

Energie. Versorgung. Sicherheit



www.biomasseverband.at

klimaaktiv




ÖSTERREICHISCHER
BIOMASSE-VERBAND
AUSTRIAN BIOMASS ASSOCIATION

MIT UNTERSTÜTZUNG DES



MINISTERIUM
FÜR EIN
LEBENSWERTES
ÖSTERREICH

Vorwort

Österreich braucht eine sichere saubere Energieversorgung

Der teure Import von fossilen Energieträgern hat keine Zukunft – weder aus wirtschaftlicher noch aus ökologischer Sicht. Die Nutzung von Kernenergie stellt keine Alternative dar.

Für eine erfolgreiche Energiewende müssen wir unseren Energieverbrauch reduzieren und auf fossile Brennstoffe gänzlich verzichten. Das bedeutet, dass sowohl unser Energie- als auch unser Wirtschaftssystem grundlegend und rasch geändert werden müssen. Langfristig soll Energie nur mehr aus erneuerbaren Quellen gewonnen werden. Dafür müssen alle betroffenen Akteurinnen und Akteure über die Sektoren Wärme und Kälte, Strom und Verkehr hinweg konsequent zusammenarbeiten.

Ziel ist, dass Gemeinden, Betriebe und Haushalte verstärkt Sonnenenergie, Brennholz, Pellets und Hackschnitzel, aber auch Erd- und Abwärme nutzen. Mein Ressort setzt im Rahmen seiner Klimaschutzinitiative klimaaktiv auf Qualitätsstandards, Beratung und Informationsangebote beim Heizen und Bauen. Dabei handelt es sich beispielsweise um Orientierungshilfen zur Wahl des richtigen Heizsystems auf Basis erneuerbarer Energieträger. Die Förderprogramme Umweltförderung Inland und Klima- und Energiefonds unterstützen die Installation von Biomasse-Einzelanlagen und Solaranlagen, die Errichtung von Fernwärmeanschlüssen und die Verdichtung von Wärmeverteilnetzen.

Die Energiewende ist ein Gemeinschaftsprojekt. Dafür müssen wir alle an einem Strang ziehen. Nachhaltige Energieaufbringung garantiert eine hohe Versorgungssicherheit, reduziert die Abhängigkeit von fossilen Importen und verbessert Österreichs CO₂-Bilanz. Zudem bleibt die Wertschöpfung in der Region.

Auf dem Weg in eine fossilfreie Energiezukunft ist der Österreichische Biomasse-Verband ein wichtiger Partner für mein Ministerium. Ich bin überzeugt, dass wir auch in Zukunft erfolgreich zusammenarbeiten werden.

Ihr Andrä Rupprechter

*Bundesminister für Land- und Forstwirtschaft,
Umwelt und Wasserwirtschaft*





Höchste Zeit zur Abkehr vom fossilen Energiesystem

Ressourcenkriege, Umweltschäden und Extremwetterereignisse sowie damit verbundene humanitäre Katastrophen gehören immer mehr zum Alltagsgeschehen. Dies ist eine Folge des fossilen Energiesystems und des von ihm angetriebenen Klimawandels. Umso bedenklicher ist, dass wir in Österreich – trotz Alternativen – im Jahr etwa 10 Milliarden Euro für den Import von Fossilenergien ausgeben. Die Energieversorgung Österreichs basiert zu 70 Prozent auf fossilen Energieträgern. Während wir Grenzzäune gegen Flüchtlinge errichten, pumpen wir weiter enorme Geldmengen in die fossile Energieversorgung, was die Ursachen der Flüchtlingsbewegungen weiter verstärkt.

Die Expertenbeiträge der Broschüre „Energie.Versorgung.Sicherheit“ dokumentieren die Auswirkungen des ungebremsten Verbrauchs von Erdöl, Kohle oder Kernenergie, zeigen aber auch Alternativen auf: den effizienten Einsatz unserer heimischen Ressourcen Biomasse, Wasser, Wind und Sonne zur Versorgung von Bevölkerung und Wirtschaft mit Energie, Rohstoffen und Lebensmitteln. Im Gegensatz zur fossilen Energiewirtschaft lassen sich die Nebeneffekte der Nutzung erneuerbarer Energien vorzeigen: Versorgungssicherheit, Unabhängigkeit, regionale Wertschöpfung, Arbeitsplätze und Klimaschutz. Nicht zu unterschätzen ist die Bedeutung der Erneuerbaren für den Zivilschutz und die Bekämpfung von Energiearmut.

Bioenergie bildet das Rückgrat der Energiewende, weil die gespeicherte Sonnenenergie vielseitig für Wärme, Strom und Treibstoffe einsetzbar ist. Gerade im Winter, wenn die anderen erneuerbaren Energien an ihre Grenzen stoßen, stellen Biogasanlagen und Holzheizkraftwerke zuverlässig Grundlaststrom bereit und helfen, unseren steigenden Strombedarf zu decken. Neben Elektroantrieben können gerade Biotreibstoffe fossile Kraftstoffe ersetzen und noch dazu wertvolle Koppelprodukte für die heimische Landwirtschaft liefern.

A handwritten signature in green ink, appearing to read 'J. Plank'.

Ihr Josef Plank

*Präsident des
Österreichischen Biomasse-Verbandes*

Inhalt

Im Namen des Erdöls – Ressourcenkriege um fossile Energieträger Karin Kneissl	6
Woher kommen Öl, Gas und Kohle in Zukunft? Werner Zittel	14
Unfälle und lokale bis globale Auswirkungen bei fossiler und nuklearer Energieerzeugung Wolfgang Kromp	20
Nachwachsende Rohstoffe als sichere Ressourcen der Zukunft Kasimir P. Nemestothy	24
Eiweiß und Treibstoff vom Acker – Pflanzenöl Josef Breinesberger	32
Kreislaufwirtschaft in der Praxis – Bioenergie Mureck Karl Totter	38
Die Bioraffinerie Österreichs Josef Eisenschenk	48
Die Rolle von Biokraftstoffen für Versorgungssicherheit mit Energie, Nahrung und Futter Jürgen Zeddies	52
Holzgas – Wärme, Strom, Gas und Treibstoffe aus Biomasse Stefan Müller	57
2nd Generation Biofuels – auf dem Weg zum Durchbruch? Dina Bacovsky	60
Die Tücken der Elektrifizierung des Wärmemarktes Georg Benke	67
100 % erneuerbarer Strom in Österreich – so geht's Gustav Resch	74
Bedeutung des Klimaabkommens von Paris für die Stromwirtschaft in Österreich Heinz Kopetz	87
Die Bekämpfung von Energiearmut – ein Argument für die erneuerbaren Energien Herbert Greisberger	98
Grundversorgung mit Energie aus Sicht des Zivilschutzes Thomas Hauser	104

Karin Kneissl

Im Namen des Erdöls – Ressourcenkriege um fossile Energieträger



Der Begriff „strategische Rohstoffe“ ist rasch bei der Hand, wenn es um Erdöl und Erdgas geht. Der frühere saudische Erdölminister Ahmed Zaki Yamani begründete das Attribut strategisch folgendermaßen: „Kurzfristig bestimmt die Politik den Erdölpreis, doch langfristig greifen stets Angebot und Nachfrage.“ Allen geopolitischen Unwägbarkeiten zum Trotz verzeichnete der Erdölpreis seit Herbst 2014 einen massiven Abwärtstrend, da infolge der unkonventionellen Produktion – also Schieferöl, Ölsande etc. – ein Überangebot besteht und die Nachfrage sinkt. Zwischen 2004 und 2014 drehte sich hingegen die Preisspirale nach oben, zumal neben der unerwartet hohen asiatischen Nachfrage das ständig

beschworene Szenario eines Krieges gegen den Iran eine Risikoprämie von wohl 30 US-Dollar pro Fass verursachte.

Der Erdgaspreis folgt jenem des Erdöls mit Zeitverzögerung. Die Expansion im Verflüssigungsverfahren LNG (Liquified Natural Gas) als technische Voraussetzung und die Liberalisierung der Gasmärkte führen zu einer allmählichen Verselbstständigung des Erdgasmarktes. Vorerst befinden sich aber beide Branchen in einer Phase eines relativ niedrigen Preisniveaus, was wiederum zu Verzögerungen in der Erschließung neuer Felder führt. Zwar kontrolliert das Kalifat des Islamischen Staates auch sechs Monate nach Beginn der groß angelegten Offensive der irakischen Armee mit US-Unterstützung

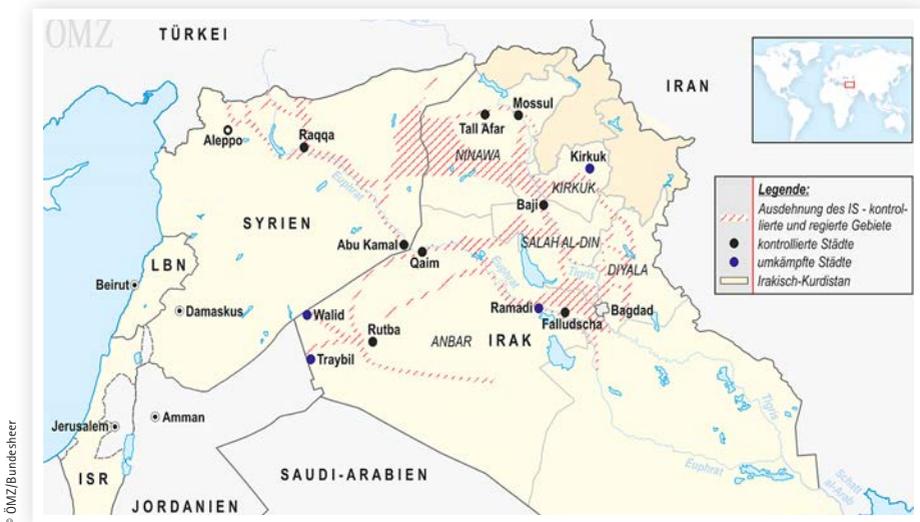


Abb. 1: Einflussgebiete des Islamischen Staates (IS) im Sommer 2014 – der Aufstieg des IS hat seine Ursachen in der Irakinvasion der USA und ihrer Verbündeten von 2003.



Entwicklung des Erdölpreises im Lauf der Geschichte

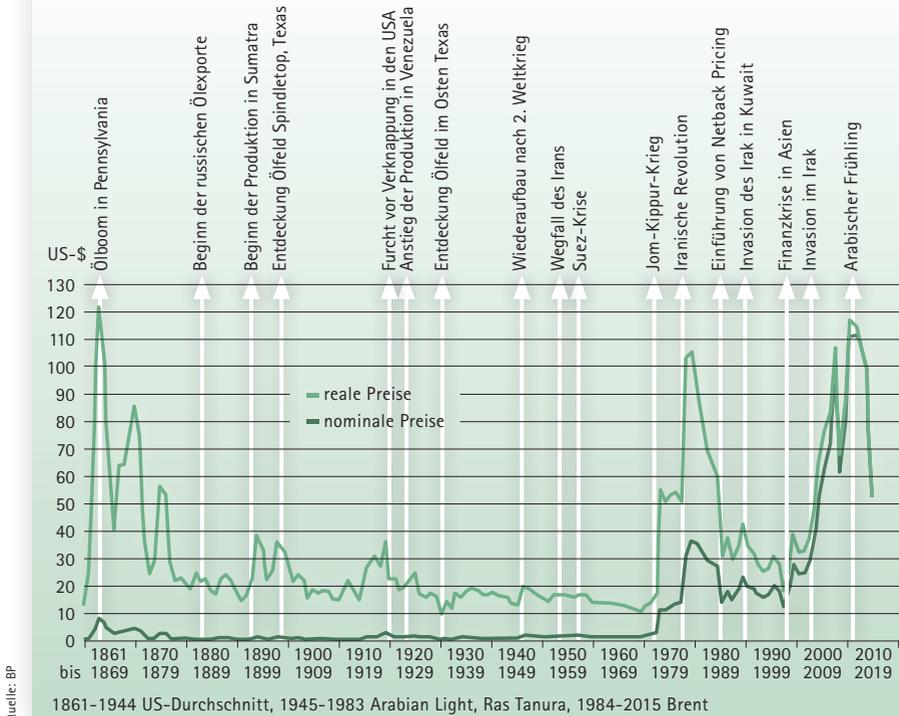


Abb. 2: Politische und wirtschaftliche Ereignisse und ihre Auswirkung auf den Ölpreis

weite Teile des an Erdölfeldern und Raffinerien reichen Nordiraks, doch trotz aller Kämpfe um die Kontrolle der irakischen Erdölfelder verharrt der Weltmarktpreis im relativ niedrigen Bereich. Der damit bedingte Ausfall von Ölexporten ist für die irakische Regierung beinahe ein größeres Problem als der tägliche IS-Terror, denn für die Behörden wird es immer schwieriger, staatliche Gehälter und auch jene Erdölfirmen zu zahlen, die in den letzten Jahren viel in die Öl- und Gasexploration investiert hatten.

Wir erleben gegenwärtig neuerlich das Paradoxon, dass trotz täglicher (Kriegs-) Gewalt (Libyen, Irak, Venezuela, Südsudan), schwelender Konflikte (Nigeria, Russland-Ukraine) und so manchem noch bevorstehenden Risiko (Palastrevolte in Saudi-Ara-

bien, Angola) der Weltmarktpreis für Erdöl nicht steigt. Es besteht eine gewisse Analogie zu den 1980er-Jahren, als der Erdölpreis trotz des Zermürbungskrieges zwischen dem Irak und Iran von 1980 bis 1988 zurückging. Brennende Tanker und die oftmalige Sperre der strategisch bedeutsamen Meeresstraße von Hormuz waren damals an der Tagesordnung. Doch zugleich wurden die Erdöl- und Erdgasfelder in der Nordsee erschlossen und die Effizienz im Treibstoffverbrauch dank asiatischer Autoproduzenten verbessert. Also auch damals führten eine Erweiterung des Angebots und eine Reduzierung der Nachfrage trotz des jahrelangen Krieges zwischen zwei Gründungsmitgliedern der OPEC (Organisation Erdöl exportierender Länder) zu einem Preisverfall.



Kriege treiben Erdölpreis meist nach oben

Im Fall von groß angelegten Militäroperationen zieht der Erdölpreis grundsätzlich an, da die Mobilität Treibstoff benötigt. Zu dieser Einsicht gelangten Politiker bereits inmitten des Ersten Weltkriegs. Zwar zog man noch zu Pferde in diesen „Großen Krieg“, wie ihn die Zeitgenossen ahnungslos nannten. Doch im Laufe des ersten Kriegsjahres wurde bereits klar, dass ein neues Zeitalter eingeläutet war. Die ersten gepanzerten Fahrzeuge waren im Einsatz. Luftschlachten tobten über europäischen Städten, auch wenn die Brüder Wright ihren ersten Flugapparat 1902 bloß 75 Meter in der Luft gehalten hatten.

Der Krieg erwies sich wieder einmal als Innovationsmaschine. Nach dem Krieg war Siegern wie auch Verlierern gleichermaßen klar, dass die physische Kontrolle von Erdölfeldern das wesentliche zukünftige strategische Streben bestimmen sollte. Die folgenden Kriege, wie die deutschen Feldzüge gegen die Sowjetunion und in Nordafrika, Kriege im Nahen Osten, der von den USA inszenierte Putsch gegen die demokra-

tisch gewählte iranische Regierung unter Premier Mossadegh 1953 und viele andere Operationen hatten oftmals eine energiepolitische Agenda.

Dies sollte auch im März 2011 für die französisch-britische Militärintervention in Libyen gelten. Denn die von der staatlichen libyschen Erdölfirma vergebenen Konzessionen trugen Züge von Knebelverträgen und ermöglichten den Investoren bloß einen ersten Fuß in der Tür. Die Bedingungen zu ändern, daran hatte auch der französische Erdölkonzern Total ein Interesse. Im Sommer des Jahres 2011 bewegten sich die Erdölnotierungen massiv nach oben, zumal die arabischen Revolten zu Produktionsausfällen führten. Aber wie so oft spielte die Panik eine noch größere Rolle, denn die Sorge war groß, dass der Funken der Revolten auch auf die Gesellschaften in den erdölreichen Golfstaaten überspringen könnte.

Mit der alten Tradition der Scheckbuchdiplomatie und massiver Zuwendungen an die Untertanen konnten die Autokraten jener Staaten mögliche Umstürze vorerst verhindern.

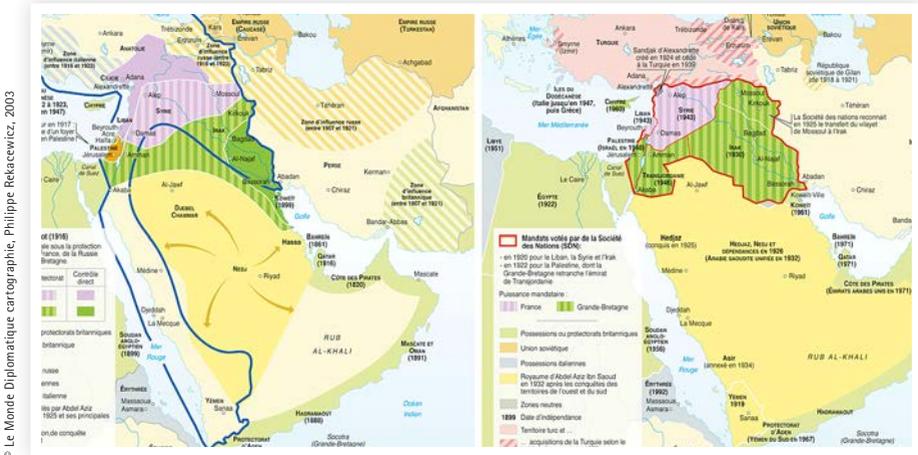


Abb. 3: Ölinteressen dominierten die Gründung des modernen Irak: Bevor die Grenzen zwischen dem Irak und seinen Nachbarn 1923 festgelegt wurden, hatte man die Pipelines verlegt.



Erdölfluch über dem Irak

Das Primat der Energieinteressen zieht sich wie ein roter Faden durch die jüngere Geschichte des Iraks, der ältesten Zivilisation, denn in Mesopotamien wurden die Landwirtschaft ebenso wie das Rechtswesen oder der Monotheismus erfunden. Dieses Land verfügt über einen so großen natürlichen Reichtum, wie fruchtbare Böden und archäologische Stätten, dass es nicht in diese Rohstoffabhängigkeit hätte gelangen müssen. Doch dieses als „Dutch Disease“ bezeichnete Phänomen des schnell erworbenen Reichtums aus Rohstoffexport würde auch etablierte Industriestaaten, wie eben die Niederlande in den späten 1970er-Jahren oder 30 Jahre später Russland, erfassen.

Die Kriege der letzten 25 Jahre, die der Westen immer wieder in den Irak hineintrug, wurden stets im Namen des Erdöls geführt. Und die Ölinteressen standen auch am Anfang des modernen Irak. Zunächst wurden die Pipeline-Trassen verlegt, dann erst die Grenzen zwischen dem Irak und seinen Nachbarn in der „Anglo-French Convention 1923“ festgelegt (Abb. 3). Denn das Ölabkommen der Konferenz von San Remo

im April 1920, an welchem vorrangig die Vertreter von Ölkonzernen und nicht Staatenvertreter die Details zur Aufteilung des Iraks aushandelten, steht am Beginn der territorialen Neuordnung.

Als die USA und ihre Verbündeten die Irakinvasion vom 19. März 2003 vorbereiteten, ging es ebenso um den alten Wunsch, physischen Zugang zu den zweitwichtigsten Erdölreserven der Welt zu erlangen. Die Menschen, die von London bis New York gegen jenen Krieg protestierten, skandierten völlig zu Recht „No blood for oil“. Wie sehr Rohstoffinteressen und nicht etwa andere Kriegsziele, wie die vermeintliche Vernichtung von Waffenprogrammen, vorrangig waren, lässt sich in den Memoiren von Alan Greenspan, dem ehemaligen US-Notenbank-Chef, nachlesen. Demnach ging es bei jenem Kriegsgang ganz offensichtlich um das irakische Erdöl. Und der Krieg von 2003 holt die restliche Welt mit dem Aufstieg des Islamischen Staats bzw. Daech, wie das arabische Akronym lautet, seit Sommer 2014 heftig ein.

Der Irak verfügt über die weltweit zweitgrößten konventionellen Erdölreserven; sie



© iStock

Der enorme Erdölreichtum Iraks ist der Grund dafür, dass westliche Mächte in den vergangenen Jahrzehnten immer wieder Kriege im Land zwischen Euphrat und Tigris führten.



werden auf etwa 143 Milliarden Fass geschätzt (Abb. 4). Es ist der Rohstoffreichtum, der den Irak immer mehr zum Objekt der Begierden werden ließ. Die Anschläge vom 11. September 2001, bei dem 15 von 19 Attentätern saudische Nationalität hatten, bewogen die USA wohl auch dazu, sich mehr für das irakische Erdöl zu interessieren, da man ein Wegbrechen Saudi-Arabiens befürchtete.

Der wesentliche Mastermind der Invasion von 2003 war der damalige stellvertretende US-Verteidigungsminister Paul Wolfowitz. Sein Kalkül, das er zuvor in Seminaren an der Johns-Hopkins-Universität in Washington durchgespielt hatte, war, dass der Irak seinen Wiederaufbau gleichsam selbst aus Erdöleinnahmen finanzieren würde. Wie dies möglich sein sollte – angesichts der verlorenen Jahrzehnte aufgrund kriegerischer Zerstörung und fehlender Investitionen –, ließen Wolfowitz und seine Berater offen. Doch sie gewannen wesentliche Kriegsverbündete in Spanien, Italien, Großbritannien und anderen Staaten, da sie mit lukrativen Explorationsverträgen lockten und Repsol, Eni und BP wie viele andere kriegsbegeistert mitmarschierten. Wolfowitz schwebte sogar vor, die seit 1948 stillgelegte Pipeline von Mossul nach Haifa

wieder zu aktivieren. Daraus wurde letztlich nichts, aber die theoretischen Kriegspläne wesentlicher Vordenker in US-Universitäten hatten allesamt ambitionöse Ziele, was die Privatisierung der staatlichen Erdölindustrie betraf. Interessanterweise steht der staatliche irakische Erdölkonzern immer noch, obwohl im Irak vieles zu Bruch ging.

Der niedrige Erdölpreis und die Gefahr von Unruhen

Infolge der niedrigen Einnahmen aus dem Erdölgeschäft und der relativ hohen Staatsausgaben, ob nun für Brot und Spiele des Wohlfahrtsstaates oder für Sicherheit, befindet sich vor allem Saudi-Arabien in einem wachsenden Dilemma. Der Ruf nach Diversifizierung wurde in den letzten Jahrzehnten immer wieder laut, wenn der Preis niedrig war. Doch diese Anläufe für eine Verbreiterung der Wirtschaft verliefen stets dann im Sand, wenn der Preis wieder stieg. Die Verlockung von „quick & easy money“, die der zuvor beschriebenen Dutch Disease zugrunde liegt, ist einfach zu groß. Gegenwärtig scheint aber der neue starke Mann, Kronprinz Mohammed bin Salman, der neben der Nummer Eins in der Thronfolge und dem Amt des eher glücklosen

Quelle: OPEC Annual Statistical Bulletin 2016

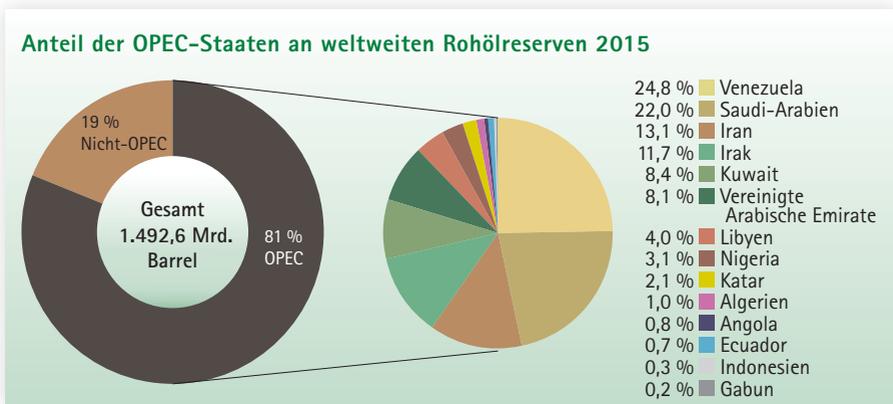


Abb. 4: Weltweite Rohölreserven (einschließlich unkonventioneller Förderung): Angesichts des gesunkenen Ölpreises stehen die wichtigsten OPEC-Erdölproduzenten vor der Frage, ob sie ihre Förderprojekte halten oder stoppen sollen.



Verteidigungsministers auch Vorsitzender wesentlicher wirtschaftlicher Gremien ist, an einer neuen Ausrichtung des Königreiches zu arbeiten. Die Grundlage für die „Vision 2030“, die eben diese neuerliche Diversifizierung ermöglichen soll, verfasste das Beratungsunternehmen McKinsey. Eine aufmerksame Durchsicht der Studie eröffnet kaum fundamentale Veränderungen. Die Idee, Steuern zu erheben, ist insofern fraglich, als die saudischen Untertanen in politische Entscheidungsprozesse so gut wie nicht eingebunden sind. Es gilt der alte angelsächsische Spruch „no taxation without representation“. Im Falle einer Besteuerung müssen Bürger Mitsprache erhalten.

Angesichts hoher Jugendarbeitslosigkeit und der Popularität der IS-Ideologie unter jungen Saudis ist die Gefahr interner Unruhen aufrecht. Diese Gefahren für die saudische Stabilität kommen nicht von außen, wie so oft mit dem Fingerzeig in Richtung Teheran behauptet. Saudi-Arabien ist vielmehr von innen bedroht. Ein anhaltend niedriger Erdölpreis könnte langfristig weitere geopolitische Umbrüche lostreten.

Das niedrige Preisniveau auf dem Erdölmarkt hat jedenfalls schon zu großen Entlassungswellen in der Branche geführt,

was wiederum zur Folge hat, dass vor allem aus Südasien, z. B. Pakistan und Sri Lanka, stammende Migranten, ihre Arbeit in dem Sektor verloren haben. Sie können keine Gehälter mehr nach Hause überweisen, was wiederum die Armut in ihren Herkunftsländern verschärft. Es ist längst nachgewiesen, dass diese Auslandsüberweisungen die gesamte Entwicklungszusammenarbeit an Effizienz übertreffen. Staaten wie Angola, Nigeria und auch Brasilien sind neben all der Misswirtschaft vom niedrigen Erdölpreis massiv betroffen, was gegenwärtig auch die Migrationsbereitschaft erhöht.

Rolle der Erdölindustrie

Wie in den meisten Fragen unserer Zeit spielt auch für die globale Erdölwirtschaft China die entscheidende Rolle. War die aufstrebende Volksrepublik bis circa 1994 noch in der Lage, mit der nationalen Erdölproduktion von rund 3,5 Millionen Fass pro Tag den nationalen Bedarf zu decken, so waren es die chinesischen Importe, die ab 2004 den Weltmarktpreis in mehreren Sprüngen nach oben trieben. Sämtliche OPEC-Statistiken illustrieren seit 2006 die Tatsache, dass Erdölexporte aus den OPEC-Staaten nach Osten drehen und nicht mehr

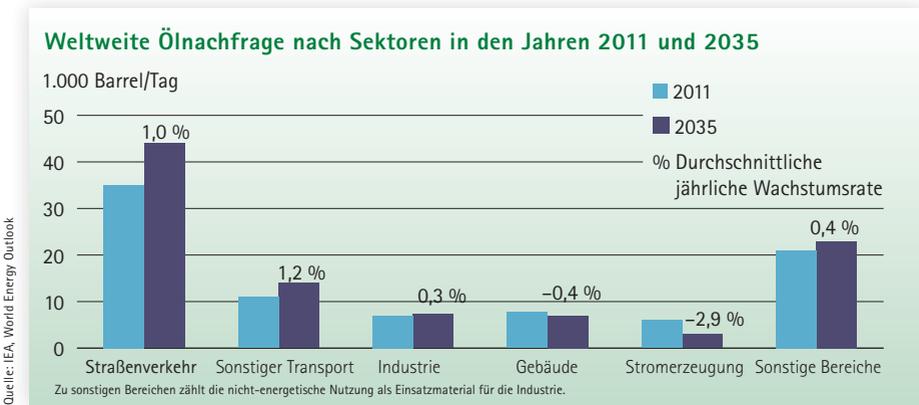


Abb. 5: Der Transportsektor dominiert den Erdölverbrauch, bis 2035 werden vermutlich 60 % des Verbrauchs auf den Transport entfallen – die Stromerzeugung aus Öl wird künftig nur noch eine geringe Rolle spielen.



in Richtung des traditionellen Absatzmarktes OECD (Abb. 6). Die Rolle der Importe in den OECD-Staaten hat sukzessive abgenommen. Die Gründe hierfür sind vielfältig: Energieeffizienz, stärkere Diversifizierung zugunsten von Erdölimporten aus Nicht-OPEC-Staaten, nicht zuletzt aufgrund der Preiskrisen der 1970er-Jahre. War Libyen noch bis 2011 ein wichtiger Energiepartner und bildete die libysche Exploration rund 25 % des Portfolios der OMV, so hat die Zerstörung des Landes infolge der „humanitären Intervention“ Frankreichs am 19. März 2011 die Erdölexporte über die letzten sechs Jahre systematisch einbrechen lassen. Die Importe, die Österreich aus OPEC-Staaten, wie Saudi-Arabien und Libyen, bezieht, sind minimal im Vergleich zu den Volumina, die nach Asien fließen.

Pipelines und Airlines drehen auf Ost-Südost. Die energiewirtschaftlichen Schwerpunkte und die damit einhergehende geopolitische Neuausrichtung werden in Pe-

king, Neu-Delhi und anderen asiatischen Hauptstädten beschlossen. Der Besuch von US-Präsident Donald Trump in Saudi Arabien im Mai 2017 und die damit verbundenen Handelsabschlüsse, vor allem auch im Rüstungsbereich, reihen sich in eine lange Tradition. So wurden unter der Obama-Regierung Waffen im Wert von rund 60 Milliarden US-Dollar an Saudi-Arabien verkauft. Angesichts der geopolitischen Neuausrichtung der USA wird es sich aber vielleicht um den letzten großen Vertrag dieser Art gehandelt haben.

Es ist nicht ganz auszuschließen, dass mit der chinesischen „One Belt, One Road“-Initiative auch die politische Einflussnahme Pekings auf der Arabischen Halbinsel zunehmen wird. Westliche Staatskanzleien werden das Nachsehen haben. ■

Dr. Karin Kneissl
Unabhängige Analytistin und Autorin
karin@kkneissl.com

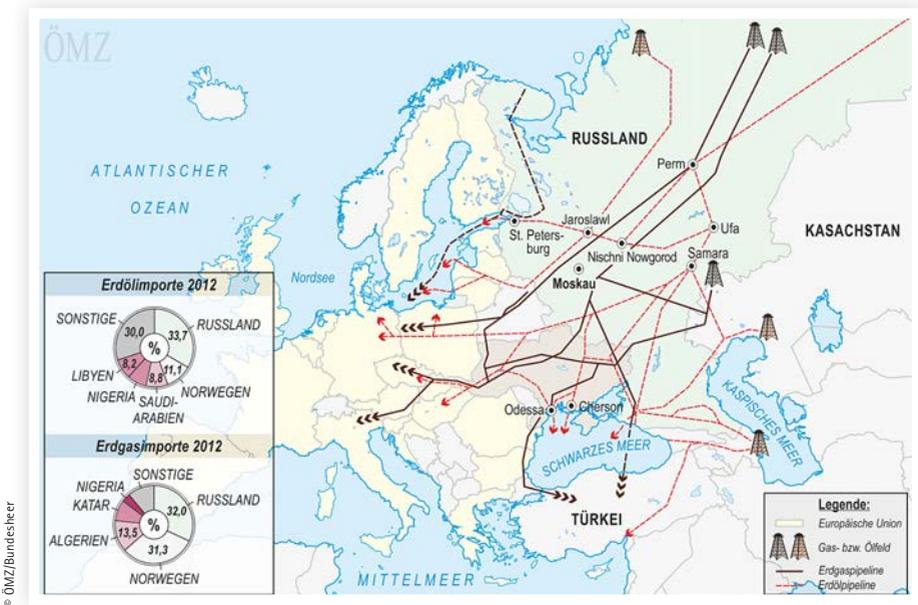


Abb. 6: Erdöl- und Erdgasversorgung der EU – die Importe aus OPEC-Staaten sind rückgängig.





**Wer
Ökostrom
abdreht,**



**dreht
Atomstrom
auf!**

Werner Zittel

Woher kommen Öl, Gas und Kohle in Zukunft?



Österreich war 2015 hinsichtlich seiner Energieversorgung zu zwei Drittel von fossilen Energieträgern abhängig, wobei Öl mit gut 36 % dominiert, Erdgas einen Anteil von 21 % hat und 9 % auf Kohle entfallen. Knapp 30 % der benötigten Energie wurden regenerativ erzeugt; etwas mehr als 2 % trägt die Abfallverwertung bei und etwas weniger als 2 % werden in der Nettobilanz an Strom importiert.

Die Abhängigkeit Österreichs von fossilen Energieträgern

Absolut betrug der Bruttoinlandsverbrauch in Österreich 2015 rund 1.410 Petajoule (PJ). Doch wofür wurde die Energie verwendet?

Kohle

Kohle wurde zu 93 % in der Industrie, vor allem in Industrieöfen (69 %) und zur Dampf-

erzeugung (20 %) verwendet; die restliche Kohle wurde für Heizzwecke (Raumheizung, Klimaanlage, Warmwasserbereitung) eingesetzt.

Zum Teil wird aus Kohle auch Strom erzeugt, der etwa 7 % zum gesamten Stromaufkommen Österreichs beiträgt. Es ist ferner bemerkenswert, dass noch 6 % der Kohle in Österreich von privaten Haushalten genutzt werden.

Erdöl

Erdöl wird in Österreich zu 13 % als chemischer Rohstoff genutzt. Vom Endenergieverbrauch gehen 80 % in den Verkehrssektor. Umgekehrt ist der Verkehr wiederum zu fast 90 % von Erdölprodukten abhängig. Weitere 10 % des Endenergieverbrauchs an Erdöl werden zu Heizzwecken direkt in privaten Haushalten genutzt.

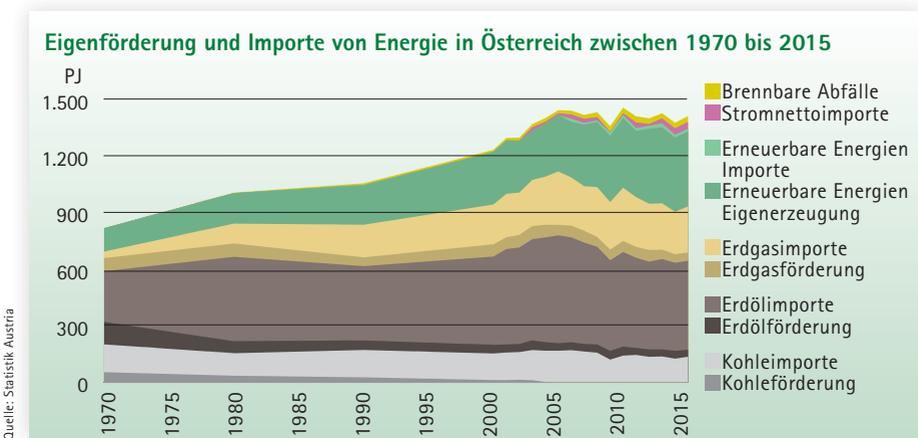


Abb. 1: Entwicklung der Anteile der einzelnen Energieträger am Bruttoinlandsverbrauch Energie Österreichs von 1970 bis 2015 – heimische Förderung/Produktion und Nettoimporte sind jeweils getrennt ausgewiesen.



Erdgas

Erdgas wird zu circa 5 % als chemischer Rohstoff genutzt. Vom Endenergieverbrauch werden 58 % in der Industrie (vor allem für Dampferzeugung und Industrieöfen), 25 % in privaten Haushalten und 11 % im Dienstleistungsbereich verbraucht, etwa 6 % werden als Kraftstoff für Fahrzeuge genutzt.

Noch 12 % mehr fossile Energieträger als im Jahr 1990

Abb. 1 zeigt die zeitliche Entwicklung der Anteile der einzelnen Energieträger von 1970 bis 2015. Gegenüber 1970 konnte bei einer Steigerung des Energieverbrauchs um 80 % der Anteil fossiler Energieträger von 87 auf 66 % reduziert werden. Im Jahr 2005 erreichte der fossile Energieverbrauch mit 1.100 PJ einen Höhepunkt, seither ist er um 17 % gefallen. Dieser Rückgang wurde durch die Ausweitung regenerativer Energieerzeugung kompensiert, sodass der Gesamtverbrauch seit 2005 konstant blieb. Dennoch liegt der Einsatz fossiler Energieträger 2015 um 12 % über dem des Jahres 1990, das für klimapolitische Zielsetzungen meist als Basisjahr gewählt wurde.

Fördermenge fossiler Energien seit 1980 halbiert

In Abb. 1 sind jeweils die Anteile heimischer Produktion oder Förderung und der Importe explizit ausgewiesen. War der Anteil der erneuerbaren Energieproduktion im Jahr 1980 mit 160 PJ noch gleich groß wie jener der fossilen Öl-, Gas- und Kohleförderung, so halbierte sich die Fördermenge der fossilen Energieträger bis 2015, wohingegen die Erzeugung erneuerbarer Energien weit mehr als verdoppelt wurde.

Die Eigenförderung fossiler Energieträger ging bis 2015 auf 7,3 % bei Erdöl und 15 % bei Erdgas zurück. Kohle wird heute in Österreich nicht mehr gewonnen. Der Anteil der in Österreich geförderten fossilen Energieträger am Inlandsverbrauch betrug 2015

gerade einmal 5,7 %. Erneuerbare Energieträger wurden dagegen zu 96,5 % in Österreich erzeugt; insgesamt haben sie 29 % Anteil an der Gesamtenergiebereitstellung.

Ölimporte aus Krisengebieten

Es ist bemerkenswert, dass Österreich Rohöl vor allem aus politisch instabilen Regionen bezieht. Mit 28 % wurde der größte Anteil 2015 aus Kasachstan importiert, 12 % kamen aus Libyen, 10 % aus Algerien, 9 % aus Aserbaidschan, jeweils 8 % aus Russland, Mexiko und dem Irak, 7 % aus Saudi-Arabien, 4 % aus Tunesien, 2 % aus Nigeria sowie kleinere Mengen aus weiteren Staaten.

Abhängigkeit von nur einer Gaspipeline aus Russland

Bilanziell wird Erdgas zu 70 % aus Russland nach Österreich importiert. Die restlichen Mengen kommen überwiegend aus Norwegen. Physisch gelangt jedoch alles importierte Erdgas über eine Pipeline des „Brotherhood“-Pipelinesystems aus Russland, da Österreich etwa 50 % der insgesamt verfügbaren Gasmengen in andere europäische Staaten exportiert und norwegische Importe verrechnet werden.



© ClipDealer

Bei seiner Erdgasversorgung ist Österreich extrem von russischen Liefermengen abhängig.



Die österreichische Stahlindustrie benötigt vor allem hochwertige metallurgische Kohle. Diese wurde in den letzten Jahren zunehmend aus den USA eingeführt. Mehr als die Hälfte des benötigten Koks wird aus Steinkohle erzeugt, der Rest wird vor allem aus Osteuropa importiert. Im Jahr 2015 wurden circa 4 Millionen Tonnen importiert, etwa 75 % als Steinkohle, 24 % als Koks und der Rest als Braunkohle.

Energieversorgung im Umbruch

Die Energiemärkte befinden sich weltweit im Umbruch. Diese Phase begann um 2005, als die Ölförderung der großen börsennotierten Ölfirmen in Summe erstmals zurücksank und der Ölpreis innerhalb kürzester Zeit von unter 50 US-Dollar je Barrel bis zum Sommer 2008 auf über 140 US-Dollar anstieg. Die konventionelle Ölförderung erreichte um diese Zeit weltweit den Höhepunkt und geht seitdem leicht zurück. Ausgeglichen wurde dies durch die zunehmende Erschließung nicht konventioneller Ölförderung, insbesondere durch Schweröl/Bitumen und dessen Aufbereitung zu synthetischem Rohöl (Kanada, Venezuela), Fracking von leichtem Öl (Light Tight Oil/LTO) vor allem in den USA und Kanada, dem steigenden Anteil der Förderung von NGL (Natural Gas Liquids) und der Einbeziehung von Biokraftstoffen in die Ölstatistiken.

Doch die unkonventionellen Ölarten haben entweder eine andere Qualität als konventionelles Rohöl (Bitumen, NGL, LTO) und/oder erfordern deutlich höheren Aufwand in der Aufbereitung (z. B. synthetisches Rohöl aus Teersanden oder Schieferöl aus Ölschiefer). Diese Unterschiede zeigen sich auch an den Handelspreisen, die für NGL, LTO oder Bitumen deutlich niedriger liegen als für Rohöl.

Öl- und Gasindustrie unter Druck

Der starke Preisverfall der Rohstoffe seit dem Jahr 2014 hat die Branche zusätzlich

unter Druck gebracht: Hohe Förderkosten bei reduzierten Verkaufserlösen erzwingen dramatische Einsparungen. Teilweise konnte diese Balance durch stark gestiegene Verschuldung und striktes Ausgabenmanagement gehalten werden. So wurden Investitionen in neue Projekte bei allen Öl- und Gasfirmen deutlich reduziert. Die dennoch erfolgte Förderausweitung konnte nur dadurch realisiert werden, dass die verfügbaren Budgets vorrangig in die Fertigstellung kurzfristiger Projekte gelenkt wurden. Das wiederum wird die langfristige stabile Versorgung zusätzlich belasten. Beispielsweise lagen in den Jahren 2015 und 2016 die neuen Ölfunde auf dem niedrigsten Stand seit mehr als 70 Jahren.

Dieser Trend muss im Kontext weiterer Entwicklungen betrachtet werden, die sich gegenseitig beeinflussen. So hat der klimapolitisch motivierte Druck spätestens seit der Klimakonferenz in Paris im November 2015 zugenommen. Ein Jahr später wurden die dort getroffenen Vereinbarungen Teil des Völkerrechts, indem sich erstmals in der Geschichte weltweit mehr als 180 Staaten zu deren juristisch bindender Einhaltung verpflichtet haben. Damit aber wurde die Voraussetzung geschaffen, Verstöße gegen diese Vereinbarungen auch juristisch zu verfolgen. Dies führte beispielsweise dazu, dass die Ölfirma Chevron im März 2017 Anleger vor Gewinneinbußen in Erwartung derartiger Klagen warnte, oder dass Exxon-Mobil sich gegen die Klimapolitik der neuen US-Regierung stellte, wie Ende März 2017 aus Presseberichten öffentlich bekannt wurde.

Ausstieg aus Investitionen in fossile Energiefirmen

In diesem Zusammenhang hat auch die Intensität der Kampagnen, Engagements im fossilen Energiesektor zu reduzieren, zugenommen. Rockefeller Foundation, der norwegische und der dänische Pensions-



fonds, aber auch große Versicherungen setzen ihre Ankündigungen des Deinvestments aus fossilen Energiefirmen um. Die Bank von England bezeichnet Investitionen in kohlenstoffintensive Firmen zunehmend als spekulative Geldanlagen und warnt vor einer Spekulationsblase.

Chinas Rolle für den Weltklimavertrag

Dass das Weltklimaabkommen in Paris 2015 verbindlich unterzeichnet werden konnte, hatte eine Vorgeschichte: Waren es auf der einen Seite Vertreter der damaligen US-Regierung, die für Folgereregierungen die Hürde des Ausstiegs aus der Klimapolitik erhöhen wollten, so muss vor allem die Rolle von China erwähnt werden. Ohne deren aktive Unterstützung in diesen Verhandlungen wäre kein derartiges Abkommen zustande gekommen. Dieses Engagement wiederum hat seine Wurzeln in einem grundsätzlichen Wertewandel der chinesischen Wirtschaftspolitik. Seit 2011 zeichnete sich dort ab – zunächst im Fünfjahresplan und später in dessen schrittweiser Umsetzung –, dass sich die Regierung zunehmend in Opposition zu den großen Kohlekonzernen des Landes begibt, dass Kohle der Status einer Problemindustrie gegeben wurde und sieben Industriezweige als Hoffnungsträger identifiziert wurden, deren Anteil von 3 % im Jahr 2010 auf 15 % im Jahr 2020 ansteigen soll. Zu diesen Sparten zählen energiesparende, umweltfreundliche Techniken, neue Energien und Elektrofahrzeuge.

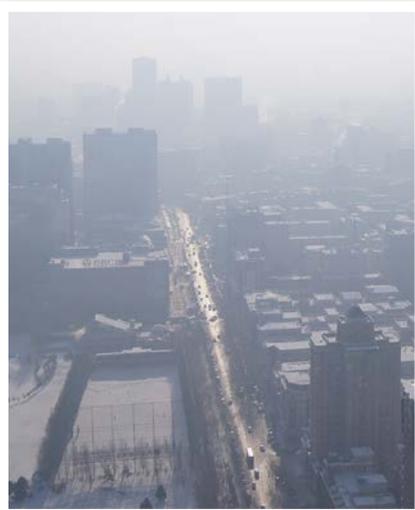
Rückzug aus der Kohle

Insbesondere die Luftverschmutzung und der Wasserbedarf, zwei große Probleme des Kohleinsatzes, führten in China zu Lenkungsmaßnahmen, die bereits deutliche Wirkung zeigen. So weisen Emissionsfaktoren für neue Kohlekraftwerke doppelt so strenge Werte wie in der EU 28 aus, Importe wurden mit Abgaben beaufschlagt,

ineffiziente Kraftwerke werden auf Basis des 2013 in Kraft getretenen „Action Plan on Prevention and Control of Air Pollution“ geschlossen. Vorstandsmitglieder werden bei Verstößen gegen Umweltgesetze Haftstrafen angedroht. So überschritt die chinesische Kohleförderung (und parallel der Kohleinsatz) im Jahr 2013 mit 3,97 Milliarden Tonnen den Höhepunkt, 2015 lag sie mit 3,75 Milliarden Tonnen bereits wesentlich niedriger, vorläufige Zahlen deuten für 2016 einen weiteren deutlichen Rückgang an. Da China etwa 50 % Anteil an weltweiter Kohleförderung und -verbrauch hat, macht sich dieser Rückgang auch weltweit bemerkbar und gibt erstmals Hoffnung auf einen globalen Rückgang der Treibhausgasemissionen.

Doch auch andernorts gerät Kohle zunehmend unter Druck: In Indien ist Strom aus Windkraftwerken und Photovoltaik-Anlagen erstmals billiger als Kohlestrom aus neuen Kraftwerken. In Großbritannien übertraf 2016 erstmals die Windstromerzeugung den Anteil von Kohlestrom und am 21. April 2017 wurde dort erstmals seit 120

© Fredrik Rubensson - „dragon TV tower“ on flickr, CC BY-SA 2.0, Wikimedia Commons



Die gewaltigen Probleme der Städte mit Luftverschmutzung führen in China zur Verringerung des Kohleinsatzes.



Jahren keine Kohle zur Stromerzeugung eingesetzt, nachdem die Kohleförderung in den vergangenen Jahren drastisch zurückgegangen ist und die letzte große Mine im Jahr 2015 geschlossen wurde.

In den USA ging die Kohleförderung gegenüber 2008 um bisher 25 % zurück (Abb. 2). Der Förderhöhepunkt der Steinkohle wurde bereits 1990 überschritten; seither ist deren Gewinnung um 40 % gefallen. Dieser Rückgang hat mindestens teilweise die Ursache in steigenden spezifischen Förderkosten, welche seit 2000 die sinkende Arbeitsproduktivität widerspiegeln. Dass die neue US-Regierung hier vorteilhaftere Randbedingungen wird setzen können, ist angesichts des langjährigen Trends eher unwahrscheinlich. Österreich bezieht einen erheblichen Teil des Imports metallurgischer Kohle (hochwertiger Steinkohle) für die Stahlherstellung aus den USA.

China investiert doppelt so viel in Erneuerbare wie die EU

Ebenfalls parallel zu diesen Entwicklungen nimmt das Interesse an erneuerbaren

Energien deutlich zu. So wurde im Jahr 2015 weltweit erstmals mehr Geld in regenerative Stromerzeugung investiert als in fossile Kraftwerkskapazitäten. China war mit einem Investitionsvolumen von 100 Milliarden US-Dollar mit Abstand größter Investor, gefolgt von den USA und Europa mit jeweils knapp 50 Milliarden US-Dollar. Über die vergangenen fünf Jahre hat China hier 20 % mehr investiert als Europa und etwa doppelt so viel wie die USA. Während in Europa in den letzten Jahren neu eingeführte Regularien den Zubau neuer Kapazitäten eher behinderten (z. B. Umstellung von Vergütungssystem auf Ausschreibungssystem und Einstufung des Vergütungssystems als Beihilfe), wird dieser gerade in China als wichtiger Teil der künftigen Wirtschafts- und Energiepolitik vorangetrieben. Zunehmende Marktreife mit sinkenden, teilweise bereits konkurrenzfähigen Kosten unterstützt diesen Trend.

Erdgas in Europa

Erdgas wird manchmal als Brückentechnologie in eine regenerative Energiezukunft

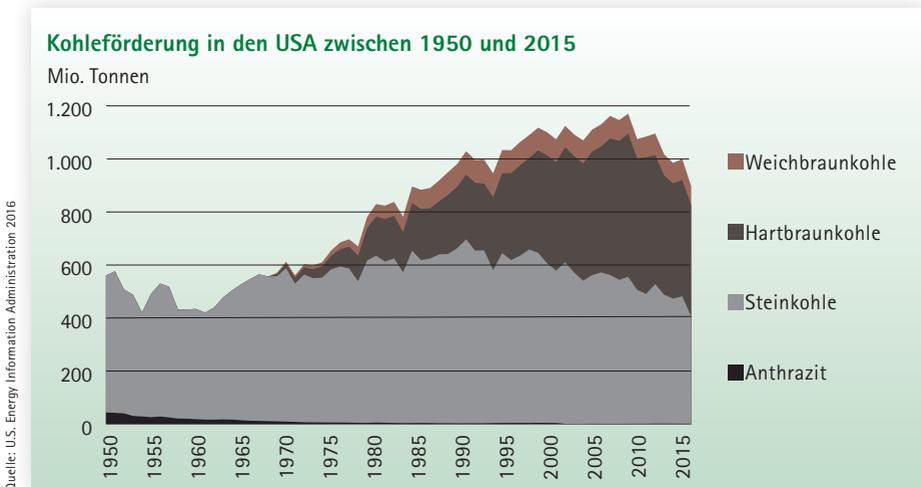


Abb. 2: Die Kohleförderung in den USA ist seit 2008 um 25 % zurückgegangen; dies könnte sich auch auf die österreichischen Steinkohleimporte auswirken.



angesehen. Allerdings darf nicht übersehen werden, dass bis zum Jahr 2050 die klimarelevanten Emissionen nahezu vollständig reduziert werden müssen, und dass in dieser Diskussion vor allem die Eigenschaften des Gases als Energiespeicher zum Ausgleich von Schwankungen zwischen Energieangebot und -nachfrage relevant sein werden. Die notwendigen Merkmale werden nicht von Erdgas, sondern von einem synthetisch mit regenerativer Energie erzeugten Energieträger erfüllt, sei es Methan, Wasserstoff oder ein anderer geeigneter chemischer Energieträger.

Dennoch besteht noch eine erhebliche Abhängigkeit von Erdgas in Europa und insbesondere in Österreich. Gegenüber dem Jahr 1998 ging die Erdgasförderung innerhalb der EU 28 bereits um 50 % zurück (Abb. 3). Nur aufgrund der Förderausweitung in Norwegen konnte dieser Rückgang gemildert werden. Die Importe via Pipeline kommen vor allem aus Russland und zu einem geringen Teil aus Nordafrika. Insgesamt sind diese Einfuhren in den letzten Jahren in etwa konstant geblieben.

Ein Fünftel der benötigten Importmengen wurde als Flüssiggas importiert.

Preisanstieg für Erdgas zu erwarten

Dass der Gaspreis über die letzten 15 Jahre um 30 % zurückging, liegt einzig an dem stark gesunkenen Gasverbrauch. Sollte dieser wieder anziehen, würde sich das sofort auf den Preis auswirken. Es muss damit gerechnet werden, dass die Gasförderung in Norwegen in den kommenden Jahren deutlich zurückgehen wird. Das müsste durch deutlich steigende Importe ausgeglichen werden. Russland wird mit großer Wahrscheinlichkeit keine steigenden Erdgasmengen nach Europa liefern können – die eigenen Förderkapazitäten und die in Bau und Planung befindlichen neuen Projekte sind viel zu gering, um dies neben der Deckung des Inlandsbedarfs und künftiger Exporte nach Asien zu gewährleisten. ■

Dr. Werner Zittel
Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH
Werner.Zittel@lbst.de

Quelle: BP Statistical Review of World Energy 2016

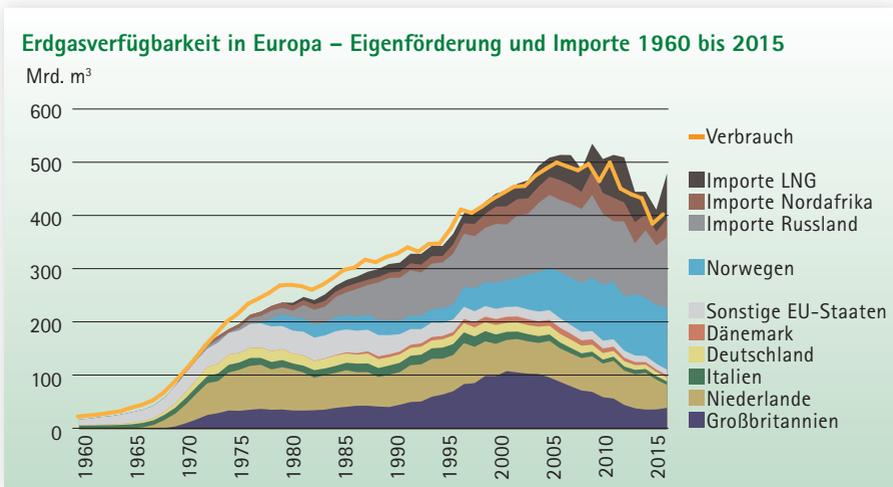


Abb. 3: Erdgasverfügbarkeit in Europa; Förderung innerhalb der EU 28 und in Norwegen, Importe aus Russland und Nordafrika sowie Flüssigerdgasimporte (LNG)



Wolfgang Kromp

Unfälle und lokale bis globale Auswirkungen bei fossiler und nuklearer Energieerzeugung



Die Energiebereitstellung ist, wie alles menschliche Tun und Lassen, von Risiken begleitet. Das Risikopotenzial der Nichterneuerbaren hat allerdings ein Ausmaß erreicht, das den erneuerbaren Energien Biomasse, Sonne und Wind nicht angelastet werden kann. Eine bereits mehrfach schlagend gewordene Ausnahme bilden Staudämme von Wasserkraftwerken, die bei entsprechender Größe des Projektes Katastrophen mit überregionaler Reichweite bewirken können. Insgesamt unterscheiden sich die Risiken der Gewinnung und des Einsatzes nicht erneuerbarer und erneuerbarer Energieträger um Größenordnungen.

Fossiles Zeitalter

Zu den nicht erneuerbaren Energieträgern zählen neben fossilen (Kohle, Erdöl, Erdgas sowie ihren Varianten Braunkohle, Torf, Ölsande und Schiefergas) auch nukleare Energieträger (Uran und Thorium). Im Folgenden ist von jenem Teil der zum Verbrauch bereitstehenden Energie die Rede, der auf technischem Wege bereitgestellt wird – also Energie, die messbar und bepreisbar ist. Der rasante weltweite Anstieg des Primärenergieverbrauchs und damit der Durchbruch des „fossilen“ Zeitalters erfolgte erst während des vorigen Jahrhunderts. Dies geschah mit einer Steigerung des Energieverbrauchs um mehr als das Zehnfache. In der ersten Hälfte des 20. Jahrhunderts wurden die noch vorhandenen Windmühlen, Wasserräder und durch Muskelkraft von Tieren und Menschen angetriebenen Fahrzeuge und Maschinen fast vollständig durch fossil befeuerte Dampfmaschinen und Ver-

brennungsmotoren ersetzt. Derzeit werden über 80 % des weltweiten Primärenergieaufkommens nicht erneuerbar durch fossile Brennstoffe (überwiegend Erdöl) und etwa 4 % nuklear (Uran) gedeckt. Den Rest teilen sich Wasserkraft und andere Erneuerbare. Der bisherige Verlauf des gegenwärtigen Jahrhunderts zeigt ein leichtes Einbremsen des Anstiegs des Energieverbrauchs auf etwa das Zwölfwache gegenüber 1900.

Ungleicher Energieverbrauch

Besonders auffällig ist die Ungleichheit des Energieverbrauchs zwischen verschiedenen Ländern: Der Pro-Kopf-Verbrauch beträgt in großen Teilen der Welt, in den „Entwicklungsländern“ Afrikas, Asiens (z. B. Indien, Indonesien) und Südamerikas weniger als ein Viertel bis zur Hälfte des Weltdurchschnitts, derjenige der „entwickelten“ Industriestaaten liegt bis zu einem Faktor Vier und mehr über dem Weltdurchschnitt. Zu Letzteren gehören auch wir in Österreich, die diesem in der Menschheitsgeschichte einmalig hohen Energiekonsum frönen und damit sozusagen am „Energietropf“ hängen.

Gefahren der fossilen und atomaren Energiebereitstellung

Stichwortartig seien einige der lokal bis global wirkenden Gefahren der fossilen und nuklearen Energiebereitstellung genannt:

- Irreversible Umweltverwüstungen, Vergiftungen und Verstrahlungen von Land- und Wasserflächen bei Gewinnung (insbesondere bei Ölsanden und Schiefergas-Fracking) und Transport (Tankerunglücke)



- Direkte Schäden an Leib und Leben der Mineure
 - Brandgefahr und Vergiftungen durch fossile Stoffe und deren Begleitstoffe CO, NO_x, Methan, H₂S sowie Partikeln wie RuB (Feinstaub), Treibhausgase CO₂ und Methan
 - Gefahr von Energieverknappung durch Erschöpfung von Lagerstätten und Stöcken von Importen
 - Schwere Unfälle in Kraftwerken mit Belastung der Umgebung durch Giftstoffe bzw. bei Kernkraft mit weitreichenden Verstrahlungen
 - Überbleibsel an hochradioaktivem und langlebigem Nuklearmüll und verbrauchtem Brennstoff mit ungelösten Endlagerproblemen
 - Enorme finanzielle Belastungen und erhebliche technische Probleme der Dekommissionierung nicht mehr betriebsfähiger verstrahlter Kraftwerksruinen
 - Zunehmende Probleme der Sicherung hochrisikanter Anlagen gegen terroristische Bedrohungen von innen und von außen
 - Erdölkriege mit Eskalationspotenzial (der die lokale Bevölkerung jeweils trefende „Ressourcenfluch“)
- Global insbesondere Klimawandel mit unterschiedlichen, meist nachteiligen regionalen und lokalen Auswirkungen bis hin zu irreversiblen, Gefahr bringenden Veränderungen der Umwelt
 - Proliferationsgefahr (Weitergabe) von Nuklearmaterial für atomare Waffen



© Tita Monto - Eigenes Werk, CC BY-SA 3.0, Wikimedia Commons

Kopatschi, ein verlassenes Dorf innerhalb der „Verbotenen Zone“ um das ehemalige Kernkraftwerk Tschernobyl



© Digital Globe, CC BY-SA 3.0, Wikimedia Commons

Das zerstörte Atomkraftwerk im japanischen Fukushima nach dem verheerenden Erdbeben und Tsunami im März 2011, wodurch es zu Explosionen in drei Reaktorblöcken kam

Insbesondere überregional wirkende Gefahren wie auch ökonomische Gründe und die am stärksten begrenzten Vorräte von Erdöl und Uran führten und führen zu Umdenken und Hinwendung zu erneuerbaren Energien. Das Ringen gegen den Widerstand etablierter Verfechter der (hoch subventionierten) Fossil- und Nuklearenergie für den globalen Durchbruch zum Jahrhundert der erneuerbaren Energien ist nach wie vor zäh.

Ausbau erneuerbarer Energien unaufhaltsam

Dennoch verläuft global der Ausbau von Solar- und Windkraft rasant und unaufhaltsam. Der Biomasse kommt eine wichtigere Rolle in der Energiewende zu, als derzeit gewürdigt wird. Herausragend ist ihre Möglichkeit langzeitiger Speicherung und damit supplementärer Einsetzbarkeit bei Wind- und Sonnenscheinmangel. Besonders wichtig ist hier die Anwendung geeigneter ökologischer Nutzungsstrategien und Technologien. Es geht um das Hintanhalten von Flächenkonkurrenz im Nahrungsmittelanbau oder unzulässigen Ausstoß von Feinstaub. Das Potenzial der Wasserkraft dürfte in ökologischer Verbesserung und Effizienzsteigerung bestehender Anlagen sowie im maritimen Bereich (Gezeitenkraftwerk) liegen.

Österreich droht Verlust der Führungsrolle

Österreich ist von der Natur durch zahlreiche Fließgewässer begünstigt. Infolge starker Nutzung derselben und dank burgenländischem Windkraftanlagenausbau als Vorreiterland für Erneuerbare bekannt geworden, droht Österreich derzeit diesen Ruf aufgrund von Atomstromimporten und ungünstigen Rahmenbedingungen für den Ausbau erneuerbarer Energiekraftwerke wieder zu verlieren. Auch Deutschland wurde bei der Windkraft von China und USA die ursprüngliche Führungsrolle abgenommen. Trotz guter Chancen bleibt die Frage offen, ob die Energiewende rechtzeitig zur Stabilisierung des immer rascher voranschreitenden Klimawandels gelingt.

Verantwortung für Generationen

Weitere Fragestellungen betreffen die Zunahme des Stromverbrauchs sowie die derzeitige Politik des niedrigen Ölpreises, die nicht zuletzt zu übergeordneten Fragen der Ethik des Energiekonsums führen, bis zu Fragen des Energie- und Ressourcensparens, der gerechteren Ressourcenverteilung, des gesellschaftlichen Wertewandels und der Übernahme von Verantwortung für die kommenden Generationen.

© Ondrusek



Explosion der Bohrinsel Deepwater Horizon, die eine verheerende Ölpest im Golf von Mexiko nach sich zog.

© Mike Bowers



Kohlekraftwerke produzieren hohe CO₂-Emissionen; dem Tagebau fallen komplette Landstriche zum Opfer.



Angesichts noch immer zunehmender Weltbevölkerung mit steigenden Ansprüchen, zunehmenden Ressourcenmangels und Verteilungsgerechtigkeit folgt mit nahezu zwingender Kausalität eine Zunahme militanter Aktivitäten – Ressourcenkriege und Terror. Besondere Schwachstellen unserer Infrastruktur stellen zentralisierte Einrichtungen zur Bereitstellung und Verteilung von Ressourcen, wie Großfabriken und Supermärkte, sowie vorrangig Großkraftwerke aller Art und die derzeitige Form der Energieverteilungsnetze dar. Folgegebot dieser Entwicklungen sollte eine Dezentralisierung kritischer Infrastruktur sein, insbesondere bei der Energiebereitstellung. Einen Lösungsweg bietet der Umstieg auf erneuerbare Energien. Wichtig ist, dass dieser mit Energieeinsparung und Steigerung der Energieeffizienz einhergeht.

Änderungen im Kopf

Die für die Energiewende nötigen Änderungen müssen sich vor allem im Kopf abspielen. Menschen müssen ihr zivilisatorisches Verhalten ändern und mündige Kaufentscheidungen treffen. Das gilt vorrangig für uns in den entwickelten Industriestaaten. Das richtige Verhalten muss vorgemacht und verbreitet werden, damit es zu einer

Kettenreaktion Ressourcen schonenden Handelns kommen kann. Wir, die reichen Bevölkerungen der Industriestaaten – zahlenmäßig ein kleiner Anteil der Weltbevölkerung – sind es, die mit unseren hohen, ständig steigenden Ansprüchen auf zu großem Fuß leben. Es wäre die „Globale Pflicht der Habenden: Platz machen – für drei Viertel aller Menschen und den Rest der Schöpfung“, wie es der österreichische Umweltaktivist Wolfgang Pekny, Mitglied der von Mathis Wackernagel gegründeten internationalen Non-Profit-Denkfabrik Global Footprint Network (GFN) treffend formuliert hat. Der Weg weg vom Energietropf führt über eine Entmaterialisierung und eine höhere Wertschätzung für ideelle Werte – „Lebensstandard“ durch „Lebensqualität“ ersetzen. Dabei sollte das Selbstverständnis des Menschen auf naturwissenschaftlicher Basis neu überdacht werden. Linktipp: <http://docplayer.org/37449303-Warum-ernaehrung-alle-angeht-wolfgang-pekny-feh-wien.html>

Ao. Univ.-Prof. Dr. Wolfgang Kromp
Institut für Sicherheits- und Risikowissenschaften
Universität für Bodenkultur Wien (BOKU)
wolfgang.kromp@boku.ac.at

Quelle: BOKU

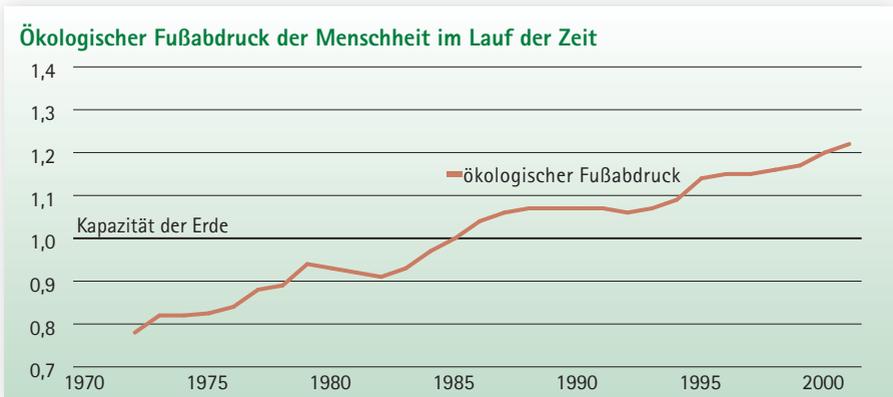


Abb. 1: Der ökologische Fußabdruck des Menschen überschreitet bereits seit 30 Jahren die Belastbarkeit unserer Erde.



Kasimir P. Nemestothy

Nachwachsende Rohstoffe als sichere Ressourcen der Zukunft



Eine Unwetterkatastrophe jagt die nächste. Von Jahr zu Jahr steigende Milliarden Schäden treffen insbesondere die Land- und Forstwirtschaft hart. Einige Regionen in Österreich, wie die Steiermark, kommen aus den negativen Schlagzeilen nicht mehr heraus. Die betroffenen Menschen sind zunehmend verzweifelt; wann kommt der nächste unvorhersehbare Klimaschlag in Form von Spätfrost, Hagel, Sturm, Hochwasser oder Dürre? Inzwischen stellt sich längst nicht mehr die Frage, ob der durch die Verbrennung fossiler Energieträger entstandene Klimawandel kommt. Die Unwetterkapriolen geben längst schreckliche Gewissheit.

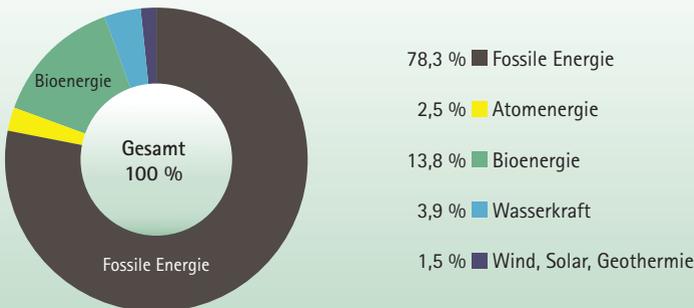
Verbrennung von Kohle, Erdöl und Erdgas umgehend stoppen

Mit dem Pariser Klimaschutzvertrag hat die Staatengemeinschaft auch eine ganz klare

Antwort auf den dringenden Handlungsbedarf gegeben: Wir müssen auf globaler Ebene bis 2050 die Verbrennung fossiler Energieträger stoppen. Unser Energiesystem muss innerhalb von 30 Jahren komplett umgebaut werden. Kohle, Erdöl und Erdgas müssen vollständig durch erneuerbare Energieträger ersetzt werden: eine gewaltige Herausforderung für die Staatengemeinschaft.

Die aktuellen Daten zum globalen Endenergieeinsatz zeigen deutlich, welche immensen Anstrengungen zur Erfüllung des Pariser Klimaschutzvertrages notwendig sind. Mehr als drei Viertel des weltweiten Endenergiebedarfs werden durch die Verbrennung von Kohle, Erdöl und Erdgas bereitgestellt (Abb. 1). Nimmt man die gefährliche Atomkraft dazu, ergeben sich mehr als 80 % des Endenergiebedarfs, den es innerhalb von drei Jahrzehnten durch nachhal-

Anteil biogener Energieträger am globalen Endenergiebedarf im Jahr 2014



Quelle: REN21 – Renewables 2016

Abb. 1: Mehr als 75 % des Endenergiebedarfs werden weltweit durch die Verbrennung von Kohle, Erdöl und Erdgas bereitgestellt; dazu kommen noch 2,5 % Atomkraft.



tige Energiesysteme zu ersetzen gilt. Ganz klar wird dadurch ersichtlich, dass alle erneuerbaren Energieträger entsprechend ihrer jeweiligen Stärken optimal ausgebaut und alle erneuerbaren Technologien mit Hochdruck weiterentwickelt werden müssen. Eine besonders wichtige Rolle kommt dabei nachwachsenden Rohstoffen zu.

Klima- und Energiezukunft nur mit biogenen Energieträgern

Die Lösung für unsere Klima- und Energiezukunft liegt im ambitionierten Ausbau aller erneuerbaren Energien. Welche wichtige Bedeutung dabei nachwachsenden Rohstoffen zukommt, zeigt die eingehendere Analyse der Fakten. Auf globaler Ebene werden circa 72 % der erneuerbaren Endenergie aus biogenen Energieträgern abgedeckt, etwa 20 % kommen aus Wasserkraft und nur bescheidene 8 % aus allen sonstigen Technologien, wie Windkraft, Photovoltaik und Geothermie (Abb. 2).

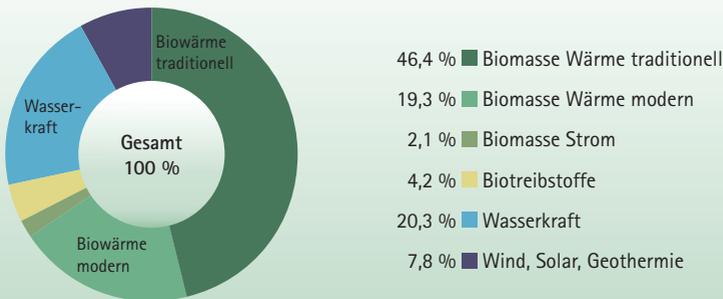
Auch in der Europäischen Union tragen nachwachsende Rohstoffe mit deutlichem Abstand den größten Beitrag zum Portfolio der erneuerbaren Energien bei. Etwa zwei Drittel des europäischen Bruttoinlandsverbrauchs an erneuerbarer Energie werden

aus biogenen Energieträgern erzeugt, etwa 15 % kommen aus Wasserkraft, gut 10 % aus Windkraft und an die 10 % aus Photovoltaik, Solarthermie und Geothermie. Acht Mitgliedstaaten der EU (Ungarn, Estland, Litauen, Tschechien, Lettland, Polen, Luxemburg und Finnland) haben sogar einen Anteil von mehr als 80 % biogener Energieträger in ihrem erneuerbaren Energiemix (Abb. 3). Der Hauptteil der biogenen Energieträger kommt aus holzartiger Biomasse.

Steigerung der Waldfläche und des Holzvorrates in der EU

In der Europäischen Union gibt es kein Problem mit Entwaldungen – im Gegenteil. Zeitgleich mit einem steigenden Einsatz biogener Energieträger sind die Waldfläche und der Holzvorrat in den Mitgliedstaaten der EU 28 seit 1990 kontinuierlich angestiegen. Die Forest Resources Assessments (FRA) der Ernährungs- und Landwirtschaftsorganisation der Vereinten Nationen (FAO) zeigen, dass der Holzvorrat in den Wäldern der EU 28 von 19,1 Milliarden Festmetern im Jahr 1990 innerhalb von 25 Jahren um rund 7,3 Milliarden Festmeter auf 26,4 Milliarden Festmeter im Jahr 2015 angestiegen ist (Abb. 4). Die nachhaltigen

Globaler Anteil biogener Energieträger innerhalb erneuerbaren Endenergie 2014



Quelle: REN21 – Renewables 2016

Abb. 2: Der globale Anteil biogener Energieträger im Portfolio der erneuerbaren Endenergie liegt derzeit bei rund 72 %; mehr als die Hälfte davon wird zur traditionellen Wärmegewinnung genutzt.



Waldbewirtschaftungsmethoden in den Mitgliedstaaten der EU, die Unternutzungen der jährlichen Zuwachsraten und die Verwaldung vormals landwirtschaftlich genutzter Flächen haben bei gleichzeitig steigendem Einsatz holzartiger Biomasse zu der deutlichen Vorratssteigerung geführt.

Entgegen unsinniger Behauptungen gibt es in der EU keine flächigen Waldzerstörungen und Abholzungen. Durch das Zuwachsen vormals landwirtschaftlich genutzter Flächen (Grenzertragsböden, Almen, Weiden etc.) hat die Waldfläche laut FRA der FAO in den Mitgliedstaaten der EU 28 seit 1990 von etwa 148 Millionen Hektar innerhalb von 25 Jahren um rund 13 Millionen Hektar auf 161 Millionen Hektar zugenommen (Abb. 5). Demgemäß belief sich in der

EU 28 die jährliche Waldflächensteigerung auf etwa 500.000 Hektar pro Jahr, das entspricht einer jährlichen Waldzunahme um 700.000 Fußballfelder.

Damit ist sichergestellt, dass biogene Energieträger auch in Zukunft einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit der EU leisten können. Während die Ölproduktion der EU durch Raubbaumethoden seit der Jahrtausendmitte dramatisch eingebrochen ist und die Ölreserven der EU rasch schrumpfen, konnte der Holzvorrat mittels nachhaltiger Waldbewirtschaftung kontinuierlich gesteigert werden. Das Prinzip der generationsübergreifenden Verantwortung bei der Ressourcennutzung wird von den Waldbesitzern in der EU in der alltäglichen Praxis vorgelebt.

Bruttoinlandsverbrauch erneuerbarer Energien in der EU 28 im Jahr 2015

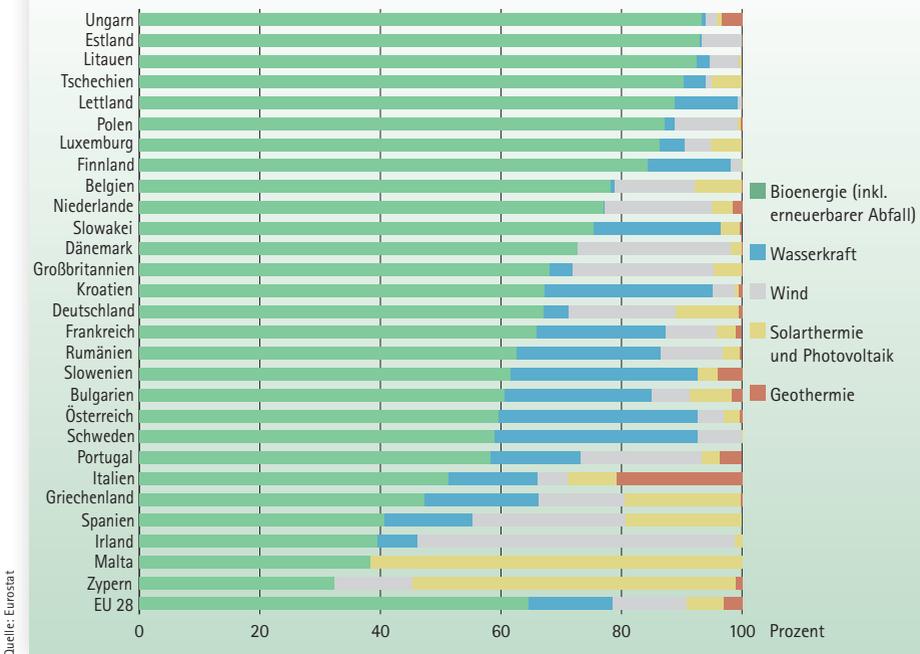


Abb. 3: Fast zwei Drittel der erneuerbaren Energien werden in der EU aus biogenen Energieträgern bereitgestellt, in acht Staaten übersteigt der Anteil der Bioenergie sogar bei über 80 %.



Österreich kann Klimaziele nur mit Bioenergie erfüllen

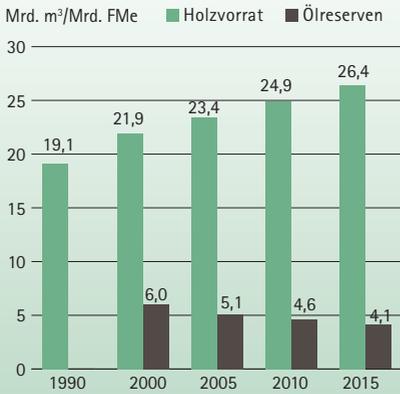
Wie auf globaler und europäischer Ebene hat auch auf nationaler Ebene der Beitrag biogener Energieträger zum Portfolio der erneuerbaren Energieträger eine überaus große Bedeutung. Gemäß der Erneuerbare-Energien-Richtlinie RL 2009/28/EG muss Österreich bis 2020 einen Anteil von 34 % erneuerbarer Energie am Bruttoendenergiebedarf nachweisen, ansonsten droht ein kostspieliges Vertragsverletzungsverfahren.

Im Jahr 2015 wurde mehr als die Hälfte – nämlich etwa 53 % – der anrechenbaren erneuerbaren Endenergie aus biogenen Energieträgern in unser Energiesystem eingebracht (Abb. 6). Der Hauptteil davon ist holzbasierte Bioenergie mit 41,5 %.

Der Einsatz biogener Brenn- und Treibstoffe (Rinde, Hackgut, Pellets, Briketts,

giedbedarf nachweisen, ansonsten droht ein kostspieliges Vertragsverletzungsverfahren.

Entwicklung des Holzvorrats und der Ölreserven in der EU



Quelle: FAO (FRA), BP Energiestatistik

Abb. 4: Der Holzvorrat hat in den Wäldern der EU 28 seit 1990 um 7,3 Milliarden Festmeter zugenommen.

Entwicklung der Waldflächen in der EU von 1990 bis 2015



Quelle: FAO (FRA)

Abb. 5: Die Waldfläche der EU 28 steigt in Schnitt jährlich um etwa 500.000 ha an.

Anrechenbare erneuerbare Energieträger in Österreich 2015 gemäß RL 2009/28/EG



Quelle: Statistik Austria

- 41,5 % Holz basiert (inkl. Lauge)
- 2,5 % Sonstige Biogene fest
- 1,1 % Biogas
- 7,3 % Biotreibstoffe
- 0,9 % Müll erneuerbar
- 37,3 % Wasserkraft
- 4,4 % Windkraft
- 2,9 % Photovoltaik und Solarwärme
- 2,2 % Geothermie und Wärmepumpe

Abb. 6: Bioenergie bringt mit insgesamt 53 % den Hauptteil zur Erfüllung der verpflichtenden Zielvorgabe der EU gemäß Erneuerbaren-Richtlinie 2009/28/EG ein.



Bioethanol, Biodiesel, Biogas etc.) wurde in Österreich seit den 1980er-Jahren kontinuierlich ausgebaut (Abb. 7). Durch entsprechende Forschungs- und Entwicklungsprogramme konnten sich österreichische Unternehmen bei Bioenergietechnologien als renommierte internationale Vorzeigebetriebe positionieren. Infolge der ambitionierten globalen Vorgaben des Pariser Klimaschutzvertrages ergeben sich in Zukunft

große Exportchancen in diesem Sektor. Vergleicht man die Entwicklung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoinlandsverbrauch (BIV) in Österreich ohne biogene Energieträger und mit biogenen Energieträgern, wird die unverzichtbare Rolle der Bioenergie für die Klima- und Energiezukunft Österreichs sichtbar. Ohne biogene Energieträger stagniert der Anteil erneuerbarer Energie (Wasserkraft, Windkraft,

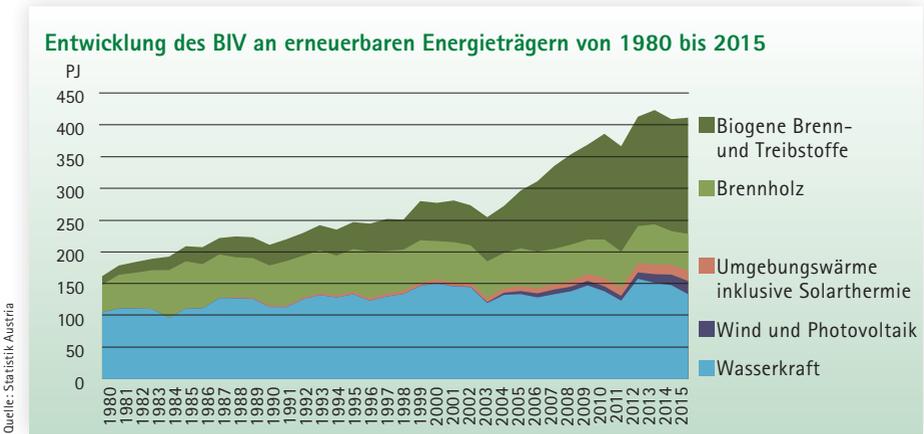


Abb. 7: Der Bruttoinlandsverbrauch (BIV) biogener Brenn- und Treibstoffe hat in Österreich seit den 1980er-Jahren kontinuierlich zugenommen.

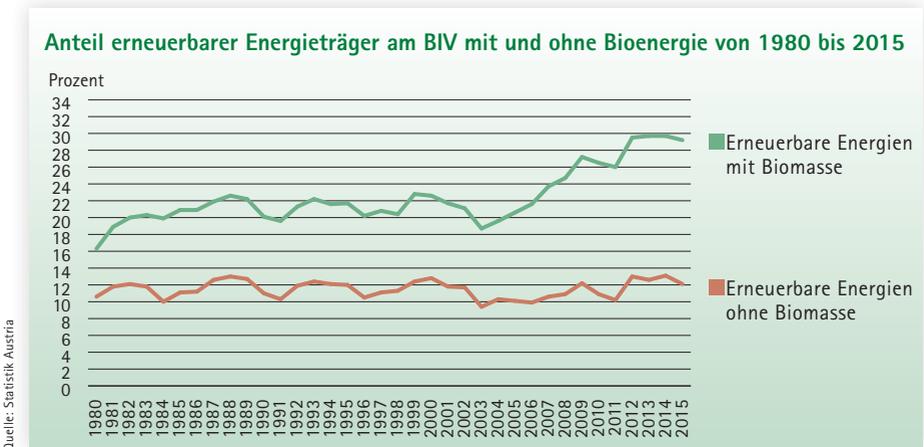


Abb. 8: Das obligatorische EU-Ziel eines Anteils von 34 % erneuerbarer Energien bis 2020 kann Österreich nur mit biogenen Energieträgern erfüllen.

Photovoltaik, Solarthermie, Wärmepumpe) am BIV seit 1980 bei 10 % bis 13 %. Nur durch den konsequenten Ausbau des Bioenergieeinsatzes (Pelletsheizanlagen, Nahwärmeheizwerke, Biomasse-KWK-Anlagen, Biogasanlagen, Beimischung von Biodiesel und Bioethanol) konnte seit 2005 eine deutliche Steigerung des Anteils auf etwa 30 % erreicht werden (Abb. 8).

Die Kampagnen gegen biogene Energieträger der letzten Jahre (mit besonders irrationalen Argumenten gegen Biotreibstoffe und Ökostrom aus Biomasse) gefährden die Zielerfüllung Österreichs gegenüber den EU-Vorgaben und behindern die notwendige zügige Weiterentwicklung des Sektors in den kommenden Jahrzehnten.

Versorgungssicherheit durch Nachhaltigkeit über Generationen

Nicht nur in der gesamten EU, insbesondere auch auf nationaler Ebene steigen unsere Waldfläche und der Holzvorrat kontinuierlich an. Seit dem Jahr 1961 hat der österreichische Wald eine Fläche von 300.000

Hektar dazugewonnen; dies entspricht fast der Fläche des Mühlviertels in Oberösterreich. Aufgrund nachhaltiger Bewirtschaftung und kontinuierlicher Unternutzung des jährlichen Zuwachses ist der Holzvorrat im österreichischen Wald seit 1961 von 780 Millionen Vorratsfestmeter (Vfm) um etwa 350 Millionen Vfm auf mehr als 1.130 Millionen Vfm gestiegen (Abb. 9). Damit konnte zeitgleich mit dem stark wachsenden Einsatz von Bioenergie auch der Holzvorrat in Österreich gesteigert werden.

Das Phänomen der verstärkten Nutzung als Bioenergie bei gleichzeitig steigendem Holzvorrat trifft für alle Mitgliedsstaaten im Spitzenfeld der erneuerbaren Energie in der EU zu. Neben Österreich sind Schweden, Finnland und Lettland die EU-Vorreiter mit einem Anteil von über 30 % erneuerbarer Endenergie. Alle vier Vorbildländer haben gleichzeitig mit dem Bioenergieausbau ihre Waldfläche und ihren Holzvorrat deutlich erhöht.

Versorgungssicherheit auch für unsere Kinder und Kindeskiner ist bei nach

Entwicklung des Holzvorrats laut Österreichischer Waldinventur

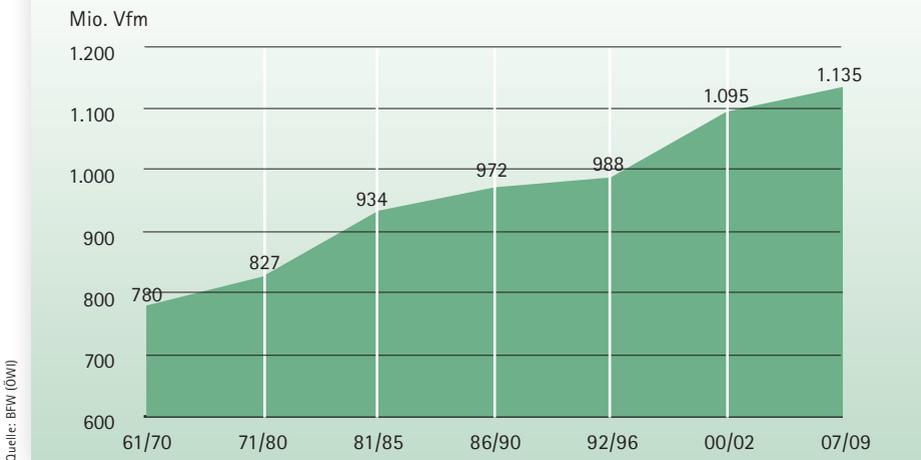


Abb. 9: Der Holzvorrat im österreichischen Wald hat von 1961 bis heute um rund 350 Mio. Vorratsfestmeter bzw. 45 % zugenommen.



wachsenden Rohstoffen gelebte Praxis, im Gegensatz zur Mineralölwirtschaft. Während die Forstwirtschaft aufgrund strenger gesetzlicher Vorgaben nur so viel Holz nutzt, wie nachhaltig zuwächst – man spricht vom „Nachhaltigkeitshiebsatz“, lebt die Mineralölwirtschaft von der kurz-

fristigen Ausbeutung der Erdöl- und Erdgasreserven. Während die Forstwirtschaft das Eigenkapital (den Holzvorrat) laufend erhöht und nur mit den erwirtschafteten Zinsen (Holzzuwachs) arbeitet, verbraucht die Mineralölwirtschaft auf Kosten zukünftiger Generationen ihr Eigenkapital (Ölreserven). Generationsübergreifende Kostenvorkehrung und Kostengerechtigkeit sind in der Mineralölindustrie Reizwörter, die man als irrationale „Provokation“ abtut.

Vergleich nationaler Rohstoffvorräte: Öl- bzw. Gasreserve versus Holzvorrat

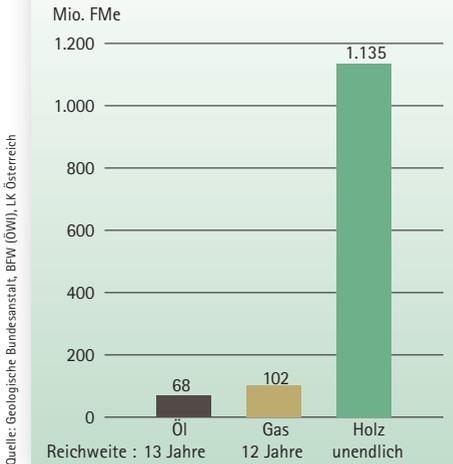


Abb. 10: Durch nachhaltige Waldbewirtschaftung bleibt der Holzvorrat erhalten und wird nur der Holzzuwachs genutzt.

Nachhaltig sicherer Wirtschaftsmotor im ländlichen Raum

Ein großer Vorteil der über unser ganzes Land verteilten etwa 2.100 Biomasse-Nahwärme-Heizwerke und rund 130 Biomasse-KWK-Anlagen liegt in den regionalen Wertschöpfungs- und Arbeitplatzeffekten (Abb. 11). Während es beispielsweise nur etwa zehn Holz verarbeitende Papierindustriestandorte in Österreich gibt, die auf engem Raum in Oberösterreich, Salzburg, Kärnten und der Steiermark – mit erheblichem Aufwand für die Holzlieferlogistik – konzentriert sind, gilt für den Absatz niedrigwertiger Energieholzsortimente in ganz Österreich das optimierte Prinzip der kurzen Wege. Dieser Vorteil ist gerade im

Biomasseheizwerke und -KWK-Anlagen im Jahr 2017

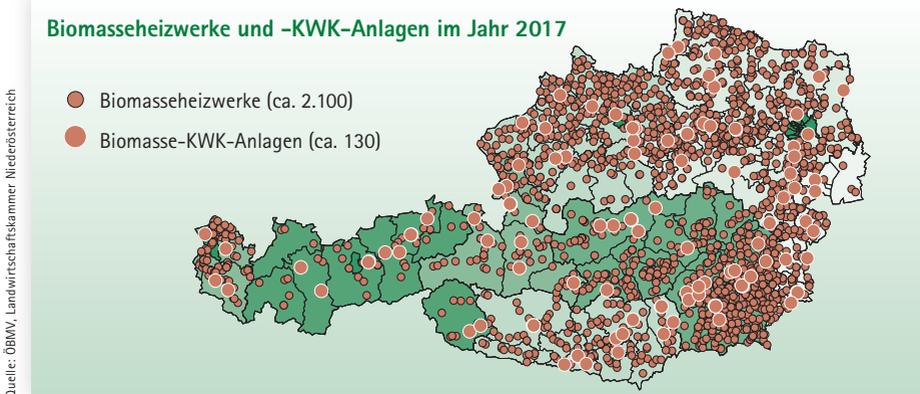


Abb. 11: Die Verteilung der rund 2.100 Biomasse-Nahwärmeheizwerke und etwa 130 Biomasse-KWK-Anlagen über ganz Österreich ist ein wichtiger Beitrag zur Versorgungssicherheit und Waldstabilität.



Katastrophenfall besonders wertvoll. Bei Stürmen und Käferkalamitäten tragen die Abnahmekapazitäten der regionalen Bioenergieanlagen sehr wesentlich zur raschen Abfuhr der anfallenden Holzmen gen bei und leisten damit einen unersetzlichen Beitrag zum Waldschutz. Während die Industrie immer wieder mit Zuliefersperren und strenger Kontingentierung der Liefermen gen ihre Werkstore schließt, ist jede Absatzmöglichkeit im Energiebereich für die niedrigwertigen Sortimente essenziell.

Indirekt tragen damit die Biomasse-KWK-Anlagen und Biomasse-Nahwärme-Heizwerke auch zur Versorgungssicherheit mit Industrieholz bei. Kupferstecher und Buchdrucker hätten als gefährliche Holzschädlinge ohne Biomassenutzung bereits viele Wälder in Österreich vernichtet und auch die nachhaltige Versorgung der Holz verarbeitenden Industrie gefährdet.

Photosynthese bringt genialen Speicher für Sonnenenergie

Während stark fluktuierende Energietechnologien wie Windkraft und Photovoltaik nur dann Strom erzeugen, wenn der Wind bläst oder die Sonne scheint, und erhebliche Kosten durch die notwendige Aus-

gleichs- und Regelenergie sowie die phasenweise Überlastung der Stromnetze entstehen, gibt es diese Probleme bei nachwachsenden Rohstoffen nicht. Das ist der genialen Wirkungsweise der Photosynthese zu verdanken, die in einem hochkomplexen System durch Nutzung der Sonnenenergie das CO₂ aus der Luft mit Wasser zu wertvollen Kohlenstoffverbindungen umbaut, die im Pflanzenmaterial gespeichert ganzjährig und rund um die Uhr bedarfsgerecht zur Verfügung stehen.

Biogasanlagen und Holzkraftwerke stellen ganzjährig verlässlich Strom und Wärme zur Verfügung (Abb.12), auch in krachkalten, stockfinsternen und windstillen Winternächten, wenn das Wasser der Wasserkraftwerke noch als Schnee auf den Bergen gebunden ist, kein PV-Strom fließt und die Windräder stillstehen. Unsere Klima- und Energiezukunft braucht alle erneuerbaren Energiequellen. Die größte Versorgungssicherheit liefern dazu nachwachsende Rohstoffe. ■

DI Kasimir P. Nemestothy
Landwirtschaftskammer Österreich
Referatsleiter Energie
k.nemestothy@lk-oe.at

Quelle: OeMAG, Einspeisemengen an sonstigem Ökostrom im Jahr 2010

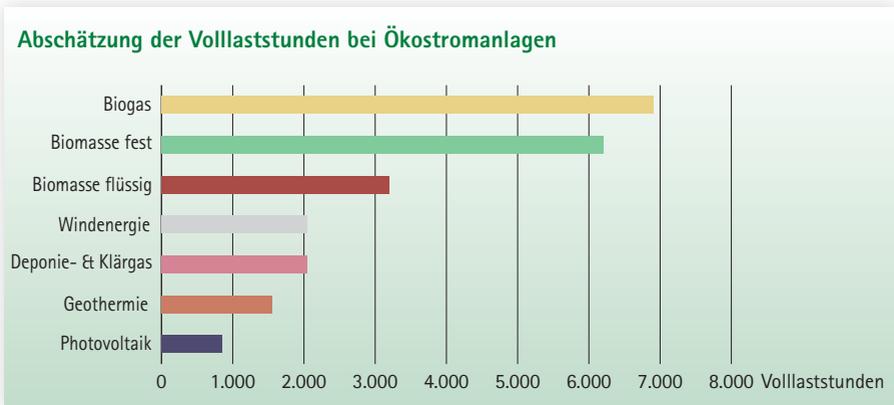


Abb. 12: Biogasanlagen und Holzkraftwerke liefern ganzjährig sicheren Strom und Wärme – Grundlage ist die Photosynthese als geniales System zur Speicherung der Sonnenenergie.



Josef Breinesberger

Eiweiß und Treibstoff vom Acker – Pflanzenöl



Die Idee, naturbelassenes Pflanzenöl als Kraftstoff für Dieselmotoren zu verwenden, ist keinesfalls neu. Schon Rudolf Diesel, der vor über 100 Jahren den Dieselmotor erfand, hat seine ersten Motoren mit Pflanzenöl betrieben. Mit der zu dieser Zeit einsetzenden Entwicklung der Erdölindustrie und dem damit verbundenen Überangebot an billigen Erdölprodukten waren Pflanzenöle aber bald nicht mehr konkurrenzfähig. Nur in Krisenzeiten, wie während der beiden Weltkriege oder der Energiekrise Anfang der 1970er-Jahre, hat man an diese Möglichkeit der Verwendung von Pflanzenölen gedacht, sie aber bei Erleichterung von Erdölimporten auch immer wieder rasch fallen gelassen.

Mit heimischem Pflanzenöl können die fossilen Treibstoffe in Österreich nicht zu Gänze ersetzt werden. Doch in bestimmten Nischen, wie z. B. der Landwirtschaft oder dem Betrieb von Fahrzeugen in wassersensiblen Gebieten bzw. auf Skipisten oder im Forst, kann Pflanzenöl eine interessante Alternative sein. Gründe für diese Verwendung gibt es genug.

Umweltvorteile

- Die energetische Nutzung von Pflanzenöl verursacht keine zusätzliche CO₂-Anreicherung, da die Pflanze beim Wachstum nahezu die gleiche Menge CO₂ absorbiert, die bei ihrer Verbrennung wieder freigesetzt wird. Heimisches Pflanzenöl als Treibstoff ist daher prädestiniert, die Nachhaltigkeitsverordnung der EU betreffend CO₂-Reduktion zu erfüllen.

- Von den rund 6,2 Millionen Tonnen Diesel, die in Österreich verfahren werden, benötigt die Land- und Forstwirtschaft 215.000 Tonnen. Ein teilweiser Ersatz – Altmaschinen werden meistens nicht umgerüstet – dieser Menge leistet auch einen entsprechenden Beitrag zum vereinbarten Klimaschutzziel von Paris. Laut Biotreibstoffbericht des Umweltbundesamtes sind in den vergangenen Jahren jährlich rund 16.000 Tonnen Pflanzenöl in der Landwirtschaft und im Straßengüterverkehr eingesetzt worden. In der Landwirtschaft werden jährlich 6.000 bis 7.000 Traktoren neu zugelassen.
- Pflanzenöle weisen eine gute Umweltverträglichkeit auf; so gehört naturbelassenes Pflanzenöl in Deutschland beispielsweise zur Wassergefährdungsklasse 0.

Vorteile für die Region

- Heimisches Pflanzenöl wird meist regional erzeugt. So entstehen zusätzliche Arbeitsplätze sowie regionale Wertschöpfungs- und Wirtschaftskreisläufe.
- Für die Landwirtschaft bedeutet der Anbau von nachwachsenden Rohstoffen Einkommenssicherung. Außerdem ist es vielversprechend, sich den notwendigen Treibstoff am eigenen Acker anzubauen.
- Ebenso trägt eine Steigerung der heimischen Eiweißproduktion dazu bei, dass der hohen Importabhängigkeit von Sojaschrot (etwa 450.000 Tonnen werden pro Jahr importiert) entgegengewirkt



werden kann. Dieses Eiweißfuttermittel ist noch dazu GVO-frei (gentechnikfrei) – im Gegensatz zu den meisten Soja-Importen.

Unabhängigkeit

Aktuelle Analysen der Internationalen Energieagentur zeigen, dass die Nachfrage nach Energie in Zukunft stark steigen wird. Ursache sind einerseits nicht genutzte Einsparmöglichkeiten bezüglich Energieeffizienz in den Industrieländern und andererseits der rasant steigende Energiebedarf in Schwellenländern, wie Indien und China.

Die Verwendung von Pflanzenöl als Kraftstoff bringt Unabhängigkeit von den großen Erdöl exportierenden Staaten, die großteils in einem politisch instabilen Raum liegen, und in weiterer Folge Unabhängigkeit von den „Ölmultis“.

Ernährungssicherung

- In Krisenzeiten kann durch den Einsatz von Pflanzenöl die Mechanisierung der Landwirtschaft vom Anbau bis zur Ernte aufrechterhalten werden. Durchschnittlich kann die Produktion von einem Hektar Raps die Produktion von neun Hektar Lebensmitteln absichern.

- Als Koppelprodukt der Pflanzenölproduktion fällt ein Eiweißfuttermittel an, das der heimischen Tierhaltung zugutekommt und die Selbstversorgung absichern kann. Das in der Tierhaltung benötigte Eiweißfuttermittel wird heute zu einem großen Teil importiert. Heimische Ölrüchte zur Treibstoffproduktion könnten hier einen wesentlichen Beitrag zur Steigerung der Eigenversorgung liefern. Damit wird man auch von den großen Sojaexportländern Brasilien, USA und Argentinien (Abb. 1) unabhängiger. Zu beachten ist dabei auch der rasante Importanstieg in China in den vergangenen 20 Jahren von quasi null auf über 80 Millionen Tonnen pro Jahr.
- Dieses regional produzierte Eiweißfuttermittel kann auch die Grundlage für eine GVO-freie Lebensmittelproduktion schaffen. Importierte Eiweißfuttermittel sind überwiegend GVO-verändert.
- Regionale Ölmühlen – wie die Beispiele der Maschinenringe in Oberösterreich zeigen – bringen regionale Sicherheiten durch kurze Produktions- und Versorgungswege sowohl im Treibstoff- als auch im Futtermittelbereich.



Quelle: Agrarzeitung, USDA

Abb. 1: Weltweite Sojaproduktion 2017 zeigt Dominanz der drei großen Exporteure Brasilien, USA und Argentinien.



Wirtschaftlichkeit

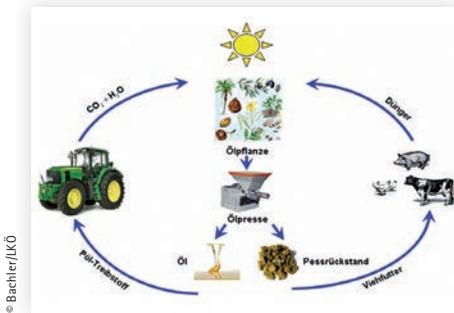
Für den Betrieb der Traktoren mit Pflanzenöl sind diese entweder nachträglich in Form entsprechender Umrüstungen anzupassen, oder die Traktorhersteller adaptieren ihre Motoren von vornherein für den Betrieb mit Pflanzenöl. Deutz und Fendt haben dazu bereits bei der Agritechnica 2007 Lösungen auf den Markt gebracht. Die Lösung von John Deere, dass die Motorsteuerung bereits von Anfang an auf den Betrieb mit Pflanzenöl abgestimmt wird, ist serienmäßig ab Werk bestellbar.

Die Wirtschaftlichkeit des Einsatzes von Pflanzenöl ist derzeit von drei Faktoren abhängig:

- der Preisdifferenz zwischen Dieselöl und Pflanzenöl
- den Kosten für die Umrüstung
- dem jährlichen Treibstoffverbrauch des Fahrzeuges

In den angeführten Beispielen wurde von einer Bruttokalkulation ausgegangen, da unterstellt wurde, dass die meisten Landwirte pauschaliert sind. Folgende Annahmen wurden bei der Kalkulation getroffen (Tab. 2):

- Als Kraftstoffverbrauch wurde eine mittlere Auslastung laut ÖKL-Richtlinien herangezogen.
- Beim Zweitanksystem wird mit Diesel gestartet und abgestellt. Der Anteil für den Dieselerverbrauch wurde mit 10 % des Gesamttreibstoffverbrauches angenommen. Dieser Wert schwankt natürlich, je nachdem, wie häufig der Traktor gestartet und abgestellt wird.
- Der Mehrverbrauch bei Rapsöl wurde mit 2 % angenommen. Dieser ergibt sich aus dem unterschiedlichen Energiegehalt gegenüber Diesel. Der spezifische Heizwert von Diesel liegt bei rund 42 MJ/kg, der von Rapsöl dagegen nur bei 38 MJ/kg. Berücksichtigt man jedoch die Dichte, die beim Rapsöl etwas höher als beim Diesel ist, und vergleicht den volumenbezogenen Heizwert, so verringert sich der Heizwertverlust rein rechnerisch beim Rapsöl auf circa 2 %.
- Hinsichtlich der Motorölkosten wurde keine Verkürzung der Wartungsintervalle berücksichtigt, da mehrere Studien gezeigt haben, dass bei Verwendung von normkonformen Pflanzenölqualitäten eine Reduktion nicht zwingend notwendig ist. Weiters wurden auf dieser



© Bachler/IKO

Pflanzenöl liefert in regionalen Kreisläufen Futtermittel und Treibstoff.

Tab. 1: Ölsaatenanbaufläche und Ackerfläche in Österreich (1.000 ha)

Ölsaaten	1980	1990	1995	2000	2005	2010	2014	2015	2016	2017
Raps/Rübsen	3,9	40,8	89,2	51,8	35,3	53,8	52,8	37,5	39,5	40,4
Sonnenblumen	0,3	23,3	28,5	22,3	30,2	25,4	20,5	19,1	18,2	22,0
Sojabohne		9,3	13,6	15,5	21,4	34,4	43,8	56,9	49,8	64,2
Ackerland gesamt	1.488	1.406	1.403	1.382	1.380	1.364	1.352	1.346	1.343	1.330

Ab 1996 wurden die auf Stilllegungsflächen angebaute, nachwachsenden Rohstoffe zur Brache gezählt (bis 1995 zur jeweiligen Fruchtart). Sojabohne wurde bis 1989 zur Ackerbohne gezählt.
Quelle: <http://www.wawi.bmf.gv.at>, 2016 und 2017 AMA





Übergabe von zwei John-Deere-Pflanzenölserientraktoren durch das Lagerhaus Zwettl an Waldland und den Maschinenring Zwettl

Grundlage keine erhöhten Wartungskosten angesetzt.

- Als kalkulatorischer Zinssatz wurden 6 % angesetzt (Basis ÖKL-Richtwerte für Maschinenselbstkosten).

Wie die Ergebnisse der Kalkulation zeigen, rechnet sich die Umrüstung bei einem 80-kW-Traktor (je nach Umrüstkosten,

Preisdifferenz beim Rapsöl und Einsatzstunden) nach 1,9 bis 5,5 Jahren. Bei einem 120-kW-Traktor ist dies aufgrund des höheren Treibstoffverbrauches bereits zwischen 1,3 bis 3,7 Jahren gegeben.

Die Kosteneinsparung durch die Umrüstung auf Pflanzenöl beträgt bei den in der Tabelle dargestellten Beispielen zwischen 583 Euro und 3.247 Euro je Jahr.

Tab 2: Amortisationsdauer für die Umrüstung eines Traktors von Diesel auf Pflanzenöl

Traktorumrüstung	Eintanksystem		Zweitanksystem	
Kosten	7.000 Euro		5.000 Euro	
Preisvorteil (Rapsöl zu Diesel)	0,20 Euro	0,30 Euro	0,20 Euro	0,30 Euro
Traktor 80 kW	700 Betriebsstunden pro Jahr			
Amortisationsdauer in Jahren	5,5	3,5	4,3	2,8
	1.000 Betriebsstunden pro Jahr			
Amortisationsdauer in Jahren	3,8	2,4	3,0	1,9
Traktor 120 kW	700 Betriebsstunden pro Jahr			
Amortisationsdauer in Jahren	3,7	2,3	2,9	1,9
	1.000 Betriebsstunden pro Jahr			
Amortisationsdauer in Jahren	2,6	1,6	2,0	1,3

Quelle: Bundesverband Pflanzöl Austria

Voraussetzungen für einen problemlosen Betrieb

Fahrzeugadaptierung

Eine nachträgliche Adaptierung beinhaltet meistens als zentrales Element eine Anwärmung des Treibstoffes auf rund 70 °C, da dann etwa eine ähnliche Viskosität von Pflanzenöl vorliegt, wie sie in der kalten Jahreszeit bei Diesel vorhanden ist. Der technische Zugang einzelner Hersteller ist dabei jedoch oft etwas unterschiedlich.

Wenn der Betrieb des Fahrzeuges bereits durch den Hersteller für den Pflanzenöleinsatz adaptiert wurde, bringt dies natürlich Sicherheiten, vor allem bei Garantiefragen.

Pflanzenölqualität

Grundsätzlich muss Pflanzenöl in Österreich den Qualitätsvorgaben der Kraftstoffverordnung entsprechen. Dies bedeutet für die Ölmühle, dass entsprechende Analysen des Öles regelmäßig in Labors durchgeführt werden müssen. Von vielen Fahrzeugherstellern werden für den Betrieb mit Pflanzenöl die wesentlich strengeren DIN-Normen verlangt. Für Rapsöl als Kraftstoff ist

dies die DIN 51605 und für die anderen Pflanzenöle die DIN 51623.

Nachhaltigkeit von Pflanzenöltreibstoff

Pflanzenöl unterliegt den Nachhaltigkeitsvorschriften der Richtlinie 2009/28/EG – Förderung Energie aus erneuerbaren Quellen, ganz im Gegensatz zu fossilem Treibstoff, der in dieser Richtlinie nur als einziger Referenzwert mit 83,8 gCO₂e/MJ genannt wird – unabhängig, ob das Erdöl aus dem Bohrloch sprudelt, oder ob es sich um Ölsandabbau handelt.

Inverkehrbringer von Pflanzenöltreibstoff müssen im Rahmen einer Zertifizierung die Nachhaltigkeit nachweisen und diese Mengen im elektronischen Nachhaltigkeitsnachweis des Umweltbundesamtes erfassen. Für die Landwirtschaft gibt es in bestimmten Fällen der Selbstversorgung Ausnahmen von dieser Verpflichtung. Für reines Rapsöl beträgt der Standardwert für die Minderung von Treibhausgasemissionen 57 %. Bei der Berechnung dieses Wertes wird das Koppelprodukt Eiweißkuchen jedoch immer nur nach dem Brennwert

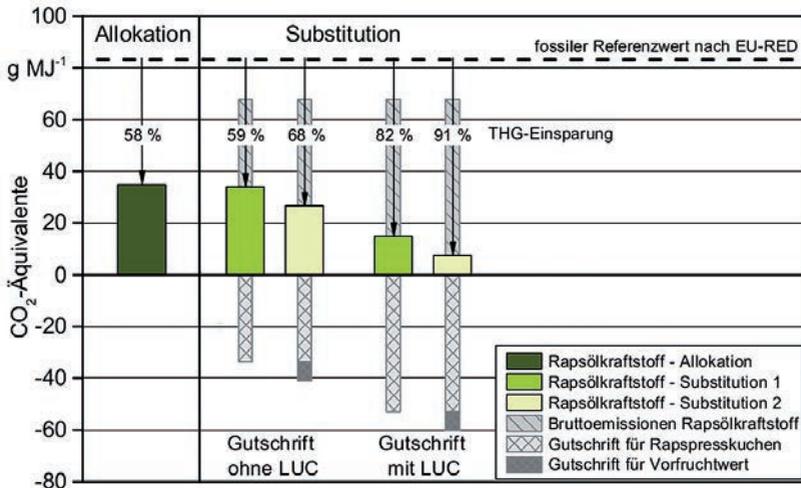


Abb. 2: Nachhaltigkeit von Rapsölkraftstoff in ausgewählten bayerischen Ölmühlen



berechnet. Würde man die auch erlaubte Substitutionsmethode mit Gutschriften für den Rapspresskuchen und auch dessen Vorfruchtwert heranziehen, könnte dieser Wert unter der Betrachtung der Landnutzungsänderungen durch den Sojaanbau jedoch bis 91 % betragen.

Pflanzenölkraftstoff zur Krisenbewältigung

Im Falle eines Blackouts im Strombereich könnten beispielsweise Notstromaggregate mit Pflanzenöltraktoren betrieben werden. Um zu prüfen, ob ausreichend Pflanzenölkraftstoff verfügbar wäre, wurde folgendes Beispiel gewählt (Tab. 3): In allen 2.100 österreichischen Gemeinden läuft ein 100-kW-Traktor zwei Wochen rund um die Uhr, um ein Notstromaggregat für wesentliche zentrale Einrichtungen zu betreiben. In diesem Fall würden je nach Traktorauslastung zwischen 9.000 bis 15.000 Tonnen Pflanzenölkraftstoff benötigt.

Würde sich dieser Einsatz auf einen Monat ausdehnen, würde die benötigte Pflanzenölmenge auf 19.000 bis 33.000 Tonnen ansteigen. Bei einem Rapsertag von 3.000 Kilogramm je Hektar kann man eine Ölmenge von rund 1.000 Kilogramm je Hektar erhalten. Unterstellt man die derzeitige Anbaufläche von rund 40.000 Hektar Raps, entspricht dies in etwa auch 40.000 Tonnen Rapsöl. Zusätzlich werden etwa

22.000 Hektar Sonnenblume und 64.000 Hektar Sojabohne angebaut. Diese 126.000 Hektar Ölfrüchte entsprechen nicht einmal 10 % der Ackerfläche, sodass auch aus fruchtfolgetechnischen Gründen hier kein Engpass besteht. Somit könnte Pflanzenöl auch einen wesentlichen Beitrag zur Krisenbewältigung leisten. Ein wesentlicher Umstand sollte dabei auch nicht übersehen werden: Die Praxis hat gezeigt, dass Diesel-Notstromaggregate, die nicht regelmäßig gewartet und in Betrieb gesetzt werden, im Ernstfall oftmals nicht funktionieren. Traktoren sind regelmäßig in Betrieb und sind daher auch immer sofort einsatzfähig.

Weiterführende Informationen

Interessenten finden unter www.pflanzenoel.agrarplus.at eine Sammlung an seriösen, unabhängigen Informationen zum Thema Pflanzenöleinsatz als Treibstoff.

Weiters ist der Bundesverband Pflanzenöl Austria aktiv und versteht sich als unabhängige Interessensvertretung. Er bemüht sich, die Anliegen der heimischen Pflanzenölproduktion in allen Bereichen zu unterstützen. Infos sind unter www.pflanzenoel-austria.at zu finden. ■

Dipl.-Päd. Ing. Josef Breinesberger
Agrar Plus und
Bundesverband Pflanzenöl Austria
office@agrarpus.at

Tab. 3: Rapsöl zum Antrieb von Notstromaggregaten mit Traktoren für Krisenfälle

Kraftstoff- verbrauch Rapsöl	Liter/ Stunde	Liter/ Traktor	Liter gesamt Österreich	Tonnen/ Traktor	Tonnen gesamt Österreich
14 Tage Notstrombetrieb					
hohe Auslastung	23,1	7.762	16.299.360	7,1	14.995
mittlere Auslastung	13,2	4.435	9.313.920	4,1	8.569
31 Tage Notstrombetrieb					
hohe Auslastung	23,1	17.186	36.091.440	15,8	33.204
mittlere Auslastung	13,2	9.821	20.623.680	9,0	18.974

Berechnungsgrundlage: Laufzeit der Traktoren 24 h/Tag bei 2.100 Gemeinden in Österreich, Traktorleistung 100 kW, spez. Kraftstoffverbrauch 0,33 l/kWh, spez. Gewicht Rapsöl 0,92 kg/l

Quelle: : Bundesverband Pflanzenöl Austria



Karl Totter

Kreislaufwirtschaft in der Praxis – Bioenergie Mureck



Die Bioenergie Mureck – sechs Betriebe – betreiben in Mureck in der Südsteiermark Anlagen zur Produktion von Biodiesel, ein Biomasseheizwerk zur Wärmeversorgung der Stadt, eine Biogas-/Ökostromanlage, Photovoltaik-Anlagen mit einer Leistung von 2,5 MW zur Ökostromerzeugung sowie einen Gartenbaubetrieb mit Biogemüseanbau. Diese sechs Firmen auf einem Betriebsgelände von 8 Hektar sind vernetzt und setzen die weltweit bekannte Kreislaufwirtschaft in die Praxis um.

Kreislaufprinzip Rapsverarbeitung

Eine Biertischrunde, bestehend aus drei Landwirten, erörterte am 30. Dezember 1985 die Situation in der Landwirtschaft. Wir wirtschaften gegen den Kreislauf der

Natur: „Unsere Tiere fressen Futter aus Amerika – Eiweißfuttermittelimporte. Unsere Traktoren werden aus den arabischen Ländern getränkt – Ölimport, und wir wissen nicht, wie wir unsere einseitige Produktion loswerden sollen – Getreideexport.“ Die Erkenntnis daraus lautete: „So kann es nicht weitergehen.“ Am Biertisch wurde das Ziel klar definiert: „Wir müssen das Futter – die Energie – für die Zugtiere – die landwirtschaftlichen Fahrzeuge – wieder selbst erzeugen.“

Nach einer nur zweijährigen Pilotphase mit 22 Bauern in der Fachschule Silberberg gründeten am 20. Oktober 1989 200 Bauern die SEEG Südsteirische Energie- und Eiweißzeugungsgenossenschaft. 1990/91 errichtete die SEEG in Mureck in



© SEBA Mureck

Die Ideengeber der Biertischrunde vom 30. Dezember 1985 nach 30 Jahren (v. li.): Ferdinand Potzinger, Karl Totter und August Jost



der Südsteiermark eine Rapspress- und Umesterungsanlage mit einer Kapazität von 500 Jahrestonnen Biodiesel.

In den Bezirken in der Süd-, Ost- und Weststeiermark, im Lavanttal in Kärnten und auf dem Wiener Schwarzenbergplatz wurde ab 1991 mit Hinweistafeln für die Ökodieselerzeugung aus Raps geworben. Der Rapsanbau für die Verarbeitung in Murreck wurde, beginnend mit 200 Hektar im Jahre 1989, auf 900 Hektar im Jahr 1995 ausgedehnt.

Kreislaufprinzip Altspeiseölverarbeitung

1993 begann die SEEG dank der steirischen Wissenschaft und Forschung als weltweit einziges Unternehmen, auch Biodiesel aus Altspeiseöl und pflanzlichen Fetten zu erzeugen. Die Fettsammlung wurde in Zusammenarbeit mit der zuständigen Fachabteilung der Stmk. Landesregierung und den Steirischen Abfallwirtschaftsverbänden völlig neu entwickelt und organisiert. Mit dem Haushaltssammelkübel, den Sammelcontainern und dem Spezial-Sammelsaugfahrzeug wurde nach mehrjähriger Erfahrung ein bedienerfreundliches Gesamtkonzept angeboten. Gemeinden, Abfallwirtschaftsverbände und Gastrobetriebe hatten die Möglichkeit, Mitglieder der SEEG zu werden. Mit der Raps- und Altspeiseölverwertung stieg die Mitgliederzahl auf über 500. Mithilfe unserer Logistik sammelten wir das angefallene Altspeiseöl und -fett – rund 3 kg pro Einwohner und Jahr – und verarbeiteten es zu Biodiesel. Damit betrieben die Mitglieder ihre Dieselfahrzeuge.

Als die SEEG am 22. Dezember 1993 dieses Projekt unter dem Motto „Von der Pfanne in den Tank“ in Graz der Öffentlichkeit vorstellte, glaubten viele nicht daran, dass man auch aus Altspeiseöl hochwertigen Biodiesel erzeugen und Dieselfahrzeuge betreiben könnte. Viele positive Versuche an der TU Graz mit den Bussen der

Grazer Verkehrsbetriebe (GVB) waren der beste Beweis, dass Biodiesel aus Altspeiseöl, normgerecht nach DIN EN 14214 hergestellt, mindestens so gut ist wie Biodiesel aus Rapsöl.

Wie wichtig diese Entwicklung war, wurde vielen erst bewusst, als der Dioxinskandal (Abfall im Futter) Gott sei Dank zum Schutz unserer Konsumenten und der Umwelt aufgedeckt wurde.



© SEBA Murreck

Mitten in Wien wurde 1991 der Rapsanbau zur Biodieselerzeugung beworben.



© SEBA Murreck

Biodieseltankstelle für SEEG-Mitglieder



Die Weltneuheiten Biodieselerzeugung aus Raps und Altspeiseöl im Kreislaufprinzip lockten bis zum Jahr 1995 mehr als 20.000 Besucher aus allen Kontinenten nach Mureck. Es war immer unser Ziel, dass die Wirtschaftsgüter Raps, Altspeiseöl und -fett in den einzelnen Regionen zu Biodiesel veredelt werden sollen, damit die Wertschöpfung in der Region bleibt.

Die SEEG-Biodieselanlage wurde im Jahr 1991 für eine Verarbeitungskapazität von 500 Tonnen pro Jahr errichtet und danach bis zum Jahr 2008 in mehreren Schritten auf 15.000 Tonnen/Jahr erweitert. Die sinnvolle Verwertung der Glycerinphase, ein Nebenprodukt aus der Biodieselerzeugung, war sehr lange ein Sorgenkind. Viele Versuche waren notwendig, damit dieser hochwertige Rohstoff ökologisch und ökonomisch optimal in der Biogasanlage verwertet werden konnte.

Nahwärme aus Biomasse

Mit dem Slogan „Eine Stadt denkt nach – eine Stadt denkt um“ begann die SEEG 1995 den Mureckern bewusst zu machen, dass eine Wärmeversorgung mit Holz aus

der Region besser ist, als Heizen mit Öl, Gas, Kohle oder Strom. Mit dem einstimmigen Beschluss des Murecker Gemeinderates fiel am 26. Mai 1998 der Startschuss für den Bau der Nahwärmanlage Mureck. Neben der SEEG-Biodieselanlage entstand eine 4-MW-Nahwärmanlage, welche die Stadt Mureck ganzjährig mit Raumwärme und Wärme für die Wasseraufbereitung versorgt. Trotz des damaligen niedrigen Heizölpreises von 25 Cent/Liter konnten wir die Murecker davon überzeugen, dass eine Wärmeversorgung mit Holz für die Umwelt, die Sicherheit und die Wertschöpfung in der Region Vorteile bringt.

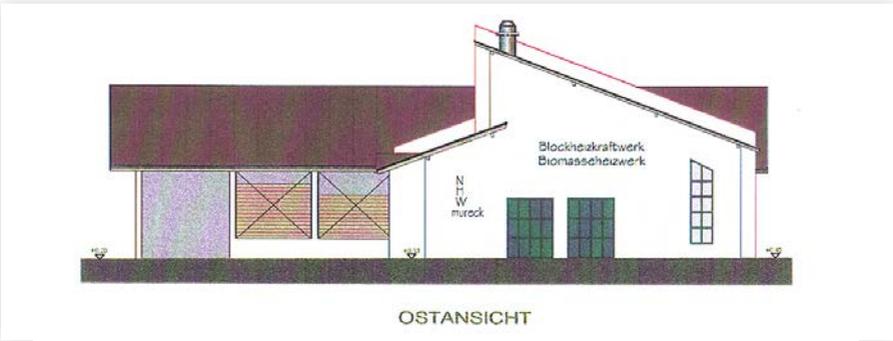
In der Startphase wurden 50 % der öffentlichen Gebäude, Betriebe und Haushalte an das Nahwärmenetz angeschlossen – heute sind es bereits 95 %. Zusätzlich zu den 4-MW-Biomasseheizkesseln, die nur in den Wintermonaten in Betrieb sind, stehen für die ganzjährige Wärmeversorgung die Abwärme von der Biogas-/Ökostromproduktion sowie ein Spitzenlastkessel mit Biogas, ein Spitzenlastkessel mit Flüssigbrennstoff und zwei Wärmespeicher mit insgesamt 285 m³ Warmwasserinhalt zur



© SEBA Mureck

Schulen tragen zur Bewusstseinsbildung bei – Schulklasse vor der Nahwärmanlage Mureck.





Das Heizhaus der Nahwärme Mureck versorgt 275 Objekte mit Wärme, nach dem Motto „vom Wald ins Wohnzimmer“.

Verfügung. Mit der Brennstoffleistung von 8 MW kann der derzeitige Wärmejahresbedarf von 12.000 MWh gedeckt werden.

Mit der Abwärme der Biogas-/Ökostromproduktion können etwa 10.000 srm Hackschnittel ersetzt werden. Die Biomassekessel werden zu einem Drittel mit Restholz der umliegenden Waldbesitzer versorgt. Zwei Drittel des Brennstoffes kommen aus den naheliegenden Sägewerken und Holzindustriebetrieben. Hätte die Stadt Mureck die Wärmeversorgung mit dezentralen Wärmepumpen aufgebaut, wäre der Strombedarf um ein 25-Faches höher.

Ökostromerzeugung aus Biogas

Im Jahr 2000 begann die SEEG mit der Planung der Biogasanlage. Nach vielen Exkursionen mit dem Gemeinderat und den Nachbarn war es möglich, dass nur 250 Meter neben dem Stadt- bzw. Wohngebiet eine 1-MW-Biogasanlage in den Jahren 2004/2005 errichtet werden konnte. Die Inbetriebnahme erfolgte am 1. März 2005. Die Primärenergie für diese umweltfreundliche Stromerzeugung kommt ebenfalls aus der engeren Region. Wirtschaftsdünger, Gülle und Mist sowie die Verwertung der Nebenprodukte aus der Biodieselerzeugung



Die 2005 errichtete Biogasanlage am Stadtrand von Mureck steht nur 250 Meter vom Wohngebiet entfernt.

sind die dominierenden Energieträger. Vom Acker – Silo- und Körnermais – stammen ungefähr 25 % des Primärenergiebedarfs für die notwendige Methangaserzeugung. Mit dem 1.400 PS starken Gasmotor und dem angebauten Generator werden jährlich etwa 8.500 MWh Strom erzeugt und als Ökostrom in das öffentliche Netz eingespeist. Der Gasmotor ist im Heizhaus installiert, sodass die Abwärme mit einigen Metern Leitungen in das Nahwärmenetz eingespeist wird.

Die anfallende Biogaskülle wird ohne Aufbereitung und zusätzlichen Energieeinsatz als fast geruchloser Naturdünger für die Kulturpflanzen auf die umliegenden Felder ausgebracht. Dies geschieht vor dem Anbau und in der Vegetationszeit. Die Biogasanlage ermöglicht somit einen 100%-igen Kreislauf in der Region. Die Biodieselanlage, die Nahwärme Mureck und die Ökostrom Mureck sind gut mit Leitungen vernetzt, erzielen damit insgesamt einen sehr guten Wirkungsgrad und schonen die Umwelt.

Photovoltaikanlagen – Sonnenstrom

Die SEEG organisierte auch die Startphase für die Umsetzung von Photovoltaikanlagen in Mureck. Somit entstanden das Bürgerbeteiligungsmodell mit 380 Anteilszeichnern und die SEBA Mureck mit Unterstützung der Gemeinden der Kleinregion Mureck.

Das Land Steiermark hat mit wissenschaftlicher Begleitung der TU Graz und der BOKU Wien das Projekt mit den drei Ausbaustufen ebenfalls finanziell unterstützt und begleitet. Die Freiflächenanlage mit 1.050 kWp wurde 2010/11 errichtet und am 2. April 2011 offiziell in Betrieb genommen. Im Jahr 2012 hat die SEBA Mureck weltweit erstmalig ein 1,2 Hektar großes Gewächshaus für den Biogemüseanbau mit einer 950 kWp dachintegrierten Photovoltaik-Dachanlage errichtet. Da es für diese Nutzung weltweit weder theoretische noch praktische Erkenntnisse gab, hat die SEBA Mureck die BOKU Wien beauftragt, in einem Versuch die Nutzungsmöglichkeiten und die Auswirkungen der Lichtverhältnisse auf das Wachstum der Pflanzen auf dem Prüfstand abzuklären.

Die dritte Ausbaustufe wurde ebenfalls im Jahr 2012 auf der Bioenergiehalle und dem neu errichteten Carport mit einer Leistung von 500 kWp als Aufdachanlage errichtet. Die Eröffnungsfeier des weltweit ersten Klimaschutz-Energiegewächshauses sowie der Aufdachanlagen erfolgte im Oktober 2012 unter Beteiligung der Anteilszeichner und von über 1.000 Gästen.

Mit den fünf Produktionssparten Biodiesel, Wärme, Biogas, Ökostrom und Biogemüse sparen wir pro Jahr 57.000 Tonnen CO₂ ein und beschäftigen vor Ort 36 Arbeitskräfte. Bei den Investitionen und der laufenden Produktion bleibt sehr viel Wert-



© SEBA Mureck

Effiziente Ökostrom-Erzeugung per Bürgerbeteiligungsmodell





PV-Strom und Biogemüse – Nahrungsmittel und Energie werden flächenschonend produziert.

schöpfung in der Wirtschaft und bei den Menschen in der Region.

Störaktionen beim Aufbau der regionalen Kreislaufwirtschaft

Während der Aufbauphase gab es viele Störaktionen und Hemmnisse. „Elefanten“ – zentrale Energieerzeuger und Handelsbetriebe – versuchten immer wieder, die Kreislaufwirtschaft zu verhindern.

Die größten Hemmnisse für die gut funktionierende Kreislaufwirtschaft kamen aus der Motoren- und Erdölindustrie. Die starken Veränderungen des Rohölpreises haben die Menschen akzeptiert. Mit der Einführung der Biodieselbeimengung zum Fossildiesel gab es für die Motoren keine Freigabe mehr für den 100%-igen Biodieselbetrieb. Eine Mischung im Lagertank wurde verboten. Palmölimporte und Biodieselanlagen-Überkapazitäten waren für das Image der Biodieselerzeugung schlecht. Nun wirbt man mit „Agrardiesel BO – das Premiumprodukt“, das ist Fossildiesel ohne Biodieselbeimengung. Die Politik schaut diesem Unsinn zurzeit leider tatenlos zu – wo bleibt der Klimaschutz?

Die in einem Zeitraum von über 20 Jahren aufgebaute, bewährte Kreislaufwirtschaft wurde mit allen Mitteln erschwert. Die SEEG musste demnach 2013/14 ein



1.000 MWh Sonnenstrom werden ohne Rohstoffrechnung erzeugt, zeigt Geschäftsführer Ing. Karl Totter.

Sanierungsverfahren mit Fremdverwaltung einleiten. Seitdem ist die SEEG nicht mehr operativ, sondern nur mehr organisatorisch tätig. Die SEEG-Mitglieder haben nach wie vor die Möglichkeit, ihren Raps im Kreislaufprinzip mit der Rücknahme der Produkte Biodiesel und Rapskuchen in Mureck verarbeiten zu lassen. Der Rechtsnachfolger der Murecker Biodieselanlage ist die Firma Brantner Energy GmbH, die am Standort Mureck die Anlage von ursprünglich 15.000 Tonnen auf 24.000 Tonnen Biodieseljahreskapazität ausbaut.

Um das Klimawandelproblem zu lösen, ist auch der Einsatz von Biodiesel notwendig. Die CO₂-Einsparung gegenüber Fossildiesel liegt bei der Verarbeitung von Altspeiseöl bei 95 %, pro Liter Biodiesel werden 2,85 kg CO₂ eingespart. Im Kreislaufprinzip aus regionalem Raps erzeugter Biodiesel spart pro Liter 85 % bzw. 2,55 kg CO₂ ein. Diese Klimaschutzaktivität wird in Deutschland, der Schweiz und Slowenien mit einer Treibhausgas-Prämie belohnt – in Österreich leider nicht. Hier muss die Politik erst aufwachen.

Eine ungewollte Störung war der Großbrand am 11. März 2016. Durch den raschen und gut organisierten Einsatz der Feuerwehren konnte der Energiepark Mureck vor einem Totalschaden gerettet werden.



Protestaktion mit den Verantwortlichen der Stadtgemeinde Mureck zugunsten der Biogasanlagen angesichts der Debatten um die Novelle des Ökostromgesetzes

Unser Sorgenkind ist derzeit die schon längst überfällige Ökostromgesetznovelle. Wir haben am Murecker Energiepark durch die Vernetzung der sechs Firmen eine der am effizientesten geführten Biogasanlagen in Europa. Es wäre ein Armutszeugnis der Politik, wenn wir diese ab 1. März 2018 aufgrund des fehlenden Einspeisetarifs sperren müssten und demnach mehr Kohle- und Atomstrom nach Österreich importiert werden müsste.

Zukunftsvisionen – Regionen stärken

Die Globalisierung brauchen wir zur Friedensbildung. Ein freier Handel von Waren (und Menschen) um die Welt macht die Kluft zwischen Arm und Reich leider nur größer. Wir dürfen nicht zulassen, dass noch mehr Geld in noch weniger Hände fließt. Deshalb brauchen wir die dringend notwendige regionale Kreislaufwirtschaft. Die Bioenergie Mureck mit den bald sieben Firmen hat trotz der noch fehlenden Rahmenbedingungen zehn Zukunftsvisionen, die zur Stärkung des ländlichen Raumes,

der Energiesicherheit und der Erhaltung unserer Lebensgrundlagen auch umgesetzt werden müssen. Diese sind:

1. Erweiterung der Biodieselanlage von 15.000 auf 24.000 Tonnen Jahreskapazität
2. Frachten von der Straße auf die Schiene verlegen
3. Anbaufläche von regionalem Raps von derzeit 100 auf 2.500 Hektar erhöhen
4. Die Biogas- und Ökostromerzeugung absichern und weiter ausbauen
5. Mit Biogas/Ökostrom in Kooperation mit dem EVU Mureck (eigenes Stromnetz) bei einem Blackout die Stadt Mureck mit Strom versorgen, Mureck wird die „hellste“ Stadt Europas.
6. PV-Anlagen von 2.500 auf 5.700 kWp ausbauen
7. Das Klimaschutz-Energiegewächshaus von derzeit 1,24 Hektar auf insgesamt 5,86 Hektar erweitern und demnach auch die Biogemüseerzeugung erhöhen
8. Eine zusätzliche Betriebsansiedlung mit Gemüsehydrokultur auf einer Fläche von 1,5 Hektar ist in Bau.





Nachhaltigkeit als Strategie und Motivation – ÖkR Karl Totter, Geschäftsführer Ing. Gernot Breitenhuber, Geschäftsführer Ing. Karl Totter und Obmann Josef Reiter-Haas (v. li.), die Führungskräfte der Bioenergie Mureck

9. Für die Abdeckung des Wärmebedarfs muss die Nahwärme entsprechend aufgestockt werden.
10. Mit der zunehmenden E-Mobilität werden in Mureck bis zu drei Ladestellen installiert.

Murecker Klimaschutzaktivitäten

Diese Zukunftsvisionen mit einer Investitionssumme von 23 Millionen Euro werden die Region zunehmend stärken und sollen bis zum Jahr 2025 abgeschlossen sein.

Mit den jetzigen Aktivitäten werden pro Jahr 57.000 Tonnen CO₂ eingespart. Nach Umsetzung der Zukunftsvisionen können pro Jahr 115.000 Tonnen CO₂ vermieden werden. In Zukunft könnten statt derzeit 36 Arbeitskräften 115 Personen vor Ort ihren Arbeitsplatz finden. Die Verantwortlichen der Bioenergiebetriebe wissen den Einsatz ihres Personals zu schätzen; sie sind das beste Kapital eines jeden Betriebes. Der Murecker Energiekreislauf wurde national

und international mehrfach ausgezeichnet. Viele Medienberichte haben unsere Ideen in die Welt hinausgetragen. Die heimische Wirtschaft konnte dadurch viele Projekte umsetzen und auch Wertschöpfung ins Land holen.

Mureck ist schon jetzt Weltmarktführer im Klimaschutz. Im Durchschnitt werden in Österreich pro Einwohner 8,3 kg CO₂ emittiert, in Mureck nur 1,7 kg. Nach Umsetzung der Zukunftsvisionen wird der CO₂-Ausstoß pro Einwohner und Jahr bei –5,5 kg liegen. Mureck zeigt, wie es geht, den ländlichen Raum wiederzubeleben, und wie Österreich und die EU die vorgegebenen Klimaschutzziele erreichen können. Für diese dringend notwendige regionale Kreislaufwirtschaft müssen Rahmenbedingungen geschaffen werden. Eine diesbezügliche Bewusstseinsbildung ist für die Politik eine große Unterstützung.

Die ökologische Steuerreform ist das Fundament für den dringend notwendigen



Wir müssen raus aus der Finsternis der Fossilenergie – in eine hell erstrahlende Welt mit erneuerbarer Energie für eine bessere Lebensqualität für uns und nachfolgende Generationen.

Klimaschutz. Damit kann die Energiewende, weg von Öl, Gas, Kohle und Atomstrom, hin zu den erneuerbaren Energieträgern, auch ökologisch, ökonomisch und gesellschaftspolitisch sinnvoll umgesetzt werden.

Viele Staaten weltweit, darunter auch Österreich, haben das Klimaschutzabkom-

men von Paris ratifiziert und werden es demnächst umsetzen müssen. Die Politik ist gefordert, unsere ökologisch, ökonomisch und gesellschaftspolitisch unsichere Welt mit all den Gefahren wieder in Ordnung zu bringen. Denken wir an unsere Nachkommen – ihnen müssen wir eine lebenswerte Umwelt hinterlassen.

Wir sollten auch die Gefahren der digitalen Welt erkennen. Die Herausforderungen Klimaschutz, Sicherheit, Beschäftigung, Lebensqualität und die Sicherung des sozialen Friedens müssen wir gemeinsam bewältigen.

Deshalb der Appell an alle Menschen, besonders an die Verantwortlichen in der Politik und Wirtschaft in Österreich und Europa: Wir müssen das dringend notwendige Friedensprojekt ganzheitlich mit Hausverstand rasch mit den dazu notwendigen Rahmenbedingungen umsetzen. ■

ÖkR Karl Totter
SEBA Mureck GmbH & Co KG
karl.totter@sebamureck.at



Wissen, wo das Brot herkommt – gemeinsam mit Hausverstand unsere Lebensgrundlagen sichern



Fred Strohmeier

Die Ölfeld-Saga

Die Ölfeld-Saga wurde am 28. August 1987 bei der historischen Feier anlässlich des weltweit ersten Biodiesels aus Raps an der Fachschule Silberberg/Steiermark uraufgeführt.

Älterer Sprecher:

*Unterwerft euch die Erde.
Aber seht zu, daß sie heil bleibt.
Holt euch Kraft aus der Erde –
für Euch und die Kreatur,
die euch dienstbar ist.
So hat's der Mensch gehalten
durch Jahrtausende,
bis in unsere Zeit.
Der Mensch bebaute das Land
mit jener Kreatur
für sich und für sie.
Neben dem Korn wallte der Hafer,
neben der Hirse blühte der Klee.
Es schnaubten die Rösser,
es keuchten die Ochsen,
es ächzte das Joch.
Und der Pflüger und Fuhrmann
litt mit dem geschundenen Vieh.
Gemeinsames Mühen
um die Kraft aus der Erde.*

Junger Sprecher:

*Unterwerft euch die Erde.
Aber müht euch dabei euren Geist!
So hat der Mensch der Natur
ungezählte Geheimnisse entlockt.
Diese machte er sich untertan
und schuf sich selber starke Helfer.
Kein Schnauben und Ächzen mehr,
doch lautes Gedröhn.
Und Motoren und Maschinen
brauchten kein Haferfeld mehr,
keinen Kleeacker,
auch kein Wiesenland.
Die Kraft für sie
fließt aus dem fernen Ölfeld.*

Älterer Sprecher:

*Aus dem Fernen Ölfeld,
wo die Kraft in dunklen Tiefen gespeichert ist
für gezählte Tage.
Und uns ist sie eine Fremde Kraft –
unheimlich stark.
Sie widersetzt sich jener Harmonie,
die in Wahrheit unser Leben trägt.
Mißachteter Einklang,
durchbrochener Kreislauf:
Unordnung heißt der Fluch.
Wir haben sie selber geschaffen.
Die Frucht von Geistes Mühen?
Wer mag da noch ans Morgen denken?
So will ich träumen:
daß wir wieder zur immer neuen Kraft
unserer Erde finden;
daß uns der Einklang gelingt;
daß sich alles in den Kreislauf fügt;
daß der Segen Ordnung heißt.
Ich träume.*

Junger Sprecher:

*Schaue!
Was durch Geistes Mühen geschaffen ist,
soll nie das Ende sein.
Was rechter Fortschritt ist,
ist ein Vorwärts zum Besseren.
Sonnenhell flammen die Felder auf.*

Fred Strohmeier (1941–1999) war ein steirischer Heimatdichter, Naturliebhaber und Chefredakteur des Steirischen Bauernbundes. Seit dem Jahre 2000 findet zu seinem Gedenken jährlich neben seinem Heimathaus das „Keuschlerfest“ mit bis zu 2.000 Besuchern statt.



Josef Eisenschenk

Die Bioraffinerie Österreichs



Agrana veredelt als international ausgerichtetes österreichisches Industrieunternehmen landwirtschaftliche Rohstoffe zu hochwertigen Lebensmittelzutaten und einer Vielzahl von industriellen Vorprodukten.

Rund 8.600 Mitarbeiter erwirtschaften an weltweit über 50 Produktionsstandorten einen Konzernumsatz von rund 2 Milliarden Euro. Das Unternehmen wurde 1988 gegründet. Agrana ist heute im Segment Zucker führender Anbieter in Zentral- und Osteuropa und im Sektor Stärke ein bedeutender Produzent von kundenspezifischen Stärkeprodukten und Bioethanol in Europa und Weltmarktführer einer breiten Palette von Bio-Stärkespezialitäten. Agrana ist außerdem Weltmarktführer bei Fruchtzubereitungen und bedeutendster Produzent von Fruchtsaftkonzentraten in Europa. Agranas Produkte aus dem Werk Pischelsdorf sind fixer Bestandteil in unserem täglichen Leben. Im Folgenden sind die Fakten der Bioraffinerie am Standort Pischelsdorf in Niederösterreich aufgelistet:

- 2006: Baubeginn
- 2008: Vollbetrieb Bioethanolanlage

- 2012: CO₂-Verflüssigung durch Partner Air Liquide
- 2013: Inbetriebnahme Weizenstärkeanlage

Die kaskadenförmige Rohstoffnutzung in der Bioraffinerie Pischelsdorf ermöglicht eine Veredelung hochwertiger landwirtschaftlicher Rohstoffe zu Lebensmittelzutaten, Futtermitteln (vor allem ActiProt®) und Energie in Form von Bioethanol zur Treibstoffbeimischung. Folgende Produkte werden in der Bioraffinerie hergestellt (Abb. 1): Stärke, Kleie, Gluten, ActiProt®, Ethanol, CO₂ und BioAgenasol®.

Stärkeproduktion am Standort Pischelsdorf

Die Agrana-Bioraffinerie in Pischelsdorf ist durch die Integration einer Weizenstärkeanlage in der Bioethanolanlage ein Musterbeispiel für Ressourceneffizienz und gilt international als Benchmark.

In Pischelsdorf werden aus dem Rohstoff Weizen die Lebensmittel Weizenprotein und Weizenstärke für die Lebensmittelindustrie sowie Stärke für die technische Industrie



Quelle: Agrana

Abb. 1: In der Bioraffinerie in Pischelsdorf wird eine Vielzahl von Produkten – sowohl hochwertige Lebensmittelzutaten als auch industrielle Vorprodukte – hergestellt.



erzeugt. Dabei gehen die bei der Herstellung von Weizenstärke und -gluten bzw. Kleie ungenutzten Rohstoffbestandteile als Sidestream in die Bioethanolerzeugung und werden dort zu „Advanced Fuel“ verwertet.

Die Nachhaltigkeit der Bioraffinerie

Agrana leistet als Bioethanolhersteller einen essenziellen Beitrag zur Treibhausgasreduktion, Feinstaubverringerung und Eiweißfuttermittel-Eigenversorgung und ist durch Abnahme- und Preissicherheit für die Landwirte im Donaauraum ein wichtiger Partner der regionalen Landwirtschaft.

So wird zum Beispiel 100 % Nassmais direkt von österreichischen Landwirten über kurze Transportwege angeliefert. Mit der Verwendung von rund 800.000 Tonnen Getreide pro Jahr sorgt Agrana für die Marktstabilität der regionalen Landwirtschaft. Darüber hinaus werden auch biotechnologische Forschungsaktivitäten initiiert und gefördert.

Der Standort Pischelsdorf ist ISCC-zertifiziert und erfüllt somit die vorgegebenen Nachhaltigkeitskriterien der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU (Renewable Energy Directive – RED).

Bei der Herstellung von Bioethanol entsteht als Co-Produkt Eiweißfuttermittel, welches in der Futtermittelindustrie Anwendung findet. Darüber hinaus fällt Bio-Agenasol® an, ein organischer Volldünger, der ebenfalls in der Landwirtschaft zum Einsatz kommt. Das bei der alkoholischen Gärung entstehende CO₂ wird durch einen Partnerbetrieb verflüssigt und in der Getränkeindustrie anstatt fossilen Kohlendioxids eingesetzt.

Die Vorteile von Bioethanol aus Pischelsdorf

- spart 70 % Treibhausgasemissionen gegenüber Benzin ein
- bewirkt als Mischungspartner in E10 gegenüber E5 eine um rund 23 % geringere Partikelemission und damit eine

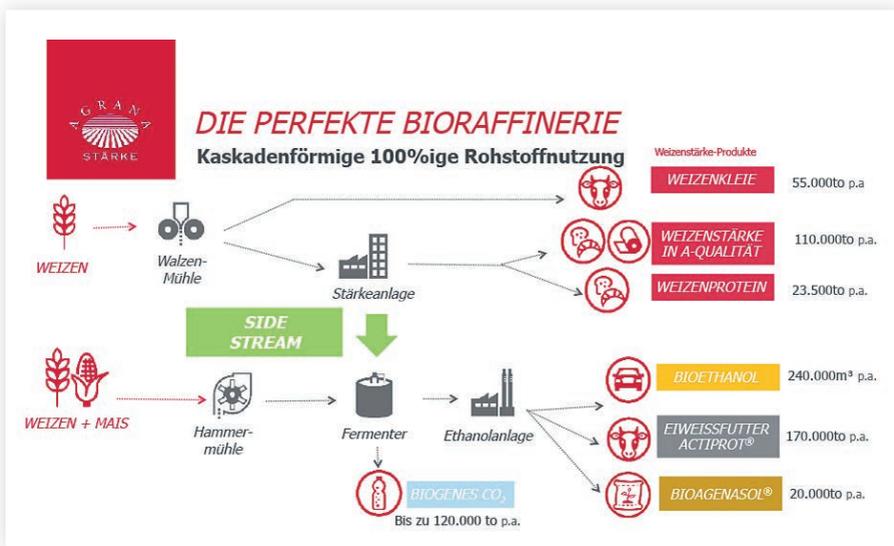


Abb. 2: Die Agrana-Bioraffinerie ist ein Praxisbeispiel zur nachhaltigen und kaskadenförmigen Nutzung landwirtschaftlicher Rohstoffe.



niedrigere Feinstaubbelastung durch Benzinmotoren

- ersetzt durch die Gewinnung von gentechnikfreiem Eiweißfuttermittel als Co-Produkt den EU-Import von rund einem Drittel meist gentechnisch veränderten Sojaschrot aus Südamerika: Für die heimische Erzeugung des Eiweißfuttermittels ActiProt® wird nur der halbe Flächenbedarf im Vergleich zu herkömmlichen Eiweißfuttermitteln benötigt.
- stellt für die Getränkeindustrie 100.000 Tonnen Gärungskohlensäure aus nachwachsenden Rohstoffen statt aus fossilen Quellen zur Verfügung
- sorgt für eine wichtige Marktentlastung bei Getreide: Agrana produziert in Österreich und Ungarn rund 400.000 m³

Bioethanol, wofür rund 1 Million Tonnen Überschussgetreide benötigt wird. Damit führt Agrana in Mitteleuropa – mit einem Überangebot von circa 8 bis 12 Millionen Tonnen Getreide pro Jahr – immerhin rund 10 % dieser Menge einer lokalen Wertschöpfung statt einem unbearbeiteten Export zu.

- stellt Bioethanol ausschließlich aus dem Stärkeanteil von Futtergetreide her und lässt den wertvollen Proteinanteil im Futtermittelkreislauf

Feldstudie der TU Wien zu Bioethanol im Tank

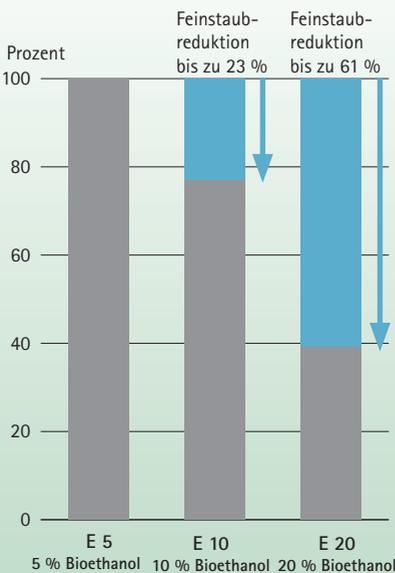
An der TU Wien wurde vom Institut für Fahrzeugantriebe und Automobiltechnik in einer Reihe von Messungen untersucht, welche Auswirkungen verschiedene Beimischungsgrade von Bioethanol auf die CO₂- und Partikelanzahl-Emissionen von benzinbetriebenen Kraftfahrzeugen haben. Untersuchte Treibstoffe waren:

- E 5 (5-prozentige Ethanolbeimischung, Basiskraftstoff)
- E 10 (10-prozentige Ethanolbeimischung)
- E 20 (20-prozentige Ethanolbeimischung)

In Österreich werden aktuell 5 % Bioethanol dem gewöhnlichen Benzin fossilen Ursprungs beigemischt. Bei den Messungen, die am Institut für Fahrzeugantriebe und Automobiltechnik der TU Wien unter der Leitung von Institutsvorstand Univ.-Prof. Dr. Bernhard Geringer durchgeführt wurden, ging es primär um Feinstaubemissionen, die bei einem typischen Fahrzeuggebrauch anfallen.

Die Testdurchführung fand im realen Straßenverkehr und auf dem Rollenprüfstand statt. Konkret wurden unterschiedliche Kraftstoffmischungen (5 %, 10 % und 20 % Bioethanolanteil) mit drei verschiedenen mit Benzin betriebenen Fahrzeugen getestet. Dabei wurden 72 Messfahrten durchgeführt.

Auswirkung der Beimischung von Bioethanol auf den Feinstaubausstoß



Quelle: Agrana/TU Wien

Abb. 3: Durch 10 % Beimischung von Bioethanol kann der Feinstaubausstoß um 23 % gesenkt werden.



10 % Bioethanol senkt Feinstaubausstoß um 23 %

Die Ergebnisse hinsichtlich der Reduktion der Feinstaubpartikel, konkret der Partikelanzahl-Emissionen, waren deutlich: Im Vergleich zum gewöhnlichen Benzin mit 5 % Bioethanolanteil konnte der Partikel- ausstoß bei Steigerung auf 10 % Bioethanol um etwa 23 % gesenkt werden. Nach Aussage von Professor Geringer ist auch positiv anzumerken, dass eine solche Maßnahme der Beimischung alle Fahrzeuge – also auch die bestehende Flotte – positiv beeinflussen würde.

Aus Abb. 4 ist klar ersichtlich, dass dringend Handlungsbedarf besteht, da der Sektor Verkehr einer der größten Verursacher von Feinstaubemissionen in Österreich ist.

Je höher die Beimischung, umso geringer der CO₂-Ausstoß

Laut TU Wien hat Ethanol eine hinsichtlich motorischer Verbrennung günstigere chemische Zusammensetzung als herkömmlicher Kraftstoff. Das führt zu einer besseren Verbrennung und geringeren CO₂-Emissionen. Je höher die Ethanolbeimischung, umso geringer ist der CO₂-Ausstoß. Bioethanol sorgt also nicht nur für eine bessere CO₂-

Gesamtbilanz, sondern auch tatsächlich für messbar weniger CO₂-Emissionen.

Fazit

Agrana produziert ausreichend Bioethanol für eine Versorgung von Österreich mit E10. Eine 10 %ige Beimischung von Bioethanol im Benzin würde den Ausstoß von Feinstaubpartikeln um bis zu 23 % reduzieren und darüber hinaus die Abhängigkeit von Erdölimporten weiter verringern.

Die Agrana-Bioethanolanlage in Pischelsdorf erspart Österreichs Umwelt, unter Einrechnung des gesamten Lebenszyklus (Anbau der Pflanzen, Düngung, Transport, Produktion, Verbrauch) mehr als 380.000 Tonnen CO₂-Emissionen pro Jahr mittels der Bereitstellung von Biotreibstoff mit einer Treibhausgaseinsparung von mehr als 70 % gegenüber fossilem Treibstoff und reduziert damit die Feinstaubemissionen signifikant. Die Einführung von E10 in Österreich wäre aus den genannten Gründen aus umwelt- und gesundheitspolitischer Sicht sinnvoll. ■

Mag. Ing. Josef Eisenschenk
Agrana Stärke GmbH
josef.eisenschenk@agrana.com

Verursacher von Feinstaub der Partikelgröße PM 10 im Jahr 2014



Quelle: Umweltbundesamt

Abb. 4: Neben den Sektoren Industrie und Kleinverbrauch ist der Verkehr der wichtigste Verursacher von Feinstaubemissionen in Österreich.



Jürgen Zeddies

Die Rolle von Biokraftstoffen für Versorgungssicherheit mit Energie, Nahrung und Futter



B iokraftstoffe haben bedeutende Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit mit Lebens- und Futtermitteln sowie den Klimaschutz. Diese Studie, in Auftrag gegeben von der Union zur Förderung von Öl- und Proteinpflanzen e.V. (UFOP), dem Verband der Deutschen Biokraftstoffindustrie e.V. (VDB) und dem Verband der ölsaatenverarbeitenden Industrie in Deutschland e.V. (OVID), untersucht die gesamte Wertschöpfungskette der Biokraftstoffe. Für die Landwirtschaft ist die Biokraftstoffpolitik von außerordentlicher Bedeutung, weil sie die Absatzmöglichkeiten für Agrarerzeugnisse stützt und einen wichtigen Beitrag zur Futtermittelversorgung liefert. Zum Schutz des Klimas will die Bundesrepublik Deutschland bis 2030 allein im Verkehr 60 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente (CO₂e) einsparen. Die Anhebung der Treibhausgas-Minderungsverpflichtung von 3,5 % im Jahr 2015 auf 6 % im Jahr 2020 leistet einen wesentlichen Beitrag zur Zielgröße des Klimaschutzplans.

Um quantitative Ergebnisse zu diesem komplexen Bewertungsproblem vorzulegen, wurden in Modellberechnungen der Kraftstoffverbrauch in Deutschland, Energiegehalte der verschiedenen Kraftstoffe, Treibhausgasemissionen und Kraftstoffnormen optimiert. Zusätzlich wurde der daraus folgende Bedarf an Rohstoffen wie Raps, Getreide, Zuckerrüben sowie der Anfall der Nebenprodukte ausgewiesen. Gleichzeitig wurden unter Minimierung der Kosten der Kraftstoffversorgung politische Instrumente für den Klimaschutz im Verkehr simuliert und die Treibhausgaseinsparung ermittelt.

Kraftstoffverbrauch in Deutschland

Der gesamte Kraftstoffinlandsverbrauch im Verkehr lag in Deutschland im Jahr 2015 bei 18,3 Millionen Tonnen Ottokraftstoff und 37 Millionen Tonnen Dieselmotorkraftstoff, davon 20 Millionen Tonnen für den Schwerlastverkehr (Tab. 1).

Bei der Verbrennung dieser Kraftstoffe wurden 200 Millionen Tonnen Treibhausgase freigesetzt, die meisten stammen aus dem Verkehr von 44 Millionen Personenkraftwagen. Die Zahlen beinhalten auch den Inlandsverbrauch von Biokraftstoffen. Es wurden 1,2 Millionen Tonnen Bioethanol und 2,31 Millionen Tonnen Biodiesel eingesetzt, wovon allein 1,3 Millionen Tonnen Rapsbiodiesel waren. Der Anteil der Biokraftstoffe erreichte 6 % des Kraftstoffinlandsverbrauchs. Die darauf entfallende Treibhausgaseinsparung betrug 6,6 Millionen Tonnen CO₂e und damit 3,3 % der Gesamtemissionen im Verkehr.

Agrarrohstoffe für Biokraftstoffe

Der Rohstoffbedarf für Biokraftstoffe betrug 2015 etwa 3,2 Millionen Tonnen Rapsaat; bei einer Gesamternte in Deutschland von 5 Millionen Tonnen sind das 60 % (Tab.2). Für Bioethanol wurden 3,2 Millionen Tonnen Getreide eingesetzt, das entspricht bei einer Gesamternte von 48,9 Millionen Tonnen einem Anteil von 6,5 %. 3,1 Millionen Tonnen Zuckerrüben für die Bioethanolproduktion machen etwa 15 % der Gesamternte von 22,6 Millionen Tonnen aus. Der Beitrag der Biotreibstoffe zur Proteinversorgung betrug 3,1 Millionen Tonnen Soja-



Tab. 1: Gesamtkraftstoffbedarf im Verkehr und Anteil Biokraftstoffe in Deutschland 2015

Kraftstoffart	Gesamter Kraftstoffbedarf im Verkehr
Ottokraftstoff	18,3 Mio. t
Diesekraftstoff	37,0 Mio. t
davon im Schwerlastverkehr	20,0 Mio. t
Anzahl Pkw	44 Mio.
THG-Emissionen	200 Mio. Tonnen CO _{2e}
Kraftstoffart	Gesamter Kraftstoffbedarf im Verkehr
Bioethanol	1,2 Mio. t
Biodiesel	2,5 Mio. t
davon Raps-Biodiesel	1,3 Mio. t
dadurch THG-Einsparung	6,6 Mio. t CO _{2e}
Anteil Kraftstoffe im Verkehr (%)	
Biokraftstoffe	6 %
Fossile Kraftstoffe	94 %

Quelle: Universität Hohenheim

schrotäquivalente, die durch Ölschrote und Getreideschlempe (DDGS) in der Fütterung ersetzt wurden. Das sind immerhin 40 % des Gesamtverbrauchs an Sojaschrotäquivalenten von 8,2 Millionen Tonnen.

Für den Anbau der Energiepflanzen für Biokraftstoffe ergab sich 2015 ein Flächenbedarf von 1,74 Millionen Hektar Ackerfläche. Da die Koppelprodukte bei inländischer Erzeugung 0,5 Millionen Hektar Futterfläche beansprucht hätten, beträgt der Nettoflächenbedarf für Biokraftstoffe nur 1,24 Millionen Hektar.

Bedeutung der Biokraftstoffe für den Klimaschutz

Im Jahr 2014 gab es in Deutschland noch die gesetzliche Quote für die energetische Verwendung in Höhe von 6,5 % des Kraftstoffinlandsverbrauchs. Es wurden 3,5 Millionen Tonnen Biokraftstoffe eingesetzt, ausgewählt nach energetischen Effizienzkriterien (Tab. 3). Der THG-Einsparungseffekt lag nur bei 5,4 Millionen Tonnen CO_{2e}, das entsprach nur 2,7 % der Treibhausgaseinsparungen im Verkehr. Im Jahr 2015 wurde auf die THG-Minderungspflicht

Tab. 2: Rohstoff- und Flächenbedarf für Energiepflanzen für die Biokraftstoffproduktion in Deutschland im Jahr 2015

Kultur	Rohstoffbedarf für Biokraftstoffe	Gesamternte in Deutschland
Rapssaaten	3,2 Mio. t	5 Mio. t
Getreide	3,2 Mio. t	48,9 Mio. t
Zuckerrüben	3,1 Mio. t	22,6 Mio. t
Koppelprodukte Proteinfuttermittel	Menge (Sojaschrot-Äq.)	Gesamtverbrauch Deutschland (Sojaschrot-Äq.)
Ölschrote und Getreideschlempe DDGS	3,1 Mio. t	8,2 Mio. t
Flächenbedarf		
Energiepflanzen		6 %
Futterfläche		94 %

Quelle: Universität Hohenheim



umgestellt. Sie führte zu einem Rückgang des Biokraftstoffeinsatzes bei gleichzeitiger Steigerung der Treibhausgaseinsparungen um 22 %. Die Auswahl der Biokraftstoffe erfolgt nach THG-Effizienz, die von einem Jahr zum anderen um 5 Prozentpunkte bei Bioethanol und 10 Prozentpunkte bei Biodiesel anstieg. Bei gleichbleibender THG-Minderungspflicht und steigender THG-Effizienz der Kraftstoffe verkleinert sich also der Biokraftstoffbedarf. Biokraftstoffe sind „Opfer“ ihres eigenen Erfolges. Wenn die Mineralölindustrie im Jahr 2017 die höhere Treibhausgas-Minderungspflicht von 4 % zu erbringen hat, muss sie 3,9 Millionen Tonnen Biokraftstoffe einsetzen, die 8,4 Millionen Tonnen CO_{2e} Einsparungen bereitstellen. Im Jahr 2020 steigt die Treibhausgas-Minderungspflicht auf 6 %. Dazu müssen 5,2 Millionen Tonnen Biokraftstoffe eingesetzt werden, die eine Treibhausgaseinsparung von 12,9 Millionen Tonnen CO_{2e} beitragen werden. Das wären 20 % der bis 2030 im Klimaschutzplan zugesagten Treibhausgaseinsparungen im Verkehr.

Es folgt daraus, dass die Umstellung auf die THG-Minderungspflicht zum Einsatz von Biokraftstoffen mit deutlich höherer Treibhausgaseffizienz geführt hat, oder umgekehrt wurden mit derselben Biokraftstoffmenge höhere THG-Einsparungen realisiert.

Bedeutung der Biokraftstoffe für die Einkommen

Mit der Produktion der Rohstoffe für die Biokraftstoffe wurde eine Wertschöpfung von 1,3 Milliarden Euro geschaffen. Rund 22.000 Arbeitskräfte fanden in dem Sektor Beschäftigung. Bei einem völligen Verzicht auf Biokraftstoffe entsteht rund 1 Milliarde weniger Einkommen in der Landwirtschaft, und sie verliert eine wichtige Stütze des Absatzes von Rapssaat, Getreide und Zuckerrüben. 3,1 Millionen Tonnen Sojaschrot müssten zusätzlich importiert werden.

Die Biokraftstoffpolitik

Im Jahr 2015 wurde erstmals die THG-Minderungspflicht eingeführt. Die Treibhausgaseffizienz der Biokraftstoffe stieg deutlich an, wodurch es zu einem Rückgang des Biokraftstoffverbrauchs kam. Für das Jahr 2017 gilt eine THG-Minderungspflicht von 4 %, die bei nahezu unverändertem Biokraftstoffeinsatz leicht erfüllbar ist. Daraus folgt, dass die THG-Quote 2015 zu niedrig angesetzt war.

Eine THG-Minderungspflicht von 6 % im Jahr 2020 setzt allerdings voraus, dass neue Kraftstoffsorten und höhere Beimischungen, wie beispielsweise E20, B30 und B100 (Lkw) eingeführt bzw. genutzt werden. Bei einer THG-Minderungspflicht

Tab. 3: Aktuelle und potenzielle Klimaschutzbeiträge durch gesetzliche Quoten für den Einsatz von Biokraftstoffen in Deutschland

Jahr	Gesetzliche Quote	Einsatz von Biokraftstoffen (Mio. t)	THG-Einsparung (Mio. t CO _{2e})	THG-Einsparung (Prozent)
2014	Energetische Verwendung (2009-2014)	3,5	5,4	2,7
2015	THG-Quote (seit 2015)	3,7	6,6	3,3
Prognose 2017	THG-Quote	3,9	8,4	4,0
Prognose 2020	THG-Quote (seit 2015)	5,2	12,9	6,0

Quelle: Universität Hohenheim





© UFOP

60 % der Rapserte in Deutschland werden zu Biokraftstoffen weiterverarbeitet.

von 8 % würden sogar 3 Millionen Hektar Ackerfläche für Biokraftstoffe benötigt. Obwohl die Rapsimporte aus der Ukraine, Russland, Australien und anderen Staaten unerschöpflich erscheinen, zeigen sich hier Grenzen der konventionellen Biokraftstoffe. Es würde die gesamte Menge an importierten Sojaschrot substituiert. Bei einer THG-Minderungsquote von 8 % würden 25 % der im Klimaschutzplan zugestandenen THG-Einsparungen im Verkehr erbracht.

Elektromobilität

Die Autoindustrie setzt auf Elektromobilität – zweifellos ist diese eine weitere Erfüllungsoption im Kraftfahrzeugpark. Ein Vergleich der Treibhausgasemissionen zwischen Fahrzeugen mit Elektro- versus Verbrennungsmotor zeigt allerdings, dass bei einer durchschnittlichen Fahrleistung von 15.000 km pro Jahr und 0,25 kWh/km bzw. 5 Liter Kraftstoffverbrauch, ein Elektro-Pkw in Deutschland 2,25 Tonnen CO_{2e} pro Jahr emittiert, ein Verbrennungsmotor dagegen nur 2,04 Tonnen CO_{2e}. Daraus folgt, dass

ohne höhere Anteile erneuerbarer Energien im deutschen Strommix Elektrofahrzeuge nicht per se zu Treibhausgaseinsparungen führen. Deshalb sollte man sowohl in der Elektromobilität auf höhere erneuerbare Stromanteile als auch bei den Verbrennungsmotoren auf sparsameren Verbrauch achten.

Zusammenfassung

1. Konventionelle Biokraftstoffe tragen maßgeblich zur Versorgungssicherung mit Lebens- und Futtermitteln und zum Klimaschutz im Verkehr bei, sie stützen durch die Rohstoffnachfrage den Absatz heimischer Agrarerzeugnisse und leisten einen Beitrag zur Selbstversorgung mit Proteinfuttermitteln.
2. Die THG-Minderungspflicht ist ordnungspolitisch das sachgerechtere Instrument für Klimaschutz im Verkehr, weil es die Treibhausgas-effizienz steigert.
3. Die THG-Minderungspflicht war 2015 zu niedrig angesetzt. Bei nahezu unveränderten Biokraftstoffmengen wäre



eine Treibhausgasminde- rung von 4 % möglich gewesen.

4. 6 % THG-Quote ist 2020 mit Biokraft- stoffen erfüllbar. Allerdings sind neue Kraftstoffsorten und höhere Bei- mischungen notwendig.
5. Erst bei 8 % THG-Quote werden die Grenzen konventioneller Biokraftstoffe erreicht.

Biokraftstoffe sind als Instrument für Kli- maschutz im Verkehr nach 2020 unbeding- t fortzuführen. Mit einer THG-Minderungs- pflicht von 6 % erreicht man sicher 20 % des Klimaschutzziels 2030. Zurzeit ist nicht erkennbar, dass andere Optionen des Kli- maschutzes schnell zu Treibhausgasein- sparungen führen. Von 1990 bis 2015 ist der Treibhausgasausstoß im Verkehr nicht zurückgegangen. Führt man das „Cap“, die Deckelung für den Anteil von Kraftstoffen aus Energiepflanzenanbau, auf 3,8 % zu- rück, wie es die EU-Kommission bis 2030 vorschlägt, sind nicht mehr als 2 % der

THG-Emissionen einsparbar. Eine Beibe- haltung und Verstetigung der THG-Minde- rungspflicht ist anzustreben.

Um Verwerfungen und eine Umlenkung der Handelsströme insbesondere mit ab- fallbasierten Biokraftstoffen zu vermeiden, sollte die THG-Minderungspflicht europä- weit eingeführt werden, zumindest in den Staaten, in denen die Voraussetzungen dafür existieren. Die Wertschöpfung aus der Biokraftstoffproduktion ist zu sichern. Deutschland verfügt über eine Spitzentechno- logie in der Ölverarbeitung. Die Land- wirtschaft würde mit dem Verzicht auf Biokraftstoffe eine wichtige Stütze ihrer Absatzmärkte und jährlich etwa 1 Milliarde Euro Einkommen verlieren. ■

Prof. Dr. Drs. h.c. Jürgen Zeddies
Dr. Nicole Schönleber
Universität Hohenheim
*Institut für Landwirtschaftliche Betriebs-
lehre*
juergen.zeddies@uni-hohenheim.de



© UFOP

Ohne Biokraftstoffe würde die deutsche Landwirtschaft jährlich 1 Milliarde Euro weniger Einkommen erzielen, darüber hinaus ginge ein wichtiger Absatzmarkt für Rapssaat, Getreide und Zuckerrüben verloren.



Holzgas – Wärme, Strom, Gas und Treibstoffe aus Biomasse



Das Ende 2015 in Paris abgeschlossene internationale Übereinkommen zur Bekämpfung des Klimawandels zielt in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts auf den vollkommenen Ersatz fossiler Energie durch regenerative Energie ab [1]. Dies erfordert die rasche Entwicklung von Energieträgern mit hoher Energiedichte aus regenerativen Rohstoffen [2]. Die Forschungsgruppe „Future Energy Technology“ an der TU Wien hat sich dabei zum Ziel gesetzt, Technologien zur Produktion von

- Wärme
- Strom
- synthetischem Erdgas
- synthetischen Treibstoffen
- und weiteren bedeutenden Energieträgern

über den Weg der Biomassevergasung zu entwickeln. Im Bereich der Holzvergasung konnte dabei in den vergangenen Jahrzehnten ansehnliche Fortschritte bei der Technologieentwicklung erzielt werden. Mithilfe des Zweibett-Wirbelschichtvergasungsprozesses (dual fluid gasification) gelang die erfolgreiche Demonstration der Biomassevergasung über Zeiträume größer als 100.000 Betriebsstunden in kommerziell relevantem Maßstab.

Kommerzielle Anlagen

Aufbauend auf diesem Erfolg folgten mehrere kommerzielle Anlagen in Österreich, Deutschland und Schweden. War die Technologieentwicklung zu Beginn auf die

Vision für Gaserzeugung & Gasnutzung

RESSOURCEN



Waldhackgut



biogene Reststoffe



Industrieabfall



homogener Hausmüll



Klärschlamm

Technologische Herausforderungen für Vergasung & Gasreinigung



Wärme



Strom



Wasserstoff



Synthetisches Erdgas



Treibstoffe & Grundchemikalien

PRODUKTE

Abb. 1: Entwicklungsperspektive für die Vergasungstechnologie

Produktion von Strom und Wärme mithilfe eines Gasmotors fokussiert, so konnte mit der ersten kommerziellen Anlage in Schweden die Produktion von synthetischem Erdgas aus Waldhackgut demonstriert werden. Bisher gesammelte Betriebserfahrungen zeigen, dass die Technologie für die Produktion unterschiedlicher Energieträger geeignet ist [3]. Gleichzeitig wurde aber offensichtlich, dass hohe Rohstoffpreise sowie fehlende langfristige ökonomische Perspektiven Anlagenbetreiber zunehmend unter Druck setzen.

Nutzung biogener Reststoffe

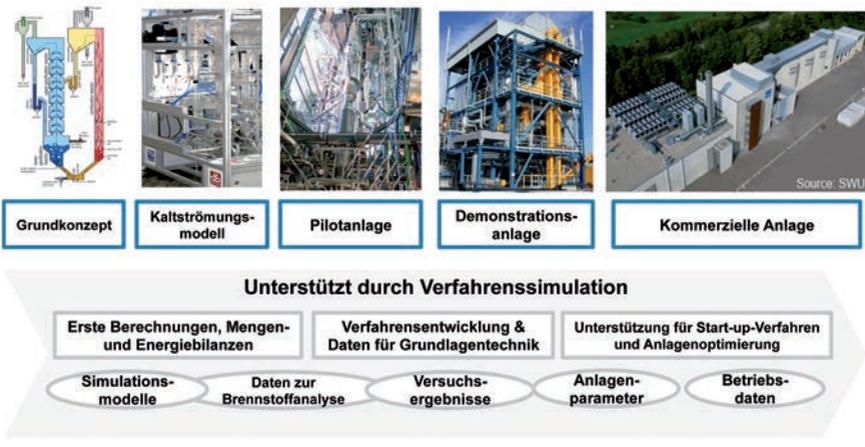
Aus den angeführten Gründen beschäftigt sich die Forschungsgruppe „Future Energy Technologies“ an der TU Wien schon seit längerem mit den Nutzungsmöglichkeiten kostengünstiger Brennstoffe in Form von biogenen Reststoffen sowie homogenen Gewerbeabfällen mit unterschiedlichem Ursprung. Die geleistete Forschungsarbeit der vergangenen Jahre ermöglichte die Entwicklung eines brennstoffflexiblen Ver-

gasungssystems, das die Nutzung kostengünstiger Brennstoffe in Aussicht stellt. Die bisher erzielten Ergebnisse stellen unter Beweis, dass ein vielfältiges Brennstoffspektrum mithilfe der weiterentwickelten Technologie genutzt werden kann [4]. Waldrestholz, Rinde, biogene Reststoffe sowie homogene Industrieabfälle und Klärschlamm konnten unter anderem bereits erfolgreich in ein heizwertreiches Gas umgesetzt werden [5].

Hochwertige Endprodukte

Neben der Erschließung neuer Rohstoffquellen hat sich unser Forschungsbereich zum Ziel gesetzt, die Bereitstellung unterschiedlicher hochwertiger Endprodukte zu ermöglichen. Die Ergebnisse einzelner experimenteller Untersuchungen zeigten, dass Wasserstoff, synthetisches Erdgas, synthetische Treibstoffe sowie diverse Grundchemikalien erfolgreich aus dem erzeugten Holzgas hergestellt werden können [6]. Die bisher erzielten Ergebnisse eröffnen, dass die Herstellung der angeführten Produkte

Prozess- und Technologieentwicklung



Quelle: TU Wien

Abb. 2: Erfolgreich absolvierte Schritte der Verfahrensentwicklung



technisch bereits möglich ist. Gleichzeitig erschweren fehlende ökonomische Rahmenbedingungen jedoch eine rasche zeitnahe Umsetzung in kommerziell relevantem Maßstab. Die Nutzung kostengünstiger Brennstoffe könnte die Ausgangssituation für die Technologieumsetzung deutlich verbessern. Aus diesem Grund wird derzeit an der TU Wien daran gearbeitet, verbliebenen Herausforderungen im Bereich der Gasreinigung zu begegnen.

Abschließend kann zusammengefasst werden, dass bereits vielfältige technologische Optionen bereitstehen, um die Produktion von Wärme, Strom, Gas und Treibstoffen aus regenerativen Rohstoffen zu ermöglichen. Unklar bleiben die ökonomischen Umsetzungsperspektiven, welche die gewünschte Realisierung zeitnah ermöglichen. Die Nutzung kostengünstiger Brennstofffraktionen kann zu einer deutlichen Verbesserung der Ausgangssituation führen – vor allem dann, wenn das eingesetzte Verfahren die Produktion hochwertiger Endprodukte ermöglicht. Fest steht darüber hinaus, dass die zukünftige Energieversorgung einen unterschiedlichen Mix an regenerativer Energie beinhalten wird.

Zu bedenken ist dabei, dass Energiemärkte in der Regel staatlich reguliert sind und eine gesteigerte Einbindung regenerativer Energie somit stark von den jeweils vorliegenden Rahmenbedingungen abhängig ist. Mithilfe der in Entwicklung befindlichen Bioraffinerie könnten zukünftig alle Erzeugnisse einer erdölbasierten Raffinerie auch aus Biomasse hergestellt werden. Die dafür erforderlichen Verfahren und Technologien befinden sich heute bereits in Entwicklung [7].

Literatur

- [1] <http://unfccc.int> (gelesen am 5. Mai 2017).
 [2] Müller, S., 2013, „Hydrogen from Biomass for Industry - Industrial Application of Hydrogen Production Based on Dual Fluid Gasification“, PhD thesis, Vienna University of Technology, ISBN: 978-3-9502754-5-2.



© TU Wien

Brennstoffflexibles Vergasungssystem an der TU Wien

- [3] Schmid, J.C., 2014, „Development of a novel dual fluidized bed gasification system for increased fuel flexibility“, doctoral thesis, Institute of Chemical Engineering, Vienna University of Technology, August 2014, ISBN 978-3-9502754-6-9
 [4] Kolbitsch, M., 2016, „First Fuel Tests at a Novel 100 kWth Dual Fluidized Bed Steam Gasification Pilot Plant“, PhD thesis, Institute of Chemical Engineering, TU Wien, ISBN: 978-3-9503671-0-2
 [5] Müller, S., Schmid, J.C., Hofbauer, H., 2016, „First results with an innovative biomass gasification test plant“, in: Proceedings 3rd International Conference on Renewable Energy Gas Technology (REGATEC), 10.–11. Mai 2016, Malmö, Schweden
 [6] Rauch R., „Liquid biofuels from biomass steam gasification“, Austrian Day at 23rd European Biomass Conference and Exhibition, 2 June – 4 June 2015, Vienna, Austria
 [7] Hofbauer, H., 2017, „Quo Vadis Biomass – Thoughts about the Current and Future Utilization of Biomass“, presentation at the CEBC 2017 - Mitteleuropäische Biomassekonferenz, 18 – 20 January 2017, Graz, Austria

Dr. Stefan Müller, Dr. Johannes Schmid, MBA,
 Univ.-Prof. Dr. Hermann Hofbauer
*Research Group Future Energy Technology
 Institut für Verfahrenstechnik, Umwelt-
 technik und Technische Biowissenschaften
 TU Wien
 stefan.mueller@tuwien.ac.at*



Dina Bacovsky

2nd Generation Biofuels – auf dem Weg zum Durchbruch?



Konventionelle Biotreibstoffe liefern heute schon einen wesentlichen Beitrag zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen aus dem Verkehrssektor. Die in Österreich übliche Beimischung von bis zu 7 % Biodiesel zu Diesel und bis zu 5 % Bioethanol zu Benzin ist laut Umweltbundesamt die effektivste Maßnahme zur Reduktion von Treibhausgasemissionen aus dem Verkehrssektor in Österreich.

Im Jahr 2015 wurden in Österreich rund 790.000 Tonnen Biotreibstoffe in Verkehr gebracht, was etwa 9 % des Treibstoffbedarfs entspricht. Dadurch konnten circa 2,1 Millionen Tonnen CO₂ eingespart werden.

Fortschrittliche/ 2. Generation Biotreibstoffe

Die wichtigsten fortschrittlichen Biotreibstoffe sind Bioethanol aus landwirtschaftlichen Reststoffen wie z. B. Stroh, Synfuels aus der Vergasung von Reststoffen wie Stroh oder Hackschnitzeln und Biomethan aus der Vergasung von Holzreststoffen. Auch die direkte Verarbeitung von Biomasse gemeinsam mit fossilem Öl in der Raffinerie kann den biogenen Anteil im Treibstoff erhöhen. Weiter in der Zukunft liegen die Produktion von Biotreibstoffen aus Algen sowie die Möglichkeit, Wasserstoff und Biomasse gemeinsam zu sogenannten Electrofuels zu verarbeiten.

Allerdings sind die Technologien zur Produktion von fortschrittlichen Biotreibstoffen technisch noch nicht fertig ent-



© Bioenergy 2020+

Anlage zur Destillation und Rektifikation von Ethanol aus lignozellulosehaltigen Rohstoffen

Tab. 1: Biotreibstoffe in Österreich im Jahr 2015

	in Österreich in Verkehr gebracht*	in Österreich produziert
Biodiesel (FAME)	605.864 t	340.242 t
Bioethanol	89.617 t	176.009 t
HVO (Hydrierte Pflanzenöle)	78.680 t	–
Pflanzenöl	16.118 t	726 t
Biomethan	437 t	437 t
Summe Biotreibstoffe	790.715 t	517.414 t

*hauptsächlich als Beimischung zu fossilen Treibstoffen
Quelle: Bioenergy 2020+



wickelt und müssen noch in Pilot- und Demonstrationsanlagen bzw. ersten industriellen Anlagen getestet und zur Marktreife geführt werden. In den vergangenen Jahren wurden einige Produktionsanlagen im Demonstrations- bzw. industriellen Maßstab in Betrieb genommen, wie Tab. 2 zeigt.

Zellulose-Ethanol

Am weitesten entwickelt ist die Technologie zur Produktion von Bioethanol aus lignozellulösen Rohstoffen. Drei Anlagen in industriellem Maßstab wurden in den USA gebaut (von den Firmen Abengoa, POET-DSM und DuPont), weitere Demonstrationsanlagen laufen in Italien (Beta Renewables), Brasilien (Raizen Energia) und Dänemark (Inbicon). Österreichische Unternehmen liefern dazu wertvolles Know-how und Anlagenteile: Andritz hat Vorbehandlungsanlagen für die Anlagen von POET-DSM und Beta Renewables geliefert, und Vogelbusch hat die Destillation und Rektifikation für die Anlage von Inbicon geliefert.

Vergasung

Eine ganze Bandbreite von Technologien baut auf der Vergasung von Biomasse zu

einem energiereichen Synthesegas auf. Das Synthesegas kann mittels Methanisierung in Methan oder durch Synthese in verschiedene Treibstoffe wie zum Beispiel Fischer-Tropsch-Diesel, Ethanol, Methanol, DME (Dimethylether) oder gemischte Alkohole umgewandelt werden. Für den ersten Schritt, die Vergasung von Biomasse, gibt es verschiedene Verfahrensvarianten, wobei die am weitesten entwickelte Variante die Vergasung in einer intern zirkulierenden Wirbelschicht ist, die an der TU Wien ent-

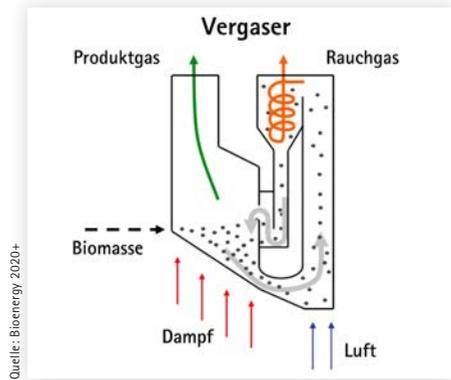


Abb. 1: Von der TU Wien entwickeltes Vergasungskonzept

Tab. 2: Großtechnische Anlagen zur Produktion von Biotreibstoffen der 2. Generation

Anlagenbetreiber	Standort	Kapazität (t/a)	In Betrieb seit	Produkt
Beta Renewables	Crescentino, Piemont, Italien	40.000	2013	Zellulose-Ethanol
Fortum	Joensuu, Finnland	50.000	2013	Pyrolyseöl
Abengoa	Hugoton, Kansas, USA	75.000	2014	Zellulose-Ethanol
Enerkem	Edmonton, Alberta, Kanada	30.000	2014	Methanol/Ethanol
Göteborg Energi	Göteborg, Schweden	11.200	2014	Biomethan
GranBio	São Miguel, Alagoas, Brasilien	65.000	2014	Zellulose-Ethanol
POET-DSM	Emmetsburg, Iowa, USA	75.000	2014	Zellulose-Ethanol
VERBIO Straw	Schwedt, Deutschland	9.000	2014	Biomethan
Raizen Energia	Piracicaba, São Paulo, Brasilien	30.000	2015	Zellulose-Ethanol
DuPont	Nevada, Iowa, USA	83.000	2016	Zellulose-Ethanol

Quelle: Bioenergy 2020+



wickelt wurde. Eine Anlage mit dieser Technologie, bei der das Produktgas zur Strom- und Wärmeproduktion verwendet wurde, war bis Ende 2016 in Güssing in Betrieb.

Biomethan aus der Vergasung

Die Produktion von Methan aus der Vergasung von Biomasse und anschließender Methanisierung wurde in Österreich entwickelt. Eine Demonstrationsanlage befindet sich in Güssing. Eine weitere Anlage in semi-industriellem Maßstab und gleichzeitig die weltgrößte ihrer Art wurde 2014 in Göteborg in Betrieb genommen. Die österreichische Firma Repotec hat hierfür den Vergaser ausgelegt. Der weitere Ausbau der Anlage auf industriellen Maßstab war geplant, wurde jedoch trotz Zusage von Fördermitteln aus dem NER-300-Programm nicht durchgeführt.

Synfuels

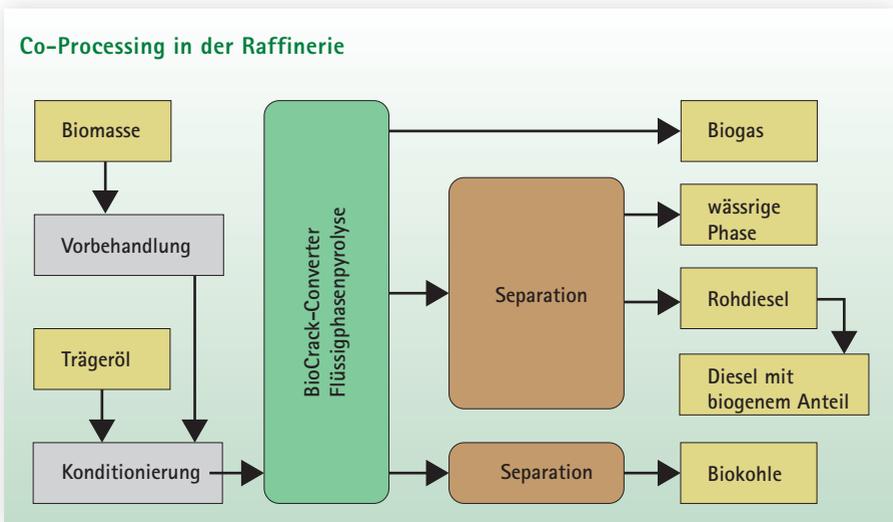
An der Produktion von sogenannten Synfuels aus dem Synthesegas aus der Vergasung wird weltweit geforscht. Es gibt

verschiedene Ansätze zur Katalyse von Kohlenwasserstoffen, bis hin zur biochemischen Verwertung durch Mikroorganismen. Besonders vielversprechend ist das schon 1925 entwickelte Fischer-Tropsch-Verfahren zur katalytischen Umwandlung von Synthesegas in gasförmige und flüssige Kohlenwasserstoffe. Ursprünglich für die großtechnische Verarbeitung von Kohle entwickelt, müssen die Anlagenkomponenten um Größenordnungen verkleinert werden, um der Logistik von Biomasseverarbeitungsanlagen gerecht zu werden.

In Österreich betreibt Bioenergy 2020+ eine 1-Barrel/Tag-Anlage zur Produktion von Fischer-Tropsch-Treibstoffen. Bei der Produktion entsteht ein Gemisch von verschiedenen langen Kohlenwasserstoffketten, sodass nicht nur besonders sauber verbrennender Diesel, sondern auch Kerosin für die Luftfahrt produziert werden kann.

Co-processing in der Raffinerie

Neben einer Vielzahl von anderen Technologien wird auch an Möglichkeiten geforscht,



Quelle: Bioenergy 2020+

Abb. 3: Beim BioCrack-Verfahren wird die Biomasse gemeinsam mit der fossilen Schwerölfraction einer Flüssigphasenpyrolyse unterzogen und zu Produkten weiterverarbeitet.





Algenkultivierung – bislang ist die Produktion von Bio-treibstoffen aus Algen nicht rentabel.

Biomasse direkt in der Raffinerie zu verarbeiten. Die österreichische Firma BDI, die weltweit Anlagen zur Produktion von konventionellem Biodiesel baut, hat in Zusammenarbeit mit der OMV eine Pilotanlage in der Raffinerie Schwechat betrieben. Beim BioCrack-Verfahren wird die Biomasse gemeinsam mit der fossilen Schwerölfraction einer Flüssigphasenpyrolyse unterzogen. Alle entstehenden Fraktionen werden in der Raffinerie zu Produkten weiterverarbeitet. Sowohl das im BioCrack-Prozess ent-

stehende Pyrolyseöl als auch der Rohdiesel sind zu einem Anteil biogen und verursachen geringere Treibhausgasemissionen als rein fossile Treibstoffe. Bislang wurde jedoch noch kein Partner für die großtechnische Umsetzung gefunden.

Algentreibstoffe

Eine andere Methode, nicht mit Flächen für die Produktion von Lebens- und Futtermitteln in Konkurrenz zu treten, ist die Produktion von Mikroalgen in wasserführenden Systemen. Mikroalgen können CO₂ aufnehmen und für ihr Wachstum nutzen. Die große Herausforderung dabei ist weniger die Kultivierung der Mikroalgen als die Abtrennung dieser vom Nährmedium (in dem nur etwa 2 bis 10 Gramm pro Liter enthalten sind). Zur Weiterverarbeitung der Algenbiomasse muss sie aufkonzentriert werden, was energetisch sehr aufwändig ist. Zurzeit ist eine Produktion von Biotreibstoffen aus Algen ökonomisch nicht sinnvoll, weshalb derzeit alle Bemühungen in Richtung Gewinnung von Wertstoffen gehen.

BDI betreibt eine Demonstrationsanlage zur Algenkultivierung und plant die Errichtung einer industriellen Anlage zur Produktion des natürlichen Farbstoffes Astaxanthin für die Kosmetikindustrie im Ökopark Hartberg. Die Firma Ecoduna errichtet derzeit eine Demonstrationsanlage mit einem Hektar Flächenbedarf in Bruck an der Leitha, die etwa 100 Tonnen Algenbiomasse pro Jahr liefern soll.

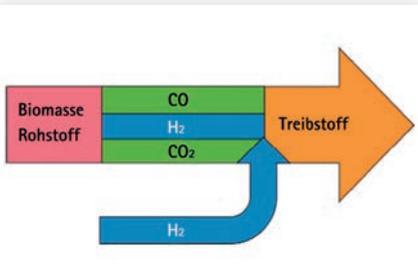


Abb. 4: Electrofuels entstehen aus Wasserstoff in Kombination mit Kohlendioxid oder Methan.

Electrofuels

Noch etwas weiter in der Zukunft liegt die Produktion von sogenannten Electrofuels. Die Idee hinter diesen Technologien ist es, billig verfügbaren Überschussstrom dazu zu nutzen, Wasser mittels Elektrolyse zu spalten und dabei Wasserstoff zu erzeugen. Dieser Wasserstoff wiederum kann mit Kohlendioxid oder Methan zu Treibstoffen kombiniert werden, die dann als Electro-



fuels bezeichnet werden. Gut geeignet zur Kombination mit Wasserstoff ist das Synthesegas aus der Vergasung von Biomasse, wie z. B. im KliEn-Projekt Winddiesel bearbeitet wird. Dabei kann der Anteil an Kohlenstoff aus der Biomasse, der ins Produkt übergeht, im Vergleich zur herkömmlichen Vergasung und Synthese noch gesteigert werden. Zudem kann die Nutzung des Überschussstroms zur Stabilisierung von Stromnetzen beitragen. Die prinzipiellen Produktionspfade sind bekannt, aber derzeit noch nicht wirtschaftlich darstellbar. Ein Pilotprojekt dazu läuft derzeit in einem Konsortium aus OMV, EVN, Fronius, HyCenTA und Energieinstitut Linz.

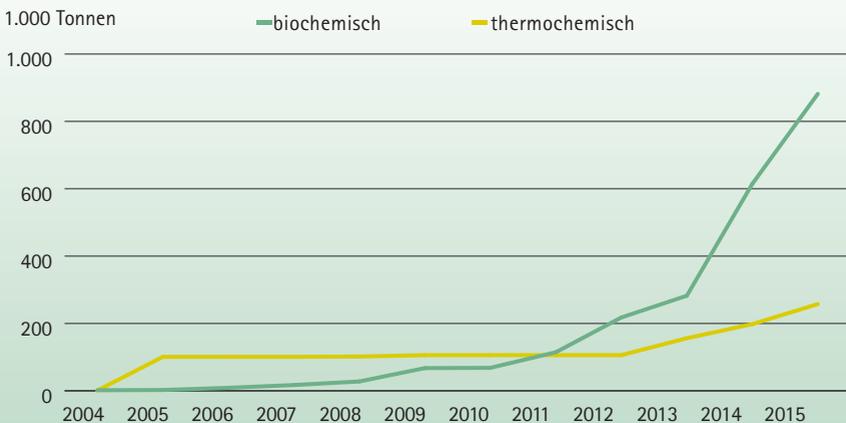
Vorteile fortschrittlicher Biotreibstoffe

Fortschrittliche Biotreibstoffe haben eine Reihe von Vorteilen: Sie erweitern die Rohstoffbasis zur Produktion von Biotreibstoffen um Reststoffe aus der Forst- und Landwirtschaft, wodurch sich größere Rohstoffpotenziale und somit auch größere

re Biotreibstoffpotenziale ergeben. Dabei haben sie auch höhere Treibhausgasemissions-Reduktionspotenziale. Einige Technologien können sogar CO₂ nutzen und Strom aus erneuerbaren Quellen in Treibstoffen speichern und nutzbar machen.

Österreichische Unternehmen entwickeln und verkaufen entsprechende Technologien auf der ganzen Welt. Die weltweiten Produktionskapazitäten für fortschrittliche Biotreibstoffe sind in den vergangenen Jahren zwar rasch gestiegen, sind jedoch im Vergleich zu den benötigten Mengen klein. Biotreibstoffe stellen derzeit weltweit rund 3 % des Treibstoffbedarfs (etwa 74 Millionen Tonnen Öläquivalent von verbrauchten 2.627 Millionen Tonnen Öläquivalent Treibstoff im Jahr 2014); und fortschrittliche Biotreibstoffe können erst in der Größenordnung von etwa 1 % der Biotreibstoffmenge produziert werden (Abb. 5). Zudem sind die Technologien noch nicht fertig entwickelt und müssen erst in Demonstrationsanlagen und ersten industriellen Anlagen getestet und optimiert werden.

Produktionskapazität von Biotreibstoffen der 2. Generation auf Basis Lignocellulose



Quelle: Bioenergy 2020+

Abb. 5: Die Produktionskapazität von 55 Anlagen für Biotreibstoffe der 2. Generation auf Basis Lignocellulose erreichte 2015 etwa 1,1 Millionen Tonnen – nur ein Bruchteil von 74 Millionen Tonnen Biotreibstoffen insgesamt.



Was braucht es zur Umsetzung?

Der Bau von großtechnischen Anlagen zur Produktion von fortschrittlichen Biotreibstoffen ist um ein Vielfaches teurer als der Bau konventioneller Biotreibstoffanlagen. Für die drei großen Zellulose-Ethanol-Anlagen, die in den vergangenen Jahren in den USA in Betrieb genommen wurden, werden Investitionskosten von 275 bis 500 Millionen US-Dollar kolportiert. Da dies die ersten großtechnischen Anlagen sind, ist ein wirtschaftlich rentabler Betrieb keineswegs garantiert. Nichtsdestotrotz ist es nötig, Anlagen dieser Größenordnung zu bauen und zu betreiben, um technologisches Lernen und eine ökonomische Produktion in Folgeanlagen zu ermöglichen.

Leider stagniert diese Entwicklung zumindest in Europa derzeit. Obwohl Fördermittel aus dem NER-300-Programm verfügbar wären, zögern die Unternehmen. Investoren sehen keine Verdienstmöglichkeiten, weil der Absatzmarkt für Biotreibstoffe nicht gesichert erscheint. Die EU-Politik, die noch im Jahr 2009 Biotreibstoffe als die Lösung aller Probleme (Treibhausgasemissionen, Energieversorgungssicherheit und regionales Einkommen) gesehen hat, hat mittlerweile den Anteil konventioneller Biotreibstoffe im Verkehrssektor auf maximal 7 % limitiert und damit auf Kritik reagiert, dass die Nachfrage nach Rohstoffen zur Produktion von Biotreibstoffen zu Landnutzungsänderungen führen kann, die möglicherweise die tatsächlich reduzierten Treibhausgasemissionen stark minimieren.

Obwohl das ursprüngliche Ziel von 10 % erneuerbarer Energie im Verkehrssektor bis zum Jahr 2020 nach wie vor Bestand hat, fehlt für die Zeit danach eine verbindliche Vorgabe für den Treibstoffsektor. Konventionelle Biotreibstoffe sollen gemäß dem derzeit vorgelegten Vorschlag für eine überarbeitete Erneuerbare-Energien-Direktive langsam auslaufen und durch fort-



Abb. 6: Aufgrund fehlender Bekenntnisse der EU-Politik zu Biotreibstoffen stagniert die Entwicklung in Europa.

schrittliche Biotreibstoffe ersetzt werden. Konkrete Ziele für diese Biotreibstoffe der 2. Generation fehlen jedoch, sodass kein gesicherter Absatzmarkt vorhanden ist. Da Biotreibstoffe ohne politische Lenkungsmaßnahmen wie z. B. die Einführung einer CO₂-Steuer preislich nicht mit fossilen Treibstoffen konkurrieren können, braucht es ein klares politisches Bekenntnis zu Biotreibstoffen, um den Absatzmarkt zu schaffen. Möglicherweise muss zuerst die Nachhaltigkeit von Biotreibstoffen (fortschrittlichen und konventionellen) außer Frage gestellt werden, bevor es dieses Bekenntnis geben kann.

Nur wenn klar ist, dass fortschrittliche Biotreibstoffe gesellschaftlichen Nutzen bringen, die Politik sich klar zu Biotreibstoffen bekennt und Investoren bereit sind, in Demonstrationsanlagen zu investieren, kann das nötige technologische Lernen stattfinden, um die Kosten zu senken und die Technologien zu implementieren. ■

DI Dina Bacovsky
Unit Head Biofuels
Bioenergy 2020+
dina.bacovsky@bioenergy2020.eu



Georg Benke

Die Tücken der Elektrifizierung des Wärmemarktes



Die vielfach angesprochene Energiewende ist nicht nur eine Wende weg von fossilen Energieträgern, sondern auch eine Bewegung hin zum Strom. Dabei wird der Strom nicht nur bei der Mobilität als Lösung vieler Probleme gesehen, sondern auch im Wärmemarkt. Innovative Heizungssysteme – oft versehen mit dem Zusatz „Smart“ – werden als Mittel der Wahl betrachtet. Egal, ob es sich dabei um Nachtspeicherheizungen, Infrartheizungen, Stromdirektheizungen oder Wärmepumpen handelt – der Markt für Stromheizungen boomt. Und es ist davon auszugehen, dass Heizungsformen wie die Nachtspeicherheizung – die man mit ihrem Ansatz vor einigen Jahren

eher im Museum erwartet hätte – sich in einigen Jahren mit neuer Bezeichnung und auch Steuerung („Smart“) wieder zu einer relevanten Heizungstechnologie, die maßgeblich zur Lösung der Energiefragen der Zukunft beitragen kann, entwickeln.

Der verstärkte Einsatz des Stroms für das Heizen ist auch darauf zurückzuführen, dass neben energiewirtschaftlichen auch ökologische Vorteile erwartet bzw. unterstellt werden: Das gelingt durch die Verwendung eines CO₂-Faktors, der über das Jahresbilanzverfahren gebildet und etwa im Stromkennzeichnungsbericht publiziert wird. Dabei ergibt sich die paradoxe Situation, dass selbst direktes Heizen mit Strom



© Bundesverband Wärmepumpe e.V.

Luftwärmepumpe im sanierten Mehrfamilienhaus – der Anteil der Luftwärmepumpen bei neu installierten Wärmepumpen in Österreich stieg zwischen den Jahren 2000 und 2015 von unter 10 % auf über 66 %.



als klimaschonender bewertet wird als eine fossile Gasheizung.

Welche Auswirkungen eine solche Änderung in der Beheizungsstruktur des Wärmemarktes auf den Strommarkt hat, hat e7 in einer Kurzexpertise am Fallbeispiel der Luftwärmepumpe untersucht [1]. Hierbei wurde entgegen des üblichen Ansatzes der Blick nicht auf die Arbeit (kWh) gerichtet, sondern es wurde analysiert, welches Nachfrageprofil sich dadurch im Stromnetz ergibt - also wie groß die dadurch verursachte Leistungsnachfrage zu bestimmten Zeiten ist, und was sich dadurch für Rückschlüsse auf die Netzstruktur und den erforderlichen Kraftwerkspark ziehen lassen.

Stromnachfrage im österreichischen Netz

Um ein Verständnis der Auswirkungen des Einflusses der Stromheizungen zu gewinnen, ist es gut, einen Blick auf die Stromnachfragestruktur in Österreich zu werfen. Betrachtet man den Zusammenhang zwischen Außentemperatur und Leistungsspitze, so zeigt sich für Österreich, dass

sich die Tagesmaximalleistung je Grad Celsius weniger um rund 100 MW erhöht. Man spricht von der Thermosensibilität des Stromnetzes. Das heißt, im Winter benötigt man rund 2.000 MW bzw. 20 % mehr Leistung als im Sommer. In Abb. 1 ist die tägliche Maximalnachfrage im österreichischen Stromnetz für das Jahr 2016 dargestellt.

Bei einem Blick auf den Tagesverlauf zeigt sich, dass die Nachfragespitze im Winter zwischen 17:00 und 19:00 Uhr am Abend auftritt und um rund 200 MW höher ist als am Vormittag. Auf diese Nachfrage sind das Stromnetz und die Kraftwerke auszurichten. Steigt die Stromnachfrage im Winter infolge zusätzlichen Stromeinsatzes für das Heizen, erhöht sich der Bedarf an elektrischer Leistung, die nur im Winterhalbjahr nachgefragt wird. Es sind Kraftwerkskapazitäten vorzusehen, die finanziert werden müssen.

Das Wachstum der Luftwärmepumpen

Die Marktentwicklung bei der Wärmepumpe war in den vergangenen Jahren sehr dyna-

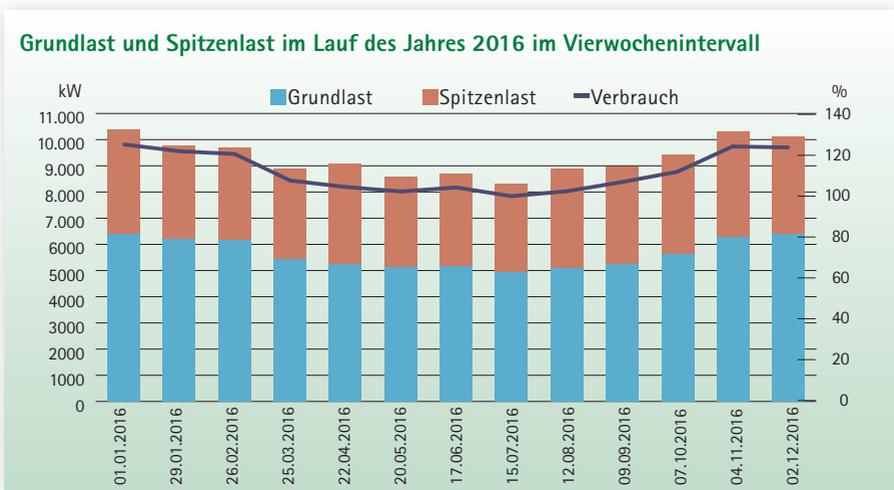


Abb. 1: Maximale und minimale Leistungswerte von jeweils 28 aufeinander folgenden Tagen beginnend vom angegebenen Startdatum – Kurve zeigt Verteilung der Nachfrage (kWh), niedrigster Vierwochenverbrauch auf 100 % gesetzt



misch. Ausgehend von einem eher geringen Niveau, hat die Wärmepumpe seither einen Marktanteil von über 17 % erobert, wobei die Marktsättigung – auch durch Innovation – noch nicht erreicht sein dürfte. Auch innerhalb des Wärmepumpenmarktes kam es dabei in den letzten Jahren zu einer deutlichen Verschiebung hinsichtlich der Wärmequellen. Während im Jahr 2000 der Anteil der Luftwärmepumpen an den neu installierten Wärmepumpen bei unter 10 % lag, waren es für das Jahr 2015 über 66 %. Eine überschlägige Berechnung ergibt, dass die Luftwärmepumpen bereits über eine installierte thermische Heizleistung von 940 MW verfügen. Das Wachstum an installierter thermischer Leistung lag in den letzten zwei Jahren dabei jeweils bei über 100 MW.

Effizienz in Abhängigkeit der Außentemperatur

Wärmepumpen haben die tolle Eigenschaft, dass sie für die Erzeugung der Wärme nur einen geringen Anteil an Prozessenergie benötigen. Der Rest wird aus der Umge-

bung (Wasser, Luft, Boden) gewonnen. Bei der Luftwärmepumpe wird dabei – wie der Name schon sagt – auf Luft zurückgegriffen. Dabei kommt es jedoch zu einer Hebelwirkung beim Stromverbrauch – je kälter es ist, desto geringer wird die Prozesseffizienz. Verdreifacht sich zum Beispiel bei fallender Temperatur die erforderliche Heizleistung (z. B. von 2 kW auf 6 kW), so verzehnfacht sich der Stromeinsatz bei der Luftwärmepumpe. Dabei ist aber immer noch – bezogen auf die Endenergie – eine gute Effizienz gegeben. Wie jedoch der Stromeinsatz bei tieferen Temperaturen (ab circa $-6\text{ }^{\circ}\text{C}$) real ist, konnte bisher nicht in Erfahrung gebracht werden.

Ermittlung der LWP-Nachfragestruktur

Sowohl die Modellierung der täglichen Wärmenachfrage als auch die Aufteilung dieser Nachfrage auf die einzelnen Tagesstunden in Abhängigkeit der Außentemperatur für das Jahr 2016 erfolgte für alle Bundesländer und Anwendungsfälle gesondert anhand der Lastprofile nicht

Quelle: ÖNORM 2011, e7-Berechnung 2015

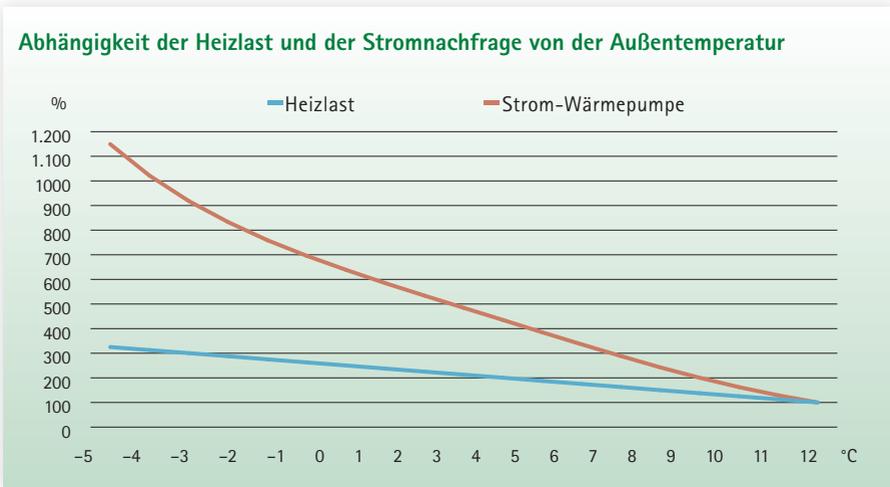


Abb. 2: Indexentwicklung der Heizlast und Leistungsnachfrage nach der Luftwärmepumpe in Abhängigkeit von der Außentemperatur (Index 100 % bei 12 Grad Celsius)



gemessener Gaskunden [2]. Anhand der sogenannten neuen Sigmoidfunktion (mathematische Funktion mit einem S-förmigen Graphen) lässt sich dabei ermitteln, welche (tägliche) Gasnachfrage bei einer entsprechenden Außentemperatur zu erwarten ist, wobei zwischen verschiedenen Gebäudetypen unterschieden wird. Zusätzlich lässt sich der Gasverbrauch in Abhängigkeit der Außentemperatur auf die einzelnen Stunden aufteilen.

Für die vorliegende Studie wird vereinfachend angenommen, dass die Gasnachfrage direkt proportional zur Wärmenachfrage ist und dass Letztere bei Haushalten mit einer Gasheizung ident ist wie bei Haushalten mit Luftwärmepumpen. Aus der Verknüpfung der Wärmenachfrage mit der temperaturabhängigen Effizienz der Luftwärmepumpen konnte das Stromlastprofil abgeleitet werden. Diese Stromlastprofile wurden für alle Bundesländer und jeweils alle vier Anwendungsfälle für 15-Minuten-Intervalle berechnet. Letztlich lagen 36 Einzellastprofile vor, die aufsummiert das gesamtösterreichische Stromnachfrageprofil für alle installierten Luftwärmepumpen ergeben.

Auswirkungen auf das österreichische Lastprofil

Anhand des oben skizzierten Ansatzes ergibt sich ein Lastverlauf der Stromnachfrage auf Basis der Ende 2015 installierten Luftwärmepumpen, wobei für die Ermittlung der Nachfrage die Tagesmitteltemperaturen des Jahres 2016 herangezogen wurden. Dazu wurde das 15-Minuten-Lastprofil mit dem gesamten Stromlastprofil für Österreich verknüpft. Es zeigt sich, dass durch den Einsatz der Luftwärmepumpen 2016 eine um rund 300 MW höhere Spitzenleistung gegeben ist (Tab. 1). Dies macht rund 3 % der gesamten Netznachfrage aus. Für einzelne Tage (z. B. 3.1.2017) verursacht die Luftwärmepumpe mehr als 3 % des Stromverbrauchs dieses Tages. Dieser durchaus hohe Anteil erschwert die Regelbarkeit der Nachfrage.

Für die Jahre 2013 und 2014 wurden dieselben Berechnungen mit den Wärmepumpen-Daten von 2014 durchgeführt. Dabei konnte eine Erhöhung der Netzbelastung von etwa 200 MW ermittelt werden. Die Steigerung auf nunmehr fast 300 MW beruht auf tieferen Temperaturen 2016 und dem Zuwachs an Luftwärmepumpen. Der

Tab. 1: Auswirkungen der Luftwärmepumpe (LWP) auf das österreichische Stromnetz

	2013	2014	2016
Maximale österreichische Netznachfrage	10.092 MW	10.136 MW	10.400 MW
Zeitpunkt max. Netznachfrage	27.11.2013 17:15	10.12.2014 17:30	19.01.2016 18:00
Maximale elektrische Leistung LWP	322 MW	299 MW	368 MW
Zeitpunkt Maximalleistung	26.1.2013 6:00	30.12.2014 6:00	22.01.2016 6:00
Nachfrage Luftwärmepumpe/Jahr	581 GWh	424 GWh	513 GWh
Nachfrage Luftwärmepumpe Jänner	120 GWh	104 GWh	127 GWh
Zusätzliche max. Netzerhöhung	196 MW	175 MW	321 MW
Netzerhöhung	2,0 %	1,8 %	3,1 %
Durchschnittliche Netzerhöhung (50 Stunden)	186 MW	180 MW	224 MW
Durchschnittliche Netzerhöhung (200 Stunden)	183 MW	158 MW	192 MW
Durchschnittliche Netzerhöhung (500 Stunden)	175 MW	139 MW	163 MW

Werte für 2013 und 2014 jeweils mit den Wärmepumpen-Daten von 2014)

Quelle: e7



Vergleich der drei Jahre zeigt die Problematik der Forcierung der Luftwärmepumpe deutlich auf: Luftwärmepumpen beeinflussen die Leistungsnachfrage in Stromnetzen, wobei sich der Zeitraum mit hoher Leistungsnachfrage generell im Netz mit der Nachfrage nach Strom für Luftwärmepumpen deckt. Eine Forcierung der Luftwärmepumpen bedeutet in dieser Form, dass entsprechende Kapazitäten im System zur Verfügung stehen müssen, die aber nur selten abgefragt werden.

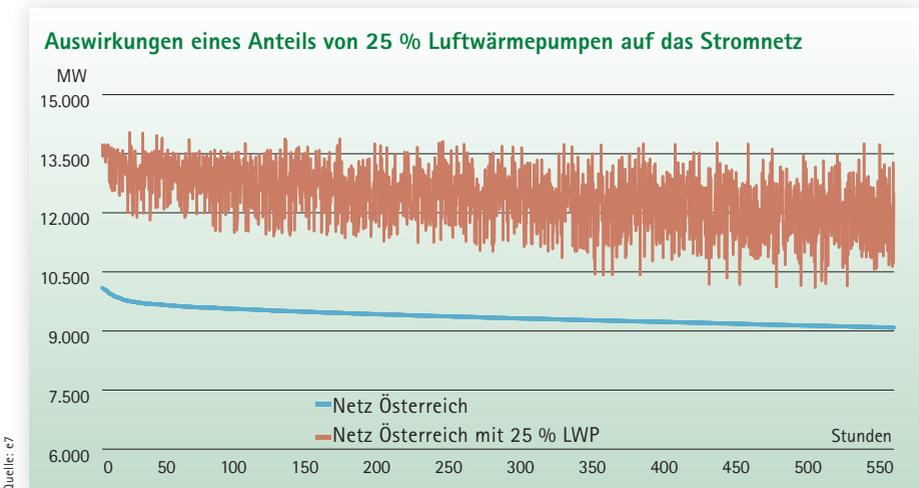
Weiteres Wachstum

Da bereits heute ein relevanter Anteil an der Leistungsnachfrage durch Luftwärmepumpen gegeben ist, stellt sich die Frage, was ein weiteres Wachstum der Luftwärmepumpen bedeuten würde. Hier sind wir ganz bewusst der überzeichneten Frage nachgegangen, welcher Leistungsbedarf bestünde, wenn rund 25 % der Raumwärme durch Luftwärmepumpen erzeugt würden. Ausgehend von aktuellen Daten (2013) wird ein Raumwärmeverbrauch von 332 PJ in Österreich herangezogen. Ein Anteil von

25 % davon verursacht eine maximale Heizleistung von rund 14 GW, was wiederum eine elektrische Anschlussleistung von rund 5,4 GW ergibt. Aufgrund von Gleichzeitigkeitseffekten usw. ist von einem Leistungsbedarf im Umfang von 3,5 GW auszugehen. In Relation dazu ist die Leistung der österreichischen Donaukraftwerke zu sehen, die bei rund 2,1 GW liegt – jedoch während der Heizperiode oft nur ein Leistungsvermögen von 50 % davon aufweist.

Zusätzlicher Leistungsanteil von 35 % erforderlich

Wie dieser zusätzliche Leistungsbedarf – der noch dazu eine ausgeprägte Spitze und eher kurze Nachfragezeiten (Volllaststunden) aufweist – bereitgestellt werden kann, sollte verstärkt hinterfragt werden. Kann ein zusätzlicher Leistungsanteil von 35 % durch ein „smartes“ Netz geregelt werden? Welche Speicher sind in welcher Größe zu dimensionieren und wie stellen sich diese Kosten volkswirtschaftlich dar? Die Auswirkungen dieser zusätzlichen Leistungsnachfrage sind in Abb. 3 dargestellt.



Quelle: e7

Abb. 3: Geordnete Dauerlastgangkurve für das Jahr 2013 (blaue Linie) für die 500 Stunden mit der größten Leistung sowie die Erhöhung dieser Nachfrage bei einem Anteil von 25 % an Luftwärmepumpen



Stromerzeugung im Winterhalbjahr

Die Frage hinsichtlich der Leistungsnachfrage ist aber auch, wie weit diese Leistung auf Basis nicht fossiler Energie bereitgestellt werden kann. Oder anders formuliert: Wie ökologisch kann derzeit diese Spitzennachfrage gestaltet werden? Eine Antwort darauf liefert die Situation im Jänner 2017. Die monatliche Durchschnittstemperatur lag zum Beispiel in Linz bei $-4,7^{\circ}\text{C}$. Die Netzbelastung war dementsprechend groß. An insgesamt 17 Tagen war die Leistungsnachfrage größer als 10.000 MW, am 24. Jänner (Dienstag) wurde mit 10.578 MW der Spitzenwert erreicht. Aber wie wurde die Energie im Jänner 2017 erzeugt?

Anteil der Windstromerzeugung schwankt zwischen 0 und 20 %

In Abb. 4 ist die Stromerzeugungsstruktur ausgewählter Energieträger (Wind, Laufkraftwerke, Gas) dargestellt. Es ist erkennbar, dass die Windkraft bereits zeitweise einen Leistungsanteil von über 20 % am Aufkommen hat. Aber auch die starke

Schwankung ist ersichtlich. So gab es fast keine Windstromproduktion an den Tagen um den 11.1.2017. Das war mit $-8,7^{\circ}\text{C}$ (in Linz) einer der kältesten Tage. Auch bei einem weiteren Ausbau der Windenergie wird es diese Flauten geben. Die Stromerzeugung von Gas dürfte mit etwa 4.100 MW im Zeitraum vom 20.1. bis 25.1. ziemlich am Limit gefahren sein. Die Laufkraftwerke erbrachten eine Leistung von unter 2.000 MW. Dies stellt weniger als 40 % ihrer vorhandenen Kapazitäten dar.

Aus der Summe dieser Situation musste im Jänner viel Energie primär aus Deutschland bezogen werden. Ob dies bis zum Jahr 2022, wenn der Atomausstieg in Deutschland vollzogen ist, auch noch so leicht möglich ist, wird sich zeigen.

Photovoltaik und Wärmepumpen – eine vorbildhafte Lösung?

Photovoltaik wird auch immer wieder als ideale Ergänzung für Stromheizungen bezeichnet. Eine grobe Abschätzung von e7 hat ergeben, dass für die vollständige Versorgung einer Luftwärmepumpe für ein

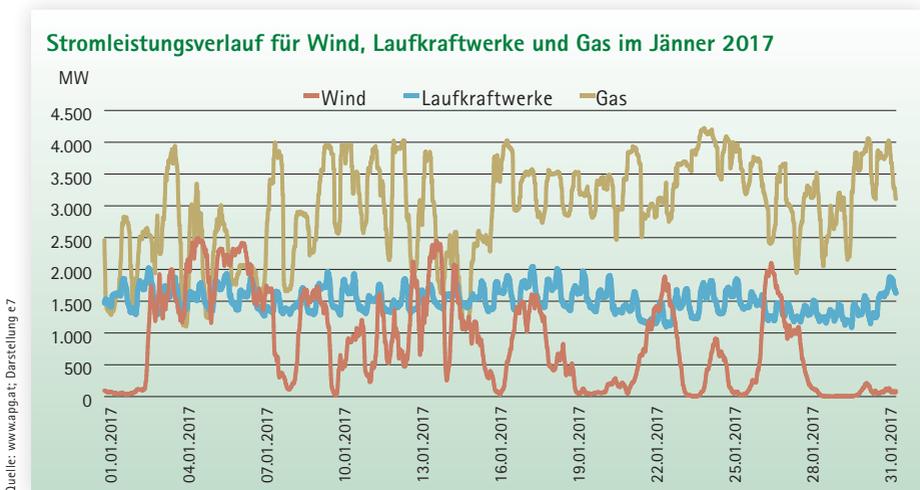


Abb. 4: Stromleistungsverlauf für Wind, Laufkraftwerke und Gas in Österreich im Jänner 2017 zeigt für einige Tage große Lücken auf, die durch Importe gedeckt werden mussten.



Einfamilienhaus (rund 130 m²) eine Photovoltaikfläche von circa 350 m² vorhanden sein muss. Unberücksichtigt ist dabei, dass die PV-Anlage im Winter primär im Zeitraum zwischen 10 bis 14 Uhr Strom liefert und die Nachfrage nach dem Strom für die Wärmepumpe in den Morgen- und Abendstunden erfolgt. Die Anlage ist also um eine Batterie für etwa 12 bis 15 kWh Speicher zu ergänzen, damit auch an dunkleren Tagen die Wärmeversorgung gesichert ist. Dabei ist der Warmwasserbedarf noch nicht berücksichtigt.

Aber werfen wir auch einen Blick zu dieser Zeit nach Deutschland. In den Medien war plötzlich von der Dunkelflaute die Rede, die fast dieselbe Situation wie in Österreich beschrieb. Der Himmel war mit Wolken bedeckt, sodass selbst für den Jänner wenig Photovoltaik-Strom erzeugt wurde. Gleichzeitig war auch eine Flaute gegeben, die die Windräder zum Teil ruhen ließ. Einspringen mussten in diesem Fall die Kohlekraftwerke, die sogar noch nach Österreich und Frankreich exportieren konnten.

In Österreich kennen wir ähnliche Fälle, wobei der Klassiker hier eher das sibirische Hoch ist. Dabei ist es windstill, klar und dadurch sehr kalt. 2012 war so ein Jahr, in dem es im Februar rund 14 Tage Durchschnittstemperaturen von weniger als -12 °C gab.

Schlussfolgerungen

Der Trend zu mehr Stromeinsatz fürs Heizen wird nicht zu stoppen sein. Dadurch kommt es zunehmend zu einer Nachfrage nach sehr kurzfristig genutzter Spitzenleistung, die dafür in Reserve (zum Teil auch Speichern) gehalten werden muss. Um für diese Problematik zu sensibilisieren, sollte der Fokus von energiewirtschaftlichen Fragestellungen vermehrt auch auf die zeitliche Verfügbarkeit und somit auf die Leistungsnachfrage nach der Energie gelegt werden. Ein reines Analysieren unter Verwendung von kWh und unter Ausblenden der zeit-

lichen Verfügbarkeit führt zu falschen Schlüssen. Der Einsatz von strombetriebenen Heizungen kann – unter gewissen Rahmenbedingungen – einen wichtigen Beitrag zur Energiewende darstellen. Allerdings werden häufig wesentliche Aspekte in der Bewertung solcher Heizungen ausgeblendet: Insbesondere die Auswirkungen auf die Netzinfrastruktur und die Bewertung strombetriebener Heizungen hinsichtlich ihrer verursachten Emissionen an Treibhausgasen und Luftschadstoffen bedarf weiterer Analysen.

Um die Problematik der kurzfristigen Spitzenleistung nicht zu groß werden zu lassen, empfiehlt es sich, gezielt Maßnahmen diesbezüglich zu setzen. Dazu gehören unter anderem:

- a) Stromdirektheizungen als Hauptheizungen sind – auch wenn sie den Namen „innovativ“ tragen – nicht zulässig.
- b) Stromheizungen müssen über einen eigenen Wärmespeicher verfügen, um die Stromnachfrage zeitlich besser steuern zu können.
- c) Es sind Maßnahmen zu setzen, damit Netzbetreiber Stromheizungen bei Bedarf wegschalten können.
- d) Hinsichtlich der Bildung von CO₂-Faktoren für Stromheizungen sind Jahresbilanzverfahren aufgrund der ausgeprägten zeitlichen Nachfrage zu Engpasszeiten abzulehnen.

Literatur

[1] Benke G.; Amann C.; Amann S. (2015): Kurzexpertise: Auswirkungen der Luftwärmepumpe auf das österreichische Stromnetz; http://www.e-sieben.at/de/projekte/1515_LWP.php

[2] Institut für Verbrennungskraftmaschinen und Thermodynamik (2008): Lastprofile nicht leistungsgemessener Kunden (HE, HM, HG, PG, PK und PW) der Gasnetzbetreiber Österreichs – Überarbeitung 2008. Studie im Auftrag des Fachverbandes Gas & Wärme. Graz. ■

Dr. Georg Benke, DI Christof Amann
e7 Energie Markt Analyse GmbH
georg.benke@e-sieben.at



100 % erneuerbarer Strom in Österreich – so geht's



Dieser Beitrag basiert auf der Studie „Die Stromzukunft Österreich 2030 – Analyse der Erfordernisse und Konsequenzen eines ambitionierten Ausbaus erneuerbarer Energien“. Die Studie gibt Aufschluss darüber, wie die Transformation hin zu einem nahezu allein auf erneuerbarer Erzeugung basierenden österreichischen Elektrizitätssystem aus technischer und ökonomischer Sicht funktionieren kann und welche Erfordernisse bestehen, um diesen Wandel zu erreichen. Dabei wurden insbesondere die technischen und ökonomischen Voraussetzungen identifiziert und analysiert, unter denen ein solcher Systemwandel gelingen kann. Die Studie kommt zu folgenden Kernaussagen:

- Der unterstellte substanzielle Erneuerbare-Energien-Erzeugungszuwachs von über 31 TWh bis 2030 gegenüber 2015 verursacht nur bedingt Mehrkosten. Im Mittel der kommenden Dekade liegen die erforderlichen Unterstützungsvolumina bei rund 511 Millionen Euro. Davon entfallen 209 Millionen Euro auf bis 2020 errichtete Bestandsanlagen und 302 Millionen Euro auf jene, die ab 2020 gebaut werden. Zum Vergleich: Der Förderbedarf für 2015 betrug in etwa 620 Millionen Euro. Nicht inbegriffen sind die aliquoten Aufwendungen für Verwaltung, Ausgleichsenergie und Technologieförderung. 2015 betragen diese rund 70 Millionen Euro [5]. Alle monetären Angaben in diesem Bericht sind in Euro 2010 angegeben.
- Ein ambitionierter Ausbau der erneuerbaren Energien senkt den durchschnitt-

lichen Strompreis am Spotmarkt. Beim Vergleich des Ausbauszenarios mit dem Referenzszenario beträgt die Differenz etwa 3 Euro/MWh.

- Der Merit-Order-Effekt reduziert die Gesamtstromkosten für Endkonsumenten im Zeitraum von 2021 bis 2030 um durchschnittlich 137 Millionen Euro. Bewertet man dezentrale Photovoltaikanlagen hinsichtlich der Wertigkeit des Stroms für Endkonsumenten, reduziert sich der Förderbedarf um weitere 207 Millionen Euro.
- Bezüglich des Instrumentenvergleichs erweisen sich gemäß den vorliegenden Ergebnissen technologiedifferenzierte Markprämiesysteme als vorteilhaft. Bei der Windkraft führt die wettbewerbliche Festlegung der Prämien (Ausschreibung) aufgrund des steigenden Risikos für die Investoren im Vergleich zur administrativen Festlegung zu Mehrkosten; im Bereich der Photovoltaikanlagen würde sie zu Kostenvorteilen führen.
- Die Abschaltung von Biomasseanlagen vor der Beendigung der technischen Nutzungsdauer verursacht Mehrkosten von etwa 150 Millionen Euro kumulativ im Zeitraum von 2021 bis 2030.
- Der Ausbau der Wärmepumpen und der Elektromobilität führt zu erheblichen Spitzenlasten. Smarte Ladestrategien im Bereich der Elektromobilität können diese teilweise abfedern. Durch die erhöhte Nachfrage ist ein Anstieg des durchschnittlichen Strompreises zu erwarten. Gleichzeitig führt die Sektorkopplung zu einem erhöhten Marktwert



der erneuerbaren Energien und ermöglicht eine weitergehende Integration von Strom aus erneuerbaren Energien in das österreichische Netz.

- Wenn alle derzeit geplanten Stromnetzerweiterungen [1 und 3] implementiert sind, ist die Versorgungssicherheit in Österreich aufgrund der Simulationsergebnisse zu 100 % gegeben, das heißt, es gibt keine Stunde, in der die Stromnachfrage nicht zu 100 % gedeckt werden kann oder die Netzbelastung einen kritischen Wert erreicht.
- Die Integration Österreichs in das europäische Verbundnetz federt positive und negative Preisspitzen ab und sorgt verbunden mit der Sektorkopplung für ausreichend Flexibilität. Power to Gas wird nicht umgesetzt. Der Bedarf für einen weiteren Pumpspeicherausbau ist gering und liegt im Bereich von 140 bis 200 MW.
- Durch den verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energien können CO₂-Einsparungen in Höhe von 13,5 Millionen Tonnen erzielt und die durch den Stromsektor bedingten Gesamtemissionen signifikant reduziert werden.

- 2021 bis 2030 ist mit einer jährlichen Bruttobeschäftigung in der Höhe von bis zu 53.000 Arbeitsplatz-Vollzeitäquivalenten durch Erneuerbare-Energien-Anlagen zu rechnen.

Mengengerüst im Stromsektor: 2010 und 2030

Als Ausgangsbasis der im Rahmen dieser Studie durchgeführten Untersuchungen dient das vom Umweltbundesamt (UBA) entwickelte Szenario „Erneuerbare Energie 2030 und 2050“ [4], welches den Erzeugungsmix und die Stromnachfrage für das Jahr 2030 in Österreich skizziert. Das darin aufgewiesene EE-Mengengerüst dient als Zielvorgabe für die Stromsystemanalyse sowie für die Identifikation erforderlicher Marktanreize.

In einem Konsultationsprozess wurden die Vorgaben einer kritischen Betrachtung unterzogen und im Einklang mit der gegenwärtigen und der in naher Zukunft absehbaren Entwicklung modifiziert (Tab. 1). Mit dem vorliegenden Szenario wird das Ziel 100 % erneuerbare Stromerzeugung bis 2030 praktisch umgesetzt.

Tab. 1: Stromproduktion und -verbrauch in Österreich 2010 und 2030

	2010 TWh	2030 TWh	Veränderung TWh	Veränderung %
Kohle	4,9	0,0	-4,9	-100
Kohlegase	1,8	0,0	-1,8	-100
Öl	1,3	0,0	-1,3	-100
Erdgas	14,4	6,0	-8,4	-59
Abfall (nicht-biogen)	0,6	0,7	0,1	8
Wasserkraft	38,4	46,0	7,6	20
Photovoltaik	0,1	11,3	11,2	11.200
Wind	2,1	17,5	15,4	733
Feste Biomasse	3,6	4,6	1,0	28
Biogas	0,6	1,7	1,1	183
Andere erneuerbare Energien	0,2	0,4	0,2	100
Summe	68,1	88,1	20,1	29
Import	2,3	-6,5		
Inlandsnachfrage	70,3	81,6	11,3	16
Anteil EE an Erzeugung	61,6 %	92,5 %		
Anteil EE am Verbrauch	64,2 %	99,8 %		

Biogas umfasst Direktverstromung sowie Einspeisung ins Gasnetz und Verwendung in GuD-Anlagen
Quelle: Statistik Austria; Energy Economics Group, TU Wien



Methodik

Die durchgeführten quantitativen Analysen fußen auf dem Einsatz dreier von der TU Wien entwickelter komplementärer Energiesystemmodelle:

- **HiREPs:** Das Kraftwerkseinsatzmodell HiREPs dient der detaillierten Modellierung des Einsatzes der konventionellen Energieträger sowie der Effekte der Kopplung der Strom- und Wärmeerzeugung mittels Power-to-Heat (P2H), des Ladens von Elektrofahrzeugen und des nötigen (Pump-)Speicherausbaus. Das Dargebot der erneuerbaren Energieträger sowie die Stromnachfrage finden gemäß Szenariovorgabe als stündliche (Einspeise-)Profile Eingang in das Modell.
- **EDisOn:** Das lineare Optimierungsmodell EDisOn dient der detaillierten Betrachtung des österreichischen und europäischen Netzes und der Versorgungssicherheit. Die Einspeisung erneuerbarer Energieträger in Österreich wird dazu geografisch verortet und in das Netzsimulationsmodell integriert.
- **Green-X:** Das Simulationsmodell Green-X dient der Identifikation von

erforderlichen Marktanreizen, Förderbedarf und Förderdesign und ermöglicht eine detaillierte Analyse der Wirkungsweise unterschiedlicher energiepolitischer Instrumente. Des Weiteren erlaubt Green-X eine qualitative Analyse der Rahmenbedingungen für unterschiedliche Förderdesigns und der Auswirkungen auf Förderkosten.

Die Modelle sind mittels Schnittstelle zwischen detaillierter Stromsystemmodellierung auf stündlicher Basis (HiREPs, EDisOn) und der Untersuchung der Marktentwicklung von heute bis 2030 (Green-X) gekoppelt. Die Ergebnisse des Green-X-Modells zum Ausbau erneuerbarer Kraftwerkskapazitäten können als Input für die Optimierungsmodelle genutzt werden. An Green-X zurück übergeben werden wiederum die simulierten Strompreise und die Marktentwicklung von erneuerbaren Energien.

Die der Modellierung zugrundeliegenden Annahmen bezüglich Energiepreisen, EE-Potenzialen und technischen und wirtschaftlichen Spezifikationen basieren auf der UBA-Studie [4], den EU-Energie-

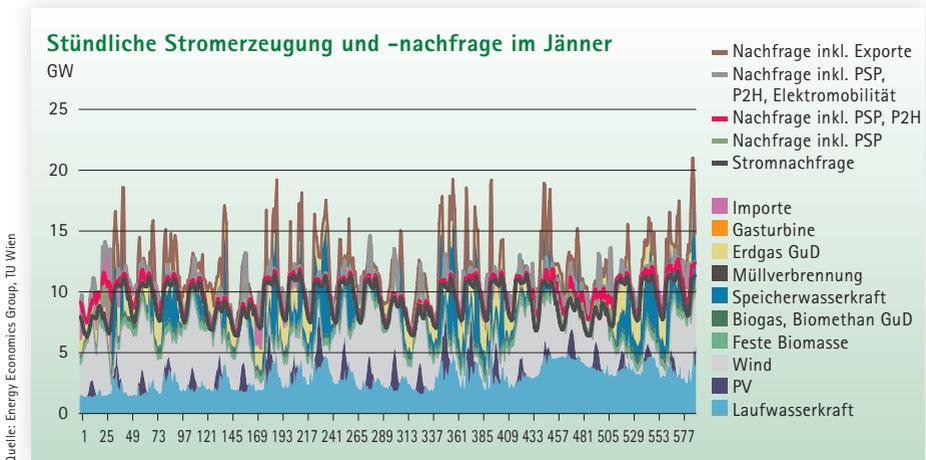


Abb. 1: Stündliche Stromerzeugung im Verlauf des Jänner – Stromerzeugungskomponenten sind als Flächen und Stromnachfragekomponenten als Linien abgebildet.



preisprognosen [2] und Datenbanken der TU Wien. Besonderes Augenmerk bei der Analyse der energiepolitischen Rahmenbedingungen und Instrumente liegt auf der Bestimmung der Finanzierungsparameter, die das Investitionsverhalten und die Wirtschaftlichkeit der erneuerbaren Energien entscheidend beeinflussen. Der Schlüsselparameter Finanzierungsrisiko (Weighted Average Cost of Capital (WACC)) setzt sich aus dem Markt- und Politikrisiko sowie dem Technologierisiko zusammen. Ersteres bildet das Erlösrisiko für Investoren ab und variiert mit der Wahl der Förderinstrumente. Letzteres nimmt Bezug auf die Unsicherheit über den Erlös aufgrund unerwarteter Produktionspausen und technischer Probleme.

Den durchgeführten modellbasierten Analysen liegt eine gemeinsame Basiswelt hinsichtlich der künftigen Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Österreich sowie im europäischen Umfeld zugrunde. Zwei wesentliche Entwicklungspfade dienen als gemeinsame Grundlage aller durchgeführten Untersuchungen:

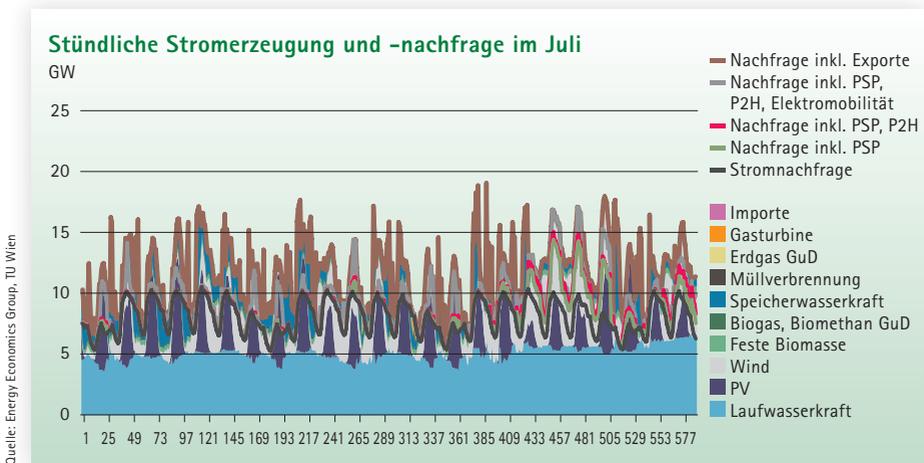
- Das Kernszenario der Untersuchungen dieser Studie bildet das EE-Zielszenario

bzw. Renewable (RES)-Szenario. Hierin wird das EE-Mengengerüst für das Jahr 2030 gemäß des UBA-Szenarios erreicht.

- Ein Referenzszenario (REF) bzw. No Policy-Szenario skizziert ein konservatives Bild der Stromzukunft Österreichs ohne Berücksichtigung klima- und energiepolitischer EU-Vorgaben für 2030. Dieses dient als Referenz zur Bewertung alternativer Pfade. Konkret wird ein Auslaufen jedweder Förderungen für Strom aus neu zu errichtenden EE-Anlagen nach 2020 unterstellt.

Stromproduktion

Abb. 1 und Abb. 2 stellen die stündliche Stromerzeugung dar. Stromerzeugungskomponenten sind als Flächen und die Stromnachfragekomponenten als Linien abgebildet, wobei z. B. die rote Stromnachfragelinie die „normale“ Stromnachfrage, den Strombezug durch Pumpspeicherkraftwerke sowie den Strombezug von Power-to-Heat (P2H)-Anlagen beinhaltet. Unter P2H-Anlagen sind sowohl Wärmepumpen als auch Elektrodenkessel oder sonstige



Quelle: Energy Economics Group, TU Wien

Abb. 2: Stündliche Stromerzeugung im Verlauf des Juli – Stromerzeugungskomponenten sind als Flächen und Stromnachfragekomponenten als Linien abgebildet.



Stromheizer zusammengefasst. Die Abbildungen verdeutlichen, dass die Elektromobilität und Exporte am häufigsten Erzeugungsüberschüsse verwerten. Pumpspeicher brauchen Strompreisdifferenzen von 30 bis 40 %, um die Pumpverluste auszugleichen, und sind seltener aktiv. Der Pumpspeicherausbau liegt in allen Szenarien mit und ohne die Flexibilitätsoptionen Elektromobilität und P2H im sehr niedrigen Bereich von 140 bis 200 MW. Die Pumpspitzen liegen bei 4 GW Stromaufnahme.

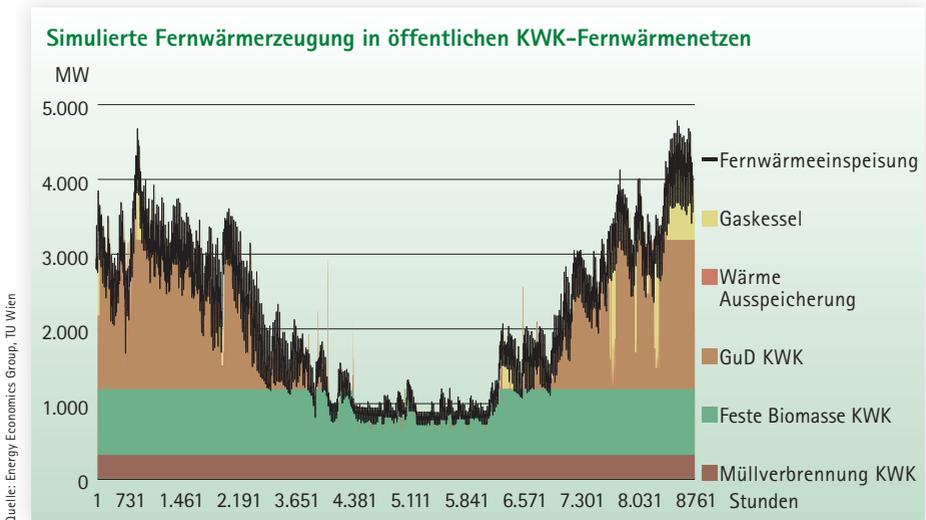
Power to Gas wird in keinem Szenario gebaut. Der Grund ist, dass die simulierten Exporte und Importe in die bzw. aus den Nachbarländern einen großen Teil der erforderlichen Flexibilität abdecken und kaum wirtschaftlicher Bedarf für weitere Flexibilitätsoptionen besteht. Es wurde angenommen, dass Biomethan teilweise in GuD-Anlagen verstromt wird. Die Biomethananlagen erzeugen dabei das Gas im Grundlastbetrieb, und das Produktgas wird im Erdgasnetz zwischengespeichert. Am 31. Dezember 2015 waren in Österreich Erd-

gaskraftwerke mit einer installierten Leistung von 4,8 GW in Betrieb. Im simulierten Jahr 2030 werden nur 2,9 GW an Erdgaskraftwerken bei rund 3.300 Volllaststunden benötigt.

Sektorkopplung

Im Bereich der Fernwärme wird in Müllverbrennungsanlagen ganzjährig konstant Grundlast erzeugt. Die Biomasse wird im Sommer mit geringfügig reduzierter Leistung betrieben. Im Bereich des Erdgases werden je nach Strompreis entweder die GuD-Anlagen oder Gaskessel betrieben. Die Spitzenlast im aggregierten Fernwärmenetz wird durch Gaskessel bereitgestellt.

Fernwärmespeicher werden wirtschaftlich optimiert so ausgebaut, dass sie im Winter über drei Stunden die gesamte Last decken können; in der Übergangszeit und im Sommer entsprechend länger. Die simulierten Fernwärmespeicher werden also nur für einen kurzfristigen Ausgleich eingesetzt. Abb. 3 zeigt die Fernwärmeerzeugung in KWK-Fern-



Quelle: Energy Economics Group, TU Wien

Abb. 3: Simulierte Fernwärmeerzeugung in öffentlichen KWK-Fernwärmenetzen, Wärmenetze ohne Kraftwärmekopplungsanlagen sind nicht dargestellt.



wärmenetzen. Wärmenetze ohne Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen wurden nicht simuliert und folglich nicht dargestellt.

Mit dem Stromsystem interagiert nicht nur die Fernwärmeerzeugung, sondern auch Wärmepumpen und Stromheizer in Gebäuden, die nicht an die Fernwärme angeschlossen sind. Für 2030 ergibt sich aus der Gebäudesimulation mit Invert/EE-Lab für das verwandte Szenario WAMplus ein Wärmepumpenanteil bei Nicht-Fernwärmegebäuden von 10,3 %. Dieser wurde auch für die HiREPS-Simulationen des EE-Szenarios übernommen. Des Weiteren wurde vorausgesetzt, dass es sich zu 70 % um Luftwärmepumpen und zu 30 % um Grundwasserwärmepumpen handelt. Abb. 4 zeigt den Strombezug für Heizen und Warmwasser aller Gebäude mit Wärmepumpen.

Im Bereich der Mobilität wurde von einem Elektro-Pkw-Anteil von 31,7 % für das Jahr 2030 ausgegangen (Wert entstammt ebenfalls aus WAMplus). Es wurde angenommen, dass die Nutzer von Elekt-

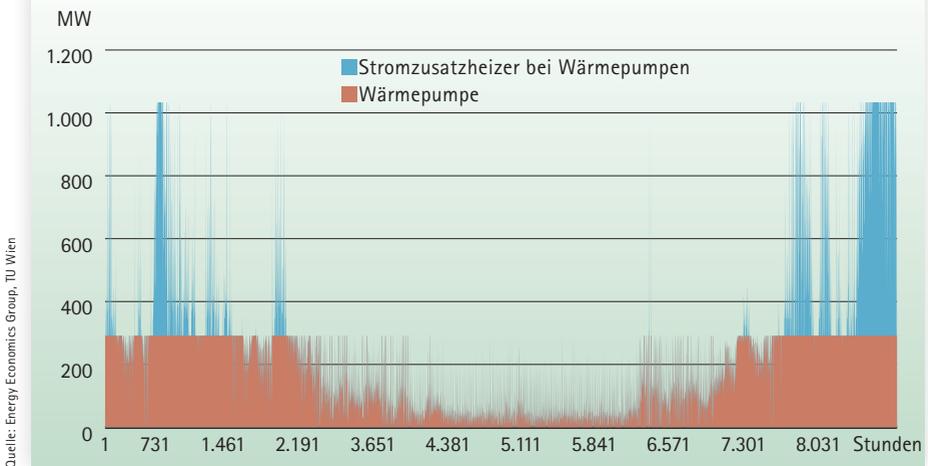
roautos die Pkw immer an eine Ladesäule anschließen, wenn sie laden können. Das Aufladen wird kostenminimierend zu den Zeiten durchgeführt, wenn die Preise am Strommarkt günstig sind (strommarktgesteuertes Laden). Zudem wird das Aufla-



© Tim Reckmann/pixelio.de

Gesteuertes Laden von Elektro-Pkw reduziert Lastspitzen.

Strombezug für Heizen und Warmwasser aller Gebäude mit Wärmepumpen



Quelle: Energy Economics Group, TU Wien

Abb. 4: Strombezug für Heizen und Warmwasser aller Gebäude, die mit Wärmepumpen ausgestattet sind (10 % der nicht mit Fernwärme beheizten Haushalte) für 2030



den in Zeiten von Spitzenlasten (z.B. hoher Strombedarf durch Wärmepumpen) vermieden (gesteuertes Laden). Abb. 5 veranschaulicht den simulierten Ladestrombezug der Elektroautos.

Aus Abb. 5 kann man erkennen, dass die maximalen Lastspitzen der Elektromobilität in Österreich 2030 bei gesteuertem Laden bei 5 bis 6 GW liegen. Zur Maximallast des Strombedarfes aufgrund normaler Nachfrage plus Strombezug von Elektro-Pkw und Strom für Gebäude mit reinen Strom- und Wärmepumpenheizungen tragen Elektro-Pkw aber nur 3,2 GW bei, da die Autos gesteuert dann laden, wenn es für das Stromsystem günstig ist. Zum Vergleich: Bei einem Anteil der Elektro-Pkw von 50 % beträgt deren Beitrag an der so definierten Maximallast nur 4,3 GW. Im Sommer werden Elektroautos mithilfe der Photovoltaik vermehrt zur Mittagszeit geladen und stabilisieren somit die Strompreise während des PV-Peaks. Im Winter wird verstärkt in der Nacht geladen – man erreicht also auch einen Ausgleich der andernfalls auftretenden Schwankungen der Stromnachfrage.

Das gesteuerte Laden der Elektro-Pkw führt auch zu einer Reduktion der Lastspit-

zen, die durch Strombezug von Gebäuden mit Luftwärmepumpen auftreten, auf 83 % im Vergleich zum Basiswert. Die Elektro-Pkw vermeiden es bei gesteuertem Laden, genau dann zu laden, wenn die Spitzenlast auftritt.

Stromverbrauch

Bei den Annahmen zum Stromverbrauch wurde vom aktuellen EU-Referenzszenario 2016 ausgegangen, welches mittels des PRIMES-Modells seitens der Technischen Universität in Athen entwickelt wurde [2]. Da dieses Szenario aber einen deutlich geringeren Zuwachs am Stromverbrauch im Sektor Transport (Elektromobilität) annimmt als WAMplus, wurden für die Analyse der Auswirkungen der Sektorkopplung die Szenario-Annahmen modifiziert. Haupttreiber sind der erhöhte Strombedarf der Elektromobilität, der Industrie und des Dienstleistungssektors (Tab. 2, Abb. 6).

Vollkostenvergleich zwischen erneuerbarem und fossilem Strom

Generell muss in der Diskussion über den benötigten Förderbedarf der erneuerbaren Energieträger beachtet werden, dass die

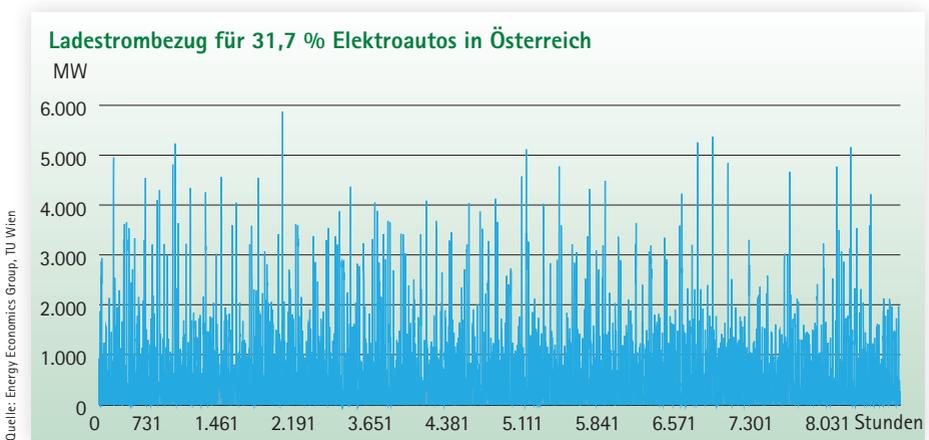


Abb. 5: Ladestrombezug bei einem Anteil der Elektroautos in Österreich von knapp 32 % – die Lastspitzen liegen zwischen 5.000 und 6.000 MW.



Differenz zwischen den Erzeugungskosten und den derzeitigen Marktpreisen nicht zwingend die tatsächlichen Mehrkosten widerspiegelt. Stattdessen stellt sie einen Vergleich zwischen den Grenzkosten eines (subventionierten) bereits abgeschriebenen Anlagenbestandes mit EE-Neuanlagen dar. Bei den gegenwärtig niedrigen Spotmarktpreisen können praktisch keine neuen Ökostrom-, aber auch keine neuen fossilen Anlagen gebaut werden. Ein reiner Vollkostenvergleich zwischen erneuerbaren und fossilen Energieträgern zeigt, dass manche

EE-Anlagenkonstellationen bereits jetzt günstigere Vollkosten aufweisen als fossile Anlagen oder nur geringfügig über den Kosten von Erdgas liegen.

Die Abbildungen 7, 8 und 9 wagen einen ersten Blick über den Tellerrand – hierin wird ein Vergleich der Stromgestehungskosten erneuerbarer und fossiler Stromerzeugungstechnologien aus heutiger Sicht (2017) angestellt. Konkret erfolgt gemäß der unteren typischen Kostenbandbreite – also im Falle idealer Anlagenstandorte bei Wind, Wasserkraft und Photovoltaik bzw.

Tab. 2: Steigerung des Stromverbrauchs von 2015 bis 2030

	EU-Referenzszenario GWh	RES- und REF-Szenario GWh
Stromverbrauch 2015	70.585	70.586
Zuwachs Industrie	3.272	2.718
Zuwachs Haushalte	1.704	1.415
Zuwachs Dienstleistungssektor	3.310	2.749
Zuwachs Transport	1.003	4.950
Zuwachs Energiesektor	1.379	1.145
Zuwachs Netzverluste	380	316
Stromverbrauch 2030	81.635	83.880

Quelle: Europäische Kommission; Energy Economics Group, TU Wien

Stromverbrauchssteigerungen nach Sektoren von 2015 bis 2030



Quelle: Energy Economics Group, TU Wien

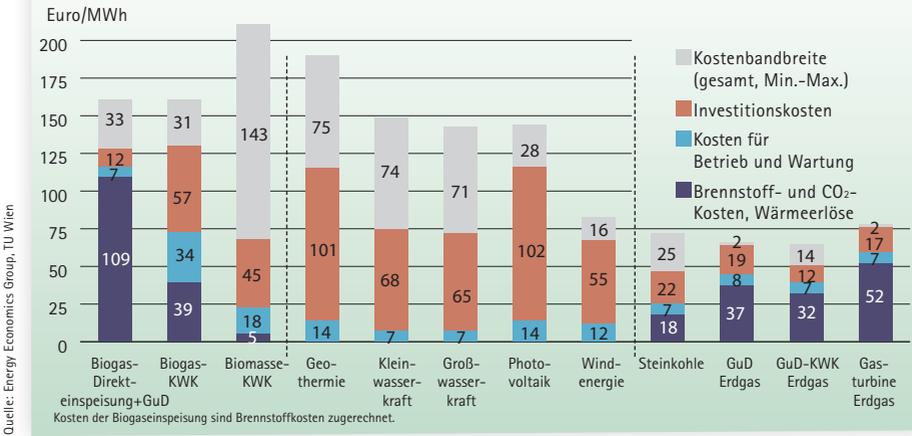
Abb. 6: Der größte Beitrag an der Steigerung des Stromverbrauchs bis 2030 entfällt auf die Elektromobilität.



kostengünstiger Anlagenkonfiguration im Falle thermischer Erzeugung – eine Aufschlüsselung der Gesteungskosten in einzelne Kostenelemente – gegliedert nach Investition, Betrieb und Wartung sowie

Brennstoff- und CO₂-Kosten (bei fossiler Erzeugung) unter Berücksichtigung von Wärmeerlösen im Falle von Kraft-Wärme-Kopplung. Ergänzend wird jeweilig auch die typische Kostenbandbreite skizziert. Die-

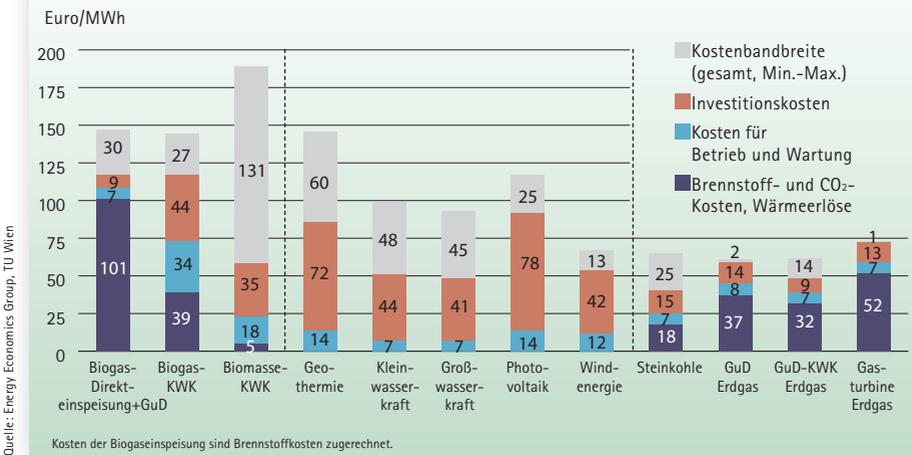
Stromgestehungskosten bei einheitlicher Abschreibedauer (15 Jahre)



Quelle: Energy Economics Group, TU Wien

Abb. 7: Stromgestehungskosten aus heutiger Sicht (2017) für verschiedene Energieträger und Technologien bei einer einheitlichen Abschreibedauer von 15 Jahren

Stromgestehungskosten bezogen auf die technische/ökonomische Lebensdauer



Quelle: Energy Economics Group, TU Wien

Abb. 8: Stromgestehungskosten aus heutiger Sicht (2017) für verschiedene Energieträger und Technologien unter Berücksichtigung der jeweiligen technischen/ökonomischen Lebensdauer



se Darstellung erfolgt gemäß dreierlei Varianten: unter Berücksichtigung einer einheitlichen Abschreibedauer von 15 Jahren (Abb. 7) bzw. der technischen Lebensdauer bei heutigen (Abb. 8) und künftig (2030) erwarteten Energiepreisen (Abb. 9). Die einheitliche Abschreibedauer spiegelt die in Österreich für Erneuerbare übliche Förderpraxis wider, gemäß derer eine finanzielle Unterstützung zeitlich begrenzt (auf 13 bzw. 15 Jahre) erfolgt, während die Lebensdauerbetrachtung dem in der Energiewirtschaft üblichen Standard entspricht. Von Interesse erscheint auch die Berücksichtigung künftiger Brennstoff- und CO₂-Preisentwicklungen, was einen massiven Anstieg der Gesteungskosten thermischer Stromproduktion auf Basis fossiler Energieträger zur Folge haben wird und die Konkurrenzfähigkeit von EE-Technologien deutlich erhöht.

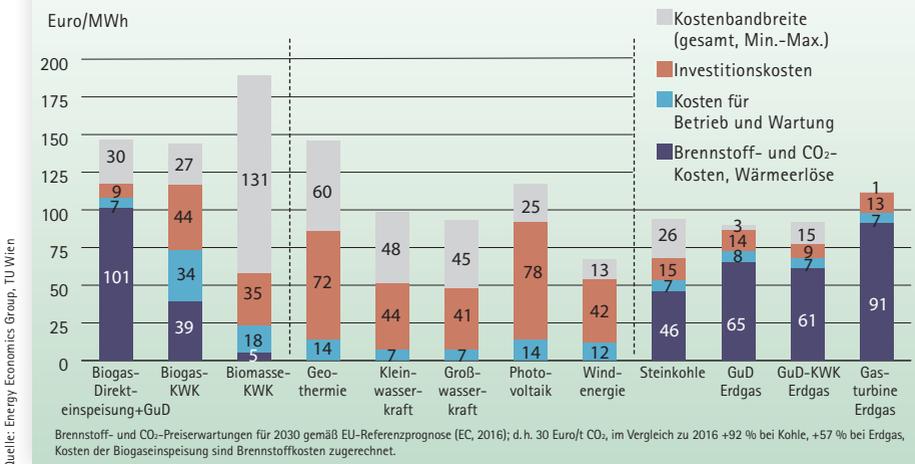
Für die beiden Szenarien (REF und RES) ergeben sich gemäß den getroffenen Vorgaben stark unterschiedliche Ausbaupfa-

de der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Österreich (Abb. 10). Bei einem Wegfall von Förderungen für erneuerbare Energien nach 2020, wie im Referenzszenario (No-Policy-Szenario) unterstellt, kommt es unmittelbar zu einem Rückgang der EE-Stromerzeugung. Beim proaktiven RES-Politikscenario dagegen würde die Stromerzeugung aus Erneuerbaren im Zeitfenster nach 2020 stetig anwachsen und der bisherige Wachstumspfad fortgeführt. Eine proaktive Energiepolitik stellt folglich eine notwendige Voraussetzung dar, um die unterstellten Ausbauziele für erneuerbare Energien zu erreichen. Politische Anreize sind insbesondere in Zeiten niedriger fossiler Energiepreise und marginaler Anreize seitens des europäischen Treibhausgasemissionshandels notwendig.

Detailergebnisse

Welche Auswirkungen sind aufgrund des forcierten Ausbaus erneuerbarer Energien

Stromgestehungskosten bezogen auf die technische/ökonomische Lebensdauer unter Berücksichtigung der künftigen (2030) Brennstoff- und CO₂-Preiswartungen



Quelle: Energy Economics Group, TU Wien

Abb. 9: Stromgestehungskosten aus heutiger Sicht (2017) unter Berücksichtigung der jeweiligen technischen/ökonomischen Lebensdauer sowie künftiger (2030) Brennstoff- und CO₂-Preiswartungen



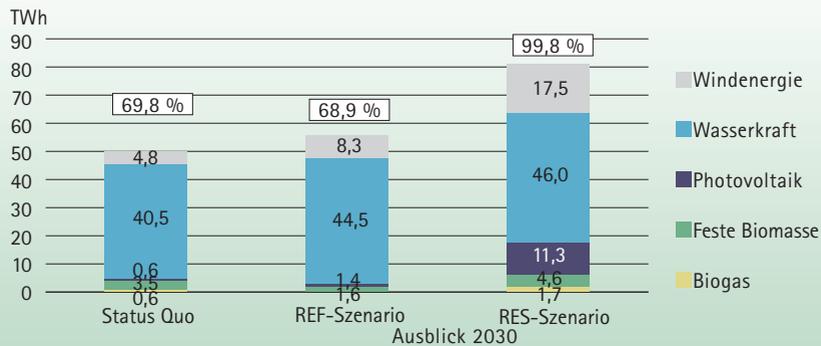
in Österreichs Stromsektor zu erwarten hinsichtlich stündlicher Produktion, Speicherbedarf, Import/Export, Kosten, CO₂-Emissionen etc.?

Mit dem Kraftwerkseinsatzmodell HiREPS wurde der Einsatz von Erzeugungskapazitäten und jener von Flexibilitätsoptionen auf stündlicher Basis simuliert. Die Simulationsläufe liefern Ergebnisse zum stündlichen Einsatz der Bereitstellungs- und Speichertechnologien unter Berücksichtigung von Im- und Exporten sowie zum Anteil Erneuerbarer und dem Einfluss auf die Emissionen der Stromerzeugung. In einem von erneuerbaren Energien geprägten Elektrizitätssystem (2030-RES-Szenario) trägt die Wasserkraft in Österreich mehr als 50 % der Jahreserzeugung bei. Windkraft und Photovoltaik würden etwa 20 % respektive 15 % der benötigten Elektrizität erzeugen. Der forcierte Ausbau der erneuerbaren Energieträger führt im Vergleich zum Referenzszenario (2030-REF-Szenario) zu einer Reduktion der durchschnittlichen Spotmarktpreise in Höhe von 3,35 Euro/MWh. Durch den starken Ausbau an Erneuerbaren ist zudem absehbar, dass Österreich ein starker Nettostromexporteur wird. Die Anbindung an das europäische Übertra-

gungsnetz und die damit gegebene Möglichkeit zu Im- und Exporten bietet einen Großteil der benötigten Flexibilität, um Erneuerbare in das System zu integrieren. Die Eingliederung Österreichs in das europäische Verbundnetz federt Preisspitzen an den Spotmärkten ab, da etwaige Erzeugungsempässe durch Einfuhren ausgeglichen werden können. Die Exporte über das Übertragungsnetz tragen bis zu 11 GW und die Importe bis zu 7 GW zum Lastausgleich bei. Dementsprechend reduzieren sich der Bedarf nach und die Auswirkungen von weiteren Flexibilitätsoptionen.

Der Pumpspeicherausbau liegt in allen Szenarien – mit und ohne die Flexibilitätsoptionen Elektromobilität und P2H – im sehr niedrigen Bereich von 140 bis 200 MW. Die Kopplung des Stromsektors mit Verkehrs- und Wärmesektor führt zu signifikanten Stromspitzen. Nimmt man einen Ausbau der Elektromobilität auf etwa 30 % an, betragen deren maximale Ladespitzen 5,9 GW. Pumpstromspitzen liegen bei 4,3 GW und der maximale P2H-Strombezug bei 1,8 GW. Insgesamt führt die Sektorkopplung infolge der erhöhten Nachfrage bei den betrachteten Szenarien zu einem Anstieg der Spotmarktpreise von

Szenarienvergleich: Erneuerbare-Energien-Ausbauszenario versus No-Policy-Szenario



Quelle: Green-X, basierend auf Krutzler et al., 2016

Abb. 10: Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Österreich heute (Status Quo 2015) und morgen (Ausblick 2030) gemäß untersuchten Szenarien; in Klammern der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromnachfrage



10 Euro/MWh. Die größte Auswirkung der untersuchten Flexibilitätsoptionen ist eine Stabilisierung des PV-Marktwertes um 10 Prozentpunkte. Dabei spielt die Elektromobilität die bedeutendste Rolle, da P2H in Zeiten hoher Photovoltaikeinspeisung nur eine geringe Leistungsaufnahme hat.

Einsparungen von 13,5 Millionen Tonnen Treibhausgasen möglich

Die effektiven CO₂-Emissionen des österreichischen Kraftwerksparks im RES-Szenario des forcierten Ausbaus betragen im Jahr 2030 2,1 Millionen Tonnen, im Referenzszenario dagegen 15,6 Millionen Tonnen. Durch den verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energien können also Einsparungen in Höhe von 13,5 Millionen Tonnen CO₂ erzielt werden und die durch die Elektrizitätsnachfrage bedingten Gesamtemissionen signifikant reduziert werden.

Der vermehrte EE-Ausbau zieht bedeutende Beschäftigungseffekte nach sich. Im Vergleich zwischen dem RES-Szenario – das heißt, dem unterstellten ambitionierten Ausbau erneuerbarer Energien nach 2020 – und dem konservativen Referenzszenario, in dem ein Wegfall jeglicher EE-Unterstützungen unterstellt wurde, ist im Mittel der Jahre 2021 bis 2030 eine Bruttobeschäftigung in Höhe von rund 36.000 bis 53.000 Arbeitsplatz-Vollzeitäquivalenten zu erwarten. Rund ein Drittel davon entfällt auf die Energiebereitstellung, während zwei Drittel der Investition zuzurechnen sind.

Welche Erkenntnisse liefert eine detaillierte Betrachtung des Stromnetzes und der Versorgungssicherheit?

Um dieser Frage nachzugehen, erfolgte mit dem Netzsimulationsmodell EDisOn eine Betrachtung des Stromnetzes und der Versorgungssicherheit auf Basis einer detaillierten Modellierung des Übertragungsnetzes in Österreich. Das österreichische Stromsystem ist hierbei in hohem Detaillie-

rungsgrad (auf Basis von mehr als 70 Knoten) im Modell abgebildet, ebenso erfolgt eine Betrachtung des benachbarten und umgebenden Auslands.

Mittels der Simulationsergebnisse können wichtige Leitungsabschnitte für die Gewährleistung einer hohen Versorgungssicherheit Österreichs herausgefiltert werden, das sind:

- die Anbindungen der (Pump-)Speicherregionen in Süd- und Westösterreich
- die notwendige 380-kV-Einbindung der Windkraftanlagen in das Übertragungsnetz, situiert im Burgenland, Brucker Becken und Weinviertel
- die Donauschiene als Teil der Ost-West-Verbindung für Österreich, wichtig für die zu transportierenden Stromflüsse
- der bereits verstärkte Salzburgabschnitt stellt eine wichtige Nord-Süd-Verbindung und Anbindung an die Pumpspeicher-Standorte in West- und Südösterreich dar.

Das bedeutet schlussendlich, dass die geplante Schließung des 380-kV-Rings einen wichtigen Schritt für die zukünftige Versorgungssicherheit darstellt. Gleichzeitig gilt: Wenn alle derzeit geplanten Stromnetzerweiterungen [1, 3] implementiert sind, ist die Versorgungssicherheit in Österreich zu 100 % gegeben, das heißt, es gibt keine Stunde, in der die Stromnachfrage nicht zu 100 % gedeckt werden kann.

Wie kann ein kosteneffizienter Pfad bis zu diesem Zielwert 2030 aussehen und welche ökonomischen und politischen Rahmenbedingungen müssen geschaffen werden, um diesen Pfad zu beschreiten?

Mit dem Simulationsmodell Green-X wurden zur Beantwortung dieser Fragestellung die erforderlichen Marktanreize, Förderbedarf und Förderdesign identifiziert und analysiert. Es zeigte sich, dass bei einem Wegfall von Förderanreizen mit einem äü-



Berst verhaltenen Ausbau der erneuerbaren Energien von 2020 bis 2030 zu rechnen ist. Zur Erreichung der RES-Ziele dagegen bewegt sich der gesamte Förderbedarf im Rahmen von jährlich rund 250 bis 527 Millionen Euro, abhängig von Förderpolitik, Strompreisentwicklung und dem Marktwert dezentraler Photovoltaik. Der Merit-Order-Effekt hat für die Endkonsumenten eine ausgleichende Wirkung und reduziert die Gesamtstromkosten; daraus resultiert ein um rund 137 Millionen Euro reduzierter Förderbedarf. Dabei ist aus Kostengesichtspunkten von entscheidender Bedeutung, „ideale“ Rahmenbedingungen zu schaffen. Eine Verminderung des Investitionsrisikos – wie unter idealen Rahmenbedingungen unterstellt – senkt die Finanzierungskosten von EE-Projekten und in Folge auch die Kostenbelastung. Unterlässt man derartige Reformvorhaben, so steigt die Kostenbelastung substantziell an – um rund ein Drittel, wie diesbezüglich durchgeführte Untersuchungen verdeutlichen.

Aus dem technologieneutralen Quotensystem resultiert ein ähnlicher Erzeugungsmix wie unter Berücksichtigung der technologiespezifischen Zielvorgaben. Es kommt aber zu leichten Verschiebungen hin zu Windenergie und Wasserkraft, auf Kosten von Photovoltaik und Biomasse/Biogas.

Die Green-X-Analysen weisen darüber hinaus darauf hin, dass aus einem Wegfall bzw. Nicht-Gewährleisten der Bestandsicherung von Biomasseanlagen mittels Ausdehnung der Förderdauer ein erhöhter Förderbedarf resultiert. Grund hierfür ist der verstärkte Neubau von Biomasseanlagen, um den Wegfall des Anlagenbestands entsprechend zu kompensieren. Die Kostenunterschiede zwischen den betrachteten Fällen im Zeitraum 2021 bis 2030 betragen kumulativ rund 150 Millionen Euro.

Bezüglich des Instrumentenvergleichs erweisen sich gemäß der Green-X-Ergebnisse Einspeiseprämiesysteme als vorteil-

haft, wobei eine technologiedifferenzierte Betrachtung zu den insgesamt effizientesten Ergebnissen führt. Etwaigen Vorteilen einer pauschal wettbewerblichen Festlegung der Förderhöhe stehen allerdings Nachteile aufgrund der Begrenztheit des heimischen Marktes und einer gegebenenfalls resultierenden Verminderung der Akteursvielfalt gegenüber. Ein Systemwechsel hin zu einer technologieneutralen Quotenverpflichtung kombiniert mit handelbaren Grünstromzertifikaten erwies sich hingegen als kostenmäßig höchst ineffizient.

Abschließend sei angemerkt, dass zur Ermittlung der Vor- und Nachteile unterschiedlicher Fördersysteme eine weiterführende differenzierte Bewertung auf Technologieebene dienlich erscheint, denn aufgrund struktureller Vor- und Nachteile von verschiedenen Technologien (Anbietersvielfalt, verfügbare Ressourcen) ergeben sich hier teils unterschiedliche Voraussetzungen.

Referenzen

- [1] APG (2016): Netzentwicklungsplan (NEP) 2016 für das Übertragungsnetz der Austrian Power Grid AG (APG), Version für die öffentliche Konsultation, Planungszeitraum 2017 – 2026, Planungsstand 15. Juni 2016.
- [2] Europäische Kommission (2016): EU energy, transport and GHG emissions trends to 2050: Reference Scenario 2016. Basierend auf PRIMES-Modellrechnungen, entwickelt seitens der Technischen Universität Athen (NTUA) im Auftrag der Europäischen Kommission. Juli 2016.
- [3] ENTSO-E (2015): ENTSO-E, TYNDP 2016 Scenario Development Report, 3. November 2015. Online verfügbar unter: www.entsoe.eu.
- [4] Umweltbundesamt (2016): Krutzler, T. et al.: Szenario erneuerbare Energie 2030 und 2050. Eine Kurzstudie seitens des Umweltbundesamts. Wien, 2016.
- [5] Proidl et al. (2016): Gutachten laut Ökostromgesetz zur Bestimmung der aliquoten Verwaltungs- und Technologieförderungsaufwendungen. Proidl, H., Sorger, M.; Energie-Control Austria, Wien, 30. März 2016. ■

Dr. Gustav Resch, DI Bettina Burgholzer,
Dr. Gerhard Totschnig, M.Sc. Jasper Geipel
Technische Universität Wien,
Energy Economics Group,
resch@eeg.tuwien.ac.at



Heinz Kopetz

Bedeutung des Klimaabkommens von Paris für die Stromwirtschaft in Österreich



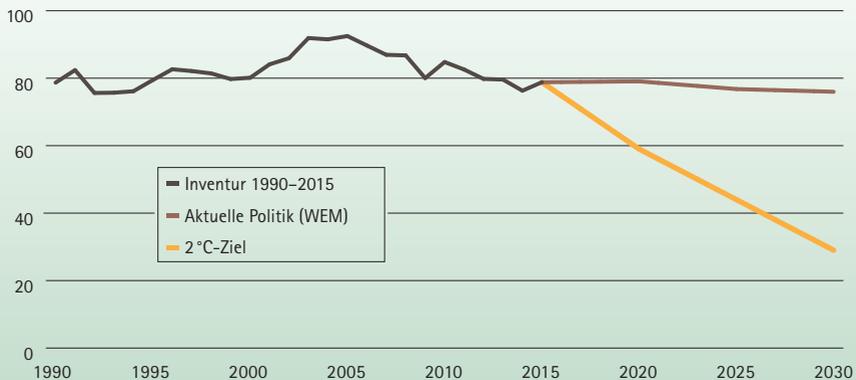
In Österreich wurden im Jahre 2016 etwa 70 % des Stroms aus erneuerbaren Quellen erzeugt. Allerdings gibt es dabei große Unterschiede zwischen Sommer und Winter. Im Juni 2016 deckten die erneuerbaren Stromquellen (Wasserkraft, Wind, Photovoltaik, Biogas/Biomasse) rund 100 % des Bedarfs. Im Dezember 2016 lag der Anteil der erneuerbaren Stromerzeugung nur bei 50 %. In besonders kritischen Stunden im Winter kamen sogar nur rund 30 % des Stroms aus erneuerbaren Quellen, während 70 % aus kalorischen oder Kernkraftwerken bezogen wurden. Solche kritischen Zeiträume sind Morgen- oder Abendstunden vor Sonnenaufgang bzw. nach Sonnenuntergang an kalten Wintertagen ohne Wind mit

geringer Wasserführung der teils vereisten Flüsse. Die kalorischen Kraftwerke auf Basis fossiler Rohstoffe lieferten im Jahre 2016 rund 15 TWh Strom und emittierten dabei 8 bis 10 Millionen Tonnen CO₂.

Um die Vorgaben des Pariser Klimaabkommens zu erfüllen, muss Österreich von 2015 bis 2030 seine CO₂-Emissionen um zumindest 45 Millionen Tonnen senken. Die Industrie kann zu dieser Reduktion nur einen beschränkten Beitrag leisten, da ansonsten Arbeitsplätze gefährdet werden. Der Löwenanteil der CO₂-Reduktion bis 2030 wird aus den Bereichen Wärmebereitstellung, Stromerzeugung und Verkehr kommen müssen. Das vorliegende Dossier untersucht, wie die Treibhausgasemissionen

Entwicklung der Treibhausgas-Emissionen 1990–2015 und Szenarien bis 2030

Mio. Tonnen CO₂-Äquivalent



Inventurwerte und Szenario aktuelle Politik (WEM), Umweltbundesamt; 2°C-Ziel, Berechnungen ÖBMV

Quelle: Umweltbundesamt, ÖBMV

Abb. 1: Erforderlicher Rückgang der Treibhausgasemissionen gemäß den Vorgaben des Pariser Abkommens (orange Linie) und Entwicklung bei Beibehaltung der aktuellen Politik



in der Stromerzeugung bis 2030 um etwa 90 % reduziert werden können.

Die Vorgaben gemäß des Klimaschutzabkommens von Paris

Um die in Paris vereinbarten Klimaziele zu erreichen, müssen die entwickelten Länder ihre Treibhausgasemissionen spätestens bis 2040 gegen null reduzieren. Da dies nicht abrupt möglich ist, muss sofort mit der Reduktion begonnen werden. Für Österreich bedeutet das einen Rückgang der Emissionen um zumindest 3 Millionen Tonnen ab 2016. Dies ist in Abb. 1 grafisch dargestellt. Im Jahr 2015 sind die Treibhausgasemissionen so hoch wie im Jahr 1990 (dunkelbraune Linie). Bei Beibehalten der aktuellen Politik werden sie in den kommenden Jahren auf diesem Niveau bleiben (hellbraune Linie). Um die Klimaziele zu erreichen, müssen die Emissionen stark zurückgehen (orange Linie). Demnach dürfen die Treibhausgasemissionen im Jahre 2030 nur mehr 32 Millionen Tonnen betragen. Ein Blick auf die Zusammensetzung der Emissionen lässt erkennen, dass nicht alle Sektoren den gleichen Beitrag zur Reduktion der Emissionen bis 2030 leisten können (Tab. 1).

Um Arbeitsplätze zu sichern, wird die Industrie weiter entsprechende Treibhausgasemissionen verursachen – diese werden

hier mit 14 Millionen Tonnen im Jahre 2030 angenommen. Der Verkehrssektor muss seine Emissionen stark reduzieren, aber bis 2030 nicht auf null – in Tab. 1 sind daher noch 8 Millionen Tonnen angenommen. Die Landwirtschaft weist prozessbedingte Methanemissionen aus der Rinderhaltung auf, die nicht verhindert werden können, solange Rindfleisch und Milch produziert werden und das Grünland bewirtschaftet wird. So zeigt sich, dass die Reduktionsziele bis 2030 nur erreicht werden können, wenn die Emissionen aus der Stromerzeugung und Wärmebereitstellung (Fern- und Einzelwärme) um 90 % reduziert und damit fossile Rohstoffe weitgehend ersetzt werden.

Kraftwerkspark am 31.12.2015

Österreich hat gemäß Bestandsstatistik der E-Control Austria einen umfangreichen Kraftwerkspark. Aus Tab. 2 sind die Zahlen ersichtlich: Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien mit einer elektrischen Leistung von 17.490 MW waren mit Stichtag 31.12.2015 installiert. In Wasserkraftwerken (Lauf- und Speicherkraftwerke) sind 13.660 MW installiert, 5.660 MW davon in Laufkraftwerken; an zweiter Stelle folgt die Windkraft mit einer installierten Leistung von 2.490 MW. Biomasse umfasst hier feste Biomasse und Biogas laut Ökostromstatis-

Tab. 1: Entwicklung der THG-Emissionen in Millionen Tonnen

	1990	2015	2030 2°C-Ziel
Industrie	22	24	14
Verkehr	14	22	8
Energieaufbringung	14	12	1
Raumwärme	14	8	1
Landwirtschaft	9	8	5
Andere	6	5	2
Summe	79	79	32

Quelle: Umweltbundesamt, Werte für Soll-Szenario 2030 eigene Berechnungen

Tab. 2: Installierte Leistung in Österreich 2015

Wasserkraft Laufkraftwerke	5.660 MW
Wasserkraft Speicherkraftwerke	8.000 MW
Windenergie	2.490 MW
Biomasse/Biogas	620 MW *
Photovoltaik	720 MW
Summe Erneuerbare	17.490 MW
Summe Fossile Kraftwerke	7.140 MW
Gesamtsumme	24.630 MW

* Davon 411 MW im Vertrag mit der OeMAG
Stichtag 31.12.2015, Zahlen leicht gerundet,
Quelle: E-Control, Bestandsstatistik 2016



tik, aber auch sonstige biogene Kraftwerke, wie solche auf Basis Ablauge oder Depo-niegas; in Summe sind das 620 MW. Samt der Leistung der fossilen Kraftwerke in der Höhe von 7.140 MW ergibt das 24.630 MW.

Verfügbare Leistung in kritischen Winterstunden

Obwohl 17.490 MW zur Nutzung erneuerbarer Energien installiert sind, werden in kritischen Stunden nur 30 % der benötigten Leistung aus erneuerbaren Quellen geliefert. Wie ist das zu erklären?

Kritische Situationen können bei relativ hohem Leistungsbedarf im Hochwinter (Ende November bis Anfang Februar) auftreten, in Morgenstunden vor Sonnenaufgang, wenn kein Wind weht und tiefe Temperaturen vorherrschen. In solchen Situationen fallen Wind und Photovoltaik aus; die Wasserkraft liefert nur einen geringen Teil der installierten Leistung: Die Laufkraftwerke tragen wegen geringer Wasserführung und teilweiser Vereisung wenig bei, die Speicherkraftwerke stehen aus verschiedenen Gründen nicht kontinuierlich zur Verfügung. Nur die Biomasse liefert den Großteil der installierten Leistung kontinuierlich ins Netz. Eine solche Situation

hat sich beispielsweise am 1. Februar 2017 um 7:00 Uhr morgens ergeben. Von der benötigten Leistung in der Höhe von rund 10.000 MW wurden nur 2.980 MW aus erneuerbaren Quellen beigesteuert, 70 % der erforderlichen Leistung wurden von fossilen oder Atomkraftwerken bereitgestellt (Tab. 3 und Abb. 2). Rund 4.100 MW stamm-

Tab. 3: Installierte Stromleistung und verfügbare Leistung von Anlagen mit erneuerbaren Quellen, 1.2.2017, 7:00 Uhr

Technologie	installierte Leistung	verfügbare Leistung
Wasserkraft Laufkraftwerke	5.660 MW	2.500 MW
Wasserkraft Speicherkraftwerke	8.000 MW	0 MW
Windenergie	2.490 MW	30 MW
Biomasse/Biogas	620 MW	450 MW
Photovoltaik	720 MW	0 MW
Summe Erneuerbare	17.490 MW	2.980 MW
Fossile Kraftwerke	7.140 MW	4.100 MW
Summe Inland	24.630 MW	7.080 MW
Import (Atom- und Kohlestrom)		2.900 MW
Gesamtsumme		9.980 MW

Quelle: E-Control, Bestandsstatistik 2016 und electricity map am 1.2.2017 um 7:00 Uhr, leicht adaptiert

Verfügbare Stromleistung am 1. Februar 2017 um 7:00 Uhr



- 25 % ■ Wasserkraft
- 3 % ■ Biomasse
- 43 % ■ Fossile Kraftwerke Inland
- 29 % ■ Stromimporte

Quelle: electricity map

Abb. 2: In kritischen Stunden mit hohem Leistungsbedarf im Winter, wie z. B. am Morgen des 1. Februars 2017, stellen nur Wasserkraft und Biomasse/Biogas erneuerbaren Strom bereit.



ten aus kalorischen Kraftwerken (ohne Biomasse) im Inland. Zusätzlich wurde eine Leistung von 2.900 MW aus dem Ausland, hauptsächlich Tschechien und Deutschland, zugekauft; im Wesentlichen handelt es sich dabei um Kohle- oder Atomstrom. Nur 29,4 % des Stromaufkommens kamen aus erneuerbaren Quellen. Österreich hat demnach in kritischen Perioden im Winter ein großes Problem mit der Bereitstellung der Leistung aus erneuerbaren Energieträgern.

Die Stromaufbringung im Dezember 2016

Zur Beurteilung der CO₂-Emissionen sind nicht nur Momentaufnahmen über die Leistungsbereitstellung wichtig, sondern auch die Form der Strombereitstellung über

einen längeren Zeitraum, hier als Beispiel der Dezember 2016.

Tab. 4 zeigt, dass im Dezember 2016 in Österreich insgesamt 6.565 GWh Strom benötigt wurden, davon kamen etwa 50 % aus erneuerbaren Quellen (3.295 GWh), 34 % aus Kohle- und Gaskraftwerken im Inland und 16 % wurden importiert. Die CO₂-Emissionen lagen in der Größenordnung von 2 Millionen Tonnen (Annahme: Mix aus Kohle- und Gasstrom im Inland mit 0,65 kg CO₂/kWh, 700 GWh Kohlestrom aus dem Ausland mit 1,0 kg CO₂/kWh). Für die Klimapolitik ist es besonders wichtig, den hohen Anteil an Strom aus fossilen Quellen im Winter zu reduzieren.

Die Schließung der Stromlücke im Winter bis 2030

Österreich ist im Winter zu etwa 50 % von fossilen oder atomaren Stromquellen abhängig und in der Leistungsbereitstellung in besonders kritischen Stunden sogar zu etwa 70 %. Die verschiedenen erneuerbaren Technologien leisten sehr unterschiedliche Beiträge zur Schließung dieser Winterstromlücke. Tab. 5 gibt einen Überblick: Die Wasserkraft liefert nur etwa 40 % ihrer Jahresproduktion im Winter, in Perioden großer Kälte und geringer Niederschläge können nur 25 bis 30 % der installierten Leistung bereitgestellt werden. Windanlagen erzeugen etwa 60 % ihrer Jahresstrom-

Tab. 4: Stromaufbringung in Österreich im Dezember 2016

Wasserkraft	2.522 GWh
Windenergie	508 GWh
Photovoltaik	45 GWh
Biomasse/Biogas	220 GWh
Summe Erneuerbare	3.295 GWh
Wärme Kraftwerke (plus sonstige Quellen, ohne Strom aus Biomasse)	2.250 GWh
Summe Eigenzeugung	5.545 GWh
Stromimport netto	1.020 GWh
Summe Stromaufbringung	6.565 GWh

Quelle: E-Control, gesamte Elektrizitätsversorgung 2016, Datenstand Jänner 2017

Tab. 5: Bewertung der Technologien nach ihrem Beitrag zur Schließung der Stromlücke im Winter

	Wasser	Wind	Photovoltaik	Biomasse/ Biogas
Kontinuierlich verfügbar	ja	nein	nein	ja
Anteil der Produktion im Winterhalbjahr	40 %	60 %	40 %	50 %
Auslastung der installierten Kapazität an kalten, windstillen, sonnenarmen Wintertagen	25-30 %	0 %	10-20 %	100 %
Beschäftigungseffekt je GWh	gering	gering	gering	hoch
Kosten	gering	mittel	mittel	eher hoch

Quelle: eigene Darstellung



menge im Winter, doch für Perioden ohne Wind ist eine kalorische Ersatzleistung bereitzuhalten. Photovoltaik leistet im Winter generell wenig.

Strom aus Biogas/Biomasse ist zwar relativ teuer, aber die installierte Leistung ist auch in der kalten Jahreszeit ständig voll verfügbar. Unter Berücksichtigung all dieser Fakten und des aktuellen Ausbaugrades wird zur weitgehenden Schließung der Winterstromlücke die Errichtung von 13.730 MW neuer Kraftwerksleistung vorgeschlagen. Dieser Ausbau der erneuerbaren Kapazitäten von 2016 bis 2030 soll sich zusammensetzen wie in Tab. 6 dargestellt.

Als Ausbauschwerpunkte werden Photovoltaik und Windkraft vorgeschlagen mit insgesamt 11.000 MW zusätzlich, gefolgt von 2.200 MW Wasserkraft und 530 MW Biomasse/Biogas. Wird der Ausbau gemäß Tab. 6 realisiert, so würde im Jahre 2030 die in Tab. 7 ersichtliche Leistung für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen bereitstehen. Nun stellt sich die Frage, wie nach einem so ehrgeizigen Ausbau die Bereitstellung der erforderlichen Leistung und Strommenge im Winter erfolgen könnte.

Leistungsbereitstellung in kritischen Stunden des Hochwinters

Allerdings wird auch mit dem zuvor beschriebenen starken Ausbau die Leistungs-

bereitstellung in kritischen Stunden im Winter (kein Wind, keine Sonne, wenig Wasser) nicht zur Gänze durch erneuerbare Technologien gesichert werden; vielmehr müssen zusätzlich leistungsfähige fossile Kraftwerke bereitgehalten werden.

Das zeigt die Analyse einer kritischen Situation, wie sie eingangs beschrieben wurde (Morgenstunde im Hochwinter, kalt, kaum Wind, keine Sonne). Es wird angenommen, dass der Bedarf an Leistung im Jahre 2030 um 5 % höher ist als 2016, also 10.500 MW beträgt. Nach dem zuvor geschilderten Ausbau könnten etwa 4.900 MW Leistung aus erneuerbaren Quellen bereitgestellt werden gegenüber dem angenommenen Bedarf von 10.500 MW. Die Lücke von 5.600 MW müsste von kalorischen Kraftwerken im Inland gedeckt werden. Um die Emissionen so niedrig wie möglich zu halten, sollten diese Gas verwenden. Auf Stromimporte von Atomkraftwerken oder anderen An-

Tab. 6: Zusätzlicher Ökostrom-Ausbau von 2016 bis 2030 (zu installierende Leistung)

Wasserkraft	2.200 MW
Windenergie	5.000 MW
Photovoltaik	6.000 MW
Biomasse/Biogas	530 MW
Summe Erneuerbare	13.730 MW

Quelle: eigene Berechnung

Tab. 7: Erneuerbare Leistung, die nach dem Ausbau bis 2030 zur Verfügung steht

	installierte Leistung 2016	Ausbau 2016–2030	installierte Leistung 2030	Ausbau 2016–2030 in Prozent
Wasserkraft Laufkraftwerke	5.660 MW			
Wasserkraft Speicherkraftwerke	8.000 MW			
Wasserkraft gesamt	13.660 MW	2.200 MW	15.860 MW	16 %
Windenergie	2.490 MW	5.000 MW	7.490 MW	210 %
Photovoltaik	720 MW	6.000 MW	6.720 MW	1.050 %
Biomasse/Biogas	620 MW	530 MW	1.150 MW	85 %
Summe Erneuerbare	17.490 MW	13.730 MW	31.220 MW	78 %

Quelle: Werte aus Tabellen 2 bis 6



lagen könnte somit verzichtet werden. Die Bereitstellung dieser kalorischen Kraftwerke ist unverzichtbar, um die Versorgungssicherheit in solchen Situationen auch ohne Atomstrom zu gewährleisten.

Tab. 8 zeigt, dass der Großteil der Leistung in solchen kritischen Stunden von der Wasserkraft (3.200 MW) und von Biomasse-/Biogasanlagen (1.100 MW) bereitgestellt wird. Da weitgehende Windstille angenommen wird, ist der Beitrag der Windkraft mit 300 MW nur sehr niedrig angeführt. Bis zum Jahr 2030 wird vor allem im individuellen Bereich die Speicherkapazität für Strom aus Photovoltaik stärker ausgebaut sein, sodass schon vor Sonnenaufgang Solarstrom von den Speichern bereitgestellt werden kann – hierfür wird eine Leistung von 300 MW angenommen.

Die Aufbringung der Strommenge in Wintermonaten

Anders sieht es aus, wenn man die Strombereitstellung für einen gesamten Monat untersucht. Durch die zuvor beschriebenen Investitionen würde die Strommenge aus erneuerbaren Quellen auch im Winter im Vergleich zu 2016 stark steigen, von 3.295 GWh im Dezember 2016 auf erwartete 6.100 GWh in einem Wintermonat im Jahre 2030. Nur 700 GWh würden immer noch aus fossilen Kraftwerken kommen.

Tab. 8: Leistungsbereitstellung bei kritischer Situation im Hochwinter 2030

Technologie	installierte Leistung	verfügbare Leistung
Wasserkraft	15.860 MW	3.200 MW
Windenergie	7.490 MW	300 MW
Biomasse/Biogas	1.150 MW	1.100 MW
Photovoltaik	6.720 MW	300 MW
Summe Erneuerbare	31.220 MW	4.900 MW
Bedarf	7.140 MW	10.500 MW
Lücke		5.600 MW

Quelle: eigene Darstellung

Diese würden als moderne Gaskraftwerke etwa 350.000 Tonnen CO₂ pro Monat emittieren. Tab. 9 stellt dar, dass Österreich mit diesem Ausbau auch in den Wintermonaten unabhängig vom Atomstrom aus den Nachbarländern wäre und rund 90 % des Strombedarfs auch im Winter erneuerbar erzeugen könnte. Die CO₂-Emissionen würden auf diese Weise um das erforderliche Maß gesenkt werden und Österreich könnte einen wichtigen Schritt zur Erreichung der Klimaziele setzen.

Schlussfolgerungen und Überlegungen zur Ausbaustrategie

Vorangestellt sei eine Übersicht über die Jahresstromversorgung 2015 gemäß Statistik und über die für 2030 erwartete Versorgung auf der Basis der Ausbauvorschläge (s.Tab. 10). Die Tabelle zeigt, dass die erneuerbare Erzeugung von etwa 50 TWh auf 79 TWh ansteigen würde, vor allem aufgrund des starken Ausbaus der Photovoltaik und der Windenergie. Mit der kalorischen Erzeugung in einigen Wintermonaten würde die Stromaufbringung 82 TWh erreichen; das wäre höher als der angenommene Inlandsverbrauch. Die kalorisch produzierte Strommenge könnte in etwa exportiert werden, sodass Österreich bilanziell 100 % des Stroms erneuerbar erzeugt, die Winterstromlücke weitgehend schließt, die CO₂-Emissionen auf unter 1,5 Millionen Tonnen senkt und keinen Atomstrom benötigt.

Die Bedeutung der fossilen Kraftwerke

Nach dem erfolgten Ausbau käme fossilen Kraftwerken vor allem eine Reservefunktion für jene Stunden oder Tage zu, an denen die Stromerzeugung aus Wind oder Photovoltaik stark zurückgeht. Dazu sind Kapazitäten in der Größenordnung von 5.000 MW erforderlich. Diese Kraftwerke sollten zur Minimierung der Emissionen mit Gas betrieben werden.



Die Rolle der E-Mobilität

Die Elektromobilität wird zu einem Mehrverbrauch an Strom führen. Der zusätzliche Bedarf würde 2030 bei angenommenen 500.000 Elektroautos in Österreich in der Größe von 1,2 TWh liegen. Diese Menge ist im vorliegenden Ausbaurorschlag berücksichtigt. Die E-Fahrzeuge sollten als Teil des neuen Energiesystems gesehen werden. Moderne Elektroautos haben Batterien, die 20 bis 30 kWh oder mehr Strom speichern. Diese Speicherleistung ist notwendig, wenn man kalkuliert, dass für 100 km mindestens 16 kWh Strom benötigt werden.

Demnach verbraucht ein E-Auto bei einer Fahrleistung von 15.000 km zumindest 2.400 kWh pro Jahr. Die Elektroautos sollten vorrangig mit erneuerbarem Strom, zum Beispiel aus Photovoltaik-Anlagen versorgt werden. Dies ist möglich, wenn Unternehmer Pendlern, die mit E-Autos zu ihrem Arbeitsplatz fahren, Lademöglichkeiten mit Sonnenstrom offerieren. Es funktioniert auch dann, wenn die E-Autos als Zweitwa-

gen zum Einsatz kommen und die Besitzer über eine Photovoltaik-Anlage verfügen.

Wie wichtig erneuerbarer Strom für die Elektromobilität ist, zeigt Abb. 3. Das System Elektroauto/erneuerbare Stromquelle verursacht keine CO₂-Emissionen (grün). Ein sparsames Dieselauto mit einem Verbrauch von 5 Liter pro 100 km emittiert 2.060 kg CO₂ bei einer Jahresfahrleistung von 15 000 km (rote Säule). Das System Elektroauto/Kohlestrom emittiert dagegen – mit gleicher Fahrleistung wie oben beschrieben – 2.400 kg CO₂; das ist mehr als beim Dieselfahrzeug. Im Winter bedeutet ein gesteigerter Stromverbrauch durch Elektroautos mehr Kohle- oder Atomstrom. Der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen im Winterhalbjahr ist daher besonders wichtig, weil die Förderung der Elektromobilität ansonsten den Kohle- und Atomkraftwerken dient.

In Zukunft soll – nach Lösung verschiedener technischer Fragen – auch die Möglichkeit angeboten werden, dass die Batterien

Tab. 9:
Stromaufbringung in einem Wintermonat

Technologie	Dezember 2016	Wintermonat 2030
Wasserkraft	2.522 GWh	3.100 GWh
Windenergie (33 % Auslastung)	508 GWh	1.800 GWh
Photovoltaik	45 GWh	600 GWh
Biomasse/Biogas	220 GWh	600 GWh
Summe Erneuerbare	3.295 GWh	6.100 GWh
Wärme Kraftwerke (plus sonstige Quellen, ohne Strom aus Biomasse)	2.250 GWh	700 GWh
Summe Inlands-erzeugung	5.545 GWh	6.800 GWh
Stromimport netto	1020 GWh	–
Gesamtsumme Stromaufbringung	6.565 GWh	6.800 GWh

Quelle: E-Control, gesamte Elektrizitätsversorgung 2016, Datenstand Jänner 2017, eigene Berechnung

Tab. 10: Jahresstromaufbringung in Österreich, 2015 und 2030

Technologie	2015	2030
Wasserkraft	40,5 TWh	50,0 TWh
Windenergie	4,8 TWh	15,0 TWh
Photovoltaik	0,6 TWh	7,0 TWh
Biomasse/Biogas	4,5 TWh	7,0 TWh
Summe Erneuerbare	50,4 TWh	79,0 TWh
Fossile Kraftwerke (inkl. sonstige Quellen, ohne Strom aus Biomasse)	14,7 TWh	3,0 TWh
Summe Inland	65,1 TWh	82,0 TWh
Stromimport netto	10,1 TWh	–
Stromexport netto		3,0 TWh
Gesamtsumme Stromaufbringung	75,2 TWh	79,0 TWh
Abzüglich Netzverluste, Eigenverbrauch	5,2 TWh	
Summe Inlands-verbrauch	70,0 TWh	74,0 TWh

Quelle: E-Control, Statistikbroschüre 2016 (Tabelle Seite 25), Zahlen leicht gerundet; eigene Berechnungen



im Auto abends den Strom zur Versorgung des Hauses liefern. Auf diese Weise würden Elektromobile als Stromspeicher entscheidend dazu beitragen, Netze zu stabilisieren und die Attraktivität des Systems PV-Anlage/Stromspeicherung/Mobilität zu erhöhen. Die Förderpolitik sollte von Anfang an solche Systemlösungen forcieren.

Flexible Tarife

Die Marktpreise für Strom im Hochwinter sind teilweise gestiegen. Dessen ungeachtet bieten manche Energieversorgungsunternehmen den Kunden den Strom für Heizzwecke im Winter (z. B. Stromheizung, Wärmepumpe) billiger an als Strom für andere Zwecke, und dies unabhängig von der Entwicklung der Marktpreise. Dadurch erhalten die Kunden irreführende Preissignale, die im Widerspruch zu Veränderungen des Marktes stehen.

Mittelfristig sollte der Strom den Endkunden zu flexiblen Preisen angeboten werden, die allenfalls stündlich oder kürzer variieren. Damit könnten die Kunden ihren Verbrauch besser dem jeweils verfügbaren Angebot anpassen und helfen, Verbrauchsspitzen, welche die Sicherung der Versor-

gung gefährden, zu vermeiden. Dazu ist die Umstellung der Steuerung der Netze und der Zähler auf digitale Systeme notwendig.

Der Beitrag von Biomasse- und Biogasanlagen

Der Beitrag der Stromlieferung aus Biomasse würde relativ gering ansteigen – von 4,5 TWh jetzt auf 7 TWh im Jahre 2030. In diesen Zahlen sind alle Formen der biogenen Stromerzeugung erfasst: jene, die über die Ökostromtarife unterstützt wird, die Eigenerzeugungen der Industrie sowie Strom aus sonstigen biogenen Abfällen.

Es wird vorgeschlagen, dass die Stromerzeugung aus Biomasse und Biogas bei einem Teil der Anlagen in den Sommermonaten weitgehend ruht und auf die Zeit außerhalb des Sommers konzentriert wird; wenn die Erzeugung aus Wasserkraft und Photovoltaik zurückgeht und der Bedarf steigt. Damit würden die besonderen Vorteile dieser Technologien voll zum Tragen kommen wie:

- dezentrale Produktion und daher geringe Netzbelastung
- erhöhte Verfügbarkeit auch im Winter, Tag und Nacht, unabhängig von Wind

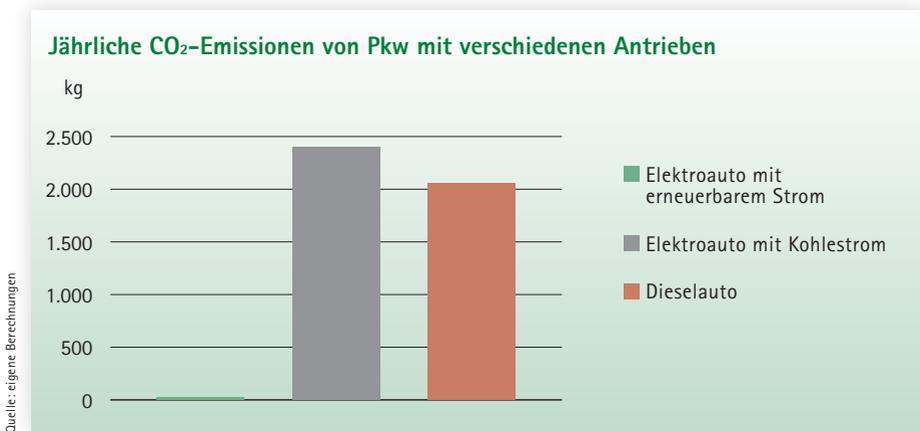


Abb. 3: Nur Elektrofahrzeuge, die zu 100 % mit Ökostrom betrieben werden, sind klimaneutral – erfolgt der Antrieb mit Kohlestrom, sind die CO₂-Emissionen noch höher als bei einem Dieselfahrzeug.



oder Kälte und Einsparung von Rohstoffen im Sommer

- verlässliche, regelmäßige Lieferung
- CO₂-neutral
- Vermeidung von Zusatzkosten für Stromspeicher oder Ersatzkraftwerke

Biomasse bietet sich als gespeicherte Sonnenenergie besonders zur Schließung der Winterstromlücke an, außerdem können in der kälteren Jahreszeit Strom und Wärme am besten vermarktet werden. Eine Reduktion der Jahresarbeitsstunden muss allerdings durch höhere Tarife kompensiert werden, damit Investitionen rentabel sind. Eine Reduktion der Jahresarbeitsstunden bringt auch den Vorteil, dass mit der gleichen Rohstoffmenge mehr Strom in den Wintermonaten erzeugt werden kann.

Neues Ökostromregime

Das neue Ökostromregime muss auf die Bedürfnisse des Marktes abgestimmt sein. Es macht keinen Sinn, die Wasserkraft als günstigste Form der Stromerzeugung extrem stark auszubauen und damit im Sommer große Überschüsse zu produzieren und zugleich im Winter weiter stark von Importen abhängig zu bleiben. Deswegen wird empfohlen:

- Technologiebezogene Ausbauziele mit Blickrichtung auf Schließung der Winterstromlücke der Menge und der Leistung nach
- Ausschreibungen für Großwasserkraft
- Beibehaltung der Einspeisetarife bei Wind und Biomasse/Biogas, soweit dies EU-rechtlich möglich ist, weil nur so private Investoren weiter in diesen Sektoren investieren werden und sich zeigt, dass Privatunternehmer den Ausbau vielfach schneller voranbringen als die Stromkonzerne.

Der Deckel für den Ausbau muss den Zielen angepasst werden. Der Bevölkerung muss

offen und ehrlich kommuniziert werden, dass Versorgungssicherheit ihren Preis hat und die zunehmende Abhängigkeit von Atomstromimporten gegen die Sicherheitsinteressen der Bevölkerung verstößt.

Abschaffung der Steuerprivilegien für die fossile Stromerzeugung

In Österreich gibt es seit Jahren eine Erdgasabgabe und eine Kohleabgabe. Die beiden Abgaben sind gesetzlich wie folgt geregelt:

- Erdgasabgabe:
Steuersatz: 0,066Euro/m³ Erdgas;
das entspricht 6,6 Cent/m³ Erdgas
- Kohleabgabe:
Steuersatz: 0,05 Euro/kg Kohle;
das entspricht 5 Cent/kg Kohle

Die Abgaben werden generell eingehoben, doch sobald Kohle oder Gas zur Stromerzeugung verwendet werden, gibt es eine Befreiung von diesen Abgaben. Diese Bestimmung ist ein Privileg für die Stromwirtschaft bei der Verwendung fossiler Energien. Die Befreiung führt zu einer Verbilligung der Stromerzeugung um etwa 13 Euro/MWh. Der Einnahmeausfall für den Staat lag 2016 in der Größenordnung von 140 Millionen Euro.

Diese Regelung wurde vor Jahrzehnten eingeführt, als es noch kein Klimaproblem gab. Gerade nach Abschluss des Abkommens von Paris ist diese Begünstigung der fossilen Stromerzeugung überholt und unberechtigt. Die Steuerbefreiung sollte daher umgehend aufgehoben werden.

Preise und Kosten

Die Marktpreise für Strom lagen vor etwa acht Jahren bei 60 Euro/kWh. Mittlerweile sind sie aus verschiedenen, hier nicht diskutierten Gründen auf circa 30 Euro/MWh gesunken. Bei diesen Preisen kann ohne ein Förderungsregime nicht in neue Anlagen investiert werden. Nur weil es dieses Förder-



regime für erneuerbare Energien gibt, wurde so stark in diese Technologien investiert. Wie sich diese Marktpreise in den nächsten zehn Jahren entwickeln werden, kann niemand voraussagen, weil diese Entwicklung stark von politischen Entscheidungen abhängt. Ein Ansatz zur Kostenermittlung besteht darin, von den Stromerzeugungskosten im Kraftwerkspark 2030 auszugehen. Dabei ist mit weiteren Innovationen, die zur Kostensenkung vor allem bei Windkraft und Photovoltaik führen, zu rechnen.

Diese Berechnung (Tab. 11) zeigt Folgendes: Die Erzeugungskosten lägen mit 53,0 Euro/MWh im gewichteten Mittel deutlich unter dem Niveau von 60 Euro/MWh, dem Preis vor acht Jahren. Der gewaltige Vorteil dieser Aufbringung liegt darin, dass für mehr als 90 % der Menge keine Brennstoffkosten entstehen, woraus sich eine volle Unabhängigkeit von den fossilen Märkten weltweit ergibt. Dazu kommt noch, dass die jährlichen Emissionen an Kohlendioxid mit der aufgezeigten Ergänzung tatsächlich nur mehr etwa 1 Million Tonnen betragen.

In der Aufbauphase des neuen Systems muss natürlich kräftig investiert werden. Dadurch würde das Vergütungsvolumen – solange die Marktpreise so tief sind – stark steigen, aber das wird durch die niedrigen Marktpreise weitgehend kompensiert.

Argumente für raschen Ausbau der Ökostromerzeugung

Folgende Argumente sprechen für den raschen Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen:

- starke Reduktion der CO₂-Emissionen und damit Einhaltung der Vorgaben des Klimaabkommens von Paris im Strombereich
- kein Atomstrom in Österreich
- zahlreiche neue Arbeitsplätze infolge von jährlichen Investitionen in der Höhe von 3 bis 4 Milliarden Euro in Windenergieanlagen, Photovoltaik-Anlagen, Wasserkraftwerke, Biomasse/Biogasanlagen, Stromnetze, neue Infrastruktur, Energiespeicher etc. – das entspricht etwa 50.000 Jahresarbeitsplätzen
- kräftiger Anstoß für Innovationen für neue Start-ups im Bereich Digitalisierung des Stromvertriebs (Netze, Zähler, Steuerung etc.)
- erhöhte Sicherheit bei der Stromversorgung
- keine Abhängigkeit mehr von Energieimporten

Dazu kommt folgender Sachverhalt: Es geht nicht nur um aktuelle Kosten, sondern auch um vorbeugende Investitionen gegen den Klimawandel, ähnlich wie eine Versicherungsprämie.

Tab. 11: Kostenermittlung 2030

	Kosten je MWh	Erzeugte Strommenge	Umsatz
Wasserkraft	40 Euro	50 TWh	2,00 Mrd. Euro
Windenergie	60 Euro	17 TWh	1,02 Mrd. Euro
Biomasse/Biogas	135 Euro	5 TWh	0,68 Mrd. Euro
Photovoltaik	70 Euro	7 TWh	0,49 Mrd. Euro
Summe Erneuerbare		79 TWh	4,14 Mrd. Euro
Durchschnittspreis/MWh	53,0 Euro		

Quelle: eigene Berechnungen, Annahme konstante Preise



Zusammenfassung

Aus dem Übereinkommen der Weltklimakonferenz von Paris folgt, dass Österreich seine CO₂-Emissionen ab 2016 um mindestens 3 Millionen Tonnen jährlich senken muss [1]. Das bedeutet:

- Die Treibhausgasemissionen müssen bis 2030 bezogen auf das Jahr 2015 um zumindest 45 Millionen Tonnen sinken. Dies erfordert, dass die Wärme- und Strombereitstellung bis 2030 weitestgehend auf erneuerbare Energiequellen umgestellt wird.
- Die Emissionen der kalorischen Stromerzeugung in der Höhe von derzeit 8 bis 10 Millionen Tonnen sind im Sinne des Paris-Abkommens bis 2030 auf unter 1,5 Millionen Tonnen pro Jahr zu reduzieren.
- Die Stromerzeugung in Österreich ist in den Sommermonaten schon jetzt beinahe zu 100 % erneuerbar, doch besteht in den Wintermonaten eine große Lücke in der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen. Die Stromstrategie muss darauf abzielen, diese Winterstromlücke zu schließen. Daher folgender Ausbauvorschlag für die Periode 2016 bis 2030:

Tab. 12: Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen 2016 bis 2030

Wasserkraft	2.200 MW
Windenergie	5.000 MW
Photovoltaik	6.000 MW
Biomasse/Biogas	530 MW
Summe Erneuerbare	13.730 MW

Quelle: eigene Berechnung, s. Tabelle 6

- Um diesen raschen Ausbau zu erreichen, sind Technologiequoten und passende Anreizsysteme nötig. Private und öffentliche Unternehmen sollen weiter in die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen investieren. Die Deckelung des Ausbaus ist den obigen Zielen anzupassen.

- Die Stromproduktion aus fester Biomasse soll auf die Heizperiode fokussiert und in den Sommermonaten reduziert werden.

Zusätzliche Anregungen

- Die Förderung von Elektroautos im privaten Bereich soll daran gebunden werden, dass Photovoltaik-Anlagen installiert sind und die Elektrofahrzeuge als Stromspeicher dienen, die in den Stunden ohne Sonne zur Stromversorgung der Häuser eingesetzt werden können.
- Mittelfristig sind marktabhängige Tarife durch den Ausbau der Smart Grids und Smart Meters einzuführen, die es den Kunden erlauben, kurzfristig auf Preisschwankungen zu reagieren. Duale, flexible Heizsysteme auf Basis Strom und Biomasse unterstützen die Flexibilität und Redundanz des Gesamtsystems.
- Generell: Nicht punktuelle, sondern ganzheitliche, systemkonforme Lösungen sind zu forcieren.
- Die anachronistische Steuerbegünstigung für die Stromerzeugung aus fossilen Quellen durch Befreiung von der Erdgas- und Kohleabgabe bei der Verstromung ist zu streichen.

Mit dem vorgeschlagenen Ausbau soll Österreich bis 2030 seinen Strom bilanziell zu 100 Prozent aus erneuerbaren Quellen beziehen. Je rascher der Ausbau erfolgt, umso besser für die Klimapolitik.

Literaturhinweis

[1] Das Scheitern der Klimapolitik, H.G. Kopetz, Verlag DTW ZukunftsPR. 2017

Dr. Heinz Kopetz

Ehrenpräsident des Österreichischen Biomasse-Verbandes
heinz.kopetz@gmx.at



Herbert Greisberger

Die Bekämpfung von Energiearmut – ein Argument für die erneuerbaren Energien



Das Schlagwort „Energiearmut“ wird in der öffentlichen Diskussion oftmals als Argument gegen den Umbau des Energiesystems in Richtung Nachhaltigkeit verwendet. Gerade wenn es um die Verhinderung von Energiearmut geht, spielen erneuerbare Energieträger jedoch eine nicht zu vernachlässigende Rolle.

Was ist Energiearmut?

Eine allgemein akzeptierte Definition von Energiearmut gibt es ebensowenig wie international vergleichbare und belastbare Zahlen. Dies ist insofern verwunderlich, als die Verfügbarkeit (leistbarer) Energie eine Voraussetzung für die Befriedigung von Grundbedürfnissen wie warmer Wohnraum, die Teilhabe am Arbeitsmarkt und am gesellschaftlichen Leben ist. Dem Thema kommt daher eine hohe gesellschaftliche Relevanz zu, auf globaler Ebene ebenso wie innerhalb Europas. Eine jüngst veröffentlichte Studie der OECD zeigt auf, dass es sich auch europaweit um ein nicht unbedeutendes Problem handelt. Auf Basis von Daten aus dem Jahr 2010 sind immerhin 6,1 % der österreichischen, 9 % der deutschen und über 20 % der ungarischen Haushalte von Energiearmut betroffen [1]. In einem allgemeinen Verständnis spricht man von Energiearmut, wenn Haushalte auf grundlegende Energiedienstleistungen verzichten müssen. Im Mittelpunkt steht dabei zumeist die Raumwärme, also wenn Haushalte es sich nicht leisten können, alle Räume auf ein komfortables Niveau (laut WHO 21 °C für Wohnräume sowie 18 °C in weiteren Räumen) zu temperieren.

Energiearmut ist aber nicht auf Raumwärme und Warmwasser beschränkt, sondern kann auch die eingeschränkte Versorgung mit elektrischer Energie bedeuten. Vor allem im ländlichen Raum können auch die Treibstoffkosten für berufsbedingte Mobilität das Haushaltsbudget stark belasten. Die Ausgaben für Energie sind also in hohem Maße von der konkreten Wohn- und Lebenssituation der Menschen abhängig.

Aufgrund der Unterschiedlichkeit dieser konkreten Wohn- und Lebenssituationen ist eine klare Aussage über Energiearmut im obigen Sinne entlang der Einkommensverteilung nur eingeschränkt möglich. Allerdings ist ein deutlich unterdurchschnittliches Einkommen eine Voraussetzung, um von Energiearmut im obigen Sinne sprechen zu können. Dem entsprechend schlägt die E-Control folgende Definition vor: „Als energiearm sollten jene Haushalte gelten, die über ein Einkommen unter der Armutsgefährdungsschwelle verfügen und gleichzeitig überdurchschnittlich hohe Energiekosten zu verzeichnen haben.“ [2] Die Energiekosten umfassen dabei lediglich die Kosten für Raumwärme und Warmwasser sowie Elektrizität.

Energiearmut und Haushaltsausgaben

Einschränkungen im Energiekonsum sind vor allem dann erforderlich, wenn der Anteil der Energiekosten an den „freien“ Haushaltsausgaben überdurchschnittlich hoch ist und das Einkommen unterdurchschnittlich gering. Ohne die Kosten für Mobilität zu berücksichtigen, betragen die



Energiekosten an den Haushaltsausgaben im Durchschnitt etwa 5 %. Allerdings müssen einkommensschwache Haushalte einen wesentlich höheren Anteil für Energie bereitstellen. Während die monatlichen Ausgaben für Raumwärme, Warmwasser und Strom für die einkommensschwächsten Haushalte laut Konsumerhebung der Statistik Austria bei 8,3 % liegen, nehmen sie bei den einkommensstärksten Haushalten lediglich einen Anteil von 3,3 % ein. Preisschwankungen wirken sich auf Haushalte mit geringem Einkommen dementsprechend wesentlich stärker aus als auf sozial bessergestellte Haushalte. Die in Zusammenhang mit Energiearmut oftmals ins Treffen geführten Zuschläge für Ökostrom sind zwar mit einer zusätzlichen Kostenbelastung von etwa 60 Euro (sofern sie nicht gedeckelt sind) pro Jahr oder 5 Euro monatlich nennenswert, angesichts der gesamten Energieausgaben aber von untergeordneter Bedeutung. Seit dem Inkrafttreten des Ökostromgesetzes am 1. Juli 2012 können sich Sozialhilfe- und Pensionsbezieher sowie Studenten und Pflegegeldbezieher von der Bezahlung der Ökostrompauschale und des Teiles des Ökostromförderbeitrags befreien lassen, der jährlich 20 Euro übersteigt. Voraussetzung ist, dass das Haushaltseinkommen

den geltenden Ausgleichszulagenrichtsatz nicht um mehr als 12 % überschreitet. Von wesentlich größerer Wichtigkeit als die Ökostromkosten sind aber die Unterschiede zwischen den Energieträgern Heizöl, Erdgas, Fernwärme und Biomasse sowie zwischen Stromanbietern.

Energiearmut ist einerseits eine Begleiterscheinung allgemeiner Armutsgefährdung infolge geringer Einkommen, andererseits basiert sie auf hohen Energieverbräuchen und hohen Preisen für Energieträger. Zur Verringerung der Energiearmut gibt es – neben einer Erhöhung des Einkommens – vor allem zwei Ansatzpunkte.

Reduktion des Energieverbrauchs

Die Senkung des Energieverbrauches stellt einen ersten Ansatzpunkt zur Vermeidung von Energiearmut dar. Informationsmaßnahmen und Nutzerschulungen können in bestimmten Fällen entlastend wirken, sind jedoch im Allgemeinen von untergeordneter Bedeutung gegenüber Wärmedämmung, Modernisierung des Heizsystems und Wechsel des Energieträgers. Allerdings erschweren deutlich unterdurchschnittliche Einkommen diese Investitionen in Wärmedämmung, moderne Heizsysteme oder energieeffiziente Geräte. Hohe Energiever-

Quelle: Eigene Berechnung; Datengrundlage: Statistik Austria 2017, Konsumerhebung 2014/15

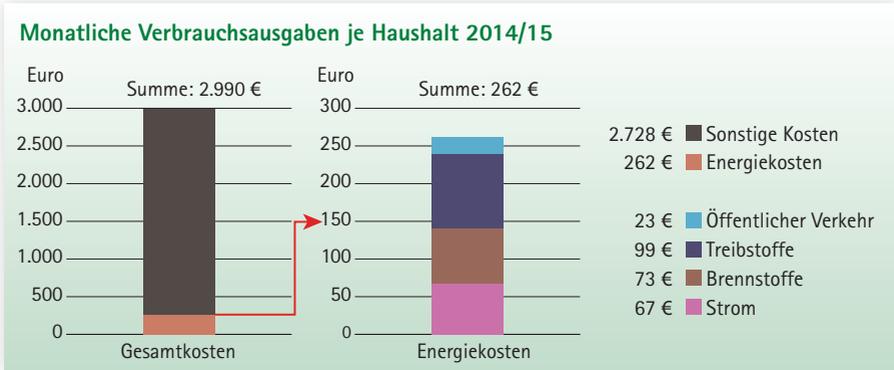


Abb. 1: Der Anteil der Energiekosten (inklusive Treibstoffe) an den durchschnittlichen monatlichen Haushaltsausgaben beträgt weniger als 10 %; innerhalb der Energiekosten dabei entfällt der größte Anteil auf die Mobilität.



bräuche und damit hohe Energiekosten sind daher auch eine Folge eines geringen Einkommens bzw. Vermögens. Maßnahmen zur Energieeinsparung in armutsgefährdeten Haushalten konzentrieren sich daher vor allem auf das Nutzerverhalten.

Nutzung kostengünstiger und preisstabiler Energieträger

Die Kosten für Raumwärme unterscheiden sich wesentlich je nach eingesetztem Energieträger. Vergleicht man die Energiekosten für typische Bestandsgebäude, so zeigt sich ein klarer Kostenvorteil für (strombasierte) Wärmepumpen und Biomasse. Die Brennstoffkosten für Erdöl und Erdgas sind im Vergleich dazu wesentlich höher. Auf Basis der heutigen Energiepreise ergeben sich für ein Referenzgebäude aus den 1980er-Jahren bei Erdöl als Energieträger jährlich etwa 500 Euro Mehrkosten gegenüber Biomasse. Noch günstiger schneidet die Wärmepumpe bei den laufenden Kosten ab.

Wahl des Energieträgers bestimmt die Kosten

Heizöl ist nicht nur im Betrieb der teuerste Brennstoff, sondern zeichnet sich

auch durch hohe Volatilität aus. Während Biomasse als Energieträger in den letzten Jahren eine weitgehend stabile Entwicklung zeigt, war Erdöl besonders hohen Schwankungen unterworfen.

So hatten die Bewohner eines durchschnittlichen Einfamilienhauses aus den 1980er-Jahren in der Heizperiode 2016/17 allein aus dem Preisanstieg gegenüber dem Vorjahr um 290 Euro höhere Energiekosten zu tragen. Einschließlich der Mehrbelastungen infolge des kälteren Winters waren dies sogar 450 Euro. Demgegenüber waren die Preise für Scheitholz weitgehend stabil, für Pellets lagen die preisbedingten Mehrkosten lediglich bei 30 Euro, für Erdgas bei 70 Euro. Hinzu kommt bei Erdöl und Erdgas die Gefahr internationaler Krisen, die zu einem entsprechenden Anstieg des Weltmarktpreises und damit auch des Preises von Heizöl und konventionellen Treibstoffen (Benzin, Diesel) führen können. Elektrische Energie zeigt in den vergangenen Jahren hingegen eine stabile bzw. sogar sinkende Tendenz. Dies ist nicht zuletzt auf den Ausbau von neuen Ökostrom-Kapazitäten im Bereich der erneuerbaren Energieträger zurückzuführen.

Quelle: proPellets Austria, Österreichischer Biomasse-Verband, IWO, EWI

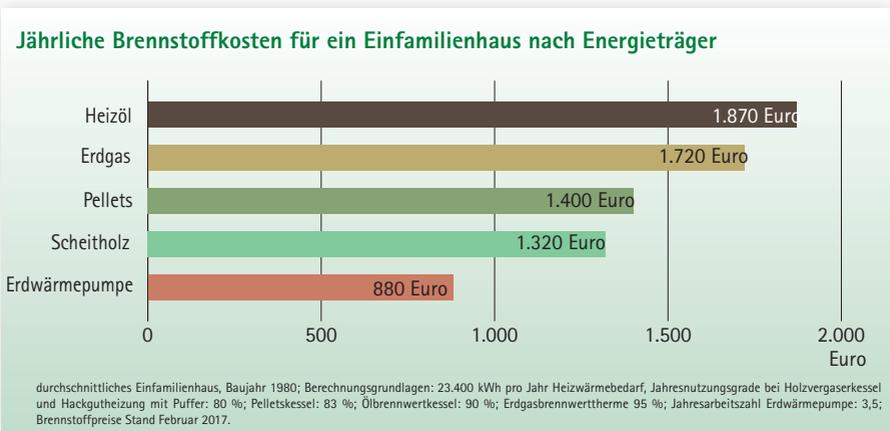


Abb. 2: Biogene Energieträger zeichnen sich im Betrieb durch große Kostenvorteile gegenüber fossilen Brennstoffen aus – selbst in Zeiten niedriger Ölpreise.



Sowohl der Vergleich der laufenden Energiekosten für Raumwärme, als auch der Aspekt der Preisstabilität zeigen klare Vorteile für erneuerbare heimische Energieträger gegenüber fossiler Wärmeversorgung, insbesondere Erdöl. Dies hat in den vergangenen Jahren auch zu einem entsprechenden Rückgang von Ölheizungen geführt.

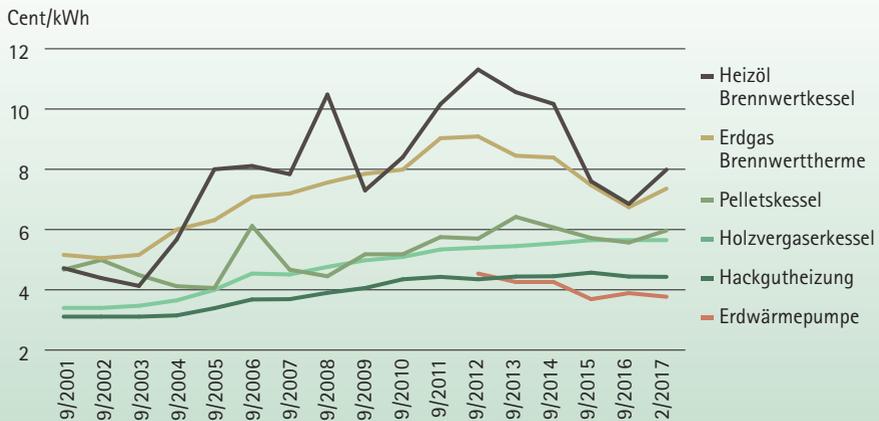
Ein zentrales Problem bei der Bekämpfung von Energiearmut stellt die Notwendigkeit von Investitionen für die Reduktion des Energieverbrauches und die Umstellung auf kostengünstige Energieträger, insbesondere Biomasse, dar. Für armutsgefährdete Haushalte stellen geringe Investitionen selbst dann eine relevante Barriere dar, wenn sie sich innerhalb kurzer Zeit amortisieren. Hinzu kommt im Bereich der Mietwohnungen eine Investor-Nutzer-Problematik hinsichtlich der Investitionen in kostengünstige Raumwärme. Während die Investitionen durch den Eigentümer der Wohnung zu tragen sind, sind die laufen-

den Kosten für Raumwärme und Warmwasser durch den Mieter zu begleichen. Gerade in Gebäuden mit geringen Mieteinnahmen unterbleiben daher wirtschaftlich und ökologisch sinnvolle Investitionen.

Energieberatung gegen Energiearmut

Die Beratung (energie-)armutsgefährdeter Haushalte stellt insofern eine besondere Herausforderung dar, als einerseits der Zugang zur Kundengruppe sehr schwierig ist, andererseits Beratungen lediglich nicht- oder geringstinvestive Maßnahmen umfassen können. Hinzu kommt in vielen Fällen eine sprachliche Barriere bei Haushalten mit Migrationshintergrund. Im Hinblick auf den Zugang zur Kundengruppe hat sich die Zusammenarbeit mit sozialen Einrichtungen (z.B. Caritas oder Sozialämtern) zur Identifikation der betroffenen Haushalte und Stärkung der Akzeptanz von Energieberatung bei armutsgefährdeten Haushal-

Brennstoffkosten Eurocent/kWh für ein durchschnittliches Einfamilienhaus



Berechnungsgrundlagen: 23.400 kWh pro Jahr Heizwärmebedarf, Jahresnutzungsgrade bei Holzvergaserkessel und Hackgutheizung mit Puffer: 80 %; Pelletskessel: 83 %; Ölbrennwertkessel: 90 %; Erdgasbrennwerttherme 95 %; Jahresarbeitszahl Erdwärmepumpe: 3,5
Quelle: proPellets Austria, Österreichischer Biomasse-Verband, IWO, EVN; Quelle Gaspreis: bis 2011 proPellets Austria, ab 2011 EVN Optima Garant Gaspreis

Quelle: E-Control, EVN, IWO, Österreichischer Biomasse-Verband, proPellets Austria

Abb. 3: Während die Preise für biogene Energieträger in den letzten Jahren einen stabilen Verlauf zeigen, ist der Ölpreis aufgrund seiner Abhängigkeit vom Weltmarkt einer hohen Volatilität unterworfen.

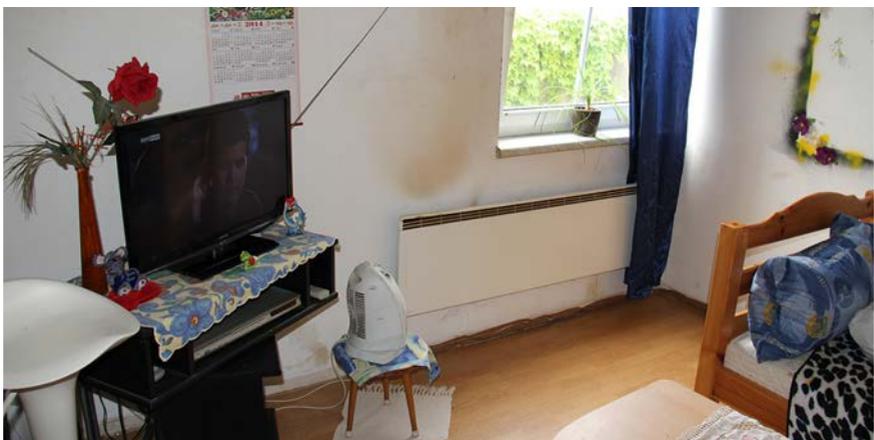


ten bewährt. Ein zweiter Zugang ist durch die Zusammenarbeit mit Energieunternehmen gegeben, welche gerade bei Zahlungsrückständen für leitungsgebundene Energieträger Hinweise auf Energiearmut geben können.

Wirkungsvolle Energieberatung für armutsgefährdete Haushalte erfordert die Möglichkeit, geringstinvestive Maßnahmen unmittelbar vor Ort setzen zu können. Ein Beispiel für eine erfolgreiche Kooperation stellt hier die Zusammenarbeit zwischen Energieberatung NÖ und der EVN dar. Hier werden die Kosten für kleinere Investitionen in Energieeffizienz von der EVN getragen, die Kosten für die Energieberatung vor Ort vom Land NÖ. Ein weiteres Beispiel ist die Kooperation mit der Caritas, dem Forum Haushaltsgeräte sowie dem Verbund. Ziel ist hierbei, einkommensschwachen Haushalten, die durch die Caritas betreut werden, nach einer Erstberatung im Bedarfsfall ein energiesparendes Haushaltsgerät zur Verfügung stellen zu können. Dies soll auch den Anreiz für weiteres energiesparendes Handeln der Haushalte wecken und in einer Folgeberatung nach einem Halbjahr oder Jahr besprochen werden.

Seitens der Energieberatung NÖ wurde für diese Kundengruppe ein eigenes Berater-Team aus zusammengestellt, um eine bestmögliche Betreuung der Haushalte zu gewährleisten. Seit 2010 wurden über 1.000 Beratungen abgewickelt. Die langjährige Erfahrung bei der Beratung energiearmutsgefährdeter Haushalte zeigt insbesondere folgende Ergebnisse:

- In vielen Haushalten sind mit geringen Investitionskosten relevante Einsparungsmaßnahmen möglich. Hier ist vorrangig die Beleuchtung bzw. der Einsatz energiesparender Armaturen zu nennen. Auch richtiges Lüftungsverhalten sowie die Platzierung der Möbel (nicht an den Außenwänden bei feuchtegefährdeten Räumen, keine Kästen oder Vorhänge vor den Heizkörpern) sind oft Gegenstand der Beratung und können zu einer verbesserten Nutzung der Energie sowie erhöhter Behaglichkeit führen.
- Informationsmangel kann durch eine entsprechende Beratung behoben werden. Dadurch wird verhindert, dass es aufgrund der sehr sparsamen Temperierung der Räume zu Schimmelbefall kommt bzw. als günstig angepriesene



e eNu, Heigl

Feuchte Wand und ein teures Zusatzheizsystem in einem energiearmutsgefährdeten Haushalt



zusätzliche Heizsysteme eingesetzt werden. Diese meist strombasierten Zusatzsysteme stellen besonders im Winter einen zusätzlichen Energiebedarf dar und bedeuten für die Anwender eine enorme finanzielle Belastung bei der nachfolgenden Abrechnung.

Erneuerbare Energieträger – ein Weg aus der Energiearmut

Für eine nachhaltige Verringerung der Energiearmut sind vor allem eine thermische Sanierung des Gebäudes sowie der Umstieg auf eine günstigere oder effizientere Beheizung anzustreben. In Einzelfällen könnte hier mit innovativen Finanzierungsmodellen eine wesentliche Verbesserung erreicht werden. Angesichts der finanziellen Situation von energiearmutsgefährdeten Haushalten sind in aller Regel öffentliche Förderungen beim Umstieg auf erneuerbare Energieträger sowie bei einer Verbesserung der thermischen Qualität der Gebäude erforderlich. Insbesondere mit dem Umstieg auf Biomasse können die künftigen Heizkosten deutlich reduziert werden, wie der Energiepreisvergleich (Abb. 2, Abb. 3) zeigt.

Im Sinne einer nachhaltigen Vermeidung von Energiearmut ist es jedoch von besonderer Bedeutung, den Lebenszykluskosten erhöhte Beachtung zu schenken. Dadurch können optimierte Lösungen im Neubau, aber auch in der thermischen Sanierung von Gebäuden gefunden werden. Die Förderung von erneuerbaren Energiesystemen im Rahmen der Wohnbauförderung unterstützt das Umsetzen langfristiger kostengünstiger Lösungen. Ergänzend dazu ist das Verbot von Ölheizungen im Neubau, wie in Niederösterreich bereits umgesetzt, ein wichtiger Schritt, um Energiearmut zukünftig hintanzuhalten. Durch die Bereitstellung von Raumwärme mittels erneuerbarer heimischer Energieträger können die laufenden Kosten für die Haushalte wesentlich gesenkt und die Gefahren von



© eNu, Hegl

Schimmelbefall (hier hinter einer Eckbank) kann durch zu sparsames Beheizen von Wohnräumen entstehen.

unerwarteten Preisschwankungen gering gehalten werden.

Die Nutzung heimischer Energieträger ist jedoch nicht nur ein Schritt zur Senkung der Energiekosten, sondern wirkt sich aufgrund der Schaffung von Arbeitsplätzen im Inland auch positiv auf die Beschäftigung aus. Erneuerbare Energieträger und insbesondere Biomasse weisen also nicht nur durch die Senkung der Energiekosten einen Weg aus der Energiearmut, sondern auch durch Schaffung zusätzlicher Beschäftigung und Einkommen. Heimische erneuerbare Energieträger leisten damit einen positiven Beitrag, die Armutsgefährdung von Haushalten zu verringern. Ein Aspekt, den man in der Diskussion um erneuerbare Energie nicht hoch genug einschätzen kann.

Literatur

[1] Die Zeit, 11. Mai 2017

[2] E-Control Austria (2013): Energiearmut in Österreich

Dr. Herbert Greisberger, DI Andrea Kraft,
Ing. Mag. Thomas Koisser
Energie- und Umweltagentur NÖ – eNu
herbert.greisberger@enu.at



Thomas Hauser

Grundversorgung mit Energie aus Sicht des Zivilschutzes



Die Aufgabe des Niederösterreichischen Zivilschutzverbandes ist es, die Bevölkerung, aber auch die Behörden und Institutionen bei deren vorbeugenden Maßnahmen in Bezug auf Katastrophenschutz zu unterstützen. Diese präventiven Maßnahmen beinhalten auch das Bevorraten von notwendigen Gütern, wie Brennstoff, Medikamenten, aber auch Verpflegung.

In Österreich ist das Netzwerk der Hilfsorganisationen sehr gut strukturiert. Im Falle einer Katastrophe werden diese Hilfskräfte aber nicht bei jedem sofort zur Stelle sein können. Aus diesem Grund sollte jeder für sich und seine Familie vorsorgen.

Holzöfen schützen bei Blackout

Neben den Lebensmitteln ist Brennstoff sicher eines der wichtigsten Güter im Notfall. Man bedenke, dass sich eine Katastrophe über Tage wenn nicht sogar Wochen erstrecken kann. Ein mögliches Szenario könnte

ein sogenanntes Blackout sein. Dies ist ein großflächiger lang andauernder Stromausfall. Je nach Witterung könnte es notwendig werden, eine Heizmöglichkeit zu haben, welche unabhängig von Strom betrieben wird. Überlegen Sie schon im Voraus, wie Sie so eine Situation meistern könnten! Hier hilft der altbewährte Holzofen.

Aber natürlich darf auch auf die Bevorratung von Lebensmitteln nicht vergessen werden. Sie und Ihre Familie sollten zehn bis 14 Tage im Krisenfall damit auskommen. Bevorraten Sie ausreichend Flüssigkeit zum Trinken; berechnen Sie pro Person und Tag mindestens 2,5 Liter. Empfehlenswert ist aufgrund der langen Haltbarkeit ein Vorrat an kohlenstoffhaltigem Mineralwasser. Fruchtsäfte in Verbundverpackungen haben den Vorteil einer platzsparenden Unterbringung. Besorgen Sie sich gut haltbare Lebensmittel mit vielen Kohlenhydraten, wie z. B. Honig, Zucker, Reis und Teigwaren.



© haflerrec

Stromunabhängige Heizsysteme und ausreichend Brennstoff sorgen auch bei einem Blackout für wohlige Wärme.



Haltbarmilch, Schmelzkäse, Dosenfische, Dosenfleisch, Dauerwurst und getrocknete Hülsenfrüchte enthalten viel Eiweiß und sind ebenfalls monatelang haltbar. Ihren Bedarf an Fetten decken Sie mit Speisefett, Speiseöl, Margarine oder Butter. Je nach Geschmack können Sie Ihren Lebensmittelvorrat mit Dosengemüse, Fertiggerichten, Gewürzen, Kartoffelprodukten und Nüssen bereichern. Biologisch krisenfest ist der Vollwertvorrat auf Basis des Getreidekorns. Gerade dieses ist für lange Lagerzeiten hervorragend geeignet und stellt – bei richtiger Lagerung – eine lebende Konserve dar. Es enthält viele lebenswichtige Vitalstoffe, Vitamine, Spurenelemente, Mineralstoffe und Enzyme, und zwar genau im richtigen Verhältnis.

Aber das Wichtigste ist, die individuellen Ess- und Trinkgewohnheiten jedes Familienmitgliedes zu berücksichtigen. Beachten Sie, dass Diätpatienten einen entsprechenden Vorrat ihrer Spezialkost brauchen, und für Säuglinge und Kleinkinder muss Kindernahrung vorhanden sein. Wenn Sie ein Haustier haben, dürfen Sie auch nicht vergessen, für dieses den nötigen Vorrat anzulegen. Vergessen Sie nicht, vor dem Ablauf der Haltbarkeit die Lebensmittel aufzubrauchen und zu ersetzen!

Denken Sie auch an Ihre Hausapotheke; richtig ausgestattet und gepflegt wird sie im Bedarfsfall gute Dienste leisten. Um auch für größere Ereignisse gut vorgesorgt zu haben, ist ein ausreichender Inhalt notwendig. Halten Sie Medikamente vorrätig, nicht nur jene, die Sie täglich benötigen. Kontrollieren Sie in regelmäßigen Abständen deren Ablaufdatum!

Vorsorgen ist besser als heilen

Unfälle und kleine wie große Katastrophen, von denen wir in den Medien erfahren, erschüttern uns. Aber oft denken wir dabei: „Das ist weit weg, das kann mir nicht passieren.“ Und gehen wir dann nicht schnell



© Niederösterreichischer Zivilschutzverband

Trinkwasser und Lebensmittel für zehn bis 14 Tage sollten in jedem Haushalt für den Krisenfall vorhanden sein.

wieder zum Alltag über, verdrängen jede Bedrohung, ohne uns auch nur zu überlegen, wie wir in einer Notsituation reagieren sollen? Dabei ist die tatsächliche Konfrontation mit Notsituationen gar nicht so unwahrscheinlich. Die kleinen Unfälle und Katastrophen, die nur wenige Menschen betreffen, ereignen sich täglich (Haushalts-, Sport- und Verkehrsunfälle, Kleinbrände). Die großen Katastrophen passieren glücklicherweise äußerst selten, doch sind dafür gleich viele Menschen von ihren Auswirkungen betroffen. Und vergessen wir nicht: Nur weil ein Ereignis selten vorkommt, kann niemand ausschließen, dass es nicht doch schon morgen eintritt.

Gerade Beispiele wie die Eiskatastrophe im Waldviertel oder die Hochwassereinsätze entlang der Donau zeigten uns, dass Vorsorgemaßnahmen notwendig sind, um im Ernstfall richtig und rasch handeln zu können. Erkundigen Sie sich beim Elektriker ihres Vertrauens über die Möglichkeiten der Notstromversorgung. Katastrophen können überall eintreten, sorgen Sie vor! ■

Thomas Hauser
Landesgeschäftsführer
Niederösterreichischer Zivilschutzverband
Thomas.Hauser@noezv.at



Hinweise

Basisdaten Bioenergie Österreich 2017

Bereits in der 7. Auflage veröffentlicht der Österreichische Biomasse-Verband die Basisdaten Bioenergie Österreich. Wie gewohnt zeichnet sich die Broschüre durch topaktuelles Daten- und Zahlenmaterial rund um die Themen Energienutzung, erneuerbare Energien und insbesondere Bioenergie aus.

Angesichts der Diskussionen um den Ökostrom finden Sie in dieser Ausgabe neue Schaubilder zur Ökostromerzeugung im Jahresverlauf und zum Stromaufkommen im Winter. Auch die herausragende Bedeutung der Bioenergie, ohne die keine Energiewende möglich ist, wird stärker hervorgehoben.



Die Broschüre kann über den Webshop www.biomasseverband.at/shop oder per E-Mail (office@biomasseverband.at) bestellt werden. Eine digitale Version steht zum Download bereit: www.biomasseverband.at/publikationen/broschueren



ÖSTERREICHISCHER
BIOMASSE-VERBAND

www.biomasseverband.at

Impressum: Herausgeber, Eigentümer und Verleger: Österreichischer Biomasse-Verband; Inhalt: Autoren der Beiträge; Redaktion: DI Christoph Pfemeter, Forstassessor Peter Liptay; Grafik & Design: Wolfgang Krasny und Peter Liptay; Fotos Titelseite: iStock, ÖBMV; Erscheinungstermin: 10/2017.

Der Inhalt der Broschüre wurde mit größter Sorgfalt erstellt, für die Richtigkeit, Vollständigkeit und Aktualität der Inhalte können wir jedoch keine Gewähr übernehmen. Eine detaillierte Quellenangabe zu den Beiträgen kann von den Autoren angefordert werden.



Aktuelle Publikationen



Unsere Folder und Broschüren können Sie in unserem Webshop auf www.biomasseverband.at/shop per Mail unter office@biomasseverband.at oder per Telefon 01/533 07 97-13 bestellen.

ISBN 978-3-9504380-2-4