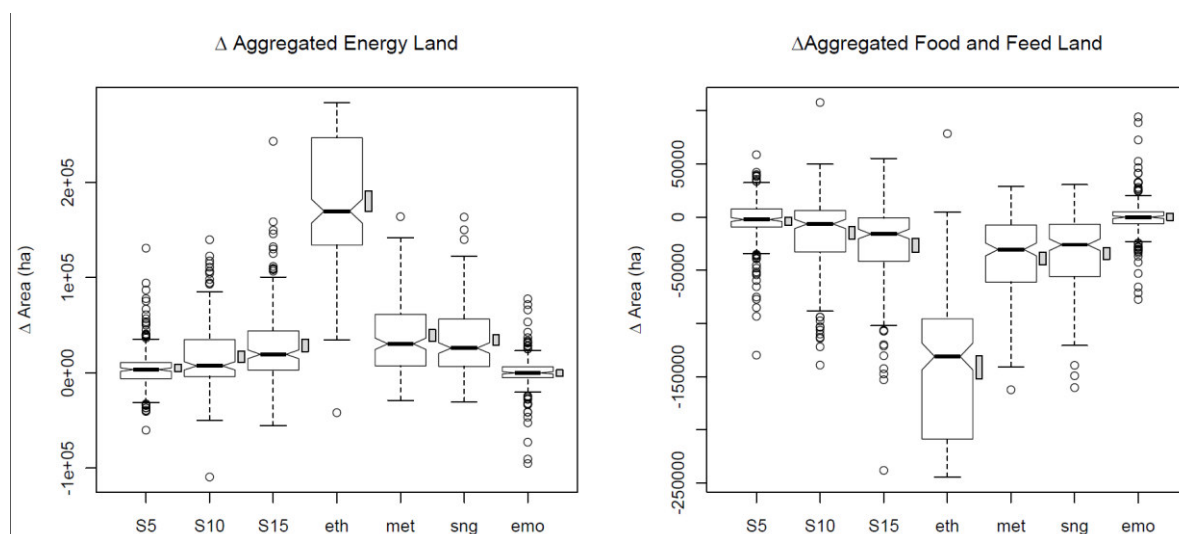
Wie in Abbildung 6 ersichtlich steigen – mit Ausnahme der emo Politik – die durchschnittlichen CO₂ Emissionen. D.h. die Einführung von Politiken, welche den

erneuerbaren Energieanteil im Verkehrssektor erhöhen, steigern die CO₂ Emissionen relativ zum Referenzfall. Dieses Ergebnis entsteht zum einen Teil durch die anfallenden CO₂ Emissionen in der Biotreibstoffproduktion; zum anderen Teil durch den reduzierten Einsatz von biogener Wärme- und Stromproduktion. Der vermehrte Einsatz von Ethanol (eth) verursacht den stärksten CO₂ Anstieg, da im Zuge der Ethanolproduktion der Energiebedarf im Produktionsprozess von externen (fossilen) Energiequellen gedeckt werden muss. Dieser Umstand trifft bei den anderen Politiken nicht zu. Der restliche CO₂ Ausstoß in den Produktionsprozessen der unterschiedlichen Technologien ist ähnlich. Lediglich in der biogenen Elektromobilität kommt es zu einer Reduktion der CO₂ Emissionen. Grund hierfür ist der Umstand, dass der vermehrte Einsatz von Elektromobilität nicht in Konkurrenz zur biogenen Elektrizitätsproduktion steht sowie keine zusätzlichen Emissionen in der Produktion entstehen. Somit ist naturgemäß die biogene Elektromobilität die einzige Politik, in der es zu einer merklichen Substitution fossiler Energieträger kommt (Abbildung 6). Betrachtet man jedoch die jeweiligen Systemkosten der Biotreibstoffpolitiken in Abbildung 6 ist ersichtlich, dass die Elektromobilität signifikant höhere Kosten auslöst als die anderen Technologien. Mit einer großflächigen Produktion von Elektromobilität bis 2020 kann daher tendenziell nicht gerechnet werden.

3.2.1.3 Landnutzungsänderungen

Wie in Abbildung 7 ersichtlich sind die stärksten Landnutzungsänderungen im Zuge der Produktion von 1. Generation Ethanol zu beobachten. Bei der Herstellung von Biotreibstoffen der 2. Generation sind die Änderungen in der Landnutzung schwächer, bei einer erhöhten Bereitstellung von biogener Elektromobilität sind sie am schwächsten. Keine Änderungen hinsichtlich der Landnutzung können bei den Politiken S5, S10, S15, meth sowie sng beobachtet werden (Abbildung 7).

Abbildung 7: Boxplots der Unterschiede in der Landnutzung zwischen Politikenszenarien und dem Referenzszenario für 2020. Links: Änderungen des Landeinsatzes für Energiepflanzenproduktion. Rechts: Änderungen des Landeinsatzes für die Produktion von Nahrungsmittel- und Futterpflanzen. Die Balken beschreiben das 99% Konfidenzintervall des Mittelwertes.



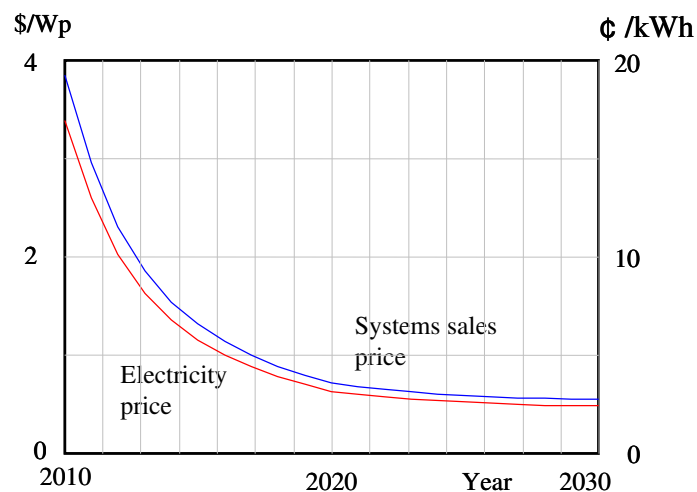
Quelle: Schmidt et al. (2011a)

Zwei Gründe sind für die zuvor beschriebene Entwicklung hinsichtlich der Landnutzungsänderung verantwortlich. (1) In der Ethanolproduktion werden am meisten Biomassevorprodukte benötigt; im Fall der Produktion von elektrischer Mobilität die geringste Menge an Biomassevorprodukten. (2) Die Produktion von Ethanol benötigt ausschließlich landwirtschaftliche Biomasse – kann keine forstwirtschaftliche Biomasse verwenden – und steht daher in größter Landkonkurrenz zur Nahrungs- und Futtermitteln auf landwirtschaftlichen Flächen.

3.2.2 Investitions- und Arbeitsmarkteffekte einer großflächigen Photovoltaikproduktion

Um Investitions- und Arbeitsmarkteffekte einer großflächigen PV-Produktion eruieren zu können wird – wie in Abschnitt 2.2.2.2 beschrieben – eine „Gesamtlernkurve“ für die PV-Produktion abgeleitet. Basierend auf den erstellten Lernkurven für (1) die Produktionskosten von PV-Panelen, (2) Kosten für BOS¹⁴ und der (3) Reduktion der Gewinnspannen wird diese „Gesamtlernkurve“ errechnet, welche die zeitliche Kostenentwicklung des gesamten PV-Energiesystems – und somit der durchschnittlichen PV-Stromgestehungskosten – bis 2050 beschreibt (Abbildung 8).

Abbildung 8: Verkaufspreis des PV-Systems (Paneele und BOS) und der daraus resultierende Elektrizitätspreis



Quelle: Grossmann et al. (2011a)

Abbildung 8 stellt die berechneten Verkaufspreise des Photovoltaiksystems pro Wp (linke Seite) sowie die daraus entstehenden Elektrizitätskosten des Endkunden in ¢/kWh (rechte Seite) dar. Wie in der Abbildung ersichtlich sinkt der PV-Elektrizitätspreis für geographische Gebiete mit einer Sonneneinstrahlung von 2300 kWh/m²/Jahr von 17,5 Cent im Jahr 2010 auf 2,5 Cent im Jahr 2030.

Da die Schätzung der „Gesamtlernkurve“ in Abbildung 8 zum Teil auf Annahmen beruht, die von einer gewissen Unsicherheit betroffen sind, wird eine Sensitivitätsanalyse

¹⁴ BOS (Balance of System) beinhaltet die Kosten der Installation der PV-Panele, der Anbindung des PV-Systems an das Stromnetz sowie weitere systemrelevante Kosten während der Installation.

durchgeführt. Hierzu werden die für die Schätzung der Lernkurven zentralen Parameter – wie in Tabelle 4 ersichtlich – variiert.

Tabelle 4: Zentrale Modellparameter und deren Werte für die Sensitivitätsanalyse

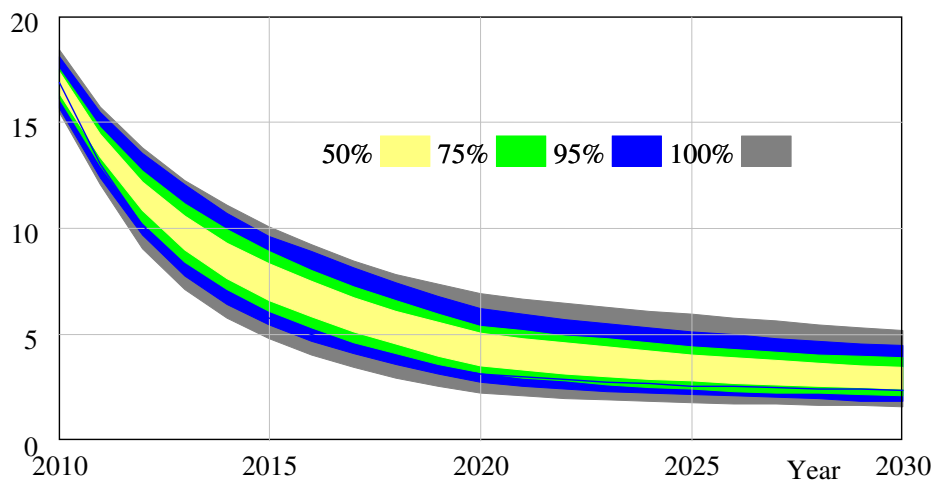
Parameter	Standard value	Minimum value	Maximum value
Cost decrease of panels per doubling (*)	0.71	0.65	0.90
Footing panel (\$)	0.2	0.1	0.3
Margin panel [%]	30	10	40
Cost decrease BOS in %/year (*)	13	5	20
Footing BOS (\$)	0.2	0.1	0.3
Margin BOS [%]	20	10	40

Quelle: Grossmann et al. (2011a)

Das Ergebnis der Sensitivitätsanalyse ist in

Abbildung 9 ersichtlich. Für sämtliche Parametervariationen fällt der PV-Elektrizitätspreis 2012 unter 10 Cent. Im ungünstigsten Fall wird die Netzparität von 6 Cent/ kWh erst 2025 erreicht, es ist aber sehr wahrscheinlich, dass dieser Wert bereits vor 2018 unterschritten wird.

Abbildung 9: Sensitivitätsanalyse der Elektrizitätspreises aus Photovoltaik

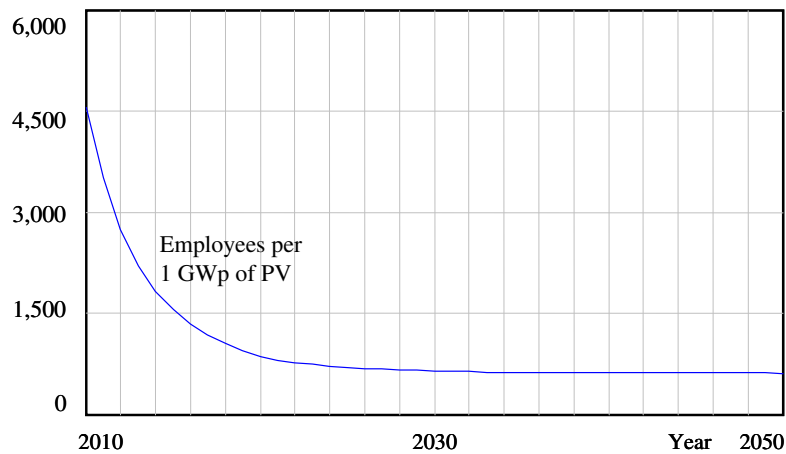


Quelle: Grossmann et al. (2011a)

Basierend auf der erstellten Gesamtlernkurve werden unter Zuhilfenahme von Daten des Marktführers für Dünnschichtpanelproduktion, First Solar, Investitionsvolumen und Arbeitsnachfrage über die Zeit geschätzt. In einem ersten Schritt wird die Entwicklung

des spezifischen Kapital- und Arbeitseinsatzes um 1 GWp/Jahr Energie aus Photovoltaik zu produzieren abgebildet.

Abbildung 10: Spezifischer Arbeitsbedarf je Produktionskapazität von 1GWp/Jahr über die Zeit

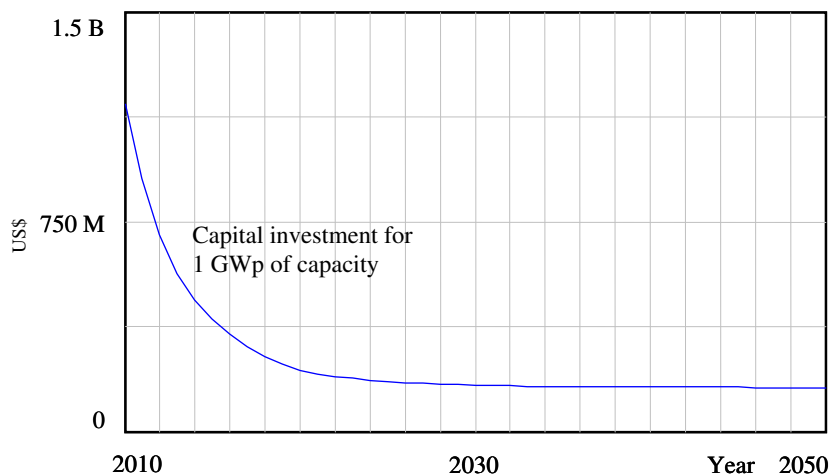


Quelle: Grossmann et al. (2011a)

Wie in Abbildung 10 ersichtlich benötigte First Solar Ende 2009 rund 4500 Arbeitskräfte, um 1 GWp pro Jahr zu produzieren. Basierend auf der – durch die „Gesamtlernkurve“ – errechneten Kostendegression sinkt der Arbeitskräftebedarf für die Produktion von 1 GWp pro Jahr bis 2034 auf rund 650 und bleibt bis 2050 konstant auf diesem Niveau.

Abbildung 11 zeigt die analoge Entwicklung für die benötigten Kapitalinvestitionen, um 1 GWp Energie pro Jahr zu produzieren. Diese sinken von rund 944 Millionen Dollar Ende des Jahres 2009 auf ungefähr 650 Millionen Dollar.

Abbildung 11: Spezifische Kapitalinvestitionen je Produktionskapazität von 1GWp/Jahr über die Zeit

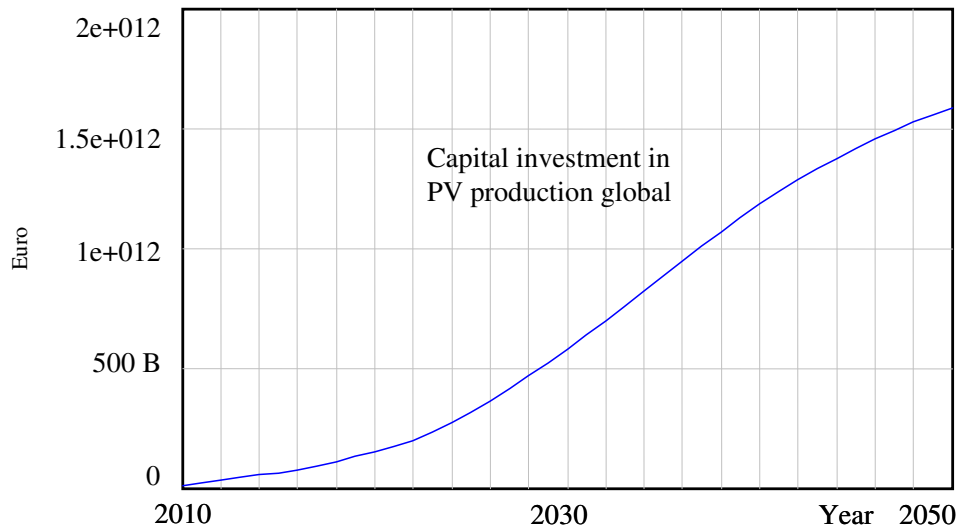


Quelle: Grossmann et al. (2011a)

Der globale Bedarf an Kapitalinvestitionen und Arbeitskräften wird sodann basierend auf den Entwicklungen des spezifischen Bedarfs an Kapital und Arbeitskräften und der

nötigen globalen Produktionskapazitätsentwicklung – um die Endenergienachfrage im Jahr 2050 durch PV-Energie zu decken – berechnet. Die daraus entstehenden Entwicklungen sind in der Abbildung 12 – für Kapitalinvestitionen – und Abbildung 13 – für Arbeitskräftebedarf – dargestellt.

Abbildung 12: Globale Kapitalinvestitionen in Photovoltaikproduktionskapazität

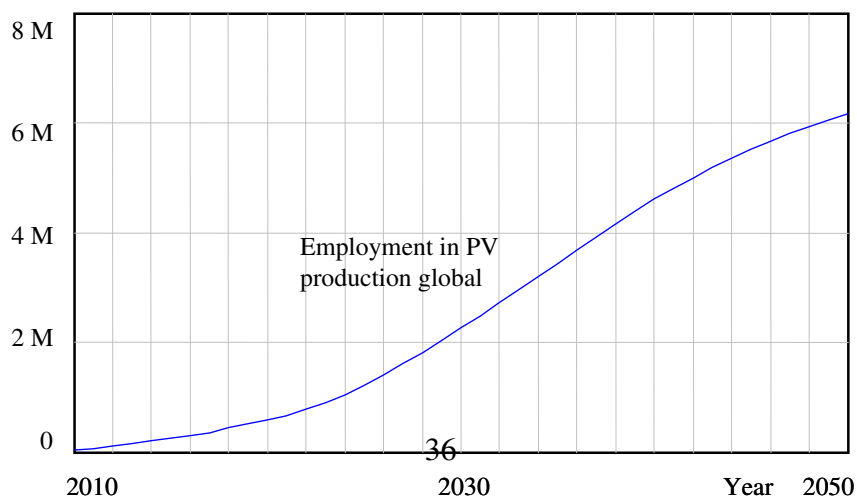


Quelle: Grossmann et al. (2011a)

Wie in Abbildung 12 ersichtlich sind die global benötigten Kapitalinvestitionen, um 2050 den globalen Endenergiebedarf durch Photovoltaik zu decken, geringer als man durch die aktuellen Investitionskosten annehmen würde. Grund für diese Entwicklung sind Größenvorteile in der zukünftigen Produktion sowie ein intensivierter globaler Wettbewerb. Wie in Abschnitt 2.2.2.2 beschrieben ist es realistisch, dass die totalen Systemkosten von aktuell \$2/Wp auf rund 0,4\$/Wp im Jahr 2035 sinken werden. Dies entspricht einem Faktor von 5, um diesen letztendlich auch die spezifischen Investitionen sinken müssen.

Die analoge Entwicklung trifft – wie in Abbildung 13 ersichtlich – auf die benötigten globalen Arbeitskräfte zu. Um im Jahr 2050 den globalen Energiebedarf durch Photovoltaik zu decken werden lediglich rund 6 Millionen Arbeitskräfte in der PV-Produktion benötigt. Die Gründe der geringen Anzahl sind ident mit den zuvor beschriebenen für die Kapitalinvestitionen.

Abbildung 13: Globaler Arbeitsbedarf in der Photovoltaikproduktion



Quelle: Grossmann et al. (2011a)

Obwohl aus Sicht der benötigten Arbeitskräfte und Kapitalinvestitionen es durchaus realistisch erscheint bis 2050 den Endenergiebedarf durch Photovoltaik zu decken, werden die aktuellen Kostendegressionen hin zur Netzparität keine sofortige Steigerung der Energieproduktion aus Photovoltaik nach sich ziehen. Grund hierfür ist, dass der Energiesektor tendenziell sehr lange benötigt, um neue Technologien zu adaptieren. Einerseits haben Kraftwerke eine Nutzungsdauer zwischen 30 und 40+ Jahren. Andererseits benötigt eine intensivere Nutzung von Energie aus Photovoltaik neben den hier behandelten Investitionen in die Produktionskapazität zusätzliche Investitionen in Hochspannungsleitungen. Die sich dafür anbietenden Ultra-Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (UHGÜ) ist zurzeit noch sehr kostenintensiv. Die Kosten der UHGÜ-Leitungen in China mit einer Länge von 3000km und der aktuell höchsten Übertragungskapazität von 6GW, beliefen sich auf 2,35 Milliarden Dollar. Um beispielsweise 80% des US-Energiebedarfs im Jahr 2050 zu decken, würden rund 4TW Energie benötigt werden. Um diese im Südwesten der USA mit Photovoltaik zu produzieren und dann auf das gesamte Staatsgebiet zu verteilen, würde man 670 UHGÜ-Leitungen mit einer durchschnittlichen Länge von rund 2000km und einer Übertragungskapazität von 6GW benötigen. Der aktuelle Kapitalwert je Leitung beläuft sich auf rund 1 Milliarde Dollar. Diese hohen Investitionskosten gepaart mit den langen Nutzungsdauer der restlichen Kraftwerke und den nötigen Investitionskosten in die Produktionskapazität von Energie aus Photovoltaik sind die Ursachen der tendenziell langsamen Entscheidungsfindung im Energiesektor.

Haben sich jedoch die Investitionen in solare Kraftwerke und UHGÜ-Leitungen am Markt bewährt, werden eine Vielzahl an Investoren in diese Bereiche investieren wollen. Auf Märkten mit einem großen Potential – wie es der PV-Markt ohne Zweifel ist – führt dies zumeist zu einem Aufbau von Überkapazitäten, wie es der „Hype Cycle“ von Garner (2010) beschreibt. Diese Entwicklung und der Umstand, dass aufgrund der stetigen Energienachfragesteigerung zusätzliche – fossile oder erneuerbare – Produktionskapazitäten geschaffen werden müssen, könnte dazu führen, dass Energie aus Photovoltaik letztendlich doch einen essentiellen Teil der globalen Endenergienachfrage im Jahr 2050 decken könnte.

3.2.3 Kostenoptimierung in der Energieproduktion aus Photovoltaik

Mithilfe der – in Abschnitt 2.2.2.3 – beschriebenen Optimierungsmethode werden 12 großflächige PV-Kraftwerksnetze optimiert. Die Optimierung der PV-Kraftwerksnetze – welche per Definition einen kontinuierlichen Energiekonsum von 1MW, d.h. 24MWh/Tag oder 8760MWh/Jahr decken müssen – werden anhand unterschiedlicher Kriterien durchgeführt: (1) Minimierung der notwendigen Produktionskapazitäten, (2) Minimierung der benötigten Speicherkapazitäten und (3) einer simultanen Minimierung der Produktionskapazitäten und notwendigen Speicherkapazitäten.

In Tabelle 5 sind die Ergebnisse für die 12 PV-Kraftwerksnetze und drei Optimalitätskriterien anhand von jährlichen Durchschnittswerten – gebildet für den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren – ersichtlich. Betrachtet man die 12 PV-Kraftwerksnetze kann gefolgert werden, dass es zu starken Schwankungen in der

jährlichen Elektrizitätsproduktion und der benötigten Speicherkapazität kommt, um die Elektrizitätsnachfrage von 8761 MWh/Jahr zu decken. PV-Kraftwerksnetze, die in Regionen mit stark schwankender Sonneneinstrahlungsintensität während der unterschiedlichen Jahreszeiten situiert sind, zeichnen sich durch sehr hohe Produktionswerte aus; PV-Kraftwerksnetze, welche sich nicht über mehrere Zeitzonen erstrecken sind entweder durch hohe Überproduktionen oder einen großen Speicherbedarf charakterisiert.

Wie in Tabelle 5 ersichtlich, unterscheiden sich – je nach gewähltem Optimalitätskriterium – die benötigte Elektrizitätsproduktion und der minimal benötigte Speicherbedarf zwischen den PV-Kraftwerksnetze um die Faktoren 5 beziehungsweise 17 (siehe Nordamerika vs. Pan-Amerika erweitert). Alle drei globalen Netzwerke sowie das Pan-Asien-Australien-Pan-Amerika Netzwerk könnten ohne Speicherbedarf betrieben werden, die restlichen Netzwerke benötigen jedoch jedenfalls Speicherbedarf.

Das Pan-Amerika Netzwerk reduziert die benötigte Produktionskapazität relativ zum Nordamerikanischen Netzwerk um mehr als die Hälfte; hinsichtlich der benötigten Speicherkapazität entstehen zwischen den beiden Netzwerken keine großen Unterschiede. Vergleicht man jedoch das Nordamerikanischen Netzwerk mit dem Pan-Amerika-Erweitert Netzwerk ergeben sich sehr wohl nennenswerte Unterschiede im Speicherbedarf. Analysiert man diesen Umstand, kommt man zum Schluss, dass ein großer Anteil des Speicherbedarfs im Pan-Amerika Netzwerk für kurzfristige Engpassüberbrückungen benötigt wird. (siehe Großmann et al., 2011). Hierbei ist zu erwähnen, dass eine kurzfristigere Speicherung bei weitem nicht so kostenintensiv ist als langfristige Speicherungen. Auch betreffend der benötigten Speicherkapazität von 5,72 MWh des Global 6 Netzwerkes bei einer Minimierung der Elektrizitätsproduktion muss eine Anmerkung getätigt werden. Dieser relativ hohe Wert entsteht nur aufgrund eines einzigen Tages im Jahr 2000, an diesem eine außergewöhnlich niedrige Sonneneinstrahlungsintensität in Australien beobachtet wurde.

Die in Tabelle 5 dargestellten benötigten Produktionskapazitäten mit einhergehenden Speicherkapazitäten, um die angenommene Endnachfrage decken zu können, stellen eine Basis für weitreichendere Evaluationen dar. Weiters ist zu erwähnen, dass es kosteneffizienter ist Photovoltaik anstelle der solar thermischen Energieproduktion (ST) für die Elektrizitätsproduktion zu verwenden; die Speicherkosten sind jedoch bei ST signifikant geringer. D.h. nur eine Kombination von PV, ST und ausreichende Speichermöglichkeiten können ökonomisch effizient sein. Die zukünftigen Änderungen der relativen Kosten von PV und ST – PV wird stärkere Kostendegressionen aufweisen als ST – haben ebenfalls Implikationen auf die Konfiguration künftiger PV-Elektrizitätswerke. Diese werden tendenziell eine hohe PV-Elektrizitätsproduktionskapazität aufweisen welche mit einer geringeren ST-Produktionskapazität gekoppelt ist, wobei letztere Technologie mit den benötigten Speicherkapazitäten ausgestattet ist.

Neue Energien 2020 - 1. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – managed by Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft

Tabelle 5: Elektrizitätsproduktion und Speicherbedarf für die 12 Photovoltaiknetzwerke basierend auf den drei Optimalitätskriterien: 1) Minimierung der notwendigen Produktionskapazitäten, (2) Minimierung der benötigten Speicherkapazitäten und (3) einer simultanen Minimierung der Produktionskapazitäten und notwendigen Speicherkapazitäten.

	North America	Pan-America	Pan-America extended	EU	EU ME NA	Sahara-Saudi	PanAsia-Australia	PanAsia-Australia-Sahara-Saudi	Pan-Asia-Australia-Pan-America	All	Global 6	Global 46
Sites	3	11	20	3	7	4	12	14	25	40	6	46
Gen Cap low [MWp]	8.31	4.10	4.68	15.06	8.61	6.46	4.69	4.80	4.50	4.92	4.09	4.46
Storage [MWh]	71.70	52.70	17.60	147.7	59.30	60.60	53.30	36.30	13.10	8.00	28.50	10.00
Elec generated [GWh]	18.64	9.69	10.32	24.36	17.44	15.07	10.38	10.70	10.38	10.73	9.77	9.85
From storage [GWh]	4.55	4.17	2.99	4.31	3.85	3.84	4.10	2.75	1.01	0.381	0.331	0.810
Elec excess [GWh]	9.88	0.930	1.56	15.6	8.68	6.31	1.62	1.94	1.62	1.97	1.00	1.09
Capac Factor [%]	25.60	26.90	25.10	18.40	23.10	26.60	25.20	25.40	26.30	24.90	27.20	25.10
Effect Capac F [%]	12.00	24.40	21.40	6.60	11.60	15.50	21.30	20.8	22.2	20.3	24.5	22.4
Gen Cap high [MWp]	21.20	8.49	19.56	18.87	20.34	14.58	7.21	8.90	6.03	6.12	4.81	6.58
Storage [MWh]	14.56	11.37	4.00	29.72	12.23	12.18	11.25	7.39	2.85	2.04	5.92*	2.34
Elec generated [GWh]	47.57	20.05	43.16	30.53	41.21	34.00	15.96	19.84	13.90	13.35	11.48	14.51
From storage [MWh]	4.36	3.632	0.0008	4.237	3.424	3.397	3.767	2.053	0.0006	0.0001	0.0001	0.0002
Elec excess [GWh]	38.81	11.29	34.40	21.76	32.45	25.24	7.20	11.08	5.14	4.59	2.72	5.75
Capac Factor [%]	25.6	26.9	25.1	18.4	23.1	26.6	25.2	25.4	26.3	24.9	27.2	25.1
Effect Capac F [%]	4.7	11.8	5.1	5.3	4.9	6.9	13.9	11.2	16.6	16.3	20.8	15.2
Gen Cap med [MWp]	9.94	4.35	4.70	16.96	9.06	7.04	5.03	5.05	4.53	4.88	4.15	4.51
Storage [MWh]	35.0	25.0	18.0	50.0	35.0	35.0	25.0	22.0	13.1	9.4	20.0	9.0
Elec generated [GWh]	22.30	10.26	10.37	27.43	18.35	16.43	11.13	11.26	10.44	10.64	9.93	9.95
From storage [MWh]	4.492	4.127	2.984	4.270	3.813	3.787	4.044	2.677	1.000	0.0004	0.0003	0.0008
Elec excess [GWh]	13.54	1.50	1.61	18.66	9.59	7.67	2.37	2.50	1.68	1.88	1.16	1.18
Capac Factor [%]	25.6	26.9	25.1	18.4	23.1	26.6	25.2	25.4	26.3	24.9	27.2	25.1
Effect Capac F [%]	10.1	23.0	21.3	5.9	11.0	14.2	19.9	19.8	22.1	20.5	24.1	22.2

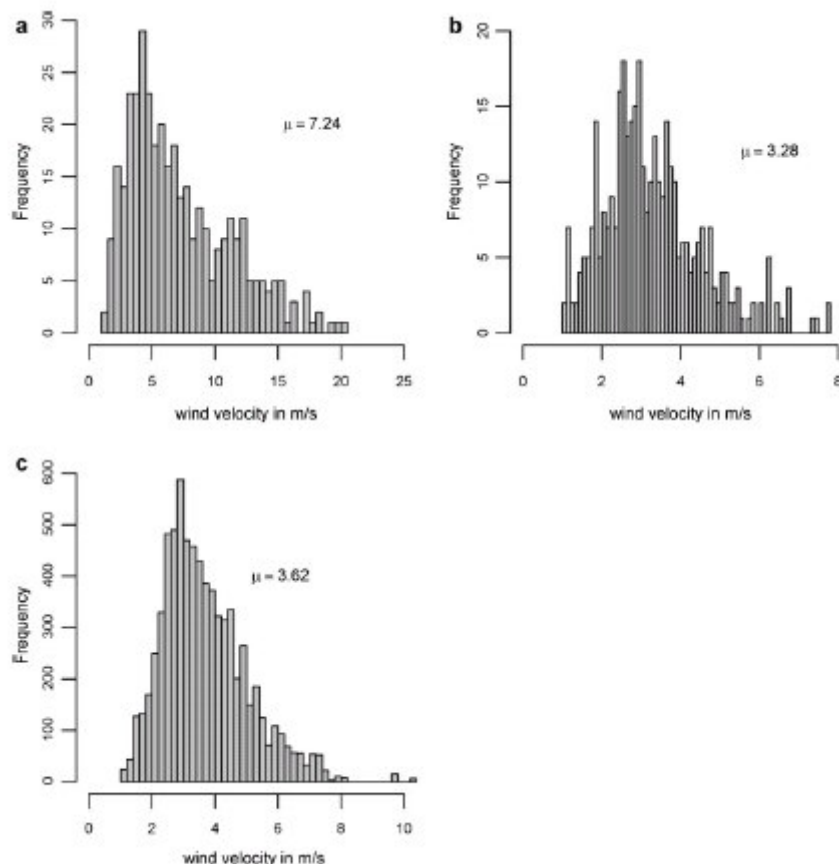
Quelle: Grossmann et al. (2011a)

3.2.4 Windenergie

Die in Abschnitt 2.2.3 beschriebene Methode zur verbesserten Risikoabschätzung betreffend Windparkinvestitionen wird anhand eines Fallbeispiels – einem bereits bestehenden Windpark in der Steiermark, Österreich – angewandt.

Mithilfe von Windgeschwindigkeitsmessungen einer Referenzstation¹⁵ von 1990-2009 und Windgeschwindigkeitsmessungen aus dem Jahr 2007 im Zielgebiet¹⁶ werden in einem ersten Schritt die zu erwartenden Windgeschwindigkeiten in Zielgebiet bis 2020 (i.e. 13 Jahre) berechnet. Dieser Zeitraum wurde gewählt, da es in Österreich bis 2020 garantierte Einspeisungstarife für Windenergie gibt. Die erhobenen durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten im Referenzgebiet und Zielgebiet sind in Abbildung 14 ersichtlich. Abbildung 14a zeigt die durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten des Zielgebietes im Jahr 2007; in Abbildung 14b sind die durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten des Referenzgebietes für das Jahr 2007 ersichtlich; Abbildung 14c beschreibt die durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten des Referenzgebietes für den Zeitraum 1990 bis 2009.

Abbildung 14: Histogramm der täglichen Durchschnittswindgeschwindigkeiten: (a) Tägliche Durchschnittswindgeschwindigkeit im Zielgebiet 2007; (b) tägliche Durchschnittswindgeschwindigkeit im Referenzgebiet 2007; (c) tägliche Durchschnittswindgeschwindigkeit im Referenzgebiet 1990-2009.



Quelle: Gass et al. (2011)

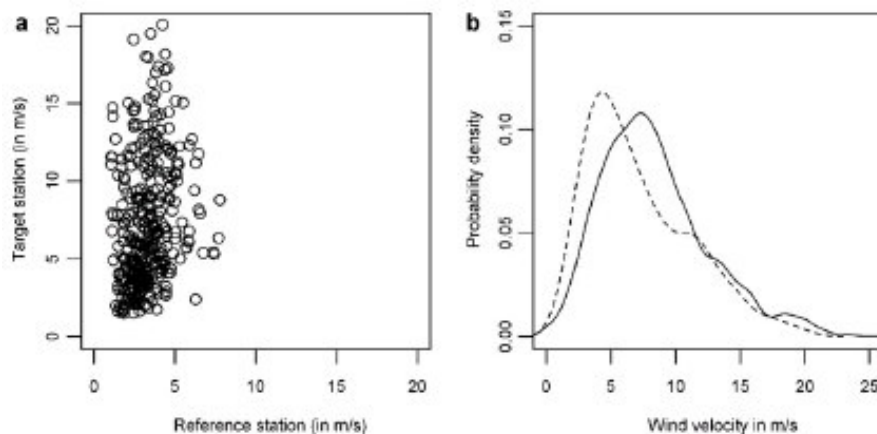
Basierend auf den durchschnittlichen Windgeschwindigkeitsdaten des Zielgebietes (Abbildung 14a) und des Referenzgebietes (Abbildung 14c) wird eine Korrelation der

¹⁵ Eine sich in der Nähe zum Windpark befindlichen meteorologische Station.

¹⁶ In diesem Fall des bereits bestehende Windparks.

beiden Datensätze berechnet (siehe Abbildung 15a) und anhand dieser mithilfe der MCP-Methode durchschnittliche Windgeschwindigkeiten für das Zielgebiet – basierend auf den langfristigen Daten des Referenzgebietes – berechnet. Mithilfe der Bootstrapping Methode (1000 Durchläufe) werden sodann jährlichen Windgeschwindigkeitsunterschieden Rechnung getragen. Die dadurch abgeleitete Windgeschwindigkeitswahrscheinlichkeitsdichtefunktion und die Windgeschwindigkeitsdaten des Zielgebietes ist in Abbildung 15b ersichtlich.

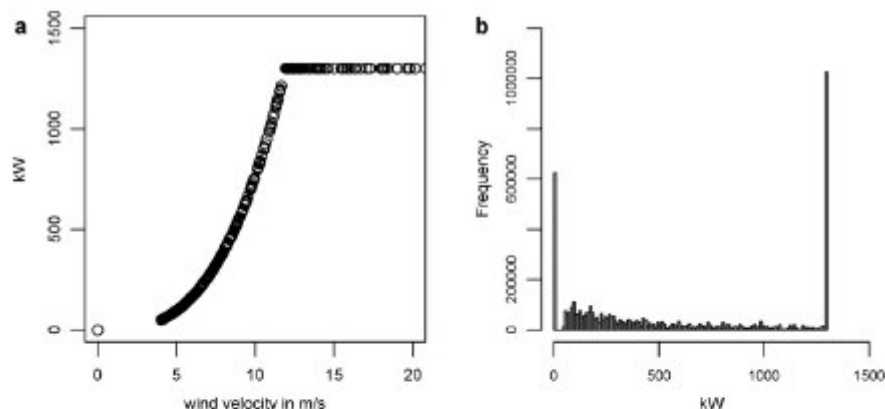
Abbildung 15: (a) Vergleich der täglichen Durchschnittswindgeschwindigkeiten für das Ziel- und Referenzgebiet; (b) Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Windgeschwindigkeiten basierend auf der Bootstrappingmethode (1000 Durchläufe) und Windgeschwindigkeitsmessungen im Zielgebiet 2007 (gepunktete Linie).



Quelle: Gass et al. (2011)

Der durch die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion des Windes berechnete elektrische Output basiert auf einer 1.3 MW Windturbine mit einem Durchmesser von 62 Meter, welche ab einer Windgeschwindigkeit von 4m/s Elektrizität produziert; die maximale Elektrizitätsproduktion wird bei einer Windgeschwindigkeit von 13 m/s erreicht.

Abbildung 16: (a) Leistungskurve der 1.3 MW Windturbine; (b) Histogramm des berechneten Energieoutputs.



Quelle: Gass et al. (2011)

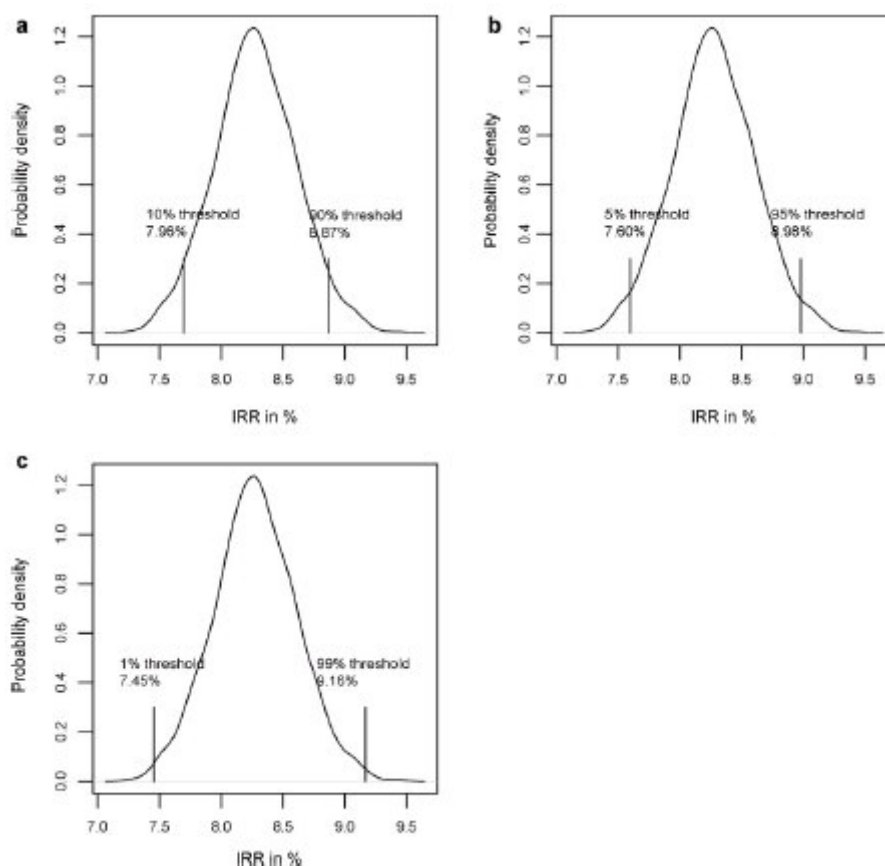
Abbildung 16a stellt die berechnete Leistungskurve der Windturbine anhand der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion aus Abbildung 15b dar. Das dazugehörige Histogramm der Leistungskurve ist in Abbildung 16b ersichtlich. Die hohen Werte bei 0kW und 1300kW lassen sich auf den Umstand zurückführen, dass die Windturbine bei einer Windgeschwindigkeit von 3m/s beginnt Leistung zu produzieren und ihr Maximum bei 13 m/s erreicht. Der tägliche Energieoutput kann durch die Multiplikation des

Leistungsoutputs mit 24 (Stunden) berechnet werden. Letztendlich wird der jährliche Energieoutput der Windturbine berechnet, da die Profitabilitätsberechnungen auf einer jährlichen Basis stattfinden.

Basierend auf dem Histogramm der jährlichen Energieproduktion können die jährlichen FCFs abgeleitet werden: Der Einnahmestrom besteht aus den Erlösen der generierten Elektrizität, welche zu einem fixen Einspeisungstarif von 0,0753%kWh in Österreich verkauft werden kann; der Ausgabestrom umfasst die Investitionskosten der Windturbine, die Betriebskosten sowie Steuerzahlungen. Die Entsorgungskosten der Windturbine am Ende ihrer Lebensdauer werden als ident mit den Erlösen aus dem Verkauf von Stahlteilen der Windturbine angenommen.

Die IRR wird letztendlich anhand der FcFs berechnet. Ein Standardkriterium bei Investitionen stellt hierbei die Hurdle rate dar. Diese stellt die Diskontierungsrate dar, bei der die Investition einen positiven Cash flow generiert. Resultiert ein negativer Net Present Value durch die Diskontierung der FCFs mit der Hurdle Rate, wird die Investition mit einer hohen Wahrscheinlichkeit nicht getätigt. D.h. eine Investition wird dann getätigt, wenn die IRR die Hurdle Rate übersteigt.

Abbildung 17: (a) Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der IRR mit den Grenzwerten 10% und 90%; (b) Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der IRR mit den Grenzwerten 5% und 95%; (c) Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der IRR mit den Grenzwerten 1% und 99%.



Quelle: Gass et al. (2011)

Die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen der IRR für unterschiedliche Risikobereitschaften sind in Abbildung 17 dargestellt. Im Fallbeispiel liegt die IRR mit einer Wahrscheinlichkeit von 90% nicht unter 7,96%. Ist die Basisvergütung eines Investors nun über 7,96% sollte dieser die Investition nicht tätigen. Der Investor würde jedoch unter Umständen

eine IRR von 8,87% bei einer 10%igen Wahrscheinlichkeit realisieren (Abbildung 17a). Abbildung 17b und Abbildung 17c zeigen die resultierenden IRR für weitere Risikobereitschaften des Investors.

3.3 Schlussfolgerungen

Aus der volkswirtschaftlichen Evaluation einer vermehrten Energieproduktion aus Biomasse – Abschnitt 3.1.1 – kann der Schluss gezogen werden, dass der intensivere Einsatz von Bioenergie nur bedingt positive volkswirtschaftliche Effekte generiert.

Eine intensivierte Verwendung von landwirtschaftlicher Biomasse führt – unter Berücksichtigung der globalen Handelsverflechtungen – zu einer erhöhten Landrivalität in Österreich. Die Produktion der benötigten Biomasse verdrängt dadurch die im Schnitt arbeitsintensivere landwirtschaftliche Nahrungs- und Futtermittelproduktion. Dies hat einerseits negative Beschäftigungseffekte und andererseits erhöhte Importe von Nahrungs- und Futtermitteln zur Folge. In der langen Frist führt dieser Umstand für einige Technologien und Biomassevorprodukte zu negativen Wertschöpfungs- und Arbeitsmarkteffekten. Lediglich der Einsatz von Energie aus forstwirtschaftlicher Biomasse scheint das Potential zu haben, durchgängig positive volkswirtschaftliche Effekte zu generieren, da diese Energiequelle nicht mit der Nahrungs- und Futtermittelproduktion auf landwirtschaftlichen Flächen und somit dem Nahrungsmittelsektor in Konkurrenz steht. Die vermehrte Produktion und Verwendung forstwirtschaftlicher Biomasse generiert daher zusätzliche regionale Wertschöpfung was zu positiven Arbeitsmarkt- und Wohlfandseffekten führt.

Obwohl der vermehrte Einsatz von forstwirtschaftlicher Biomasse positive wirtschaftliche Effekte generieren würde und Heizsysteme, welche auf forstwirtschaftlicher Biomasse basieren relativ zur fossilen Referenztechnologie (Ölheizung) kosteneffizient sind, kam es bisher nicht zu einer Substitution von fossilen Energieträgern im technisch möglichen Ausmaß. Andere Barrieren wie etwa die hohen Anschaffungskosten der Biomasseheizungssysteme, welche eine lange Nutzungsdauer bis zur Amortisierung bedingen, dürften hierbei eine entscheidende Rolle spielen. Aus diesen Gründen ist es nötig politische Anreize beziehungsweise Maßnahmen unter Berücksichtigung (1) der Kosteneffizienz von unterschiedlichen Biomassetechnologien, (2) der Arbeitsintensität in der Biomasseproduktion als auch in der Produktion der Biomassetechnologien sowie (3) der Landintensität in der Biomasseproduktion zu entwickeln, um gleichzeitig die positiven Effekte der Nutzung von Energie aus Biomasse zu garantieren beziehungsweise zu optimieren.

In Abschnitt 3.1.2 werden die Ergebnisse des Einsatzes unterschiedlicher Politikinstrumente zur Förderung des Energieeinsatzes aus Biomasse in Österreich für das Jahr 2030 dargestellt. Hierbei wurden die Politikinstrumente auf ihre Kosteneffizienz hinsichtlich ihres Potentials zur Treibhausgaseinsparung und zur fossilen Energiesubstitution untersucht. Die durchgeführte Analyse berücksichtigt dabei explizit die zuvor genannten Punkte (1) bis (3). Folgende Schlüsse können aus der Politikevaluation gezogen werden.

Für Österreich stellt die Einführung einer Verbrauchssteuer auf CO₂ Emissionen in sämtlichen Sektoren als auch in der privaten Energienachfrage die kosteneffizienteste Politik dar, um Energie aus Biomasse zu fördern. Wenn CCS nicht verfügbar ist, ist sie sowohl hinsichtlich von Treibhausgaseinsparungen als auch fossiler

Energieträgersubstitution die kosteneffizienteste Politik. Wenn CAS 2030 verfügbar ist – was jedoch mit hohen Unsicherheiten belegt ist –, bleibt die Verbrauchssteuer auf CO₂ Emissionen die kosteneffizienteste Politik bei den CO₂ Einsparungen. Im Falle der Energieträgersubstitution fällt sie jedoch hinter die Einspeisungstarife für erneuerbare Energieträger und den Investitionssubventionen für private forstwirtschaftliche Biomasseheizungsanlagen zurück. Weiters wird in sämtlichen Politikszenerarien Energie aus forstwirtschaftlicher Biomasse jener aus landwirtschaftlicher Biomasse vorgezogen. Hierbei ist zu erwähnen, dass die jeweils kosteneffizienteste Politik – bei Verfügbarkeit und Nichtverfügbarkeit von CCS – die bei einer nachhaltigen Waldbewirtschaftung maximal 38 TWh/Jahr verfügbaren forstwirtschaftlichen Energie ausschöpft. Da die nachhaltige Nutzung forstwirtschaftlicher Biomasse auf 38 TWh pro Jahr begrenzt ist und – wie gezeigt – ein intensiver Einsatz landwirtschaftlicher Biomasse zur Energiegewinnung negative volkswirtschaftliche Effekte generieren kann, ist der biogene Energieeinsatz in Österreich beschränkt. Es kann gefolgert werden, dass Energie aus forst- und landwirtschaftlichen Produkten nur eine unterstützende Funktion in einem zukünftigen erneuerbaren österreichischen Energiesystem einnehmen kann, wobei der Fokus auf forstwirtschaftliche Biomasseenergie gelegt werden sollte.

Die einzigen erneuerbaren Technologieoptionen die genügend Potential haben um die zukünftige Energienachfrage – auch global gesehen – zu decken sind Solarenergie und – mit Einschränkungen beziehungsweise als Unterstützung – die Windenergie. Solarenergie kann dabei für die Erzeugung von Wärme (thermale Solarkollektoren) sowie von Strom (Photovoltaik) eingesetzt werden; Wind könnte – neben der Wasserkraft – Produktionsschwankungen von solarer Energie ausgleichen. Biomasse kommt in einem solchen zukünftigen erneuerbaren Energiesystem, in dem Solar- und Windenergie Hauptenergielieferanten sind, eine wichtige Schlüsselrolle zu. Sie kann – neben der weiteren Verwendung forstwirtschaftlicher Biomasse für die Generierung privater Raumwärme – als Transformationstechnologie im Verkehrssektor bis zum Durchbruch der solaren Elektromobilität im Allgemeinen und zur Erfüllung der EU-Ziele für den erneuerbaren Energieanteil bis 2020 im Speziellen dienen.

Aus diesen Überlegungen wurde anhand von erstellten Indikatoren – welche auf sämtliche erneuerbaren Energieformen angewendet werden können – untersucht, ob Energie aus Photovoltaik das Potential hat zukünftig den Hauptteil der Energieendnachfrage zu decken. Aus den – in Abschnitt 2.2.2.1 dargestellten – Ergebnissen der Untersuchung kann gefolgert werden, dass Photovoltaik grundsätzlich die benötigten Energiemengen des 21. Jahrhunderts bereitstellen kann. Es bestehen somit keine limitierenden Faktoren hinsichtlich der dafür benötigten Produktionskapazitäten und Produktionsmaterialien; die zusätzliche Landnachfrage ist vertretbar und Energie aus Photovoltaik wird in naher Zukunft Netzparität aufweisen. Letztendlich müssen jedoch die in der Vergangenheit realisierten hohen Wachstumsraten in der Photovoltaik-Energieproduktion über einen längeren Zeitraum hinweg gehalten werden. Weiters ist zu bedenken, dass für die Entwicklung eines zukünftigen Energiesystems mit einem großen Anteil an PV-Energie dem Problem der Produktionsschwankungen abhängig von Tageszeit, Ort und Wetter Rechnung getragen werden muss. Darüberhinaus sind für Entscheidungsträger die notwendigen Kapitalinvestitionen und benötigten Arbeitskräfte für eine großflächige PV-Energieproduktion von großer Bedeutung. Basierend auf diesen Umständen wurden Artikel entwickelt, deren Ergebnisse letztendlich dazu beitragen können die genannten

Probleme der Produktionsschwankungen zu reduzieren sowie die benötigten Kapitalinvestitionen und den Arbeitskräftebedarf darzustellen.

Die Ergebnisse aus Abschnitt 3.2.3 zeigen, dass bei einer hinreichend großen geographischen Streuung von PV-Kraftwerken und deren Verbindung mit HÜGV Leitungen, die Produktionsschwankungen und somit der Speicherbedarf von Energie vollkommen überwunden werden könnte. Es kann somit gefolgert werden, dass die Auswahl von PV-Kraftwerkstandorten und deren Verbindung essentiell ist, um die Produktionsmengen und Speicherkapazitäten für eine großflächige PV-Energieproduktion zu minimieren. Die Resultate der Analyse bilden daher eine fundierte Grundlage, um zukünftige PV-Kraftwerke hinsichtlich ihrer Positionierung und des Bedarfs an Speicherkapazität detaillierter evaluieren zu können. Weiters kann aus den Ergebnissen gefolgert werden, dass kosteneffiziente PV-Kraftwerke aufgrund von relativen Kostenentwicklungen zukünftig tendenziell eine hohe PV-Elektrizitätsproduktionskapazität aufweisen werden, welche mit einer geringeren ST-Produktionskapazität gekoppelt ist, wobei letztere Technologie mit den benötigten Speicherkapazitäten ausgestattet ist.

Der Einsatz von Windenergie kann ebenfalls verwendet werden, um Produktionsschwankungen in PV-Kraftwerken zu reduzieren. Ein großer Nachteil der Windenergie ist jedoch ebenfalls die hohe Variabilität und damit einhergehende Unsicherheit in der Energieproduktion aufgrund der stochastischen Eigenschaften von Wind. Eine Integration dieser Unsicherheit in die Profitabilitätsberechnung von Windparks ist daher essentiell, um zukünftigen Investoren eine bessere Entscheidungsgrundlage bereitzustellen und dadurch das bisherige Wachstum der Windenergieproduktion weiterhin zu gewährleisten. Auch um letztendlich die Produktionsschwankungen in der solaren Energieproduktion zukünftig besser ausgleichen zu können wurde eine – in Abschnitt 3.2.4 beschriebene – Methode entwickelt, um die auf stochastischen Windgeschwindigkeiten beruhenden Unsicherheiten in die Profitabilitätsrechnung von potentiellen Windparks zu integrieren. Hierfür wird die Measure-Correlate-Predict (MCP) Methode angewandt, um Langzeitwindgeschwindigkeitsschätzungen für ein potentielles Windparkgebiet („Zielgebiet“) – in dem es nur Kurzzeitmessungen betreffend der Windgeschwindigkeit gibt – mithilfe von Langzeitwindgeschwindigkeitsmessungen eines „Referenzgebietes“ zu generieren. Die Bootstrapping Methode wird sodann angewendet, um die Windgeschwindigkeiten über die gesamte Nutzungsdauer einer Windturbine zu schätzen. In den Berechnungen wird die Internal Rate of Return (IRR) als Profitabilitätsindikator verwendet und der Conditional Value at Risk (CVaR) Ansatz herangezogen, um die Wahrscheinlichkeit des Eintreffens einer gewissen IRR zu beschreiben. Somit besteht für potentielle Investoren ein geringeres Risiko bei Windparkinvestitionen, was wiederum das Angebot an Windenergie erhöhen kann und somit zukünftig gegebenenfalls mehr erneuerbare Ressourcen zur Verfügung stehen.

Ein weiterer Artikel wurde entwickelt, um die nötigen Kapitalinvestitionen und benötigten Arbeitskräfte darzustellen, die nötig wären um zumindest einen Großteil der globalen Endenergienachfrage im Jahr 2050 durch PV-Energie decken zu können. Die – in Abschnitt 3.2.2 – dargestellten Ergebnisse sind essentiell für politische wie wirtschaftliche Entscheidungsträger, da durch die angewandte Methode der Lernkurven gezeigt werden konnte, dass die Kapitalinvestitionen sowie der Arbeitskräftebedarf aufgrund der sich zukünftig entwickelnden Größenvorteile in der PV-Produktion sowie des globalen Wettbewerbs bis 2050 durchaus aufgebracht werden können.

Biomasse kann in einem auf solarer Energie basierten zukünftigen Energiesystem eine Schlüsselrolle im Verkehrssektor spielen – insbesondere bis sich die solare Energieform

durchgesetzt hat. Speziell um das 10%ige erneuerbare Energieziel der EU bis 2020 zu erfüllen stellt Biomasse eine sehr gute Option dar. Abschnitt 3.2.1 stellt die Ergebnisse der evaluierten Biotreibstoffpolitiken – um das 10%ige EU-Ziel zu erreichen – dar. Signifikante Verbesserungen hinsichtlich Landnutzungsänderungen, Treibhausgasreduktionen und Substitution von fossilen Treibstoffen lassen sich lediglich durch die Entwicklung eines auf Bioelektromobilität basierenden Verkehrssektors generieren. Bis 2020 wird sich die Elektromobilität jedoch aufgrund der hohen Kosten tendenziell nicht durchsetzen können. Entscheidet man sich deshalb für eine stärkere Forcierung von Biotreibstoffen der 2. Generation muss beachtet werden, dass Investitionen in diese Technologie Langzeiteffekte auf die Verwendung von Biomasseressourcen verursachen. Die Ergebnisse zeigen jedoch, dass die zusätzlichen positiven Effekte der Verwendung von Biotreibstoffen der 2. Generation hinsichtlich Landnutzungseffekten, Treibhausgasreduktionen und Substitution von fossilen Treibstoffen – relativ zu Biotreibstoffen der 1. Generation – eher gering sind. Eine dezidierte Empfehlung, auf welche Biotreibstofftechnologie zukünftig gesetzt werden soll kann aufgrund der Unsicherheiten in den Ergebnissen nicht gegeben werden.

4 Ausblick und Empfehlungen

Basierend auf der Fachliteratur und den vorliegenden Ergebnissen kann gefolgert werden, dass Energie aus Biomasse in Österreich – insbesondere wenn sie national produziert werden sollte – Grenzen gesetzt sind. Volkswirtschaftlich gesehen ist es nicht zielführend einen wesentlichen Anteil des österreichischen Endenergiebedarfs insbesondere durch Energie aus landwirtschaftlicher Biomasse zu decken. Vielmehr wird biogene Energie eine unterstützende Rolle in einem zukünftigen erneuerbaren Energiesystem, welches global gesehen – neben Wasserkraft – hauptsächlich aus solarer Energieproduktion und Windkraft bestehen kann, spielen. Biogene Energie wird – neben der privaten Raumwärmeproduktion – insbesondere im Verkehrssektor bis zum Durchbruch der solaren Elektromobilität benötigt werden.

Da wie gezeigt lediglich die solare Energieproduktion – global gesehen – das nötige Kapazitätspotential hat, um die Endenergienachfrage des 21. Jahrhunderts zu decken, und es möglich ist die Probleme der Produktionsschwankungen und die damit einhergehende Speicherproblematik auf globaler Ebene zu lösen, ist eine genauere Betrachtung dieses Technologieeinsatzes auf Österreichebene zu empfehlen.

Literaturverzeichnis

Bussolo, M. und Pinelli, D. (2001), Green Taxes: Environment, Employment and Growth – A Computable General Equilibrium Analysis for Italy. Fondazione Ene Enrico Mattei, Milano, available at <http://www.feem.it/web/activ/activ.html> (Stand 09/2007) September 2007.

E-Control (2009), Time series of power production (Jahresreihen: Gesamte Elektrizitätsversorgung Aufbringung), E-Control.

Gass, V., Strauss, F., Schmidt, J., Schmid, E. (2011), Assessing the effect of wind power uncertainty on profitability. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15 (2011), 2677-2683.

Grossman, W.D., Grossmann I., Steininger K.W. (2010), Indicators to determine winning renewable energy technologies with an application to photovoltaics. *Environmental Science and Technology* 44 (2010), 4849-4855.

Grossman, W.D., Grossmann I., Steininger K.W. (2011a), Solar electricity generation across large geographic areas, part I: A method to optimize site selection, load distribution and storage, submitted to *Renewable and Sustainable Energy Reviews*

Grossman, W.D., Schmid, C., Steininger, K.W., Grossmann, I. (2011b), Investment and Employment from Large-Scale Solar Energy, submitted to *Empirica*

Ignaciuk, A. and Dellink, R.B., (2006), Biomass and multi-product crops for agricultural and energy production - an AGE analysis. *Energy Economics* **28** (3), 308 - 325.

Kumbaroglu, G.S. (2003), Environmental taxation and economic effects: a computable general equilibrium analysis for Turkey. *Journal of Policy Modelling*, **25**, 795-810.

Schmid, E., Sinabell, F. (2007), On the Choice of Farm Management Practices after the Common Agricultural Policy Reform 2003. *Journal of Environmental Management* **82**, 332-340.

Schmidt, J., Gass, V., Schmid, E. (2011a), Land use changes, greenhouse gas emissions and fossil fuel substitution of biofuels compared to bioelectricity production for electric cars in Austria, *Biomass and Bioenergy* 35 (9), 4060-4074

Schmidt, J., Leduc, S., Dotzauer, E., Schmid, E. (2011b), Cost-effective policy instruments for greenhouse gas emission reduction and fossil fuel substitution through bioenergy production in Austria, *Energy Policy* 39 (2011), 3261-3280.

Schönhart, M., Schmid, E., Schneider, U.A. (2011), CropRota - A crop rotation model to support integrated land use assessments. *European Journal of Agronomy* **34**, 263-277.

Statistik Austria (2009), Energy Balances 1970–2008 (Energiebilanzen 1970–2008). Statistik Austria.

Steininger, K. and Breuss, F., (1998), Biomass Energy Use to Reduce Climate Change: A General Equilibrium Analysis for Austria. *Journal of Policy Modeling* **20** (1998), 513-535.

Trink, T., Schmid, C., Schinko, T., Steininger, K.W., Loibnegger, T., Kettner, C., Pack, A., Töglhofer, C. (2010), Regional economic impacts of biomass based energy service use: A

comparison across crops and technologies for East Styria, Austria, Energy Policy 38 (2010), 5912-5926.

Umweltbundesamt Austria (2010), Austria's National Inventory Report 2010. Umweltbundesamt Austria.

Williams, J.R. (1995), The EPIC Model. p. 909-1000. In Singh, V.P. (ed.), Computer Models of Watershed Hydrology. Water Resources Publications, Colorado, p. 909-1000.

Wissema, W. and Dellink, R., (2007), AGE analysis of the impact of a carbon energy tax on Irish economy. *Ecological Economics*, **61** (4), 671 – 683.

Anhang

Übersicht der eingereichten und publizierten Artikel

Gass, V., Strauss, F., Schmidt, J., Schmid, E. (2011), Assessing the effect of wind power uncertainty on profitability. Renewable and Sustainable Energy Reviews 15 (2011), 2677-2683.

Grossman, W.D., Grossmann I., Steininger K.W. (2010), Indicators to determine winning renewable energy technologies with an application to photovoltaics. Environmental Science and Technology 44 (2010), 4849-4855.

Grossman, W.D., Grossmann I., Steininger K.W. (2011a), Solar electricity generation across large geographic areas, part I: A method to optimize site selection, load distribution and storage, submitted to Renewable and Sustainable Energy Reviews

Grossman, W.D., Schmid, C., Steininger, K.W., Grossmann, I. (2011b), Investment and Employment from Large-Scale Solar Energy, submitted to Empirica

Schmidt, J., Gass, V., Schmid, E. (2011a), Land use changes, greenhouse gas emissions and fossil fuel substitution of biofuels compared to bioelectricity production for electric cars in Austria, Biomass and Bioenergy 35 (9), 4060-4074

Schmidt, J., Leduc, S., Dotzauer, E., Schmid, E. (2011b), Cost-effective policy instruments for greenhouse gas emission reduction and fossil fuel substitution through bioenergy production in Austria, Energy Policy 39 (2011), 3261-3280

Trink, T., Schmid, C., Schinko, T., Steininger, K.W., Loibnegger, T., Kettner, C., Pack, A., Töglhofer, C. (2010), Regional economic impacts of biomass based energy service use: A comparison across crops and technologies for East Styria, Austria, Energy Policy 38 (2010), 5912-5926.

IMPRESSUM

Verfasser

Universität Graz - Wegener Zentrum für
Klima und Globalen Wandel

Karl Steininger
Leechgasse 25, 8010 Graz
E-Mail: karl.steininger@uni-graz.at
Web: wegcenter.uni-graz.at

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber

Klima- und Energiefonds
Gumpendorfer Straße 5/22
1060 Wien
E-Mail: office@klimafonds.gv.at
Web: www.klimafonds.gv.at

Disclaimer

Die Autoren tragen die alleinige
Verantwortung für den Inhalt dieses
Berichts. Er spiegelt nicht notwendigerweise
die Meinung des Klima- und Energiefonds
wider.

Weder der Klima- und Energiefonds noch
die Forschungsförderungsgesellschaft
(FFG) sind für die Weiternutzung der hier
enthaltenen Informationen verantwortlich.

Gestaltung des Deckblattes

ZS communication + art GmbH