

Renewables4Industry

Abstimmung des Energiebedarfs von industriellen Anlagen und der Energieversorgung aus fluktuierenden Erneuerbaren

Endberichtsteil 2 von 3

Diskussionspapier zum Projekt Renewables4Industry

Jänner 2018

Das Projekt „Renewables4Industry“ ist eine F&E-Dienstleistung für den Klima- und Energiefonds im Rahmen des Energieforschungsprogramms 2016.



Renewables4Industry - Abstimmung des Energiebedarfs von industriellen Anlagen und der Energieversorgung aus fluktuierenden Erneuerbaren. Eine F&E-Dienstleistung für den Klima- und Energiefonds, Endberichtsteil 2/3, FFG-Nr. 858974.

Autoren des Diskussionspapiers

<p>Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz (Projektleitung)</p> <p>Simon Moser Sebastian Goers Kathrin de Bruyn Horst Steinmüller</p>	 <p>ENERGIE INSTITUT an der Johannes Kepler Universität Linz</p>
<p>AIT Austrian Institute of Technology</p> <p>Rene Hofmann Sophie Panuschka</p>	 <p>AIT AUSTRIAN INSTITUTE OF TECHNOLOGY</p>
<p>Montanuniversität Leoben Lehrstuhl für Energieverbundtechnik</p> <p>Thomas Kienberger Christoph Sejkora</p>	 <p>EVT EnergieverbundTECHNIK</p>
<p>Technische Universität Wien Institut für Energietechnik und Thermodynamik</p> <p>Markus Haider Andreas Werner</p>	 <p>IET TU WIEN</p>
<p>AEE INTEC</p> <p>Christoph Brunner Jürgen Fluch Anna Grubbauer</p>	 <p>AEE INTEC</p>

Inhaltsverzeichnis

1	Informationen zu diesem Berichtsteil	4
2	Zusammenfassung.....	4
3	Potenziale für erneuerbare Energie, Verbrauch der Industrie sowie Leitungs- und Speicher- Infrastruktur	5
3.1	Erneuerbare Potenzial in Österreich	5
3.2	Begriffsdefinitionen zum Energieverbrauch in Österreich.....	18
3.3	Verbrauch der österreichischen Industrie.....	19
3.4	Pump- und Speicherkraftwerke sowie Übertragungsnetze	27
4	Analyse der Industriesektoren	31
4.1	Vorgehensweise	31
4.2	Papier und Zellstoff	33
4.3	Chemie und Petrochemie.....	40
4.4	Eisen und Stahl	46
4.5	Glas, Steine und Erden	52
4.6	Lebensmittel- und Getränkeindustrie	61
4.7	Maschinenbau	70
4.8	Nichteisenmetalle.....	73
4.9	Fahrzeugbau	76
5	Verschneidung der Ergebnisse der Kapitel 3 und 4.....	80
5.1	Gegenüberstellung Potenziale und Verbrauch	80
5.2	Analyse der Residuallast.....	83
5.3	Anwendung von Flexibilisierungsoptionen	85
5.4	Berücksichtigung von Demand Response als weitere Flexibilitätsoption.....	89
5.5	Zusammenfassung.....	90
6	Ökonomische und rechtliche Rahmenbedingungen	93
6.1	Ziele der Industrie hinsichtlich eines verstärkten Einsatzes erneuerbarer Energieträger	93
6.2	Ökonomische Grundlagen zur Prognose einer zukünftigen Preisentwicklung.....	99
6.3	Vergleich der Elektrifizierung mit anderen Ansätzen der CO ₂ -Emissionsreduktion	101
6.4	Erneuerbarer Strom für industrielle Anlagen und Power-to-X	110
7	Annex.....	128
8	Literaturverzeichnis.....	129

1 Informationen zu diesem Berichtsteil

Das Projekt „Renewables4Industry“ ist eine F&E-Dienstleistung für den Klima- und Energiefonds und wird im Rahmen des Energieforschungsprogramms 2016 durchgeführt. Wesentliche Ziele des Projekts sind die

- Erstellung einer Strategischen Forschungsagenda, die
- Erstellung eines Diskussionspapiers mit spezifischen Schwerpunkten sowie die
- Ableitung von (technologie-)politischen Empfehlungen.

Ziele des Diskussionspapiers sind

- die Modellierung und Evaluierung des Potenzials für die Ausrichtung von energieintensiven Industrieprozessen auf fluktuierende Energieversorgung,
- die Identifikation und Klassifikation industrieller Schlüsselprozesse, sowie
- die Analyse der wirtschaftlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen.

Besonders im Fokus standen gem. Ausschreibung die Branchen Eisen- und Stahlerzeugung, Nichteisenmetalle, Zement und Stein, Mineralien, Chemie und Petrochemie, Papier- und Zellstoffherzeugung, Lebensmittelindustrie, Automotive und Maschinen- und Anlagenbau.

2 Zusammenfassung

Österreichweit wurde für 2050 ein erneuerbares Strompotenzial in der Höhe von etwa 113 TWh erhoben. Dieses setzt sich primär aus Wasserkraft (etwa 51 TWh), Photovoltaik (etwa 33 TWh) und Windkraft (etwa 18 TWh) zusammen. Das erneuerbare Wärmepotenzial 2050 beläuft sich auf etwa 106 TWh, welches sich aus der thermischen Nutzung von biogenen Brennstoffen bzw. der Abwärmenutzung aus nichtfossilen thermischen Kraftwerken und Solarthermie zusammensetzt.

Aktuell ist ein als gering einzustufendes Potenzial für Demand Response von ca. 500 MW in industriellen Prozessen festzustellen. Auf Basis der durchgeführten Analysen ist davon auszugehen, dass wahrscheinlich schon aktuell vor allem in heterogenen Branchen ein höheres, aber nur vor Ort und mit Mitwirkung der Industrie zu analysierendes Potenzial vorliegt. Eine weitere Steigerung des Potenzials ist zum einen durch eine Anpassung der Rahmenbedingungen (geeignetes Marktdesign) zu erwarten. Zum anderen ist auf mittel- und langfristigem Zeithorizont eine weitere, beträchtliche Steigerung des Potenzials durch Systemoptimierung, Prozessintensivierung (u.a. Speicherintegration) sowie durch die Elektrifizierung von Anlagen und Teilprozessen zu erwarten.

Im Rahmen der ökonomischen und rechtlichen Analysen stellt sich dar, dass die Nutzung der kosteneffizientesten Möglichkeiten anzustreben ist. Dies impliziert erstens eine technologieoffene Vorgangsweise bei der Wahl der potenziellen Maßnahmen für eine gesamtwirtschaftliche CO₂-Reduktion, sowie zweitens eine sich ergänzende Nutzung von Speichern und Demand Response für den Umgang mit einem hohen Anteil fluktuierender Energieerzeugung. Daraus leiten sich Anforderungen an ein neues Marktdesign ab, das die Erfordernisse der Digitalisierung erkennt und die teilweise Verschiebung der Anreize von der Erzeugung zu den Verbrauchern widerspiegelt.

3 Potenziale für erneuerbare Energie, Verbrauch der Industrie sowie Leitungs- und Speicher-Infrastruktur

Der erste inhaltliche Teil dieses Diskussionspapiers gliedert sich in drei Bereiche. Zunächst wird auf die Potenziale für erneuerbare Energie in Österreich eingegangen (siehe Kapitel 3.1). Anschließend wird der aktuelle Verbrauch in Österreich diskutiert sowie ein Szenario für den Verbrauch im Jahr 2050 erläutert (siehe Kapitel 3.2 und 3.3). Abschließend werden in Kapitel 3.4 derzeit vorhandene Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke vorgestellt.

3.1 Erneuerbare Potenzial in Österreich

Wie in der Einleitung dieses Kapitels erwähnt, wird an dieser Stelle auf die Potenziale für erneuerbare Energie in Österreich eingegangen. Dazu werden die Photovoltaik-, Solarthermie-, Windkraft-, Wasserkraft-, Biomasse- und Biogaspotenziale betrachtet. Laut einer aktuellen Studie der TU Wien (Resch et al. 2017) können mit diesen fünf Energieträgern (ohne Solarthermie) über 99 % des österreichischen, elektrischen Energiebedarfs im Jahr 2030 gedeckt werden. Im Folgenden werden diese Energieträger im Detail diskutiert.

3.1.1 Wasserkraft

Die in Österreich aktuell installierten Laufwasser- und Speicherkraftwerke mit einer Engpassleistung von ≥ 10 MW erzeugen im Jahr etwa 33.200 GWh. Dazu kommen noch Kleinwasserkraftwerke (Engpassleistung < 10 MW) mit einer Jahreserzeugung von etwa 4.900 GWh. Das technische und wirtschaftliche Ausbaupotenzial für Österreich wird in der Studie von Pöyry Energy GmbH mit weiteren 17.800 GWh angegeben. Davon sind jedoch etwa 5.100 GWh in sensiblen Gebieten (Nationalparks und Welterbe-Stätten). Aus diesem Grund wird das maximale technische-wirtschaftliche Restpotenzial unter Berücksichtigung der sensiblen Gebiete mit maximal 12.700 GWh abgeschätzt. In Summe ergibt sich ein gesamtes Potenzial für das Jahr 2050 in der Höhe von 50,8 TWh (siehe Tabelle 1) (Pöyry Energie GmbH 2008).

Zum Vergleich, die Studie „Energieautarkie für Österreich 2050“ (Streicher et al. 2010) geht von einem Optimierungs- und Neuerschließungspotenzial von ca. 18.000 GWh aus. Für die Modellerstellung wurden, einen konservativen Ansatz wählend, die aktuellen Erzeugungsdaten sowie das reduzierte technische und wirtschaftliche Potenzial von Pöyry Energy GmbH verwendet. Die Ergebnisse dieser Studie liegen aufgelöst je Bundesland vor.

Tabelle 1: In dieser Studie berücksichtigtes Wasserkraftpotenzial.

Gesamtes Potenzial 2050 in TWh	
Wasserkraft	50,8

3.1.2 Windenergie

Ende 2016 waren in Österreich 1.191 Windkraftwerke mit einer Leistung von 2.632 MW (Erzeugung etwa 5.700 GWh pro Jahr¹) installiert (IG Windkraft 2017). Nach einer Studie der IG Windkraft aus dem Jahr 2014 besteht österreichweit im Jahr 2030 ein theoretisch maximal mobilisierbares Potenzial von 23.775 MW. Jedoch sei bis 2030 nur ein Zubau von weiteren 4.018 MW realisierbar. Somit könnten im Jahr 2030 insgesamt 6.650 MW installiert sein. Unter Annahme der aktuellen mittleren Jahresvolllaststunden entspricht dies einer Jahresproduktion von etwa 14.400 GWh. (Winkelmeier et al. 2014)

Im Buch „Energiesysteme. Regenerativ und dezentral“ (Brauner 2016) wird das gesamte Windpotenzial für Österreich im Jahr 2050 auf 4.000 MW bzw. 8.000 GWh (bei 2.000 Jahresvolllaststunden) geschätzt. Im Vergleich dazu ermittelte die Studie „Energieautarkie für Österreich 2050“ (Streicher et al. 2010) für das Jahr 2050 ein Windpotenzial von 18.000 GWh. Dies entspricht bei 2.000 Jahresvolllaststunden einer Leistung von 9.000 MW.

Die hier aufgeführten Potenziale reichen von 4.000 über 6.650 und 9.000 bis hin zu 23.755 MW. Dabei muss beachtet werden, dass zwei Werte (4.000 und 9.000 MW) das Windpotenzial im Jahr 2050 beschreiben und die anderen beide Werte (6.650 und 23.755 MW) das Potenzial für das Jahr 2030 angeben. Unter Berücksichtigung der derzeit installierten Leistung wirkt es realistisch, dass das *realisierbare Windenergiepotenzial* von 6.650 MW im Jahr 2030 auf das *reduziertes technisches Potenzial* in der Höhe von 9.000 MW im Jahr 2050 gesteigert wird. Aus diesem Grund wird für das Jahr 2050 ein mittleres Potenzial in der Höhe von 9.000 MW (18.000 GWh) angenommen² (siehe Tabelle 2). Für die geografische Verortung im Modell des Potenzials im Jahr 2050 wird das bundeslandaufgelösten *realisierbaren Windenergiepotenzial* des Jahr 2030 entsprechend skaliert, sodass österreichweit ein Potenzial von 9.000 MW erreicht wird.

Tabelle 2: In dieser Studie berücksichtigtes Windkraftpotenzial.

Gesamtes Potenzial 2050 in TWh	
Windkraft	18,0

3.1.3 Photovoltaik (PV) und Solarthermie

2016 waren in Österreich PV-Module mit einer Leistung von ca. 952 MW_{peak} installiert und erzeugten 1.096 GWh elektrische Energie (Biermayr et al. 2017). Zur Bestimmung der PV-Potenziale müssen zwei Bereiche betrachtet werden. Auf der einen Seite können Photovoltaik-Module in die Gebäudehülle (z.B. Dachflächen oder Fassade) integriert werden. Andererseits können sie auf Freiflächen aufgestellt werden. Laut der Studie „Energieautarkie für Österreich 2050“ (Streicher et al.) ist es sinnvoll, nur die Hälfte der nutzbaren Gebäudehülle für Photovoltaik und die andere Hälfte für die Wärmebereitstellung mittels Solarthermie zu verwenden. Des Weiteren werden in dieser Studie für die Installation von Freiflächen-Photovoltaik-Anlagen nur Flächen verwendet, welche derzeit nicht anderweitig verwendet werden. In Summe kommt die Studie auf 13.900 bis

¹ Dies entspricht 2.166 Jahresvolllaststunden.

² Für die geografische Verortung wird das realisierbare Potenzial von 2030 (Winkelmeier et al. 2014) für jedes Bundesland angenommen und entsprechend skaliert, sodass in ganz Österreich ein Gesamtpotenzial von 9.000 MW vorliegt.

31.900 GWh/a (15.300 – 35.200 MW), abhängig vom Systemwirkungsgrad^{3,4}. In weiterer Folge wird in der genannten Studie mit einem Potenzial von 23.000 GWh/a gerechnet. (Streicher et al. 2010)

Im Vergleich dazu, wird im Buch „Energiesysteme. Regenerativ und dezentral“ (Brauner 2016) das PV-Potenzial der Gebäudehüllen für das Jahr 2050 mit 31.000 MW beziffert.

Für die Berechnung des PV-Potenzials der Gebäudehülle wurde ein eigener Ansatz gewählt. Analog zu (Streicher et al. 2010) wird nur etwa die Hälfte der verfügbaren Fläche für PV-Module und der Rest für Solarthermie verwendet. Da im Zeitraum zwischen 2010 bis 2014 der Marktanteil der neu installierten polykristallinen Siliziumzellen von 43 % auf 92 % (Biermayr et al. 2015) stieg und Anlagen im Jahr 2013 mit diesem Zelltyp einen durchschnittlichen Systemwirkungsgrad von 13 % (Faninger 2013) aufweisen, wird ein durchschnittlicher Systemwirkungsgrad über die gesamte installierte Leistung in Österreich von 18 %⁵ für das Jahr 2050 angesetzt. Die Potenzialbestimmung für Gebäudehüllen setzt einen linearen Zusammenhang zwischen der Summe aller Gebäudegrundflächen je Gemeinde und dem gesamt PV-Potenzial je Gemeinde voraus⁶. Mithilfe der gesamten Gebäudegrundfläche für jeden Bezirk in ganz Österreich sowie der Steigung des linearen Zusammenhangs konnte ein bezirksaufgelöstes Jahrespotenzial von 9.900 GWh ermittelt werden.

Zur Bestimmung des Photovoltaikpotenzials von Freiflächen wurde auf die Erkenntnisse des Projekts „1 MW Photovoltaikkraftwerk Oberösterreich“ zurückgegriffen. Die Installation einer Photovoltaik-Freiflächenanlage mit 1 MW_{peak} benötigt eine Fläche von sechs Hektar (Wilk und Pointner 2010). Unter Berücksichtigung der nicht genutzten Flächen⁷ und der Annahme dass davon nur 50 % geeignet⁸ sind, konnte ein jährliches Potenzial von rund 18.200 GWh ermittelt werden. Wird von der Inbetriebnahme des zuvor genannten Projekts im Jahr 2010 bis 2050 eine Wirkungsgradsteigerung der PV-Zellen um 25 % unterstellt, steigt das Potenzial um etwa 4.600 GWh auf 22.800 GWh. Da die Freiflächen für jedes Bundesland vorliegen, kann das Potenzial für jedes Bundesland individuell berechnet werden.

2015 wurden etwa 2.100 GWh Wärme aus Solarthermieanlagen genutzt (Statistik Austria 2016a). Die zusätzlichen Solarthermiepotenziale wurden unter der Annahme berechnet, dass 50 % der geeigneten Dachflächen für Solarthermie genutzt werden. Daraus konnte ein zusätzliches Potenzial in der Höhe von ca. 44 TWh⁹ bestimmt werden.

Mithilfe solarer Einstrahlungsdaten des Institute for Energy and Transport (IET) des Joint Research Centre der Europäischen Kommission konnte die PV-Erzeugung in jedes Bundesland entsprechend

³ Der Systemwirkungsgrad ist die Multiplikation des Wirkungsgrads des PV-Moduls mit dem Wirkungsgrad des Wechselrichters.

⁴ Die Studie verwendet einen Systemwirkungsgrad zwischen 7 (amorphem Silizium Zellen) und 16 % (monokristallinem Silizium Zellen).

⁵ Angenommener Mittelwert für den im Jahr 2050 verbauten PV-Modul Mix.

⁶ Dieser lineare Zusammenhang konnte mithilfe eines Teils des Solardachkatasters Steiermark (Amt der Steiermärkischen Landesregierung 2013) sowie frei zugänglichen Gebäudegrundflächen der OpenStreetMap (Quelle: (c) 'OpenStreetMap' Mitwirkende, Download: Geofabrik GmbH und OpenStreetMap Contributors 2016; Verein „OpenStreetMap Austria“ 2018) nachgewiesen ($R^2=0,923$) werden und die Steigung ermittelt werden. Die Steigung beschreibt das durchschnittliche PV-Potenzial je Quadratmeter Gebäudegrundfläche.

⁷ Nach (Streicher et al. 2010) definiert als Hutweiden, Streuwiesen, GLÖZ G Flächen, Einmähdige Wiesen und nicht mehr genutztes Grünland der Statistik Austria Agrarstrukturerhebung. Diese Flächendaten liegen je Bundesland vor. In Summe österreichweit 230.458 ha. (Statistik Austria 2012).

⁸ Aufgrund lokaler Bedingungen wie z.B. Verschattung.

⁹ Annahme: mittlerer Solarthermie-Systemwirkungsgrad von 80 %.

der realen Einstrahlung angepasst werden (Joint Research Centre: Institute for Energy and Transport 2012).

Eine Zusammenfassung der in dieser Studie ermittelten PV- und Solarthermiepotenziale ist in Tabelle 3 ersichtlich.

Tabelle 3: In dieser Studie berücksichtigtes Photovoltaik- und Solarthermiepotenzial.

Gesamtes Potenzial 2050 in TWh	
Photovoltaik Dachflächen	9,9
Photovoltaik Freiflächen	22,8
Solarthermie Dachfläche	46,0

3.1.4 Biomasse

Für die energetische Verwertung von Biomasse gibt es verschiedenste Möglichkeiten. So kann prinzipiell zwischen thermo-chemischen (z.B. direkte Verbrennung oder Vergasung), physikalisch-chemischen (z.B. Herstellung von Pflanzenölen und Weiterverarbeitung zu Kraftstoffen) und biochemischen Umwandlungen (z.B. Herstellung von Alkohole, Synthesegas oder Biogas) unterschieden werden. Die so bereitgestellte thermische (direkte Verbrennung) oder chemische Energie (z.B. Kraftstoffe, Synthesegas oder Biogas) kann in einem weiteren Schritt, z.B. mithilfe eines Dampfkraftwerkprozesses, ORC oder Blockheizkraftwerks mit Verbrennungskraftmaschine in elektrische Energie und Wärme umgewandelt werden (Kaltschmitt et al. 2016).

Da die Diskussion aller möglichen Nutzungswege im Detail den Rahmen dieses Diskussionspapiers übersteigen würde, wird an dieser Stelle zunächst nur der Einsatz von holz- und halmgutartiger Biomasse mithilfe eines Dampf- oder ORC-Prozesses zur Strom- und Wärmeproduktion betrachtet. Durch eine kombinierte Strom- und Wärmeproduktion (KWK: Kraft-Wärme-Kopplung) sinkt der elektrische Wirkungsgrad gegenüber einer reinen Stromproduktion, jedoch lässt sich, sofern die dabei anfallende Wärme benötigt wird, der Brennstoffnutzungsgrad deutlich steigern. Im folgenden Abschnitt (3.1.5) wird noch zusätzlich auf das Biogaspotenzial von Kläranlagen, der Nutztierhaltung sowie des Energiepflanzenanbaus eingegangen.

3.1.4.1 Holzartige Biomasse

In Österreich werden derzeit jährlich (Datenbasis 2014/2015) etwa 1.980 GWh elektrische Energie (318 MW elektrische Leistung) und 4.520 GWh Wärme in Biomasse-KWK-Anlagen erzeugt¹⁰. Zusätzlich wurden 2013 noch etwa 49 TWh (Endenergieverbrauch) an Biomasse¹¹ für Wärmeanwendungen eingesetzt (Österreichischer Biomasseverband 2015).

Laut der Waldinventur-Onlinedatenbank¹² (Bundesforschungs- und Ausbildungszentrum für Wald, Naturgefahren und Landschaft 2011, 2017) beträgt der Waldzuwachs jährlich etwa 30,4 Mio. Vorratsfestmeter (Vfm). Diesem Waldzuwachs steht eine Nutzung von jährlich etwa 26,0 Mio. Vfm gegenüber. Dies bedeutet, dass der österreichische Waldvorrat derzeit um ca. 4,4 Mio. Vfm pro Jahr

¹⁰ Industrielle Anlagen sind an dieser Stelle ausgenommen (z.B. Laugenverwertung einer Papierfabrik).

¹¹ Holzbasierte Biomasse inkl. Laugen, Hausmüll Bioanteil sowie sonstige feste Biogene.

¹² Datenherkunft Waldinventur 2007/09.

steigt. Im Sinne einer nachhaltigen Waldnutzung¹³ könnte dieser derzeit ungenutzte Waldzuwachs für die Holz- und Energiewirtschaft eingesetzt werden. Dabei müssen etwa 20 % Ernteverluste (z.B. Rinde oder Wipfel) (Forstliche Ausbildungsstätte Ossiach) abgezogen werden, welche im Wald verbleiben. Zusätzlich wird angenommen, dass sich 20 % des Waldes in unwegsamem Gelände (z.B. zu steile Hanglagen) befindet. Somit bleiben noch etwa 2,8 Mio. nutzbare Erntefestmeter (Efm).

Der österreichische Wald setzt sich derzeit zu 80,2 % aus Nadelholz (ca. 1.904 kWh/Fm¹⁴), 17,0 % Hartlaub (ca. 2.692 kWh/Fm¹⁵) sowie 2,8 % Weichlaub (ca. 1.703 kWh/Fm¹⁶) zusammen (Bundesforschungs- und Ausbildungszentrum für Wald, Naturgefahren und Landschaft 2017). Dies ergibt einen nach Baumart und Vorkommen gewichteten mittleren Heizwert von etwa 2.030 kWh pro Festmeter luftgetrocknetes Holz¹⁷. Unter der Annahme, dass die 2,8 Millionen Erntefestmeter zur direkten Verbrennung verwendet werden, ergibt sich ein thermisches Energiepotenzial von 5.700 GWh pro Jahr. Beim Einsatz in großen Biomasse-KWK-Holzverbrennungsanlagen mit Dampfturbine, welche einen elektrischen Wirkungsgrad von etwa 27 %¹⁸ erreichen, können somit jährlich etwa 1.500 GWh elektrische Energie erzeugt werden. Hingegen können beim Einsatz von kleineren Biomasse Kraftwerken mit ORC-Prozess nur Wirkungsgrade von etwa 16 %¹⁹ erreicht werden. Dies entspricht einer jährlichen Stromproduktion von etwa 900 GWh. Da der Waldzuwachs sowie die Nutzung für jedes Bundesland vorliegen, kann das Stromproduktionspotenzial je Bundesland berechnet werden. Die bereits bestehenden Biomasse-KWK-Anlagen werden über das Flächenverhältnis je Bezirk zu Österreich aufgeteilt.

In dieser Studie wird der Einsatz von Dampfturbinen zur Stromerzeugung aus holzartiger Biomasse angenommen, wodurch das zusätzliche elektrische Potenzial zu 1.500 GWh bestimmt wird. Zusätzlich wird von einem zusätzlichen Wärmeauskopplungspotenzial in der Höhe von 3.300 GWh²⁰ ausgegangen. Dabei wird die derzeitige Verwendung von Bioenergieträgern für die Wärmebereitstellung nicht reduziert. Eine Übersicht ist in Tabelle 4 ersichtlich.

Im Vergleich dazu, die Studie „Energieautarkie für Österreich 2050“ (Streicher et al. 2010) geht davon aus, dass die energetische Holznutzung in Zukunft nicht steigen wird. Jedoch erwartet diese Studie, dass sich der aus holzartiger Biomasse erzeugte Strom bis 2050 etwa verdoppeln wird (Streicher et al. 2010).

¹³ Dies bedeutet keine Reduktion des Waldbestands.

¹⁴ Repräsentiert durch den Heizwert der Baumart Fichte pro Festmeter (kWh/Fm), Wassergehalt 20 % (Bayerische Landesanstalt für Wald und Forstwirtschaft 2014).

¹⁵ Repräsentiert durch den Heizwert der Baumart Buche pro Festmeter (kWh/Fm), Wassergehalt 20 % (Bayerische Landesanstalt für Wald und Forstwirtschaft 2014).

¹⁶ Repräsentiert durch den Heizwert der Baumart Pappel pro Festmeter (kWh/Fm), Wassergehalt 20 % (Bayerische Landesanstalt für Wald und Forstwirtschaft 2014).

¹⁷ Luftgetrocknetes Holz hat einen Wassergehalt von 15 bis 20 % (Bayerische Landesanstalt für Wald und Forstwirtschaft 2014).

¹⁸ Dampfkraftwerksprozess wie z.B. Biomassekraftwerk Wien Simmering (26,5 % elektrischer Wirkungsgrad im KWK-Betrieb (Wien Energie GmbH | Wien Energie Vertrieb GmbH & Co KG 2017)) oder Biomassekraftwerk Linz Mitte (27,8 % elektrischer Wirkungsgrad (LINZ AG)). Da der Wirkungsgrad unter anderem von der ausgekoppelten Wärmemenge abhängt, kann sich der reale elektrische Wirkungsgrad, je nach tatsächlichem Wärmebedarf am Standort, erhöhen oder reduzieren. Durch den Einsatz von Vergasern anstelle einer Feuerung könnten noch etwas höhere elektrische Wirkungsgrade erreicht werden.

¹⁹ Elektrischer Wirkungsgrad ORC-Prozess (ca. 18 % lt. Obernberger et al. 2002) multipliziert mit dem Wirkungsgrad Feuerung (angenommen 90 %). Je nach ausgekoppeltem Wärmebedarf kann der elektrische Wirkungsgrad auch geringer ausfallen.

²⁰ Annahme: Brennstoffausnutzungsgrad 85 % (87 % beim Biomassekraftwerk Linz Mitte (LINZ AG), 80 % Biomassekraftwerk Wien Simmering (Wien Energie GmbH | Wien Energie Vertrieb GmbH & Co KG 2017), elektrischer Wirkungsgrad 27 % (siehe Fußnote 18).

Tabelle 4: In dieser Studie berücksichtigtes holzartiges Biomassepotenzial.¹¹

Gesamtes Potenzial 2050 in TWh	
Elektrisches Potenzial	3,5
Thermisches Potenzial	52,1

3.1.4.2 Halmgutartige Biomasse

Nach der Abschätzung in der Studie „Energieautarkie für Österreich 2050“ (Streicher et al. 2010) gibt es in Österreich in jährliches Potenzial von etwa 1.600 GWh Stroh. Es wird für diese Potenzialabschätzung der Wirkungsgrad eines KWK-Strohkraftwerks mit dem zuvor ermittelten Wirkungsgrad von 27 %¹⁸ angenommen. Damit lässt sich ein jährliches Strompotenzial aus Stroh in der Höhe von ca. 400 GWh berechnen (siehe Tabelle 5). Erfolgt die Stromerzeugung in einem kleineren Biomasse-KWK-Kraftwerk mit ORC-Prozess ergibt sich mit dem zuvor genannten ORC-Wirkungsgrad von ca. 16 %¹⁹ ein Strompotenzial von etwa 260 GWh pro Jahr. Eine Verortung der Strohpotenziale erfolgt mithilfe der Getreideanbauflächen je Bundesland (Statistik Austria 2012).

Die bei der Verwendung holz- oder halmgutartiger Biomasse in KWK-Anlage mit Dampf- oder ORC-Prozess anfallende Wärme kann in der Umgebung ebenfalls zur Substitution von fossilen Energieträgern eingesetzt werden. Um eine möglichst hohe Wärmenutzung sicherzustellen, werden solche KWK-Anlagen oft wärmegeführt²¹ betrieben. Beim Einsatz eines KWK-Strohkraftwerks mit einem Brennstoffnutzungsgrad von 85 %²⁰ kann ein Wärmeauskopplungspotenzial in der Höhe von etwa 900 GWh berechnet werden (siehe Tabelle 5).

Tabelle 5: In dieser Studie berücksichtigtes halmgutartiges Biomassepotenzial.

Gesamtes Potenzial 2050 in TWh	
Elektrisches Potenzial	0,4
Thermisches Potenzial	0,9

3.1.5 Biogas

Für die Bereitstellung von Biogas können unterschiedliche Einsatzstoffe verwendet werden. Im Gegensatz zu elektrischer Energie kann Biogas einfach gespeichert werden und bei Bedarf in elektrische Energie umgewandelt werden. Aktuell erzeugen die österreichischen Biogasanlagen 560 GWh Strom pro Jahr (80 MW elektrische Leistung), 300 GWh Wärme sowie 90 GWh Biomethan (Österreichischer Biomasseverband 2015).

3.1.5.1 Viehhaltung

Die Exkremente von Tieren können in Biogasanlagen eingesetzt werden, um Biogas zu erzeugen. Um das Potenzial zu erheben, kann die aktuelle Anzahl der Tiere mit dem Biogaspotenzial bzw. Methangaspotenzial²² der jeweiligen Tierart multipliziert werden. Dabei wird davon ausgegangen, dass sich die Tiere im Mittel nur etwa 75 % der Zeit in einem Stall befinden. Dies ist relevant, da die Einsammlung der Exkremente von Weiden als nur sehr schwer machbar erachtet wird.

²¹ Dies bedeutet, dass das Kraftwerk dann betrieben wird, wenn ein Wärmebedarf besteht.

²² Von der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) veröffentlicht.

2016 gab es in Österreich insgesamt 1.954.296 Rinder (davon 539.848 Milchkühe) (Bundesanstalt für Agrarwirtschaft) sowie 2.669.035 Schweine (Statistik Austria 2017b). Andere Tierarten wurden in dieser Potenzialabschätzung nicht berücksichtigt. Durch die Multiplikation der Tiere mit dem Methangaspotenzial²³ sowie den Heizwert des Methangases²⁴ kann der Energieinhalt abgeschätzt werden zu etwa 3.500 GWh pro Jahr (siehe Tabelle 6). Da Anzahl der gehaltenen Tiere je Bundesland bekannt ist, kann dieses Biogaspotenzial einfach auf die verschiedenen Bundesländer aufgeteilt werden. In der Studie „REGIO Energy“ (Stanzer et al. 2010) wurde ein gemeinsames reduziertes technisches Potenzial durch Grünland und Viehwirtschaft in der Höhe von 8.186 GWh Methangas bestimmt.

Tabelle 6: In dieser Studie berücksichtigtes Methangaspotenzial durch Viehzucht.

Gesamtes Potenzial 2050 in TWh	
Methangaspotenzial	3,5

3.1.5.2 Ackerbau

Der Anbau von Pflanzen wie z.B. Mais oder Raps auf Äckern für die energetische Nutzung steht immer im direkten Flächenkonflikt mit dem Anbau von Lebens- und Futtermittel. Aus diesem Grund wird in dieser Potenzialanalyse darauf geachtet, dass trotz dem Flächenverbrauch von Energiepflanzen noch ausreichend Flächen für Nahrungs- und Futtermittel vorhanden sind.

Im Projekt ALPot (Kalt et al. 2010) wurde u.a. die landwirtschaftliche Flächennutzung im Jahr 2030 in Abhängigkeit der Rahmenbedingungen (Förderpolitik)²⁵ untersucht. So sieht die Studie im Jahr 2030 der Anteil der Fläche für Energiepflanzennutzung im Verhältnis zur gesamten landwirtschaftlichen Fläche zwischen 4 % (81.402 ha) und 30 % (630.242 ha). Werden beide Bereiche mittelmäßig oder stark gefördert, beträgt der Flächenanteil der Energiepflanzen 10 % (214.713 ha)²⁶ oder 21 % (444.211 ha)²⁷ (Kalt et al. 2010).

Eine zukünftige mögliche Flächenkonkurrenz und damit notwendige Nahrungs- und Futtermittelimporte hängt unter anderem auch von Themen wie z.B. Lebensmittelverschwendung ab. Auf der anderen Seite kann die energetische Nutzung von überschüssigen Nahrungs- und Futtermittel in Jahren mit hohen Erntemengen auch marktentlastend und –stabilisierend eingesetzt werden (Kalt et al. 2010).

Im Folgenden wird für diese Studie eine konservative Flächennutzung für Energiepflanzen von 214.713 ha aus dem Projekt ALPot übernommen um sicherzustellen, dass die Energieproduktion nicht auf Kosten der Nahrungs- und Futtermittelproduktion erfolgt²⁸. Im Sinne einer maximalen Stromproduktion wird die gesamte Fläche ausschließlich für die Biogasproduktion eingesetzt. Mit

²³ Alle Rinder, welche nicht als Milchkühe eingesetzt werden, werden an dieser Stelle als Mastrinder betrachtet. Es wurden folgende Methanpotenziale verwendet. Milchkuh: 289 Nm³/Jahr, Mastrindes: 185 Nm³/Jahr, Mastschweines: 19 Nm³/Jahr (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR)).

²⁴ Von der FNR veröffentlicht mit 9,97 kWh/Nm³ (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR)).

²⁵ Es wurden neun Szenarien untersucht mit den Rahmenbedingungen „pro“, „trend“ und „contra“ sowohl für die Landwirtschaft als auch die Bioenergieproduktion betrachtet (Kalt et al. 2010).

²⁶ Rahmenbedingungen für sowohl Landwirtschaft als auch Bioenergie „trend“.

²⁷ Rahmenbedingungen für sowohl Landwirtschaft als auch Bioenergie „pro“.

²⁸ Zum Vergleich, die Studie „Energieautarkie für Österreich 2050“ (Streicher et al. 2010) geht von einem Flächenpotenzial von 176.400 ha für Energiepflanzen aus.

einem mittleren Ertrag von $4.945 \text{ Nm}^3/\text{ha}^{29}$ Methangas kann damit ein energetisches Potenzial in der Höhe von etwa 10.600 GWh pro Jahr bestimmt werden (siehe Tabelle 7). Durch Agrarstrukturerhebung (Statistik Austria 2012) sind die derzeitigen Ackerflächen je Bundesland bekannt. Das Potenzial wird entsprechend der derzeitigen Ackerfläche auf die verschiedenen Bundesländer verteilt.

Als Vergleich, die Studie „REGIO Energy“ (Stanzer et al. 2010) bestimmte ein reduziertes technisches Nettoenergiepotenzial durch Ackerbau in der Höhe von 7.300 GWh (technisches Potenzial ca. 15.000 GWh).

Tabelle 7: In dieser Studie berücksichtigtes Methangaspotenzial durch Ackerbau.

Gesamtes Potenzial 2050 in TWh	
Methangaspotenzial	10,6

3.1.5.3 Kläranlagen

Die Kapazität von Abwasseraufbereitungsanlagen wird in Einwohnerwerten (EW_{60})³⁰ angegeben. 2014 betrug die Kapazität aller österreichischen kommunalen Kläranlagen 21.774.000 EW_{60} (Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft 2016). Durch den Einsatz von Faultürmen kann der Klärschlamm energetisch verwendet werden. Mithilfe des spezifischen Faulgasanfalls von etwa $25 \text{ l}/(\text{EW}_{60} \cdot \text{d})^{31}$ (Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e.V. 2013) kann das jährliche Faulgaspotenzial auf etwa 199 Mio. m^3 geschätzt werden. Da Faulgas einen Heizwert von etwa $6,4 \text{ kWh}/\text{Nm}^3$ (Bischofsberger 2005) besitzt, kann der Energieinhalt dieses Potenzials mit etwa 1.300 GWh pro Jahr angegeben werden (siehe Tabelle 8). Mithilfe der Einwohner je Bezirk wird dieses Potenzial geografisch aufgeteilt.

Tabelle 8: In dieser Studie berücksichtigtes Methangaspotenzial durch Kläranlagen.

Gesamtes Potenzial 2050 in TWh	
Methangaspotenzial	1,3

3.1.5.4 Zusammenfassung Biogas

In Summe ergibt sich somit ein Methangaspotenzial aus den Biogasanlagen in der Höhe von 15.400 GWh (ca. 1,5 Mrd. m^3 Methangas) pro Jahr (siehe Tabelle 6 bis Tabelle 8). Beim Einsatz in einem Blockheizkraftwerk mit Verbrennungskraftmaschine³² kann aus diesem Gas elektrische Energie im Ausmaß von ca. 6.200 GWh pro Jahr erzeugt werden. Wird ein Brennstoffnutzungsgrad von 85 %²⁰ im KWK-Betrieb angenommen, können zusätzlich noch etwa 6.900 GWh Wärme bereitgestellt werden (siehe Tabelle 9). Sofern die Blockheizkraftwerke nicht wärmegeführt betrieben werden,

²⁹ Mittlerer Methangasertrag von Silomais (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR)).

³⁰ Der Einwohnerwert beschreibt die Schmutzmenge in den Abwässern. Dabei entspricht ein Einwohnerwert der durchschnittlichen anfallenden Schmutzmenge einer Einzelperson pro Tag. Die Schmutzmenge wird über den zur Aufbereitung benötigten Sauerstoffbedarf definiert (EW_{60} bedeutet 60 g biochemischer Sauerstoffbedarf pro Person und Tag). Da neben dem Abwasser der Bevölkerung auch industrielles Abwasser anfällt, ist die Summe der österreichischen Einwohnerwerte deutlich größer als die Bevölkerungsanzahl. (Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft 2015).

³¹ Dieser Wert wird von weniger als 50 % der 130 untersuchten Kläranlagen unterschritten.

³² Elektrischer Wirkungsgrad mit 40 % angenommen.

können diese, aufgrund der schnellen Laständerungsraten die mit Gas-BHKWs erzielt werden können, kurzfristig auf die aktuelle, fluktuierende Erzeugung von Windkraft und PV reagieren.

Tabelle 9: In dieser Studie berücksichtigtes Biogaspotenzial.

Gesamtes Potenzial 2050 in TWh	
Elektrisches Potenzial	6,2
Thermisches Potenzial	6,9

3.1.5.5 Gärrest³³

Neben dem direkten Biogaspotenzial kann auch noch der Gärrest energetisch verwendet werden. Dabei muss berücksichtigt werden, dass der Gärrest einen typischen Trockensubstanzgehalt von etwa 6,6 %³⁴ (bezogen auf die Frischmasse (FM)) besitzt. Durch eine Steigerung des Trockensubstanzgehalts kann auch der Heizwert deutlich erhöht werden. So wird im Folgenden ein Heizwert des Gärrests in der Höhe von 15 MJ/kg³⁵ bei 90 % Trockensubstanzgehalt angenommen. Mithilfe einer mechanischen fest/flüssig Trennung (z.B. Pressschnecke/seperator) kann der Anteil der Trockensubstanz zunächst auf ca. 30 % erhöht werden. Zur weiteren Steigerung des Trockensubstanzgehalts können beispielsweise Trockner eingesetzt werden. Dabei muss in der Praxis mit einem thermischen Energieeinsatz von ca. 1 bis 1,6 kWh pro Liter auszugetragenen Wasser gerechnet werden (Raussen und Kern 2016).

Laut der Materialflusserhebung der steiermärkischen Biogasanlagen³⁶ fallen bei der Erzeugung von 36 Mio. m³/a Biogas 239.000 Tonnen Gärrest³⁷ an. Nach diesen Zahlen müssten bei dem zuvor ermittelten Methangaspotenzial, unter einer angenommenen Biogaszusammensetzung von 50 % Methangas und 50 % Kohlendioxid, etwa 20,5 Mio. t Gärrest anfallen. Unter Annahme der zuvor festgelegten mittleren 6,6 % Trockensubstanz im Gärrest ergibt sich so jährlich eine getrocknete Gärrestmasse von ca. 1,5 Mio. t (bei 90 % Trockensubstanzgehalt). Dies entspricht einem Energieinhalt von ca. 6.300 GWh. Jedoch werden für die Trocknung zwischen 3.000 und 4.800 GWh thermische Energie benötigt.

Wird dieser Gärrest in einem Biomasse-KWK-Kraftwerk mit Dampfprozess eingesetzt, können daraus etwa 1.700 GWh elektrische Energie und 3.600 GWh thermische Energie erzeugt werden²⁰. Wird stattdessen ein ORC-Prozess eingesetzt, können 1.000 GWh elektrische Energie und 4.300 GWh thermische Energie bereitgestellt werden³⁸. Je nach Prozess und -führung kann somit der gesamte Wärmebedarf für die Trocknung durch die Wärmeauskopplung des KWK-Kraftwerks bereitgestellt werden. Unter der Annahme, dass die verfügbare Abwärme des Dampfprozesses exakt der zur

³³ Es wird in dieser Arbeit nicht zwischen den Gärresten von Biogasanlagen und Klärschlämmen aus Kläranlagen mit Faultürmen differenziert, auch wenn Unterschiede nicht auszuschließen sind.

³⁴ Mittelwert von Anlagen mit nachwachsenden Rohstoffen: 7,0 % FM, Mittelwert Anlagen mit Bioabfällen: 6,1 % FM (Landwirtschaftliches Technologiezentrum Augustenberg (LTZ) 2008).

³⁵ z.B. 15,8 MJ/kg bei 9,2 % Wassergehalt (Starcevic et al. 2009), 15,0 MJ/kg bei 9,9 % Wassergehalt (Starcevic et al. 2009), 14,4 MJ/kg bei 6 % Wassergehalt (Dengel et al. 2016), 17,59 MJ/kg bei 0 % Wassergehalt (Zeng et al. 2012).

³⁶ Datenerhebung 2005 mit 36 Anlagen in Betrieb sowie vier in Planung (Himmel 2007).

³⁷ Es wurde ein Inputmix aus Silage, Gülle, Abfälle der Lebensmittelindustrie, landwirtschaftliche Reststoffe, Speisereste, Altfette und Sonstige betrachtet (Himmel 2007).

³⁸ Annahmen: Brennstoffnutzungsgrad 85 %, elektrischer Wirkungsgrad 40 % (siehe Fußnote 20 und 32)

Trocknung des Gärrests benötigten Wärmemenge entspricht, wird in weiterer Folge von einem elektrischen Potenzial in der Höhe von 1.700 GWh ausgegangen (siehe Tabelle 10).

Die geografische Aufteilung der Gärrestpotenziale erfolgt analog zur Aufteilung der Biogaspotenziale.

Tabelle 10: In dieser Studie berücksichtigtes Gärrestpotenzial.

Gesamtes Potenzial 2050 in TWh	
Elektrisches Potenzial	1,7
Thermisches Potenzial	0,0

3.1.6 Sonstige Biomassepotenziale

Alle weiteren, bisher noch nicht genannten Biomassepotenziale werden nun an dieser Stelle diskutiert. Da häusliche Bioabfälle sowie Abfälle aus Industrie und Gewerbe derzeit entweder kompostiert oder in Müllverbrennungsanlagen thermisch verwertet werden, werden sie in dieser Studie nicht berücksichtigt.

Nach der Studie „Energieautarkie für Österreich 2050“ (Streicher et al. 2010) gibt es in Österreich ein jährliches Potenzial von etwa 800 GWh nutzbarem Altspesiefett und -öl. Derzeit werden diese Fette und Öle i.d.R. zu Biodiesel verarbeitet. 2050 könnte dieses Potenzial mithilfe von Blockheizkraftwerken elektrische Energie im Ausmaß von etwa 300 GWh³² bereitstellen.

(Streicher et al. 2010) führt noch folgende weitere Biomassepotenziale auf: Grünlandaufwuchs (kein Potenzial vorhanden), Ernterückstände (kein Potenzial vorhanden), Landschaftspflegeholz (ca. 140 GWh/a thermisch).

In dieser Studie werden weder die Altspesiefette und -öle noch das Landschaftspflegeholz unter Anbetracht des geringen Energieinhaltes berücksichtigt.

3.1.7 Zusammenfassung der Potenziale

Die in den Abschnitten 3.1.1 bis 3.1.6 vorgestellten Potenziale im Jahr 2050 sind in Tabelle 11 (elektrisch) und Tabelle 12 (thermisch) zusammengefasst dargestellt. Dem gegenübergestellt sind in diesen Tabellen auch aktuelle Zahlen der derzeitigen, erneuerbaren Erzeugung.

Neben den bereits genannten erneuerbaren Energieträgern werden derzeit in Österreich noch einige weitere genutzt. So betrug der Endenergieverbrauch an biogenen Treibstoffen im Jahr 2013 etwa 6 TWh (Österreichischer Biomasseverband 2015). Durch Umgebungswärme und Geothermie wurde im Jahr 2015 ein Endenergieverbrauch von 2 TWh bzw. 0,08 TWh gedeckt (Statistik Austria 2016a). In Summe wird aktuell ein Endenergiebedarf an Wärme in der Höhe von etwa 59 TWh mit erneuerbarer Energie gedeckt und es werden etwa 47 TWh an elektrischer Energie ins Stromnetz eingespeist (siehe Tabelle 11 und Tabelle 12).

Bei der Ermittlung des Gesamtpotenzials für das Jahr 2050 wird die Annahme getroffen, dass keine Biotreibstoffe mehr benötigt werden. Entsprechend dieser Annahme werden die derzeit dafür benötigten Ackerflächen in Zukunft für die Biogasproduktion eingesetzt. In Summe ergibt sich für Österreich im Jahr 2050 ein gesamtes Potenzial in der Höhe von etwa 113 elektrischer und etwa 106 TWh thermischer Energie (siehe Tabelle 11 und Tabelle 12).

Tabelle 11: Übersicht über die Potenziale für erneuerbaren Strom 2050 (Quellenangaben siehe Text).

	Aktuelle Nutzung in GWh	Potenzial 2050 in GWh
Photovoltaik Freiflächen	1.096*	22.800
Photovoltaik Gebäudehülle		9.900
Windkraft	5.700	18.000
Wasserkraftwerke	38.100	50.800
Biomasse (Holz- und Halmgutartig)	1.980	3.900
Biogas inkl. Gärrest	560**	7.800***
Summe	47.456	113.300

* keine Aufteilung zwischen Freiflächen und Gebäudehüllen angegeben, ** ohne Kläranlagen, *** Abweichung zu der Summe der Einzelwerte aufgrund der Rundung

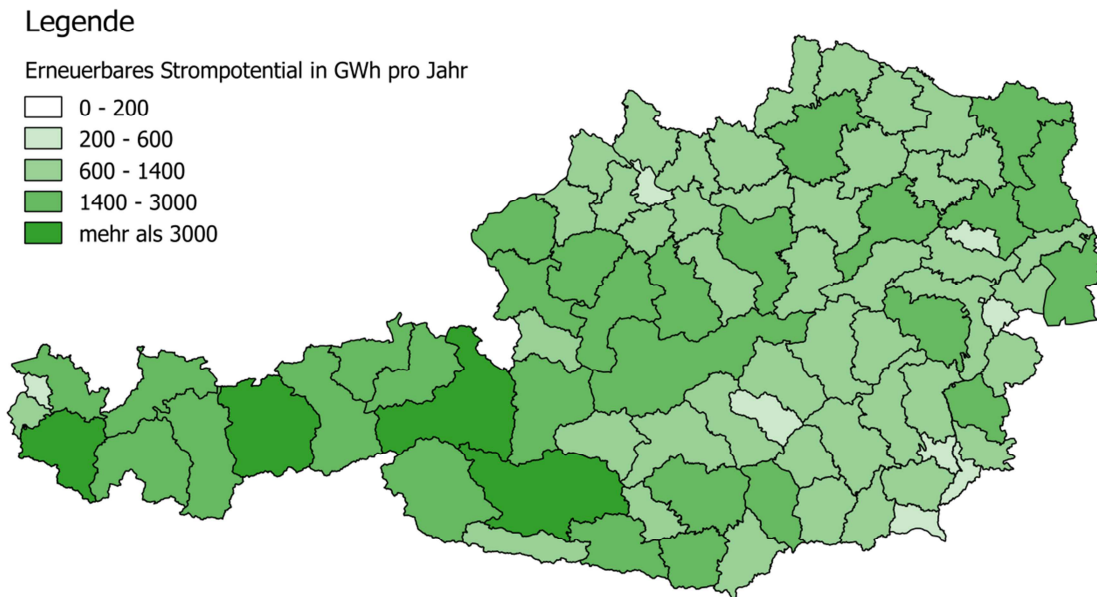
Tabelle 12: Übersicht über die Potenziale für erneuerbare Wärmeanwendungen 2050 (Quellenangaben siehe Text).

	Aktuelle Nutzung in GWh	Potenzial 2050 in GWh
Thermische Nutzung von Biomasse	48.800 ¹¹	59.900
Biotreibstoffe	6.100	0
Solarthermie	2.100	46.000
Umgebungswärme	2.000	k.A.
Geothermie	80	k.A.
Summe	59.280	105.900

3.1.8 Kartendarstellung des erneuerbaren Strompotenzials in Österreich 2050

In Abbildung 1 ist das orts aufgelöste Potenzial an erneuerbarem Strom (Wasserkraft, Windkraft, Photovoltaik, Biomasse und Biogas) im Jahr 2050 dargestellt. Die Potenziale, welche nur auf Bundeslandebene ermittelt werden konnten, wurden äquivalent der Fläche der Bezirke (Stand 2011, einige Bezirke wurden zusammengefasst) aufgeteilt. Bei der Beurteilung der Qualität konnten aufgrund der verfügbaren Datenlage kein Vergleich mit anderen orts aufgelösten Daten durchgeführt werden. Aus diesem Grund sollte diese Karte nur als Tendenz gesehen werden und Abweichungen einzelner Bezirke können nicht ausgeschlossen werden. Das größte erneuerbare Strompotenzial hat der Bezirk Spittal an der Drau mit etwa 4.000 GWh/a. Im Vergleich dazu, das geringste Potenzial hat der Bezirk Fürstenfeld mit nur etwa 300 GWh pro Jahr.

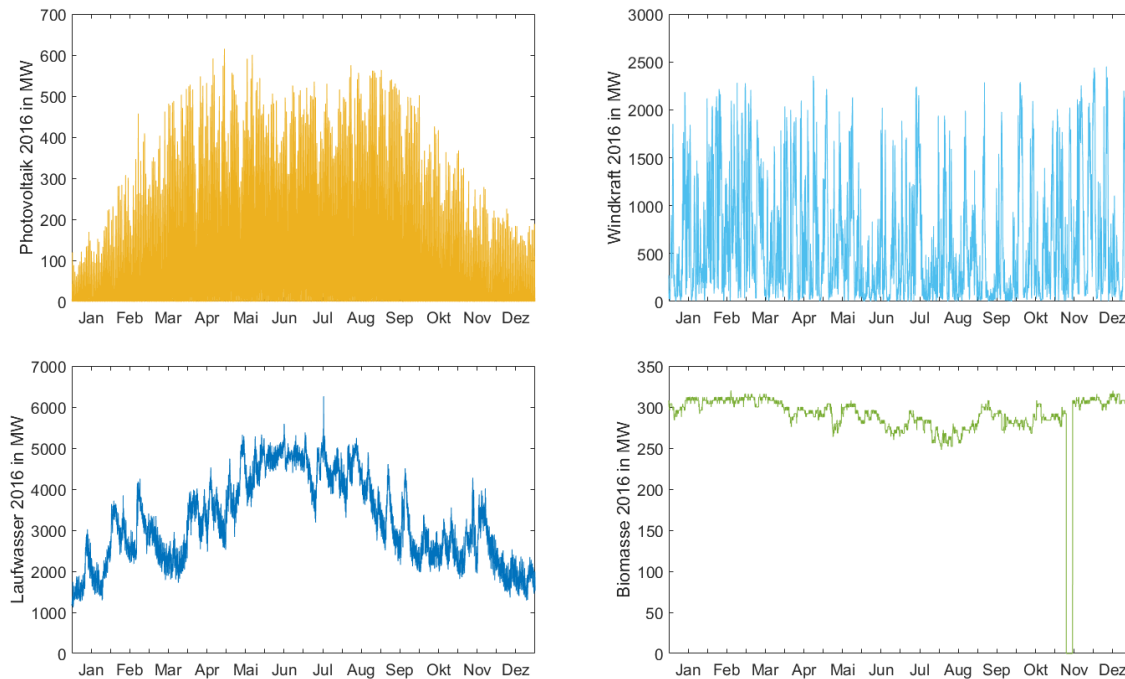
Abbildung 1: Geografische Darstellung des erneuerbaren Strompotenzials in Österreich (Hinweis: einige Bezirke wurden zusammengefasst. Datenquelle Bezirks Grenzen: CC-BY-3.0: Statistik Austria - data.statistik.gv.at).



3.1.9 Erneuerbare Einspeiseprofile

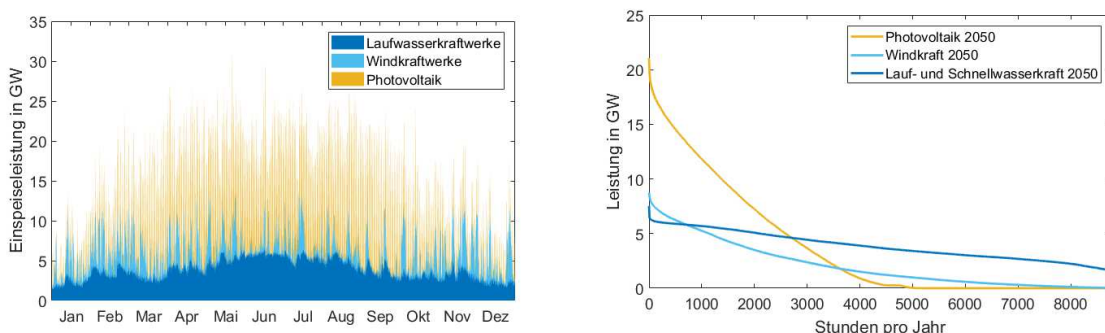
Zur Ermittlung der erneuerbaren Einspeiseprofile wurden die Erzeugungsprofile des Jahres 2016 (Austrian Power Grid AG 2018a) verwendet. Diese Profile besitzen eine Auflösung von 15 Minuten und sind aufgeschlüsselt nach verschiedenen Energiequellen, wie z.B. Laufwasserkraft, Pumpwasserkraft, Windkraft, Photovoltaik usw. Die Lastgänge für Photovoltaik, Wind, Schnell- und Laufwasserkraftwerke sowie Biomasse sind in Abbildung 2 dargestellt. Sowohl bei Photovoltaik, als auch Schnell- und Laufwasserkraftwerken ist ein deutlicher Unterschied in der Erzeugung zwischen Sommer und Winter ersichtlich. Im Vergleich dazu haben Windkraftanlagen in ihrer Energieerzeugung nur geringe saisonale Unterschiede. Anhand des Biomasseprofils wird ersichtlich, dass die aktuellen Richtlinien eine maximale Stromproduktion fördern, was in einem nahezu kontinuierlichen Betrieb resultiert.

Abbildung 2: Einspeiseprofile für Photovoltaik (oben links), Windkraft (oben rechts), Schnell- und Laufwasserkraft (unten links) und Biomasse (unten rechts). Datenbasis: Austrian Power Grid AG 2018a.



Zur Modellierung eines fluktuierenden, erneuerbaren Einspeiseprofiles im Jahr 2050 werden die drei Energieträger Photovoltaik, Wind- und Laufwasserkraft herangezogen. Als Datengrundlage werden die Einspeiseprofile des Jahres 2016 (siehe Abbildung 2) verwendet und entsprechend dem Verhältnis zwischen aktuellem Ausbau und maximal verfügbarem Potenzial (siehe Tabelle 11) skaliert. Das resultierende Einspeiseprofil ist in Abbildung 3 (links) dargestellt. Die geordneten Jahresdauerlinien der drei Erzeugungsarten sind in derselben Abbildung (rechts) ersichtlic. Besonders auffällig ist der der Leistungsverlauf der Photovoltaik. So weist diese im Sommer einige wenige Spitzen mit über 20 GW auf, fällt anschließend steil ab und liefert etwa 4.000 Stunden im Jahr überhaupt keine Energie. Im Gegensatz dazu liefern die Laufwasserkraftwerke eine vergleichsweise konstante Leistung.

Abbildung 3: Überlagerung der erneuerbaren Einspeisung aus Photovoltaik, Wind- und Laufwasserkraftwerke im Jahr 2050 beim Ausbau der möglichen Potenziale (links) und Darstellung der dazugehörigen Jahresdauerlinien (rechts).



Andere erneuerbare Erzeuger (Biomasse, Biogas sowie Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke) werden in Abbildung 3 hingegen nicht dargestellt, da diese in dieser Studie zum individuellen Ausgleich fehlender oder überschüssiger fluktuierender Erzeugungsleistung eingesetzt werden.

3.2 Begriffsdefinitionen zum Energieverbrauch in Österreich

Zur Beschreibung eines Energieverbrauchs muss prinzipiell zwischen Bruttoinlandsverbrauch, Primärenergieverbrauch und Endenergieverbrauch differenziert werden. In Tabelle 13 wird am Beispiel Österreich aus dem Jahr 2016 der Zusammenhang zwischen den Begriffen geklärt. So kann aus Erzeugung, Import, Export und Lagerbewegung der Bruttoinlandsverbrauch bestimmt werden (Gleichung (1)). Dies ist jene Energiemenge, welche im Inland verbraucht wird. Wird nun ausgehend vom Bruttoinlandsverbrauch der nichtenergetische Verbrauch (z.B. Einsatz von Erdgas als Rohstoff in der Chemieindustrie) abgezogen, so kann der Primärenergieverbrauch bestimmt werden (Gleichung (2)). Um nun vom Primärenergieverbrauch auf den Endenergieverbrauch zu kommen, müssen noch die Umwandlungsverluste³⁹, Verbrauch des Sektors Energie⁴⁰ sowie Transportverluste und Messdifferenzen berücksichtigt werden (Gleichung (3)). Aufgrund der Differenz zwischen Primärenergieverbrauch und Endenergieverbrauch wird ersichtlich, dass für eine vollständige Betrachtung der Endenergieverbrauch alleine nicht ausreichend ist. Somit müssen auch die Umwandlungsverluste sowie der Verbrauch des Sektors Energie berücksichtigt werden.

$$IE + Imp + Exp + \Delta L = BIV \quad (1)$$

$$BIV - NEV = PEV \quad (2)$$

$$PEV - UWE + UWA - VSE = EEV \quad (3)$$

Tabelle 13: Energienutzung (Aufbringung und Verbrauch) in TWh in Österreich im Jahr 2016 (Quelle: Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft 2017).

	Inlandserzeugung	<i>IE</i>	144
+	Importe	<i>Imp</i>	370
-	Exporte	<i>Exp</i>	122
+/-	Lager	ΔL	4
=	Bruttoinlandsverbrauch	<i>BIV</i>	396
-	Nichtenergetischer Verbrauch	<i>NEV</i>	24
=	Primärenergieverbrauch	<i>PEV</i>	372
-	Umwandlungseinsatz	<i>UWE</i>	240
+	Umwandlungsausstoß	<i>UWA</i>	216
-	Verbrauch des Sektors Energie inkl. Transportverluste / Messdifferenzen	<i>VSE</i>	37
=	Energetischer Endenergieverbrauch	<i>EEV</i>	311

³⁹ Umwandlungsverluste sind die Differenz zwischen Umwandlungseinsatz und Umwandlungsausstoß. Beispiel Gaskraftwerk: Umwandlungseinsatz ist das Erdgas, welches in Gaskraftwerk eingesetzt wird und der Umwandlungsausstoß wäre die bereitgestellte elektrische Energie.

⁴⁰ Für die Energieversorgung notwendiger Energieverbrauch. Beispiele: elektrische Energie für den Betrieb von Fernwärmepumpen oder der elektrische Eigenbedarf eines Kraftwerks.

Beispiel: Die Notwendigkeit der Berücksichtigung der Umwandlungsverluste und des Verbrauchs des Sektor Energie soll anhand eines Beispiels illustriert werden. Ein Unternehmen hat einen elektrischen Endenergieverbrauch von $EEV_{El} = 300$ GWh. Aufgrund des zusätzlichen Wärmebedarfs betreibt das Unternehmen eine KWK-Anlage mit Clausius-Rankine-Dampfprozess (elektrischer Wirkungsgrad $\eta_{DP} = 25\%$), welche mit Erdgas betrieben wird. Sowohl die Wärme als auch die elektrische Energie werden ausschließlich zur Deckung des Eigenbedarfs bereitstellt (Umwandlungsausstoß $UWA = EEV_{El}$)⁴¹ und es gibt keine Verbräuche des Sektors Energie ($VSE = 0$ GWh). Aus dem Umwandlungseinsatz (Gleichung (4)) kann der Primärenergieverbrauch bestimmt werden zu $PEV_{DP} = 1200$ GWh (Gleichung (5)). Wird nun statt des Dampfprozesses ein Gas-und-Dampf-Kombinationskraftwerk (elektrischer Wirkungsgrad $\eta_{GuD} = 60\%$) errichtet, könnten bei gleichbleibendem Umwandlungsausstoß der Umwandlungseinsatz auf $UWE_{GuD} = 500$ GWh gesenkt werden (Gleichung (6)). Somit könnte der Primärenergiebedarf um $\Delta PEV = 700$ GWh gesenkt werden (Gleichung (7) und (8)). Trotz dieser enormen Primärenergieeinsparung (von 1200 GWh auf 500 GWh) würde sich der Endenergieverbrauch nicht ändern und bliebe konstant bei 300 GWh. Erst durch die Berücksichtigung der Umwandlungsverluste sowie den Verbräuchen des Sektors Energie neben dem Endenergieverbrauch wird das Energiesystem vollständig betrachtet.

$$UWE_{DP} = \frac{UWA}{\eta_{DP}} = \frac{300}{0,25} = 1200 \text{ GWh} \quad (4)$$

$$PEV_{DP} = EEV_{El} - UWA + UWE_{DP} + VSE = 300 - 300 + 1200 + 0 = 1200 \text{ GWh} \quad (5)$$

$$UWE_{GuD} = \frac{UWA}{\eta_{GuD}} = \frac{300}{0,60} = 500 \text{ GWh} \quad (6)$$

$$PEV_{GuD} = EEV_{El} - UWA + UWE_{GuD} + VSE = 300 - 300 + 500 + 0 = 500 \text{ GWh} \quad (7)$$

$$\Delta PEV = PEV_{DP} - PEV_{GuD} = 700 \text{ GWh} \quad (8)$$

3.3 Verbrauch der österreichischen Industrie

Wie aus dem vorhergehenden Abschnitt ersichtlich, müssen für eine vollumfassende Darstellung neben den Endenergieverbrauch auch Umwandlungsverluste sowie Verbräuche des Sektors Energie berücksichtigt werden. Aus diesem Grund wurde eine Definition auf Basis der Energiebilanzen-Statistik eingeführt. Das Ergebnis ist der so genannt „industrielle Bruttoinlandsverbrauch“ (iBIV). Er beschreibt jene Energiemenge, welche über die Bilanzgrenze „produzierender Bereich“ transportiert wird, mit Ausnahme des nichtenergetischen Verbrauchs. Dabei werden die Unternehmen als „Black Box“ betrachtet und es spielt keine Rolle, was die Unternehmen mit der Energie machen. Es sind also einzig die Energiemengen, welche von den Unternehmen bezogen werden, relevant⁴². Der industrielle Bruttoinlandsverbrauch ist immer gleich groß oder größer als der Endenergieverbrauch⁴³. Die Definition des industriellen Bruttoinlandsverbrauchs ist in Gleichung (9) dargestellt. Die

⁴¹ Hinweis: Unternehmensintern genutzt Wärme scheint in den Energiebilanzen der Statistik Austria nicht auf.

⁴² Mit Ausnahme des nichtenergetischen Verbrauchs.

⁴³ Sofern alle Energieträger berücksichtigt werden.

Erklärungen der einzelnen Positionen inkl. der aktuellen Energiemengen für den gesamten produzierenden Bereich in Österreich sind in Tabelle 14 ersichtlich.

$$UWE_{PB} - UWA_{PB} + VSE_{PB} + EEV_{PB} = iBIV \quad (9)$$

Tabelle 14: Definition des industriellen Bruttoinlandsverbrauchs (iBIV) sowie Berechnung des iBIV für den gesamten produzierenden Bereich in Österreich in TWh im Jahr 2015 (Datenquelle: eigene Berechnung auf Basis von Statistik Austria 2016a).

+	Umwandlungseinsatz (Kokerei, Hochofen, Raffinerie, Holzkohlenproduktion, Unternehmenseigene Kraftwerke und KWK-Anlagen)	UWE_{PB}	157
-	Umwandlungsausstoß (Kokerei, Hochofen, Raffinerie, Holzkohlenproduktion, Unternehmenseigene Kraftwerke und KWK-Anlagen)	UWA_{PB}	145
+	Verbrauch Sektor Energie exkl. Transportverluste / Messdifferenzen (Mineralölverarbeitung, Kokerei, Hochofen)	VSE_{PB}	27
+	Energetischer Endenergieverbrauch der Sektoren des produzierenden Bereichs	EEV_{PB}	87
=	Industrieller Bruttoinlandsverbrauch	$iBIV$	126

Der industrielle Bruttoinlandsverbrauch von Österreich kann folgendermaßen aufgeschlüsselt werden:

- Gesamt: 126 TWh
- Davon Kohle, Öl und Gas: 78 TWh
- Davon Abfall, Biomasse, Wärmepumpe, Solarthermie und Fernwärme⁴⁴: 26 TWh
- Davon elektrische Energie (aus fossilen und erneuerbaren Quellen): 22 TWh

3.3.1 Industrieller Bruttoinlandsverbrauch nach Sektoren

Zum Vergleich, Gewichtung und Bewertung verschiedener industrieller Sektoren⁴⁵ sowie für weiterführende Berechnungen muss der iBIV für jeden Sektor und Energieträger separat bestimmt werden. Zwar liegen die Energiebilanzen-Statistiken für jeden Energieträger und jedes Bundesland vor, jedoch weisen sie nur den Endenergieverbrauch aufgelöst auf die verschiedenen industriellen Sektoren aus (Statistik Austria 2016a). Aus diesem Grund wurden die relevanten Verbräuche des Sektors Energie⁴⁶ sowie die relevanten Umwandlungsverluste⁴⁷ den verschiedenen industriellen Sektoren zugeordnet. Aufgrund nichtvorhandener Daten konnte nur ein Teil der Umwandlungseinsätze

⁴⁴ Fernwärmeeinspeisungen in Wärmenetze werden nicht berücksichtigt.

⁴⁵ Berücksichtigt wurden folgende Sektoren (Statistik Austria 2016a): Eisen- und Stahlerzeugung, Chemie und Petrochemie, Nicht Eisen Metalle, Steine und Erden sowie Glas, Fahrzeugbau, Maschinenbau, Bergbau, Nahrungs- und Genussmittel sowie Tabak, Papier und Druck, Holzverarbeitung, Bau, Textil und Leder, Sonst. Produzierender Bereich.

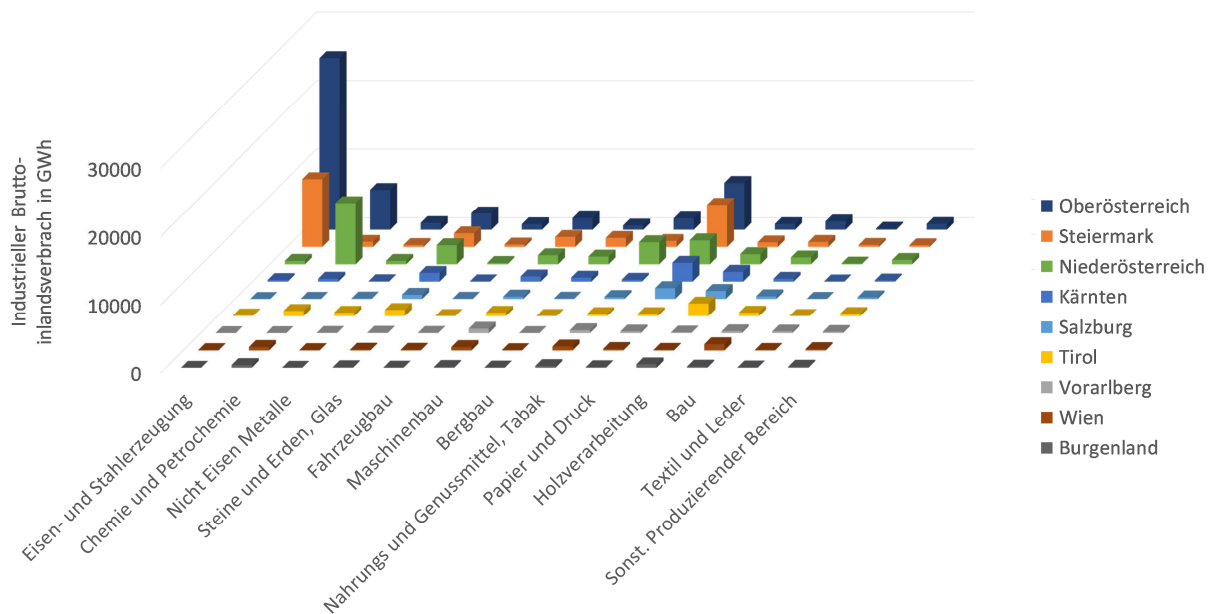
⁴⁶ Zu den Verbräuchen im Sektor Energie im industriellen Bereich zugeordnet wurden: Mineralölverarbeitung (Zuordnung zum Sektor Chemie und Petrochemie), Kokerei (Zuordnung zum Sektor Eisen- und Stahlerzeugung), Hochofen (Zuordnung zum Sektor Eisen- und Stahlerzeugung).

⁴⁷ Zu den Umwandlungsverlusten im industriellen Bereich zugeordnet wurden: Kokerei (Zuordnung zum Sektor Eisen- und Stahlerzeugung), Hochofen (Zuordnung zum Sektor Eisen- und Stahlerzeugung), Raffinerie (Zuordnung zum Sektor Chemie und Petrochemie), Holzkohlenproduktion (Zuordnung zum Sektor Sonst. Produzierender Bereich), Kraftwerke (nicht direkt zuordenbar), KWK-Anlagen (nicht direkt zuordenbar).

und -ausstöße von unternehmenseigenen Kraftwerken und KWK-Anlagen direkt Sektoren zugeteilt werden⁴⁸. Auf Basis einer umfangreichen Literaturrecherche wurden nicht offensichtliche Zuordnungen abgeschätzt⁴⁹.

Im Folgenden wurde der industrielle Bruttoinlandsverbrauch für verschiedene Sektoren und Bundesländer für das Jahr 2015 berechnet und in Abbildung 4 grafisch dargestellt. So stellt jede Zeile ein Bundesland und jede Spalte einen industriellen Sektor dar. Die Höhe des Balkens gibt an, wie groß der entsprechende iBIV ist. In dieser Abbildung wird ersichtlich, welche Industriesektoren den größten Energieverbrauch haben. So benötigt die Eisen- und Stahlherstellung mit Abstand am meisten Energie. Aber auch die Sektoren Chemie und Petrochemie sowie Papier und Druck weisen hohe Bedarfe auf.

Abbildung 4: Darstellung des industriellen Bruttoinlandsverbrauchs je Sektor und Bundesland in GWh im Jahr 2015.



3.3.2 Verortung des industriellen Verbrauchs auf Bezirksebene

Um den industriellen Bruttoinlandsverbrauch geografisch noch weiter aufschlüsseln zu können, wurde ein Modell erstellt. Dieses Modell verwendet ausschließlich öffentlich verfügbare Daten. Es wurde dabei eine Kombination eines Top-Down- sowie eines Bottom-Up-Ansatzes gewählt. Zunächst wurden im Zuge des Bottom-Up-Ansatzes mithilfe von Umwelt- und Nachhaltigkeitsberichten⁵⁰,

⁴⁸ Direkt zugeteilt werden konnten die Umwandlungseinsätze bzw. Umwandlungsausstöße von z.B. Kokereigas oder Gichtgas der Eisen- und Stahlherzeugung oder Ablauge der Papierindustrie.

⁴⁹ Zu den nicht offensichtlichen Zuordnungen der Umwandlungseinsätze bzw. Umwandlungsausstöße zählt z.B. Erdgas, da dieses in Kraftwerken und KWK-Anlagen von verschiedenen Branchen (Eisen- und Stahlherzeugung, Papier und Druck, Chemie und Petrochemie usw.) eingesetzt werden kann.

⁵⁰ Berichte der folgenden Unternehmen wurden verwendet: voestalpine Stahl GmbH 2016, voestalpine Stahl GmbH Kalkwerk Steyrling 2013, voestalpine Stahl Donawitz GmbH 2016, voestalpine Schienen GmbH 2016, voestalpine Wire Austria GmbH und voestalpine Wire Rod Austria GmbH 2014, voestalpine VAE GmbH et al. 2015, voestalpine Tubulars GmbH & Co KG 2016, Lesky 2014, BMW Motoren GmbH 2016, Magna Steyr AG & Co KG 2016, MAN Truck & Bus Österreich AG 2015, Berglandmilch eGen 2014, BRAU UNION ÖSTERREICH AKTIENGESELLSCHAFT 2015, SONNENTOR Kräuterhandels-gesellschaft mbH 2015, Zotter Schokoladen Manufaktur GmbH 2017, Nufarm GmbH & Co KG 2012, Lenzing Aktiengesellschaft 2012, Lenzing Aktiengesellschaft 2016, DPx Fine Chemicals Austria 2015, Sandoz GmbH 2016, Synthesa

welche von Unternehmen auf freiwilliger Basis veröffentlicht werden können, sowie der nationalen Zuteilung von CO₂-Emissionszertifikaten für das Jahr 2017 (Österreichische Emissionshandelsregisterstelle), 39 % des gesamten industriellen Bruttoinlandsverbrauchs aus Abschnitt 3.3.1 auf 47 Unternehmensstandorte aufgeteilt. Dieser so aufgeteilte Teil des industriellen Bruttoinlandsverbrauchs wird in weiterer Folge als $iBIV_{UB}$ bezeichnet. Für die Aufteilung der restlichen 61 %, welche als $iBIV_{RA}$ bezeichnet wird, wurde ein Top-Down-Ansatz angewendet. Dies bedeutet, dass der noch nicht zugeteilte industrielle Bruttoinlandsverbrauch $iBIV_{RA}$ mithilfe von Schlüsseln f_r auf die verschiedenen Regionen r aufgeteilt wird. (Gleichung (10) und (11)).

$$iBIV = iBIV_{UB} + iBIV_{RA} \quad (10)$$

$$iBIV_{RA,r} = f_r * iBIV_{RA} \quad (11)$$

Zur Ermittlung dieser Schlüssel wird näherungsweise ein linearer Zusammenhang zwischen dem $iBIV_{RA}$ und der Anzahl der Beschäftigten N je industriellem Sektor s (Statistik Austria 2011) angenommen⁵¹ (Gleichung (12)).

$$\frac{iBIV_{RA,s}}{N_s} \approx iBIV_{rel,s} = const. \quad (12)$$

$iBIV_{rel,s}$... relativer industrieller Bruttoinlandsverbrauch des Sektors s je Beschäftigtem

Da der $iBIV$ und damit auch der $iBIV_{RA,s}$ für jedes Bundesland B vorliegt bzw. berechnet werden kann, wird für jedes Bundesland und jeden Sektor ein eigener Faktor $iBIV_{rel,s,B}$ bestimmt (analog zu Gleichung (12) nur für jedes Bundesland). Mithilfe der Beschäftigtenzahlen je Sektor und Bezirk $N_{s,b}$ (Statistik Austria 2011) wird der mittels Schlüssel aufgeteilte industrielle Bruttoinlandsverbrauch je Bezirk $iBIV_{RA,b}$ bestimmt (Gleichung (13)).

$$iBIV_{RA,b} = \sum_s N_{s,b} * iBIV_{rel,s,B} \text{ mit } b \in B \quad (13)$$

$iBIV_{rel,s,B}$... relativer industrieller Bruttoinlandsverbrauch des Sektors s je Beschäftigtem im Bundesland B . Der Bezirk b muss im Bundesland B liegen.

Chemie Gesellschaft m.b.H. 2016, Norske Skog Bruck GmbH 2013b, Norske Skog Bruck GmbH 2013a, Brigl & Bergmeister GmbH 2017, Laakrichen Papier AG 2015, Laakrichen Papier AG 2016, Mayr-Melnhof Karton Gesellschaft m.b.H. Werk Frohnleiten 2016, Mayr-Melnhof Karton Gesellschaft m.b.H. Werk Hirschwang 2016, Sappi Austria Produktions-GmbH & Co.KG 2015, Schweighofer Fiber GmbH 2016, Smurfit Kappa Group plc 2016, Salzer Papier GmbH 2015, AMAG Austria Metall AG 2016, Montanwerke Brixlegg AG 2013, Mauschwitz 2017, Vereinigung der Österreichischen Zementindustrie (VÖZ) 2017

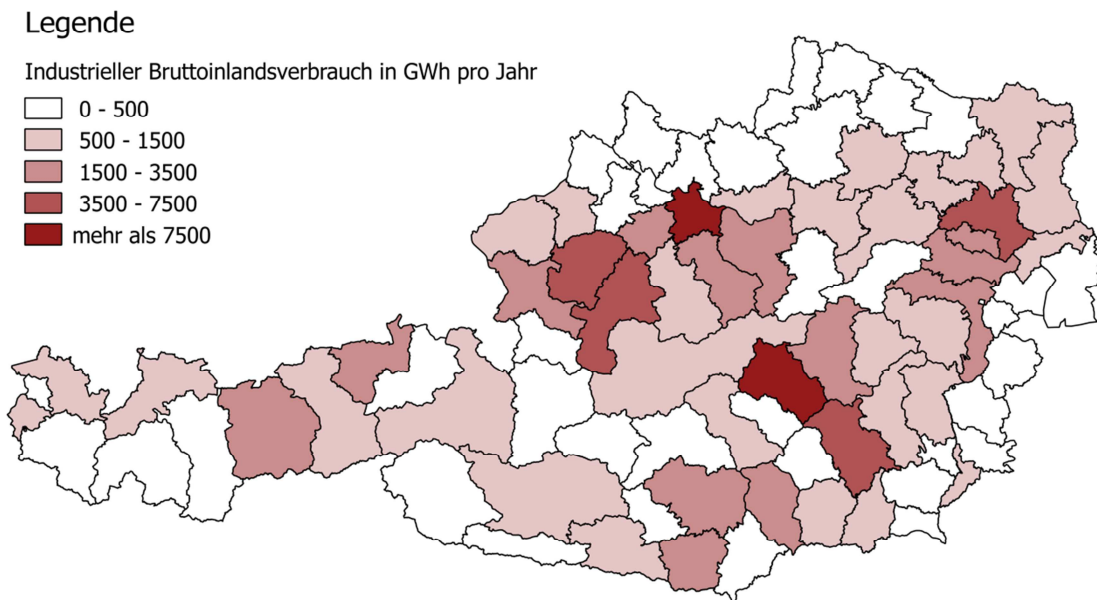
⁵¹ Die Beschäftigtenzahlen wurden um die Beschäftigten der zuvor genannten 47 Unternehmensstandorte korrigiert.

Durch Addition des mittels Umweltberichten auf die Bezirke b aufgeteilten industriellen Bruttoinlandsverbrauchs $iBIV_{UB,b}$ kann abschließend der industrielle Bruttoinlandsverbrauch je Bezirk $iBIV_b$ bestimmt werden (Gleichung (14)).

$$iBIV_b = iBIV_{UB,b} + iBIV_{RA,b} \quad (14)$$

Durch diese Vorgehensweisen konnte der industrielle Bruttoinlandsverbrauch für alle politischen Bezirke (Stand 2011, einige Bezirke wurden zusammengefasst) in Österreich ermittelt werden (siehe Abbildung 5). Den größten industriellen Bruttoinlandsverbrauch weisen die Bezirke Linz mit Umgebung (ca. 30 TWh) sowie Leoben (ca. 8 TWh) auf.

Abbildung 5: Darstellung des industriellen Bruttoinlandsverbrauchs in GWh für die politischen Bezirke in Österreich. (Hinweis: einige Bezirke wurden zusammengefasst. Datenquelle Bezirksgrenzen: CC-BY-3.0: Statistik Austria - data.statistik.gv.at).



3.3.3 Unsicherheiten

Die Beurteilung der Qualität bei der Ermittlung des industriellen Bruttoinlandsverbrauchs sowie dessen geografische Aufteilung wurde qualitativ durchgeführt⁵². Dabei stellten sich folgende Quellen für Unsicherheiten heraus:

- *Energiebilanzen der Statistik Austria*: Genauigkeit der Daten der Statistik Austria wird nicht quantifiziert, aber als gut beurteilt. Von Seiten der Statistik Austria wird festgelegt, dass statistische Effekte (Stichprobenfehler) nicht auszuschließen sind und speziell bei selten verwendeten Energieträgern sehr groß sein können. Eine verzerrende Rolle kann nur bei biogenen Energieträgern nicht ausgeschlossen werden (Statistik Austria 2016b).

⁵² Eine quantitative Unsicherheitsanalyse ist nur sehr schwer möglich, da einerseits verschiedene Datenquellen keine quantitativen Unsicherheiten ausweisen und andererseits können Abschätzungen bzw. Modellannahmen oft nur mit realen Daten validiert werden, welche jedoch nicht zur Verfügung gestanden sind.

- *Arbeitsstättenzählung 2011 der Statistik Austria:* Eine umfangreiche Beschreibung der Qualität kann in der offiziellen Dokumentation (Statistik Austria 2015) nachgelesen werden.
- *Änderung der Beschäftigtenzahlen (Arbeitsstättenzählung 2011) zwischen der Erfassung im Jahr 2011 und 2015⁵³:* Die Arbeitsstättenzählung 2011 ist die letzte verfügbare Statistik, welche Beschäftigtenzahlen je industriellen Sektor und politischen Bezirk ausführt. Aus diesem Grund wurden diese Daten aus dem Jahr 2011 verwendet. Da sich die österreichische Industrielandschaft in einem ständigen Wandel befindet⁵⁴, können Abweichungen in den Jahren 2011 bis 2015 nicht ausgeschlossen werden.
- *Umwelt- und Nachhaltigkeitsberichte:* keine Beurteilung der Qualität von Seiten des Projektteams möglich.
- *Verwendung von Umwelt- und Nachhaltigkeitsberichten aus verschiedenen Jahren:* Bei der Verwendung der Berichte wurde stets darauf geachtet, den jeweils aktuellsten Bericht zu verwenden (sofern Berichte aus verschiedenen Jahren verfügbar sind). Jedoch gibt es auch Unternehmen, bei welchen die neuersten Berichte bereits mehrere Jahre alt sind. In diesen Fällen wurden die Berichte trotzdem verwendet und mit den Energiebilanzen aus dem Jahr 2015 kombiniert, was zu möglichen Verfälschungen⁵⁴ führen kann.
- *Zuordnung der Umwandlungseinsätze und -ausstöße von Kraftwerken und KWK-Anlagen zu den verschiedenen industriellen Sektoren zur Bestimmung des industriellen Bruttoinlandsverbrauchs:* Da die Zuordnung teilweise auf Schätzungen beruht, können an dieser Stelle Abweichungen zur Realität nicht ausgeschlossen werden.
- *Methodischer Fehler durch die Annahme eines linearen Zusammenhangs zwischen Beschäftigtenzahlen und industrieller Bruttoinlandsverbrauch je industriellem Sektor:* Aufgrund der Datenlage konnte die Annahme der Linearität nur in zwei kleinen Stichproben bestätigt werden. Eine vollständig repräsentative Aussage über die Qualität der Methode kann deshalb nicht getroffen werden.

Aufgrund der obig angeführten Unsicherheiten können speziell bei Regionen mit einem geringen industriellen Bruttoinlandsverbrauch deutliche Abweichungen auftreten. Hingegen kann von einer guten Qualität bei Regionen, welche nach diesem Modell einen hohen Verbrauch haben, ausgegangen werden. Aus diesem Grund kann davon ausgegangen werden, dass für den hier verwendeten Verwendungszweck eine ausreichende Genauigkeit vorliegt.

3.3.4 Elektrischer Industrielastgang

Zur Ermittlung des elektrischen Industrielastgangs wurde wie folgt vorgegangen. So wurde zunächst der österreichische Endenergielastgang $P_{LG,EEV}$ des Jahres 2016 (Austrian Power Grid AG 2018b) als Grundlage genommen. Dieser setzt sich zusammen aus dem Lastgang des produzierender Bereichs $P_{LG,PrBe}$, dem Lastgang aller Haushalte $P_{LG,HH}$ (bestimmt nach Standardlastprofil H0), dem gewichtet gemittelten Lastgang aller Gewerbe $P_{LG,GW}$ (bestimmt nach Standardlastprofil G0), dem gewichtet gemittelten Lastgang aller landwirtschaftlichen Betriebe $P_{LG,LW}$ (bestimmt nach Standardlastprofil

⁵³ Bei den Energiebilanzen der Statistik Austria wurde die Datenbasis 2015 verwendet.

⁵⁴ Bedingt durch die Eröffnung neuer Standorte, Expansionen von Standorten, Änderung der Auftragslage, Änderung der eingesetzten Technologien, Standortschließungen usw.

L0), dem Summenlastgang aller Pumpspeicherkraftwerke $P_{LG,PSKW}$, dem Lastgang der Netzverluste $P_{LG,Netz}$ sowie dem Lastgang der elektrisch betriebenen Mobilität⁵⁵ $P_{LG,Mob}$ (siehe Gleichung (15)).

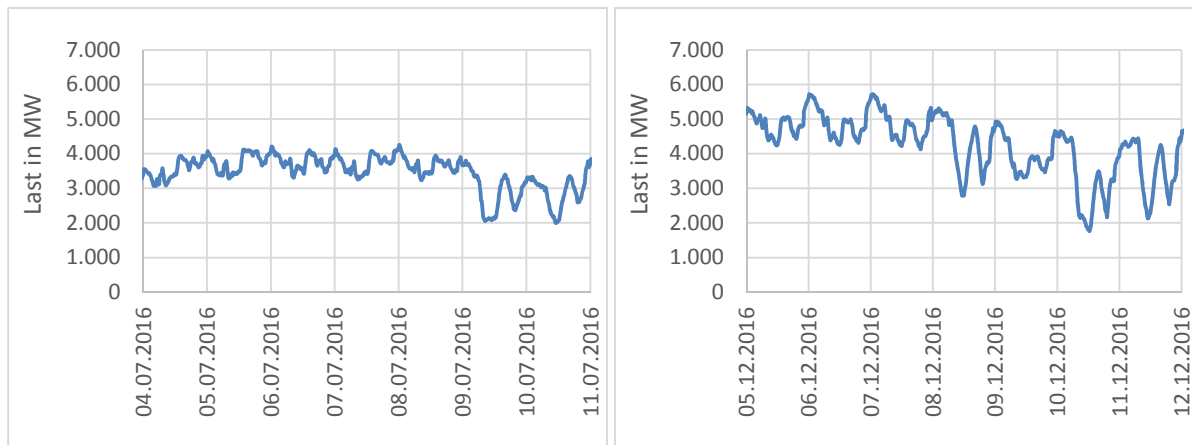
$$P_{LG,EEV} = P_{LG,PrBe} + P_{LG,HH} + P_{LG,GW} + P_{LG,LW} + P_{LG,PSKW} + P_{LG,Netz} + P_{LG,Mob} \quad (15)$$

Wird nun der österreichische Endenergielastgang durch den Summenlastgang aller österreichischen Pumpspeicherkraftwerke (Austrian Power Grid AG 2018a) sowie den Standardlastprofilen H0 (Haushalt), G0 (Gewerbe) und L0 (Landwirtschaft) korrigiert, wie in Gleichung (16) dargestellt, ergibt sich eine Kombination der drei Bereiche produzierender Sektor, Verkehr und Netzverluste. Beim Vergleich dieser drei Bereiche hat der produzierende Sektor einen energetischen Anteil von über 80 % (Statistik Austria 2016a). Aus diesem Grund werden im Folgenden die Bereiche Verkehr und Netzverluste vernachlässigt und der Industrielastgang $P_{LG,Ind}$ näherungsweise durch den zuvor ermittelten Lastgang beschrieben.

$$P_{LG,Ind} \approx P_{LG,EEV} - (P_{LG,HH} + P_{LG,GW} + P_{LG,LW} + P_{LG,PSKW}) = P_{LG,PrBe} + P_{LG,Netz} + P_{LG,Mob} \quad (16)$$

Der so ermittelte Industrielastgang $P_{LG,Ind}$ ist für jeweils eine Woche im Sommer und Winter 2016 in Abbildung 6 dargestellt. Die Wochenenden (9. bis 10.07. bzw. 10. bis 11.12.), der Feiertag am 08.12.2016 sowie der anschließende Fenstertag sind im Lastgang klar ersichtlich. Es fällt auf, dass die Industrie im Winter einen höheren Strombedarf hat.

Abbildung 6: Darstellung des gesamten Industrielastgangs am Beispiel von jeweils einer Woche im Sommer und Winter 2016 (Datenbasis (Austrian Power Grid AG 2018a) und (Austrian Power Grid AG 2018b), eigene Berechnung).



3.3.5 Industriellen Energieverbrauch 2050

In dem vorhergehenden Abschnitt wurde das Vorgehen zur Berechnung des industriellen Bruttoinlandsverbrauchs sowie des gesamten elektrischen Industrielastgangs im Jahr 2016 erläutert. Bei der Bestimmung eines industriellen Bruttoinlandsverbrauchs (inkl. Lastgang) im Jahr 2050, stellte sich Folgendes als heute unbekannt dar:

⁵⁵ Dazu zählen Eisenbahn, Straßenbahn, O-Busse, U-Bahn, Elektroautos usw.

- Veränderung des Wirtschaftsstandorts Österreich bis 2050
- Veränderung durch eine steigende Produktivität
- Einsatz zukünftiger Technologien und neuer industrieller Prozesse
- Integration zusätzlicher Umwandlungsschritte und Speichern (z.B. Power-to-Gas)
- Steigerung der Primärenergieeffizienz

Im Zuge dieser Studie wird ein Szenario angenommen und anschließend analysiert. Dieses Szenario hat nicht den Anspruch die Realität im Jahr 2050 abzubilden. Stattdessen ermöglicht es anhand klar definierter Annahmen einen theoretischen Ausblick. Mithilfe einer solchen Szenariosimulation können konkrete Ergebnisse ermittelt werden. Durch kritische Reflektion sowie Verallgemeinerung der Ergebnisse unter Berücksichtigung der Szenarioannahmen können schließlich allgemeine Aussagen über die Zukunft abgeleitet werden.

In dieser Studie wird ein Szenario mit folgenden Annahmen betrachtet⁵⁶: Im Jahr 2050 sind alle derzeit fossil betriebenen industriellen Prozesse auf den Betrieb mit erneuerbarem Strom umgestellt. Der gesamte Bedarf bleibt gleich, da sich steigende Produktivität, zusätzliche Umwandlungsverluste sowie eine gesteigerte Effizienz aufheben. So bleibt auch der aktuelle elektrische Strombezug der Industrie mengenmäßig gleich, wird jedoch im Jahr 2050 zu 100 % aus erneuerbaren Quellen bereitgestellt.

Im Jahr 2015 betrug der fossile industrielle Bruttoinlandsverbrauch etwa 78 TWh. Daneben gab es im selben Jahr einen elektrischen⁵⁷ industriellen Bruttoinlandsverbrauch von etwa 22 TWh. Davon stammten etwa 15 TWh aus erneuerbaren Quellen und etwa 7 TWh wurden importiert bzw. wurden aus fossilen Quellen bereitgestellt⁵⁸. So ergibt sich in Summe einen zu substituierender Bedarf von etwa 86 TWh⁵⁹. Jedoch muss berücksichtigt werden, dass der industrielle elektrische Strombezug des Jahres 2015 aus erneuerbaren Quellen (etwa 15 TWh) nach den Szenarioannahmen im Jahr 2050 auch weiterhin bereitgestellt werden muss. Aus diesem Grund wird für 2050 ein so genannter „erneuerbarer industrieller Strombedarf 2050“ in der Höhe von etwa 100 TWh⁶⁰ angenommen⁶¹. Zusätzlich ist relevant, dass vom gesamten fossilen Endenergieverbrauch im Jahr 2015 etwa 13,9 % (ca. 5.800 GWh) für Raumwärme und -kälte verwendet wurden (Statistik Austria 2017a).

Um aus diesen Szenarioannahmen einen industriellen Lastgang zu bestimmen wurde der industrielle Lastgang 2016 (aus Abschnitt 3.3.4) mit dem nicht Raumwärme und -kälte abhängigen Faktor⁶² multipliziert und mit einer Außentemperaturabhängigen Funktion⁶³ überlagert. Diese Funktion

⁵⁶ Auf Basis der Vorgaben des Klima- und Energiefonds.

⁵⁷ Entsprechend dem österreichischen Strommix 2015 zu etwa 67 % (Statistik Austria 2016a) aus erneuerbaren Quellen (dazu zählen Wasserkraft, Windkraft, Photovoltaik, Geothermie, biogene Brenn- und Treibstoffe sowie nicht erneuerbare brennbare Abfälle).

⁵⁸ Aufteilung siehe Fußnote 57.

⁵⁹ Fossiler industrieller Bruttoinlandsverbrauch plus den Anteil des elektrischen industriellen Bruttoinlandsverbrauchs welcher entweder importiert wird oder aus fossilen Energieträgern stammt (ca. 33 %, siehe Fußnote 57). Abweichung zu der Summe der Einzelwerte aufgrund der Rundung.

⁶⁰ Summe aus dem zu substituierenden Bedarf plus den aktuellen Strombezug aus erneuerbaren Quellen. Abweichung zu der Summe der Einzelwerte aufgrund der Rundung.

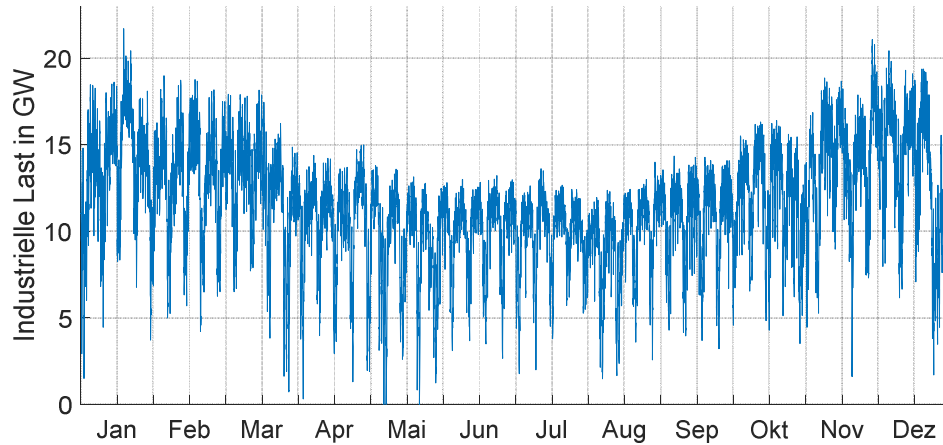
⁶¹ Der erneuerbare industrielle Strombedarf 2050 entspricht dem industriellen Bruttoinlandsverbrauch, exkludiert jedoch den Bedarf an Abfall, biogenen Brenn- und Treibstoffen, Fernwärme und Solarthermie.

⁶² Der Raumwärme und -kälte abhängigen Faktor berechnet sich aus dem erneuerbaren industriellen Strombedarf 2050 sowie dem Anteil der fossilen Endenergie, welche für Raumwärme und -kälte verwendet wird.

⁶³ Mathematisch beschrieben durch eine Periode der Kosinusfunktion. Die Kurve ist entsprechend des fossilen iBIV sowie des Anteils des fossilen Endenergiebedarfs, welcher für Raumwärme und -kälte verwendet wird, skaliert.

beschreibt die saisonalen Änderungen des Raumwärmebedarfs. Das daraus resultierende Modell des industriellen Lastgangs für das Jahr 2050 ist in Abbildung 7 dargestellt.

Abbildung 7: Darstellung des industriellen Lastgangs 2050 nach dem zuvor definierten Szenario (Datenbasis (Austrian Power Grid AG 2018a) und (Austrian Power Grid AG 2018b), eigene Berechnung).



3.4 Pump- und Speicherkraftwerke sowie Übertragungsnetze

Wichtig ist die Unterscheidung der in den alpinen Räumen Österreichs situierten Pump- und Speicherkraftwerke. Speicherkraftwerke werden nur durch natürlichen Wasserzulauf gefüllt (z.B. Regen oder Schneeschmelze) und können dieses Wasser bei Bedarf über eine Turbine ablassen und damit Strom erzeugen. Somit können sie mithilfe der bedarfsgerechten Erzeugung z.B. zum Ausgleich volatiler Erzeugung eingesetzt. Die Speicher sind i.d.R. als Jahresspeicher dimensioniert. So wird ein Teil des übers Jahr anfallenden Wassers für den Winter gespeichert um den höheren Bedarf, die niedrigeren Erzeugungen der Laufwasserkraftwerke oder PV-Anlagen sowie den fehlenden Regen⁶⁴ zum Nachfüllen der Speicherseen, auszugleichen. Im Gegensatz dazu sind Pumpspeicherkraftwerke nicht nur auf den natürlichen Niederschlag angewiesen. Diese können zusätzlich bei einem Überangebot an elektrischer Energie im Stromnetz, Wasser von einem Unterbecken in ein Oberbecken pumpen. Speziell beim Ausgleich volatiler und erneuerbarer Erzeugung ist dies ein entscheidender Vorteil, da Überangebote genutzt werden um Unterangebote auszugleichen.

Zur Ermittlung des Bestands sowie der Kenngrößen der österreichischen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke (Abschnitt 3.4.1 und 3.4.2) wurden die folgenden Quellen herangezogen: (VERBUND AG 2016), (VERBUND AG 2018a), (VERBUND AG 2018b), (TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG), (Vorarlberger Illwerke AG 2016b), (Vorarlberger Illwerke AG 2016a), (Vorarlberger Kraftwerke AG 2016), (Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation 2018), (KELAG-Kärntner Elektrizitäts-Aktiengesellschaft 2018b), (KELAG-Kärntner Elektrizitäts-Aktiengesellschaft 2018c), (KELAG-Kärntner Elektrizitäts-Aktiengesellschaft 2018a), (Heimerl 2013), (Amt der Tiroler Landesregierung 2009), (Elektrizitätswerke Reutte AG 2018), (Landesrechnungshof 2008), (evn naturkraft Erzeugungsgesellschaft m.b.H.), (Wikipedia 2017) sowie (Wikipedia 2018)

⁶⁴ Der Niederschlag erfolgt in Form von Schnee, welcher erst bei der Schneeschmelze genutzt werden kann.

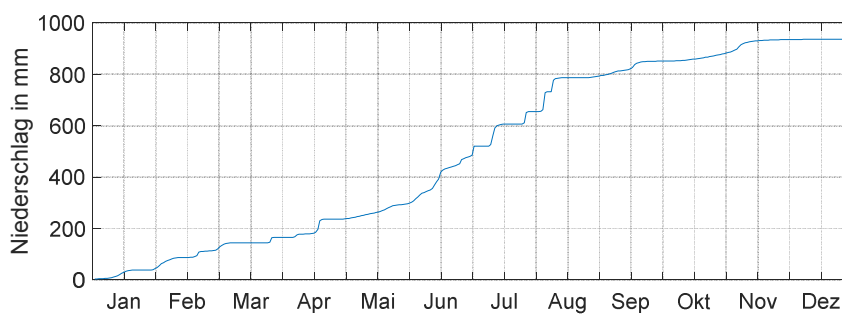
3.4.1 Speicherkraftwerke

Durch die Erhebung des aktuellen Bestands an Speicherkraftwerken konnte ermittelt werden, dass aktuell etwa 3.600 GW installiert sind und 2016 eine Jahreserzeugung von etwa 4.500 GWh aufwiesen. Im Vergleich dazu gab es 2011 Speicherkraftwerke mit einer installierten Leistung von 3.550 GW (Zach et al. 2014).

Im betrachteten Szenario wird davon ausgegangen, dass bis 2050 kein Ausbau der Speicherkraftwerke erfolgen wird, die bestehenden Anlagen und Kapazitäten jedoch erhalten bleiben. Zur Modellierung des natürlichen Wasserzulaufs wurden die Niederschlagsdaten der ZAMG für das Jahr 2016 herangezogen. Der resultierende Wasserzulauf je Tag wurde aus dem täglichen Niederschlag berechnet. Dabei führt der Wasserzulauf zu einer Steigerung des Speicherinhalts und entspricht damit eine Ladung des Speichers.

Als Standort der Messaufzeichnung wurde die Landeshauptstadt Innsbruck gewählt⁶⁵. Die verwendete Näherung⁶⁶ der kumulativen Darstellung der Niederschlagsmenge in Innsbruck im Jahr 2016 (nach Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG)) ist in Abbildung 8 ersichtlich. Es wird davon ausgegangen, dass die ausschließliche Berücksichtigung des Niederschlags in Innsbruck keine wesentliche Verfälschung der Endaussage darstellt.

Abbildung 8: Jahresniederschlag in Innsbruck im Jahr 2016. Adaptiert von (Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG)).



3.4.2 Pumpspeicherkraftwerke

Nach den erhobenen Daten sind in Österreich Pumpspeicherkraftwerke mit einer gesamten Pumpleistung von ca. 3.500 MW bzw. einer gesamten Turbinenleistung von ca. 4.300 MW installiert. (Gruber 2013) bestätigt die installierte Turbinenleistung. Zusätzlich sind derzeit weitere 707 MW in Bau und weitere 2.936 MW in Planung (Österreichs Energie 2017).

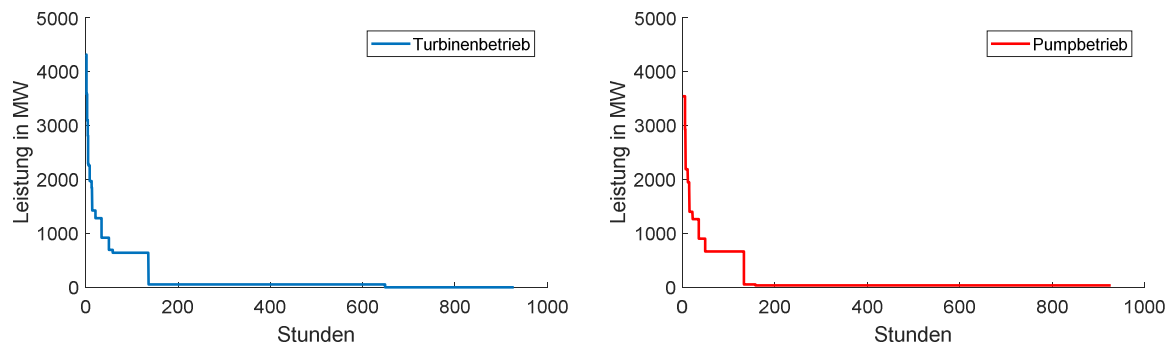
Um die Speicherkapazität der Pumpspeicherkraftwerke zu ermittelt wurde sowohl das Unter- als auch das Oberbecken berücksichtigt und das kleinere der beiden Volumina als Speichervolumen angenommen. Mithilfe des Volumens und der Höhendifferenz zwischen Unter- und Überbecken kann eine elektrische Speicherkapazität berechnet. Dabei wurden auch Serien- und Parallelschaltungen von Pumpspeicherkraftwerken berücksichtigt und entsprechend abgebildet. In Summe konnte eine österreichweite Speicherkapazität von ca. 160 GWh (ca. 150 Mio. m³) bestimmt werden.

⁶⁵ Ausgewählt aufgrund der geografischen Nähe zu den meisten Speicherkraftwerken in Vorarlberg, Tirol, Salzburg und Kärnten. Datenquelle: Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG).

⁶⁶ Näherung aufgrund der reduzierten Anzahl an Datenpunkten.

Es wurde ein Diagramm erstellt, welches jedes Pumpspeicherkraftwerk (Leistung und Speicherkapazität) individuell berücksichtigt (siehe Abbildung 9). Das Diagramm zeigt, wie lange welche Leistung bezogen werden könnte, bis alle Speicher leer sind⁶⁷ (blaue Linie links). Es fällt auf, dass sich die in Summe verfügbare Leistung bereits nach wenigen Stunden halbiert. Dem gegenüber ist in Rot (rechts) die Kennlinie des Pumpbetriebs eingezeichnet. Bei dieser Linie wird davon ausgegangen, dass im Ausgangszustand alle Pumpspeicherkraftwerke leer sind und gefüllt werden sollen. Beim Vergleich stellt sich heraus, dass keine wesentlichen Unterschiede zwischen dem Pump- und Turbinenbetrieb erkennbar sind. Dies bedeutet, dass die meisten Pumpspeicherkraftwerke eine ähnliche Pump- und Turbinenleistung aufweisen.

Abbildung 9: Darstellung der Leistung über die Zeit der österreichischen Pumpspeicherkraftwerke im Pump- und Turbinenbetrieb.



Für die Modellierung der Pumpspeicherkraftwerke wird im betrachteten Szenario davon ausgegangen, dass kein Ausbau der verfügbaren Speicherkapazität stattfindet. Jedoch wird die Annahme getroffen, dass das gesamte Speichervolumen im Jahr 2050 mit der vollen Pump- und Turbinenleistung zur Verfügung steht. Dies bedeutet, dass jedes Kraftwerk dasselbe Verhältnis zwischen installierter Leistung und Speichervolumen aufweist. Somit kann zu jedem Zeitpunkt mit etwa 3600 MW elektrische Energie gespeichert oder mit etwa 4.300 MW elektrische Energie ins Netz eingespeist werden, bis der Speicher mit ca. 160 GWh entweder voll oder leer ist.

3.4.3 Hoch- und Höchstspannungsnetz

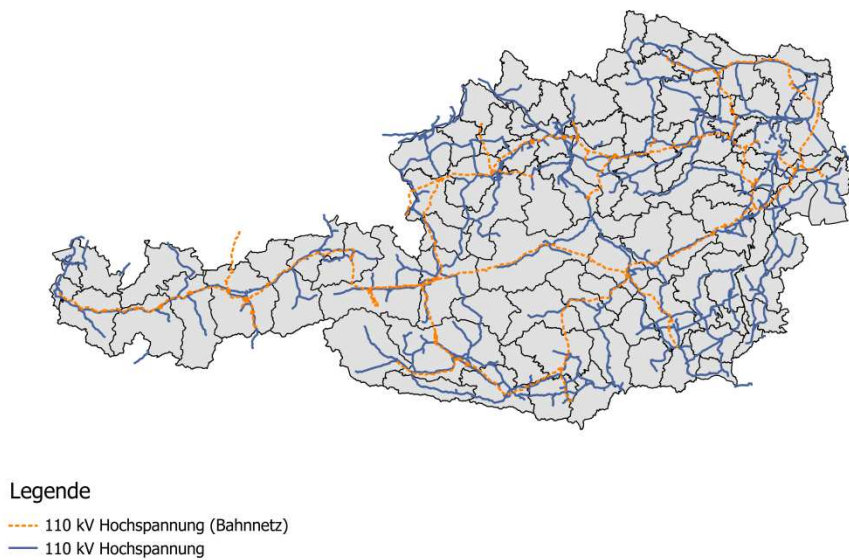
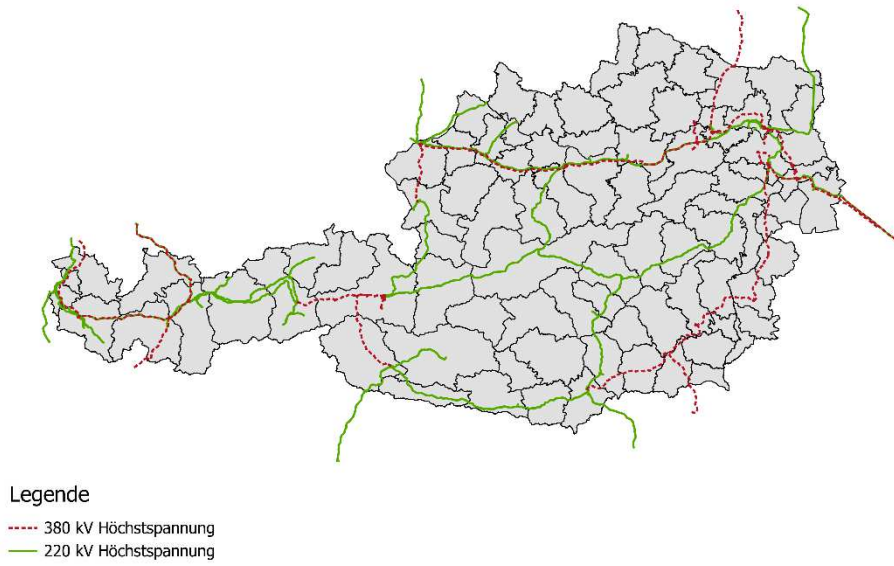
In Abbildung 10 ist das aktuelle Hoch- und Höchstspannungsnetz in Österreich dargestellt. Alle Spannungsebenen wurden aus der OpenStreetMap⁶⁸ exportiert. Die Qualität der abgebildeten Hoch- und Höchstspannungsleitungen wurde mit den Daten der APG sowie an den Bundesländern Oberösterreich und Kärnten überprüft.

Das Hoch- und Höchstspannungsnetz muss in der Lage sein, einen energetischen und leistungsmäßigen Ausgleich zwischen dezentralen Potenzialen und Verbrauchsschwerpunkten zu schaffen. Zudem müssen aktuelle und zukünftige Speicher sowie Power-to-X-Technologien mit ausreichend Leistung an das Energiesystem angebunden sein. Im Sinne der Versorgungssicherheit ist der APG Netzentwicklungsplan (Austrian Power Grid AG 2017) zu verfolgen.

⁶⁷ Annahme: initial sind alle Speicher voll.

⁶⁸ (c) 'OpenStreetMap' Mitwirkende (Download: Geofabrik GmbH und OpenStreetMap Contributors 2016; Verein „OpenStreetMap Austria“ 2018).

Abbildung 10: Darstellung des aktuellen Hoch- und Höchstspannungsnetzes in Österreich. (Hinweis: einige Bezirke wurden zusammengefasst. Datenquelle Bezirksgrenzen: Statistik Austria - data.statistik.gv.at, Datenquelle Hoch- und Höchstspannungsnetz: (c) 'OpenStreetMap' Mitwirkende).



4 Analyse der Industriesektoren

Basierend für die weiterführenden Analysen in diesem Abschnitt wurden Produktionsprozesse in der österreichischen Industrie beschrieben. Im Rahmen der weiteren Analysen wurden zum einen Schlüsselprozesse zur Abstimmung des Energiebedarfs der Industrie an fluktuierende und volatile Energiebereitstellung aus Erneuerbaren herausgefiltert. In weitere Folge wurden Maßnahmen zur Flexibilisierung dieser Prozesse, wodurch das Potenzial zur Abstimmung von Bedarf und Erzeugung gehoben werden kann, definiert. Es wurden folgende Industriesektoren berücksichtigt:

- Papier- und Zellstofferzeugung
- Chemie und Petrochemie
- Eisen- und Stahlerzeugung
- Steine und Erden
- Lebensmittelindustrie
- Maschinen- und Anlagenbau
- Nichteisenmetalle
- Automotive

4.1 Vorgehensweise

Die zur Identifikation der Schlüsselprozesse angewandten Kriterien sowie jene Kategorien, denen abgeleitete Maßnahmen zur Adaption an erneuerbare Energieträger zugeordnet wurden, werden im Folgenden dargestellt.

4.1.1 Schlüsselprozesse

Als Schlüsselprozesse werden jene Prozesse des Sektors zusammengefasst und klassifiziert, denen aufgrund der folgenden Kriterien ein großes Potenzial zugeordnet wird:

Tabelle 15: Kriterien für Schlüsselprozesse. Quelle: Projektantrag.

#	Kriterium
1	Hohe Flexibilität der eingesetzten Prozesstechnologien hinsichtlich der Versorgung mit fluktuierenden erneuerbaren Energieträgern
2	Hohe Flexibilität innovativer Technologien für diese Prozesse in Kombination mit innovativen Speichertechnologien
3	Relevanter Energiebedarf der Prozesse am Gesamtenergiebedarf der Produktion bzw. des Industriesektors mit hoher Multiplizierbarkeit
4	Relevanz der Produktionszeiten und mögliche Lastverschiebungen

4.1.2 Maßnahmen

Für die identifizierten und klassifizierten Prozesse werden die technische Machbarkeit und mögliche Integrationskonzepte der erforderlichen Technologien abgeleitet. Anhand des Zeithorizonts der Umsetzung der zur Flexibilisierung erforderlichen Technologie, wie z.B. Regelung, Speicher, Hochtemperaturwärmepumpe, Elektrodenheizkessel etc. können somit konkrete Lösungen, oder

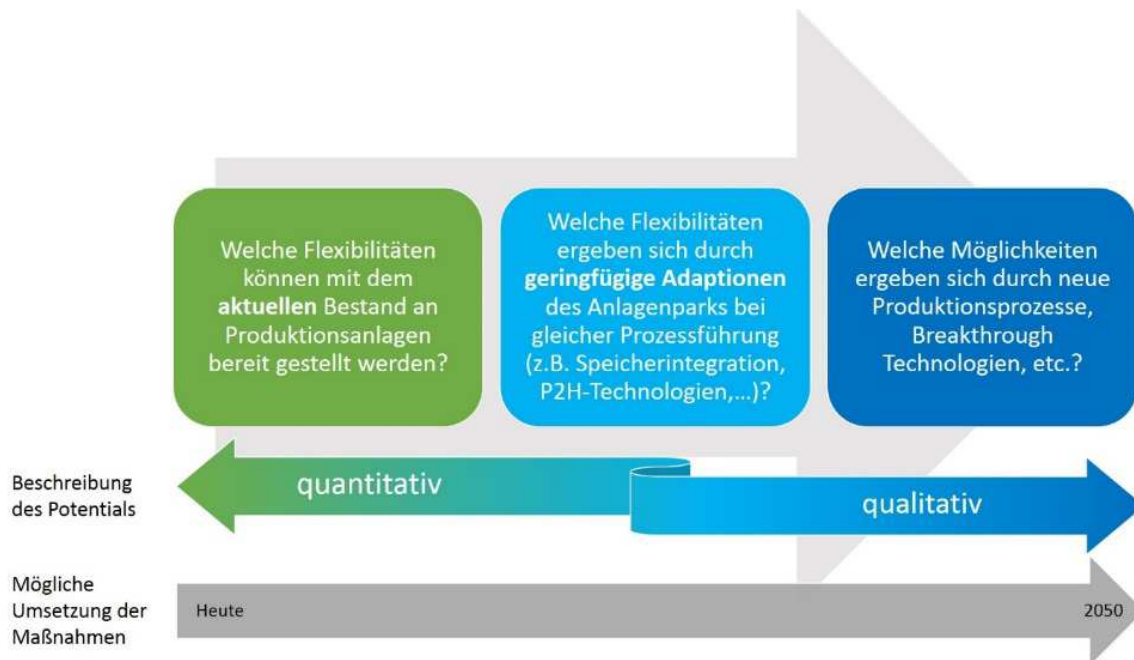
auch Hürden und Entwicklungspotenziale aufgezeigt und zur Diskussion gebracht werden. Dabei wird zwischen den folgenden Kategorien der beschriebenen Maßnahmen unterschieden:

Tabelle 16: Definierten Maßnahmenkategorien sowie dazugehöriger potentieller Umsetzungszeiträumen und Detailgrad der Beschreibung. Quelle: Interne Abstimmung des Projektteams.

#	Beschreibung der Maßnahme	Potentielle Umsetzung	Art der Beschreibung
A	Maßnahmen, die sofort, ohne Änderung der Erzeugungs- und Produktionsanlagen durch geeignet Produktionsplanung und Verschiebung von Lasten umgesetzt werden können *	Zeitnah	Quantitativ detailliert
B	Maßnahmen, die durch Erweiterungen bzw. Adaptionen der Erzeugungs-/ Produktionsanlagen (z.B. Energie-/ stoffliche Speicher, Wärmepumpe, P2H,...) mit geringem Aufwand und ohne Änderung des Produktionsprozesses ermöglicht werden	Innerhalb eines Jahres	Quantitativ und qualitativ
C	Maßnahmen, die nur bei entscheidender Änderung des Produktionsprozesses bzw. der Produktionsanlagen umsetzbar sind (Stichwort Breakthrough Technologie).	2040-2050	Vorwiegend qualitativ

* Anmerkung: Gravierende Veränderungen bestehender Produktionsprozesse sind nur mittel- bis langfristig realisierbar. Aus diesem Grund liegt ein Schwerpunkt der Analyse auf Maßnahmen, die Kategorie A zuzuordnen sind.

Abbildung 11: Maßnahmenkategorien zur Erhöhung der Flexibilität in der Industrie. Quelle: Interne Abstimmung des Projektteams. Austrian Institute of Technology.



4.2 Papier und Zellstoff

Tabelle 17: Kennzahlen und Spezifika der Papier- und Zellstoffherstellung.

Kennzahlen und Spezifika des Sektors Papier und Zellstoff für 2016	
Endenergieeinsatz im Industriesektor	15.700 GWh ¹⁾
Elektrischer Anteil am Endenergieverbrauch	33 % ¹⁾
Sektoranteil am industriellen Energieeinsatz 2015	16,5 % ²⁾
Anzahl Unternehmen in Österreich 2016 ¹⁾	24 Hersteller von Papier und Zellstoff ¹⁾
Energieträger mit signifikantem Beitrag zur Versorgung	Biogene Brenn-/ Treibstoffe, Naturgas, elektrische Energie ($\Sigma > 90\%$) ¹⁾
Besonderheiten des Sektors	Energiekostenanteil zwischen 10 und 25 % ³⁾ ; Eigenerzeugung Strom (u.a. durch Energierückgewinnung bei chem. Zellstoffherzeugung) ≈ 55 bzw. 61 %, davon $\approx 94\%$ KWK ⁴⁾ ; moderate Prozesstemperaturen ($< 200^\circ\text{C}$); hohe Auslastung ($\varnothing 8.400\text{ h}$) ⁵⁾

¹⁾ Quelle: Austropapier 2017a, S. 51

²⁾ Berechnung für 2015: Sektor 14,4 TWh (Austropapier 2017a, S. 51), Industrie gesamt 87,3 TWh (Statistik AUSTRIA 2016)

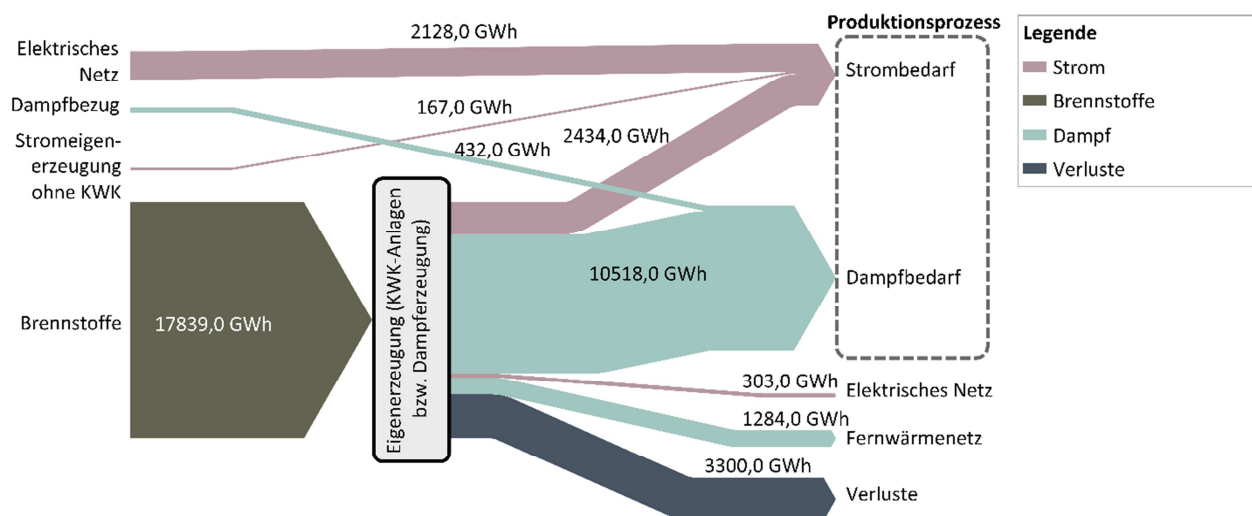
³⁾ Quelle: European Commission Joint Research Centre 2015a, S. 689

⁴⁾ Quelle: Austropapier 2017a, S. 51 (55 % Eigenerzeugung unter Berücksichtigung der Stromabgabe an das elektrische Netz)

⁵⁾ Quelle: Berger et al. 2011, S. 126

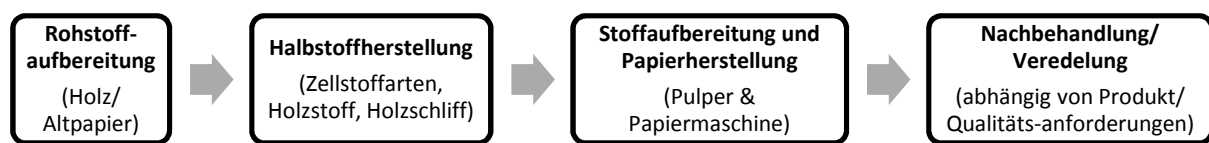
2016 wurden in Österreich ca. $5 \cdot 10^6$ t Papier und $2 \cdot 10^6$ t Zellstoff produziert sowie 1.300 GWh Fernwärme und 300 GWh Strom ausgekoppelt. Der Inlandsverbrauch betrug ca. $2 \cdot 10^6$ t Papier, wodurch sich ein Netto-Exportfluss ergibt. Knapp die Hälfte der 24 Standorte sind große Erzeuger mit jährlichen Produktionsmengen über 10^5 t Papier. Der Energieeinsatz in der österreichischen Papier- und Zellstoffindustrie ergab sich 2016 wie in Abbildung 12 dargestellt (Austropapier 2017a).

Abbildung 12: Energieeinsatz in der Papierindustrie 2016. Quelle: basierend auf Daten in (Austropapier 2017a, S. 51). Eigene Darstellung, Austrian Institute of Technology.



Die Unternehmen können gemäß der erzeugten Produkte in drei Kategorien eingeteilt werden: Halbstoffhersteller, Papierfabriken (Bezug von fertigem Halbstoff) sowie integrierte Papierfabriken (Halbstoff- und Papierherstellung an einem Standort). Der Produktionsprozess im Rahmen der integrierten Erzeugung besteht aus vier Teilschritten (Abbildung 13). Wird ausschließlich Halbstoff hergestellt, setzt sich die Produktion aus den ersten zwei Teilprozessen mit anschließender Trocknung zusammen. In einer reinen Papierfabrik folgen auf die Stoffaufbereitung von fertig bezogenem Halbstoff (Zell- oder Holzstoff, Altpapier) die Papierherstellung in der Papiermaschine und etwaige Nachbehandlungsschritte. Produktseitig werden vier Sorten unterschieden: Grafische und Druck-Papiere (Natur-, Dünndruck-, gestrichene Papiere); Papier, Karton und Pappe für Verpackungen; Hygienepapier (Tissuepapier) sowie Spezialpapier und -pappe für technische Zwecke (z.B. Filterpapiere, Zigarettenpapiere) (Austropapier 2017b).

Abbildung 13: Übersicht der Teilprozesse der Papierproduktion. Quelle: Eigene Darstellung. Austrian Institute of Technology.



Bei Halbstofffasern unterscheidet man zwischen mechanisch hergestelltem Holzstoff und chemisch aufgeschlossenem Zellstoff. Zur Faserherstellung wird auch Altpapier eingesetzt. In Österreich wird in zwölf Fabriken Altpapier verwendet sowie in acht Betrieben Zell- bzw. in vier Holzstoff erzeugt. Einige Unternehmen kaufen getrockneten Markzellstoff zu. Zu einem großen Teil werden die Fasern (Halbstoff) zur integrierten Papierherstellung produziert (Austropapier 2017a, 6-7).

Bei der integrierten Erzeugung können sich folgende Vorteile ergeben:

- Entfall der energieaufwendigen Zellstofftrocknung.
- Standortinterne Nutzung der rückgewonnenen Energie aus dem Chemikalienrecycling bzw. Wärmerückgewinnung aus der mechanischen Halbstofferzeugung.

4.2.1 Prozesse der Papier- und Zellstoffherstellung und prozessspezifische Kennzahlen

Die Prozesse in der Papierindustrie werden als homogen bezeichnet, da die meisten Einzeloperationen für alle Sorten angewandt werden. Sie lassen sich wie folgt einteilen: thermischen Grundoperationen (Trocknen, Kochen, Imprägnieren und Zerfasern), mechanische Grundoperationen (Stofflösen, Suspendieren, Trennen, Sichten, Filtrieren, Pressen, Mahlen, Flotieren und Sedimentieren), Spezialprozess der Papierherstellung (Blattbildung) und Nebenprozesse (Kühlen und Druckluftverdichten). Einsatz und Intensität der Einzelprozesse und somit auch der tatsächliche Energieeinsatz sind stark von der Papiersorte bzw. der Herstellungsrouten abhängig (vgl. Tabelle 18) (Arbeitsgemeinschaft Branchenenergiekonzept Papier 2008, S. 18–20).

In Abbildung 14 wird der Produktionsablauf schematisch dargestellt. Prozessspezifische Kennzahlen werden in Tabelle 19 zusammengefasst. Eine detailliertere Gliederung der Teilprozesse mit Kennzahlen findet man u.a. bei (European Commission Joint Research Centre 2015a; Fleiter und Fehrenbach 2013).

Tabelle 18: Auszug des elektrischen und thermischen Endenergieeinsatzes bei der Herstellung unterschiedlicher Produkte und Sorten. Quelle: zitiert in European Commission Joint Research Centre 2015a, S. 79.

Produkt	Elektrischer Endenergieeinsatz ¹⁾	Thermischer Endenergieeinsatz ¹⁾
Sulfatzellstoff (keine integrierte Erzeugung)	700-800 kWh _{el} /t _{AD}	3.800-5.100 kWh _{therm} /t _{AD}
Beschichtetes holzhaltiges Papier (integrierte Erzeugung, mechanischer Aufschluss, ev. weitere Fasern)	1.200-2.100 kWh _{el} /t _{AD}	1.300-1.800 kWh _{therm} /t _{AD}
Recyclingpapier ohne De-Inking (Verpackungspapier)	300-700 kWh _{el} /t _{AD}	1.100-1.800 kWh _{therm} /t _{AD}
Recyclingpapier mit De-Inking (grafisches Papier)d	900-1.400 kWh _{el} /t _{AD}	1.000-1.600 kWh _{therm} /t _{AD}

¹⁾ =kWh/t_{AD}=Endenergie bzgl. Produkt (Zellstoff/ Papier) mit 90 % Trockengehalt (AD – air dry)

Abbildung 14: Herstellung von Zellstoff (blau), Papier (grau) und integrierte Zellstoff- und Papiererzeugung (grün). Darstellung nach (Austropapier 2017a) mit Temperatur- und Zeitangaben gemäß (Wolf et al. 2014; European Commission Joint Research Centre 2015a), Austrian Institute of Technology.

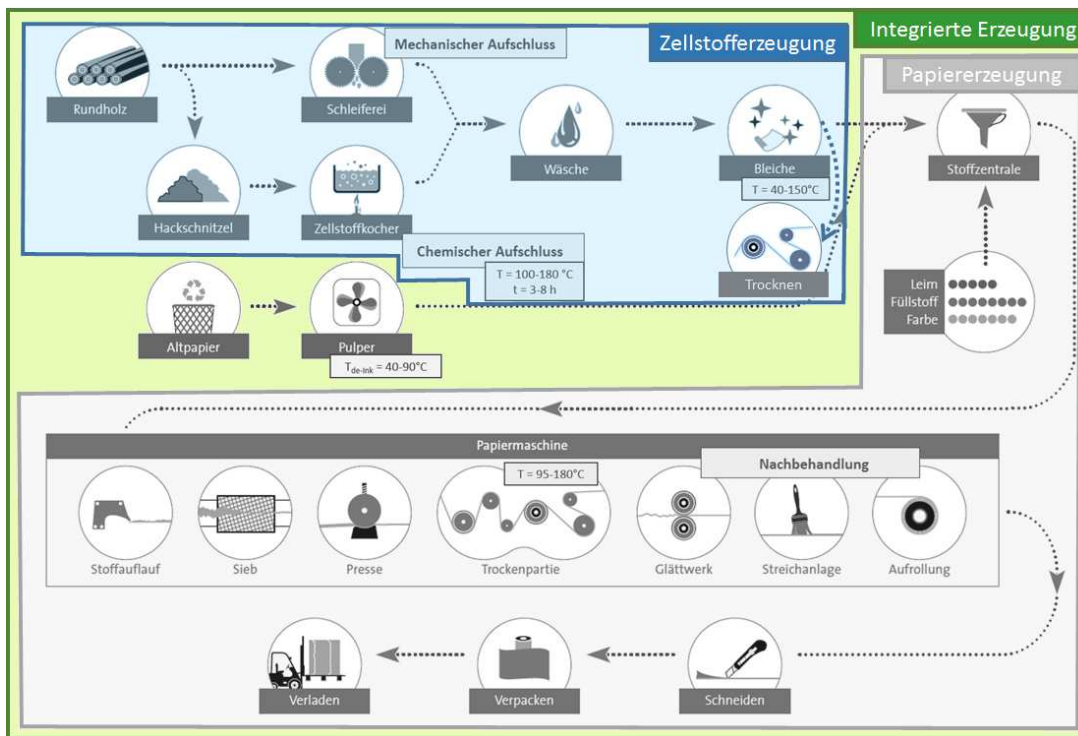


Tabelle 19: Prozesse der Papierherstellung und dazugehörige, prozessspezifische Kennzahlen.

Prozess	E _{el} ¹⁾ [kWh _{el} /t _{AD}]	P _{el} ¹⁾ [MW _{el}]	E _{th} ¹⁾ [kWh _{th} /t _{AD}]
Holzaufbereitung (Ablängen → Entrinden → Hacken)	45 ²⁾	2-3 ³⁾	14-18 ⁴⁾
Mechanischer Aufschluss (Holzschliff)	1.100-1.200 ²⁾	5-15 ⁵⁾	---
Thermo-mechanischer Aufschluss (Holzstoff)	1.800-3.600 ²⁾	Bis 30 ³⁾	---
Chemischer Aufschluss: Sulfatprozess (Kochen → Waschen → Delignifikation → (Bleichen) → (Trocknen))	E _{Ges} 600-800 ²⁾ (inkl. E _{trocknen} 90-160)	Bis 30 ³⁾	E _{Ges} 1.000-2.100 (+ ev. E _{trocknen} ≈25-50 % von E _{Ges}) ²⁾
Schwarzlaugerecycling	100-150 ²⁾		2.000 ²⁾

Prozess	$E_{el}^{1)}$ [kWh _{el} /t _{AD}]	$P_{el}^{1)}$ [MW _{el}]	$E_{th}^{1)}$ [kWh _{th} /t _{AD}]
Chemischer Aufschluss: Sulfitprozess	Ähnlich/etwas höher als bei Sulfatprozess		
Altpapieraufbereitung (Lösen → Sieben/ Reinigen → (De-Inking) → Dispergieren → (Bleichen))	150-600 ⁶⁾	3-4 ³⁾ groß: 10 ⁵⁾	0-300 ⁶⁾
Stoffaufbereitung (Lösen (Pulper) → Refiner)	200-300 ⁷⁾	< 1 ³⁾	---
Papiermaschine (Sieb → Presse → Trockner) Vakuumpumpe (5-10 Stück/Papiermaschine)	200-450 ²⁾	4-22 ³⁾ , 10 ⁵⁾ 0,05-0,4 ³⁾	1.200 ^{2,8)}
Nachbehandlungen (Glätten → Streichen)	100-200 ²⁾	3 ⁵⁾	s.o.
Belüftung Kläranlage	50-80 ²⁾	0,5-2	---

¹⁾ =kWh/t_{AD}=Endenergie bzgl. Produkt (Zellstoff/ Papier) mit 90 % Trockengehalt (AD – air dry); P_{el} = elektrische Einzelanlagenleistung

²⁾ vgl. (European Commission Joint Research Centre 2015a)

³⁾ vgl. Unternehmen in Österreich bei (Berger et al. 2011)

⁴⁾ Wert für Enteisen, Angabe pro Tonne Holz, berechnet aus (Austropapier 2017a; Holz Kahrs 2017; European Commission Joint Research Centre 2015a)

⁵⁾ vgl. (Klobasa 2007) (Papiermaschinen 10 MW für ca. 260.000 Tonnen Jahresproduktion, 3 MW für Kalandr (Glättwerk))

⁶⁾ vgl. (European Commission Joint Research Centre 2015a), oft: 150-250 / 250-350 ohne / mit De-Inking → abh. vom Produkt, energieintensiv: De-Inking, Dispergieren

⁷⁾ vgl. (European Commission Joint Research Centre 2015a), üblicher Wertebereich, Hauptanteil: Refiner (i.A. 10-500 kWh/t, je nach Endprodukt bis zu 3.000 kWh/t möglich)

⁸⁾ thermischer Energieeinsatz für Trocknungsprozesse in der Papiermaschine und für die Nachbehandlungsschritte

4.2.2 Erhöhung der Flexibilität und Emissionsreduktion in der Papier- und Zellstoffherzeugung

Für identifizierte Schlüsselprozesse aus Tabelle 20 werden verschiedene Maßnahmen in Tabelle 21, Tabelle 22 und Tabelle 23 diskutiert.

Tabelle 20: Schlüsselprozesse der Papier- und Zellstoffherzeugung, Angabe der erfüllten Kriterien (x) und Begründung.

Schlüsselprozess (Anlage/ Einzelprozess)	Erfüllte Kriterien ¹⁾				Begründung
	1	2	3	4	
Holzaufbereitung	x			x	einfach abschaltbar oder verschiebbarer el. Bedarf ²⁾ keine Vollausslastung (3.000-4.000 h _{Betrieb} /a) ^{2,3)}
Altpapieraufbereitung (Pulper)	x			(x)	einfach abschaltbar oder verschiebbarer el. Bedarf ²⁾ teilweise keine Vollausslastung (3.000-4.000 h _{Betrieb} /a) ^{2,3)}
Mechanischer Aufschluss (Schleifer/ Refiner)		x		(x)	Reibungswärme → geeignet zur Abwärmeverwertung sehr hoher elektrischer Energiebedarf (2-3 MWh _{el} /t _{Papier}) ⁴⁾ teilweise diskontinuierlicher Betrieb → verschiebbar ^{2,3)}
Chemischer Aufschluss (Kocher, ev. Trockner, Verdampfer)		x		(x)	flexible Fahrweise durch thermische Speicher möglich sehr hoher thermischer Energiebedarf ⁴⁾ teilweise im Batchbetrieb ⁴⁾ → verschiebbar ³⁾
Stoffaufbereitung (Pulper und Refiner)	x			x	bei Überkapazität flexible Fahrweise möglich, siehe z.B. Papierfabrik 1 in Demand Response-Studie ³⁾
Papiermaschine (Presse/ Trocknung)		x		x	thermisch → flexibler mit Alternativtechnologie + Speicher sehr hoher thermischer und hoher elektrischer Bedarf ⁴⁾

Schlüsselprozess (Anlage/ Einzelprozess)	Erfüllte Kriterien ¹⁾				Begründung
	1	2	3	4	
Nachbehandlung (Streichen, Glätten)	x			x	manchmal offline betrieben → Verschieben möglich ⁵⁾ $t_{\text{Betrieb, Glättmaschine}}$ in der Regel kleiner als $t_{\text{Betrieb, Papiermaschine}}$
Kläranlage (Ventilatoren)	x			x	stufenweise, intervallartig abschaltbar (nicht immer) ³⁾ $t_{\text{Betrieb}} \approx 8.600$ h, Leistung abhängig von akt. Schlammmenge

¹⁾ (1) Hohe Flexibilität der eingesetzten Technologien hinsichtlich der Versorgung mit fluktuierenden erneuerbaren Energieträgern; (2) Hohe Flexibilität innovativer Technologien für diese Prozesse in Kombination mit innovativen Speichertechnologien; (3) Relevanter Energiebedarf der Prozesse am Gesamtenergiebedarf; (4) Relevanz der Produktionszeiten und mögliche Lastverschiebungen

²⁾ vgl. (Schmidthaler et al. 2014)

³⁾ vgl. (Berger et al. 2011)

⁴⁾ vgl. (European Commission Joint Research Centre 2015a)

⁵⁾ vgl. (Klobasa 2007)

Tabelle 21: Maßnahmen **Kat. A** zur Erhöhung der Flexibilität in der Papier- und Zellstoffindustrie, Technologien und Kennzahlen.

Prozess	Beschreibung der Maßnahme	Techno- logie	Kennzahlen ¹⁾			
			P_{ges} [MW _{el}]	ΔP [MW _{el}]	Δt_{Abruf} [h]	Hfkt.
Holzauf- bereitung	Verschieben + Zwischenspeicher (kurzfristiges Abschalten von Entrinder & Hackmaschine ²⁾)	Regel- ung	60-75 ³⁾	60-75	≈ 1 ³⁾	
Altpapier- auf- bereitung	Verschieben + Zwischenspeicher (Rührwerk abschalten ⁵⁾ / Last reduzieren (>50 % ²⁾)	s.o.	115-170 ³⁾ , ≈ 140 ⁴⁾	50-100 ³⁾	$\approx 1-3$ ³⁾	100 ⁵⁾ - 300
Holzstoff	P reduzierbar (<24h lagern) ²⁾	s.o.	90 ³⁾	30-50 ⁴⁾	<2 ²⁾	365 ⁵⁾
Zellstoff	tw. Leistungsreduktion ⁵⁾	s.o.	100-120 ⁴⁾	20-40 ^{4,5)}	Einige h ⁵⁾	< 85 ⁵⁾
Fertigstoff	Kurzfristig reduzierbar $P_{\text{Pulper/}}$ Refiner	s.o.	20-30 ⁴⁾	8-12 ⁴⁾	$\frac{1}{4}$ ⁵⁾	365 ⁵⁾
Papier- maschine	± 10 % Leistung für kurze Zeit möglich ²⁾	s.o.	150-180 ⁴⁾	15-18	>4 ⁵⁾	12 ($\Sigma \approx$ 50h) ³⁾
Nachbeh.	Kurzfristig 100 % verschiebbar ²⁾	s.o.	10-15 ⁴⁾	10-15 ^{2,4)}	Einige h ⁴⁾	>100 ⁴⁾
Ventilator	Ventilatoren stufenweise $\pm \Delta P$ ⁵⁾	s.o.	15-25 ⁴⁾	10-20 ⁴⁾	< $\frac{1}{2}$ ⁵⁾	365 ⁵⁾

¹⁾ P_{ges} – Installierte elektrische Gesamtleistung in Österreich, ΔP – Verschiebbare elektrische Gesamtleistung des Prozesses in der österreichischen Industrie, Δt_{Abruf} – mögliche Dauer der Lastverschiebung in Stunden, Hfkt. – wie oft ist der Abruf möglich pro Jahr

²⁾ vgl. (Klobasa 2007)

³⁾ vgl. (Schmidthaler et al. 2014)

⁴⁾ eigene Abschätzung bzw. eigene Berechnung

⁵⁾ vgl. (Berger et al. 2011)

Maßgeblichen Einfluss auf die tatsächliche Verschiebung hat die Größe der Speicher für Zwischenprodukte. Diese Kapazitäten variieren mitunter stark zwischen Anlagen und Unternehmen. Ein zweiter wichtiger Parameter ist das Endprodukt selbst, da u.a. Flächengewicht oder Altpapieranteil die Kapazität der Stoffaufbereitung bestimmen. Selten wird die gesamte Leistung abgerufen. Dadurch reduziert sich auch das praktische Lastverschiebepotenzial (Langrock et al. 2015, S. 104).

Tabelle 22: Maßnahmen **Kat. B** zur Erhöhung der Flexibilität in der Papier- und Zellstoffindustrie, Technologien und Kennzahlen.

Prozess	Beschreibung Maßnahme	Technologie	Technische Beschreibung der Maßnahme unter Angabe von Kennzahlen
Trocknen, Kochen	Integration von Power-2-Heat Technologien und thermischen Speichern	(Hochtemperatur-) Wärmepumpe ¹⁾ , Elektro(den)-kessel; Warmwasser-, Dampfspeicher	Kontinuierliche Prozesse (Kocher, ev. Trocknung in der Papiermaschine) → Wärmepumpe und andere P2H-Technologien geeignet, mit thermischen Speicher eventuell auch Demand Response möglich. Substitution $\approx 6.000 \text{ GWh}_{\text{therm}}$ fossil bereitgestellt ²⁾ → bei $8.500 \text{ h}_{\text{Betrieb}}$ und $\text{COP} \approx 3$ (Annahmen) → $P_{\text{WP}} \approx 200-250 \text{ MW}_{\text{el}}$
Eigen-erzeugung	Adaptiver KWK-betrieb ³⁾	Regelung, Einsatz-optimierung	P_{el} der KWK-Anlagen $400-500 \text{ MW}_{\text{el}}$ ⁴⁾ , bei variabler elektrischer Leistung von $50-66 \%$ ³⁾ → $200-330 \text{ MW}_{\text{el}}$
Sulfat-aufschluss	Integration von Absorptions-wärmepumpen	Absorptions-wärmepumpe	Bei Einsatz von Mitteldruckdampf: Eignung z.B. zur simultanen Kühl- und Heißwassererzeugung in Anlagen zur Herstellung von Bleichchemikalien oder zur Aufkonzentrierung von Schwarzlauge und simultanen Heißwassererzeugung. ⁵⁾
Aufschluss	Enzym-behandlung	Enzymherstellung	Enzymatische Vorbehandlung des Holzes vor mechanischem oder chemischen Holzaufschluss ⁶⁾
Wasserauf-berereitung	Biogas-erzeugung	Biogasreaktor und ev. Abtrennanlage	Das bei der Abwasserreinigung entstandene Biogas kann aufbereitet z.B. in einem BHKW eingesetzt werden. ⁷⁾

¹⁾ Quelle: Wolf et al. 2014, S. 20, Abb.18

²⁾ vgl.: 2015 $6.600 \text{ GWh}_{\text{therm}}$ Prozesswärme (Dampferzeugung und Industrieöfen) fossil bereitgestellt (Statistik AUSTRIA 2016)

³⁾ vgl.: (Kahlert und Spliethoff 2016): Flexibilitätspotenzial einer industriellen KWK-GuD-Anlage mit $120 \text{ MW}_{\text{el}}$ → Ergebnis: elektrische Leistung bei konstantem Prozesswärmebedarf bis zu 66% variabel, schnelle Lastwechsel (z.B. für Sekundärregelleistung) ohne Gefährdung der Prozessdampfversorgung realisierbar. (Langrock et al. 2015, S. 156)

⁴⁾ 2010: $3.500 \text{ GWh}_{\text{el}}$ Eigenenerzeugung (Austropapier 2017a, S. 51), Annahme: $7.000 - 8.500$ Betriebsstunden → 400 bis $500 \text{ MW}_{\text{el}}$.

⁵⁾ Quelle: Bakhtiari et al. 2010

⁶⁾ Quelle: CEPI 2013, S. 30

⁷⁾ Quelle: Jung und Hutter 2010, S. 16f

Tabelle 23: Maßnahmen **Kat. C** zur Erhöhung von Flexibilität und Anteil erneuerbarer Energieträger sowie Emissionsreduktion in der Papier- und Zellstoffindustrie.

Prozess	Beschreibung der Maßnahme
Schwarzlauge-recycling	Alternative: Vergasen der Schwarzlauge → Einsatz in GuD-Kraftwerk → im Idealfall wird die gewonnene Strommenge bei leicht rückläufiger Wärmemenge verdoppelt (European Commission Joint Research Centre 2015a, S. 358f) → flexiblere Fahrweise und Einspeisung
Holzaufschluss	Stark eutektische Lösungsmittel zur Reduktion des Energie- und Chemikalienaufwandes bei der Zellstofferzeugung bzw. alternative Zellstofferzeugungsverfahren mit Reduktion des Wassereinsatzes zur Reduktion des Energieeinsatzes (CEPI 2013, S. 18f).
Dampfeinsatz in der Papiermaschine	Aufgabe von nahezu trockenen Fasern mit Dampf zur Blattbildung führt zur Reduktion von Wasser- und somit Energieeinsatz bei der Trocknung (CEPI 2013, S. 18f). Wird außerdem überhitzter Dampf zur Trocknung eingesetzt, steigt zwar der Energieeinsatz (ev. auch Kategorie B zuordenbar), allerdings steigt auch das Potenzial zur Wärmerückgewinnung, wodurch der Primärenergieeinsatz in Summe sinkt (CEPI 2013, S. 20f).
Trocknungsprozesse	Einsatz von superkritischem CO_2 oder alternative elektrische Verfahren, wie Ultraschall-, Impuls-, Condebelt-, Mikrowellen-, Infrarot-, Osmetrocknung, wodurch thermische Energie aus Fossilen mit elektrischer Energie aus Erneuerbaren substituiert wird (CEPI 2013, S. 24–27).

4.2.3 Zusammenfassung – Papier- und Zellstofferzeugung

Exakte Potenziale zur Lastverschiebung und Flexibilisierung lassen sich erst durch eine detaillierte Analyse der Prozesskette und bestehenden Anlagen auf Standortebene ermitteln. Entscheidende Faktoren sind u.a. Anlagenpark, Anlagenauslastung, Speicherkapazitäten für Zwischenprodukte und bereits existierende thermische Speicher. Dennoch gibt es vielversprechende Maßnahmen zur Erhöhung der Flexibilität und Anpassung an fluktuierende Stromerzeugung, die kurz-, mittel- und langfristig wirken.

Kurzfristige Flexibilitäten ermöglichen vor allem die Prozesse Holz-, Altpapieraufbereitung sowie mechanischer Holzaufschluss. Die gesamt verschiebbare Leistung dieser Prozesse liegt im Bereich 150-250 MW_{el}. Mittelfristig liefern vor allem der flexible Betrieb von Eigenerzeugungsanlagen (KWK) sowie Integration von Power-to-Heat-Technologien in Kombination mit thermischen Speichern oder Absorptionswärmepumpen einen Beitrag zur Flexibilisierung und Adaption an fluktuierende Einspeisung. Zu den langfristige Maßnahmen zählen alternative Papiertrocknungstechnologien, adaptierte Blattbildung mit höherem Wärmerückgewinnungspotenzial, verbesserte chemische und mechanische Holzaufschlussverfahren und die Vergasung der Schwarzlauge. Hervorzuheben ist, dass diese Maßnahmen nicht nur zur Erhöhung der Flexibilität der Unternehmen beitragen, sondern auch die Energieeffizienz der Prozesse verbessern, da der Primärenergieeinsatz verringert wird.

4.3 Chemie und Petrochemie

Tabelle 24: Kennzahlen und Spezifika der österreichischen chemischen und petrochemischen Industrie.

Kennzahlen und Spezifika des österreichischen chemischen und petrochemischen Industrie für 2015	
Endenergieeinsatz im Industriesektor	11.506 GWh ¹⁾
Elektrischer Anteil am Endenergieverbrauch	38,15 % ¹⁾
Sektoranteil am industriellen Energieeinsatz	13,35 % ¹⁾
Anzahl Unternehmen in Österreich ²⁾	2 Unt. Erdöl- und Erdgasgewinnung, 5 Unt. Kokerei und Mineralölverarbeitung, 362/ 84/ 600 Unt. Herstellung von chemischen/ pharmazeutischen Erzeugnisse / Gummi und Kunststoffwaren
Energieträger mit signifikantem Beitrag zur Versorgung	Naturgas, elektrische Energie ($\Sigma > 75\%$) ¹⁾
Besonderheiten des Sektors	Sicherheitsmaßnahmen als Rahmenbedingungen ³⁾ ; sehr hohe durchschnittliche Betriebsstunden (8.600 h) ⁴⁾ ;

¹⁾ Quelle: Statistik AUSTRIA 2016

²⁾ Quelle: Statistik AUSTRIA 2017

³⁾ Quelle: Berger et al. 2011, S. 149ff

⁴⁾ Quelle: Berger et al. 2011, S. 126

Aufgrund der Produktvielfalt und heterogenen Prozesse wurde zu Beginn eine Auswahl für die weiterführende Analyse getroffen. Berücksichtigt wurden zum einen Prozesse, die sich durch Potenzial zur Lastverschiebung von anderen abheben. Außerdem wurden jene Prozesse analysiert, die in den Unternehmen durchgeführt werden, denen der größte Anteil an CO₂-Zertifikate zugeteilt wird. Dieses Auswahlkriterium wurde gewählt, da für die chemische Industrie in Österreich der kumulierte Energieeinsatz (=spezifischer Energieeinsatz · Produktmenge), vgl. kumulierter Energieeinsatz in der chemischen Industrie in Deutschland (Hassan 2013, S. 122, Abb. 3-1 und 3-2), nicht verfügbar war.

2013-2020 wurden mehr als 88 % der CO₂-Zertifikate fünf Unternehmen (Tabelle 25) zugeteilt (Österreichischen Emissionshandelsregisterstelle 2017). Basierend darauf werden die Raffination und Herstellung von Ammoniak, Salpetersäure und Kunststoffen analysiert. Außerdem liefern in Österreich die Chlorelektrolyse, Sauerstofferzeugung (Luftzerlegung) und Calciumcarbitproduktion Potenzial zur Lastverschiebung (Berger et al. 2011; Stigler 2013; Schmidthaler et al. 2014). Außerdem eignen sich Querschnittstechnologien (Pumpen, Rührwerke, Ventilatoren), Wärme- und Kältebereitstellung (DONG Energy 2017) und Batchprozesse über die Wahl der Startzeit (Ausfelder 2015). Bei Lastverschiebungen soll u.a. Folgendes beachtet werden (Ausfelder 2015):

- Anlagenteil unter wechselnder Last → möglichst niedrige Investitionskosten (i.d.R. Reaktor).
- Nachgelagerte Schritte für kontinuierlichen Betrieb (maximale Abnahmemenge) auslegen, bzw. nicht das „Bottleneck“ der Produktion unter wechselnder Last betreiben.
- Voraussetzung: Speicher (Roh- und lagerfähige Zwischenprodukte) → ev. Genehmigung nötig.

Tabelle 25: Anteil (Werte gerundet) der zugeteilten CO₂-Zertifikate inkl. Überblick der erzeugten Produkte in der petrochemischen und chemischen Industrie. Daten: Österreichischen Emissionshandelsregisterstelle 2017.

%	Unternehmen (Unt.)	Produkte
45	OMV Raffinerie Schwechat	Treibstoff, Heizöl, Alkene (OMV 2017)
28	Borealis Agrolinz Melamine GmbH ^{1a)}	Ammoniak, Salpetersäure, Folgeprodukte ²⁾ (Borealis AG 2017a)
9	Lenzing AG (Energieanlagen)	Holzbasierete Zellulosefasern + Co-Produkte (Lenzing AG 2017)
4	Jungbunzlauer Austria AG	Biotechnologische Produkte (Jungbunzlauer Suisse AG 2017)
2	Borealis Polyolefine GmbH Schwechat ^{1b)}	Polyethylen, -propylen, Compounds (≈1 Mio t/a), Rohstoff aus OMV (Borealis AG 2017b)


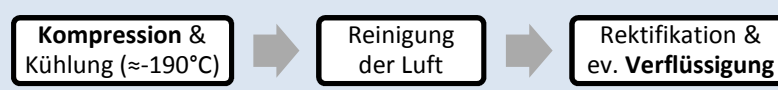
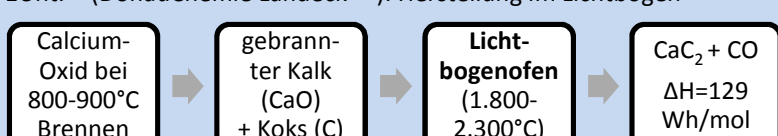
¹⁾ vgl. ähnliche Unt. bei (Berger et al. 2011): ^{1a)} P_{el}=50-55 MW_{el}, E_{el}= 430 GWh_{el}/a, ^{1b)} P_{el}≈47 MW_{el}, E_{el}= 400 GWh_{el}/a

²⁾ Ammoniak → Salpetersäure → Pflanzennährstoffe (Kalkammonsalpeter/Calcium-Ammonium-Nitrate, Harnstoff, Mehrstoffdünger); technische Stickstoffprodukte; Guanidincarbonat (ca. 650 t/a) = Spezialchemikalie für Kosmetikindustrie; Melamin (ca. 50.000 t/a) aus Urea;

4.3.1 Chemische und petrochemische Prozesse und prozessspezifische Kennzahlen

Detaillierte Ausführungen zu den Prozessen findet man u.a. bei Blesl und Kessler, Hassan, Saygin et al. sowie in den BAT-Dokumenten (Blesl und Kessler 2013; Hassan 2013; Saygin et al. 2009; European Commission Joint Research Centre 2007a, 2007b, 2015b, 2017)

Tabelle 26: Kurzbeschreibung der Produktionsprozesse - energieintensive Prozessschritte sind **hervorgehoben** - in der chemischen Industrie und dazugehörige, prozessspezifische Kennzahlen.

Produkt	Beschreibung	E _{el} ¹⁾ [kWh _{el} /t]	E _{th} ¹⁾ [kWh _{th} /t]
Chlor (flüssig)	1Unt. ²⁾ (DonauChemie Brückl ^{3a)}): Membranverfahren 	2.800 (>2.400 für Elektrolyse ⁴⁾)	514 (flüssig) bzw. 278 ⁴⁾
Sauerstoff	3Unt. ⁵⁾ (Air Liquide Austria, LINDE Gas, MESSER Austria): Luftzerlegung ⁴⁾ 	240-400 ⁵⁾ ; 264 ⁴⁾	---
Calcium-carbit (CaC ₂)	1Unt. ²⁾ (DonauChemie Landeck ^{3b)}): Herstellung im Lichtbogen ⁴⁾ 	2.300-3.100 ⁴⁾ , Landeck: 3.200 ⁶⁾	Kalkbrennen 1.700 ⁴⁾
Polyethylen (PE) ⁴⁾	PE mit verschiedener Dichte (Borealis: HDPE, LDPE), Polymerisation von Ethylen, unterschiedliche Mechanismen, Reaktoren, Bedingungen (Temperatur: 85 - 300°C, sehr unterschiedliche Drücke) und Initiatoren	570	180
Polypropylen (PP) ⁴⁾	Polymerisation von Propylen in Gasphasen- oder Suspensionsreaktoren, Temperaturen <100°C, Druck 20-50 bar	320	220

Produkt	Beschreibung	$E_{el}^{1)}$ [kWh _{el} /t]	$E_{th}^{1)}$ [kWh _{th} /t]
Ammoniak (NH ₃) ⁴⁾	<div style="display: flex; align-items: center; justify-content: center;"> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-right: 10px;"> Synthesegaserzeugung Steam Reforming (SR) oder partielle Oxidation (pO) </div> <div style="font-size: 2em; margin: 0 10px;">→</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-left: 10px;"> Ammoniaksynthese katalytisch im Druckreaktor (380-520°C, 90-230 bar), exotherm (Dampf erzeugt) </div> </div> <p>SR: Entschwefeln → Primär- (800°C) & Sekundärreformer (1.200°C) → CO-Konverter → Reinigung; Rohstoff: 6,1-7,7 MWh/t_{NH3}</p> <p>pO: nicht kat. Reaktion (1.200-1.500°C); Rohstoff: 8,1-9,4 MWh/t_{NH3};</p>	140	BS-SR: 1.000- 2.500; BS-pO: 1.670- 5.560
Salpetersäure (HNO ₃) ⁴⁾	<p>Ostwald-Verfahren: NH₃ → 50-70 % HNO₃, c>70 %: sehr energieintensiv, meist nicht nötig; (stark) exotherme Teilreaktionen: Energieüberschuss</p> <div style="display: flex; align-items: center; justify-content: center;"> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-right: 10px;"> Oxidation von Ammoniak bei Druck p₁ </div> <div style="font-size: 2em; margin: 0 10px;">→</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-right: 10px;"> Oxidation des Stickmonoxids bei Übergang von p₁ auf p₂ </div> <div style="font-size: 2em; margin: 0 10px;">→</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> Absorption des Stickoxids bei p₂ </div> </div>	8-13 ^{4,7)}	Dampf (p≈8 bar) 35- 160 ^{4,7)}
Raffination	<p>1 Unt. (OMV Raffinerie Schwechat)⁸⁾, Durchsatz ≈ 9,6 Mio. t_{Rohöl}/a</p> <div style="display: flex; align-items: center; justify-content: center;"> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-right: 5px;">Ents-</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-right: 5px;">salzung</div> <div style="font-size: 2em; margin: 0 5px;">→</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-right: 5px;">Destilla-</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-right: 5px;">tion</div> <div style="font-size: 2em; margin: 0 5px;">→</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-right: 5px;">Ent-</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-right: 5px;">schwefelung</div> <div style="font-size: 2em; margin: 0 5px;">→</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-right: 5px;">Veredel-</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-right: 5px;">ung</div> <div style="font-size: 2em; margin: 0 5px;">→</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px;">Mischen</div> </div> <p>Produkte: Kraftstoff, Heizöl, Schmiermittel, Bitumen, chem. Grundstoffe (u.a. Ethylen, Propylen), Rekuperationsschwefel, Wasserstoff, Koks</p>	$E_{ges} = 400-1.100$ kWh/t _{Rohöl} ⁹⁾	

¹⁾ kWh/t – Endenergie bzgl. Produkt; thermischer Energieeinsatz = Brennstoff (BS) + Dampf (D), wenn nicht weiter ausgeführt

²⁾ Quelle: FCIO 2017

^{3a)} Quelle: DonauChemie AG 2017a; ^{3b)} Quelle: DonauChemie AG 2017b

⁴⁾ Quelle: Hassan 2013 (wenn ausschließlich in 1. Spalte angegeben für die ganze Zeile gültig)

⁵⁾ Quelle: Schmidthaler et al. 2014

⁶⁾ Quelle: European Commission Joint Research Centre 2007a, S. 360

⁷⁾ Wert bezieht sich auf eine Tonne 100 %-Salpetersäure

⁸⁾ detaillierte Prozessflussbilder für die Raffinerie Schwechat vgl. (OMV 2016) und Details zu den Anlagen (OMV 2017)

⁹⁾ Details zu Energieverbrauch der Einzelprozesse, Prozesstemperaturen und -drücken (European Commission Joint Research Centre 2015b, S. 120, K.3); Raffinerie Schwechat 1995-1997 ca. 1.200 kWh/t_{Rohöl} (Ecker und Winter 2000, S. 92, Tab. 12),

4.3.2 Erhöhung der Flexibilität und Emissionsreduktion in der Erzeugung von Chemikalien und petrochemischen Erzeugnissen

Tabelle 27: Identifizierte Schlüsselprozesse der Erzeugung von chemischen und petrochemischen Produkten unter Angabe der erfüllten Kriterien zur Definition als Schlüsselprozess (x) und Hintergrund der Kriterienerfüllung.

Schlüsselprozess (bzw. Anlage)	Erfüllte Kriterien ¹⁾				Begründung
	1	2	3	4	
Chlorelektrolyse	x				Leistung in einigen Minuten um 50 ^{2a)} bis 75 ³⁾ % reduzierbar
O ₂ -Erzeugung	x				Leistung gemäß Unternehmensangaben in Spezialfällen bis zu 70 % reduzierbar ^{2b)}
CaC ₂ -Erzeugung	x				Leistung im Elektroofen und in Brechern gemäß Unternehmensangaben in der Regel reduzierbar ⁴⁾

Schlüsselprozess (bzw. Anlage)	Erfüllte Kriterien ¹⁾				Begründung
	1	2	3	4	
PP- & PE-Erzeugung			x		2010 ≈9 % des Stromverbrauchs im Industriesektor ⁵⁾ Anlagen ³⁾ : Extruder (Reaktionskolonnen nachgeschaltet): 8-15 MW, Verdichter für radikalische Kettenpolymerisation: 4 x 5 MW, Kälteanlagen: 6 MW; Hemmnisse für Verschiebungen ³⁾ : Vollausslastung, Instabilitäten vermeiden, Kälteanlagen aus Sicherheitsgründen nötig
Herstellung von NH ₃ , HNO ₃ , Urea, Dünger und Melamin			x		2010 ≈10 % Stromverbrauch im Industriesektor ⁵⁾ , einzelne Anlagen verknüpft → Lastverschiebung oder Substitution (wirtschaftlich/ aus Sicherheitsgründen) nicht möglich ³⁾
Raffination			x		Hoher Energieeinsatz ⁶⁾ allerdings komplexe Verknüpfung, daher keine verschiebbare Flexibilität ⁷⁾

¹⁾ (1) Hohe Flexibilität der eingesetzten Technologien hinsichtlich der Versorgung mit fluktuierenden erneuerbaren Energieträgern; (2) Hohe Flexibilität innovativer Technologien für diese Prozesse in Kombination mit innovativen Speichertechnologien; (3) Relevanter Energiebedarf der Prozesse am Gesamtenergiebedarf; (4) Relevanz der Produktionszeiten und mögliche Lastverschiebungen

²⁾ Quelle: Schmidthaler et al. 2014; ^{2a)} S. 25, ^{2b)} S. 28

³⁾ gemäß Vergleich mit beschriebenen Produktionsanlagen bei ähnlichem Unt. (Berger et al. 2011, S. 152)

⁴⁾ Quelle: Gutschi und Stigler 2008, S. 11

⁵⁾ eigene Berechnung: österreichische Unt. (Berger et al. 2011, S. 148–151) und Jahresverbrauch (Statistik AUSTRIA 2016)

⁶⁾ Quelle: European Commission Joint Research Centre 2015b, S. 120

⁷⁾ vgl. Analyse von deutschen Raffineriestandorten bei (Langrock et al. 2015, S. 154)

Für identifizierte und klassifizierte Prozesse aus Tabelle 27 werden Maßnahmen in Tabelle 28, Tabelle 29 und Tabelle 30 dargestellt.

Tabelle 28: Maßnahmen der **Kategorie A** zur Erhöhung der Flexibilität in der chemischen Industrie mit zugeordneten Technologien und Kennzahlen.

Produkt/ Prozess	Beschreibung der Maßnahme	Techno- logie	Kennzahlen ¹⁾			
			P _{ges} [MW _{el}]	ΔP [MW _{el}]	Δt _{Abruf} [h]	Hfkt.
Chlor- elektrolyse	Lastreduktion bei Ausgleich der Produktionsausfallkosten	Regelung	22 ^{2,3)}	≈8 ≈15 ³⁾	¹ / ₁₂ ¹ / ₄ - 4 ³⁾	400-25 ⁴⁾
Luftzer- legung	Lastreduktion der Verdichter (ΔP≈0,12 MW/min)	Regelung	47 ²⁾	14 ²⁾ 10-13 ⁵⁾	zu speziellen Zeiten mögl. ²⁾ , keine allg. Angabe	
Calcium- carbide	Reduktion der Lastaufnahme im Elektrolichtbogenofen	Regelung	14 ⁶⁾	7 ⁵⁾ -8 ⁶⁾	keine allg. Angabe	

¹⁾ P_{ges} – Installierte elektrische Gesamtleistung in Österreich, ΔP – Elektrisch verschiebbare Gesamtleistung des Prozesses in der österreichischen Industrie, Δt_{Abruf} – mögliche Dauer der Lastverschiebung in Stunden (h), Hfkt. – wie oft ist der Abruf möglich pro Jahr

²⁾ vgl. (Schmidthaler et al. 2014)

³⁾ vgl. (Berger et al. 2011)

⁴⁾ In Summe kann für ca. 100 Stunden pro Jahr die Last reduziert werden. Berechnet gemäß Angaben in (Berger et al. 2011)

⁵⁾ vgl. (Gutschi und Hütter 2012)

⁶⁾ Eigene Abschätzung mit folgenden Annahmen: 35.000 t_{CaC2}/a mit 3,2 MWh/t (European Commission Joint Research Centre 2007a) für 8.000 Betriebsstunden (Annahme), Vergleich: reduzierbare Last anhand des Beispiels bei (Gutschi und Stigler 2008)

Weitere Potenziale für Verschiebbarkeiten in (kleineren) Unternehmen, wie z.B. in der kunststoffverarbeitenden Industrie oder Lastverschiebungspotenziale durch Speicherung von

Zwischenprodukten, können nur durch Analyse standortspezifischer Gegebenheiten ermittelt werden. In der chemischen Industrie sind oft Limitierungen für die Verschiebung von Teilprozessen durch Sicherheitsmaßnahmen bzw. durch vergangene Prozessoptimierung hinsichtlich eines gleichmäßigen, kontinuierlichen Leistungsbezugs, gegeben.

Tabelle 29: Maßnahmen der **Kategorie B** zur Erhöhung der Flexibilität in der chemischen-Industrie mit zugeordneten Technologien und Kennzahlen.

Prozess	Beschreibung der Maßnahme	Technologie	Technische Beschreibung der Maßnahme unter Angabe von Kennzahlen ¹⁾
Kühlen und Heizen	Wärmepumpenintegration	(Höchsttemperatur-) wärmepumpe	Für Prozesskühlung, Raumtemperierung, Abwärmrückgewinnung und Destillationsprozesse können Wärmepumpen eingesetzt werden ¹⁾ . Substitution von fossilen Energieträgern zur Bereitstellung von Raumheizung → ≈10-20 MW _{el} zusätzlich installierte Leistung ²⁾ . Weitere Potenziale sind bei alternativer Dampferzeugung mit weiterentwickelten Wärmepumpen möglich.

¹⁾ vgl. (Kiss und Ferreira 2017, Abb. 9.1) und Beispiele aus der chemischen und kunststoffverarbeitenden Industrie bei (Wolf et al. 2014)

²⁾ eigene Abschätzung mit 290 GWh aus fossilen Energieträgern (Statistik AUSTRIA 2016) bei 4.000-8.000 Betriebsstunden und COP≈3.

Tabelle 30: Maßnahmen der **Kategorie C** zur Erhöhung der Flexibilität in der chemischen und petrochemischen Industrie.

Prozess	Beschreibung der Maßnahme
Power-to-Hydrogen	Die Elektrolyse (≈52,7 MWh _{el} /t _{H2}) ist Ansatz für viele Power-to-Chemicals Konzepte und lässt weitere Optionen der energetischen und industriellen Wertschöpfung zu (Ausfelder et al. 2015).
Power-to-Chemicals I	<p>NH₃ (≈9,3 MWh_{el}/t_{NH3}) und HNO₃ werden aus Produkten von Elektrolyse und Luftzerlegung hergestellt (Ausfelder et al. 2015) (Abbildung nach (Ausfelder 2015)). Mit rückgewonnenem CO₂, z.B. aus Abgas, können weitere Folgeprodukte, wie zum Beispiel Urea bzw. Dünger, hergestellt werden (Lechtenböhrner et al. 2016).</p>
Power-to-Chemicals II	<p>Methanol (≈9,9 MWh_{el}/t_{CH3OH}) kann zu vielen weiteren Produkten verarbeitet werden (Ausfelder et al. 2015). Auch petrochemische Grundstoffe können gemäß dieses Schemas über Fischer-Tropsch-Synthese von Naphtha erzeugt werden. Der gesamten Energiebedarf beträgt ≈27 MWh_{el}/t_{HighValueChemical}, wobei die Erzeugung von Naphtha als Ausgangsstoff berücksichtigt ist (Lechtenböhrner et al. 2016).</p>
Chlorherstellung	Beim Einsatz von Sauerstoffverzehrkathoden statt Membranverfahren wird elektrische Energie eingespart, da durch Einspeisung von gasförmigem Sauerstoff die Elektrolyse mit geringerer Spannung betrieben werden kann (Blesl und Kessler 2013). Zur Anpassung an fluktuierende Erzeugung am Strommarkt wäre die Umschaltung zwischen einer Sauerstoffverzehrelektrode, die weniger, und einer Wasserstoffelektrode, die mehr Energie benötigt, ideal (Ausfelder 2015).
Flexibler Betrieb	Dynamische Fahrweise eines strombasierten Prozesses in Kombination mit Industrie-Gaskraftwerken (Langrock et al., S. 156) und einem Roh-/Zwischenproduktspeicher (Ausfelder 2015; Markowz 2014)

4.3.3 Zusammenfassung – Erzeugung von chemischen und petrochemischen Produkten

Aufgrund der Heterogenität der Prozesse in der (petro)chemischen Industrie sind allgemeine Aussagen zu Lastverschiebungs- und Flexibilisierungspotenzialen kaum möglich. Standortspezifische Analysen unter Berücksichtigung des Anlagenparks, der Sicherheitsmaßnahmen und Produktionsauslastung können für die oben angeführten Prozesse genauere Aufschlüsse bzw. auch Abschätzungen für die Lastverschiebungspotenziale in weiteren Unternehmen liefern. Nachweisbare Aussagen zur Flexibilisierung der Erzeugung petrochemischer Produkte konnten ohne die Kenntnis spezifischer Bedingungen und Betreiberinformation (Sicherheitsmaßnahmen, Energieversorgungsanlagen, Prozessparameter, etc.) nicht abgeleitet werden.

Die ermittelten kurzfristig umsetzbaren Potenziale sind Lastverschiebungen bei der Chlor-, Calciumcarbiterzeugung und Luftzerlegung im Ausmaß von 30-35 MW_{el}. Mittelfristig stellt die Einbindung von unterschiedlichen Wärmepumpentechnologien ein Flexibilisierungspotenzial dar. Bei einer Substitution der fossilen Energieträger zur Raumwärme durch Kompressionswärmepumpen (Annahme COP=3) ergäbe sich eine erste Abschätzung für die zusätzlich installierte Leistung von 10-20 MW_{el}, wobei bei Speicherintegration auch Lastverschiebung möglich ist. Weitere Potenziale lassen sich nur durch standortspezifische Analysen quantifizieren. Langfristig bieten vor allem Power-to-X-Technologien zur Wasserstoff- und in weiterer Folge Ammoniak-, Salpetersäure-, Methanol- und Folgeproduktproduktion Flexibilisierungspotenziale. Weitere langfristige Potenziale zur Steigerung der Flexibilität und Effizienz gibt es durch Chlorproduktion mit Sauerstoffverzehrkathoden und flexible Versorgung (Netz und konventionelle Erzeugung) strombasierter Prozesse mit Zwischenproduktspeichern.

4.4 Eisen und Stahl

Tabelle 31: Kennzahlen und Spezifika des österreichischen Industriezweiges Eisen und Stahl.

Kennzahlen und Spezifika des Sektors Iron & Steel	
Endenergieeinsatz im Industriesektor 2015	10.187 GWh ¹⁾
Elektrischer Anteil am Endenergieverbrauch 2015	24,6 % ¹⁾
Sektoranteil am industriellen Energieeinsatz 2015	11,8 % ¹⁾
Anzahl Unternehmen in Österreich 2015	14 Betriebe in der Stahlindustrie ²⁾
Energieträger mit signifikantem Beitrag zur Versorgung	Reduktionsmittel (72 %), Thermische Energie (18 %), Elektrische Energie (10 %) ³⁾
Besonderheiten des Sektors	Hüttenkraftwerk zur elektrischen Eigenversorgung vorhanden, Kokerei und Hochöfen sind kontinuierlich arbeitende Aggregate bei denen die Produktionsmengen zwar in Grenzen variiert werden können

¹⁾ Quelle: Energiedaten Österreich 2015

²⁾ Quelle: STATISTA 2017a

³⁾ Quelle: Pulm, Raupenstrauch 2014a

Die wichtigsten Produktionsprozesse im Bereich Eisen & Stahl sind namengebend:

- Roheisen aus dem Stahl durch den Frischprozess erzeugt wird. Der in Österreich für Roheisen praktisch ausschließlich zur Anwendung kommende Produktionsprozess ist der Hochofen,
- Stahl wird durch Frischen aus dem Roheisen produziert oder im Elektrolichtbogenofen aus Schrott.

In Österreich gibt es derzeit fünf in Betrieb befindliche Hochöfen, alle gehören zur voestalpine Stahl (drei Hochöfen in Linz, zwei in Donawitz).

4.4.1 Eisen- und Stahlproduktionsverfahren und prozessspezifische Kennzahlen

Die wichtigsten Prozessschritte bei der Eisen- & Stahlproduktion, auf Österreich bezogen, sind (alle Angaben gemäß (European Commission Joint Research Centre 2013a)):

4.4.1.1 Sinteranlage:

Sinterbänder haben die Aufgabe, Eisenerz durch das, mit dem Sintern bezweckte „Zusammenbacken“, hochofengängig zu machen. Bei Sinteranlagen wird Koksgrus mit einer Partikelgröße $d_p < 5 \text{ mm}$ eingesetzt, um durch die Verbrennung desselben die für den Sintervorgang erforderliche thermische Energie zu liefern. Dafür sind Temperaturen von $\vartheta = 1300 - 1480 \text{ °C}$ notwendig und es entsteht ein spezifischer Abgas-Volumenstrom von $\dot{v}_{Abg} = 1500 - 2500 \text{ m}^3/\text{t}$. Der das Sinterband verlassende Erzmassenstrom wird oft mittels eines rotierenden Rostkühlers abgekühlt. Dafür ist ein Kühlluftmassenstrom von $\dot{v}_{KL} = 1000 - 1500 \text{ m}^3/\text{t}_{Si}$ erforderlich, wobei Kühllufttemperaturen von bis zu $\vartheta_{KL} = 300 \text{ °C}$ auftreten. Der

spezifische Energiebedarf von Sinteranlagen liegt bei $q_{Si,th} = 1290 - 1910 \text{ MJ}/t_{Si}$, mit einem Mittelwert von $1344 \text{ MJ}/t$. Dies entspricht einem Koksgruß-Äquivalent von $m_{Koks} = 39 - 64 \text{ kg}/t_{Si}$, der Mittelwert liegt bei $m_{Koks} = 50 \text{ kg}/t_{Si}$. Der Elektrizitätsbedarf liegt bei $q_{Si,el} = 92 - 155 \text{ MJ}/t_{Si}$, Eurofer [2007]. Der Zündenergiebedarf einer Sinteranlage beträgt $q_{Si,Zü} = 70 - 85 \text{ MJ}/t_{Si}$. Der Hauptenergielieferant bei Sinteranlagen ist Koksgrus (88 %), gefolgt von Elektrizität sowie Kokerei- Gicht- Tiegel- und Erdgas. Diese Gase können, je nach Anlage, gemischt oder einzeln zugeführt werden. Das bei der voestalpine Stahl verwendete EOS-Verfahren (emission optimized sintering) führt zu einer Reduktion des spez. Koksbedarfs von 60 auf $48 \text{ kg}/t_{Si}$. Durch partielle Rauchgaszirkulation kann der spez. Koksbedarf um $2 - 5 \text{ kg}/t_{Si}$ gesenkt werden.

4.4.1.2 Kokerei:

Die Kokerei (Herdofen) erzeugt den, für den Hochofenprozess erforderlichen Hüttenkoks. Für die Beheizung der Kammern werden Kuppelgase verwendet – die max. erreichte Verbrennungsgas-temperatur in den Heizkammern beträgt $\vartheta = 1150 - 1350 \text{ °C}$. Die in den Herdkammern zu verkokende Kohle erreicht dabei Temperaturen von $\vartheta_K = 1000 - 1100 \text{ °C}$, die Garzeit liegt im Bereich von $t_{Gar} = 14 - 28 \text{ h}$. Der Heizwert des gereinigten Kokereigases beträgt etwa $H_{uKG} = 17,54 \text{ MJ}/m^3$, aus den übrigen Kuppelgasen wird durch Vermischung mit dem Kokereigas ggf. ein Mischgas mit einem Heizwert $H_{uMG} = 4,2 \text{ MJ}/m^3$ hergestellt. Der spez. Koks-ertrag in Kokereien schwankt zwischen $m_{Koks} = 700 - 800 \text{ kg}_{Koks}/\text{kg}_{Kohle}$ (Koks und Kohle trocken) dabei entsteht eine spezifische Kokereigasmenge von $m_{KG} = 140 - 200 \text{ kg}_{KG}/\text{kg}_{Kohle}$ (Kokereigas und Kohle trocken). Das heiße Kokereigas tritt in die Kokereigasleitung (vor Reinigung) mit einer Temperatur von etwa $\vartheta_{KG} = 1000 \text{ °C}$ ein.

Nach dem Verlassen der Kokerei muss der Koks auf Temperaturen, unter denen kein unkontrollierter Verbrennungsprozess mit dem Luftsauerstoff mehr stattfinden kann, abgekühlt werden. Dafür stehen zwei Verfahren zur Verfügung; das Nass- und das Trockenlöschen. Beim Nasslöschen wird der Koks mit Löschwasser in Kontakt gebracht – die Abkühlung erfolgt im Wesentlichen durch die Verdampfung des Wassers. Dabei wird der Koks von etwa $\vartheta_{Koks,A} = 1100 \text{ °C}$ auf $\vartheta_{Koks,E} = 80 \text{ °C}$ abgekühlt vgl. USEPA 2001.

Beim Trockenlöschverfahren beträgt die Gastemperatur nach der Quenchkammer etwa $\vartheta_{G,QKaus} = 780 \text{ °C}$ und hinter dem Dampferzeuger des KTK-Prozesses ca. $\vartheta_{G,DEaus} = 150 \text{ °C}$. In der Quenchkammer wird der Koks von etwa $\vartheta_{Koks,QKEin} = 1050 \text{ °C}$ auf eine Austrittstemperatur $\vartheta_{Koks,QKaus} = 180 \text{ °C}$ abgekühlt. Die Durchlaufzeit für den Koks durch die Quenchkammer beträgt etwa $t_{Koks,Q} = 5 \text{ h}$. Die Kapazität von KTK-Kammern liegt bei ca. $m_{Koks} \leq 100 \text{ t}/\text{Kammer}$. Als Richtwert gilt, dass eine KTK-Anlage mit einer jährlichen Produktionsleistung von $2 \text{ Mio}_t\text{-Koks}/a$

eine elektrische Dauerleistung von etwa $P_{el,KTk} = 36 \text{ MW}$ erzeugt, wenn der produzierte Dampf ausschließlich zur Elektrizitätserzeugung verwendet wird.

4.4.1.3 Hochofen:

Im Hochofen erfolgt der Reduktionsvorgang vom Eisenerz zum Roheisen; das Hauptreduktionsmittel ist Kohlenstoff. Dieser stammt vom Hüttenkoks und verschiedenen Ersatzreduktionsmitteln wie Kohle, Schweröl, Kunststoff u. a. Der Vorteil des Einsatzes von Ersatzreduktionsmitteln liegt in der Vermeidung von CO_2 -Emissionen, weil dadurch die erforderliche Koks menge sinkt. Die alleinige Verwendung von Ersatzreduktionsmitteln im Hochofen ist aus prozesstechnischen Gründen nicht möglich. Der Heizwert von Gichtgas liegt in der Größenordnung von $H_{uGG} = 2,7 - 4,0 \text{ MJ}/\text{m}_N^3$, die

spezifische Gichtgasmenge, die beim Hochofenprozess anfällt, liegt im Bereich von $v_{N_GG} = 1200 - 2000 \text{ m}_N^3/\text{t}_{FM}$. Neue Hochöfen oder Verbesserungen an bestehenden Hochofenanlagen erlauben

die Eindüsung von ca. $m_{Kohle} = 200 \text{ kg}/\text{t}_{FM}$, der theoretische Maximalwert liegt bei ca. $m_{Kohle} = 270 \text{ kg}/\text{t}_{FM}$. Im flüssigen Zustand beträgt die Temperatur des heißen Metalls $\vartheta_{FM} = 1440 - 1500 \text{ }^\circ\text{C}$.

Winderhitzer erreichen am Dom (obere Umlenkung) Temperaturen von $\vartheta_{WE,Dom} = 1100 - 1500 \text{ }^\circ\text{C}$, der Heißwind erreicht Temperaturen von $\vartheta_{HW} = 900 - 1350 \text{ }^\circ\text{C}$. Der Abgasvolumenstrom der Winderhitzer liegt im Bereich von $\dot{v}_{Abg_WE} = 400 - 1500 \text{ m}_N^3/\text{t}_{FM}$. Der mittlere

Reduktionsmittelbedarf liegt beim Hochofen bei $m_{RM_BF} = 486 \text{ kg}/\text{t}_{FM}$. Der Hochofen A der

voestalpine Stahl in Linz produziert etwa $m_{FM} = 3,5 \text{ Mio_t_FM}/\text{a}$. Die spezifische Energiemenge, die mit dem Gichtgas anfällt liegt in der Größenordnung von $q_{GG} = 5 \text{ MJ}/\text{t}_{FM}$; das sind etwa 30 % des Bruttoenergiebedarfs des Hochofens. Moderne Hochöfen arbeiten unter einem Betriebsdruck von 2-2,5 bar, mit Hilfe von Gichtgasentspannungsturbinen können elektrische Leistungen von bis zu 15 MW erreicht werden.

4.4.1.4 Stahlwerk und Sekundärmetallurgie:

Im Stahlwerk wird der Kohlenstoffgehalt von etwa 3-4 % des Roheisens auf 0,01-0,4 % nach dem Frischvorgang abgesenkt. Der spezifische Schrottanteil liegt bei $m_S = 190 - 300 \text{ kg}/\text{t}_{LS}$. Das

während des Blasvorganges freigesetzte Konvertergas kann entweder direkt in einem Kühlkamin, unter Dampferzeugung verbrannt werden oder durch unterdrückte Verbrennung in einem Gasspeichersystem gesammelt werden. Im Falle der nicht unterdrückten Verbrennung führt dies zu hohen spezifische Gasmengen in der Größenordnung von $\dot{v}_{KG_{DV}} = 500 - 1000 \text{ m}_N^3/\text{t}_{LS}$; bei

Systemen mit unterdrückter Verbrennung liegt dieser Wert bei $\dot{v}_{KGUV} = 50 - 100 \frac{m_N^3}{t_{LS}}$. Der spezifische Energieeinsatz für das Trocknen und Vorwärmen beträgt etwa $q_{GG} = 0,051 \frac{GJ}{t_{LS}}$. Der Bedarf an elektrischer Energie beträgt etwa $e_{EL} = 0,08 \frac{GJ}{t_{LS}}$ oder ($23 \frac{kWh}{t_{LS}}$). Wenn das Konvertergas energetisch genutzt wird, dann wird das Stahlwerk zum Netto-Energielieferanten; in modernen Anlagen kann der Wert der Energierückgewinnung bei etwa $q_{ER} = 0,7 \frac{GJ}{t_{LS}}$. Der thermische Aufwand für die Vorwärmung der Formen der Stranggussanlage liegt in der Größenordnung von $q_{SG_{th}} = 0,02 \frac{GJ}{t_{LS}}$. Der spezifische elektrische Verbrauch der Stranggussanlagen beträgt etwa $e_{EL_{SG}} = 0,04 \frac{GJ}{t_{LS}}$. Der Heizwert des Konvertergases (70-80 % CO) liegt bei $H_{uGG} = 8,8 \frac{MJ}{m_N^3}$ und ist damit etwa doppelt so hoch, wie jener von Gichtgas.

Verwendet man einen Abhitzekeessel mit direkter Verbrennung, so können etwa 80 % der im Konvertergas gespeicherten Energie genutzt werden, Bei unterdrückter Verbrennung werden nur 10-30 % der thermischen Energie des Konvertergases direkt genutzt ($0,1 - 0,3 \frac{GJ}{t_{LS}}$), weitere 50-80 % verbleiben als chemische Energie im Konvertergas, welches gespeichert wird. Der Gesamt-Abwärmenutzungsgrad erreicht bei Systemen mit unterdrückter Verbrennung Werte von bis zu 90 %. Wenn das Konvertergas genutzt wird liegen die spezifischen Abwärmenutzungsgrade bei $0,35 - 0,7 \frac{GJ}{t_{LS}}$. Die Realisierung leckagefreier Systeme steigert den Abwärmenutzungsgrad auf $0,98 - 1,08 \frac{GJ}{t_{LS}}$.

4.4.1.5 Elektrolichtbogenofen:

Im Elektrolichtbogenofen wird Stahl aus Schrott produziert, das heißt es ist kein Roheisen aus dem Hochofen dafür erforderlich. Brennstoffe können zugesetzt werden – der energetische Input wird daher den folgenden Input- oder Quelltermen zugeordnet: Elektrische Energie, Verbrennungsprozesse und Oxidationsprozesse. Die Einzelbeiträge können für einen Elektrolichtbogenofen mit relativ niedrigem Gesamtenergiebedarf von $690 \frac{kWh}{t_{LS}}$ zu $380/210/100 \frac{kWh}{t_{LS}}$ auf die Beiträge elektrische Energie, Brennstoff und Oxidation aufteilt werden. Von diesem Energieinput werden etwa $370 \frac{kWh}{t_{LS}}$ für das Schmelzen und $37 \frac{kWh}{t_{LS}}$ für die Verflüssigung und Überhitzung der Schlacke aufgewendet. Die Verluste liegen bei etwas $100 \frac{kWh}{t_{LS}}$ durch Wärmeabgabe und $140 \frac{kWh}{t_{LS}}$ durch die Enthalpie des Abgases. Die Nutzung der Abgasenthalpie wurde in den letzten 40 Jahren entwickelt – der Schrott kann beispielsweise auf Temperaturen von bis zu 800 °C vorgewärmt werden, wodurch der Gesamtenergiebedarf um bis zu $100 \frac{kWh}{t_{LS}}$ reduziert werden kann, bei einem 100 MW Gleichstrom-Elektrolichtbogenofen wurde eine Verbrauchsreduktion von $360 \frac{kWh}{t_{LS}}$ erreicht. Nachverbrennung der Abgase mit zusätzlichen Brennern ist energieintensiv mit etwa $30 \frac{kWh}{t_{LS}}$. Die spez. anfallende Schlackenmenge liegt bei etwa $60 - 270 \frac{kg}{t_{LS}}$.

4.4.2 Erhöhung der Flexibilität und Emissionsreduktion in der Eisen- und Stahlerzeugung

Tabelle 32: Identifizierte Schlüsselprozesse der Eisen- und Stahl-Erzeugung unter Angabe der erfüllten Kriterien für Schlüsselprozesse (x) und Begründung für diese Zuordnung.

Schlüsselprozess	Erfüllte Kriterien ¹⁾				Begründung
	1	2	3	4	
Sinterband (SB)			x	X	Sintervorgang kann vom sonstigen Produktionsprozess entkoppelt werden – bei Vorhandensein eines Sinterlagers.
Kokerei			X		Die Kokerei ist ein stationär arbeitendes System, das in seiner Betriebsweise nicht beeinflusst werden kann. Die energetischen Potenziale sind wichtig: Kokereigas, Möglichkeit zur Kokstrockenkühlung, Einsatz anderer Brennstoffe.
Hochofen			X		Der Hochofen ist die energetische Kernkomponente im Hüttenwerk – der energetische Bedarf des Hochofens bestimmt alle anderen Abläufe im integrierten Hüttenwerk.
Stahlwerk			X		Das Stahlwerk verarbeitet das aus dem Hochofen kommende Roheisen und ist daher an die Fahrweise von diesem gekoppelt.
Elektrolichtbogenofen (ELB)	X	X		X	Kann mit regenerativem Strom und mit regenerativen Brennstoffen versorgt werden, Betrieb des Ofens an Angebot anpassbar.

¹⁾ (1) Hohe Flexibilität der eingesetzten Technologien hinsichtlich der Versorgung mit fluktuierenden erneuerbaren Energieträgern; (2) Hohe Flexibilität innovativer Technologien für diese Prozesse in Kombination mit innovativen Speichertechnologien; (3) Relevanter Energiebedarf der Prozesse am Gesamtenergiebedarf; (4) Relevanz der Produktionszeiten und mögliche Lastverschiebungen

Für identifizierte und klassifizierte Prozesse aus Tabelle 32 werden Maßnahmen technische Machbarkeit und mögliche Integrationskonzepte der erforderlichen Technologien in Tabelle 33, Tabelle 34 und Tabelle 35 diskutiert.

Tabelle 33: Maßnahmen der **Kategorie A** zur Erhöhung der Flexibilität in der Eisen- und Stahl-Industrie mit zugeordneten Technologien und Kennzahlen.

Prozess	Beschreibung der Maßnahme	Technologie	Kennzahlen ¹⁾			
			P _{ges} [MW]	Δ P [MW]	Δ t _{Abruf} [h]	Hfkt.
SB	Lastverschiebung, wenn elektr. Energiebedarf reduziert werden soll.	Regelung und Einsatzplanung	18	2	8	12
ELB	Einsatzverschiebung – Anpassung an Vorhandensein von elektrischer Energie aus Erneuerbaren.	Regelung und Einsatzplanung	106	11	3	12

¹⁾ P_{ges} – Installierte elektrische Gesamtleistung in Österreich, ΔP – Verschiebbare elektrische Gesamtleistung des Prozesses in der österreichischen Industrie, Δt_{Abruf} – mögliche Dauer der Lastverschiebung in Stunden, Hfkt. – wie oft ist der Abruf möglich pro Jahr.

Tabelle 34: Maßnahmen der **Kategorie B** zur Erhöhung der Flexibilität in der Eisen und Stahl-Industrie mit zugeordneten Technologien und Kennzahlen.

Prozess	Beschreibung der Maßnahme	Technologie	Technische Beschreibung der Maßnahme unter Angabe von Kennzahlen ¹⁾
KTK	Ersatz des Naschlöschverfahrens durch eine KTK-Anlage	Abwärmee-nutzung	Potenzial P_{el} ca. 35 MW
KGS	Vorsehen weiterer Speicher f. Gichtgas und Konvertergas: Ziel Erhöhung der Flexibilität in der elektrischen Erzeugung	Gas-speicher	Potenzial 15-30 MW

Tabelle 35: Maßnahmen der **Kategorie C** zur Erhöhung der Flexibilität in der Eisen- und Stahl-Industrie.

Prozess	Beschreibung der Maßnahme
ZP	Anwendung von Ersatzreduktionsverfahren' (HISARNA oder Elektrolyse)

4.4.3 Zusammenfassung – Eisen- und Stahlerzeugung

Zur kurzfristigen Lastanpassung sind im integrierten Hüttenwerk das Sinterband und das Hüttenkraftwerk geeignet. Beim Sinterband könnte durch eine Produktionsmengenänderung eine lastverschiebbare elektrische Leistung von 2 MW verfügbar werden – wenn sich eine solche Produktionsmengenänderung durch die bestehenden Sinterlager erreichen lässt.

Die in Österreich vorhandenen Elektrolichtbogenöfen in der Stahlindustrie haben eine Gesamtleistung von 106 MW. Das Lastverschiebepotenzial dieser kann in weiten Bereichen variieren. Von einer konventionellen, eigenen Schätzung ausgehend die bei ca. 12 MW (elektrisch) mit ca. 10 % der installierten Leistung liegt, werden in der Studie von Kollmann et al. (2015) Werte von bis zu 60 MW genannt.

Würde man bei der Kokerei in Linz das aktuelle Nasslöschverfahren durch ein Trockenlöschverfahren ersetzen könnte man eine zusätzliche elektrische Leistung von 35 MW produzieren – dies ist kein Lastverschiebepotenzial sondern eine Erhöhung der Energieeffizienz durch Abwärmee-nutzung.

Das integrierte Hüttenwerk eignet sich durch die Kombination Kuppelgasnetz-Hüttenkraftwerk-Kuppelgasspeicher gut zur Lastverschiebung. Durch das Errichten zusätzlicher Gasspeicher kann dieses Potenzial vergrößert werden.

Ein Umstieg auf erneuerbare Energie ist über verschiedene Routen denkbar, vgl. verschiedene Ersatzreduktionsverfahren (z. B. HISARNA) bis hin zur elektrolytischen Stahlerzeugung – allerdings bei hohem elektrischem Aufwand.

4.5 Glas, Steine und Erden

Tabelle 36: Kennzahlen und Spezifika des österreichischen Industriezweiges Glas, Steine und Erden (umfasst eine Vielzahl an Produkten).

Kennzahlen und Spezifika der österreichischen Industrie zur Herstellung von Glas, Steine und Erden 2015	
Endenergieeinsatz im Industriesektor	10.200 GWh ¹⁾ weitere Ausführungen s.u.
Elektrischer Anteil am Endenergieverbrauch	18,17 % ¹⁾
Sektoranteil am industriellen Energieeinsatz	11,68 % ¹⁾
Anzahl Unternehmen in Österreich ²⁾	1.331 Unternehmen gesamt: 146 Hersteller von Glas(waren) 14 Hersteller von feuerfesten keramischen Waren 24 Hersteller von keramischen Baumaterialien 11 Hersteller von Zement, Kalk und gebranntem Gips
Energieträger mit signifikantem Beitrag zur Versorgung	Naturgas, brennbare Abfälle, elektrische Energie, biogene Brenn- und Treibstoffe ($\Sigma > 80$ %) ¹⁾
Besonderheiten des Sektors	Große Einzelverbraucher, keine Volllast (7.200 h _{Betrieb}) ³⁾

¹⁾ Quelle: Statistik AUSTRIA 2016

²⁾ Quelle: Statistik AUSTRIA 2017

³⁾ Quelle: Berger et al. 2011, S. 126

In diesem Abschnitt werden die Herstellung folgender Produkte, dazugehörige prozessspezifische Kennzahlen sowie Potenziale zur Lastverlagerung und Adaption an fluktuierende Einspeisung behandelt: Zement, Keramische Erzeugnisse (Ziegeln und feuerfeste Steine), Glas

4.5.1 Verfahren zur Produktion von Zement

Tabelle 37: Kennzahlen und Spezifika der österreichischen Industrie.

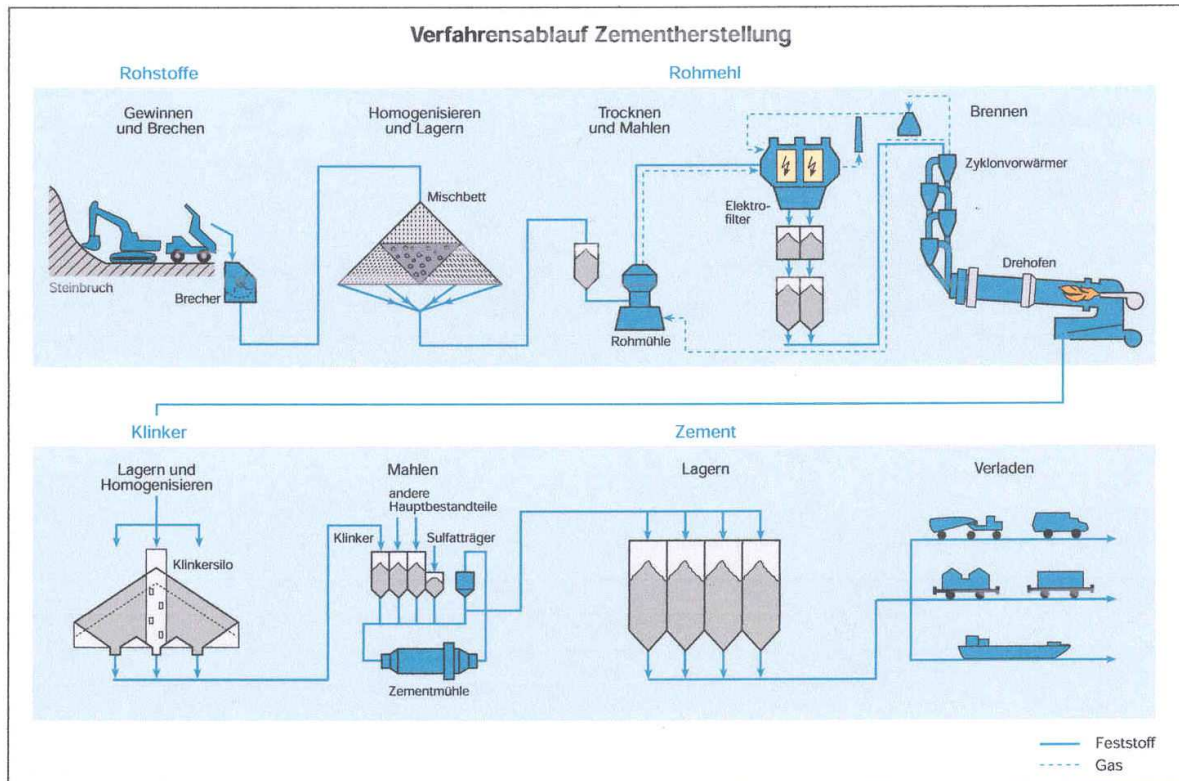
Kennzahlen und Spezifika des Sektors Zement	
Endenergieeinsatz im Industriesektor 2015 in GWh	3.746,0 ¹⁾
Elektrischer Anteil am Endenergieverbrauch 2015 in %	14,0 ¹⁾
Sektoranteil am industriellen Energieeinsatz 2015 in %	3,95 ¹⁾
Anzahl Unternehmen in Österreich 2015	9 Betriebe in der Zementindustrie ²⁾
Energieträger mit signifikantem Beitrag zur Versorgung	Kohle (13 %), Heizöl (0,83 %), Petrolkoks (6,1 %), Erdgas (0,47 %), Alternativbrennstoffe (65,6 %), elektrische Energie (14 %) ³⁾
Besonderheiten des Sektors	Prozessbedingte CO ₂ -Emission durch den Brennvorgang des Klinkers, Möglichkeiten zur Elektrizitätserzeugung durch Abwärmenutzung

¹⁾ Quelle: Energiedaten Österreich 2015

²⁾ Quelle: Zement+Beton handels- und Werbeges.m.b.h 2012

³⁾ Quelle: Haider, Werner 2014

Abbildung 15: Schema eines Zementwerks. Quelle: Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA: chemanager-online.com.



Die wichtigsten Produktionsprozesse der Zementherstellung werden im Folgenden dargestellt, die energetischen Daten stammen aus (European Commission Joint Research Center 2013b):

Rohmaterialgewinnung: Im Steinbruch werden Kalkstein und Mergel abgebaut und gebrochen (Vor- und Nachbrecher). Nach der Zugabe von Ton werden die Rohmaterialien im Mischbett vorbereitet.

Rohmaterialaufbereitung: Nach der Zugabe von Korrekturmaterialien werden die Rohmaterialien in der Rohmehlmühle gemahlen. Diese ist ein wichtiger Energieverbraucher im Bereich der Rohmaterialaufbereitung, gemeinsam mit der Zementmühle und den Saugzugventilatoren.

Brennvorgang: Das Brennen des Rohmaterials erfolgt im Drehrohr, dabei kommt es zu den gewünschten Reaktionen der Aufgabematerialien. Für die Energieeffizienz sind die Aufwärmung und vor allem die Trocknung des Rohmaterials vor Eintritt in das Drehrohr wichtig. Diese Vorgänge finden in den Zyklonvorwärmerstufen statt und das heiße Ofenabgas wird dafür genutzt. Eine wichtige Möglichkeit zur Energierückgewinnung bietet die Abkühlung des Klinkers, der das Drehrohr gebrannt verlässt. Diese Abkühlung kann durch Satellitenkühler oder Rostkühler erfolgen. Letzterer ist für die Energierückgewinnung geeignet-zonenweise kann die heiße Kühlluft z. B. als Primärluft für die Verbrennung im Drehrohr oder im Abhitzekeessel zur Dampferzeugung verwendet werden.

Zementmahlen und Lagerung: In der letzten Stufe der Zementherstellung erfolgen das Mahlen des Klinkers und die Zugabe von Zuschlagstoffen wie Gips, Kalkstein, Flugasche und Hüttensand. Nach dem Mahlen wird der fertige Zement in Silos gelagert, verpackt und versendet.

Zum Energiebedarf der Zementherstellung: Die Zementherstellung ist ein energieintensiver Vorgang bei dem bis zu 40 % der Betriebskosten für Energie aufgewendet werden müssen.

Der spezifische, elektrische Energiebedarf beträgt bis zu 20 % des Gesamtenergiebedarfs, die wichtigsten Verbraucher sind die Rohmehl- sowie die Zementmühle und das Saugzuggebläse. Der theoretische Energiebedarf für den Brennvorgang liegt bei $q_{KL,Re} = 1700 - 1800 \text{ MJ}/t_{KL}$; der gesamte thermische Energiebedarf für die Klinkerherstellung beträgt etwa $q_{KL,th} = 3000 -$

$3800 \text{ MJ}/t_{kl}$. Bei der Herstellung von Spezialzement, kann der thermische Energiebedarf auf bis zu $q_{SG_th} = 5000 \text{ MJ}/t_{kl}$ steigen.

Der elektrische Bedarf der Zementerzeugung liegt im Bereich von $e_{kl} = 90 - 150 \text{ kWh}/t_{ze}$, das sind bis zu 20 % des Gesamtenergiebedarfs der Zementproduktion.

Der Energiebedarf der Zementproduktion kann durch folgende Maßnahmen reduziert werden:

- Verwendung von modernen Klinkerkühlern,
- Einsatz optimierter Drehrohre (Durchmesser-/Längenverhältnis),
- Verwendung von Vorwärmern und Vorkalziniern,
- Optimiertes Materialhandling,
- Optimierter Mühlenbetrieb.

4.5.1.1 Erhöhung der Flexibilität und Emissionsreduktion bei der Zementproduktion:

Tabelle 38: Identifizierte Schlüsselprozesse der Zementproduktion unter Angabe der erfüllten Kriterien für Schlüsselprozesse (x) und Begründung für diese Zuordnung.

Schlüsselprozess	Erfüllte Kriterien ¹⁾				Begründung
	1	2	3	4	
Rohmehlmühle	X				Abstimmung des Produktionsprozesses und Zwischenlagerung des Materials
Zementmühle	X				Abstimmung des Produktionsprozesses und Zwischenlagerung des Materials
Klinkerkühler			X		Abwärmenutzung und thermische Speicherung

¹⁾ (1) Hohe Flexibilität der eingesetzten Technologien hinsichtlich der Versorgung mit fluktuierenden erneuerbaren Energieträgern; (2) Hohe Flexibilität innovativer Technologien für diese Prozesse in Kombination mit innovativen Speichertechnologien; (3) Relevanter Energiebedarf der Prozesse am Gesamtenergiebedarf; (4) Relevanz der Produktionszeiten und mögliche Lastverschiebungen

Für identifizierte und klassifizierte Prozesse aus Tabelle 38 werden Maßnahmen, technische Machbarkeit und mögliche Integrationskonzepte der erforderlichen Technologien in Tabelle 39, Tabelle 40 und Tabelle 41 diskutiert.

Tabelle 39: Maßnahmen der **Kategorie A** zur Erhöhung der Flexibilität in der Zementproduktion mit zugeordneten Technologien und Kennzahlen.

Prozess	Beschreibung der Maßnahme	Technologie	Kennzahlen ¹⁾			
			P_{ges} [MW]	ΔP [MW]	Δt_{Abruf} [h]	Hfkt.
RM + ZM	Lastverschiebung, wenn elektr. Energiebedarf reduziert werden soll.	Regelung und Einsatzplanung.	64	6,4	8	9

¹⁾ P_{ges} – Installierte elektrische Gesamtleistung in Österreich, ΔP – Verschiebbare elektrische Gesamtleistung des Prozesses in der österreichischen Industrie, Δt_{Abruf} – mögliche Dauer der Lastverschiebung in Stunden, Hfkt. – wie oft ist der Abruf möglich pro Jahr

Tabelle 40: Maßnahmen der **Kategorie B** zur Erhöhung der Flexibilität in der Zementproduktion mit zugeordneten Technologien und Kennzahlen.

Prozess	Beschreibung der Maßnahme	Technologie	Technische Beschreibung der Maßnahme unter Angabe von Kennzahlen ¹⁾
KK	Klinkerkühler und Abwärmee-nutzung	Abwärmee-nutzung	Potenzial P_{el} ca. 40 MW

Tabelle 41: Maßnahmen der **Kategorie C** zur Erhöhung der Flexibilität in der Zementproduktion.

Prozess	Beschreibung der Maßnahme
DR	Power-to-Gas, Befuerung des Drehrohrs mit H_2 , CO_2 -Abscheidung

4.5.1.2 Zusammenfassung – Zementproduktion:

Kurzfristig bietet sich die Möglichkeit der Lastverschiebung nur durch variablen Betrieb der Rohmehl- und der Zementmühle. Damit könnten kurzfristige Leistungsanpassungen des elektrischen Bedarfs erreicht werden – die Möglichkeiten dieser Anpassung sind mit den Zementherstellern zu koordinieren und ein Geschäftsmodell dafür zu entwickeln.

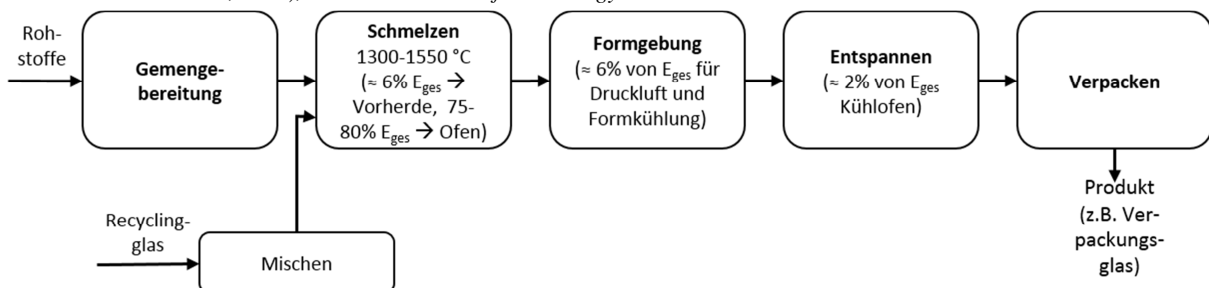
Die Abwärmenutzung aus dem Klinkerkühler bietet weiters die Möglichkeit thermische Energie zu speichern und diese dann in einem Verstromungsprozess einzusetzen. Die elektrische Dauerleistung die diesbezüglich zur Verfügung gestellt werden kann, liegt bei etwa 40 MW.

4.5.2 Verfahren zur Herstellung von Glas und keramischen Produkten sowie prozessspezifische Kennzahlen

4.5.2.1 Glasherstellung

2016 wurden in Österreich 520.352 Tonnen Glas erzeugt. Den größten Anteil machten Verpackungsgläser (81,4 %) aus. Weitere Kategorien sind Produkte aus der glasbe- und glasverarbeitenden Industrie (10,7 %), sonstige Gläser wie Beleuchtungsglas oder Dämmmaterialien (7,6 %) und Wirtschaftsglas. Dazu wurden 235.700 Tonnen Altglas eingesetzt. (Fachverband der Glasindustrie 2017).

Abbildung 16: Prozessschritte der Glasherstellung. Quelle: Eigene Darstellung nach (Toro und Jochem 2013, S. 477f) unter Angabe von Anteilen der eingesetzten Endenergie am Beispiel von Behälterglas gemäß (European Commission Joint Research Centre 2013c, S. 91), Austrian Institute of Technology.



Inputfaktoren in der Glasherstellung sind Rohstoffe (Quarzsand, Kalk, Soda sowie weitere Mineralien) bzw. recyceltes Altglas, Energie, Wasser und Hilfsstoffe (Chemikalien, Reinigungsmittel, etc.). Energieträgerseitig werden hauptsächlich Erdöl, Erdgas (steigende Tendenz) und elektrischer Strom eingesetzt. Der theoretisch minimale Endenergieeinsatz zur Schmelze beträgt $\approx 0,6 \text{ MWh/t}_{\text{Schmelze}}$. In der Realität liegt dieser Wert allerdings zwischen 0,9 und 11 $\text{MWh/t}_{\text{Schmelze}}$, wobei der tatsächliche Wert von vielen Faktoren wie Alter und Größe der Anlage, Recyclinganteil, Produktqualität, Anteil der elektrischen Zuheizung, etc. abhängt. Üblicherweise ist aus wirtschaftlichen Gründen nur ein geringer Anteil der eingesetzten Energie elektrischer Strom, z.B. für Luftverdichter und Ventilatoren in der Produktion. (European Commission Joint Research Centre 2013c, S. 91–95)

Gemäß des *Anlagenberichts 2007* wurden in Österreich 2006 zur Verpackungsglaserzeugung ausschließlich gasbefeuerte Wannen, die in der Regel kontinuierlich betrieben werden, eingesetzt. Für die anderen Produkte kamen überwiegend elektrisch beheizte Wannen und diskontinuierlich betriebene Hafenoöfen sowie ein koksbeheizter Kupolofen zur Steinwolleerzeugung zum Einsatz. Der Energieeinsatz lag bei 1,1-1,4 MWh/t , wobei in Österreich die hohe Scherbenrecyclingrate von 50-75 % maßgeblich zu einer Reduktion des Energieeinsatzes beiträgt. Als Richtwert gilt hier: bei 10 % mehr Scherbenrecycling sinkt der Energiebedarf um 2-3 %. Soll die Produktqualität verbessert werden, steigt der Energiebedarf aufgrund längerer Verweilzeiten und höherer Temperaturen. In der Verpackungsglaserzeugung erfolgt Abwärmenutzung an den Standorten. Zur Erzeugung von Blei- und Kristallglas in elektrisch beheizten Wannen braucht man $\approx 1,2$ bzw. 2 MWh/t (Krutzler et al. 2008).

Schätzt man den jährlichen Energieeinsatz zur Glasproduktion unter Berücksichtigung einer jährlichen Produktionsmenge von 520.352 Tonnen und einem durchschnittlichen Energieeinsatz von 1,5 MWh/t (vgl. Angaben weiter oben), ergibt sich ein jährlicher Gesamtenergieeinsatz von ca. 780,5 GWh.

4.5.2.2 Keramische Produkte (Feuerfestkeramik und Ziegel)

2015 wurden in Österreich u.a. folgende Produkte hergestellt (Fachverband der Stein- und keramischen Industrie 2017):

- 218.782 t feuerfeste Steine, Platten, Fliesen, o.ä. mit Mg, Ca oder Cr-Gehalt >50 %
- 178.604 t feuerfester Zement, Mörtel, Beton und ähnliche feuerfeste Mischungen
- 1.711.297 t Ziegel- und -fertigteile.

Abbildung 17: Herstellung von keramischen Produkten. Quelle: Eigene Darstellung nach (Toro und Jochem 2013, S. 479–481) und (Reitze und Jochem 2013, S. 422f), Austrian Institute of Technology.

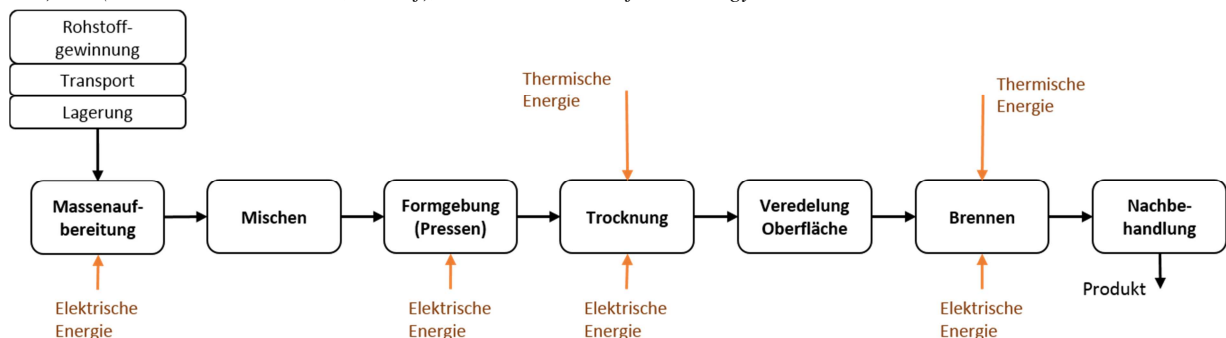


Abbildung 17 stellt für die Herstellung von Ziegeln und von feuerfesten Keramikprodukten den Prozessablauf vereinfacht dar. Allerdings können sich die Anlagen für die einzelnen Prozessschritte unterscheiden. Teilschritte der Formgebung können pressen, gießen oder extrudieren sein. Auch die Trocknungs- und Brennöfen sind in unterschiedlichsten Ausführungen möglich. Zur Trocknung können zum Beispiel Kammertrockner, Tunnelrockner, Korbtrockner, etc. eingesetzt werden. Für den Brennvorgang gibt es kontinuierlich betriebene Öfen wie u.a. Tunnel- oder Kammeröfen aber auch Öfen mit intermittierendem Betrieb. Die Oberflächen- und Nachbehandlung ist stark von dem gewünschten Endprodukt abhängig. Entscheidend bei der Produktion von keramischen Produkten ist die exakte Einhaltung von Temperaturgradienten beim Aufheizen und Abkühlen der Zwischenprodukte. Die Prozessschritte mit dem größten thermischen Energieeinsatz sind die Trocknung und das Brennen der Produkte (European Commission Joint Research Centre 2007c).

Tabelle 42: Prozessparameter bei der Herstellung von Ziegeln und feuerfester Keramik, wobei sich je nach eingesetzter Technologie die Prozessparameter unterscheiden, Quelle: European Commission Joint Research Centre 2007c.

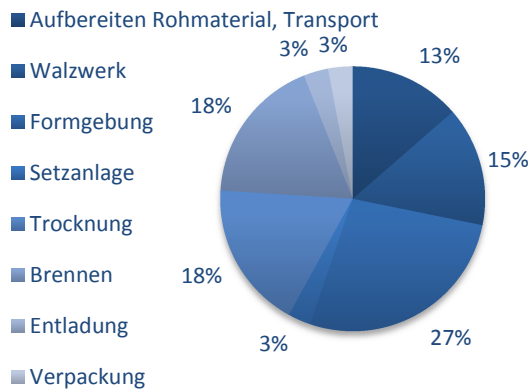
Prozessparameter bei der Herstellung von:	Einheit	Ziegeln	feuerfester Keramik
Trocknungstemperatur	°C	60-90	80-200
Trocknungsdauer	h	Bis zu 48	Bis zu 48
Spezifischer thermischer Energieeinsatz Trocknung	kWh _{therm} /t	270-1.250 ¹⁾	80-420
Brenntemperatur	°C	800-1.300	1.200-1.800
Brenndauer	h	4-60	n.a.
Spezifischer thermischer Energieeinsatz Brennen	kWh _{therm} /t	270-1.250 ¹⁾	900-2.500
Rauchgastemperatur	°C	100-300	120-400
Spezifischer thermischer Gesamtenergieeinsatz	kWh _{therm} /t	290-810 ²⁾	n.a.
Spezifischer elektrischer Gesamtenergieeinsatz	kWh _{el} /t	22-114 ²⁾	n.a.
Spezifischer Gesamtenergieeinsatz	kWh/t	310-920	1.000-1.990

¹⁾ Spezifischer Energieeinsatz für Trocknung und Brennen

²⁾ Werte angegeben für Österreich, im Durchschnitt werden in Österreich in Summe (elektrisch und thermisch) 470 kWh/t eingesetzt.

Der elektrische Energieeinsatz in der Ziegelproduktion teilt sich wie in Abbildung 18 dargestellt auf. Der größte Anteil wird zur Formgebung aufgewandt, gefolgt von den auch thermisch energieintensiven Prozessschritten *Trocknung* und *Brennen*. Während Brenner meist kontinuierlich betrieben werden, läuft die Trocknung oft nicht stationär sondern mit einem bestimmten Tagesrhythmus ab, abhängig von der Bereitstellung nasser Rohlinge (Junge 2002, S. 18). Ein weiterer großer Verbraucher ist die Rohmaterialzerkleinerung, die bei der Ziegelproduktion u.a. im Walzwerk stattfindet.

Abbildung 18: Elektrischer Energieeinsatz in der Ziegelproduktion. Daten: zitiert in (Reitze und Jochem 2013, S. 423). Eigene Darstellung, Austrian Institute of Technology.



Der jährliche Gesamtenergieeinsatz berechnet sich für die Ziegelproduktion mit den Annahmen von 0,47 MWh/t und einer Jahresproduktion von 1.711.297 t Ziegel- und -fertigteilen zu 804,3 GWh. Nimmt man einen durchschnittlichen Energieeinsatz zur Keramikproduktion von 1,5 MWh/t sowie eine Jahresproduktion von 397.386 t an, ergibt sich der jährliche Gesamtenergieeinsatz zu 397,4 GWh.

4.5.2.3 Erhöhung der Flexibilität und Emissionsreduktion bei der Erzeugung von Glas und keramischen Produkten

Tabelle 43: Identifizierte Schlüsselprozesse bei der Herstellung von Glas und keramischen Produkten unter Angabe der erfüllten Kriterien zur Definition als Schlüsselprozess (x) und Hintergrund der Kriterienerfüllung.

Schlüsselprozess	Erfüllte Kriterien ¹⁾				Begründung
	1	2	3	4	
Glasschmelze			x		Hoher spezifischer Energiebedarf
Rohmaterialzerkleinerung (Keramik, ev. auch Glas)			x		Tw. hohe elektrische Anschlussleistungen ^{2a)} Oft mit Produktzwischenspeichern betrieben ^{2b)}
Formgebung (Pressen)			x	x	Vgl. Abbildung 18 Gemäß Unternehmensangaben geeignet für Demand Response ^{2b)}
Trocknen von keramischen Produkten		x	x	x	T ≈ 80-200°C → Abwärme/Wärmepumpe möglich ³⁾ hoher Energiebedarf (el. und therm.) oft kein kontinuierlicher Betrieb (s.o.)
Brennen von keramischen Produkten			x		sehr hoher thermischer und anteilmäßig hoher elektrischer Energiebedarf

¹⁾ (1) Hohe Flexibilität der eingesetzten Technologien hinsichtlich der Versorgung mit fluktuierenden erneuerbaren Energieträgern; (2) Hohe Flexibilität innovativer Technologien für diese Prozesse in Kombination mit innovativen Speichertechnologien; (3) Relevanter Energiebedarf der Prozesse am Gesamtenergiebedarf; (4) Relevanz der Produktionszeiten und mögliche Lastverschiebungen

²⁾ Quelle: Berger et al. 2011; ^{2a)} Tab. 36, S. 124, ^{2b)} S. 161-163

³⁾ Quelle: Lauer mann et al. 2017

Für identifizierte und klassifizierte Prozesse aus Tabelle 43 werden Maßnahmen technische Machbarkeit und mögliche Integrationskonzepte der erforderlichen Technologien in Tabelle 44, Tabelle 45 und Tabelle 46 diskutiert.

Tabelle 44: Maßnahmen der **Kategorie A** zur Erhöhung der Flexibilität bei der Herstellung von Glas und keramischen Produkten mit zugeordneten Technologien und Kennzahlen.

Prozess	Beschreibung der Maßnahme	Technologie	Kennzahlen ¹⁾			
			P _{ges} [MW]	Δ P [MW]	Δ t _{Abruf} [h]	Hfkt.
Beheizung Glaswanne	Bei ausschließlich bzw. zusätzlicher elektrischer Beheizung kann die Last kurzfristig reduziert/ erhöht werden	Regelung	5-9 ²⁾	n.a. ²⁾	<1h ²⁾	n.a. ²⁾
Aufbrechen Rohmaterial für Keramik	Verschieben/ Abschalten der el. Leistung und Lagern von zerkleinertem Material ³⁾	Regelung	40-70 ³⁾	40-70 ^{4,5)}	1/12-1 ⁴⁾	≈200-250 ⁴⁾
Formgebung Keramik	Kurzfristige Lastreduktion und Verschiebung ⁴⁾	Regelung	40-70 ⁶⁾	<50 % ⁴⁾	1/12-1 ⁴⁾	≈200-250 ⁴⁾

¹⁾ P_{ges} – Installierte elektrische Gesamtleistung in Österreich, ΔP – Elektrisch verschiebbare Gesamtleistung des Prozesses in der österreichischen Industrie, Δt_{Abruf} – mögliche Dauer der Lastverschiebung in Stunden (h), Hfkt. – wie oft ist der Abruf möglich pro Jahr

²⁾ Abschätzung gemäß (Krutzler et al. 2008): 1,2-2 MWh/t, 15-104 t/d → maximal installierte Leistung ergibt sich zu 5-9 MW. Die Häufigkeit des Abrufs ist stark von der Anlagenfahrweise abhängig. Die Abrufdauer wird mit bis zu einer Stunde abgeschätzt, da ein Abkühlen der Glaswanne vermieden werden soll. Die Leistungsänderung ist von Lastpunkt und Verschiebedauer abhängig.

³⁾ Die Anschlussleistung pro Zerkleinerungsaggregat, das sich im Steinbruch oder Produktionswerk befinden kann, beträgt meist hundert bis einige hundert Kilowatt, vgl. (Berger et al. 2011, S. 162). Durchschnittliche Betriebe haben eine Gesamtanschlussleistung zwischen 0,5 und 2 MW, vgl. (Gutschi und Stigler 2008, S. 8). Die installierte Gesamtleistung für Zerkleinerungsaggregate in der Produktion von keramischen Erzeugnissen in Österreich wird in dieser Ausarbeitung mit 40-70 MW **abgeschätzt**.

⁴⁾ vgl. angeführtes Beispiel bei Berger (Berger et al. 2011, S. 161–163)

⁵⁾ bei geeigneten Lagerungsmöglichkeiten kann vor allem in den Wintermonaten Material zerkleinert werden und Potenzial für Demand Response zur Verfügung gestellt werden, vgl. (Gutschi und Stigler 2008, S. 6f)

⁶⁾ Die Anschlussleistungen pro Einzelanlage liegen bei circa 100 kW, in großen Unternehmen (vgl. Beispiel) beträgt die gesamte installierte Leistung von Steinpressen 2-3 MW, vgl. (Berger et al. 2011, S. 162–163). Die in Österreich installierte Leistung wird in dieser Ausarbeitung mit 40-70 MW **abgeschätzt**.

Tabelle 45: Maßnahmen der **Kategorie B** zur Erhöhung der Flexibilität bei der Herstellung von Glas und keramischen Produkten mit zugeordneten Technologien und Kennzahlen.

Prozess	Beschreibung der Maßnahme	Technologie	Technische Beschreibung der Maßnahme unter Angabe von Kennzahlen
Keramik-trocknung	Substitution der thermischen Energie aus fossilen Rohstoffen zur Trocknung ¹⁾	Wärmepumpe	Annahme P _{WP} ≈250 kW _{el} (vgl. ¹⁾) für einem Trockner → einige MW _{el} in Österreich ²⁾ , allerdings aufgrund kontinuierlichen Betriebs nur begrenztes Potenzial für Demand Response

¹⁾ Simuliert wurde die Integration einer Kompressionswärmepumpe zur Ziegel-trocknung (Lauer-mann et al. 2017). Am Trocknereingang wird die „kalte“ Nassluft als Quelle genutzt, abgekühlt und anschließend an die Umgebung abgeführt. Die gewonnene Wärme wird der Hallenluft (=Zuluft) zugeführt. Diese wird für die Frischluft-Einspeisung (FL) am Ende des Trockners eingesetzt. Im Idealfall wird dadurch der Gasbrenner vollständig substituiert. Die Anschlussleistung der Wärmepumpe in der Simulation liegt zwischen 180 und 260 kW, die erreichten Temperaturen auf Seiten der Wärmesenke reichen mit dem in der Simulation angenommenen Kältemittel bis zu 155°C.

²⁾ Abschätzung: ca. 30 Betriebe mit Trocknern für keramische Produkte, 30-250kW_{el} = 7,5 MW_{el}

Tabelle 46: Maßnahmen der **Kategorie C** zur Erhöhung der Flexibilität bei der Herstellung von Glas und keramischen Produkten.

Prozess	Beschreibung der Maßnahme
Glaserstellung	Substitution der zumeist gasbefeuerten Wannen durch elektrische Glaswannen (Lechtenböher et al. 2016)
Keramik-trockner	Alternative Trocknungstechnologien wie z.B. Infrarot oder Mikrowelle (European Commission Joint Research Centre 2007c)

4.5.3 Zusammenfassung – Glas und keramische Produkten

Bei der Erzeugung von keramischen Produkten werden Zerkleinerungsanlagen und Anlagen zur Formgebung mit großen elektrischen Anschlussleistungen eingesetzt, die mit einer abgeschätzten, verschiebbaren elektrischen Leistung von 60-100 MW_{el} in Österreich einen entscheidenden Anteil zu den kurzfristigen Flexibilisierungspotenzialen im Sektor liefern. Auch Lastverschiebung bei elektrisch beheizten Glaswannen trägt zu den kurzfristigen Potenzialen bei, allerdings werden nach wie vor hauptsächlich fossil befeuerte Glaswannen eingesetzt. Daher ist der Betrag der Glasherstellung zur Lastverschiebung in Österreich vergleichsweise gering. Mittelfristige Potenziale ergeben sich durch den Einsatz von Power-to-Heat-Technologien und thermischen Speichern. Geeignete Prozesse sind Trocknungsvorgänge von keramischen Produkten, die im Niedertemperaturbereich ablaufen. Langfristig kann das Potenzial zur Flexibilisierung und Lastverschiebung durch Substitution der fossil befeuerten Glaswannen erhöht werden. Bei der Keramikherstellung ergeben sich langfristig vor allem Potenziale durch alternative Trocknungstechnologien.

4.6 Lebensmittel- und Getränkeindustrie

Tabelle 47: Kennzahlen und Spezifika der österreichischen Lebensmittel- und Getränkeindustrie.

Kennzahlen und Spezifika der Lebensmittel- und Getränkeindustrie 2015	
Endenergieeinsatz im Industriesektor	7.553 GWh ¹⁾
Elektrischer Anteil am Endenergieverbrauch	33 % ¹⁾
Sektoranteil am industriellen Energieeinsatz	8,65 % ¹⁾
Anzahl Unternehmen in Österreich	3.539 Hersteller der Nahrungs- und Genussmittelindustrie ²⁾ bzw. 388 Hersteller von Getränken ²⁾
Energieträger mit signifikantem Beitrag zur Versorgung	Die beiden anteilmäßig größten Energieträger sind Gas und elektr. Energie ($\Sigma >79\%$). ¹⁾
Besonderheiten des Sektors	Schlüsselprozesse laufen im Niedertemperaturbereich (niederexergetisch) ab wodurch sich ein großes Potenzial für den Einsatz von erneuerbaren Energieträgern ergibt.

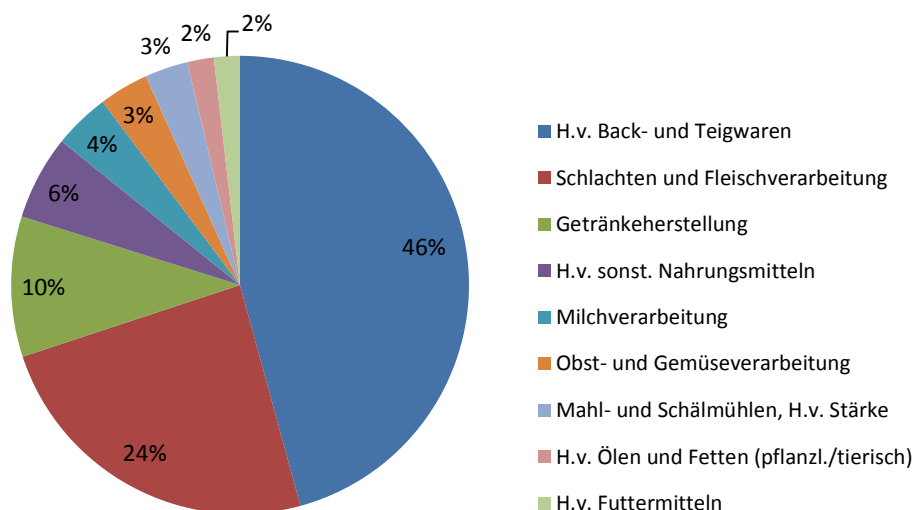
¹⁾ Quelle: Statistik AUSTRIA 2016

²⁾ Quelle: Statistik AUSTRIA 2017

Die Lebensmittel- und Getränkeindustrie nimmt in Österreich knapp 9 % des gesamten Endenergieverbrauches der Industrie ein und setzt sich aus einer Vielzahl an unterschiedlichen und inhomogenen Subsektoren zusammen. Im Jahr 2015 konnte in der Branche ein Umsatz von 16,6 Milliarden Euro und 74.828 Beschäftigte verzeichnet werden. Damit ist der Lebensmittel- und Getränkesektor der zweitgrößte produzierende Sektor in der österreichischen Industrie und ein wesentlicher Teil der nationalen Wirtschaft. Im Jahr 2015 gab es 3.927 - davon 99 % kleine bis mittlere Unternehmen (Statistik AUSTRIA 2017).

Die Lebensmittel- und Getränkeindustrie setzt sich aus einer Vielzahl an Subsektoren zusammen. Die Herstellung von Back- und Teigwaren, Milchverarbeitung und die Schlachtereie und Fleischverarbeitung zählen dabei zu den größten Subsektoren in Bezug auf Umsatz und Unternehmensanzahl. Bäckereien nehmen dabei fast 50 % der Unternehmen in der Lebensmittel- und Getränkeindustrie ein wie Abbildung 19 zeigt. Über den Endenergieverbrauch der einzelnen Subsektoren sind in Österreich keine statistischen Daten vorhanden.

Abbildung 19: Aufteilung der Unternehmen der Nahrungs- und Getränkeindustrie auf die einzelnen Subsektoren. Daten: Statistik Austria, 2015b. Eigene Darstellung, AEE INTEC.



4.6.1 Produktionsverfahren und prozessspezifische Kennzahlen der Lebensmittel- und Getränkeindustrie

Aufgrund der Inhomogenität der Lebensmittel- und Getränkeindustrie können nicht alle Produktionsprozesse der einzelnen Subsektoren im Detail analysiert werden. Im weiteren Verlauf wurde deshalb der Schwerpunkt auf sogenannte Unit Operations (Grundoperationen) gelegt. Durch Unit Operations können Prozesse beschrieben werden, die über die spezifischen Subsektoren hinaus Anwendung finden. Die Informationen zu den einzelnen Unit Operations stammen aus (European Commission 2006).

4.6.1.1 Reinigen

Bei dieser Unit Operation kann zwischen dem Reinigen von Behältern (Flaschen und Boxen), dem Waschen von Produkten und der Reinigung von Hallen und Equipment unterschieden werden.

- **Reinigung von Flaschen und Boxen:** Flaschen und Boxen werden in einigen Sub-Sektoren der Lebensmittel- und Getränkeindustrie zum Verpacken von Endprodukten benötigt. Flaschen und Boxen stehen in direktem Kontakt mit Lebensmittel und müssen daher vor ihrem Gebrauch gereinigt werden. **Vor allem in Brauereien, Molkereien, in der Frucht- und Gemüseverarbeitung, für die Herstellung von Ölen, Wein und die Fleischverarbeitende Industrie** werden Flaschen und Boxen verwendet. Für die Reinigung sind große Wassermengen notwendig, wodurch wiederum eine große Menge an Abwasser (aber mit geringer organischer Belastung produziert wird). Das Reinigungswasser wird in den meisten Fällen mit Dampf auf **55-90 °C** (je nach Anforderungen des Materials) erhitzt.
- **Waschen von Produkten:** Produkte werden gewaschen, um unerwünschte Bestandteile (Schutz, Restschalen, Pestizidrückstände, etc.) zu entfernen und um sicherzustellen, dass die Oberfläche der Nahrungsmittel geeignete Bedingungen für die weitere Verarbeitung aufweist. Das Waschen von Produkten ist vor allem bei der **Verarbeitung von Obst und Gemüse** der erste Prozessschritt.
- **Reinigung von Hallen und Geräten:** Die Reinigung und Desinfektion von Produktionshallen und -geräten wird in **allen Subsektoren der Lebensmittel- und Getränkeindustrie** angewendet, um Produktreste aus dem vorangegangenen Prozessablauf zu entfernen und damit die Produktqualität, Lebensmittelsicherheit, Leistungskapazität, Wärmeübergang und den optimalen Betrieb zu gewährleisten. In den meisten Fällen wird warmes Wasser unter Druck verwendet. Die Reinigung kann manuell durchgeführt werden (z.B. Druckreinigung) oder automatisch (z.B. CIP – Cleaning in Place).

4.6.1.2 Trocknung

Bei der Trocknung wird unter kontrollierten Bedingungen, das in Nahrungsmitteln enthaltene Wasser durch Verdampfung entfernt. Durch die Verringerung des Wassergehaltes, wird die Haltbarkeit der Lebensmittel verlängert. **Typische Anwendungen** für die Trocknungstechniken sind **Milchprodukte (Milch, Molke, Sahne), Kaffee, Tee, Aromen, Pulvergetränke, verarbeitete getreidebasierte Lebensmittel, Kartoffeln, Früchte, Gemüse und Gewürze**. Auch für die Herstellung von Malz wird die Trocknung angewendet.

Die **Luft Eintrittstemperaturen** betragen bis zu **250 °C oder höher** (je nach Art des Produkts). Die Luftaustrittstemperatur sinkt aufgrund der Verdampfung sehr schnell auf etwa 95 °C. Die Produkttemperatur liegt ca. 20 bis 30 °C unter der Luftaustrittstemperatur.

Für die Verdampfung von Wasser sind theoretisch 0,611 kWh/kg Energie erforderlich. In der Praxis reicht der Energieverbrauch für die Wasserverdampfung aufgrund von Energieverlusten von 0,694-0,972 kWh/kg.

4.6.1.3 Verdampfen, Destillieren und Desodorieren

Sowohl bei der Verdampfung als auch bei der Destillation werden flüssige Komponenten aus flüssigphasigen Nahrungsmittelprodukten durch Anwendung von Wärme entfernt. Im Falle der Verdampfung wird Wasser aus der flüssigen Mischung entfernt, während bei der Destillation Komponenten von der flüssigen Mischung durch partielle Verdampfung abgeschieden werden.

Die Verdampfung wird in Subsektoren wie Molkereien, Obst- und Gemüseverarbeitung, Zuckerproduktion, Wein- und Fleischproduktion angewendet. Die Destillation wird vorwiegend bei der Herstellung von Aroma, Essenzen und alkoholischen Getränken verwendet.

Die **Verdampfung** erfolgt normalerweise im Bereich von **50 bis 100 °C**, in der Zuckerindustrie bei ca. 130 °C. Die Dampfanforderungen für einstufige Verdampfer reichen von 1,1 bis 1,2 t Dampf pro Tonne verdunstetem Wasser. Bei mehrstufigen Verdampfern sinkt der Verbrauch.

Die Desodorierung ist ein Dampfdestillationsverfahren, das für die Entfernung von hochflüchtigen Verbindungen (z.B. freien Fettsäuren) aus Materialien verwendet wird. Der Prozess der Desodorierung wird vor allem bei der Raffination von Speiseölen und Fetten angewendet. Das Öl wird dabei mit **Wasserdampf** bei einer **Temperatur über 200 °C** behandelt.

4.6.1.4 Blanchieren

Blanchieren ist ein kontrollierter Erwärmungsprozess und wird bei der Produktion von Fruchtsäften und Verarbeitung von Früchten und grünem Gemüse verwendet. Der Vorgang erfolgt in der Regel durch Eintauchen in heißes Wasser bei **80 bis 100 °C** oder durch Heißdampfbehandlung. Die Verweilzeit beträgt 1-5 Minuten, je nachdem, ob Obst oder Gemüse blanchiert wird.

4.6.1.5 Pasteurisieren & Sterilisieren

Die Wärmebehandlung von Produkten ist eine der Haupttechniken in der Lebensmittelindustrie. Wie auch das Blanchieren, ist die Pasteurisierung ein kontrollierter Erwärmungsprozess. Durch die Wärmebehandlung werden Bakterien- und Enzymaktivitäten gestoppt, die in Milch, Getränken auf Fruchtbasis, Fleischprodukten etc. enthalten sein können. Bei der Pasteurisierung wird im Allgemeinen eine **Heiztemperatur unter 100 °C** angewendet.

Bei der Pasteurisierung, ein Prozess der verwendet wird, um alle Mikroorganismen einschließlich thermoresistenter Sporen in Milch oder anderen Nahrungsmitteln vollständig zu eliminieren. Im Vergleich zur Pasteurisierung wird eine **Wärmebehandlung von über 100 °C** für einen definierten Zeitraum angewendet, um zu einer stabilen Haltbarkeit des Produktes zu führen.

4.6.1.6 Kochen & Sieden

Kochen und Sieden sind Wärmebehandlungstechniken, die auf Nahrungsmittel angewendet werden, um die Textur sowie den Farb- und Feuchtigkeitsgehalt der Nahrung zu verändern und spätere Prozesse zu erleichtern. Im industriellen Maßstab werden Koch- und Siedeprozesse z.B. für die Herstellung von Fertiggerichten verwendet.

4.6.1.7 Fermentieren

Fermentation ist die kontrollierte Wirkung von ausgewählten Mikroorganismen, um die Textur der Lebensmittel zu verändern und Lebensmittel von der Produktion von Säuren oder Alkohol zu bewahren, oder um Geschmack und Aroma zu erzeugen oder zu modifizieren. Es bewahrt auch Produkte durch Senkung der pH-Toleranzgrenzen vieler Mikroorganismen. Fermentation ist die kontrollierte Wirkung von ausgewählten Mikroorganismen, um die Textur der Lebensmittel zu verändern und Lebensmittel von der Produktion von Säuren oder Alkohol zu bewahren, oder um Geschmack und Aroma zu erzeugen oder zu modifizieren. Es bewahrt auch Produkte durch Senkung der pH Toleranzgrenzen vieler Mikroorganismen.

4.6.1.8 Weitere Prozesse mit Wärmebedarf (Vorwärmen, Einweichen, Auftauen)

Diese Kategorie umfasst typische Prozesse der Lebensmittelindustrie, die auf einem einfachen Wärmeübertragungsprinzip basieren. Ziel ist es in den meisten Fällen, den Energieinhalt der Lebensmittel zu erhöhen, damit diese weiterverarbeitet werden können. Beispielsweise werden beim Einweichen Samen mit Wasser (**Temperatur bis ca. 25 °C**) angefeuchtet und erweicht, um die anschließende Kochzeit zu reduzieren.

4.6.1.9 Kühlprozesse

Kühlprozesse (Kühlen, Einfrieren, Stabilisierung durch Kälte) sind in der Lebensmittelindustrie weit verbreitet. Kühlen wird für die Erhaltung von verderblichen Lebensmitteln eingesetzt, um die Temperatur zu reduzieren (**ca. -1 bis 8 °C**) und für einen bestimmten Zeitraum zu halten. Kaltstabilisierung wird in der Produktion von Bier, Wein und Spirituosen eingesetzt.

Für das Einfrieren von Lebensmitteln wird standardmäßig die **Temperatur** auf etwa **-18 °C** reduziert. Das Tiefgefrieren ist der energieaufwendigste Schritt bei der Herstellung von tiefgefrorenem Gemüse. Dabei werden durchschnittlich **80-280 kWh_{el}/t gefrorenes Gemüse** verbraucht.

4.6.2 Erhöhung der Flexibilität und Emissionsreduktion in der Lebensmittel- und Getränkeindustrie

Aufgrund der Unterschiede und Inhomogenität in der Lebensmittel- und Getränkeindustrie hinsichtlich der Prozess- und Produkthanforderungen besteht nur eine geringe Datengrundlage zu prozessspezifischen Kennzahlen. Die durchgeführte Recherche im vorhergehenden Kapitel zeigt, dass meist nur Daten zu Temperaturanforderungen, vereinzelte Angaben zu spezifischen Energieverbräuchen (Wärme und Kälte) aber keine Angaben zu den Leistungen der einzelnen Prozesse vorhanden sind. Des Weiteren sind keine statistischen Werte zu den Endenergieverbräuchen in den Sub-Sektoren, Aufteilung auf Energieträger, etc. vorhanden, um daraus das Potenzial für Lastverschiebungen abzuleiten.

Vor diesem Hintergrund wurde im Rahmen des Projektes versucht, den Endenergieverbrauch der fünf größten Sub-Sektoren (89 % der Unternehmen) mithilfe von Benchmarks, Branchenwerte aus Leitfäden sowie statistische Daten zu Unternehmensanzahl und Produktionsmengen (z.B. produzierte Rohmilch) zu berechnen. Die betrachteten Branchen waren die Herstellung von Back- und Teigwaren, Schlachten und Fleischverarbeitung, Brauereien als größter Teil der Getränkeherstellung und Milchverarbeitung.

Beispielsweise wurde so über die Anzahl der Bäckereibetriebe in Österreich (1.792 Betriebe im Jahr 2015 lt. Statistik AUSTRIA 2017) und einem Energieverbrauch pro Bäckerei (350 MWh/a lt. Energieinstitut der Wirtschaft GmbH, 2011) der Gesamtenergieverbrauch (627 GWh/a) des Sub-Sektors Herstellung von Back- und Teigwaren berechnet. Diese Vorgehensweise wurde entsprechend für die anderen genannten Sub-Sektoren durchgeführt und ergab in Summe einen Energieverbrauch, der 27 % des Gesamtenergieverbrauches der Lebensmittel- und Getränkeindustrie entspricht. Die weiteren Berechnungen sind im Annex angeführt.

Aufgrund der hohen Diskrepanz zwischen der Anzahl der Unternehmen (89 %) und der zugeordneten Energiemenge (27 %) ist das Ergebnis der Methode nicht aussagekräftig genug, um daraus typische Nennleistungen für das quantitative Lastverschiebungspotenzial ableiten zu können. Die Abweichungen ergeben sich aufgrund der Tatsache, dass die Lebensmittel- und Getränkeindustrie aus vielen Kleinbetrieben besteht, die deutlich höhere Energieverbräuche als größere Betriebe aufweisen und damit durch Benchmarks keine korrekte Aussage getroffen werden kann. In weiterer Folge wird das Lastverschiebungspotenzial nur qualitativ diskutiert.

In Tabelle 48 werden die identifizierten Schlüsselprozesse der Lebensmittel- und Getränkeindustrie den Kriterien aus Kapitel 4.6.1 zugeordnet und eine Begründung für diese Zuordnung angeführt.

Tabelle 48: Identifizierte Schlüsselprozesse der Lebensmittel- und Getränkeindustrie unter Angabe der erfüllten Kriterien für Schlüsselprozesse (x) und Begründung für diese Zuordnung.

Schlüsselprozess	Erfüllte Kriterien ¹⁾				Begründung
	1	2	3	4	
Reinigung von Flaschen und Boxen	x		x	x	Je nach Unternehmensgröße kann die Reinigung von Behältern zu unterschiedlichen Zeitpunkten erfolgen. Bei großen Unternehmen mit genügend Kapazitäten ist dies leichter möglich als bei Kleinunternehmen, die nur über eine begrenzte Anzahl von beispielsweise Boxen, Flaschen, etc. verfügen und zusätzlich in 2 oder 3 Schichten bzw. kontinuierlicher arbeiten. Durch den Einsatz geringerer Temperaturen (je nach Anforderung), Umstellung von Dampf- auf Heißwassersysteme könnte eine Leistungsreduktion erzielt werden bzw. das nieder-exergetische Potenzial für Erneuerbare erhöht werden.
Waschen von Produkten	x		x	x	Das Waschen von z.B. Obst und Gemüse kann zu anderen Zeitpunkten bzw. über einen längeren Zeitraum stattfinden, sofern bei der zwischenzeitlichen Lagerung Hygienevorschriften eingehalten werden und keine Verschmutzung auftritt. Dadurch kann eine Reduktion der Spitzen-Leistung bzw. geringere Prozess-Temperaturen bzw. keine Erwärmung des Waschwassers (je nach Anforderung) erreicht werden.
Reinigung von Hallen und Geräten		x	x		Die Reinigung von Hallen und Geräten findet grundsätzlich nach Betriebsende statt und ist damit unflexibel hinsichtlich der Versorgung mit erneuerbaren Energieträgern. In Kombination mit einem Speicher könnte die Flexibilität erhöht werden.

Schlüsselprozess	Erfüllte Kriterien ¹⁾				Begründung
	1	2	3	4	
Trocknung		x	x		Je nach Produkthanforderung kann die Trocknung mehrere Stunden dauern. Des Weiteren ist der Trocknungsprozess oft von vor- oder nachgelagerten Prozessen abhängig und ist damit unflexibel. Nutzung von innovativen Technologien zur Leistungsreduktion bzw. Absenkung der Trocknungstemperaturen für eine verbesserte nieder-exergetische Integration (Abwärme, Erneuerbare).
Verdampfen, Destillieren und Desodorieren		x	x		Dauer der Prozesse oft bis zu 12 Stunden (z.B. bei Destillation) und daher unflexibel für Lastverschiebung; gleichzeitig ein Schlüsselprozess in der Produktion mit hohen Abhängigkeiten für den Produktionsablauf; hoher Energiebedarf. Steigerung der Flexibilisierung durch innovative Technologien möglich.
Pasteurisieren & Sterilisieren		x	x		Hoher Energiebedarf bzw. Lastspitzen mit hoher Abhängigkeit für folgende Produktionsabläufe. Je nach Sub-Branche unterschiedliche Prozesstemperaturen (nieder-exergetisch) mit hohem Potenzial für eine Umstellung auf Heißwasser-Versorgung. Damit partielles Potenzial für eine Umstellung und Flexibilisierung hinsichtlich nieder-exergetischer Integration von Erneuerbaren. Geringe Verweilzeit der Produkte für die Pasteurisierung bzw. Sterilisation.
Kochen & Sieden		x			Einfache Prozesse hinsichtlich Produktionsanlage und Wärmeübertragung.
Fermentieren		x	x		Je nach Produkt ist eine Vorwärmung für den anschließenden Fermentationsprozess notwendig. Damit Potenzial zur Versorgung mit Erneuerbaren Energien bei geringem Temperaturniveau (nieder-exergetisch). Der Fermentationsvorgang kann mehrere Tage dauern und weist damit eine geringe Flexibilisierung auf.
Weitere Prozesse mit Wärmebedarf (Vorwärmen, Einweichen, Auftauen)	x			x	Einfache Prozesse hinsichtlich Produktionsanlage und Wärmeübertragung. Lastverschiebung möglich, hohe Flexibilität.
Kühlprozesse		x	x		Kühlprozesse müssen ununterbrochen stattfinden, um die Lebensmittel auf Temperatur zu halten. Durch die Versorgung der Kältemaschinen von zwischengespeicherten erneuerbaren Strom könnte die Flexibilität erhöht werden. Gleichzeitig hohes Potenzial für innovative erneuerbare Versorgung von Absorptionskälteanlagen mit Abwärme/Solarthermie/Wärmepumpenversorgung.

¹⁾ (1) Hohe Flexibilität der eingesetzten Technologien hinsichtlich der Versorgung mit fluktuierenden erneuerbaren Energieträgern; (2) Hohe Flexibilität innovativer Technologien für diese Prozesse in Kombination mit innovativen Speichertechnologien; (3) Relevanter Energiebedarf der Prozesse am Gesamtenergiebedarf; (4) Relevanz der Produktionszeiten und mögliche Lastverschiebungen

Für identifizierte und klassifizierte Prozesse aus Tabelle 48 werden Maßnahmen technische Machbarkeit und mögliche Integrationskonzepte der erforderlichen Technologien in Tabelle 49, Tabelle 50 und Tabelle 51 diskutiert.

Tabelle 49: Maßnahmen der **Kategorie A** zur Erhöhung der Flexibilität in der Lebensmittel- und Getränkeindustrie mit zugeordneten Technologien und Kennzahlen.

Prozess	Beschreibung der Maßnahme	Technologie	Kennzahlen ¹⁾			
			P _{ges} [MW]	Δ P [MW]	Δ t _{Abruf} [h]	Hfkt.
Reinigen von Flaschen und Boxen	Verschieben + Reduktion der Wassertemperatur (je nach Produkt)	Produktionsplanung	-	-	-	-
Waschen von Produkten	Verschieben + Reduktion der Wassertemperatur (je nach Produkt)	Produktionsplanung	-	-	-	-
Weitere Prozesse mit Wärmebedarf (Vorwärmen, Einweichen, Auftauen)	Verschieben	Produktionsplanung	-	-	-	-

¹⁾ P_{ges} – Installierte elektrische Gesamtleistung in Österreich, ΔP – Elektrisch verschiebbare Gesamtleistung des Prozesses in der österreichischen Industrie, Δt_{Abruf} – mögliche Dauer der Lastverschiebung in Stunden (h), Hfkt. – wie oft ist der Abruf möglich pro Jahr

Tabelle 50: Maßnahmen der **Kategorie B** zur Erhöhung der Flexibilität in der Lebensmittel- und Getränkeindustrie mit zugeordneten Technologien und Kennzahlen.

Prozess	Beschreibung der Maßnahme	Technologie	Technische Beschreibung der Maßnahme unter Angabe von Kennzahlen ¹⁾
Trocknung	Einsatz eines Speichers oder Wärmepumpe	Speicher/ Wärmepumpe	Durch Einsatz eines Speichers kann die Flexibilität erhöht werden und der Trocknungsprozesse via Speicher mit erneuerbarer Niedertemperaturwärme versorgt werden.
Reinigung von Hallen und Geräten	Absenkung der Temperatur + Einsatz eines Speichers, um die zwischengespeicherte Wärme auch nach Betriebsende zu nutzen	Speicher	Absenkung der Temperatur (nieder-exergetisch) und dadurch hohes Potenzial für den Einsatz von Erneuerbaren bei Niedertemperatur. Einsatz eines Speichers welcher die Versorgung mit Warmwasser abends ermöglicht, dadurch Reduktion des Bedarfs an fossilen Energieträgern reduziert.
Pasteurisieren und Sterilisieren	Umstellung auf Heißwasserversorgung und Einsatz eines Speichers	Speicher	Hohes Potenzial für eine Umstellung auf Heißwasserversorgung; Einsatz eines Speichers und damit partielles Potenzial für eine Umstellung und Flexibilisierung hinsichtlich nieder-exergetischer Integration von Erneuerbaren.
Fermentieren	Einsatz eines Speichers		Einsatz eines Speichers für Vorwärmung auf Niedertemperaturniveau. Dadurch gut geeignet für nieder-exergetische Integration von Erneuerbaren.
Kühlprozesse	Einsatz eines Speichers zur Stromversorgung oder Absorptionskältemaschine	Speicher, AKM	Durch die Versorgung der Kältemaschinen mit erneuerbarem Strom kann der Verbrauch an fossil erzeugtem Strom reduziert werden. Versorgung von Absorptionskälteanlagen mit nieder-exergetischer Wärme (Abwärme/Solarthermie/Wärmepumpenversorgung)

Tabelle 51: Maßnahmen der **Kategorie C** zur Erhöhung der Flexibilität in der Lebensmittel- und Getränkeindustrie.

Prozess	Beschreibung der Maßnahme
Trocknung	Einsatz innovativer Trocknungstechnologien (z.B. Infrarottrocknung) in Kombination mit Speichern
Verdampfen, Destillieren und Desodorieren	Einsatz innovativer Technologie in Kombination mit Speichern

4.6.3 Zusammenfassung – Lebensmittel- und Getränkeindustrie

Die Lebensmittel- und Getränkeindustrie nimmt in Österreich knapp 9 % des gesamten Endenergieverbrauches der Industrie ein und setzt sich aus einer Vielzahl an unterschiedlichen und inhomogenen Subsektoren zusammen. Im Jahr 2015 konnte in der Branche ein Umsatz von 16,6 Milliarden Euro und 74.828 Beschäftigte verzeichnet werden. Damit ist der Lebensmittel- und Getränkesektor der zweitgrößte produzierende Sektor in der österreichischen Industrie und ein wesentlicher Teil der nationalen Wirtschaft. Im Jahr 2015 gab es 3.927 - davon 99 % kleine bis mittlere Unternehmen (Statistik AUSTRIA 2017).

Gerade kleine und mittlere Betriebe weisen im Vergleich zu großen Betrieben sehr unterschiedliche Versorgungs- und Prozessstrukturen auf. Aufgrund von mangelnder Datenverfügbarkeit (repräsentativ für den gesamten Sektor), geringer Aussagekraft durch typische Benchmarks oder Branchen-Kennzahlen und der sehr großen Inhomogenität in der Lebensmittel- und Getränkeindustrie konnten im Rahmen dieses Diskussionspapiers keine konsistenten quantitativen Aussagen über sub-branchenspezifische Energieverbräuche, eingesetzte Energieträger bzw. Nennleistungen der Anlagen und das folgende Lastverschiebungspotenzial getroffen werden.

Grundsätzlich weist die Lebensmittel- und Getränkeindustrie aufgrund ihres Prozesswärmebedarfs, der hauptsächlich im niederen und mittleren Temperaturbereich (nieder-exergetisch) anfällt, großes Potenzial für die Versorgung mit erneuerbaren (nieder-exergetischen) Energieträgern wie Solarthermie, Wärmepumpe etc. auf. Neben Prozesswärme spielt auch die Kühlung von Nahrungsmitteln eine große Rolle in der Lebensmittel- und Getränkeindustrie wodurch ein Teil des Energiebedarfes auf Kältemaschinen fällt welche hauptsächlich stromversorgt sind. Bei Betrieb der Kältemaschinen fällt wiederum ein großer Teil an Abwärme an, die für die Versorgung von Prozessen mit Wärmebedarf genutzt werden kann. Diese nieder-exergetische Nutzung von Abwärme und erneuerbaren muss in einem methodischen Ansatz ausgelegt, optimiert und bewertet werden, um die gegenseitigen Wechselwirkungen bestmöglich nutzen zu können. Grundsätzlich sollten in der Lebensmittel- und Getränkeindustrie in einem ersten Schritt alle Potenziale zur Wärmerückgewinnung ausgenutzt werden, bevor erneuerbare Energien in den Produktionsprozess integriert werden.

Für den verbleibenden Energiebedarf bieten sich eine teilweise Lastverschiebung und der Einsatz von erneuerbaren (nieder- und hoch-exergetischen) Energieträgern sehr gut an. Vor allem Prozesse wie die Reinigung von Behältern, einfache Wärmeprozesse wie Vorwärmen, Auftauen und Kochen können zeitlich verschoben werden, um dadurch besser durch fluktuierende Energieträger versorgt zu werden. Prozesse, deren Laufzeiten mehrere Stunden betragen (z.B. Destillation, Trocknung) weisen eine geringe bis keine Flexibilität in Hinblick auf die Versorgung mit erneuerbaren Energien

auf und könnten nur durch entscheidende Änderungen der Produktionsprozesse in der Kombination mit Speichern flexibler gestaltet werden.

Aufgrund des signifikanten Anteils der Branche am Endenergieverbrauch in Österreich bei gleichzeitig hohem Potenzial für nieder- und hoch-exergetischer erneuerbarer Energieversorgung spielt die Branche eine Schlüsselrolle bei der Erreichung der Energieziele bis 2050. Um die dafür notwendigen Strategien konsistent entwickeln und bewerten zu können, braucht es jedoch eine belastbare Datengrundlage zur derzeitigen Struktur des Energiebedarfs und der Energieversorgung. Diese Daten und Information sollten in einem ersten Schritt erhoben bzw. gesichert methodisch generiert werden, bevor neben der qualitativen Aussagen auch quantitative Bewertungen zu möglichen Lastverschiebungen getätigt werden können.

4.7 Maschinenbau

Tabelle 52: Kennzahlen und Spezifika der österreichischen Maschinenbauindustrie.

Kennzahlen und Spezifika des Sektors Maschinenbau	
Endenergieeinsatz im Industriesektor 2016	7.411,11 GWh ¹⁾
Elektrischer Anteil am Endenergieverbrauch 2012	54,62 % ²⁾
Sektoranteil am industriellen Energieeinsatz 2015	6,99 %
Anzahl Unternehmen in Österreich 2015	1.366
Energieträger mit signifikantem Beitrag zur Versorgung	Hoher Elektrizitätsanteil, die weiteren Energieträger sind statistisch nicht erfasst, Vermutung Erdgas
Besonderheiten des Sektors	--

¹⁾ Quelle: STATISTA 2017b

²⁾ Quelle: https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/e2050_pdf/reports/endbericht_201507e_loadshift_industrie.pdf

³⁾ Quelle: Roadmap Industrie, F&E-Fahrplan Energieeffizienz in der energieintensiven Industrie, Diskussionspapier - April 2014

Die österreichische Maschinen-, Metallwaren- und Gießereiindustrie umfasst nach ¹⁾ 1.366 Unternehmen; Ca. 1.200 Unternehmen nennt das FMMI-Factsheet (Fachverband der Maschinen-Metallwaren und Gießereiindustrie 2016). Wie bereits im Projekt Loadshift (Kollmann et al. 2015) beschrieben, findet man im Bereich Metallherzeugung und -bearbeitung sehr heterogene Voraussetzungen – dies betrifft die Branchenstruktur, die Anzahl der Volllaststunden, die Größe der Unternehmen, die Energieintensität der Produktion. In den Bereich der Metallherzeugung und -bearbeitung fallen die Bereiche der Roheisen und Stahlerzeugung sowie die Produktion von Ferrolegierungen. Daraus abgeleitet die Erzeugung von Stahlrohren, Rohrform-, Rohrverschluss- und Rohrverbindungsstücken, die erste Bearbeitung von Eisen und Stahl, die erste Bearbeitung von Nichteisen-Metallen sowie Gießereien.

Im Bereich der Herstellung von Metallzeugnissen werden die Sektoren Stahl- u. Leichtmetallbau, Herstellung von Metalltanks und Heizkörpern, die Herstellung von Dampfkesseln, die Herstellung von Waffen u. Munition, die Herstellung von Schmiede- und Stanzteilen, Oberflächen und Wärmebehandlung, die Herstellung von Schneidwaren u. Werkzeugen und die Herstellung von sonstigen Metallwaren.

Gießverfahren kommen bei Gusseisen, Stahl, Aluminium, Magnesium, Kupferlegierungen und Blei zur Anwendung.

In Österreich gab es 2015 40 Gießereibetriebe (Berufsgruppe Gießereiindustrie 2016). Wie im Projekt Loadshift (Kollmann et al. 2015) festgestellt, gibt es keine besondere Konzentration von Betrieben an bestimmten Orten, diese sind vielmehr über Österreich verteilt. Die Umsetzung von Loadshift-Maßnahmen hat in Bezug auf den Beitrag von Gießereien überregionalen Charakter. Die wichtigsten Technologien der Wärmezufuhr sind Induktions-, Lichtbogen und Widerstandsöfen; auch im Bereich der Oberflächenveredelung und Wärmebehandlung werden Induktions- und Widerstandsöfen eingesetzt.

4.7.1 Erhöhung der Flexibilität und Emissionsreduktion im Sektor Maschinenbau:

Tabelle 53: Identifizierte Schlüsselprozesse des Sektors Maschinenbau unter Angabe der erfüllten Kriterien für Schlüsselprozesse (x) und Begründung für diese Zuordnung.

Schlüsselprozess	Erfüllte Kriterien ¹⁾				Begründung
	1	2	3	4	
Schmelzaggregate	X	X			Elektrische Wärmezufuhr – Loadshift direkt möglich – Kombination mit Energiespeichern möglich
Wiedererwärmungsaggregate	X	X			Elektrische Wärmezufuhr – Loadshift direkt möglich – Kombination mit Energiespeichern möglich

¹⁾ (1) Hohe Flexibilität der eingesetzten Technologien hinsichtlich der Versorgung mit fluktuierenden erneuerbaren Energieträgern; (2) Hohe Flexibilität innovativer Technologien für diese Prozesse in Kombination mit innovativen Speichertechnologien; (3) Relevanter Energiebedarf der Prozesse am Gesamtenergiebedarf; (4) Relevanz der Produktionszeiten und mögliche Lastverschiebungen

Für identifizierte und klassifizierte Prozesse aus Tabelle 53 werden Maßnahmen technische Machbarkeit und mögliche Integrationskonzepte der erforderlichen Technologien in Tabelle 54, Tabelle 55 und Tabelle 56 diskutiert.

Tabelle 54: Maßnahmen der **Kategorie A** zur Erhöhung der Flexibilität im Sektor Nichteisenmetalle mit zugeordneten Technologien und Kennzahlen.

Prozess	Beschreibung der Maßnahme	Technologie	Kennzahlen ¹⁾			
			P _{ges} [MW]	Δ P [MW]	Δ t _{Abruf} [h]	Hfkt.
Schmelze, Gießerei Eisen, NEM	Lastverschiebung	Betriebsführung und Speicher	Ca. 18 MW ⁵⁾	<1 MW	d/h	1/d
Veredelung,	Lastverschiebung	Betriebsführung und Speicher	k. A.	<4 MW	d/h	1/d

¹⁾ P_{ges} – Installierte elektrische Gesamtleistung in Österreich, ΔP – Elektrisch verschiebbare Gesamtleistung des Prozesses in der österreichischen Industrie, Δt_{Abruf} – mögliche Dauer der Lastverschiebung in Stunden (h), Hfkt. – wie oft ist der Abruf möglich pro Jahr

Tabelle 55: Maßnahmen der **Kategorie B** zur Erhöhung der Flexibilität im Sektor Maschinenbau mit zugeordneten Technologien und Kennzahlen.

Prozess	Beschreibung der Maßnahme	Technologie	Technische Beschreibung der Maßnahme unter Angabe von Kennzahlen ¹⁾
Schmelzen	Einsatz von thermischen Speichern	Sens. Speicher, PCM, TCS	Teilerwärmung des Schmelz- oder Veredelungsgutes mittels geeigneter Speichermaterialien (Speicherkapazität: 400-2000 kJ/kg)
Veredeln, OF-Beh.	Einsatz von thermischen Speichern	Sens. Speicher, PCM, TCS	Teilerwärmung des Schmelz- oder Veredelungsgutes mittels geeigneter Speichermaterialien (Speicherkapazität: 400-2000 kJ/kg)

Tabelle 56: Maßnahmen der **Kategorie C** zur Erhöhung der Flexibilität im Sektor Maschinenbau.

Prozess	Beschreibung der Maßnahme
Schmelzen	H ₂ -Einsatz,
Veredeln, OF-Behandlung	H ₂ -Einsatz,

4.7.2 Zusammenfassung – Maschinenbau:

Die Situation für Loadshift-Potenzial im Sektor Maschinenbau ist komplex – viele unterschiedliche Produktionsprozesse sind zu berücksichtigen. Die wesentlichen Beiträge stammen aus dem Bereich Metallerzeugnisse und -veredelung. Das Loadshift-Potenzial ist schwer einschätzbar und wird in Übereinstimmung mit den Ergebnissen des Projektes Loadshift (Kollmann et al. 2015) zu kleiner 5 MW bewertet.

4.8 Nichteisenmetalle

Tabelle 57: Kennzahlen und Spezifika der österreichischen Industrie.

Kennzahlen und Spezifika des Sektors Nichteisenmetalle	
Endenergieeinsatz im Industriesektor 2015	2.746,0 GWh ¹⁾
Elektrischer Anteil am Endenergieverbrauch 2012	36,0 % ²⁾
Sektoranteil am industriellen Energieeinsatz 2015	2,9 % ¹⁾
Anzahl Unternehmen in Österreich 2015	20 Betriebe im Sektor Nichteisenmetalle ²⁾
Energieträger mit signifikantem Beitrag zur Versorgung	36 % elektrische Energie, weiterer Energieträgereinsatz nicht ermittelbar
Besonderheiten des Sektors	Hoher elektrischer Anteil des Energiebedarfs

¹⁾ Quelle: STATISTA 2017c

²⁾ Quelle: Kollmann et al. 2015

³⁾ Quelle: Pulm, Raupenstrauch 2014b

Als Nichteisen-Metalle bezeichnet man all jene, bei denen Eisen nicht als Hauptelement vorkommt; wobei ein Anteil < 50 % als kennzeichnend gilt. Mengenmäßig sind Kupfer und Aluminium die wichtigsten Nichteisen-Metalle. Sie werden wegen ihrer hohen elektrischen Leitfähigkeit für die Herstellung von elektrischen Leitern und anderen elektrotechnischen Komponenten verwendet. Kupfer wird schon seit sehr langer Zeit von der Menschheit verwendet, die Aluminiumproduktion lief erst in der zweiten Hälfte des 20. Jahrhunderts an. Für Lastverschiebungsmaßnahmen kommen die Herstellungsverfahren für beide Metalle in Frage.

4.8.1 Verfahren zur Produktion von Nichteisenmetallen und prozessspezifische Kennzahlen

Die im folgenden Abschnitt angegebenen Daten stammen aus (European Commission Joint Research Center 2014).

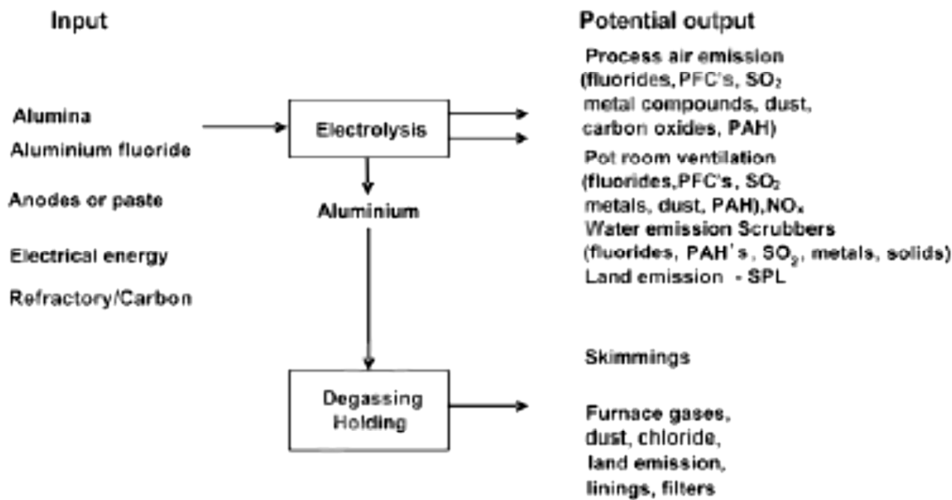
4.8.1.1 Gewinnung von Kupfer

Pyrometallurgische Raffination: Dabei werden Metalle geschmolzen und bei Temperaturen von etwa 1.200 °C gereinigt. Dies geschieht im Schachtofen, wo niedrig kupferhaltige Materialien eingeschmolzen werden, wie z. B. Shredderkupfer, Cu-Fe-Material; dieses wird zusammen mit Koks, Quarz und Kalk eingeschmolzen. Die Metallschmelze des Schachtofens wird als Schwarzkupfer bezeichnet und hat einen Kupferanteil von 75 %. Unter Zugabe von weiteren Legierungsmaterialien wie Messing, Bronze und Rotguss wird dieses im Konverter weiter verarbeitet. Die aus dem Konverter gewonnene Schmelze besteht bis zu 96 % aus Kupfer und kommt zur weiteren Reinigung in den Anodenofen. Unter Zugabe von weiteren Einsatzstoffen, wie Blech-, Rohr- und Drahtschrotten sowie Anodenresten entsteht die fertige Anodenschmelze mit einem Reinkupferanteil von 99 %, welche zu Anodenplatten vergossen werden.

Hydrometallurgische Raffination: Die zuvor genannten Anodenplatten sind das Ausgangsprodukt für die weitere hydrometallurgische Raffination. Bei diesem wird das Kupfer auf elektrochemischem Weg gereinigt. Die Anodenplatten befinden sich dabei in einer sauren Kupfersulfatlösung. Das Kupfer scheidet sich auf den Anoden (dünne Edelstahlbleche) ab. Nach dem Abziehen der Elektroden erhält man Reinkupfer mit einem Kupfergehalt von mehr als 99,9 %.

4.8.1.2 Aluminiumproduktion / Erzeugung von Primäraluminium

Abbildung 20: Schema der Primäraluminiumproduktion. Quelle: European Commission Joint Research Center 2014.



Primäraluminium wird aus Aluminiumoxid durch Schmelzflusselektrolyse bei Temperaturen von ca. 960°C hergestellt. Das Schmelzbad besteht hauptsächlich aus Kryolith (Aluminiumtrinitriumhexafluorid) - in diesem ist das Aluminiumoxid gelöst. Sekundäraluminium wird aus Aluminiumschrott durch einen Schmelzprozess hergestellt.

4.8.2 Erhöhung der Flexibilität und Emissionsreduktion im Sektor Nichteisenmetalle:

Tabelle 58: Identifizierte Schlüsselprozesse der Nichteisenmetalle unter Angabe der erfüllten Kriterien für Schlüsselprozesse (x) und Begründung für diese Zuordnung.

Schlüsselprozess	Erfüllte Kriterien ¹⁾				Begründung
	1	2	3	4	
Kupferproduktion, pyrometallurgischer Raff.			X		Abstimmung des Produktionsprozesses und Zwischenlagerung des Materials
Kupferproduktion hydrometallurgische Raff.			X		Abstimmung des Produktionsprozesses und Zwischenlagerung des Materials
Al-Prod. Schmelzflusselekt.			X		Abwärmennutzung und thermische Speicherung

¹⁾ (1) Hohe Flexibilität der eingesetzten Technologien hinsichtlich der Versorgung mit fluktuierenden erneuerbaren Energieträgern; (2) Hohe Flexibilität innovativer Technologien für diese Prozesse in Kombination mit innovativen Speichertechnologien; (3) Relevanter Energiebedarf der Prozesse am Gesamtenergiebedarf; (4) Relevanz der Produktionszeiten und mögliche Lastverschiebungen

Für identifizierte und klassifizierte Prozesse aus Tabelle 58 werden Maßnahmen technische Machbarkeit und mögliche Integrationskonzepte der erforderlichen Technologien in Tabelle 59, Tabelle 60 und Tabelle 61 diskutiert.

Tabelle 59: Maßnahmen der **Kategorie A** zur Erhöhung der Flexibilität im Sektor Nichteisenmetalle mit zugeordneten Technologien und Kennzahlen.

Prozess	Beschreibung der Maßnahme		Technologie	Kennzahlen ¹⁾			
				P _{ges} [MW]	Δ P [MW]	Δ t _{Abruf} [h]	Hfkt.
Cu-Prod.	Lastverschiebung	durch	Regelung und Abstimmung	9,3	1	1-8	12
Al-Prod.	Lastverschiebung	durch	Regelung und Abstimmung	21	2	1-8	12

¹⁾ P_{ges} – Installierte elektrische Gesamtleistung in Österreich, Δ P – Elektrisch verschiebbare Gesamtleistung des Prozesses in der österreichischen Industrie, Δ t_{Abruf} – mögliche Dauer der Lastverschiebung in Stunden (h), Hfkt. – wie oft ist der Abruf möglich pro Jahr

Tabelle 60: Maßnahmen der **Kategorie B** zur Erhöhung der Flexibilität im Sektor Nichteisenmetalle mit zugeordneten Technologien und Kennzahlen.

Prozess	Beschreibung der Maßnahme	Technologie	Technische Beschreibung der Maßnahme unter Angabe von Kennzahlen ¹⁾
Cu-Prod.	Abwärmenutzung thermische Speicherung	und HT-Speicher DKP, ORC	
Al-Prod.	Abwärmenutzung thermische Speicherung	und HT-Speicher DKP, ORC	

Tabelle 61: Maßnahmen der **Kategorie C** zur Erhöhung der Flexibilität im Sektor Nichteisenmetalle.

Prozess	Beschreibung der Maßnahme
Cu-Erz.	Power-to-Gas: Erzeugung des Brennstoffes aus Überschusselektrizität
Al-Erz.	-

4.8.3 Zusammenfassung – Nichteisenmetalle:

Im Sektor Nichteisenmetalle sind Kupfer und Aluminium die wichtigsten Materialien, die in Österreich produziert werden. Die Kupfergewinnung erfolgt mittels eines Recycling-Prozesses an einem Standort. Dieser Recycling-Prozess ist zweistufig: eine thermische Prozessstufe (Pyrometallurgie) und eine elektrolytische Stufe zur Gewinnung des Reinkupfers (Hydrometallurgie). Loadshift-Potenziale existieren ggf. durch Produktionsanpassung und durch den Einsatz thermischer Speicher. Durch den Einsatz von Power-to-Gas-Konzepten kann längerfristig eine Substitution der eingesetzten Brennstoffe durch Wasserstoff erfolgen.

4.9 Fahrzeugbau

Tabelle 62: Kennzahlen und Spezifika der österreichischen Fahrzeugbauindustrie.

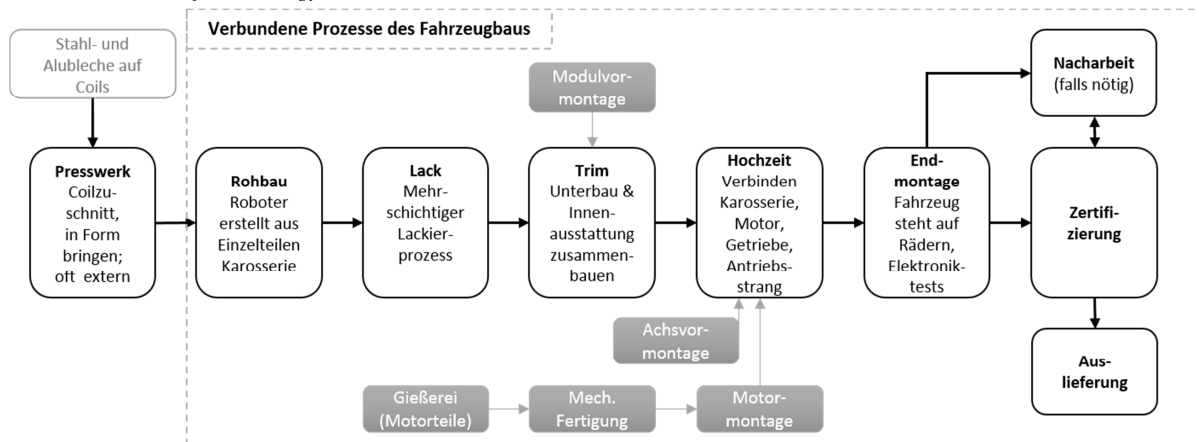
Kennzahlen und Spezifika österreichischen Fahrzeugbauindustrie für 2015	
Endenergieeinsatz im Industriesektor	1.452 GWh ¹⁾
Elektrischer Anteil am Endenergieverbrauch	52,45 % ¹⁾
Sektoranteil am industriellen Energieeinsatz	1,66 % ¹⁾
Anzahl Unternehmen in Österreich ²⁾	229 Kraftwagenbau und –teile, 81 Unt. sonst. Fahrzeugbau
Energieträger mit signifikantem Beitrag zur Versorgung	Elektrische Energie, Naturgas, Fernwärme ($\Sigma > 95\%$) ¹⁾
Besonderheiten des Sektors	Hoher Anteil elektrischer Energie, moderate Temperaturen, 47,6 % des Endenergieverbrauchs für Raumheizung und Klimaanlage (davon 62,9 % mit fossilen Energieträgern bereitgestellt) ¹⁾

¹⁾ Quelle: Statistik AUSTRIA 2016

²⁾ Quelle: Statistik AUSTRIA 2017

4.9.1 Prozesse in der Fahrzeugbauindustrie und prozessspezifische Kennzahlen

Abbildung 21 – Produktionsprozess in der Fahrzeugbauindustrie. Quelle: Eigene Darstellung nach Kropik 2009, S. 9–11., Austrian Institute of Technology.



Bei Dehning werden Angaben unterschiedlicher Hersteller zum spezifischen Energieeinsatz bei der Fahrzeugproduktion verglichen. Die Werte liegen zwischen 1,6 MWh/Fahrzeug für Fahrzeuge von KIA und 3,5 MWh/Fahrzeug im Fall von Daimler, allerdings beeinflussen ungleiche Fertigungsinhalte und Produktunterschiede die Vergleichbarkeit und Aussagekraft der Kennzahl stark. Werden andere Bezugsgrößen für die spezifische Energie verwendet, beispielsweise der Gesamtmasse des Fahrzeugs, können sich andere Relationen ergeben (Dehning 2017, S. 28).

Der tatsächliche Bau eines Fahrzeugs besteht aus:

- den Prozessen im Presswerk, das sich oft nicht direkt im Autowerk, sondern an externen Standorten befindet. Kropik führt das auf zwei Ursachen zurück: hoher Energieverbrauch und die mechanischen Erschütterungen (Kropik 2009, S. 12).
- Karosserierohbau, Lackieren und Montage (Trim, Hochzeit und Endmontage, ohne Vormontage). Die für diese Prozesse eingesetzte Energie wird zu circa 50 % für die Lackierung und zu ca. je 25 % für Rohbau und Montage aufgewandt (zitiert in Dehning 2017, S. 31). Energetische Anwendungsfelder sind die folgenden Prozesse (Dehning 2017, S. 92f): Beleuchtung, Raumwärme (>60 % in der Montage, <35 % im Karosseriebau), elektrische Antriebe (Roboter, Pumpen, Ventilatoren, Druckluft), thermische Nachverbrennung zur Abgasreinigung (ca. 50 % des Gesamtenergieverbrauchs in der Lackiererei), Fügetechnik (z.B. Widerstandspunktschweißzange, Laseranlage) und Prozesswärme.

Tabelle 63: Teilprozesse des Fahrzeugbaus und dafür eingesetzte Energieträger bzw. -formen gemäß. Quelle: zusammengefasst in Dehning 2017, S. 31 ff.

Prozess	Teilprozessschritt (dafür eingesetzte Energieform/ -träger)
Rohbau	Zusammenfügen: Laser-, Widerstandspunktschweißen, Kleben, Nieten (elektrische Energie) Absaugen und Kühlprozesse (elektrische Energie)
Lackieren	Vorbehandlung + Umwälzpumpe (elektrische Energie) Kathodische Tauchlackierung + Umwälzpumpe (elektrische Energie) Einbrennen, Trocken + thermischer Nachverbrennung (Abwärme, Erdgas) Lackierung mit Grund-, Basis- und Klarlack (elektrische Energie) Trocknung Grundlack bei 165°C bzw. Basis- und Klarlack bei 140°C (Erdgas) Überprüfung im Lichttunnel (elektrische Energie) Vorheizen Karosserie auf 70-80°C und „Flutung“ mit Heißwachs bei ca. 120°C (Erdgas) Allgemein: Belüftung und Umwälzung (elektrische Energie), Wärme- und Kältebereitstellung
Montage	Da viele Schritte manuell oder nur halbautomatisiert durchgeführt werden, ist der energetische Verbrauch für diesen Prozessschritt hauptsächlich durch das Bereitstellen von geeigneten Arbeitsbedingungen bedingt. Dazu gehören Frischluftzufuhr, geeignete Temperaturen, Licht (elektrische Energie, Wärme).

4.9.2 Erhöhung der Flexibilität und Emissionsreduktion in der Fahrzeugbauindustrie

Tabelle 64: Identifizierte Schlüsselprozesse im Fahrzeugbau unter Angabe der erfüllten Kriterien zur Definition als Schlüsselprozess (x) und Hintergrund der Kriterienerfüllung.

Schlüsselprozess	Erfüllte Kriterien ¹⁾				Begründung
	1	2	3	4	
Lackrocknung		x			Abwärme, P2H, Speicher,... möglich → mehr Flexibilität signifikanter thermischer Verbraucher (Tabelle 63)
Karosserierohbau			x		signifikanter elektrischer Verbraucher (Tabelle 63)
Raumtemperierung		x			Abwärme nutzbar; P2H, Solarthermie, Wärmepumpe, Speicher,... möglich → mehr Flexibilität

Schlüsselprozess	Erfüllte Kriterien ¹⁾				Begründung
	1	2	3	4	
Belüftungsanlagen	x		x		ca. 30 % für Demand Response möglich ²⁾ Ca. 9 % des Strombedarfs für Ventilation ^{2,3)}

¹⁾ (1) Hohe Flexibilität der eingesetzten Technologien hinsichtlich der Versorgung mit fluktuierenden erneuerbaren Energieträgern; (2) Hohe Flexibilität innovativer Technologien für diese Prozesse in Kombination mit innovativen Speichertechnologien; (3) Relevanter Energiebedarf der Prozesse am Gesamtenergiebedarf; (4) Relevanz der Produktionszeiten und mögliche Lastverschiebungen

²⁾ Quelle: Klobasa 2007, S. 67

³⁾ Quelle: Radgen 2002, S. 40

Für identifizierte und klassifizierte Prozesse aus Tabelle 64 werden Maßnahmen, technische Machbarkeit und mögliche Integrationskonzepte der erforderlichen Technologien in Tabelle 65, Tabelle 66 und Tabelle 67 diskutiert.

Tabelle 65: Maßnahmen der **Kategorie A** zur Erhöhung der Flexibilität im Fahrzeugbau mit zugeordneten Technologien und Kennzahlen.

Prozess	Beschreibung der Maßnahme	Technologie	Kennzahlen ¹⁾			
			P _{ges} [MW]	Δ P [MW]	Δ t _{Abruf} [h]	Hfkt.
Belüftung	Angepasster Betrieb der Ventilatoren zur Belüftung (Drosselung oder Abschaltung) ²⁾	Regelung	≈10 ³⁾	3 ³⁾	1/12-2 ²⁾	365 ²⁾

¹⁾ P_{ges} – Installierte elektrische Gesamtleistung in Österreich, ΔP – Elektrisch verschiebbare Gesamtleistung des Prozesses in der österreichischen Industrie, Δt_{Abruf} – mögliche Dauer der Lastverschiebung in Stunden (h), Hfkt. – wie oft ist der Abruf möglich pro Jahr

²⁾ Quelle: Klobasa 2007, S. 66f

³⁾ Abschätzung: Sektorenergieeinsatz und Anteil elektrischer Energie (Statistik AUSTRIA 2016); Anteil Ventilatoren am Strombedarf, Demand Response-Anteil (Klobasa 2007, S. 67); 7.000 Betriebsstunden (Annahme)

Tabelle 66: Maßnahmen der **Kategorie B** zur Erhöhung der Flexibilität im Fahrzeugbau mit zugeordneten Technologien und Kennzahlen.

Prozess	Technologie	Technische Beschreibung der Maßnahme unter Angabe von Kennzahlen
Wärmebereitstellung	Solarthermie; Abwärmennutzung, Wärmepumpe ¹⁾ , Power-to-Heat Anlagen, thermische Speicher	Substitution fossiler Anteil durch z.B. Wärmepumpen, ev. mit Abwärmennutzung → Abschätzung ²⁾ : ≈25-40 MW _{el} Erweiterung mit thermischem Speicher → Demand Response möglich.

¹⁾ vgl. Wärmepumpe zur Aufwertung der Abwärme bei Volkswagen Werk in Emden in (Wolf et al. 2014, S. 66f)

²⁾ 47,6 % des Endenergieverbrauchs für Raumheizung und Klimaanlage, wovon 62,9 % mit fossilen Energieträgern bereitgestellt werden, sollen diese durch eine Wärmepumpe ersetzt werden (Annahme COP ≈3 und Volllaststunden ≈4.000 h)

Tabelle 67: Maßnahmen der **Kategorie C** zur Erhöhung der Flexibilität im Fahrzeugbau.

Prozess	Beschreibung der Maßnahme
Alternative Lacktrocknung	Mögliche Verfahren sind die Trocknung mit entfeuchteter Luft oder Infrarot- bzw. Mikrowellentrocknung (Bayrisches Landesamt für Umweltschutz 2006). Vorteile sind geringerer Energiebedarf (Effizienzsteigerung) und eine mögliche Elektrifizierung, wodurch sich neue Flexibilitäten ergeben können.

4.9.3 Zusammenfassung – Fahrzeugbau

Der Sektor Fahrzeugbau hat mit knapp 2 % des Endenergieeinsatzes in der österreichischen Industrie einen vergleichsweise geringen Anteil. Dennoch existieren Potenziale zur kurz-, mittel- und langfristigen Flexibilisierung und Lastverschiebung. Kurzfristig können durch angepassten Ventilatorbetrieb zur Hallenbelüftung ca. 3 MW_{el} verschoben werden. Mittelfristig kann durch die Adaption der Raumwärmebereitstellung, aufgrund moderater Temperaturen und einem großen Anteil am Endenergieeinsatz, Flexibilisierungspotenzial bereitgestellt werden. Mögliche Konzepte sind Abwärmenutzung und Wärmepumpeneinbindungen (25 bis 40 MW_{el} zusätzlich) oder alternative Power-to-Heat-Anlagen und solarthermische Anlagen. In Kombination mit thermischen Speichern ist auch eine zeitliche Lastverschiebung mittelfristig möglich. Langfristig stellen, wie auch in den Sektoren Papier und Zellstoff sowie Glas, Steine und Erden, alternative Trocknungstechnologien einen Beitrag zur Erhöhung von Flexibilität und Effizienz dar, wobei im Fahrzeugbau konkret der Prozess der Lacktrocknung verbessert werden kann.

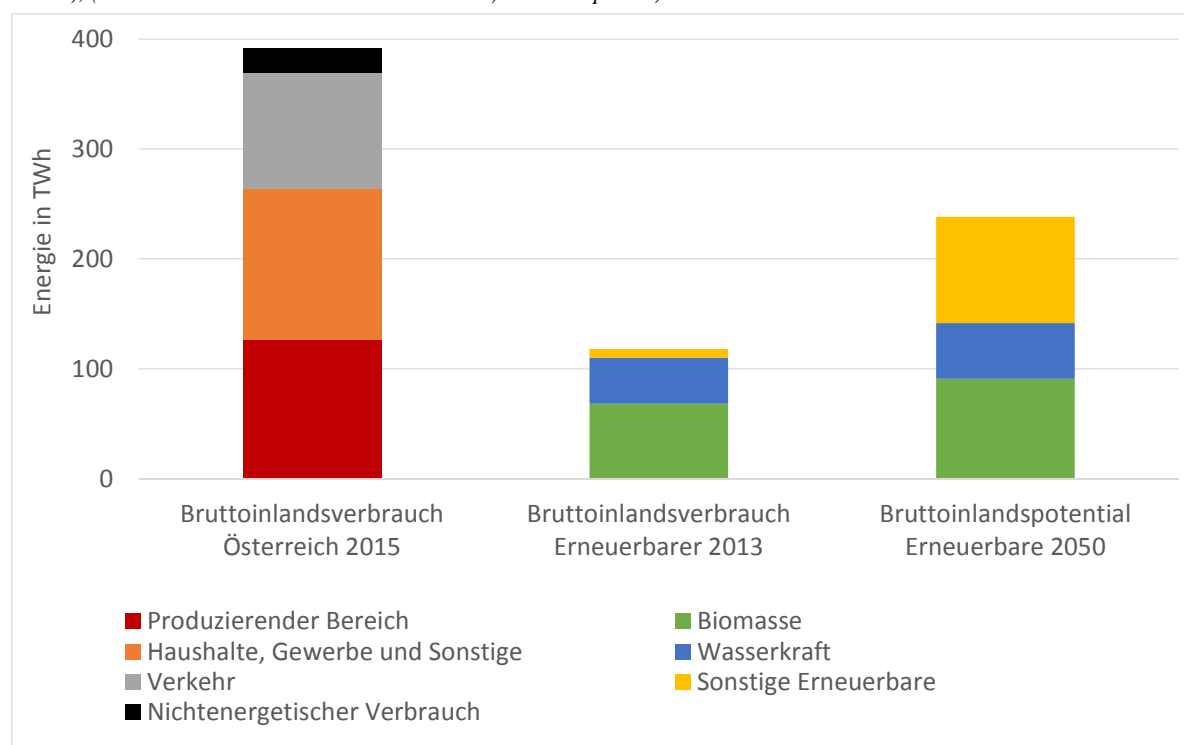
5 Verschneidung der Ergebnisse der Kapitel 3 und 4.

An dieser Stelle werden die Verbräuche und Potenziale aus Kapitel 3 einander gegenübergestellt und mit den Ergebnissen aus Kapitel 4 kombiniert, um eine möglichst vollständige Betrachtung zu ermöglichen.

5.1 Gegenüberstellung Potenziale und Verbrauch

Zunächst erfolgt eine österreichweite energetische Gegenüberstellung des gesamten Bruttoinlandsverbrauchs 2015 (Statistik Austria 2016a) mit dem erneuerbaren reduzierten technischen Bruttoinlandspotenzial⁶⁹ des Jahres 2050. Zusätzlich ist in diesem Vergleich der Bruttoinlandsverbrauch an erneuerbarer Energie im Jahr 2013 (Österreichischer Biomasseverband 2015) aufgeführt. Der Vergleich ist in Abbildung 22 dargestellt und zeigt auf, dass der aktuelle Inlandsverbrauch nicht ausschließlich mit erneuerbarer Energie aus Österreich gedeckt werden kann. Für eine erneuerbare und energieautonome Versorgung Österreichs⁷⁰ muss der jährliche Primärenergiebedarf⁷¹ deutlich (ca. 130 TWh bzw. 35 % des gesamten Bruttoinlandsverbrauch 2015) gesenkt werden. An dieser Stelle wird dabei der nichtenergetische Verbrauch nicht berücksichtigt.

Abbildung 22: Grafische Gegenüberstellung zwischen dem Bruttoinlandsverbrauch 2015, dem Bruttoinlandsverbrauch an Erneuerbaren 2013 sowie dem erneuerbaren Bruttoinlandspotenzial 2050 (Eigene Berechnung auf Basis (Statistik Austria 2016a), (Österreichischer Biomasseverband 2015) sowie Kapitel 3).



⁶⁹ Die Potenziale wurden in Abschnitt 3.1 erhoben. Nur im Bereich der Biomasse gibt es bei den erneuerbaren Potenzialen einen Unterschied zwischen dem Bruttoinlandspotenzial sowie dem Endenergiepotenzial. Grund für diese Abweichung sind die Umwandlungsverluste (z.B. in der KWK-Anlage bei der Erzeugung von Strom und Wärme aus Biomasse).

⁷⁰ mit allen wirtschaftlichen Sektoren auf Basis des Bruttoinlandsverbrauchs 2015

⁷¹ Die Senkung des Primärenergiebedarfs wird hauptsächlich durch Maßnahmen zur Steigerung Primärenergieeffizienz erreicht. Beispiel: Sektorkopplung mit exergiegerechter, kaskadischer Energienutzung

Nach dieser österreichweiten, energetischen, wirtschaftssektorübergreifenden und energieträgerunabhängigen Gegenüberstellung wird im Folgenden der Fokus auf die Versorgung der Industrie mit ausschließlich elektrischer Energie zur Vermeidung von CO₂-Emissionen gelegt.

In Österreich gibt es ein erneuerbares Gesamtstrompotenzial in der Höhe von 113,3 TWh. Demgegenüber steht ein erneuerbarer industrieller Strombedarf 2050 in der Höhe von etwa 100 TWh (entsprechend der Szenarioannahme, siehe Abschnitt 3.3.5). Somit wäre es theoretisch möglich⁷², die gesamte Industrie mit erneuerbarem Strom aus Österreich zu versorgen. Jedoch bleiben bei dieser Szenarioannahme nur etwa 13 TWh zur Versorgung aller anderen Wirtschaftssektoren (Mobilität, Gewerbe, öffentliche Einrichtungen, Haushalte usw.). Eine Versorgung dieser restlichen Sektoren mit nur 13 TWh elektrischer Energie ist nicht möglich⁷³. Aus diesem Grund ist die ausschließliche Wahl dieses Pfads zur Reduktion der industriellen CO₂-Emissionen nicht empfehlenswert. Trotzdem wird in der weiteren Folge diese Szenarioannahme weiter untersucht um allgemein Schlüsse daraus abzuleiten.

5.1.1 Ortsaufgelöste Gegenüberstellung der Potenziale und dem Verbrauch

Durch die Kombination der geografisch verorteten erneuerbaren Strompotenziale (Abschnitt 3.1.7 bzw. Abbildung 1) mit dem geografisch aufgeteilten industriellen Bruttoinlandsverbrauch (Abschnitt 3.3.2 bzw. Abbildung 5) können Bereiche mit einer energetischen Unter- bzw. Überdeckung identifiziert werden sowie erste Schlüsse über mögliche Energieströme abgeleitet werden. Dabei wurde für jeden politischen Bezirk (Stand 2011, einige Bezirke wurden zusammengefasst) die Differenz zwischen dem elektrischen Potenzial und dem erneuerbaren industriellen Strombedarf⁶¹ gebildet. Der Vergleich ist in Abbildung 23 dargestellt. Negative Zahlen bzw. rote Flächen zeigen eine Unterversorgung auf. Hingegen sind grüne Flächen bzw. positive Zahlen als Energieüberschuss zu interpretieren. Wichtig ist anzumerken, dass es sich an dieser Stelle nur um eine energetische Betrachtung von Regionen handelt. Dabei wird noch nicht berücksichtigt, ob und wie der Verbrauch zu jedem Zeitpunkt gedeckt wird bzw. wie überschüssige Potenziale genutzt werden können. Auf diese Fragestellungen wird im Detail in Abschnitt 5.3 eingegangen. Die größte energetische Unterversorgung gibt es in den Bezirken Linz mit Umgebung (etwa -26.700 GWh/a) und Leoben (etwa -6.900 GWh/a). Im Gegensatz dazu gibt es den größten Überschuss an erneuerbarem Strom in den Bezirken Spittal an der Drau (etwa 3.500 GWh/a) und Zell am See (etwa 2900 GWh/a).

⁷² Entsprechende Speicher zum Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch werden vorausgesetzt.

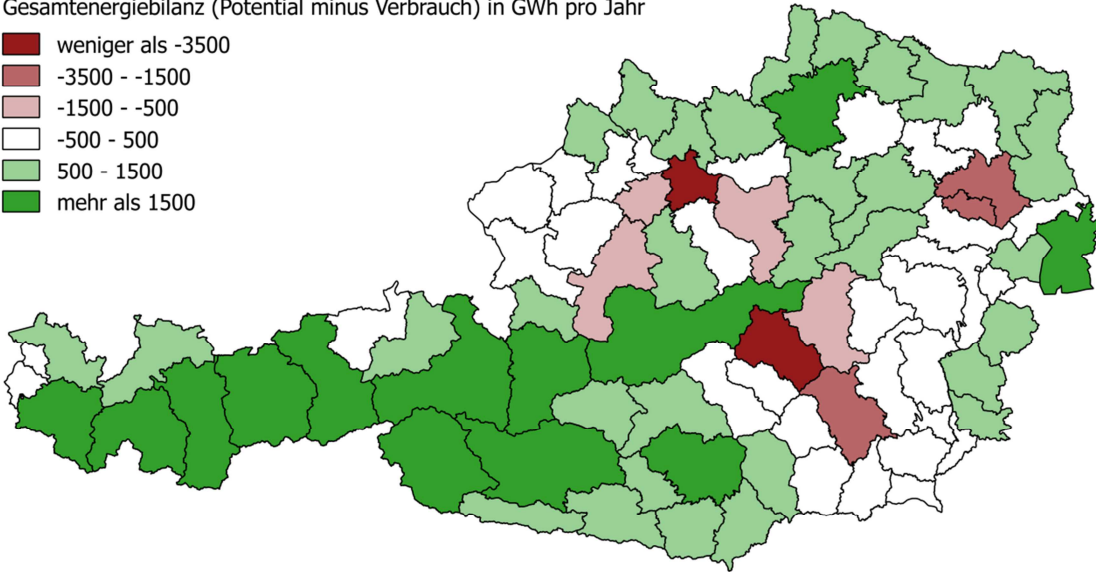
⁷³ Der gesamte fossile Bruttoinlandsverbrauch aller Wirtschaftssektoren mit Ausnahme der Industrie betrug im Jahr 2015 etwa 160 TWh (Statistik Austria 2016a).

Abbildung 23: Geografischer Vergleich zwischen dem erneuerbaren Strompotenzial und dem erneuerbaren industriellen Strombedarf 2050. (Hinweis: einige Bezirke wurden zusammengefasst. Datenquelle Bezirksgrenzen: CC-BY-3.0: Statistik Austria - data.statistik.gv.at).

Legende

Gesamtenergiebilanz (Potential minus Verbrauch) in GWh pro Jahr

- weniger als -3500
- -3500 - -1500
- -1500 - -500
- -500 - 500
- 500 - 1500
- mehr als 1500



Bei der Interpretation von Abbildung 23 muss berücksichtigt werden, dass hier nur das erneuerbare Strompotenzial mit dem erneuerbaren industriellen Strombedarf 2050 verglichen wird. Andere erneuerbare Technologien wie z.B. thermische Biomassenutzung, Solarthermie oder Wärmepumpen wurden nicht berücksichtigt. So gibt nach den zuvor definierten Annahmen⁷⁴ viele Bezirke, welche überversorgt (grün) oder etwa ausgeglichen (weiß) sein. Demgegenüber kristallisieren sich drei industrielle Regionen heraus, welche sich energetisch nicht selbst versorgen könnten:

- Region Linz-Gmunden-Amstetten Bezirke⁷⁵: Linz mit Linz-Land, Gmunden, Wels mit Wels-Land und Amstetten mit Waidhofen/Ybbs
- Region Leoben-Graz Bezirke⁷⁵: Leoben, Bruck/Mur und Graz mit Umgebung
- Region Wien Bezirke⁷⁵: Wien mit Umgebung und Mödling

⁷⁴ Szenarioannahmen wurden in Kapitel 3 vorgestellt.

⁷⁵ Stand 2011, einige Bezirke wurden zusammengelegt.

5.2 Analyse der Residuallast

Nach der energetischen Betrachtung im vorangegangenen Abschnitt wird an dieser Stelle auf eine leistungsmäßige Betrachtung eingegangen. Diese ist wichtig, da in einem elektrischen Energiesystem zu jedem Zeitpunkt Verbrauch und Erzeugung gleich groß sein müssen, um die Frequenz konstant bei 50 Hz zu halten⁷⁶. Durch das Bilden der Differenz zwischen der nicht disponiblen Erzeugung und dem elektrischen Verbrauch wird die zum Ausgleich notwendige Leistung bestimmt. Die auszugleichende Leistung wird als Residuallast bezeichnet. Sie kann sowohl positiv als auch negativ sein und mithilfe so genannter Flexibilitätsoptionen (z.B. disponible Erzeugungsanlagen⁷⁷ oder Speicher⁷⁸) kompensiert werden. Eine positive Residuallast tritt bei einer Unterdeckung des Systems auf. Dies bedeutet, dass die nicht disponible Erzeugung (inkl. wärmegeführten KWK-Anlagen) nicht die Last decken kann. Meist werden in solchen Fällen zusätzliche Kraftwerke wie z.B. Speicherkraftwerke aktiviert. Bei einer negativen Residuallast ist das nicht disponible Angebot⁷⁹ größer als der Bedarf. In einer solchen Situation wird entweder die Erzeugungsleistung reduziert (z.B. abregeln von Windkraftwerke) oder die überschüssige Energie mithilfe von Pumpspeicherkraftwerken gespeichert bzw. mit Power-to-X Anwendungen sinnvoll umgewandelt. Die Definition der Residuallast $P_{Res,i}$ zum Zeitpunkt i ist in Gleichung (17) dargestellt.

$$P_{Res,i} = P_{Last,i} - (P_{ndE,i} + P_{KWK,i}) \quad (17)$$

- $P_{Last,i}$... Leistung der Last zum Zeitpunkt i
 $P_{ndE,i}$... nicht disponible Erzeugung zum Zeitpunkt i
 $P_{KWK,i}$... wärmegeführte KWK-Anlagen zum Zeitpunkt i

In dieser Arbeit werden die KWK-Anlagen als stromgeführt und nicht als wärmegeführt betrachtet. Aus diesem Grund werden die Biomasse- und Biogas-KWK-Anlagen nicht bei der Ermittlung der Residuallast berücksichtigt. Stattdessen können diese disponibel zum Ausgleich dieser eingesetzt werden. Als nicht disponible Erzeuger werden PV, Windkraft und Wasserkraft betrachtet, wie bereits in Abschnitt 0 beschrieben.

5.2.1 Flexibilitätsoptionen

Die Differenz zwischen der Last und der nicht disponiblen Erzeugung (PV, Windkraft, Laufwasserkraft, wärmegeführte KWK-Anlagen usw.) muss durch Flexibilitätsoptionen ausgeglichen werden. Bei Flexibilitätsoptionen muss prinzipiell zwischen zwei Arten unterschieden werden. Einerseits können disponible Erzeugungsanlagen (stromgeführte konventionelle Kraftwerke, Speicherkraftwerke, stromgeführte KWK-Anlagen usw.) ausschließlich zum Ausgleich positive Residuallast eingesetzt

⁷⁶ Ist der Verbrauch größer als die Erzeugung, sinkt die Netzfrequenz. Bei steigender Netzfrequenz ist die Erzeugung größer als der Verbrauch. Aus diesem Grund wird das Ausgleichen der Abweichungen zwischen Erzeugung und Verbrauch als Frequenzhaltung bezeichnet.

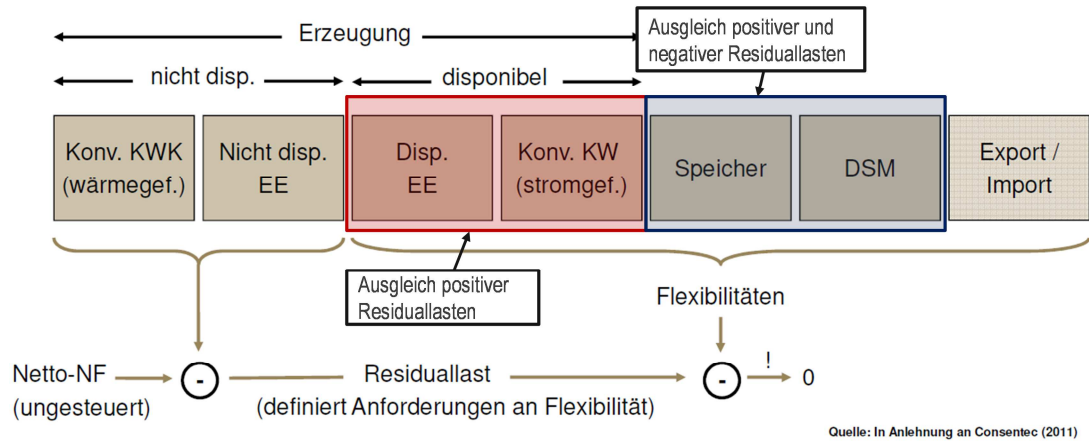
⁷⁷ Konventionelle Kraftwerke (z.B. Gaskraftwerke) oder Speicherkraftwerke können je nach Bedarf die erzeugende Leistung erhöhen oder reduzieren.

⁷⁸ Speicher sind flexibel einsetzbar, da diese eine zeitliche Entkoppelung zwischen Erzeugung und Bedarf ermöglichen (z.B. Pumpspeicherkraftwerke).

⁷⁹ Inkl. wärmegeführter KWK-Anlagen.

werden. Andererseits können Speicher oder Demand Side Management (DSM)⁸⁰ sowohl positive als auch negative Residuallast ausgleichen. Daneben gibt es stets die Möglichkeit, eine Abweichung durch Energieimport oder -export auszugleichen. Jedoch verschiebt sich das Problem dabei meist nur in ein anderes Bilanzgebiet. Eine Übersicht ist in Abbildung 24 dargestellt.

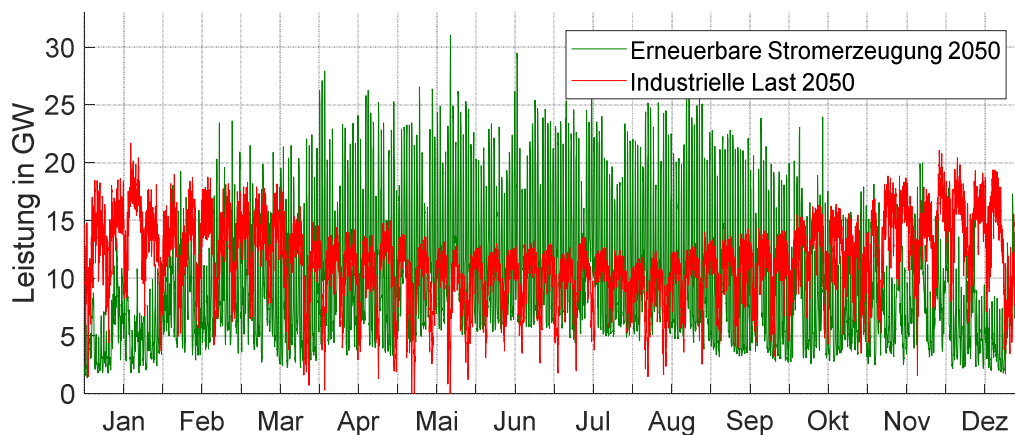
Abbildung 24: Darstellung der Flexibilitätsoptionen zum Ausgleich der Residuallast. Quelle: nach (CONSENTEC Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH und Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen 2011).



5.2.2 Ermittlung der Residuallast

Zur Ermittlung der Residuallast müssen zeitlich aufgelöste Verbrauchs- und Erzeugungsdaten verwendet werden. Als Verbrauchsprofil wird der Industrielastgang 2050, welcher bereits in Abschnitt 3.3.5 vorgestellt wurde, verwendet. Zur Beschreibung der erneuerbaren Erzeugung wird das fluktuierende Einspeiseprofil 2050 aus Abschnitt 0 verwendet. In Abbildung 25 ist die zeitlich aufgelöste Gegenüberstellung zwischen Erzeugungsprofil und Lastgang dargestellt.

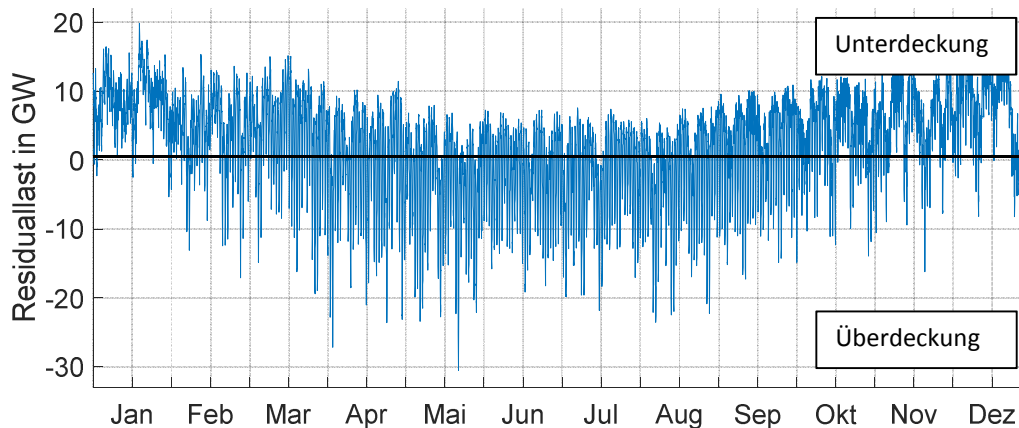
Abbildung 25: Gegenüberstellung der fluktuierenden erneuerbaren Stromerzeugung 2050 sowie der industriellen Last 2050. Quelle: eigene Darstellung, MU Leoben EVT.



⁸⁰ Unter Demand Side Management sind verschiedene Maßnahmen zusammengefasst, bei welchen die Verbraucher auf das Energiesystem reagieren bzw. dieses beeinflussen. Beispiel: Demand Response (Lastverschiebung).

Durch die Bildung der Differenz dieser beiden zeitlich aufgelösten Profile kann die Residuallast (nach Gleichung (17)) bestimmt werden. Das Ergebnis ist in Abbildung 26 ersichtlich. Man sieht, dass die verfügbare Leistung im Sommer nur zu einem kleinen Teil genutzt werden kann (negative Residuallast). Andererseits kann in den Wintermonaten der Energiebedarf mit der fluktuierenden erneuerbaren Stromerzeugung nicht gedeckt werden (positive Residuallast).

Abbildung 26: Darstellung der Residuallast. Quelle: eigene Darstellung, MU Leoben EVT.



5.3 Anwendung von Flexibilisierungsoptionen

Im hier betrachteten Szenario werden Pumpspeicherkraftwerke, Speicherkraftwerke, Biogasanlagen sowie Biomasse Anlagen zum Ausgleich der Residuallast eingesetzt. Während Pumpspeicherkraftwerke die Möglichkeit bieten sowohl auf negative als auch positive Residuallast zu reagieren, können alle anderen Technologien nur zum Ausgleich der positiven Residuallast eingesetzt werden.

Zur Minimierung der Residuallast wurde folgendes Regelwerk definiert. Es gibt eine klar definierte Reihenfolge (siehe unten), wann welche Technologie verwendet wird. Dabei wird jede Technologie stets mit der maximal verfügbaren Leistung eingesetzt⁸¹. Wenn der Energievorrat (Speicherinhalt bzw. Biogas- oder Biomassevorrat) erschöpft ist, kann die betroffene Technologie keine Leistung bereitstellen. Ist die benötigte Leistung größer als die maximal verfügbare Leistung der Technologie, wird zusätzlich noch die jeweils nächste Technologie eingesetzt.

1. Pumpspeicherkraftwerke
2. Speicherkraftwerke
3. Biogas-Anlagen
4. Biomasse-Anlagen

Für die vier Technologien wurden gemäß Kapitel 3 folgenden Annahmen getroffen:

Pumpspeicherkraftwerke (PSKW) können positive Residuallast mit ca. 4.300 MW sowie negative Residuallast mit etwa 3.500 MW ausgleichen. Die maximale Speicherkapazität beträgt etwa

⁸¹ Ausnahme: Die benötigte Leistung ist geringer als die maximal verfügbare Leistung der Technologie. In diesem Fall entspricht die bereitgestellte Leistung exakt der benötigten Leistung.

160 GWh. Als Näherung wird angenommen, dass die gesamte Speicherkapazität mit der vollen Pump- bzw. Turbinenleistung genutzt werden kann (siehe Abschnitt 3.4.2).

Speicherkraftwerke (SKW) wurden mit einer Erzeugungsleistung von ca. 3.600 MW und haben eine Gesamtkapazität von etwa 6.600 GWh modelliert. Die Auffüllung der Speicherseen erfolgt entsprechend dem Niederschlagsmodell verteilt über das gesamte Jahr (in Summe etwa ca. 4.500 GWh, siehe Abschnitt 3.4.1).

Die **Biogas-Anlagen** weisen im Simulationsmodell eine Erzeugungsleistung von 8.000 MW auf. Dabei muss berücksichtigt werden, dass Ende 2016 in Österreich bereits Gaskraftwerke mit etwa 4.800 MW vorhanden sind (E-Control 2018). Das Biogas wird in Jahresspeichern gespeichert und über die bereits vorhandene Erdgasinfrastruktur zu den großen Gaskraftwerken transportiert. Diese Kraftwerke weisen eine große Erzeugungsleistung auf, um im Winterhalbjahr ausreichend Leistung bereitstellen zu können. Die Biogasproduktion wird als gleichmäßig über das ganze Jahr verteilt angenommen (in Summe etwa 7.800 GWh, siehe Abschnitt 3.1.5).

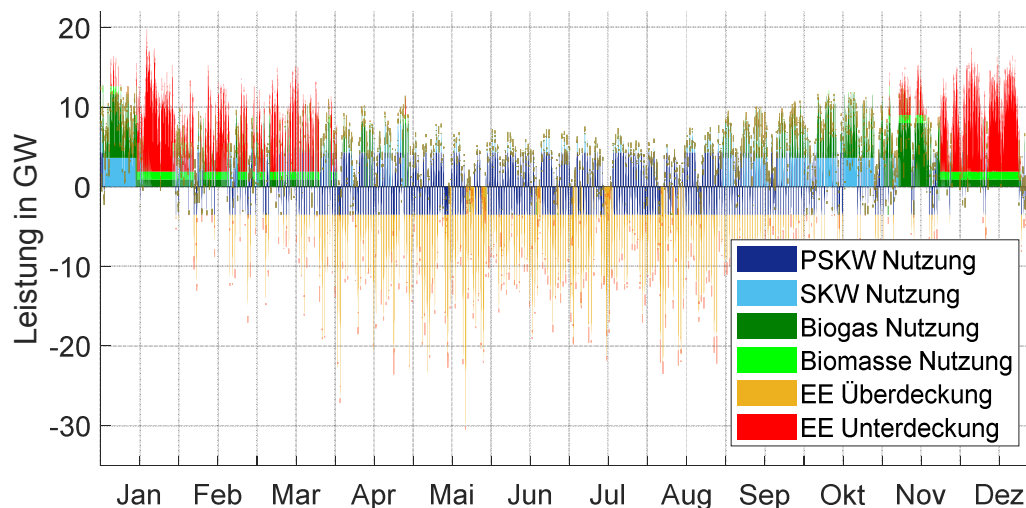
Wie Speicherkraftwerke bzw. Biogas-Anlagen können **Biomasse-Anlagen** ausschließlich zum Ausgleich von positiver Residuallast eingesetzt werden. Es wird im Modell angenommen, dass sich die heute installierte Leistung bis 2050 etwa verdreifachen wird (auf etwa 1.000 MW). Der Anfall von Biomasse wird konstant während des Frühlings (Januar bis April) sowie im Herbst (September bis Dezember) angenommen (in Summe etwa 4.000 GWh, siehe Abschnitt 3.1.4).

Die Ladezustände der Speicher bzw. Energievorräte zu Beginn der Simulation wurden wie folgt definiert:

- Pumpspeicher sind halb gefüllt (ca. 80 GWh),
- Speicherkraftwerke sind zu 15 % gefüllt (ca. 1.000 GWh),
- Biogas- und Biomassevorräte beinhalten jeweils ca. 1.200 GWh.

Das Ergebnis der Simulation ist in Abbildung 27 dargestellt. Dabei stellen die verschiedenen Farben die Nutzung negativer Residuallast (dunkelblau), die Kompensation positiver Residuallast (dunkelblau, hellblau, dunkelgrün, hellgrün), die nicht nutzbare Residuallast (gelb) sowie die nicht kompensierbare Residuallast (rot) dar.

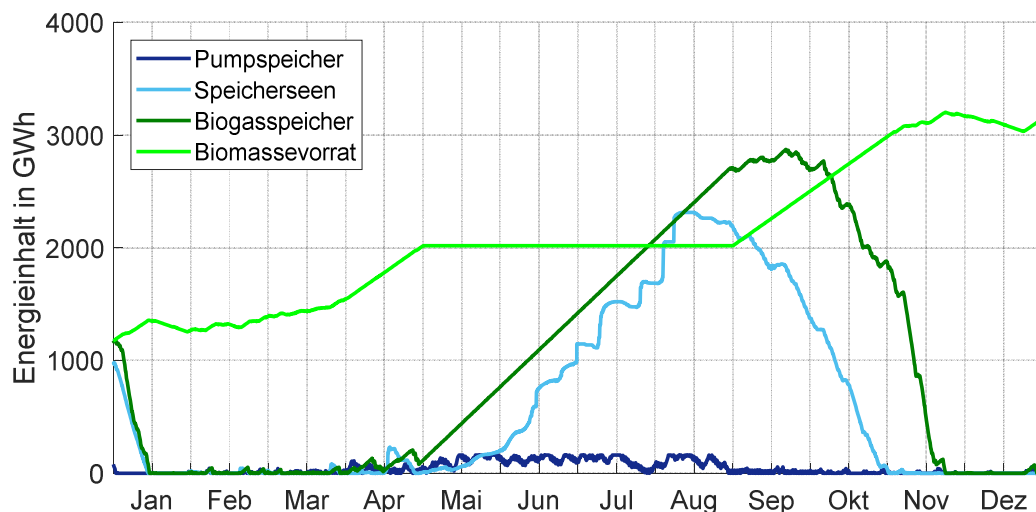
Abbildung 27: Endergebnis der Simulation mit der farblichen Aufteilung welcher Teil der Residuallast genutzt, nicht genutzt, kompensiert oder nicht kompensiert wurde. Quelle: eigene Darstellung, MU Leoben EVT.



Beim Betrachten von Abbildung 27 wird ersichtlich, dass im Winterhalbjahr (Mitte Januar bis Anfang April bzw. Mitte November bis Ende Dezember) der Bedarf nicht oft gedeckt werden kann (rote Flächen). Eine Ausnahme stellt die erste Januarhälfte dar. Demgegenüber kann ein Großteil der erneuerbaren Erzeugung zwischen April und Oktober nicht genutzt werden (gelbe Flächen). Lediglich ein kleiner Teil der negativen Residuallast wird mithilfe der Pumpspeicherkraftwerke genutzt um positive Residuallast zu kompensieren (dunkelblaue Flächen).

Zur Klärung dieser Beobachtungen muss zusätzlich der zeitliche Verlauf der Speicherstände (Abbildung 28) berücksichtigt werden. Der hohe Energie- und Leistungsbedarf zum Ausgleich der positiven Residuallast in den ersten Monaten des Jahres wird zunächst primär durch Speicherkraftwerke sowie durch Biogas-Anlagen bereitgestellt. Dies führt dazu, dass alle Speicher (Ausnahme Biomasse) innerhalb von etwa zwei Wochen komplett entleert werden. Anschließend kann der Großteil der positiven Residuallast bis Anfang April nicht mehr ausgeglichen werden. Die Biomassevorräte könnten energetisch betrachtet zwar einen Teil der positiven Residuallast kompensieren. Jedoch wird aufgrund der im Szenario angenommenen Erzeugungsleistung (1.000 MW) nur ein kleiner Teil der benötigten Leistung durch Biomasse-Anlagen bereitstellt. Erst ab Anfang April steigen die Speicherstände der Biogasjahresspeicher und die Wasserstände der Speicherkraftwerke wieder, da tagsüber ausreichend PV-Strom vorhanden ist um einerseits den Verbrauch zu decken und andererseits die Pumpspeicher soweit zu füllen, dass diese einen Großteil des Tag/Nacht-Ausgleichs ermöglichen können. Die restliche positive Residuallast wird mithilfe der Speicherkraftwerke gedeckt. Über den Sommer steigen die Speicherstände der Speicherkraftwerke sowie der Biogasspeicher stark an. Bereits ab etwa Mitte September sinken die täglichen PV-Erträge soweit ab, dass wieder auf Vorräte zurückgegriffen werden muss, um den Verbrauch zu decken. Schließlich sind Mitte November die Speicherinhalte erschöpft, was die große Unterversorgung ab Mitte November erklärt.

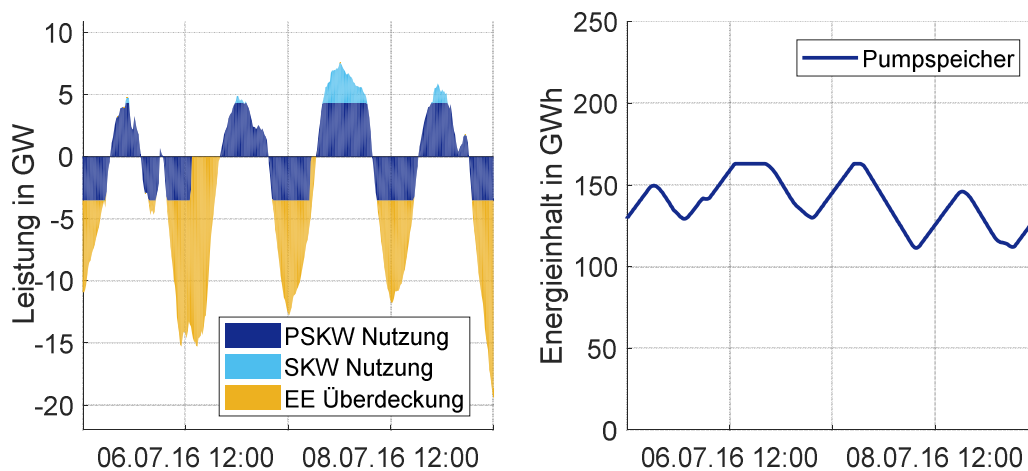
Abbildung 28: Zeitliche Entwicklung der Speicherstände über das simulierte Jahr. Quelle: eigene Darstellung, MU Leoben EVT.



Bei dieser Analyse wird deutlich, dass Technologien benötigt werden, welche im Sommer große Mengen der negativen Residuallast nutzen können, um im Winterhalbjahr die positive Residuallast zu decken (saisonale Speicherung).

Zur Analyse der täglichen Schwankungen sind in Abbildung 29 drei Tage im Sommer dargestellt. Auf der linken Seite ist die Nutzung der verschiedenen Technologien zum Ausgleich der Residuallast farblich dargestellt und auf der rechten Seite der dazugehörige Speicherstand der Pumpspeicherkraftwerke. Es fällt auf, dass der Großteil der fluktuierenden Erzeugung untertags nicht genutzt werden kann. Dies hat zwei Gründe. So ist auf der einen Seite die verfügbare Pumpleistung limitierend, sodass nur ein Teil der Erzeugung eingespeichert werden kann. Andererseits kann sowohl am 06.07.2016 sowie am 07.07.2016 nicht mehr weiter gepumpt werden, die Speicher bereits vollständig gefüllt sind. In der Nacht kann die benötigte Leistung meist nicht ausschließlich mit Pumpspeicherkraftwerken bereitgestellt werden, obwohl die Speicher ausreichend voll wären. Auch hier liegt die Ursachen an einer zu geringen Leistung (Turbinenleistung) der Pumpspeicherkraftwerke. Aus diesem Grund müssen zum Ausgleich der positiven Residuallast zusätzlich noch nicht pumpfähige Speicherkraftwerke eingesetzt werden.

Abbildung 29: Detailansicht des Endergebnisses an drei Tagen im Sommer. Links die genutzte bzw. nicht genutzte Residuallast: Pumpspeicherkraftwerke (dunkelblau), Speicherkraftwerke (hellblau) sowie wie ungenutzte negative Residuallast (gelb). Rechts der Speicherstand der Pumpspeicherkraftwerke. Die maximale Speicherkapazität der Pumpspeicherkraftwerke liegt bei etwa 160 GWh. Quelle: eigene Darstellung, MU Leoben EVT.

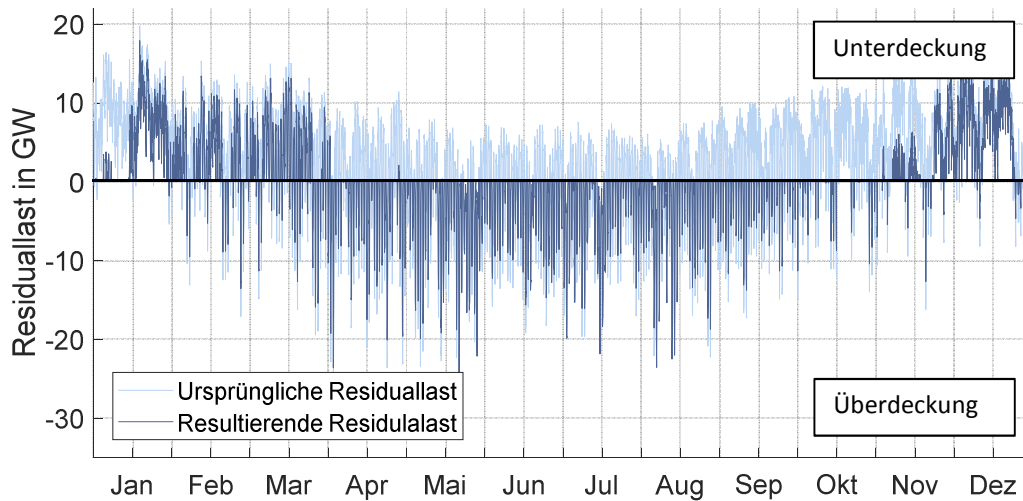


In Abbildung 29 wird deutlich, dass die Energie vom Tag in die Nacht verschoben werden muss. Dazu müssen große Leistungen zur Einspeicherung bzw. Energieumwandlung und ausreichende Speicherkapazitäten vorhanden sein. Zudem muss auch genügend Leistung zur Auspeicherung vorhanden sein.

Als Zusammenfassung ist in Abbildung 30 ein Vergleich zwischen der ursprünglichen Residuallast (in hellblau, entspricht Abbildung 26) und der resultierenden Residuallast (nach Anwendung aller Flexibilitätsoptionen⁸²) dargestellt. Die resultierende Residuallast ist in dunkelblau dargestellte und entspricht exakt den roten und gelben Flächen in Abbildung 27. So wird ersichtlich, welche Teile der positiven Residuallast nicht gedeckt bzw. welche Teile der negativen Residuallast nicht genutzt werden konnten. An dieser Stelle wird deutlich, dass in diesem Szenario eine Energie- und Leistungsautonome Versorgung der Industrie in Österreich mit erneuerbarem Strom aus Österreich nur zwischen Anfang April und Ende Oktober möglich ist.

⁸² Pumpspeicherkraftwerke, Speicherkraftwerke, Biogas- und Biomasseanlagen nach den zuvor definierten Annahmen.

Abbildung 30: Vergleich der ursprünglichen mit der resultierenden Residuallast (nach der Anwendung aller verfügbaren Ausgleichstechnologien). Quelle: eigene Darstellung, MU Leoben EVT.



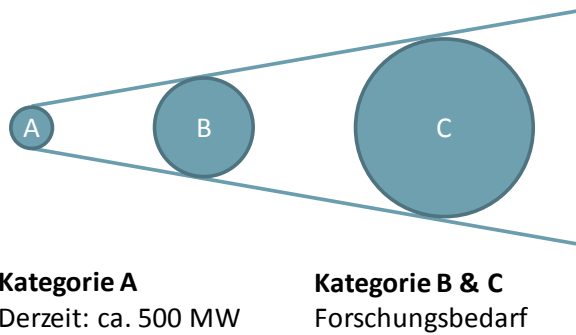
An dieser Stelle wird die resultierende Residuallast aus Abbildung 30 analysiert und ausgewertet. Es stellt sich heraus, dass nur etwa 55 % der Zeit die Residuallast komplett ausgeglichen werden kann. 22 % der Zeit kann die benötigte Leistung nicht bereitgestellt werden. Demgegenüber wird bei 23 % aller Zeitschritte die erneuerbare Erzeugung nicht oder nicht vollständig genutzt. Die maximale negative Spitze (Überdeckung) beträgt 27 GW und die maximale Unterdeckungsleistung liegt bei etwa 18 GW.

5.4 Berücksichtigung von Demand Response als weitere Flexibilitätsoption

In diesem Abschnitt werden die Simulationsergebnisse mit den Ergebnissen aus Kapitel 4 kombiniert. In Kapitel 4 wurden die ermittelten Demand Response-Potenziale in die drei Kategorien A, B und C eingeteilt. Dabei beschreiben die drei Bezeichnungen die notwendigen Maßnahmen, wann bzw. mit welchem Aufwand die Potenziale erschlossen werden können. Kategorie A Maßnahmen können sofort und Kategorie B innerhalb eines Jahres umgesetzt werden. Demgegenüber stehen Maßnahmen der Kategorie C, bei welchen eine Umsetzung erst zwischen 2040 bis 2050 angenommen wird (siehe Tabelle 16 in Kapitel 4).

Nach Kapitel 4 gibt es ein sofort verfügbares Demand Response-Potenzial von etwa 500 MW (Kategorie A). Das Potenzial der Kategorie B und C Maßnahmen konnte nicht quantifiziert werden. Jedoch kann nach Meinung der Autoren davon ausgegangen werden, dass Kategorie C Maßnahmen ein deutlich größeres Potenzial als Kategorie B Maßnahmen aufweisen, welche wiederum ein wesentlich größeres Potenzial besitzen, als sofort verfügbar ist (siehe Abbildung 31).

Abbildung 31: Interpretation des aktuellen Demand Response-Potenzials mit Ausblick auf die Zukunft. Die Kreisgröße stellt symbolisch die verfügbaren Potenziale dar.



Das aktuelle Demand Response-Potenzial kann in Anbetracht der beschränkt möglichen Leistungsänderung keinen wesentlichen Beitrag zur Kompensation der Residuallast in der zuvor diskutierten Szenariosimulation leisten⁸³. Neue oder angepasste industrielle Prozesse könnten neben der Senkung des Energie- bzw. Exergiebedarfs bzw. der Integration weiter erneuerbarer Energieträger in Zukunft auch durch das Schaffen neuer Demand Response-Potenziale (Kategorie C) den notwendigen Ausbau von Speichern erheblich reduzieren. Je flexibler⁸⁴ die Demand Response-Potenziale sind, desto besser kann sich die industrielle Last an das erneuerbare Einspeiseprofil anpassen und damit die Kapazität bzw. die Leistung der notwendigen Speicher reduzieren.

Aufgrund der verwendeten zeitlichen Auflösung von 15 Minuten konnten in der Szenariosimulation keine Aussagen über notwendige Maßnahmen zur Frequenzhaltung⁸⁵ getroffen werden. In naher Zukunft könnten die sofort verfügbaren Demand Response-Potenziale bei einem kontinuierlich ansteigenden Anteil an fluktuierenden erneuerbaren Elektrizitätserzeugungsanlagen einen wichtigen Beitrag zur Netzstabilität leisten.

5.5 Zusammenfassung

In diesem Abschnitt werden die wichtigsten Erkenntnisse der ersten drei Teile des Diskussionspapiers zusammengefasst und diskutiert. So wurden die in Kapitel 4 erhobenen Potenziale den Verbräuchen gegenübergestellt. Dabei stellt sich heraus, dass die gesamten österreichischen erneuerbaren Potenziale energetisch nicht ausreichen, um den gesamten österreichischen Bruttoinlandsverbrauch des Jahres 2015 zu decken. Für eine energieautonome Versorgung sind Einsparungen in der Höhe von etwa 130 TWh (35 % des Bruttoinlandsverbrauchs 2015) notwendig. Diese Einsparung scheint nur durch eine massive Steigerung der Primärenergieeffizienz erreichbar. Ansonsten muss die Differenz durch erneuerbare Energieimporte gedeckt werden. Dazu zählen exergieoptimierte, wirtschaftssektorübergreifende und kaskadische Energienutzung, Reduktion der Umwandlungsverluste sowie Steigerung der Endenergieeffizienz.

⁸³ Demand Response-Potenzial der Kategorie A Maßnahmen mit etwa 500 MW gegenüber einer energetischen Unterdeckung von etwa 18 GW (Überdeckung etwa 27 GW).

⁸⁴ z.B. Dauer, Häufigkeit, minimale bzw. maximale Leistung usw.

⁸⁵ Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch im Sekunden- und Minutenbereich.

Energetisch betrachtet könnte der erneuerbare industrielle Strombedarf 2050⁶¹ mit erneuerbarem Strom aus Österreich substituiert werden. Jedoch bleiben in diesem Fall nur noch etwa 13 TWh zur Versorgung der restlichen Wirtschaftssektoren. Dies ist nicht ausreichend⁷³.

Die Kombination dieser Informationen ermöglicht die Schlussfolgerung, dass eine Vermeidung der industriellen CO₂-Emissionen durch den Einsatz von ausschließlich erneuerbarem Strom aus Österreich nicht zielführend ist. Stattdessen sollte ein wirtschaftssektorübergreifendes Energiesystem mit exergiegerechter und kaskadischer Nutzung angestrebt werden. Eine exergiegerechte und kaskadische Energienutzung sieht vor, dass zunächst die hochexergetischen Energieträger zur Deckung hochexergetischer Bedarfe verwendet werden. Die dabei anfallende Hochtemperaturabwärme wird zur Versorgung industrieller Prozesse verwendet und die niederexergetische Abwärme kann zur Wärmeversorgung in umliegenden Regionen genutzt werden. Im Sinne einer exergiegerechten Versorgung sollte ein Wärmebedarf nur im Ausnahmefall durch elektrische Energie (ausschließlich Exergie) bereitgestellt werden. Stattdessen soll Biomasse oder Solarthermie direkt zur Wärmebereitstellung eingesetzt werden, was die Umwandlungs- und Transportverluste⁸⁶ reduziert.

Durch die orts aufgelöste Differenz zwischen Bedarf und Strompotenzial kann klar dargelegt werden, dass die erneuerbare elektrische Energie aus ganz Österreich zu den drei Industrieregionen Linz-Gmunden-Amstetten, Leoben-Graz und Wien transportiert werden muss. Daneben müssen aber auch aktuelle und zukünftige Speicher mit den notwendigen Leitungskapazitäten in das Energiesystem eingebunden sein. Es muss im „Worst Case“ kurzfristig möglich sein, einen großen Teil des österreichischen Leistungsbedarfs aus den Speichern zu decken.

Durch die Szenariosimulation konnte ermittelt werden, dass ein deutlicher Ausbau an Speichern bzw. Power-to-X Technologien notwendig ist. Dabei werden einerseits saisonale Speicher zum Ausgleich zwischen Sommer und Winter sowie Tagesspeicher zum Tag/Nacht Ausgleich benötigt. Die Speicher sollten eine relativ hohe Einspeiseleistung aufweisen, um die PV-Spitzen im Sommer nutzen zu können. In der Szenariosimulation wurde eine maximale ungenützte negative Residuallastspitze von 27 GW ermittelt.

Durch den Ausbau von industriellen Demand Response-Potenzialen könnte in Zukunft der notwendige Ausbau an Speichern bzw. Power-to-X Technologien verringert werden. Dazu müssen in diesem Bereich weitere Forschungstätigkeiten in enger Zusammenarbeit mit der Industrie durchgeführt werden. Dabei könnten bestehende Prozesse angepasst bzw. neue Prozesse entwickelt werden, welche einerseits den Energie- bzw. Exergiebedarf des Unternehmens senken können und andererseits weitere Demand Response-Potenziale ermöglichen. Je flexibler⁸⁴ die neuen Demand Response-Potenziale sind, desto größer ist ihr Nutzen für das Energiesystem.

Die aktuellen Demand Response-Potenziale könnten für die Versorgung im Jahr 2050 nur einen sehr geringen Beitrag leisten. Jedoch könnten sie beim weiteren Ausbau der erneuerbaren fluktuierenden Erzeugung einen wichtigen Beitrag zur Frequenzhaltung leisten⁸⁷.

Das hier betrachtete Szenario zeigt klar auf, dass eine ausschließliche Substitution der österreichischen Industrie mit erneuerbarem Strom nicht sinnvoll ist. Jedoch können die ermittelten Ergebnisse auch in einem gesamtösterreichischen Kontext betrachtet werden: So werden in Summe

⁸⁶ Beispielsweise erscheint den Autoren eine Umwandlung von Biomasse in Strom und anschließend Strom in Wärme nur in Ausnahmefällen sinnvoll.

⁸⁷ Leistungsmäßiger Ausgleich im Sekunden- und Minutenbereich.

bei den verwendeten Szenarioannahmen etwa 90 % des gesamten verfügbaren elektrischen Potenziales genutzt, um einen elektrischen Energiebedarf in der Höhe von 100 TWh zu decken. Dabei ist es nicht entscheidend, ob die elektrische Energie ausschließlich von der Industrie oder von den Verbrauchern verschiedener Sektoren (Haushalte, Industrie, Gewerbe, Mobilität usw.) verwendet wird. Natürlich bedeutet eine Veränderung der berücksichtigten Sektoren auch eine Änderung des Lastgangs.

Bedingt durch den Einsatz einer großen Anzahl an fluktuierenden Erzeugern bei einer angestrebten erneuerbaren Leistungsautarkie bleiben die grundlegenden Herausforderungen jedoch die gleichen: der Tag/Nacht- sowie Sommer/Winter-Ausgleich, die Nutzung sehr großer erneuerbarer Leistungsspitzen im Sommer und die Deckung großer Lastspitzen im Winter.

6 Ökonomische und rechtliche Rahmenbedingungen

6.1 Ziele der Industrie hinsichtlich eines verstärkten Einsatzes erneuerbarer Energieträger

Industriebetriebe streben eine effiziente und auf erneuerbaren Energieträgern basierende Produktion an, um den mit der Produkterzeugung verbundenen CO₂e-Ausstoß zu vermindern. Dies ist im Wesentlichen zurückzuführen auf den erwarteten Anstieg der Kosten des CO₂e-Ausstoßes (6.1.1). Dennoch gilt für Industriebetriebe als Unternehmen, dass bei einer Umstellung die Bedingung der Wirtschaftlichkeit erfüllt sein müssen (6.1.2). Dies betrifft v.a. die Umstellung einzelner Anlagen, welche auf eine konstante Versorgung ausgerichtet sind (6.1.3).

6.1.1 CO₂-arme Produktion

6.1.1.1 Kosten für den Ausstoß von CO₂

Spätestens nach der Konferenz von Rio 1992 wurde klar, dass zum Schutz des Klimas weitreichende Maßnahmen nötig sind. Bei der ersten „Konferenz der Vertragsparteien“ (COP-1) 1995 in Berlin wurde eine Arbeitsgruppe eingerichtet, die einen Protokollvorschlag erarbeiten sollte, in dem die industrialisierten Länder zu einer Mindestreduktion des Treibhausgas-Ausstoßes (CO₂e) in den Jahren 2008 bis 2012 im Vergleich zu 1990 von mehr als 5 % verpflichtet werden sollten. Bei der COP-3 in Kyoto wurde das Protokoll beschlossen. Die EU setzt bei der Umsetzung ihrer Klimaschutzziele unter anderem stark auf das marktwirtschaftliche Instrument des Emissionshandelssystems (EHS) (Moser 2013).

Im EU-Emissionshandel (kurz EU-ETS) wurden auf Basis der EU-Richtlinie 2003/87/EG Anlagen mit einer Leistung größer 20 MW erfasst. Laut Goers et al. (2010) sind die 11.500 Anlagen für 50 % der EU-weiten CO₂-Emissionen verantwortlich. Nicht nur aufgrund der vielen Probleme mit anderen politischen Instrumenten wie Steuern und direkter Regulierung, sondern auch aus folgenden Gründen sprechen sich Ökonomen oftmals für die Verwendung von Zertifikatssystemen aus (Goers, Lindorfer, Moser 2010):

- Zertifikate sprechen die Problemstellungen direkt an, indem sie eine Emissionsreduktion unabhängig von deren Preis oder Typus bestätigen.
- Der Staat muss im Minimalfall nur die Kosten der Administration und Kontrolle übernehmen. Besonders im Vergleich zu Förderungen etc. wird das Staatsbudget geringer belastet.
- Der entscheidende Vorteil von Zertifikaten liegt darin, dass sie *theoretisch* die Erreichung eines bestimmten Ziels zu volkswirtschaftlich minimalen Kosten garantieren. Der Vorteil liegt in der Definition des Ziels (Menge, „Cap“) anstelle der Definition der Stärke des Einflusses (Steuerhöhe). Dieser wird durch den Markt selbst „gefunden“.

Da die Emissionsobergrenze bzw. die Menge der Emissionsberechtigungen geringer als das aktuelle Emissionsverhalten aller Emittenten ausfällt, entsteht eine Knappheitssituation, welche Anreize zu Vermeidungsmaßnahmen bzw. den Zukauf von Emissionsrechten generiert (*Trade*). Die Primärallokation der Zertifikate unter den Handelsteilnehmern hat keinen Einfluss auf die Erreichung des effizienten Gleichgewichts.

6.1.1.2 Zu erwartender Anstieg der Kosten für CO₂

Schon vor dem Klimaabkommen von Paris waren die wesentlichen politischen Grundpfeiler fixiert. Die von der Europäischen Kommission veröffentlichten Fahrpläne (keine Rechtsverbindlichkeit) für den Übergang zu einer wettbewerbsfähigen, CO₂-armen Wirtschaft bis 2050 und der Energiefahrplan 2050 haben – in Übereinstimmung mit dem EU-Ratsbeschluss zur Einhaltung des 2-Grad-Celsius-Ziels – eine langfristige Reduktion der Treibhausgasemissionen von 80-95 % zum Ziel (Europäische Kommission 2011). Das Übereinkommen von Paris ist eine Vereinbarung der 194 Mitgliedsstaaten der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (UNFCCC) mit dem Ziel des Klimaschutzes in Nachfolge des Kyoto-Protokolls. Die Unterschiede des Pariser Übereinkommens im Vergleich zu dem Kyoto-Protokoll aus dem Jahr 1997 sind erheblich. Bei dem Kyoto-Protokoll haben sich nur wenige Länder verpflichtet, bindende Emissionssenkungen zu erzielen, während nun das Pariser Übereinkommen global für 194 Staaten, angepasst an die unterschiedlichen Entwicklungsstufen der einzelnen Länder, schlagend wird. **Die zusätzlichen erforderlichen Anstrengungen implizieren einen Anstieg der Kosten für den Ausstoß von Treibhausgasen** (und insbesondere CO₂) - entweder über entsprechende Anpassungen im Emissionshandel (was für den industriellen Bereich als wahrscheinlich anzusehen ist) oder über andere politische Instrumente (insbesondere außerhalb des industriellen Bereichs).

Die vierte Periode des Emissionshandels ist bereits geplant. Für Treibhausgas-Emissionen der Wärmeerzeugung, des produzierenden Gewerbes und der Industrie werden im Emissionshandel von 2021 bis 2030 weiterhin kostenfreie Zertifikate zugeteilt; der Anteil der kostenlos verteilten Zertifikate an der gesamten Zuteilungsmenge verringert sich von 80 % in 2013 schrittweise auf 30 % in 2020 (Amtsblatt der Europäischen Union 2009). Der Stromsektor muss seinen Bedarf an Zertifikaten zu 100 % am Markt ersteigern. Anlagen der Industrie und der Wärmeproduktion erhalten dagegen anfangs noch eine kostenfreie Allokation anhand von Benchmarks.

6.1.1.3 Carbon Leakage

Eine Ausnahme gibt es für die **stark im internationalen Wettbewerb stehenden Industriebranchen** mit einer hohen Kostenbelastung durch den EU-Emissionshandel, da für diese Sektoren ein hohes Risiko der Verlagerung von CO₂-intensiver Produktion in Länder mit weniger strengen Klimaschutzbestimmungen besteht, das sogenannte *Carbon Leakage*.

Der Begriff Carbon Leakage bezeichnet die Situation, wenn Unternehmen aufgrund der mit Klimamaßnahmen verbundenen Kosten ihre Produktion in andere Länder mit weniger strengen Emissionsauflagen verlagern. Dies könnte zu einem Anstieg ihrer Gesamtemissionen führen, die im Fall von CO₂ jedoch global wirksam sind.

Die Sektoren mit erhöhtem *Carbon Leakage*-Risiko können von 2013 bis 2020 eine bis zu 100% kostenlose Zuteilung erhalten und werden in einer Liste aufgeführt, welche alle fünf Jahre überprüft und überarbeitet wird.⁸⁸ Demnach werden Branchen als Risikogruppe kategorisiert, wenn die Teilnahme am EU-Emissionshandel zu einer Zunahme der Kosten um mindestens 5 % bzw. 30 % der Bruttowertschöpfung führt und die Intensität des Handels mit Drittstaaten 10 % bzw. 30 % übersteigt. Somit können Industriezweige, welche der höchsten Gefahr der Verlagerung gegenüberstehen, abhängig von ihrer technologischen Performance, bis zu 100 % der Zertifikate

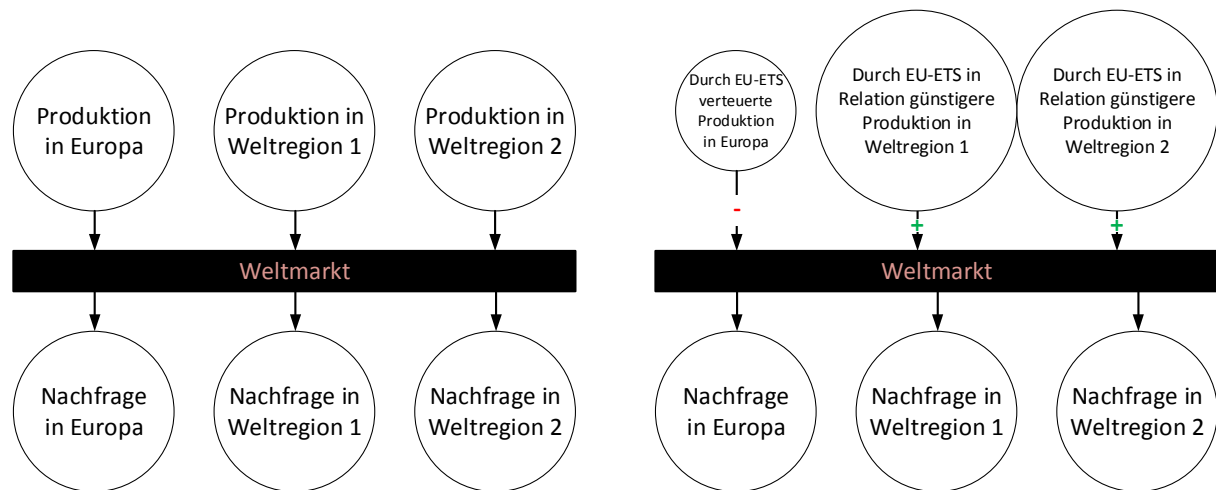
⁸⁸ Die zweite Carbon-Leakage-Liste, die für die Jahre 2015-2019 gilt, wurde im Oktober 2014 angenommen: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:32014D0746&from=EN> (2017-05-17).

kostenlos erhalten, während Branchen mit geringem Risiko zur Verlagerung von CO₂-Quellen beginnend mit 20 % in 2013 und bis zu 70 % in 2020 ihrer Zertifikate kostenpflichtig erwerben müssen.

6.1.1.4 Level Playing Field

Der europäische Emissionshandel würde europäische Produzenten aufgrund der mit dem Emissionshandel verbundenen Kosten beim Absatz der Produkte am internationalen Markt benachteiligen. Die Carbon Leakage-Regelung teilt die Emissionszertifikate diesen Unternehmen kostenlos zu mit dem Ziel, eine Benachteiligung zu vermeiden. Durch die kostenlose Einbindung der Unternehmen können potenzielle Einsparungen von Emissionen ebenfalls im Emissionshandel abgebildet werden, die Kostenbelastung fällt aber garantiert weg.

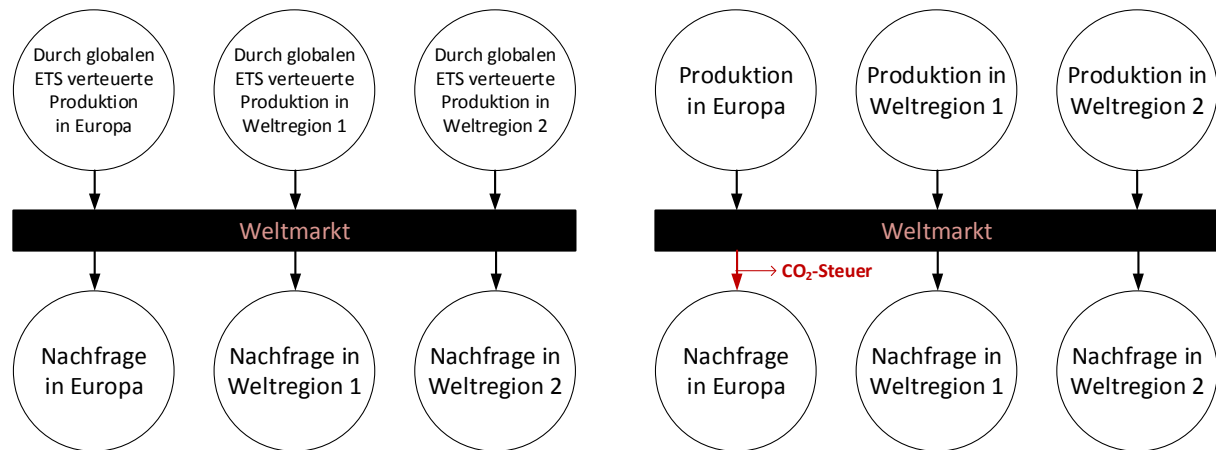
Abbildung 32: Benachteiligung europäischer Produktion am internationalen Wettbewerbsmarkt durch den EU-Emissionshandel, wenn keine Carbon Leakage-Regelung vorliegen würde. Quelle: Energieinstitut an der JKU Linz.



Die Carbon Leakage-Regelung ist ein Ansatz, um die Schlechterstellung europäischer Unternehmen durch politische/gesetzliche Vorgaben zu vermeiden und somit ein „Level Playing Field“ zu schaffen. Im Handel ist „Level Playing Field“ ein Begriff für Fairness, in dem Sinne, dass jeder Akteur den gleichen Regeln unterliegt. Ein metaphorisches Spielfeld ist „eben“, wenn kein externer Einfluss die Konkurrenzfähigkeit einzelner Spieler bevorzugt oder benachteiligt. Dabei bezieht sich der Begriff offenkundig nur auf den gesetzlichen/politischen Rahmen, und hier meist auf Umwelt- und soziale Fragen (vgl. Lohnsteuer), da sonstige ebenfalls als externer Einfluss anzusehende Standortbedingungen (Verfügbarkeit von Energie und Ressourcen, etc.) kaum mit diesem Begriff in Zusammenhang gebracht werden.

Bei der Anwendung eines politischen Instruments sind die Möglichkeiten, (heimischen) Unternehmen ein „Level Playing Field“ zu bieten, mitzudenken. Dies kann durch Besteuerung der nichtheimischen Unternehmen beim Import und gleichzeitigen Steuererlässen für heimische Unternehmen beim Export erreicht werden. Zur Vermeidung von strategischen politischen Entscheidungen wäre ein globales Emissionshandelssystem begrüßenswert. Die erwähnten Lösungen zur CO₂-Reduktion bei Erhalt eines „Level Playing Fields“ sind als Beispiele anzusehen und stellen daher keine erschöpfende Auflistung dar.

Abbildung 33: Beispiele für Möglichkeiten politischer Instrumente zur Erlangung eines „Level Playing Field“. Quelle: Energieinstitut an der JKU Linz.



6.1.1.5 Conclusio

Es ist zu erwarten, dass die Kosten des Ausstoßes von CO₂ weiter zunehmen. Des Weiteren ist auf Basis des Abkommens von Paris zu erwarten, dass diese Kostenzunahme eine globale Herausforderung sein wird, also ein kosteneffizientes Ausweichen auf andere Standorte nicht möglich sein wird. **Die langfristige Umstellung der Produktion auf eine CO₂e-arme, d.h. eine effiziente und auf erneuerbaren Energien basierende Produktion ist damit für Unternehmen unausweichlich.**

Die Zielsetzungen sind teilweise mit heutigen Technologien zu erreichen, aber zu weiten Teilen werden neue Technologien und ein breiter systemischer Ansatz erforderlich sein - dies gilt im Bereich Energieeffizienz und im Bereich der Erneuerbaren.

6.1.2 Betriebswirtschaftliche Gesamtkosten-Betrachtung

Grundlegenden Annahmen der volkswirtschaftlichen Theorie folgend streben privatwirtschaftliche Unternehmen nach Gewinnmaximierung. Diese Maximierung erfolgt u.a. durch Kostenminimierung in der Produktion. Dieses Streben ist auch dann zu unterstellen, wenn das privatwirtschaftliche Unternehmen durch eine politische/gesetzliche Maßnahme (Marktregulierung, Steuern, Abgaben, Standards, etc.) in seinem Handlungsspielraum beschränkt wird (Pindyck und Rubinfeld 2009). Daraus leitet sich ab, dass Industrien erneuerbare Energieträger dann einsetzen, wenn sich daraus eine Reduktion der Gesamtkosten der Produktion ergibt.

Die Gesamtkosten setzen sich in Bezug auf erneuerbare Energieträger insbesondere aus den Kosten neuer industrieller Anlagen oder deren Adaptierung sowie den Veränderungen in den Emissions- und Energiekosten (inkl. Steuern und Abgaben) zusammen. Dazu zählen Investitionen in Anlagen, die erneuerbare Energieträger nutzen können und/oder eine gewisse Flexibilität im erneuerbaren Energiesystem bereitstellen können. Hinsichtlich der Emissionen sind v.a. die CO₂-Emissionskosten relevant, bei den Energiekosten die langfristigen (erwarteten) Kosten der einzelnen Energieträger, insbesondere das Verhältnis der erneuerbaren zu den fossilen Energieträgern. Des Weiteren sind noch indirekte Auswirkungen z.B. auf die Personalkosten zu erwarten, welche sich wiederum

vorrangig in administrative Kosten (z.B. Freigabe von Lastverschiebungen) und zusätzlichen Lohnkosten (bei Überstunden, Nacht- oder Wochenendarbeit) unterteilen lassen.⁸⁹

Der vermehrte Einsatz erneuerbarer Energien muss sich für das Industrieunternehmen - im gegebenen gesetzlichen und internationalen Rahmen - betriebswirtschaftlich rechnen. Dabei findet nicht nur der Vergleich zur aktuell eingesetzten Technologie Beachtung, sondern auch alle am Standort verfügbaren technologischen Alternativen sowie die internationalen politisch-gesetzlichen Rahmenbedingungen (Standortwahl). In Anlehnung an die Ergebnisse von Friedl und Moser (2015) ist ergänzend festzustellen, dass einzelne Unternehmen eine verstärkte Bereitschaft zum intensivierten Einsatz erneuerbarer Energien aufweisen: Dies ist zurückzuführen auf ihre Eigentümerstrukturen, die diesbezügliche Motivation primär der höherrangigen MitarbeiterInnen oder einer starken Orientierung am externen Image (vgl. Bewerbung des Bezugs von „100 % Ökostrom“ bei Supermarkt- oder Imbissketten) (Friedl und Moser 2015).

Betriebswirtschaftlich unterliegen die anzudenkenden Investitionen bzw. Adaptionen den Amortisationsanforderungen der Industrie. Die geforderten Amortisationszeiten für energierelevante Maßnahmen sind bekanntlich kurz und liegen nach Erfahrung der Autoren zwischen einem halben und acht Jahren, wobei drei Jahre als die häufigste Angabe anzusehen ist. Diese Anforderungen sind nicht willkürlich, sondern entspringen insbesondere - neben vielen weiteren Kriterien - üblichen Renditeanforderungen von Shareholdern an als mittel oder spekulativ einzustufende Unternehmensanteile (ggf. Aktien), der Notwendigkeit für eine hohe Anpassungsfähigkeit der Produktionsprozesse und dem Risiko von signifikanten kurzfristigen Veränderungen an den Energiemärkten.

Deutlich unwirtschaftliche klimapolitische Maßnahmen können auch den anderen beiden Dimensionen der Nachhaltigkeit (der sozialen und wirtschaftlichen Dimension) abträglich sein. Allerdings lässt der betriebswirtschaftliche Ansatz volkswirtschaftliche Kosten und Nutzen, sogenannte „externe Effekte“, außer Betracht (Varian 1995). Diese nicht in der Kalkulation berücksichtigten externen Effekte umfassen z.B. Wertschöpfung und Beschäftigung im Inland, die Reduktion der Auswirkungen des Klimawandels, eine erhöhte Versorgungssicherheit im Sinne einer verminderten Importabhängigkeit (Moser 2013), aber auch Auswirkungen wie veränderte Lebensmittelpreise durch Flächenknappheit,⁹⁰ Lärmbelästigung durch erhöhtes Verkehrsaufkommen,⁹¹ verringerte Versorgungssicherheit im Bereich des Stromnetzes durch Blackouts (Reichl, Schmidthaler, Schneider 2013), etc.

In anderen Worten: **Die technische Machbarkeit alleine reicht für die Umsetzung einer klimapolitisch sinnvollen Maßnahme nicht aus.** Die Technologieentwicklung erfordert in einem ersten Schritt die Erreichung der Machbarkeit, in einem weiteren Schritt aber auch die Erreichung der Kosteneffizienz. Die volkswirtschaftliche Kosteneffizienz, d.h. die Herstellung eines volkswirtschaftlich korrekten Verhältnisses der Technologiekosten zueinander, ist durch den Staat mittels Beachtung bzw. „Einpreisung“ der externen Effekte in den gesetzlichen Rahmenbedingungen sicherzustellen.

⁸⁹ Vgl. Aussagen von Vertretern der Lebensmittelindustrie in den Workshops zu Moser et al. (2016) sowie Aussagen von Vertretern mehrerer weiterer Industrien in den Workshops des vorliegenden Projekts.

⁹⁰ Vgl. Aussagen beim Workshop Vision des vorliegenden Projekts.

⁹¹ Vgl. Aussagen der über Interviews eingebundenen ExpertInnen.

6.1.3 Energie- vs. Anlagenkosten (Energieeffizienz)

Die Erzeugung erneuerbarer Energie verläuft teilweise fluktuierend. Primär der schwer speicherbare Energieträger Strom ist von dieser Fluktuation betroffen, sowohl saisonal als auch sehr kurzfristig (Wasserkraft, Windkraft, Sonnenkraft). Daneben sind die Schwankungen auch für solarthermische Anwendungen maßgeblich. Um die kaum beeinflussbare Erzeugung mit der aktuellen Nachfrage in Einklang zu bringen, sind entweder Speicher im weiteren Sinne oder eine Reaktion der Nachfrageseite („Demand Response“, oft wird auch der Überbegriff „Demand Side Management“ verwendet) erforderlich. **Demand Response erfordert eine gewisse Flexibilität der industriellen Anlagen bzw. Teilprozesse. Jedoch sind industrielle Anlagen bzw. Teilprozesse aktuell so ausgelegt, dass sie möglichst stetig oder gar kontinuierlich betrieben werden** (Kollmann et al. 2015). Dieser Vorgangsweise liegen mehrere wirtschaftliche und regulative Argumente zugrunde:

- Eine möglichst hohe und konstante Auslastung maximiert die wirtschaftliche Effizienz der Anlagen, weil durch den hohen Auslastungsgrad eine möglichst kleine (und damit kostengünstigere) Anlage eine größtmögliche Menge oder Stückzahl produziert. Der einer produzierten Einheit zuzuordnende Anteil an den Anlagenkosten wird damit minimiert.
- In Abhängigkeit vom Gesamtprozess bieten kontinuierliche Prozesse oftmals die Möglichkeit zu einer insgesamt (d.h. über die Zwischenschritte hinweg) konstanteren Produktion. Dies macht eine geringere Lagerung der Zwischenprodukte erforderlich. Mit der geringeren Lagerhaltung gehen geringere Kosten für das in den Zwischenprodukten gebundene Kapital und geringere Kosten für die Zwischenlager einher.
- Kontinuierliche Prozesse bieten gegenüber diskontinuierlichen Batch-Prozessen Vorteile für die energetische Energieeffizienz (Moser, Leitner, Steinmüller 2014). Durch die kontinuierliche Energienutzung kommt es in den meisten Fällen zu geringeren energetischen Verlusten.
- In der aktuellen Situation werden die Anlagen eines Betriebs so betrieben, dass sie möglichst keine Lastspitze erzeugen, weil diese gemäß der aktuellen Strommarkt-Regulierung mit höheren leistungsabhängigen Netzentgelten einhergeht. Eine möglichst konstante Auslastung führt also zur Minimierung der Stromnetzentgelte (vgl. Systemnutzungsentgelte-VO der E-Control).

6.2 Ökonomische Grundlagen zur Prognose einer zukünftigen Preisentwicklung

Prognosen für Energiepreise bzw. für die Kostenentwicklung der Technologien zur Bereitstellung erneuerbarer Energien sind mit hohen Unsicherheiten verbunden. Bekannt sind einzig die wesentlichen Einflussfaktoren, welche als relativ gesicherte Trends anzusehen sind. Zu diesen zählen die Lernkurven von Technologien, die Skaleneffekte bei deren Bereitstellung und der Anteil des bereits realisierten Potenzials.

6.2.1 Potenzial-Nutzungsgrad

Bislang nicht betrachtete Potenziale sind kostengünstiger zu heben als im Fall bereits fortgeschrittener Aktivitäten. Die Errichtung des ersten Windkraftwerks bzw. das Finden des ersten Windkraftwerk-Standorts ist einfacher zu realisieren als für das z.B. tausendste. Potenziale für erneuerbare Energien, Energieeffizienzpotenziale oder allgemein CO₂-Vermeidungskosten werden aus Gründen der Wirtschaftlichkeit so angegangen, dass zuerst kostengünstige Potenziale gehoben werden: „Low Hanging Fruits“ bezeichnen die kostengünstigsten Potenziale, welche aus wirtschaftlichen Erwägungen zuerst realisiert werden. Sie zeichnen sich je nach Art des betrachteten Potenzials (beispielsweise PV, Wind, Energieeffizienz, Biomasse) durch kostengünstige Umsetzbarkeit, einfache Zugänglichkeit, hohe öffentliche Zustimmung, hohe Wirtschaftlichkeit, etc. aus. Auf der anderen Seite sind bei den kostenintensiven Potenzialen geringe Wirtschaftlichkeit, hohe administrative Kosten, geringe Wirkungsgrade o.Ä. kennzeichnend.

Die jeweiligen „Scheitelpunkte“, also ab wann von aufgebrauchten „Low Hanging Fruits“ bzw. ab wann von einem Übergang in die Phase des teuren Potenzials zu sprechen ist, ist nicht definiert. Es ist zu erwarten, dass es hier technologiespezifisch hohe Unterschiede gibt.

6.2.2 Lernkurven und Skaleneffekte (Economies of Scale)

Bei der Anwendung des Lernkurvenkonzeptes auf den Energiesektor werden zwei unterschiedliche Ansätze verwendet. Zum einen wird als Einflussvariable die kumulierte Elektrizitätsproduktion durch die betrachtete Technologie als Einflussvariable auf die Kosten betrachtet. Die spezifischen Kosten werden somit als Kosten pro erzeugte Kilowattstunde Energie angegeben (Euro/kWh). Weitverbreiteter ist aber die Verwendung der kumulierten installierten Kapazität als Einflussvariable auf die Kosten (Euro/kW).

Entscheidendes Merkmal von Lernkurven ist, dass sie alle Effekte umfassen, die zu einer Kostenreduktion führen. Hierzu gehören neben der technologischen Weiterentwicklung durch F&E (Verbesserungen der Technologie) auch die Verbesserung der Kompetenz der MitarbeiterInnen (schnellere Ausführung wiederkehrender, aber auch nicht wiederkehrender Arbeiten), Skaleneffekte und andere Effekte.

Zur Abgrenzung reiner Skaleneffekte von Lernkurveneffekten ist es wichtig, sich die unterschiedlichen Erklärungsvariablen klarzumachen. Skaleneffekte sind Kostenreduktionen pro Input bei einer Erhöhung des Outputs. Das heißt, die Kosten sind eine Funktion des produzierten Outputs zu einem bestimmten Zeitpunkt. Gründe für das Vorhandensein von Skaleneffekten können ein großer Fixkostenanteil sein, der benötigt wird, um die Produktion erst zu ermöglichen. Andere Quellen von Skaleneffekten sind technische Restriktionen und Naturgesetze. Bei der grafischen

Darstellung werden im Allgemeinen Produktkosten über Output dargestellt. Im Gegensatz hierzu erfolgt die Erklärung von Lernkurveneffekten über kumulativen Output. Lernkurveneffekte können somit auch ohne die Erhöhung der Produktionskapazität auftreten.

6.2.3 Anreize zur Bereitstellung erneuerbarer Energie: Steuern vs. Förderungen

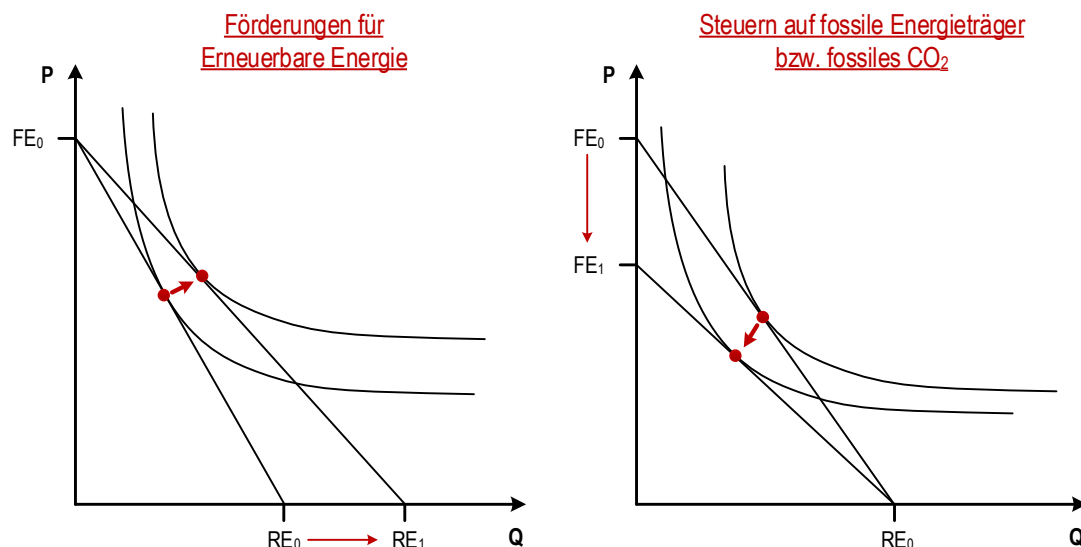
Die ökonomische Literatur unterscheidet bei den marktwirtschaftlichen Anreizen Steuern und „negative Steuern“, also Förderungen. Diese stellen neben der Bewusstseinsbildung und ordnungspolitischen Maßnahmen wie Geboten und Verboten die wesentlichen politischen Instrumente dar.

Förderungen sind als politisches Instrument wegen des im Verhältnis zu Steuern oder Verboten geringen politischen Widerstands bei Politikern „beliebt“. Auch sind sie bevorzugte Instrumente, um die Markteinführung einer Technologie, welche in den frühen Phasen der Markteinführung steckt, voranzutreiben. Die ökonomische Literatur zeigt aber klar, dass jede **Förderung erneuerbarer Energie** zu einer Ausweitung des Gesamtenergieverbrauchs führen wird. Obwohl der Einsatz erneuerbarer Energie zunimmt, nimmt auch der Gesamtenergieverbrauch zu.

Steuern funktionieren umgekehrt, sie sind aber nicht auf erneuerbare Energieträger, sondern auf das „andere“ Marktprodukt, nämlich die fossilen Energieträger anzuwenden. Sie erhöhen den Anteil der erneuerbaren Energiequellen, indem sie die fossilen Energieträger zurückdrängen. Energie als Ganzes wird dadurch teurer und wird weniger verbraucht. Steuern sind als politisches Instrument weniger „beliebt“, weil sie bestimmte Güter verteuern und damit eine klar abgrenzbare Gruppe durch die Einführung Benachteiligter entsteht. Auch können soziale Aspekte (Leistbarkeit von Energie) eine Rolle spielen. Zudem wird der Regierung oftmals unterstellt, dass Steuern zur Aufbringung der Staatsfinanzen dienen, ohne dass ihre Wirkung - eben das „Steuern“ - hinterfragt wird.

Die Grafik zeigt, wie durch Förderungen die Nachfrage nach Erneuerbarer Energie steigt bzw. durch Steuern die Nachfrage nach fossiler Energie sinkt. Dadurch erhöht bzw. verringert sich jeweils das zu bestimmten Gesamtkosten nachgefragte Gesamtvolumen an Energie, weil sich durch die Förderung bzw. die Steuer die Kosten für die gesamte nachgefragte Energie verändern. Die Kurven zeigen, welche Nachfrage bei welchem Gesamtkostenniveau gegeben ist.

Abbildung 34: Effekte von Förderungen für erneuerbare Energiequellen im Vergleich zu Steuern auf fossile Energiequellen oder CO₂. Abbildung des Energieinstituts an der JKU Linz auf Basis von Pindyck und Rubinfeld (2009).



6.3 Vergleich der Elektrifizierung mit anderen Ansätzen der CO₂-Emissionsreduktion

Unter „Elektrifizierung“ wird im ursprünglichen Sinn das Zustandekommen der Versorgung mit Strom verstanden, also einerseits die Produktion und andererseits der Transport zum Einsatzort. Im Zuge der aktuellen Energiewende ist zu beobachten, dass ein hoher Anteil der nun zusätzlich bereitgestellten erneuerbaren Energiemengen als erneuerbarer Strom bereitgestellt wird. Weil Strom der exergetisch hochwertigste Energieträger ist, bewirkt auch diese Entwicklung, dass Überlegungen zur Umstellung von bislang anders versorgten Nachfragern wie der Industrie oder des Verkehrs auf Strom oder strombasierte Energieträger angedacht wird.

Die Autoren definieren die „Elektrifizierung als Ansatz der CO₂-Emissionsreduktion“ so, dass

- in einem ersten Schritt stetig mehr (andere Energieträger substituierende) Nachfrage nach elektrischer Energie besteht. Dies führt
- in einem zweiten Schritt dazu, dass ein stetig wachsender Anteil der bereitgestellten Primärenergie elektrische Energie ist, und dass (das zusätzliche Dargebot widerspiegelnd) andere Energieträger weniger dem direkten Einsatz, sondern verstärkt der Erzeugung und Speicherung von elektrischer Energie dienen.

6.3.1 Ausgangssituation: Strom als dominanter Primärenergieträger der bisherigen „Energiewende“

Armaroli und Balzani (2011) unterstreichen in ihrem Artikel, warum sie sich einen Wandel zu einer elektrifizierten Wirtschaft erwarten (auf Basis der englischen Kurzfassung):

Derzeit kommt der Großteil der Primärenergie, die von der Menschheit genutzt wird (einschließlich der, die zur Stromerzeugung eingesetzt wird) aus fossilen Brennstoffen. Diese müssen auslaufen, weil sie dem Klima, der Umwelt und der menschlichen Gesundheit starke Schäden zufügen und zusätzlich ihre Bestände im Laufe des jetzigen Jahrhunderts weitgehend erschöpft sein werden. Alle Energietechnologien, die zum Ersatz von fossilen Brennstoffen herangezogen werden können, nämlich nukleare und erneuerbare Energien (Wind, Wasser, konzentrierte Solarenergie, Photovoltaik, Biomasse, Geothermie, Gezeiten, Wellen), erzeugen im Wesentlichen Strom, und dies deutet darauf hin, dass wir uns im Laufe des 21. Jahrhunderts zunehmend einer vollelektrifizierten Wirtschaft annähern. Die mit den nuklearen Technologien verbundenen wirtschaftlichen, technischen, ethischen und sozialen Fragen und der unerwartet schnelle Ausbau der erneuerbaren Energien (vor allem Wind und Solar) weisen auf eine zunehmend wichtige Rolle der erneuerbaren Elektrizität bei der Stromerzeugung hin (aus dem Englischen von Armaroli und Balzani 2011).

Das derzeitige, nach dem Schema „von der zentralen Produktion zum Einzelkunden“ funktionierende Energiesystem, das vor einem Jahrhundert entworfen wurde, bedarf einer substanziellen Neugestaltung, um den Aufbau eines Smart Grids zu ermöglichen, das in der Lage ist, mit einer variablen erneuerbaren Versorgung und einer schwankenden Endnutzer-Nachfrage durch den Austausch von Informationen zwischen den Kunden und den Versorgern umzugehen. Um dieses Ergebnis zu erreichen, ist ein Aufwand in der Forschung und Entwicklung von Speichern in der kleinen (z.B. Batterien, Kondensatoren) und großen (z.B. Pumpspeicher, Druckluftspeicher, elektrolytischer Wasserstoff) Dimension erforderlich. Mittel- und langfristig wird der Ausbau der Stromerzeugung auch zu einem fortschreitenden Austausch von Verbrennungsmotoren mit Elektromotoren im

Automobilsektor führen, begleitet von einer Umstellung von Einzel- zu Massentransportsystemen (aus dem Englischen von Armarol und Balzani 2011).

Die Substitution von fossilen Brennstoffen durch Energieträger, die auf erneuerbarer und elektrischer Basis bereitgestellt werden, wird bei einem starken Ausbau der erneuerbaren Energie-Produktion auch andere Teile der Wirtschaft betreffen. Eine konkrete Überlegung ist die CO₂-freie Stahlerzeugung mittels Wasserstoff. *Wasserstoffbasierte Stahlerzeugung ist derzeit ein Zukunftsszenario, das aus heutiger Sicht in etwa 20 Jahren Realität sein könnte* (Voestalpine.com 2016).

Ergänzend zu den von Armaroli und Balzani (2011) aufgelisteten stromorientierten Energietechnologien gilt es festzuhalten, dass eine wesentliche angeführte Technologie - die energetische Verwertung von Biomasse - in ihrer aktuellen Verwendung keineswegs auf die Produktion von Strom konzentriert ist. Insbesondere in Österreich leistet diese einen wesentlichen Beitrag zur Bereitstellung von Raumwärme (etwa 25 % lt. Nutzenergieanalyse 2015 der Statistik Austria, vgl. Statistik Austria 2016). Ebenfalls zu verweisen ist auf die Solarthermie, deren aktueller Einsatzbereich ebenso auf Raumwärme und Warmwasserbereitstellung fokussiert ist. Für beide, die Solarthermie und die Biomasse, ist bei einer Umstellung der Industrie auf erneuerbare Energieträger auch ein deutlich gesteigerter Einsatz im Bereich Kühlung und Prozesswärme (im unteren Temperaturbereich) zu erwarten.

6.3.2 Ansätze der CO₂-Emissionsreduktion

Nach einer Literaturrecherche lässt sich feststellen, dass weder eine bestehende Kategorisierung der potenziellen Ansätze bzw. „Pfade“ der CO₂-Emissionsreduktion noch ein Vorschlag zu deren Kategorisierung bzw. Bewertung existieren. Diese werden meist vorausgesetzt.

Die Autoren definieren die CO₂-Emissionsreduktion hier als Reduktion des anthropogenen, fossilen CO₂-Ausstoßes. Damit ergeben sich im Rahmen der drei Lösungsstrategien der „Nachhaltigkeit“ zur Bereitstellung der Nutzenergie die Möglichkeiten (Moser 2013),

- a. erneuerbare Energieträger anstelle von fossilen einzusetzen sowie als Alternative CCU/CCS (dies entspricht in einem weiteren Sinne der **Konsistenzstrategie** der Nachhaltigkeit),
- b. mittels (energetischer) **Energieeffizienz** den mit dem Energieeinsatz erzielten Nutzen (z.B. Raumwärme) energiesparender bereitzustellen, oder
- c. die Menge des Energienutzens ohne Kompensation zu reduzieren („bewusst geringere Raumwärme“, „bewusst weniger Mobilität“, etc.) (**Suffizienzstrategie**).

Die Autoren (i) unterstellen der Suffizienzstrategie kurzfristig eine geringe politische Umsetzbarkeit und (ii) sehen sich einer geringen Literaturbasis gegenüber. Folglich wird dieser Ansatz hier in Folge außer Acht gelassen. Auf die Notwendigkeit einer primär nichttechnologischen Grundlagenforschung in diesem Bereich wird aber hingewiesen. Auf Basis der Konsistenzstrategie und der Effizienzstrategie ergeben sich die folgenden Ansätze für eine CO₂-Emissionsreduktion:

1. **Elektrifizierung:** Die Bereitstellung des Großteils der Endenergie erfolgt über den Energieträger Strom, weil private, industrielle und Transport-Prozesse auf Strom bzw. strombasierte Produkte wie Wasserstoff umgestellt werden.
2. **Thermie** (Solar- und Geothermie): Die Bereitstellung der Endenergie erfolgt zu einem maximalen Anteil aus der Nutzung der Geo- und Solarthermie-Technologie (ohne Betrachtung der Verstromung).
3. **Biogene Energieträger** (erneuerbare Kohlenwasserstoffe): Die Bereitstellung der Endenergie erfolgt zu einem großen Anteil aus biogenen Energieträgern (ohne Betrachtung der Verstromung). Biogene Energieträger kommen zur Verminderung der CO₂-Emissionen nur dann in Frage, wenn sie durch ihr Wachstum das freigesetzte Kohlendioxid wieder binden bzw. zuvor gebunden haben.
4. **Carbon Capture and Utilization** ist eine weitere Form der Bindung und Nutzung von CO₂. CCU wird in diesem Papier nicht separat behandelt.
5. **Energieeffizienz:** Die Vermeidung von CO₂-Emissionen erfolgt durch den Einsatz effizienterer Technologien. Ein weitreichender Fuel Switch, wie er bei den anderen drei Ansätzen der CO₂-Emissionsreduktion unterstellt wird, erfolgt nur, wenn dies eine Effizienzsteigerung impliziert.

6.3.3 Kriterien zum Vergleich der Ansätze der CO₂-Emissionsreduktion

Nach einer Literaturrecherche lässt sich feststellen, dass weder eine Auflistung der potenziellen Ansätze bzw. „Pfade“ der CO₂-Emissionsreduktion noch ein Vorschlag zu deren Kategorisierung bzw. Bewertung existieren.

Die folgenden Kriterien werden als essenziell für die Durchsetzungskraft der unterschiedlichen Ansätze der CO₂-Emissionsreduktion angesehen:

- Allgemeine theoretische Anwendbarkeit (potenzielles Nutzungsspektrum)
- Kosten der Umstellung zur Anwendung (bestehende Nutzungsstrukturen)
- Kosten des Transports und der Speicherung (bestehende Infrastrukturen)
- Investitionskosten (Lernkurven, Economies of Scale)
- Kosten der Potenzial-Erschließung (Flächenknappheit)
- Brennstoffkosten (Knappheit in der Bereitstellung)
- Alternativeinsatz (Knappheit durch alternative Nutzung)
- Indirekte Umsetzungskosten (Transaktionskosten)

Tabelle 68: Verteilung der Technologiekosten auf fixe und variable Kosten sowie erwartete Trends. Quelle: Eigene Zusammenstellung, Energieinstitut an der JKU Linz.

Erneuerbare Energie-Technologie zur Energieaufbringung	Fixkosten (v.a. Investitionskosten) und Trends	Variable Kosten und Trends
PV	Hoch - sinkend	Sehr gering
Solarthermie	Hoch - eher gleich bleibend	Sehr gering
„Abwärmenutzung“	Hoch - eher gleich bleibend	Sehr gering / gering in Abhängigkeit der Wärmequalität
Windkraft	Hoch - sinkend	Gering
Wasserkraft	Hoch - eher gleich bleibend	Gering
„Wärmepumpe“	Mittel - sinkend	Mittel (Stromkosten) - sinkend (höherer COP)
Biogene Brenn- und Treibstoffe	Gering/mittel - gleich bleibend	Hoch (Energieträgereinsatz) - steigend / gleich bleibend

6.3.4 Elektrifizierung

Energie kann weder erzeugt noch zerstört werden, jedoch bei einer Umwandlung in eine andere Form in ihrem Potenzial vermindert werden. Bei der Vernichtung von Exergie entsteht Entropie. Elektrische Energie besteht aus reiner Exergie. Bei Wärme ist nur jener Teil der Energie, der über der Umgebungstemperatur liegt, Exergie, der andere Anergie (Steinmüller et al. 2016).

Elektrischer Strom kann, als exergetisch hochwertigster Energieträger, für ein entsprechend breites Spektrum an Anwendungen eingesetzt werden. Dass die technologische Möglichkeit zum Einsatz von Strom für eine Nutzenergiekategorie mit geringem Temperaturniveau aus Exergie-Sicht als nicht adäquat zu bezeichnen ist, stellt das Einsatzpotenzial an sich nicht in Frage. Die Verwertbarkeit von Strom im Zuge einer Elektrolyse stellt ein weiteres Argument für eine aufbringungsseitige Elektrifizierung dar.

Tabelle 69: Möglichkeit der Nutzung von Strom als Endenergieträger nach Nutzenergiekategorie. Quelle: Energieinstitut an der JKU Linz auf Basis von Daten der Statistik Austria (Statistik Austria 2016).

Nutzenergie-Kategorie	Die Bereitstellung der Nutzenergie ist durch eine Strom-basierte Technologie grundsätzlich möglich ?	Anteil der Nutzenergiekategorie am energetischen Endverbrauch 2015
Raumheizung und Klimaanlage	Ja	27,5 %
Dampferzeugung	Ja	7,5 %
Industrieöfen	Teilweise Ja (inkl. elektrolytischer Wasserstoff) ⁹²	15 % (Strom aktuell 4 %)
Standmotoren	Ja	11 %
Traktion	Großteils Ja (inkl. synthetische Kohlenwasserstoffe) ⁹³	35,5 % inkl. Kerosin 33 % exkl. Kerosin (Strom aktuell 1 %)
Beleuchtung, EDV & elektrochem. Zwecke	Ja	3 %
SUMME	„Ja“	86 %

Unabhängig von der potenziellen Bereitstellung, der Praktikabilität, der exergetischen Sinnhaftigkeit und der ökonomischen Machbarkeit wäre die Umstellung auf Elektrizität für 86 % des energetischen Endverbrauchs 2015 aktuell technologisch weitgehend möglich.

Eine analoge Überprüfung für biogene Energieträger und Thermie ergibt (wenn diese nicht verstromt werden) eine deutlich eingeschränkte bzw. (im Fall einer Verstromung) maximal eine indirekte Einsatzmöglichkeit des Primärenergieträgers. Im Fall ohne Verstromung bestehen gravierende Einschränkungen bei der Anwendbarkeit v.a. im Fall von Industrieöfen, Standmotoren, Traktion und Beleuchtung & EDV. Das maximale Nutzungspotenzial von Solarthermie läge dann bei etwa 30 %, jenes von Biomasse bei etwa 50 % und jenes von Biogas knapp unter jenem von Strom.

Die Wirtschaftlichkeit des Einsatzes von erneuerbaren Energie-Technologien ist von den Kosten der Technologie, den Energiemarktpreisen und den verfügbaren Potenzialen abhängig - neben staatlichen Förderungen.

Hinsichtlich der durch den starken Ausbau der erneuerbaren Energie-Technologien begünstigten Kostendegression ist v.a. auf die Lernkurve der Technologien Photovoltaik und Windkraft

⁹² Vgl. Aussagen der über Interviews eingebundenen ExpertInnen: nicht alle heute üblichen industriellen Prozesse sind auf elektrische Energie als eingesetzten Energieträger umstellbar.

⁹³ Insbesondere für den Lufttransport sind nichtflüssige Energieträger erst am Anfang der Analysen.

hinzuweisen. Photovoltaik steht mittlerweile unter 1 Euro/Watt_{peak} zur Verfügung. Für Großanlagen handelt es sich hierbei auch um den finalen Errichtungspreis.⁹⁴ Aufgrund der besseren Solarstrahlung entstehen im Nahen Osten Photovoltaikprojekte, deren Gestehungskosten nach Expertenangaben ohne Förderung bei 20 Euro/MWh liegen.⁹⁴ Auch die Windturbinenpreise sind einer Kostendegression durch Lern- und Skaleneffekte unterworfen, wobei bei Windkraftanlagen (insbesondere in Norddeutschland) deutlich höhere Volllaststunden erreicht werden als bei Photovoltaik im europäischen Binnengebiet (Statista 2017d).

Es ist auf Basis dieser Entwicklungen davon auszugehen, dass Wind und PV nicht durch die Technologiekosten, sondern maximal durch die in der Praxis nutzbaren Flächenpotenziale beschränkt werden. Die Ausbaupotenziale sind beschränkt und unterliegen Zielkonflikten mit anderen gesellschaftlichen/sozialen, natur- und umweltbezogenen, raumplanerischen und landwirtschaftlichen Beschränkungen sowie Einschränkungen der Nutzungsmöglichkeit (z.B. Zugänglichkeit). Für die Ausbaupotenziale ist die geographische Abgrenzung von hoher Relevanz. Schon aktuell wird ein hoher Anteil der Primärenergie nach Österreich importiert. Wenn die Erzeugung erneuerbarer Energie in anderen Ländern bzw. Kontinenten günstiger ist, sind die dortigen Kosten der Potenzialerschließung zu beachten.

Tabelle 70: Erwartete Preiseffekte für Elektrizität. Quelle: Energieinstitut an der JKU Linz.

Preiseffekt	Ursache
+	Erhöhte Nachfrage als im Verbrauch CO ₂ -neutraler Energieträger
+	Erhöhte Nachfrage für Power-to-Heat
+	Erhöhte Nachfrage für Power-to-Gas
+	Erhöhte Nachfrage für Power-to-Commodity
+	Beschränktes Angebot
-	Sinkende Investitionskosten
-	Minimale variable Kosten der Technologien

Dimensionen der Elektrifizierung in der Industrie

Ouden et al. (2017) führen zwei Dimensionen zur Elektrifizierung industrieller Teilprozesse an:

- „Flexible Elektrifizierung“ vs. „Basislast Elektrifizierung“: Ziel ist die zeitweise Elektrifizierung von (Teil-)Prozessen und Anlagen im Gegensatz zur dauerhaften Elektrifizierung von (Teil-)Prozessen und Anlagen, bei denen eine Reaktion auf die Volatilität der Bereitstellung nicht vorgesehen ist.
- Elektrifizierung der Prozess-„Utilities“ vs. direkter Prozesselektrifizierung: Erzeugung der Prozessversorgungsströme durch Elektrizität (Dampferzeugung etc.) vs. direkter Nutzung der Elektrizität im Prozess selbst.

6.3.5 Thermie

Auf Basis der aktuellen Verbrauchsstrukturen liegt der Bedarf von Energie aus der Solarthermie - wenn alle technisch deckbaren Bedarfe theoretisch dieser Energiequelle zugeordnet werden - bei einem Maximum von 25-30 % des energetischen Endverbrauchs 2015, das sind etwa 75-90 TWh (wobei für die Erreichung des oberen Werts die Kopplung mit einer Wärmepumpe zu erfolgen hat). Streicher et al. (2010) errechnen ein „realistisches“ Potenzial für Österreich von etwa 33 TWh im Jahr

⁹⁴ Vgl. Aussagen der über Interviews eingebundenen ExpertInnen.

2050, wobei sie das Maximum mit etwa 41 TWh angeben. Der Ausbaugrad von 33 TWh ist demzufolge mit etwa 75 % sehr hoch und Speicherverluste sind nicht beachtet. Es ist anzunehmen, dass mit der Höhe des Ausbaugrads die marginalen Kosten steigen, da kostengünstige Potenziale aus wirtschaftlichen Erwägungen zuerst realisiert werden. Wie bei den anderen fluktuierend erzeugten Energieträgern gilt auch für die Solarthermie, dass die Speicherung eine essenzielle wirtschaftliche und technische Herausforderung darstellt.

Tabelle 71: Erwartete Preiseffekte für Solar- und Geothermie. Quelle: Energieinstitut an der JKU Linz.

Preiseffekt	Ursache
o	Kaum Economies of Scale bei der Investition, aber durch nicht vorhandene Knappheit erhöhte Nachfrage als CO ₂ -neutraler Energieträger ohne Kosteneffekt
+	Aufbrauchen von „Low Hanging Fruits“
+	Flächen-Nutzungskonkurrenz: Generell beschränktes Flächenangebot
-	Positive Entwicklungen im Bereich Investitionskosten und variable Kosten (COP) bei der Begleittechnologie „Wärmepumpe“

6.3.6 Biogene Energieträger

Bei einer CO₂-armen Energiebereitstellung werden die fossilen Energieträger durch die höhere Wirtschaftlichkeit der erneuerbaren Energieträger selbst oder ansonsten durch staatliche Anreize oder Vorschriften zurückgedrängt. Es ist anzunehmen, dass zwischen den erneuerbaren Energieträgern Wettbewerb herrscht. Biogene Gase, Flüssigkeiten und Feststoffe weisen vielfältige Vorteile, aber auch Nachteile auf: zu diesen zählen die (konversionslose) Speicherbarkeit, aber auch die oftmals gegebene Nutzungskonkurrenz mit Nahrungsmitteln sowie bestehenden und zukünftigen biobasierten Produkten. Der kaskadische, der Nutzung als Commodity nachgereichte Einsatz als Energieträger könnte zu einer Selbstverständlichkeit werden.

Tabelle 72: Erwartete Preiseffekte für biogene Energieträger. Quelle: Energieinstitut an der JKU Linz.

Preiseffekt	Ursache
+	Erhöhte Nachfrage biogener Kohlenwasserstoffe als CO ₂ -neutraler Energieträger
+	Erhöhte Nachfrage biogener Kohlenwasserstoffe als speicherbarer bzw. zeitnah abbaubarer Energieträger
+	Erhöhte Nachfrage biogener Kohlenwasserstoffe als Energieträger für den Einsatz im industriellen Sektor (Biogas)
+	Erhöhte Nachfrage biogener Kohlenwasserstoffe als Energieträger für den Einsatz im Verkehrssektor (Biotreibstoffe)
+	Produkt-Nutzungskonkurrenz: Erhöhte Nachfrage biogener Rohstoffe zur Herstellung von aktuellen biobasierten Produkten (z.B. Zellstoff, Papier)
+	Produkt-Nutzungskonkurrenz: Erhöhte Nachfrage biogener Rohstoffe zur Herstellung von zukünftigen biobasierten Produkten (z.B. Bioplastik)
+	Flächen-Nutzungskonkurrenz: Nachfrage der Flächen auch zur Nahrungsmittelerzeugung
+	Flächen-Nutzungskonkurrenz: Generell beschränktes Flächenangebot
-	Bessere Erschließung / Zugänglichkeit der Potenziale
+	Notwendigkeit des weiteren Ausbaus der Infrastruktur zur Biomassegewinnung (Potenzialerschließung)

6.3.7 Energieeffizienz

Klassisch gemäß der ökonomischen Theorie nach Ronald Coase sind Transaktionskosten definiert als „any expenditure that is not directly involved in the production of goods or services but is essential for realizing the transaction“. Zu diesen gehören im gegenständlichen Zusammenhang v.a.

Informationssuche und -beurteilung, Identifikation von potenziellen Maßnahmen, Suche und Überzeugung von Kunden, Anwaltsgebühren, Einholen behördlicher Zustimmungen und Genehmigungen, Entwicklung von Bemessungsmethoden, Identifikation und Evaluierung eines möglichen Projekts, Beurteilung der für die Maßnahme verwendeten Produkte bzw. Geräte, Vertragsverhandlungen mit Drittparteien, Beschaffung, Abrechnung (Moser 2013). Die Transaktionskosten können durch Standardisierung und Anwendung der gleichen Vorgangsweise in einer möglichst hohen Anzahl von Fällen gesenkt werden. Die Einzigartigkeit einer Maßnahme zur CO₂-Emissionsreduktion führt also ceteris paribus zu höheren Transaktionskosten (Moser 2015).

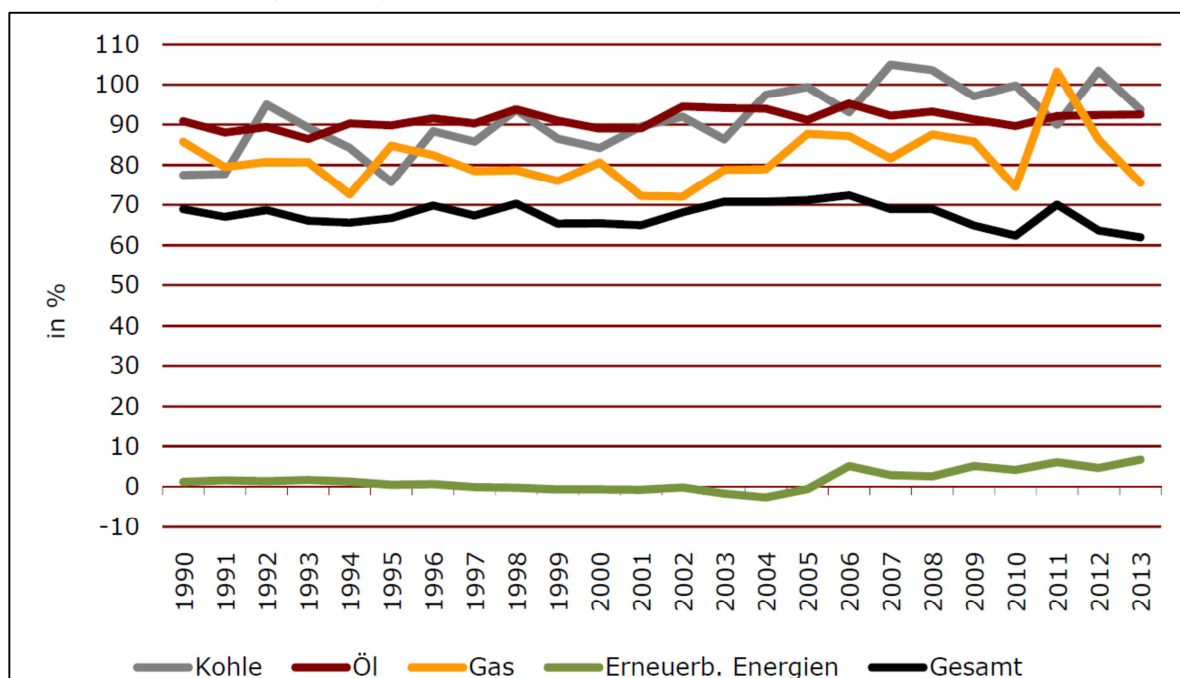
Tabelle 73: Erwartete Preiseffekte für Energieeffizienz. Quelle: Energieinstitut an der JKU Linz.

Preiseffekt	Ursache
+	Erhöhte Nachfrage zur CO ₂ -Reduktion
+	Aufbrauchen von „Low Hanging Fruits“
+	Einzellösungen bei Investitionskosten
+	Rebound Effekte
-	Generelle Steigerung der Kosten des Energieverbrauchs bei einer Umsetzung der klimapolitischen Abkommen

6.3.8 Reduktion von Energieimporten als Folge einer CO₂-Emissionsreduktion

Zur Importabhängigkeit bei der Energiebereitstellung schreibt das BMWWF (2015): „Die Importabhängigkeit der österreichischen Energieversorgung (Nettoimporttangente = Quotient aus Importsaldo und Bruttoinlandsverbrauch) beläuft sich derzeit insgesamt auf 62 %, was dem niedrigsten Wert der letzten 30 Jahre entspricht. Überproportional hohe Importquoten bestehen vor allem bei Kohle, Öl und Gas, wobei sich Quoten von über 100 % dadurch erklären, dass die Importe zur Aufstockung der Lagerbestände Verwendung fanden. Bei den erneuerbaren Energien liegt die Nettoimporttangente hingegen derzeit bei knapp unter 7 % (Negativwerte in der Vergangenheit bedeuten, dass es Exportüberschüsse gab).“

Abbildung 35: Verhältnis des Nettoimports der einzelnen Energieträger zu deren Bruttoinlandsverbrauch. Quelle: übernommen aus BMWWF (2015, S.13).



Die CO₂-Emissionsreduktion führt primär zum Ersatz und zur Einsparung fossiler Energieträger. Damit bedeutet der Umstieg gleichzeitig auch eine Abkehr von der aktuellen Nettoimport-Bilanz und insbesondere vom fossilen Import. Bei den erneuerbaren Energieträgern liegt der Anteil der Nettoimporte aktuell bei unter 10 %. Obwohl anzunehmen ist, dass im Zuge einer CO₂-Emissionsreduktion ein höherer Anteil heimischer Wertschöpfung vorliegen wird, ist dennoch von einer Steigerung des Importanteils bei den erneuerbaren Energieträgern auszugehen. Dies ist insbesondere von den Pfaden der CO₂-Emissionsreduktion abhängig. Speziell im Fall der „Elektrifizierung“ und der „biogenen Energieträger“ ist von einem höheren Importanteil der dafür benötigten Primärenergie auszugehen.

6.3.9 Schlussfolgerung

Aus den Potenzialen und erwarteten Kostenentwicklungen kann abgeleitet werden, dass die Strategien zur CO₂-Emissionsreduktion parallel verlaufen müssen, eben weil für einen einzelnen Pfad zur umfassenden CO₂-Emissionsreduktion Potenziale fehlen oder die Kosten zu hoch sind. Gleichzeitig gilt es festzustellen, dass eine Reihe von Vorteilen (Endenergieeffizienz, Investitionskosten-Degression) für eine Dominanz des CO₂-Emissionsreduktionspfades „Elektrifizierung“ sprechen.

Die Einzelentscheidungen, welche Pfade zur CO₂-Emissionsreduktion beschritten werden, sollen aus ökonomischer Sichtweise, wenn keine anderen Einschränkungen oder Beweggründe gegeben sind, über den Ansatz der geringsten Kosten erfolgen. Ein Beispiel für die Illustration einer solchen Vorgehensweise ist die CO₂-Vermeidungskosten-Kurve, bekannt v.a. durch die Studie von McKinsey (2007), welche die Potenziale einzelner Maßnahmen zur Emissionsreduktion an der horizontalen Achse aufträgt und die Kosten der Realisierung auf der vertikalen Achse darstellt. So kann abgeleitet werden, was eine bestimmte Emissionsreduktion kostet oder welche Reduktionsmenge zu bestimmten Kosten erreicht werden kann. Als Beispiel ist in der folgenden Abbildung das Ergebnis der Vermeidungskostenstudie des Energieinstituts an der JKU Linz für das Land Oberösterreich angeführt (Abbildung 36).

Die Einzelpotenziale lassen sich einem der vier angeführten Pfade der CO₂-Emissionsreduktion zuteilen. Schematisch kann daher für die kosteneffiziente Abstimmung des Energiebedarfs von industriellen Anlagen und der Energieversorgung aus fluktuierenden Erneuerbaren die Abbildung 37 erstellt werden.

Abbildung 36: Aussehen einer CO₂-Vermeidungskostenkurve unter Anführung praktischer Beispiele. Quelle: Energieinstitut an der JKU Linz: Analyse von Vermeidungskosten von Treibhausgasemissionen in Oberösterreich.

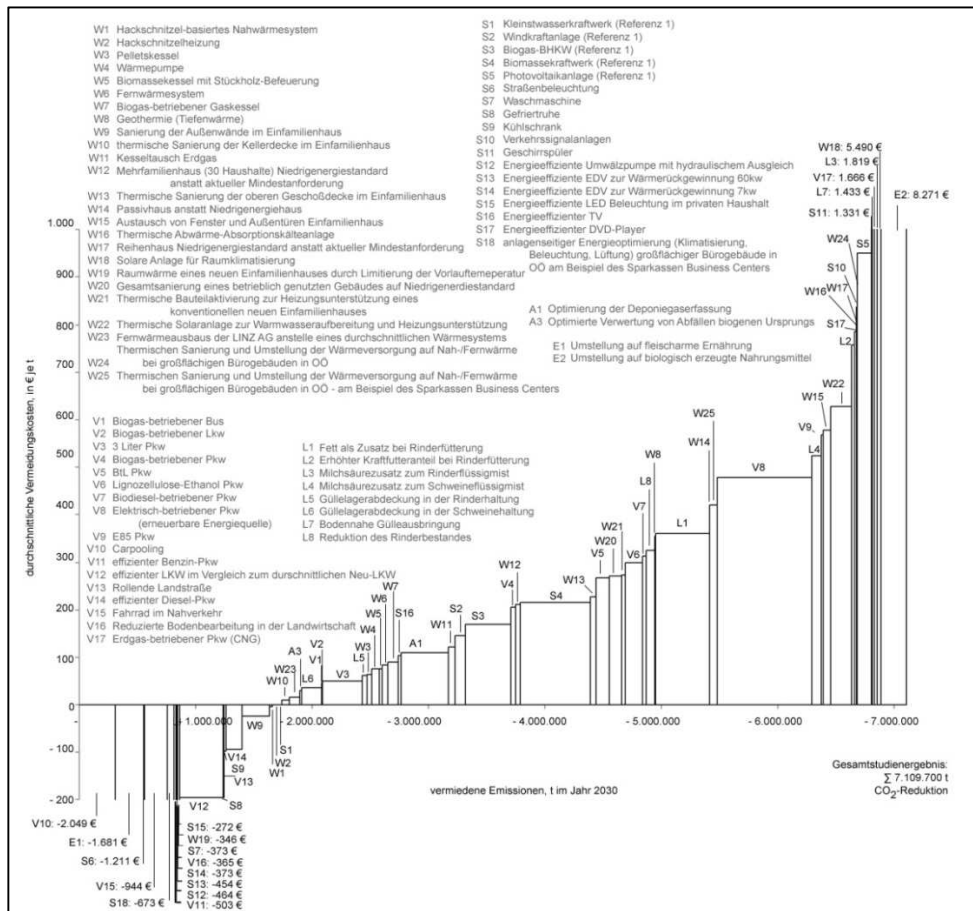
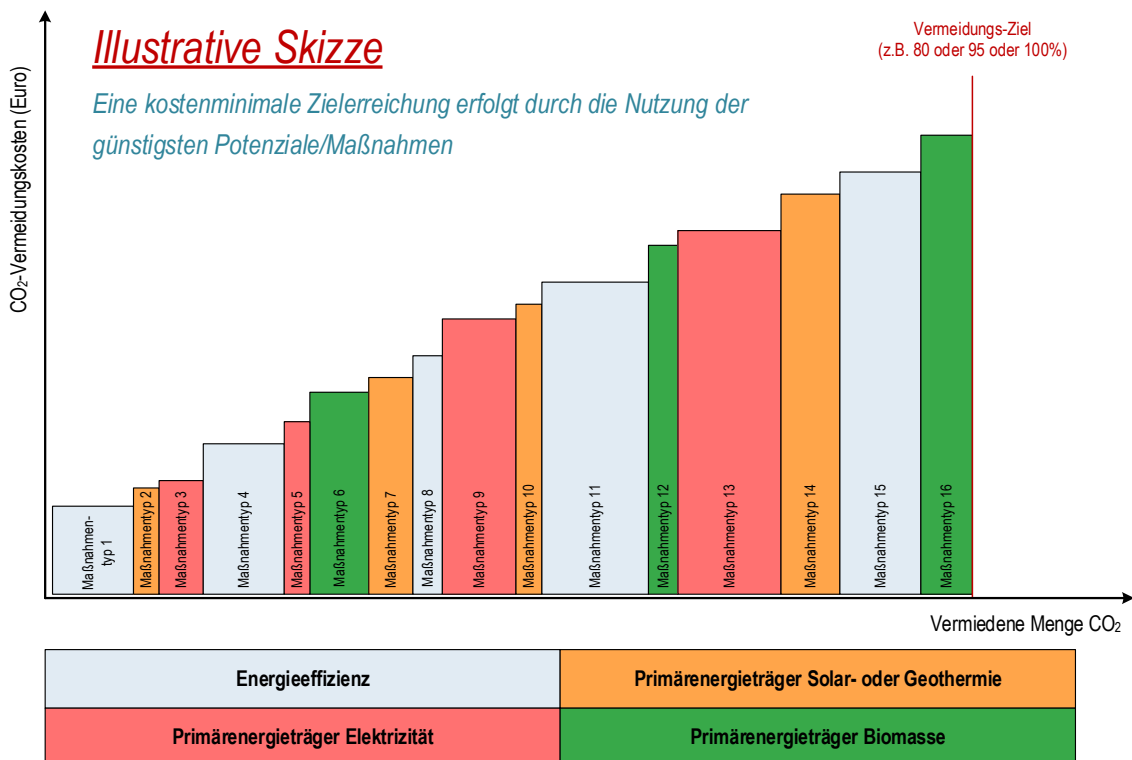


Abbildung 37: Illustrative Skizze der Erreichung der zu erzielenden CO₂-Vermeidung mit verschiedenen, den identifizierten Emissionsreduktions-Pfaden zuzuordnenden Teilmaßnahmen. Eigene Abbildung, Energieinstitut an der JKU Linz.



6.4 Erneuerbarer Strom für industrielle Anlagen und Power-to-X

6.4.1 Erneuerbarer Strom im hybriden Gesamtenergiemarkt

Die Reduktion des CO₂-Ausstoßes stellt ein wesentliches europäisches und weltweites klimapolitisches Ziel dar. Die Bereitstellung erneuerbarer Energieträger gewinnt dadurch an Bedeutung; dies trifft auch und (aufgrund seiner bisherigen Dominanz in der Energiewende) vor allem auf den Energieträger „Erneuerbaren Strom“ zu. Da ein stetig wachsender Anteil der erneuerbaren Stromproduktion dezentral und volatil fluktuierend erfolgen wird, sind die **zeitgerechte/zeitgleiche Nutzung, die Zwischenspeicherung und die Transportkapazität wesentliche Voraussetzungen einer erneuerbaren Stromproduktion.**

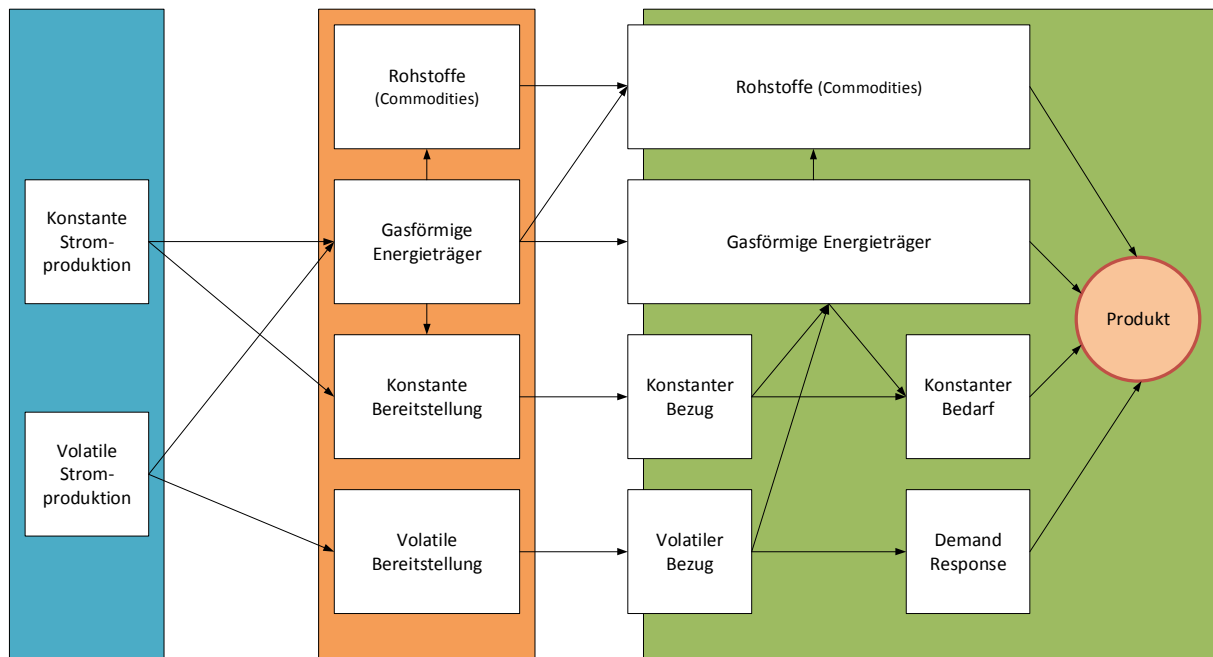
Die Herausforderung eines steigenden Anteils volatiler Einspeisung erneuerbarer Energien besteht darin, Erzeugung und Verbrauch zeitlich in Einklang zu bringen. Eine Flexibilisierung des Verbrauchs sowie der Einsatz von Speichern sind geeignete Maßnahmen dafür. Diese grundsätzlichen Thematiken in der Versorgung mit erneuerbarem Strom manifestieren sich gerade auch in den Herausforderungen für die Übertragungs- und Verteilnetzinfrastuktur.

Grundlegendes technisches Erfordernis des Stromsystems ist es, dass Erzeugung und Verbrauch jederzeit gleich hoch sein müssen. In der „Ära“ vor der dezentralen Einspeisung und vor der hochfrequenten Einspeisungs- und Verbrauchsmessung (Smart Metering) wurden die Kraftwerke auf Basis ihrer Grenzkosten so zu- bzw. weggeschaltet, dass der aktuelle Verbrauch gedeckt ist. Es war dementsprechend von Grundlast- (Wasserkraft, Kohle), Mittellast- und Hochlast-Kraftwerken (Gas, Pumpspeicher) die Rede. Der Betrieb einzelner Kraftwerkstypen orientierte sich am aktuellen Verbrauch. Im Stromsystem nach der Energiewende ist das Erzeugungspotenzial vieler Anlagen abhängig von der aktuellen Wind- und Sonnenscheinsituation. Die Produktion ist also abhängig von den Parametern Wind und Sonne, ohne Berücksichtigung des aktuellen Verbrauchs. Es gibt eine hohe kurzfristige (z.B. Stunden), mittelfristige (z.B. Wochen) und jahreszeitliche Fluktuation der Stromproduktion.

Das Ziel der Reduktion des CO₂-Ausstoßes ist nicht auf den Energieträger Strom beschränkt, sondern erfasst alle Energieträger und auch auf fossilen Rohstoffen basierende Produkte, durch welche z.B. im Fall einer Verbrennung nach Ende der Lebensdauer CO₂ in die Atmosphäre gelangt.

Wird der erneuerbare Energieträger Strom zum Transport oder zur Speicherung in elektrolytischen Wasserstoff oder synthetisches Methan konvertiert, stellt die Rückverstromung eine Konkurrenzvariante zur anderweitigen Nutzung des Gases dar, d.h. zur Anwendung als Prozess- oder Wärmeenergie oder als Rohstoff in einem industriellen Prozess. Diese Situation am Strommarkt im Hybridnetz (inkl. Power-to-Commodity) ist in der folgenden Abbildung dargestellt.

Abbildung 38: Darstellung des Strommarktdesigns im Rahmen des Gesamtenergiemarkts und insbesondere im Rahmen des Hybridnetzes. Quelle: Eigene Abbildung, Energieinstitut an der JKU Linz.



Die Konkurrenzsituation zwischen direkter Stromnutzung, Stromspeicherung und späterer Nutzung, Nutzung als Gas und Nutzung als Rohstoff besteht sowohl am Markt (hier definiert als der Bereich "nach der Produktion und vor dem Kunden) als auch beim Kunden selbst. Sowohl dem Markt als auch den Kunden selbst stehen an den jeweiligen Gegebenheiten orientierte Technologien zur Verfügung, um die für sich kosteneffiziente Nutzungsart zu wählen. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass auf der Marktseite durch economies of scale eine günstigere und abgewogene Bereitstellung der unterschiedlichen Nutzungsarten erfolgt. Jedoch können sich insbesondere Industriekunden als „Knoten im Hybridnetz“ in das Gesamtsystem einbringen, indem sie nicht nur ein internes Optimum anstreben, sondern ein regionales Gesamtoptimum („regional“ deswegen, weil hier insbesondere der Übergang von Abwärme zu Fernwärme essenziell ist) (Maier et al. 2016).

6.4.2 Bereitstellung erneuerbaren Stroms

In der folgenden Tabelle ist die Brutto-Strombereitstellung für das Jahr 2015 aufgeschlüsselt.

Tabelle 74: Bestehende österreichische Erzeugung nach Primärenergieträger. Quelle: Energie-Control Austria (2016, S.28).

Primärenergieträger	TWh _{el}
Wasserkraft	40,5
... davon Laufkraftwerke	26,7
... davon Speicherkraftwerke	13,8
Windkraft	4,8
PV	0,6
Strom aus biogenen Quellen	4,4
... davon biogene Quellen lt. ö. Richtlinien	3,2
... davon biogene Quellen lt. EU-Richtlinien exkl. obige	1,2
Kalorische Kraftwerke	14,5
Summe	~ 65 TWh

In Tabelle 11 und Tabelle 12 sind die österreichischen Potenziale für erneuerbare Energie angeführt. Die angeführten Potenziale von 113 TWh_{el} stimmen sehr genau (+/- 10 TWh) mit den summierten Darstellungen in bzw. Berechnungen auf Basis von Fuchs et al. (2013), IG Windkraft (2014), Fechner et al. (2016, S.24) und Kranzl et al. (2008) überein. Aufgrund der gegebenen Unsicherheiten wird für die weiteren Berechnungen in diesem Kapitel vereinfachend eine inländische, ausschließlich erneuerbare Erzeugung von 120 TWh unterstellt.

Bei Realisierung der Potenziale wird etwas weniger als die Hälfte der jährlichen Produktion aus kurzfristig fluktuierenden erneuerbaren Quellen (PV und Windkraft) stammen, zumindest drei Viertel aus zumindest saisonal fluktuierenden erneuerbaren Quellen (PV, Wind, zzgl. Wasserkraft). Dies stimmt mit den Ergebnissen von Groiss und Boxleitner (2012) gut überein.

Aus dem hohen Anteil fluktuierender Erzeugung leitet sich eine hohe Nachfrage nach (hybriden) Stromspeichern sowie nach Demand Response-Potenzialen ab.

6.4.3 Bedarf erneuerbaren Stroms

Es wurde ein Szenario für die Energieträgerzusammensetzung nach der erfolgreichen, vollständigen Umstellung auf erneuerbare Energieträger erstellt. Dabei wurde beachtet,

- welche Erneuerbare Energie-Potenziale vorhanden sind und
- welche Nutzungsmöglichkeiten sich gemäß Nutzenergiekategorien ergeben sowie
- welche Energietrends aktuell abschätzbar sind.

Als Energietrends lassen sich feststellen:

- Langfristig deutlich höhere Nutzenergieeffizienz bei Gebäuden; neben den Endenergieträgern Biogene, Solar und Abfälle erfolgt die Versorgung mit hocheffizienten Wärmepumpen und industrieller sowie KWK-Abwärme.
- Umstellung der Industrieöfen auf die Endenergieträger Strom und Wasserstoff.
- Umstellung der Traktion auf die Endenergieträger Strom und Wasserstoff.
- Höherer Nachfrage nach Leistungen aus EDV und Beleuchtung, Annahme: höherer Elektrizitätsbedarf, begleitet durch parallel verlaufende Energieeffizienzsteigerungen.

Tabelle 75: Szenario „Elektrifizierung“ für eine Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Nutzenergiekategorie unter Einbeziehung der Energietrends gemäß Text, der Annahme eines 100 % erneuerbaren Energiesystems und unter Einbeziehung der vorhandenen Potenziale, aber ohne „Energieautarkie“. Endenergiebedarf 2015 gem. Nutzenergieanalyse, weitere Daten gem. Energiebilanz 2016 der Statistik Austria. Szenario: eigene Berechnungen, Energieinstitut an der JKU Linz.

gerundete Werte	TWh 2015 *	davon Strom	davon Gas	davon andere Fossile ^a	davon Fernw.	davon RES ^b	„Pfad“ Effizienz	TWh "dann"	davon Strom	davon H ₂ und SNG	davon Biogene
Raumheizung & Klima	84 *	7	20	14,5	18	24,5	> 90 %	20/80	20 (COP 4)		
Dampferzeugung	23 *		11	1	1	10	> 90 %	12	12 (COP 2)		
Industrieöfen	45 *	13	14	6	3	8	> 90 %	45	30	15	
Standmotoren	34 *	28	1,5	4		0,5	> 90 %	34	29	5	
Traktion	107 *	3	3	94		8	~ 45 % ^c	49	17 ^c	25 ^c	7 ^d
Beleuchtung, EDV, elektrochem. Zwecke	9 *	9					Annahme: Effizienz = Mehrverbrauch	9	9		
Energetischer End-V.	302 *	60	50	120	22	51	~ 56 %	169	117	45	7
Umwandlungseinsatz	244 **								177 (UWA / 0,8)	75 ³ (UWA / 0,6)	53 ¹
Umwandlungsausstoß	218 **								13 ¹ + 45 ³	142 ²	-
Nichtenergetischer V.	22 **		4 **	18 **		0 ^e			-	22 ^f	0 ^e
Bruttoinlandsverbrauch	390 **								294 117+177	142 45+75+22	60 7+53
Aufbringung Inland									~ 120 ^g	0	60
Nettoimport ***	245 **								~ 174	~ 0	~ 0

* Die Daten der Nutzenergiekategorien und der energetische Endverbrauch entstammen der Nutzenergieanalyse 2015

http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/energie_und_umwelt/energie/nutzenergieanalyse/022719.html

** Die weiteren Daten entstammen dem Überblick zur [Gesamtenergiebilanz](#) und sind der Mittelwert 2013/14/15.

*** Durchschnittswert ohne Berücksichtigung von Lageraufbau bzw. Lagerabbau.

^a Steinkohle, Braunkohle, Koks, Petrolkoks, Heizöl, Gasöl für Heizzwecke, Diesel, Benzin, Petroleum, Flüssiggas, Gichtgas, Kokereigas, Brenntorf

^b „Brennholz“, „biogene Brenn- und Treibstoffe“, „Umgebungswärme etc.“, „brennbare Abfälle“

^c E-Mobilität und Wasserstoff-Mobilität bringen einen Effizienzsprung im energetischen Endverbrauch im Bereich der Traktion. Annahme: 50 % des Verkehrs fährt batterieelektrisch und erreicht eine Nettoeffizienzsteigerung von 66 % (konservative Annahme nach Moser und Muggenheimer 2015, 50 % des Verkehrs fährt mit Brennstoffzelle und erreicht eine Nettoeffizienzsteigerung von 50 % (vgl. Sterner und Stadler, 2014).

^d Luftfahrt: bisher entfallen auf diese 8 TWh Kerosin („Petroleum“ laut Energiebilanz).

^e Der nichtenergetische Verbrauch von potenziellen biogenen Energieträgern scheint auch in der heutigen Energiebilanz nicht auf, wahrscheinlich weil das eingesetzte Produkt nicht als „Brennholz“ oder „Biogene Brenn- und Treibstoffe“ zu bezeichnen ist.

^f Annahme, dass der nichtenergetische Verbrauch nach TWh gleich bleibt, das Reduktions- bzw. Einsatzpotenzial wäre zu klären.

^g vgl. Kapitel 1.4.2.: leicht erhöhte, im Rahmen der Schwankung liegende Annahme von 120 TWh.

¹ 53 TWh biogener Umwandlungseinsatz, 13 TWh_{el} Umwandlungsausstoß.

² = 45 (EEV) + 22 (NEV) + 75 (UWE). Benötigt werden 117 TWh Strom, davon kommen 13 TWh aus biogenen KWK und 45 TWh aus SNG/H₂-KWK (entspricht Anteil der aktuellen kalorischen Produktion → Versorgungssicherheit gewährleistet). Der Umwandlungseinsatz der Kraftwerke, der nichtenergetische Verbrauch und der Endenergieverbrauch an SNG/H₂ werden aus Strom gewonnen, bei einer Umwandlungseffizienz von 80 % lt. Sterner, S. 600f.

³ Neben 13 TWh Strom aus biogenen Quellen werden etwa 45 TWh Strom aus SNG/H₂-Kraftwerken benötigt. Dies entspricht dem aktuellen Anteil der fossilen Produktion und gewährleistet die Versorgungssicherheit. Als Kraftwerks-Effizienzgrade werden 60 % Strom angenommen. Daraus leitet sich ein Umwandlungseinsatz von 75 TWh SNG/H₂ ab.

Tabelle 76: Szenario „Nutzung aller Pfade zur CO₂-Emissionsreduktion“ für eine Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Nutzenergiekategorie unter Einbeziehung der Energietrends gemäß Text, der Annahme eines 100 % erneuerbaren Energiesystems und unter Einbeziehung der vorhandenen Potenziale, aber ohne „Energieautarkie“. Endenergiebedarf 2015 gem. Nutzenergieanalyse, weitere Daten gem. Energiebilanz 2016 der Statistik Austria. Szenario: eigene Berechnungen, Energieinstitut an der JKU Linz.

gerundete Werte	TWh 2015 *	davon Strom	davon Gas	Davon andere Fossile ^a	davon Fernw.	davon RES ^b	„Pfad“ Effizienz	TWh "dann"	davon Strom	davon H ₂ und SNG	davon Biogen, Solar & Abfälle	Dazu Abwärme
Raumheizung & Klima	84 *	7	20	14,5	18	24,5	~ 90 % ^c	25/75 ^c	8 ^c		17	5+24+21 ^c
Dampferzeugung	23 *		11	1	1	10	~ 80 % ^d	18	2 ^d		16	-1
Industrieöfen	45 *	13	14	6	3	8	~ 90 % ^e	43	20	8	15	-2
Standmotoren	34 *	28	1,5	4		0,5	~ 90 % ^e	31	26		5	-2
Traktion	107 *	3	3	94		8	~ 45 % ^f	49	17 ^f	25 ^f	7 ^h	
Beleuchtung, EDV, elektrochem. Zwecke	9 *	9					Annahme: Effizienz = Mehrverbrauch	9	9			
Energetischer End-V.	302 *	60	50	120	22	51	~ 58 % EE-Eff.	175	82	33	60	
Umwandlungseinsatz	244 **								59 ²	51 ³	48 ¹	
Umwandlungsausstoß	218 **								12 ¹⁺ 21 ³	47 ²	-	-24 ¹ -21 ³
Nichtenergetischer V.	22 **		4 **	18 **		0 ^g			-	22 ¹	0 ^g	
Bruttoinlandsverbrauch	390 **						~ 90 % PE-Eff.	355	141 82+59	106 33+51+22	108 60+48	0
Aufbringung Inland									~ 120 ¹	47	~ 108	
Nettoimport ***	245 **								~ 0	~ 59	~ 0	

* Die Daten der Nutzenergiekategorien und der energetische Endverbrauch entstammen der Nutzenergieanalyse 2015

http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/energie_und_umwelt/energie/nutzenergieanalyse/022719.html

** Die weiteren Daten entstammen dem Überblick zur [Gesamtenergiebilanz](#) und sind der Mittelwert 2013/14/15.

*** Durchschnittswert ohne Berücksichtigung von Lageraufbau bzw. Lagerabbau.

^a Steinkohle, Braunkohle, Koks, Petrolkoks, Heizöl, Gasöl für Heizzwecke, Diesel, Benzin, Petroleum, Flüssiggas, Gichtgas, Kokereigas, Brenntorf

^b „Brennholz“, „biogene Brenn- und Treibstoffe“, „Umgebungswärme etc.“, „brennbare Abfälle“

^c Annahme, dass der Nutzenergieverbrauch an Raumwärme Nutzflächen-unabhängig geringfügig sinkt. Der starke Rückgang des Endenergieverbrauchs ist zurückzuführen auf die Annahme, dass die Bereitstellung in vielen Gebäuden und Netzen mit Wärmepumpen COP 4 erfolgt und 5 % der Energie aus Dampferzeugung, Industrieöfen, Standmotoren als Abwärme der Raumwärme zur Verfügung gestellt wird. Abwärme aus biogenen (24 TWh) und SNG-KWK (21 TWh) wird ebenso genutzt.

^d Annahme, dass der Nutzenergieverbrauch an Dampferzeugung um 10 % auf 20 TWh sinkt. Der Rückgang des Endenergieverbrauchs ist zurückzuführen auf die Annahme, dass die Bereitstellung teilweise aus Wärmepumpen mit COP 2 erfolgt.

^e Die Effizienzsteigerungen beruhen auf Annahmen.

^f E-Mobilität und Wasserstoff-Mobilität bringen einen Effizienzsprung im energetischen Endverbrauch im Bereich der Traktion. Annahme: 50 % des Verkehrs fährt batterieelektrisch und erreicht eine Nettoeffizienzsteigerung von 66 % (konservative Annahme nach Moser und Muggenheimer 2015, 50 % des Verkehrs fährt mit Brennstoffzelle und erreicht eine Nettoeffizienzsteigerung von 50 % (vgl. Sterner und Stadler, 2014).

^g Der nichtenerg. Verbrauch von potenziellen biogenen Energieträgern scheint auch in der heutigen Energiebilanz nicht auf, eventuell weil das eingesetzte Produkt nicht als „Brennholz“ oder „Biogene Brenn- und Treibstoffe“ zu bezeichnen ist.

^h Luftfahrt: bisher entfallen auf diese 8 TWh Kerosin („Petroleum“ laut Energiebilanz).

ⁱ Annahme, dass der nichtenergetische Verbrauch nach TWh gleich bleibt, das Reduktions- bzw. Einsatzzpotenzial wäre zu klären.

^j vgl. Kapitel 1.4.2.: leicht erhöhte, im Rahmen der Schwankung liegende Annahme von 120 TWh.

¹ 40 TWh biogener Umwandlungseinsatz, 10 TWh_{el} und 24 TWh_{th} Umwandlungsausstoß.

² Benötigt werden 82 TWh Strom, davon kommen 12 TWh aus biogenen KWK und 21 TWh aus SNG/H₂-KWK (entspricht aktueller kalorischer Produktion → Versorgungssicherheit gewährleistet). Es werden 49 TWh aus anderen Quellen benötigt, 108 TWh werden aus anderen Quellen bereitgestellt. Aus dem Umwandlungseinsatz von 59 TWh können 47 TWh SNG/H₂ gewonnen werden (Umwandlungseffizienz 80 % lt. Sterner, S. 600f).

³ Neben 10 TWh Strom aus biogenen Quellen werden 21 TWh Strom aus SNG/H₂-KWK benötigt. Dies entspricht der aktuellen fossilen Produktion und gewährleistet die Versorgungssicherheit. Als KWK-Effizienzgrade werden 40 % Strom und 40 % Wärme angenommen. Daraus leitet sich ein Umwandlungseinsatz von 51 TWh SNG/H₂ ab.

Es lassen sich folgende Aussagen ableiten:

- Eine reine Elektrifizierung ist ohne Stromimporte, deren Ausmaß mit dem dreifachen des heutigen Verbrauchs als „enorm“ zu bezeichnen ist, nicht zu bewerkstelligen. Exergie-Potenziale (Kraftwerks- und Industrieabwärme) werden in diesem Szenario nicht genutzt.
 - Es ist abzuleiten, dass die Elektrifizierung als alleinstehender Pfad der CO₂-Emissionsreduktion kaum realisierbar erscheint, insbesondere wenn andere Länder ähnliche Zielsetzungen verfolgen.
 - Es ist weiter abzuleiten, dass alle Pfade der CO₂-Emissionsreduktion zur Anwendung kommen müssen, da auch die anderen alleinstehend nicht realisierbar sind (Nutzbarkeit der Energie).
- Aus beiden Szenarien ist abzuleiten:
 - Eine energieautarke Aufbringung erfordert noch höhere Anstrengungen zur Senkung des Primärenergiebedarfs. Dieser Bedarf verteilt sich unspezifisch auf alle Sektoren.
 - Als Langzeitspeicher und als Backup-Bereitstellung dienen biogene Brennstoffe und elektrolytisch hergestellter Wasserstoff oder elektrolytisch hergestelltes Gas.
- Aus dem Szenario „Nutzung aller Pfade zur CO₂-Emissionsreduktion“ ist abzuleiten:
 - Eine Energieautarkie ist nur unter hohen Anstrengungen, v.a. im Bereich der Primärenergieeffizienz, realistisch.
 - Wenn die nationalen Potenziale erneuerbarer Energiequellen in einem hohen Ausmaß genutzt werden, reduziert sich die Abhängigkeit von Energieimporten. Eine Importabhängigkeit von etwa 30 % bleibt aber aufrecht. Die Importe müssen auf exergetisch passendem Niveau erfolgen, also in Form von Strom, Wasserstoff oder erneuerbarem Gas oder biogenen Brennstoffen.

Es lassen sich wesentliche Handlungsfelder ableiten:

- Gebäude müssen so ausgelegt sein, dass sie mit geringen Vorlauftemperaturen beheizt werden können: Abwärme auf einem möglichst geringem Temperaturniveau aus thermischen Kraftwerken (zur maximalen Stromausbeute) sowie durch Wärmepumpen möglichst effizient bereitgestellte Wärme wäre für die Raumwärme ausreichend vorhanden.
- Ein umfassender Ausbau der Abwärmenutzung durch Einbringung von Abwärme aus industriellen Anlagen und thermischen Kraftwerken in thermische Netze ist erforderlich, auch auf geringeren Netztemperaturniveaus.
- Um die räumliche Machbarkeit dieser Niedertemperatur- bzw. Abwärmenutzung bzw. eine Kosteneffizienz der Wärmenetze zu gewährleisten, leiten sich Anforderungen an die Energieraumplanung ab. „Energieraumplanung ist jener integrale Bestandteil der Raumplanung, der sich mit den räumlichen Dimensionen von Energieverbrauch und Energieversorgung umfassend beschäftigt“ (Thalhammer und Stöglehner 2015)
- Eine Umstellung der Industrieöfen auf elektrischen Strom und elektrolytischen Wasserstoff oder elektrolytisches Methan bzw. Biogas stellt einen wesentlichen Bestandteil einer umfassenden CO₂-Emissionsreduktion dar.
- Die Umstellung der Traktion auf elektrischen Strom und elektrolytischen Wasserstoff ist anzugehen und fortzuführen.
- Zur Sicherstellung eines erneuerbaren Energiesystems bedarf es der Sicherstellung des Imports von *erneuerbarem* Wasserstoff oder erneuerbarem Gas.

6.4.4 Demand Response vs. (hybride) Speicherung

Stromerzeugung und Stromverbrauch müssen zu jedem Zeitpunkt gleich sein. Die Energiewende bringt einen hohen Anteil fluktuierender Erzeugung mit sich, v.a. aus Wind- und Sonnenstrom. Daher müssen es die Stromverbraucher sein, die auf die aktuelle Erzeugungslage reagieren oder der Strom wird zwischengespeichert. Aus Gründen der Effizienz und der bisherigen Ansprüche des Stromnetzes sind aktuell die meisten industriellen Prozesse auf einen möglichst statischen Strombezug ausgelegt bzw. ist die Kontinuität eine Eigenschaft vieler Prozesse. Aber die Energiewende braucht steuerbare Prozesse, die auf die fluktuierende Erzeugung reagieren können und Speicher, die eine kontinuierliche Versorgung jener Prozesse sichern, die nicht zu unterbrechen bzw. zu variieren sind.

Wenn im neuen Stromsystem nach der Energiewende (1) Erzeugung und Verbrauch gleich sein müssen und (2) die aktuelle Gesamtproduktion kaum zu beeinflussen ist, folgt, dass man die Möglichkeiten des Demand Response und der Speicherung nutzen muss. Der Ausgleich von Angebot und Nachfrage kann bei fluktuierender und quasi unbeeinflussbarem Angebot ausgeregelt werden durch:

Bei Überangebot an Strom:

- Geringere Produktion bei Überangebot (Leistungskappung)
- Einspeicherung des Überangebots in Stromspeichern (Pumpspeicher, Batterie)
- Einspeicherung des Überangebots in Hybridnetzen (Power to Gas, Power to Heat)
- Vorziehen oder Nachholen von Nachfrage (Demand Response) = Füllen von Speicherung in Produktform („Energiedienstleistungsspeicher“)

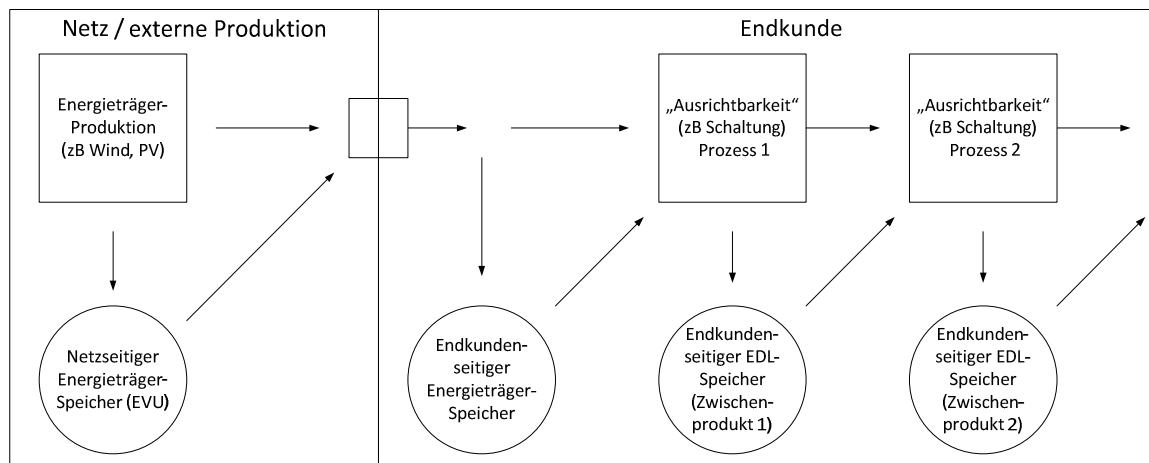
Bei Unterangebot an Strom:

- Alternative Produktion bei Unterangebot aus idealerweise biogenen Energieträgern
- Ausspeicherung des Unterangebots aus Stromspeichern
- Ausspeicherung des Unterangebots aus Hybridnetzen (v.a. Gas zu Strom)
- Rückverschieben von Nachfrage (Demand Response) = Leeren von Speichern in Produktform z.B. durch Lagerentnahme oÄ („Energiedienstleistungsspeicher“)

Die Möglichkeiten, die bei Über- oder Unterangebot zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage verfügbar sind, ergänzen einander, und es gilt, möglichst die günstigsten Potenziale zu heben.

Während dies geschieht, besteht also nicht die Gefahr, dass Prozesse/Verbraucher, welche eine konstante Versorgung benötigen, als Potenzial angesehen werden und abgeschaltet werden.

Abbildung 39: Möglichkeiten im Gesamtsystem zur Speicherung und zum Demand Response mit/ohne Unterbrechung der Gesamtproduktion. Quelle: Energieinstitut an der JKU Linz.



Groiss und Boxleitner (2012) zeigen, dass auf Basis der Analyse der Einspeiseleistungen mit einer überschüssigen Leistung (also bereits abzüglich der Last) mit Spitzen von etwa 10 bis 20 GW zu rechnen ist. Der Erzeugungsüberschuss beträgt 10 TWh/a.

6.4.4.1 Demand Response

Die Erzeugung erneuerbarer Energie verläuft teilweise fluktuierend. Primär der schwer speicherbare Energieträger Strom ist von dieser Fluktuation betroffen, sowohl saisonal als auch sehr kurzfristig (Wasserkraft, Windkraft, Sonnenkraft). Daneben sind die Schwankungen auch für solarthermische Anwendungen maßgeblich. Um die kaum beeinflussbare Erzeugung mit der aktuellen Nachfrage in Einklang zu bringen, sind entweder eine Reaktion der Nachfrageseite („Demand Response“, oft wird auch der Überbegriff „Demand Side Management“ verwendet) oder Speicher im weiteren Sinne erforderlich. Zu den Speichern im weiteren Sinne zählen die Speicherung klassisch in Form einer Batterie oder eines Pumpspeichers, hybrid in Form von Power-to-Gas oder auch in Form eines „Energiedienstleistungsspeichers“, also einer Lagerproduktion des Zwischenprodukts.

Sowohl Energiespeicher als auch die Möglichkeit einer Anlage zum Demand Response (Reagibilität auf aktuelle Spotmarkt- oder Regelenergiemarktpreise) gehen mit Kosten einher. Diese umfassen Investitionskosten, Wirkungsgradverluste durch die Speicherung, weitere Kosten wie Pausen des Personals, administrative Kosten etc. **Zwischen wirtschaftlicher und energetischer Effizienz einerseits und der in einem erneuerbaren Energiesystem erforderlichen Flexibilität andererseits besteht also oftmals ein Zielkonflikt.** Die Partizipation der Industriebetriebe am volatilen erneuerbaren Stromsystem stellt dann eine wirtschaftliche Abwägung zu Energie- und Kosteneinsparungen dar.

Tabelle 77: Betriebswirtschaftlich zu bewertende Vor- und Nachteile von Demand Response. Quelle: Eigene Zusammenstellung des Energieinstituts an der JKU.

Preiseffekt	Ursache
o	Benchmark: Verbrauch von elektrischer Energie zum Standardtarif
+	Investition in neue Anlagen
+	Adaptierung der Anlagen (Schalt- oder Regelbarkeit)
+	Zurechenbarer Aufwand für die Bereithaltung von Lagern für Zwischenprodukte
+	Zurechenbare Kapitalbindung in Form der Zwischenprodukte in Lagern
+	Administrativer Aufwand
+	Zurechenbarer Personalaufwand
+	Mehrverbrauch an günstiger elektrischer Energie
+	Zusätzliche Stromnetzentgelte
-	Geringerer Verbrauch von elektrischer Energie zum Standardtarif
-	Entgelt für die Teilnahme am Regelenergiemarkt

Die aktuelle Beteiligung von industriellen Anlagen am Spotmarkt bzw. am Regelenergiemarkt zeigt, dass ein positiver Barwert möglich ist. Mahlprozesse oder Aufbereitungsvorgänge mit geringen zusätzlichen Investitionskosten und geringen Kosten für die Zwischenlagerung sind Beispiele für Prozesse, die schon heute wirtschaftlich effizient auf die Systembedingungen reagieren können. Im Projekt „LoadShift“ (Kollmann et al. 2015) wurde für Industriesektoren eine „Demand Response Cost Curve“ erarbeitet. Dabei wird für die Industrie attestiert, dass die tatsächlichen Kosten des Demand Response prozess- und anlagenabhängig höchst variabel sind; für eine einstündige Lastreduktion werden etwa 80-200 Euro/MWh angesetzt, wobei diese einer Vielzahl von Annahmen unterliegen. Es ist also wahrscheinlich, dass sehr günstige Potenziale mit Aktivierungskosten nahe null und sehr teure Potenziale mit deutlich die 200 Euro übersteigenden Kosten vorliegen.

6.4.4.2 Speicher

In einem Stromsystem mit einem hohen Anteil fluktuierender Erzeugung muss eine Anpassung der Nachfrage oder ein Ausgleich über Speichersysteme erfolgen. Bei den Speichersystemen gilt gleich wie beim Demand Response, dass sich diese wirtschaftlich rechnen müssen. Das Projekt „Future District Heating System Linz“ (Moser et al. 2017) zeigt anhand eines saisonalen Wärmespeichers, dessen Wirtschaftlichkeitsaspekte aber übertragbar sind, dass folgende Kriterien für die Wirtschaftlichkeit maßgeblich sind:

- Deckungsbeitrag: Energiepreis-Spreizung bzw. anders formuliert Zeiten mit ausreichender Verfügbarkeit zu günstigen Preisen sowie Zeiten mit höheren Energiepreisen,
- Zyklenzahl: Häufigkeit der Ladung und Entladung, dabei gilt, dass die wirtschaftliche Dauer eines Zyklus in direkter Abhängigkeit zur Volatilität des Energiemarkts steht,
- Speichergröße und Investitionskosten.

Diese bedeutet übertragen auf das Gesamtsystem, dass neben dem Potenzial zur Speicherung auch die Langfristigkeit der Speicherung und die Kosten der Speicherung maßgeblich sind.

Tabelle 78: Potenzial und Kosten von (hybriden) Stromspeichern. Zusammenstellung des Energieinstituts an der JKU Linz.

Speicherart *	Potenzial in Österreich	Effizienz Entnahme zu Einspeisung **	Kosten
Batterien	Flächenpotenzial grundsätzlich vorhanden, Mengenpotenzial weltmarktabhängig.	90 %	Erwartet: 100-200 Euro/kWh Speicher (Moser, Muggenhuber 2015)
Pumpspeicher	Vorhanden (AT): 0,14 TWh (Groiss, Boxleitner 2012); Ausbau von Standorten mit vorhandenen Speicherbecken im Raum FR, CH, IT, A: 0,3 TWh (Umweltdialog 2016). 40-100 Zyklen pro Jahr**	70-82 %	550-2.040 Euro/kW**
Power-to-Wasserstoff-to-Power	Ausreichend, auf Basis der Annahme der Nutzung der aktuellen Gasspeicher-Infrastruktur (BMWF 2016).	Effizienz: 34-44 %	Elektrolyseur erwartet: ~ 1.000 Euro/kW**
Power-to-Methane-to-Power		Effizienz: 30-38 %	Weitere: Brennstoffzelle, Kompressor, etc.
Power-to-Wasserstoff-to-KWK	Anm.: Im Gegensatz zu den anderen Technologien ist nach der Wandlung von Strom in Gas keine Rückverstromung zwingend.	Effizienz: 48-62 %	
Power-to-Methane-to-KWK		Effizienz: 43-54 %	KWK: vorhanden
* Andere Speicherarten, insbesondere Kondensatoren, Schwungradspeicher und Druckluftspeicher, werden hier nicht beachtet.			
** Sterner und Stadler (2014, S.600ff)			

6.4.4.3 Ergebnis

Auf Basis der betrachteten Systeme zeigt sich für den kurzfristigen Lastausgleich, dass alle betrachteten Systeme (Pumpspeicher, Demand Response, Power-to-Gas, Batterien) kosteneffiziente Potenziale aufweisen und bei der Realisierung dem Prinzip der geringsten Kosten folgen sollen. Auf Basis der betrachteten Systeme ergibt sich für den längerfristigen Lastausgleich nur die Möglichkeit der Speicherung (bzw. des zeitgerechten Verbrauchs) in Form von Wasserstoff oder biogenen oder synthetischen Kohlenwasserstoffen, denn die Wirtschaftlichkeit der anderen Systeme erfordert eine hohe Zyklenzahl, um den Speicher möglichst oft umzusetzen. Die Wirtschaftlichkeit der angeführten Speichervarianten dagegen ist nicht wesentlich über die Speicherdauer begrenzt: zwar sind die Speicherkapazitäten auch „knapp“, aber wesentlich höher als bei den anderen Speichertechnologien.

6.4.5 Volkswirtschaftlich-rechtliche Aspekte

6.4.5.1 Industrie im Strommarktdesign heute und morgen

Moser et al. (2015) handelten das Strommarktdesign in drei Schritten ab: in der heutigen Ausgangssituation, in einer digitalisierten Situation jedoch ohne Interaktion bzw. Vernetzung von Stromnetz und Strommarkt, und in einer vernetzten Situation.⁹⁵

In vielen Netz- bzw. Erzeugungssituationen sind die Interessenslagen der Netzbetreiber und der Lieferanten kongruent. Dies muss jedoch nicht in allen Situationen der Fall sein. Dann führen Anreize, die von einem der beiden gesetzt werden, zu Lastverschiebungen der KundInnen, die den Interessen des anderen entgegenwirken. Bedeutendstes Beispiel ist eine Situation mit günstigen Energiepreisen einerseits und instabilen bzw. an die Kapazitätsgrenzen geratende Netze andererseits (wodurch der

⁹⁵ Textteile wurden übernommen aus Moser et al. (2015).

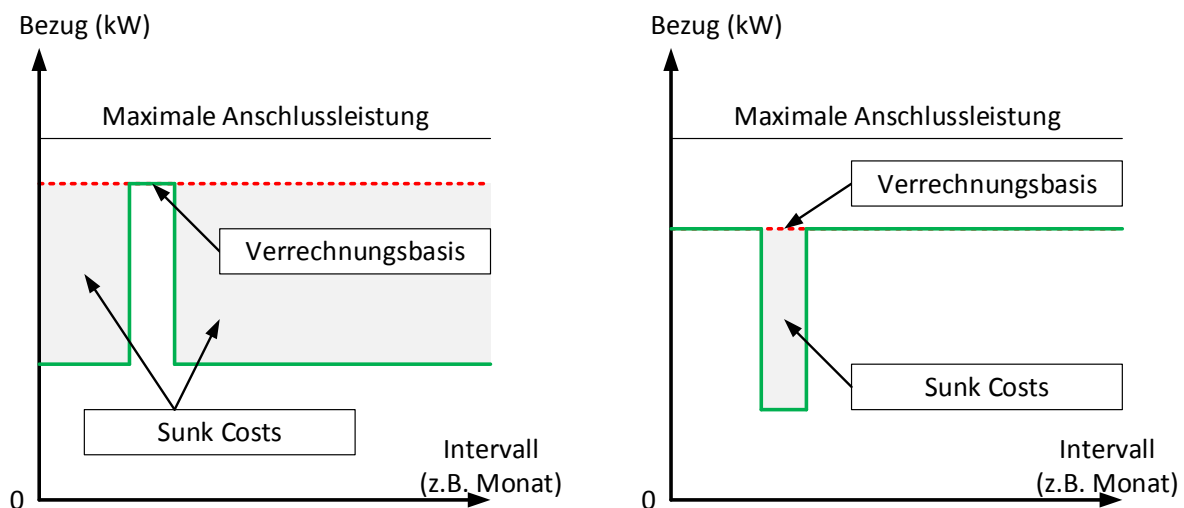
Netzbetreiber einen geringeren Verbrauch den KundInnen erreichen möchte). Divergieren die Interessen von Netzbetreiber und Lieferant, kann jedoch die Last bzw. der Verbrauch der KundInnen nur einer Interessenslage folgen: d.h. KundInnen können z.B. ein Gerät entweder zu- oder abschalten und folgen damit einer der beiden Interessen, aber nicht beiden.

GroßkundInnen verfügen aktuell über eine Leistungsmessung und sind sich über die bezogene Leistung (daher) im Klaren. Die Optimierung verläuft in der Form, dass Prozesse so durchgeführt werden, dass die von außen bezogene Last über ein Monat möglichst gleich ist. Dabei gilt natürlich, dass die Leistungsentgelte im Zusammenhang des Gesamtprozesses zu sehen sind und deren anteiliges Ausmaß daher eine wichtige Größe für deren Bedeutung darstellt.

Das Leistungsentgelt wird jährlich als Durchschnitt der Monatsmaxima (maximaler Verbrauchswert einer Viertelstunde) verrechnet. Die Optimierung im Unternehmen erfolgt also soweit wie möglich durch eine stetige Glättung der Last. Eine Optimierung, die sich (auch) an schwankenden Preisen oder Entgelten orientiert, ist weitaus komplizierter. Es folgt (vgl. auch die folgende Abbildung):

- Ist der Energiepreis an der Börse hoch, so hat das Unternehmen den Anreiz, den Strombezug dennoch auf einem gewissen Niveau zu halten, da die Leistung in einem Monat bereits für ein bestimmtes Niveau bezahlt ist. Leistungseinbrüche unter das Monatsmaximum sind als sunk costs anzusehen.
- Sollte der Lieferant geringe Energiepreise von der Börse direkt weitergeben (wollen/können), so kann das Unternehmen diese in der aktuellen Netzentgeltsituation kurzfristig (auch nicht nur kurzzeitig) wahrnehmen, (üblicherweise) ohne den *monatlichen Viertelstundenmaximumwert* der bezogenen Leistung zu erhöhen.⁹⁶

Abbildung 6-40: Sunk Costs wegen individuellen Lastspitzen und Lasttälern bei aktuell lastgemessenen KundInnen durch die monatsbezogene Viertelstundenmaximumzählung. Quelle: ExpertInneninterviews bzw. SNE-VO. Energieinstitut an der JKU Linz.



⁹⁶ Seit 1.1.2014 wird ein neues Netznutzungsentgelt für Lastspitzen aufgrund der Aktivierung von Regelernergie angewendet. Demnach wird für die Bemessung des Leistungsentgeltes diejenige Spitzenlast außer Acht gelassen die durch Abruf von Regelernergie zu Stande gekommen ist. Das Regelergiemodell lässt sich aber nicht auf den leistungserhöhenden Bezug von erneuerbaren Energien zu Betriebszwecken übertragen, denn erstens ist die Abgrenzung und der Nachweis schwierig, welche Lastspitzen nun zur Integration von erneuerbaren Energien (die natürlich auch zu Betriebszwecken herangezogen werden sollen) und welche aus internen Gründen (unumgänglichen Bedarfen) entstanden sind. Hingegen ist der Bezug von Regelernergie nachweisbar.

Daraus folgt, dass kürzere Abrechnungsintervalle vonnöten sind (eventuell täglich), um die sunk costs zu reduzieren, damit das Verhältnis von Energiepreisersparnis zu sunk costs zu verbessern und so eine stärkere Reaktion auf den Markt zu ermöglichen. Grundsätzlich ist festzustellen, dass die Dauer des Intervalls die Verknüpfung von Netzinteressen (langes Intervall) und Marktinteressen (kurzes Intervall) darstellt. Somit folgt auch, dass zur Wahrung der Netzinteressen sehr kurze Intervalle (z.B. stündlich) zu vermeiden sind, jedoch: Dies gilt nur, wenn es zwischen Netz und Markt keinen Abgleich gibt (vgl. „Ampelsystem“). Kann das Netz über digitale Kommunikation einen Mehrverbrauch freigeben, erhöht sich die Markteffizienz drastisch. Eine Quantifizierung in Folgeprojekten ist zu empfehlen.

Bei einer hypothetischen täglichen Messung der Leistungswerte würde der Jahresleistungswert als Durchschnitt der 365 Tageshöchstwerte berechnet. Dass sich daraus ein geringerer gemessener Leistungshöchstwert ergibt und die kW-Preise vom Regulator entsprechend zu erhöhen sind, ist offensichtlich. Je nach Eigenversorgungsgrad ist auch für GroßkundInnen eine pauschale jährliche Abrechnung auf Basis der Stärke des Netzanschlusses anzudenken, da bei hohem Eigenversorgungsgrad eine z.B. tägliche Abrechnung (die folglich oftmals bei null liegen könnte) nicht die Kosten widerspiegelt.

Das **arbeitsabhängige Entgelt** ist für Unternehmen ein geringer Anreiz, der tageszeitabhängige Verbrauch folgt im Allgemeinen der über ein Intervall hinweg gültigen Lastglättung (Leistungsorientierung). Arbeitsabhängige Entgelte sind für Unternehmen daher eventuell nicht nötig. Hinsichtlich eines daraus entstehenden „unnötigen“ Verbrauchs wirken die arbeitsabhängigen Energiepreise als vermeidend.

Unternehmen sind gegenüber Energiepreisen und Netzentgelten sensibel. Klassische Spitzenlasten in Stromnetzen können durch eine tageszeitabhängige Festlegung von **leistungsabhängigen Entgelten** vermieden werden, da in vielen Unternehmen Potenzial z.B. für Verschiebungen von 1-2 Stunden gegeben ist (eine längere Dauer der Hochpreisphase ist nicht zu empfehlen, weil kosteneffiziente Lastverschiebungspotenziale hierzu fehlen). Einem Hauptzweck von Smart Grids, nämlich der Integration und Nutzung von Erneuerbaren Energien, wird durch Anreize zur Verbrauchssenkung bei Verfügbarkeit der günstigen Energie aus Erneuerbaren jedoch stark entgegengesteuert. Auch sind Verteilungseffekte bei kleineren lastgemessenen KundInnen (KMU) zu beachten. Zusammenfassend kann zu Time-of-Use-Tarifen für GroßkundInnen keine Empfehlung abgeleitet werden, weitere Forschungen zu Effekten und Verteilungswirkungen sind vonnöten.

Grundsätzlich ist das **Ampelsystem** als ideale Lösung der Interessenskonflikte von Netz und Markt anzusehen, die auch in diesem Kapitel bei der Definition des Intervalls sowie der zeitabhängigen Entgelte wieder deutlich werden. Das Ampelsystem besagt, dass dem Unternehmen bei verfügbaren Netzkapazitäten und gewährleisteter Versorgungssicherheit ein freies Folgen der Marktpreise möglich ist, also keine kW-abhängigen Entgelte einschränkend wirken. Sind Netzkapazitäten und Versorgungssicherheit nicht mehr gewährleistet, schränkt sich diese Freiheit ein.

Daraus wird deutlich, dass Parameter hinsichtlich der Kriterien, wie freie Netzkapazitäten und eine gewährleistete Versorgungssicherheit zu definieren sind, an wen der Netzbetreiber die Ampelphase in welcher Form und mit welcher Ankündigungszeit kommuniziert, etc. zu definieren sind. Dies muss Ziel weiterer Forschungen sein.

6.4.5.2 *Hybride Speicher im Strommarktdesign heute und morgen*

Aktuell können die Technologien für die hybride Speicherung nicht als marktgängig bzw. marktüblich bezeichnet werden. Eine Notwendigkeit ist langfristig, v.a. hinsichtlich des Aspekts der saisonalen Speicherung, aber jedenfalls gegeben.⁹⁷

Die Einspeisung und der Abtransport der aus Power-to-Gas gewonnenen Gasmengen sind hinsichtlich der Funktion als Koppelstelle im Hybridnetz wesentlich. Damit kommen auch im Gasnetz Fragen von Marktdesign und eigentumsrechtlichen Aspekten bzw. impliziten Zutrittsbarrieren auf. Aktuell existieren nur wenige Gas-Einspeisepunkte in Österreich. Für die Einspeisung von Wasserstoff bzw. CH₄ aus Power-to-Gas fehlt in Österreich noch eine definitive Rechtssicherheit, denn das GWG 2011 regelt nur die Einspeisung von Erdgas und biogenen Gasen (§ 3 Abs. 1 Z 1 GWG 2011 und § 7 Abs. 4 GWG 2011). Allerdings kann durchaus argumentiert werden, auch netzkompatible Erdgas-Wasserstoff-Gemische sowie synthetisches Erdgas unter den Anwendungsbereich des GWG 2011 zu subsumieren, zumal auch Biogas erst auf Erdgasqualität aufbereitet werden muss. Gestützt wird diese Annahme durch die ErdgasRL 2009. Zwingende Voraussetzung ist jedoch, dass das synthetische Erdgas bzw. das Erdgas-Wasserstoff-Gemisch, also das einzuspeisende Gas, die Voraussetzungen der einschlägigen ÖVGW-Richtlinien erfüllt und somit sicher und netzkompatibel ist, um Schäden an Leitungen, Kundenanlagen, etc. zu verhindern.

Hinsichtlich der Qualität und der aus Power-to-Gas gewonnenen, dem Gasnetz zuführbaren Gasmengen, ist somit eine nähere Betrachtung der gesetzlichen Standardisierung von Gas erforderlich: Die ÖVGW-Richtlinien G 31 und G B 220 legen die erforderliche Gasqualität im Erdgasnetz fest und definieren, dass zu keiner Zeit ein Wasserstoffanteil von 4 vol.-% überschritten werden darf. Dieser Grenzwert gilt auch für das eingespeiste Gas. Wasserstoff aus Power-to-Gas-Anlagen kann also – sofern keine Methanisierung vorgenommen wird – immer nur in einem Gemisch mit Erdgas eingespeist werden. In einer überwiegenden Zahl der Anwendungsfälle muss somit Erdgas zum Zwecke der Vermischung mit dem Wasserstoff zunächst aus dem Erdgasnetz bezogen und sodann (nach erfolgter Zumischung) wieder eingespeist werden. In anderen Worten: Die Gasqualität muss bereits direkt am Einspeisepunkt eingehalten werden; dies bedeutet, dass Erdgas entnommen und Wasserstoff beigemischt werden muss, bevor dieses Gemisch letztendlich in das Erdgasnetz eingespeist wird. Hier ergibt sich die Situation des Anfallens von Netzentgelten (§ 73 GWG 2011) für das nur zum Mischen benötigte und nachher am selben Standort wieder an das Netz abgegebene Gas – und damit sich die rechtliche Frage einer möglichen Doppelbelastung. Eine Befreiung dieser Mengen vom Netznutzungsentgelt für Entnehmer und Einspeiser (§ 73 GWG 2011) würde eine erhebliche und vor allem gerechtfertigte Kostenerleichterung darstellen.

In anderen Ländern gelten andere Qualitätsvorgaben. Die Gasqualität ist wahrscheinlich auch deswegen standardisiert, weil es sich bei Gaszählern um Volumens-, nicht um Energiezähler handelt. Die Gasqualität könnte sich bei Zuführung von Wasserstoff aus Power-to-Gas auch in Subnetzbereichen (und sogar von Entnehmer zu Entnehmer) unterscheiden. Aktuell legt die E-Control Brennwerte nur für Großnetzbereiche fest. CNG-Tankstellen bzw. die Tanks der Erdgasautos sind auf ein Maximum von 2 % Wasserstoff ausgelegt. Diese Anforderung übersteigt bereits die aktuelle Anforderung von 4 %. Regulatorisch und technisch stellt sich die Frage, ob in unterschiedlichen Subnetzen unterschiedliche Gasqualitäten erforderlich und möglich sind.

⁹⁷ Textteile wurden übernommen aus Moser (2016).

Aus der gesetzlichen Mindestanforderung nach 96 % Methan leitet sich ab, dass Power-to-Gas-Anlagen in Österreich in einer Situation, in der bereits Erdgas mit einem 4 %-igen Wasserstoffanteil an der österreichischen Grenze geliefert wird, keine Einmischung von Wasserstoff vor der Wiedereinspeisung durchführen können. Wenn die 4 %-Spanne nicht ausgenutzt wird, in Österreich aber mehrere bzw. größere Power-to-Gas-Anlagen bereitstehen, bleibt offen, wer Wasserstoff einspeisen darf bzw. ob eine Vorrangregelung definiert werden muss. (Dies ist in Analogie zur Beeinflussung der Versorgungsqualität im Stromnetz durch PV-Anlagen zu sehen.)

Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Erdgas sind derzeit zumindest temporär beim Bezug der elektrischen Energie vom Netznutzungs- und Netzverlustentgelt befreit (§ 111 Abs. 3 ElWOG 2010). Vor diesem Hintergrund erscheint hingegen die Pflicht zur Entrichtung anderer Kostenfaktoren derzeit unklar. So wird beispielsweise die Ökostrompauschale „gemeinsam mit dem jeweiligen Netznutzungsentgelt“ eingehoben und der Ökostromförderbeitrag ist „im Verhältnis zu den jeweilig zu entrichtenden Netznutzungs- und Netzverlustentgelten“ zu leisten. Das gleiche gilt für die KWK-Pauschale. Weiter ist z.B. auch die Entrichtung der Elektrizitätsabgabe nicht eindeutig geregelt.

Allerdings ist gem. § 2 Z 2 Elektrizitätsabgabegesetz „elektrische Energie, soweit sie für die Erzeugung und Fortleitung von Erdgas verwendet wird“, von der Elektrizitätsabgabe befreit. Somit ist davon auszugehen, dass auch der für die Erzeugung und Einspeisung von Erdgas-Wasserstoff-Gemischen oder synthetischem Erdgas (die jeweils den ÖVGW Richtlinien G 31 und G B 220 zu entsprechen haben) notwendige Elektrizitätseinsatz von der Elektrizitätsabgabe befreit ist. Das gleiche gilt nach Ansicht des BMF auch für Biogas. Ebenfalls von der Elektrizitätsabgabe befreit ist nach § 2 Z 3 Elektrizitätsabgabegesetz „elektrische Energie, soweit sie für nichtenergetische Zwecke verwendet wird“. Nach den Ausführungen des BMF liegt ein nichtenergetischer Zweck auch bei der Verwendung der elektrischen Energie zur Zersetzung oder Umsetzung von Stoffen wie bei der Elektrolyse vor. Das gleiche gilt generell für eine chemische oder physikalische Verwendung. Es würden sich in diesem Zusammenhang rechtliche Klarstellungen empfehlen.

Für Power-to-Gas gilt es, gleich wie für die Koppelrichtung Gas zu Strom, die Strom- und Gasnetzentgelte abzustimmen. Netzentgelte sollten so gestaltet werden, dass die Netzkomponente die betriebswirtschaftliche Entscheidung für/gegen eine Transformation des Energieträgers so gering wie möglich beeinflusst. Dabei muss selbstredend eine Beachtung der Anforderungen der jeweiligen Netze an die Netzentgeltstruktur erfolgen.

6.4.6 Erneuerbarer Strom für die Industrie zu wettbewerbsfähigen Kosten

6.4.6.1 Wert, Preis, Nutzen und Kosten erneuerbaren Stroms aus Sicht der ökonomischen Theorie

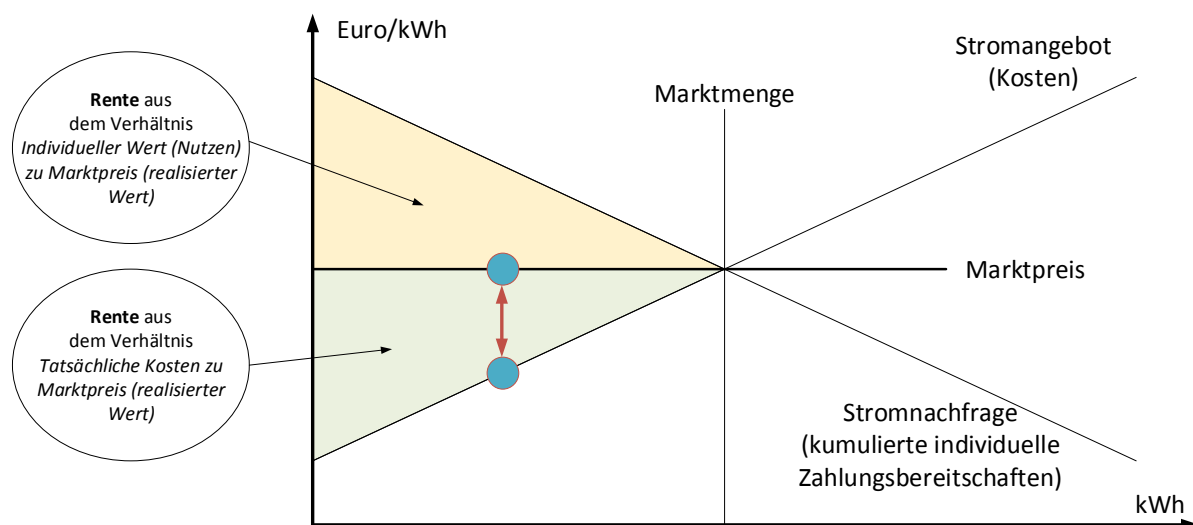
Der Preis ist der realisierte Wert eines Gutes. Ein Wert dagegen ist immer eine Abschätzung und kein Preis: Der geschätzte Wert eines Gutes wird durch Orientierung an Alternativen und vergleichbaren Situationen ermittelt, er kann subjektiv sein (eigener Nutzen, geschätzte Kosten, etc.), jedenfalls manifestiert er sich nicht. Der Preis dagegen manifestiert sich beim tatsächlichen Verkauf. Solange der Wert nicht realisiert wird, stellt er nur eine Preisvorstellung dar. Erst wenn es nach dem Verhandlungsprozess zum Tausch der Ware im Gegenzug zum entgegengesetzten Tausch des Geldes kommt, entsteht der realisierte Preis. Der Preis, der auf einem freien Markt zwischen mehreren Anbietern und Nachfragern zum Marktgleichgewicht führt, wird als Marktpreis bezeichnet.

Wird Strom von einem Produzenten unter dem Marktpreis abgegeben, so wird der realisierbare Wert nicht erzielt. Für den Produzenten impliziert dies *ceteris paribus* (d.h. ohne Beachtung weiterer Rahmenbedingungen bzw. Vor- und Nachteile) ein irrationales Verhalten, da er bei Abgabe am Markt eine höhere Rendite erzielen kann. Es folgt: selbst bei hinsichtlich der variablen Kosten günstig produziertem Strom, z.B. aus PV-, Wasser- oder Windkraft, ist keine direkte Zuordnung des günstigen Stroms zur Industrie möglich, da dem Produzenten renditestärkere Alternativen zur Verfügung stehen.

Gleiches gilt für die Industrie selbst, wenn diese vermeintlich günstigen, selbst erzeugten Strom nutzt. Eine Kostenersparnis ist aus buchhalterischer Sicht nicht zu verbuchen bzw. nicht in geringere Produktkosten umzurechnen, wenn für den eingesetzten Strom eine wirtschaftlichere Nutzungsmöglichkeit bestünde. D.h., im Produkt ist der Marktpreis anzusetzen, nicht die internen Stromgestehungskosten. Gleiches gilt, wenn es sich um standortexternen (über das Netz bezogenen), aber in einer unternehmenseigenen Anlage erzeugten Strom handelt.

Diese Aussagen gelten, wie oben erwähnt, „*ceteris paribus*“, d.h. dann, wenn alle anderen Bedingungen gleich wären. Dies ist in der Praxis nur eingeschränkt der Fall: gegebenenfalls sind Stromnetzentgelte der Einspeisung oder des Bezugs, Preisreduktionen als Vergütung für eine garantierte Abnahmemenge, etc. in der individuellen betriebswirtschaftlichen Kalkulation aufzunehmen. Die Grundaussage bleibt jedoch, dass im Wesentlichen der Marktpreis (der realisierbare Wert) in der Produktkostenkalkulation anzusetzen wäre.

Abbildung 41: Unterscheidung der Begriffe des „Werts“: Kosten, Preis und Nutzen. Quelle: Eigene Darstellung, Energieinstitut an der JKU Linz.



6.4.6.2 Neue Geschäftsmodelle

Aus volkswirtschaftlicher Sicht gibt es aufgrund der überregionalen Vernetzung einen Marktpreis für Strom. Wie oben dargestellt, kann das homogene Produkt „Strom“ hinsichtlich des Marktwerts nicht exklusiv von der Industrie beansprucht werden. Günstigere Kosten können aber durch besondere vertragliche und investive Tätigkeiten erzielt werden:

Kraftwerkseigentum sowie „Power Purchase Agreements“

Das Eigentum von erneuerbaren, ggf. geförderten Kraftwerken kann zu Stromkosten unter dem Marktpreis führen. Der Bezug des eigenen Stroms kann dabei über das öffentliche Stromnetz erfolgen, wodurch die regulierten Netzentgelte anfallen.

Ein Stromkaufvertrag (Power Purchase Agreement, PPA) ist ein Vertrag zwischen zwei Parteien: einem Verkäufer, der Elektrizität erzeugt und einem Käufer, der diese braucht. Die PPA definiert alle Handelsbedingungen zwischen den beiden Parteien, d.h. die Zuständigkeiten und Qualitäten. Die PPA kann dem Käufer somit garantieren, dass er nur Elektrizität von einem bestimmten oder mehreren (erneuerbaren) Kraftwerken bezieht. Der zugrundeliegende Vertrag legt fest, wer bei Ausfällen etc. haftet. Der Bezug erfolgt dabei über das öffentliche Stromnetz, wodurch die regulierten Netzentgelte anfallen. Die PPA kann über einen Lieferanten als Intermediär abgewickelt werden. Experten sehen in der PPA das praktische Problem der Risikoabsicherung. Hinsichtlich des Marktdesigns stellt sich die Frage nach der Bilanzgruppenzugehörigkeit sowie des Umgangs mit Über- bzw. Unterdeckungen der Nachfrage.

Ökostrom gem. aktuellem Modell

Gemäß §§ 78 und 79 Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (ElWOG) sind alle Lieferanten, die in Österreich Endverbraucher beliefern, verpflichtet [...] den Primärenergieträgermix als Händlermix auszuweisen. Die Berechnung des Händlermixes ist von den Lieferanten zu dokumentieren und innerhalb von 4 Monaten nach Ablauf des Kalender- oder Wirtschaftsjahres zu erstellen und zur Einsicht bereit zu halten. Die Nachweise über die Energieträger und -mengen sind in der Stromnachweisdatenbank, die von der E-Control verwaltet wird, zu entwerfen (E-Control 2017).

Aktuell können Ökostromzertifikate von Lieferanten über ein Jahr angesammelt werden, um schlussendlich für die Stromkennzeichnung genutzt zu werden (erst damit verfallen die gesammelten Zertifikate). Innerhalb dieses Jahres können sie aufbewahrt und gehandelt werden. Verbraucht ein Kunde 1 kWh im Winter, so kann der zugehörige Ökostromnachweis auch aus dem Sommer stammen. Diese bilanziell orientierte Stromkennzeichnung ist gesetzlich vorgesehen und stellt auch aus wissenschaftlicher Sicht eine Möglichkeit der Ökostromkennzeichnung dar.

Insbesondere wenn ein ausreichend hoher Anteil von Stromkunden auf nachweislich erneuerbaren Strom umsteigt, die Ökostromnachweise also knapp werden, kann dies einen Preiseffekt haben, welcher sich in einem zusätzlichen Angebot erneuerbaren Stroms auswirkt.

Ökostrom im Echtzeit-Modell

Über die genannte bilanzielle Ökostrom-Kennzeichnung geht die Ökostrom-Kennzeichnung in Echtzeit hinaus. Sie verlangt, dass der momentane Stromverbrauch eines Kunden (z.B. in einer Viertelstunde) aus einem oder mehreren zeitgleich laufenden, diese Leistung abdeckenden Ökostromkraftwerk(en) stammen muss. Im Vergleich herrscht im Fall dieses Modells deutlich mehr Knappheit, weil die Bedingung nicht über die Jahressumme sondern jederzeit erfüllt sein muss, was zu höherer Flexibilität im Verbrauch, aber auch zu einer im Vergleich rascheren Ausweitung des Angebots erneuerbaren Stroms führen sollte.

6.4.6.3 Politische Instrumente zur Begünstigung des erneuerbaren Stromverbrauchs der Industrie

Wird durch Förderungen oder andere staatliche Vorgaben mehr erneuerbarer Strom kostengünstig bereitgestellt, so folgt daraus, dass alle Kunden den günstigen Strom nutzen können. Auch Prozesse und Einsatzzwecke außerhalb der Industrie sowie - aufgrund des grenzüberschreitenden Handels - außerhalb des staatlichen Einflussbereichs werden aufgrund der günstigen Verfügbarkeit zum Teil auf Strom umgestellt (Substitutionseffekt).

Sozial- und energiepolitisch nachvollziehbarerweise umstrittene, aber genauso wirtschafts- und standortpolitisch nachvollziehbare Vorgaben wie die Befreiung der Industrie von Ökostrombeiträgen oder bestimmten Abgaben vergünstigen den Strom für die Industrie.

6.4.7 Methoden und Werkzeuge zur Integration der Prozesse im System

Softwarelösungen zur Teilnahme von industriellen Anlagen bzw. Teilprozessen an Demand Response-Programmen für den Regelleistungsmarkt, insbesondere zur Bereitstellung von Regelenergie, existieren. Auch gibt es Unternehmen, denen day-ahead ein stundengenauer Börsenstrompreis kommuniziert (und anschließend verrechnet) wird, nach dem sie ihre schaltbaren und variablen Anlagen und Teilprozesse ausrichten.⁹⁸ Jedoch: Bei der Stromlieferung werden nur die Gesamtmengen pro Stunde betrachtet (es erfolgt kein Durchgriff, es handelt sich nur um eine manuelle Selbstoptimierung), bei der Teilnahme am Regelleistungsmarkt handelt es sich um Einzellösungen (dies impliziert, dass die Schaltung einer einzelnen Anlage den administrativen Aufwand wert sein muss, wodurch nur entsprechend große Anlagen in Betracht kommen).

Das Smart Grid wird primär *dezentral* geprägt sein. Sowohl die Erzeugungsstrukturen werden dezentralisiert (dies ist durch die fortschreitende Durchdringung der PV bereits weitgehend anerkannt), aber auch die Möglichkeiten der Reaktionen der Nachfrageseite (Demand Response). Daraus ergibt sich eine enorme Anzahl an Potenzialen auf Erzeugungs- und Verbrauchsseite und eine mehr oder weniger gleich hohe Anzahl an involvierten Akteuren. Daraus wiederum leitet sich die **zentrale Herausforderung der Koordination dieser Potenziale** ab (vgl. Buchmann 2017).

In Übereinstimmung damit muss gemäß es den im Rahmen dieser Studie durchgeführten Experteninterviews das Ziel sein, keine IKT-Einzellösungen zu kreieren, denn dann arbeiten die Großunternehmen mit unterschiedlichen, ineffizient teuren, nicht aufeinander abgestimmten Systemen, während sich bei KMU die Kosten/Nutzen wohl meist gar nicht rechnen. Ein wesentliches Thema zur Standardisierung ist die Architektur, d.h. die IKT-Infrastruktur (welche Daten werden wo und wie kommuniziert und benötigt?):^{99,100}

- Welche IKT-Systemebenen (Anlage/Maschine, Unternehmen/Standort, Markt/Stromsystem) soll es in welcher Zahl geben? Ein Vorschlag aus dem deutschen Projekt SynErgie (<https://www.kopernikus-projekte.de/projekte/industrieprozesse>) ist, dass es eine Handelsplattform auf Gesamtebene, aber viele Unternehmensplattformen geben kann.
- Innerhalb des Standorts brauchen die Einzelanlagen bzw. Teilprozesse standardisierte Schnittstellen, Protokolle, Cloud-Lösungen, die Unternehmen brauchen Match Computing,

⁹⁸ Vgl. von den Autoren durchgeführte Experteninterviews im Rahmen des Projekts „Flex-Tarif“.

⁹⁹ Vgl. Aussagen der über Interviews eingebundenen ExpertInnen.

¹⁰⁰ Vgl. ähnliche Aussagen im Projekt SMART I.E.S. (Moser et al. 2016).

standardisierte Systeme zur Datenweitergabe, SPS; die Unternehmen bzw. eine Gruppe/Branche müssen ihre Daten aggregieren, etc.

- Die Daten-Bereitstellung (Sicherheit, Geheimhaltung) und der Datenzugriff spielen eine wesentliche Rolle.
- Für die Marktplattform braucht es eine Clusterung, eine Beachtung der prozessspezifischen Restriktionen (An- und Abfahrzeiten, Dauer der Verfügbarkeit, Zeitpunkt der Verfügbarkeit, etc. [vgl. LoadShift bzw. Kollmann et al. 2015]) um daraus
- marktfähige Produkte zu schaffen, wobei die Frage nach der Art von Markt- und Regelenergieprodukten noch zu klären ist; hinzu kommen kurzfristige Forecasts am Markt.

7 Annex

Lebensmittel- und Getränkeindustrie

Endenergieeinsatz Lebensmittelindustrie AUT 2015 [1]
7.553.086,11 MWh/a

Anzahl Unternehmen [2]	
H.v. Back- und Teigwaren	1.792,00
Schlachten und Fleischverarbeitung	947,00
Getränkeherstellung	388,00
H.v. sonst. Nahrungsmitteln	233,00
Milchverarbeitung	155,00
Obst- und Gemüseverarbeitung	138,00
Mahl- und Schälmaschinen, H.v. Stärl	119,00
H.v. Ölen und Fetten (pflanzl./tier)	73,00
H.v. Futtermitteln	72,00
Fischverarbeitung	10,00
Summe	3.927,00 Unternehmen

Aufteilung Energieeinsatz [1]	
Gas	12.401,13 TJ
Elektrische Energie	8.971,26 TJ
Fernwärme	2.813,94 TJ
Öl	2.086,46 TJ
Erneuerbare	705,00 TJ
Kohle	213,32 TJ
Summe	27.191,11 TJ
	7.553,09 GWh

Aufteilung Endenergiebedarf auf ausgewählte Subbranchen:

1. H.v. Back- und Teigwaren

350,00 MWh [3]	pro Jahr pro Bäckerei
1.792,00 Betriebe [2]	im Jahr 2015
627.200,00 MWh	Endenergieeinsatz Bäckereien in AUT
8%	Anteil Bäckerei an gesamter Lebensmittelindustrie AUT

2. Schlachten und Fleischverarbeitung

500,00 MWh [6]	pro Jahr pro Fleischerei
947,00 Betriebe	im Jahr 2016
473.500,00 MWh	Endenergieeinsatz Fleischerei in AUT
6%	Anteil Fleischerei an gesamter Lebensmittelindustrie in AUT

Aufteilung Energieeinsatz [4]

Strom	60%	376.320,00 MWhel
Wärme	40%	250.880,00 MWhth

Aufteilung Energieeinsatz [7]

Strom	50%	236.750,00 MWhel
Wärme	50%	236.750,00 MWhth

Aufteilung Strom [5]

Beleuchtung	5%	18.816,00 MWhel
Heizungsinfrastruktur	2%	7.526,40 MWhel
Wasseranlagen	10%	37.632,00 MWhel
Prozesswärme	45%	169.344,00 MWhel
Kälteanlagen	30%	112.896,00 MWhel
Lüftungsanlagen	5%	18.816,00 MWhel
Produktionsmaschinen	2%	7.526,40 MWhel
Diverses	1%	3.763,20 MWhel
	100%	

Aufteilung Strom [8]

Kälteanlagen	50%	118.375,00 MWhel
Warmwasser	25%	59.187,50 MWhel
Kochen	10%	23.675,00 MWhel
Diverses (Maschinen)	10%	23.675,00 MWhel
Beleuchtung	5%	11.837,50 MWhel
	100%	

3. Brauerei (Teil von Getränkeherstellung)

9.227.000,00 hl produziertes Bier im Jahr 2016 [9]
12,80 kWhel/hl [10]
39,2 kWhth/hl [10]
118.105,60 MWhel
361.698,40 MWhth
479.804,00 MWh
6% Anteil Brauerei an gesamter Lebensmittelindustrie in AUT

4. Milchverarbeitung

3.197.641 t Rohmilch [11]
1,0320 kg/l
3.299.965,512 l Rohmilch
0,1 kWhth/l Rohmilch [10]
0,05 kWhel/l Rohmilch [10]
329.997 MWhth
164.998 MWhel
494.994,83 MWh
7% Anteil Milchverarbeitung an gesamter Lebensmittelindustrie in AUT

SUMME

H.v. Back- und Teigwaren	8% Anteil am Gesamtenergieeinsatz in AUT
Schlachten und Fleischverarbeitung	6% Anteil am Gesamtenergieeinsatz in AUT
Brauerei (Teil von Getränkeherst)	67% Anteil am Gesamtenergieeinsatz in AUT
Milchverarbeitung	7% Anteil am Gesamtenergieeinsatz in AUT
Summe	27% Anteil am Gesamtenergieeinsatz in AUT

Quellen:

- [1] Statistik Austria (2015a): Gesamtenergiebilanz Österreich 1970 bis 2015 (Kategorie: Nahrungs- und Genussmittel, Tabak)
- [2] Statistik Austria (2015b): Leistungs- und Strukturstatistik
- [3] Energieinstitut der Wirtschaft GmbH (2011a): Der effiziente Bäcker - Energiekennzahlen, Einsparpotentiale und Tipps.
- [4] Kommunalkredit Public Consulting GmbH (o.A.): Förderungsleitfaden für Bäckereien - Beratungsangebote und Investitionsförderungen im Rahmen der betrieblichen Umweltförderung
- [5] M. Blesl & A. Kessler (2013): Energieeffizienz in der Industrie, 1. Auflage, Springer-Verlag Berlin Heidelberg
- [6] Energieinstitut der Wirtschaft GmbH (2011b): Der effiziente Fleischer - Energiekennzahlen, Einsparpotentiale und Tipps.
- [7] Energieinstitut der Wirtschaft GmbH (2014): Effiziente Fleischerei.
- [8] Energie.ch ag (2011): Energieeffizienz in der Metzgerei; <http://www.energie.ch/metzgerei>; abgerufen am 20.10.2017 um 14:30 Uhr
- [9] Verband der Brauereien Österreich (2017): Statistische Daten über die österreichische Brauwirtschaft 1980-2016
- [10] Energieinstitut der Wirtschaft GmbH (2010): KMU-Initiative zur Energieeffizienzsteigerung Begleitstudie: Kennwerte zur Energieeffizienz in KMU
- [11] Statistik Austria (2016): Kuhmilcherzeugung und -verwendung 2016;
- [11] http://www.statistik.at/web_de/statistiken/wirtschaft/land_und_forstwirtschaft/viehbestand_tierische_erzeugung/milch/index.html; abgerufen am 20.10.2017 um

8 Literaturverzeichnis

- Arbeitsgemeinschaft Branchenenergiekonzept Papier (Hg.) (2008): Branchenleitfaden für die Papierindustrie. Duisburg,. Web: http://www.win.steiermark.at/cms/dokumente/11263987_52485981/46bc2b8a/Branchenleitfaden%20f%C3%BCr%20die%20Papierindustrie_.pdf, zuletzt geprüft am 01.12.2017.
- AMAG Austria Metall AG (Hg.) (2016): AMAG-Nachhaltigkeitsbericht 2015. Wertschöpfung durch Wertschätzung. Aluminium. Ranshofen.
- Amt der Steiermärkischen Landesregierung (2013): Solardachkataster Steiermark. Online verfügbar unter <http://www.gis.steiermark.at/cms/beitrag/11864478/73081691/>, zuletzt aktualisiert am 05/2013, zuletzt geprüft am 23.10.2017.
- Amt der Tiroler Landesregierung (Hg.) (2009): Statistisches Handbuch. Bundesland Tirol. Innsbruck.
- Amtsblatt der Europäischen Union (2009): Richtlinie 2009/29/EG des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Verbesserung und Ausweitung des Gemeinschaftssystems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten.
- Armaroli, Balzani (2011): Towards an electricity-powered world. *Energy & Environmental Science* 9/4, pp. 3193-3222.
- Ausfelder, Florian (Hg.) (2015): Diskussionspapier Elektrifizierung chemischer Prozesse. DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik. Frankfurt/Main: [s.n.].
- Ausfelder, Florian; Beilmann, Christian; Bertau, Martin; Bräuninger, Sigmar; Heinzl, Angelika; Hoer, Renate et al. (2015): Energiespeicherung als Element einer sicheren Energieversorgung. In: *Chemie Ingenieur Technik* 87 (1-2), S. 17–89. DOI: 10.1002/cite.201400183.
- Austrian Power Grid AG (Hg.) (2017): Netzentwicklungsplan 2017. für das Übertragungsnetz der Austrian Power Grid AG (APG). Planungszeitraum: 2018 - 2027. Wien.
- Austrian Power Grid AG (Hg.) (2018a): Erzeugung nach Typ. Online verfügbar unter <https://www.apg.at/de/markt/Markttransparenz/erzeugung/Erzeugung%20pro%20Typ>, zuletzt aktualisiert am 18.01.2018, zuletzt geprüft am 18.01.2018.
- Austrian Power Grid AG (Hg.) (2018b): Ist-Last. Online verfügbar unter <https://www.apg.at/de/markt/Markttransparenz/last/Ist-Last>, zuletzt aktualisiert am 18.01.2018, zuletzt geprüft am 18.01.2018.
- Austropapier (2017a): Branchenbericht 2016/17. Hg. v. Vereinigung der Österreichischen Papierindustrie. Wien. Web: http://www.austropapier.at/fileadmin/austropapier.at/dateiliste/Dokumente/Downloads/Jahresberichte/BB16_-_ganzer_Bericht__LowRes_.pdf, zuletzt geprüft am 01.12.2017.
- Austropapier (2017b): Über Papier. Papier im täglichen Leben. Hg. v. Vereinigung der Österreichischen Papierindustrie. Web: <http://www.austropapier.at/ueber-papier/>, zuletzt aktualisiert am 03.07.2017, zuletzt geprüft am 01.12.2017.

Bakhtiari, Bahador; Fradette, Louis; Legros, Robert; Paris, Jean (2010): Opportunities for the integration of absorption heat pumps in the pulp and paper process. In: Energy 35 (12), S. 4600–4606. DOI: 10.1016/j.energy.2010.03.047.

Bayerische Landesanstalt für Wald und Forstwirtschaft (Hg.) (2014): LWF-Merkblatt 12. Der Energieinhalt von Holz (12). Online verfügbar unter <http://www.lwf.bayern.de/mam/cms04/service/dateien/mb-12-energiegehalt-holz.pdf>, zuletzt geprüft am 19.10.2017.

Bayrisches Landesamt für Umweltschutz (Hg.) (2006): Klima schützen - Kosten senken. Energiesparen bei der Lackierung. Augsburg (5), zuletzt geprüft am 22.08.2017.

Berger, Helmut.; Eisenhut, Thomas; Polak, Sascha; Hinterberger, Robert (2011): Demand Response Potential of the Austrian industrial and commerce sector. Österreichische Begleitforschung zu Smart Grids. Hg. v. Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie. Wien, zuletzt geprüft am 01.10.2017.

Berglandmilch eGen (Hg.) (2014): Nachhaltigkeitsbericht 2014 Berglandmilch eGen. Mit Schärndinger lässt sich's leben. Wels, Aschbach-Markt.

Berufsgruppe Gießereindustrie (Hg.) (2016): Jahresbericht 2015. 1045 Wien, Wiedner Hauptstraße 63.

Biermayr, Peter; Dißauer, Christa; Eberl, Manuela; Enigl, Monika; Fechner, Hubert; Leonhartsberger, Kurt et al. (2017): Innovative Energietechnologien in Österreich Marktentwicklung 2016. Berichte aus Energie- und Umweltforschung 13/2017. Hg. v. Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie. Wien.

Biermayr, Peter; Eberl, Manuela; Enigl, Monika; Fechner, Hubert; Kristöfel, Christa; Leonhartsberger, Kurt et al. (2015): Innovative Energietechnologien in Österreich Marktentwicklung 2014. Biomasse, Photovoltaik, Solarthermie, Wärmepumpen und Wind. Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie. Wien.

Bischofsberger, Wolfgang (Hg.) (2005): Anaerobtechnik. 2., vollst. überarb. Aufl. Berlin: Springer. Online verfügbar unter <http://lib.myilibrary.com/detail.asp?id=62091>.

Blesl, Markus; Kessler, Alois (2013): Energieeffizienz in der Industrie. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.

BMW Motoren GmbH (Hg.) (2016): UMWELTERKLÄRUNG 2015/2016. BMW GROUP WERK STEYR.

BMWFw (2015): Energiestatus Österreich 2015. Entwicklung bis 2013.

BMWFw (2016): Energiestatus Österreich 2016. Web: https://www.bmwfw.gv.at/EnergieUndBergbau/Energiebericht/Documents/Energiestatus_2016_barrierefrei_Impressum.pdf (2017-08-24).

Borealis AG (2017a): Borealis Linz. Web: <http://www.borealisgroup.com/de-at/linz/>, zuletzt aktualisiert am 2017, zuletzt geprüft am 11.07.2017.

Borealis AG (2017b): Borealis Schwechat. Web: <http://www.borealisgroup.com/de-at/schwechat/>, zuletzt aktualisiert am 2017, zuletzt geprüft am 11.07.2017.

BRAU UNION ÖSTERREICH AKTIENGESELLSCHAFT (Hg.) (2015): Nachhaltigkeitsbericht 2015. Linz.

- Brauner, Günther (2016): Energiesysteme. Regenerativ und dezentral. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden.
- Brigl & Bergmeister GmbH (Hg.) (2017): Umweltdatenblatt B&B. Niklasdorf.
- Buchmann (2017): The Coordination Problem: A key challenge for Smart Grids. Blog-Eintrag, Web: <https://www.enerquire.com/blog/coordination-in-smart-grids-the-key-challenge-for-the-dso> (2017-12-21).
- Bundesanstalt für Agrarwirtschaft (Hg.): Rinderbestände auf Bezirksebene. Online verfügbar unter <https://www.agraroekonomik.at/index.php?id=regrinderbest>, zuletzt geprüft am 20.10.2017.
- Bundesforschungs- und Ausbildungszentrum für Wald, Naturgefahren und Landschaft (Hg.) (2011): BFW Praxis Information. Waldinventur 2007/09. Wien (24).
- Bundesforschungs- und Ausbildungszentrum für Wald, Naturgefahren und Landschaft (Hg.) (2017): Österreichische Waldinventur. Online verfügbar unter <http://bfw.ac.at/rz/wi.auswahl?cros=2>, zuletzt geprüft am 19.10.2017.
- Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft (Hg.) (2015): Abwasserkennzahlen. Online verfügbar unter <https://www.bmlfuw.gv.at/wasser/wasserqualitaet/abwasserreinigung/masseinheiten.html>, zuletzt geprüft am 20.10.2017.
- Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft (Hg.) (2016): Kommunales Abwasser. Österreichischer Bericht 2016. Wien.
- Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft (Hg.) (2017): Energie in Österreich. Zahlen, Daten, Fakten. Wien.
- CEPI (2013): The Two Team Project. Hg. v. Confederation of European Paper Industries. Brüssel.
- CONSENTEC Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH; Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen (Hg.) (2011): Bewertung der Flexibilitäten von Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen. Untersuchung im Auftrag des BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. Abschlussbericht. Aachen.
- Dehning, Patrick (Hg.) (2017): Steigerung der Energieeffizienz von Fabriken der Automobilproduktion. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden (AutoUni – Schriftenreihe).
- Dengel, Andreas; Groß, Bodo; Außendorf, Yasmin (2016): Thermische Nutzung von getrocknetem Gärrest.
- Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e.V. (2013): DAW-Regelwert. Arbeitsblatt DWA-A 216. Energiecheck und Energieanalyse - Instrumente zur Energieoptimierung von Abwasseranlagen. Hennef.
- DonauChemie AG (2017a): Elektrolyseprodukte. Web: <http://www.donau-chemie.com/Products---Solutions/BU-Chemie/Elektrolyseprodukte.aspx>, zuletzt aktualisiert am 2017, zuletzt geprüft am 17.07.2017.
- DonauChemie AG (2017b): Kalziumkarbid. Web: <http://www.donau-chemie.com/Products---Solutions/BU-Chemie/Kalziumkarbid.aspx>, zuletzt aktualisiert am 2017, zuletzt geprüft am 17.07.2017.

- DONG Energy (2017): Demand Response Management. Der Regelenergiemarkt ist die Zukunft. Jetzt Einsteigen und Flexibilitäten Vermarkten mit DRM Plus. Web: <http://www.dongenergy.de/de/unserangebot/demand-response-management/chemie>, zuletzt geprüft am 10.07.2017.
- DPx Fine Chemicals Austria (Hg.) (2015): DPx Fine Chemicals Austria (DFCA). Delivered. Umwelterklärung 2015. (inkl. Umweltsicherungsbericht für das Produktionsjahr 2014). Linz.
- Ecker, Alfred; Winter, Brigitte (2000): Stand der Technik bei Raffinerien im Hinblick auf die IPPC-Richtlinie. Wien: Umweltbundesamt (Monographien / Umweltbundesamt, 119). Web: <http://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/M119.pdf>.
- E-Control (2017): Stromkennzeichnung. Website: <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/oekoenergie/stromkennzeichnung> (2017-08-28).
- E-Control (Hg.) (2018): Bestandsstatistik. Kraftwerkspark: Engpassleistung nach Kraftwerkstypen zum 31. Dezember 2016. Online verfügbar unter <https://www.e-control.at/statistik/strom/bestandsstatistik>, zuletzt geprüft am 24.01.2018.
- Elektrizitätswerke Reutte AG (Hg.) (2018): Strom aus Wasserkraft natürlich... Online verfügbar unter <http://www.ewr-energie.com/unternehmen/stromerzeugung>, zuletzt geprüft am 18.01.2018.
- Energie-Control Austria (2016): Statistikbroschüre 2016. Web.: <https://www.e-control.at/documents/20903/388512/e-control-statistikbroschuere-2016.pdf/e11c5759-8bcf-4548-9c96-3df8b4a1284a> (2017-08-28).
- Energieinstitut der Wirtschaft GmbH (2011): Der effiziente Bäcker – Energiekennzahlen, Einsparpotenziale und Tipps. Web: https://www.wko.at/service/umwelt-energie/ee_baecker.pdf, zuletzt geprüft am 03.11.2017.
- Europäische Kommission (2011): Fahrplan für den Übergang zu einer wettbewerbsfähigen CO₂-armen Wirtschaft bis 2050. Europäische Kommission KOM(2011) 112 endgültig vom 08.03.2011.
- European Commission (2006): Reference Document on Best Available Techniques in the Food, Drink and Milk Industries. Web: http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/BREF/fdm_bref_0806.pdf, zuletzt geprüft am 28.11.2017.
- European Commission Joint Research Centre (2017): BAT Reference Document in the Large Volume Organic Chemical Industry - Final draft. Industrial emissions directive 2010/75/EU (integrated pollution prevention and control).
- European Commission Joint Research Centre (Hg.) (2007a): Reference Document on Best Available Techniques for the Manufacture of Large Volume Inorganic Chemicals. Solids and Others industry.
- European Commission Joint Research Centre (Hg.) (2007b): Reference Document on Best Available Techniques for the Manufacture of Large Volume Inorganic Chemicals - Ammonia, Acids and Fertilisers.
- European Commission Joint Research Centre (Hg.) (2007c): Reference Document on Best Available Techniques in the Ceramic Manufacturing Industry.
- European Commission Joint Research Centre (Hg.) (2013a): Best available techniques (BAT) reference document for iron and steel production. Unter Mitarbeit von Rainer Remus, Miguel A. Aguado Monsonet, Serge Roudier und Luis Delgado Sancho. Luxembourg (Scientific and technical research series).

European Commission Joint Research Centre (Hg.) (2013b): Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Production of Cement, Lime and Magnesium Oxide. Unter Mitarbeit von Frauke Schorcht, Ioanna Kourti, Bianca Maria Scalet, Serge Roudier und Luis Delgado Sancho (JRC Reference Report).

European Commission Joint Research Centre (Hg.) (2013c): Best available techniques (BAT) reference document for the manufacture of glass. Industrial emissions Directive 2010/75/EU: integrated pollution prevention and control. Unter Mitarbeit von Bianca Maria Scalet, Serge Roudier, Marcos Garcia Muñoz, Luis Delgado Sancho und Aivi Querol Sissa. Luxembourg (EUR (Luxembourg. Online)).

European Commission Joint Research Centre (Hg.) (2014): Best Available Techniques Reference Document for the Non-Ferrous Metals Industries. Final Draft.

European Commission Joint Research Centre (Hg.) (2015a): Best available techniques (BAT) reference document for the production of pulp, paper and board. Industrial emissions directive 2010/75/EU (integrated pollution prevention and control). Unter Mitarbeit von Michael Suhr, Gabriele Klein, Ioanna Kourti, Miguel Rodrigo Gonzalo, Germán Giner Santonja, Serge Roudier und Luis Delgado Sancho. Luxembourg (JRC science and policy reports).

European Commission Joint Research Centre (Hg.) (2015b): Best available techniques (BAT) reference document for the refining of mineral oil and gas industrial emissions. Industrial Emissions Directive 2010/75/EU (integrated pollution prevention and control). Unter Mitarbeit von Barthe Pascal, Michel Chaugny, Luis Delgado Sancho und Serge Roudier. Luxembourg (EUR, Scientific and technical research series).

evn naturkraft Erzeugungsgesellschaft m.b.H. (Hg.): Speicherkraftwerke. Online verfügbar unter <http://www.evn-naturkraft.at/Oekostrom/Wasser/Speicherkraftwerke.aspx>, zuletzt geprüft am 18.01.2018.

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) (Hg.): Faustzahlen. Online verfügbar unter <https://biogas.fnr.de/daten-und-fakten/faustzahlen/>, zuletzt geprüft am 20.10.2007.

Fachverband der Glasindustrie (Hg.) (2017): Jahresbericht 2016. WKO. Web: <https://www.wko.at/branchen/industrie/glasindustrie/jahresbericht-glasindustrie-2016.pdf>, zuletzt geprüft am 20.07.2017.

Fachverband der Maschinen- Metallwaren und Gießereiindustrie (Hg.) (2016): Die österreichische Maschinen- Metallwaren und Giessereiindustrie, Facts & Figures MMI. Druckzentrum WKO, Inhouse GmbH.

Fachverband der Stein- und keramischen Industrie (Hg.) (2017): GESCHÄFTSBERICHT 2016/17. Unter Mitarbeit von Andreas Pfeiler. Web: <https://www.wko.at/branchen/industrie/stein-keramische-industrie/jahresbericht-2017.pdf>, zuletzt geprüft am 21.07.2017.

Faninger, Gerhard (2013): Photovoltaik. Eine energische Erfolgsgeschichte. Energiegespräche. Technisches Museum Wien, 19.03.2013.

FCIO (2017): Produktübersicht. Hg. v. Fachverband der Chemischen Industrie Österreich (FCIO). Web: <http://www.fcio.at/Service.aspx?pubname=Produktkategorien>, zuletzt aktualisiert am 2017, zuletzt geprüft am 17.07.2017.

Fechner, Mayr, Schneider, Rennhofer, Peharz (2016): Technologie-Roadmap für Photovoltaik in Österreich. BMVIT Berichte aus Energie- und Umweltforschung 15/2016. Web: https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/edz_pdf/1615_technologie_roadmap_photovoltaik.pdf (2017-08-24).

Fleiter, Tobias; Fehrenbach, D. (2013): Papiergewerbe. In: Tobias Fleiter (Hg.): Energieverbrauch und CO₂-Emissionen industrieller Prozesstechnologien. Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente. Stuttgart: Fraunhofer-Verl. (ISI-Schriftenreihe „Innovationspotenziale“).

Forstliche Ausbildungsstätte Ossiach (Hg.): Planung der Waldbewirtschaftung. "Waldbewirtschaftung für Einsteiger" Modul 1. Zeitgemäße Waldwirtschaft Seite 145. Online verfügbar unter <http://www.fastossiach.at/images/pdf/Forsteinrichtung.pdf>, zuletzt geprüft am 19.10.2017.

Friedl und Moser (2015): Flex-Tarif: Entgelte und Bepreisung zur Steuerung von Lastflüssen im Stromnetz. EndkundInnen: Motivation, Akzeptanz und Verteilungseffekte. BMVIT Berichte aus Energie- und Umweltforschung 1h/2015.

Fuchs M., Zeller E., Joeppen A., Weilguni H., Kling H. (2013) Das Wasserkraftpotenzial Österreichs im Spannungsfeld von Umweltpolitik und Klimawandel. In: Heimerl S. (eds) Wasserkraftprojekte. Springer Vieweg, Wiesbaden.

Geofabrik GmbH; OpenStreetMap Contributors (Hg.) (2016): Download OpenStreetMap data for this region: Austria. Online verfügbar unter <http://download.geofabrik.de/europe/austria.html>, zuletzt geprüft am 29.01.2018.

Goers, Lindorfer, Moser (2010): Emissionszertifikate, Ökostromzertifikate, Energieeffizienz-zertifikate... warum ausgerechnet Zertifikate? Energie-Info 7/2010 des Energieinstituts an der Johannes Kepler Universität Linz vom 19.10.2010.

Groiss und Boxleitner (2012): 100% Regeneratives Österreich - Energie & Leistung. 12. Symposium Energieinnovation, 15.-17.2.2012, Graz/Austria. Web: https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2012/files/lf/LF_Groiss_1.pdf (2017-08-29).

Gruber, Karl Heinz (2013): Österreichs Wasserkraft in der Speicherwelt von morgen, 06.11.2013.

Gutschi, Christoph; Hütter, Daniel (2012): Demand Response: Potentials in Industry. EDRC Workshop. Institute for Electricity Economics and Energy Innovation, 16.02.2012. Web: https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2012/files/pr/PR_Gutschi_2.pdf, zuletzt geprüft am 21.08.2017.

Gutschi, Christoph; Stigler, Heinz (2008): Potenziale und Hemmnisse für Power Demand Side Management in Österreich. Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation. Graz (10. Symposium Energieinnovation, Technische Universität Graz).

Haider, Markus; Werner, Andreas (2014): Roadmap Industrie F&E-Fahrplan Energieeffizienz in der energieintensiven Industrie. Zement. Diskussionspapier/Überarbeitete Fassung, Hg. v. Klima- und Energiefonds der österreichischen Bundesregierung.

Hassan, A. (2013): Grundstoffchemie. In: Tobias Fleiter (Hg.): Energieverbrauch und CO₂-Emissionen industrieller Prozesstechnologien. Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente. Stuttgart: Fraunhofer-Verl. (ISI-Schriftenreihe „Innovationspotenziale“).

- Heimerl, Stephan (Hg.) (2013): Wasserkraftprojekte. Ausgewählte Beiträge aus der Fachzeitschrift WasserWirtschaft. Wiesbaden: Springer Vieweg. Online verfügbar unter <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-658-00996-0>.
- Himmel, Wilhelm (2007): Projekt Biogasanlagenmonitoring Steiermark. Biogas-ExpertInnen-Stammtisch. Amt der Steiermärkischen Landesregierung. Schloss Seggau b. Leibnitz, 2007.
- Holz Kahrs (2017): Gewicht von Holz. Web: <https://holz-kahrs.de/gewicht-von-holz/>, zuletzt geprüft am 05.07.2017.
- IG Windkraft (2014): Zusammenfassung des Publikationsberichts „Das realisierbare Windpotenzial Österreichs für 2020 und 2030.“
- IG Windkraft (2017): Windkraft in Österreich. Jahresanfangspressekonferenz. St. Pölten.
- Joint Research Centre: Institute for Energy and Transport (Hg.) (2012): Solar radiation and photovoltaic electricity potential country and regional maps for Europe. European Commission. Online verfügbar unter http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmmaps/eur_old.htm#AT, zuletzt aktualisiert am 10.02.2012, zuletzt geprüft am 31.10.2017.
- Jung, Holger; Hutter, Achim (2010): Energierückgewinnung in der Papierindustrie. PTS.
- Jungbunzlauer Suisse AG (2017): Products. Web: <http://www.jungbunzlauer.com/en/products.html>, zuletzt aktualisiert am 11.07.2017, zuletzt geprüft am 11.07.2017.
- Junge, Karsten (2002): Energiebedarf zur Ziegelherstellung. In: Ziegelindustrie International (4), S. 16–24. Web: http://six4.bauverlag.de/sixcms_4/sixcms_upload/media/1232/junge.pdf, zuletzt geprüft am 17.08.2017.
- Kahlert, Steffen; Spliethoff, Hartmut (2016): Flexibilitätspotential von industriellen KWK-GuD-Anlagen in Deutschland. Lehrstuhl für Energiesysteme, Technische Universität München. Graz (14. Symposium Energieinnovation, Technische Universität Graz), zuletzt geprüft am 22.08.2017.
- Kalt, Gerald; Kranzl, Lukas; Adensam, Heidelinde; Zawichowski, Matthias; Stürmer, Bernhard; Schmid, Erwin (2010): Energie der Zukunft: Strategien für eine nachhaltige Aktivierung landwirtschaftlicher Bioenergie-Potenziale (ALPot). Endbericht. Wien.
- Kaltschmitt, Martin; Hartmann, Hans; Hofbauer, Hermann (2016): Energie aus Biomasse. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.
- KELAG-Kärntner Elektrizitäts-Aktiengesellschaft (Hg.) (2018a): Alles zum Unternehmen. Online verfügbar unter <https://www.kelag.at/ueber-uns>, zuletzt geprüft am 18.01.2018.
- KELAG-Kärntner Elektrizitäts-Aktiengesellschaft (Hg.) (2018b): Pumpspeicherkraftwerke. Online verfügbar unter <https://www.kelag.at/pumpspeicherkraftwerke>, zuletzt geprüft am 18.01.2018.
- KELAG-Kärntner Elektrizitäts-Aktiengesellschaft (Hg.) (2018c): Speicherkraftwerke. Online verfügbar unter <https://www.kelag.at/speicherkraftwerke>, zuletzt geprüft am 18.01.2018.
- Kiss, Anton A.; Ferreira, Carlos Alberto Infante (2017): Heat pumps in chemical process industry. Boca Raton: Taylor & Francis Group, zuletzt geprüft am 22.08.2017.
- Klobasa, Marian (2007): Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten. Dissertation. Eidgenössische Technische Hochschule, Zürich.

Kollmann et al. (2015): LoadShift: Lastverschiebung in Haushalt, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur Potenzialanalyse für Smart Grids. BMVIT Berichte aus Energie- und Umweltforschung 7/2015. Web: <https://nachhaltigwirtschaften.at/de/e2050/publikationen/biblio/loadshift-lastverschiebung-in-haushalt-industrie-gewerbe-und-kommunaler-infrastruktur-potenzialanalyse-fuer-smart-grids.php> (2017-08-24).

Kollmann, A.; Schmidthaler, M.; Elbe, C.; Schmutzger, E.; Kraussler, A.; Steinmüller, H.; Frank, F.; Rebhandl, L. (2015): Loadshift. Lastverschiebung in Haushalt, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur Potenzialanalyse für Smart Grids. Berichte aus der Energie- und Umweltforschung, 7e.

Kranzl et al. (2008): Strategien zur optimalen Erschließung der Biomassepotenziale in Österreich bis zum Jahr 2050 mit dem Ziel einer maximalen Reduktion an Treibhausgasemissionen. Projektbericht, Wien, September 2008.

Kropik, Markus (2009): Produktionsleitsysteme in der Automobilfertigung. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag Berlin Heidelberg (VDI-Buch).

Krutzler, Thomas; Schindler, Ilse; Brandhuber, Doris; Frischenschlager, Helmut; Winter, Brigitte; Moser, Gertraud et al. (2008): Anlagenbericht 2007. Hg. v. Umweltbundesamt. Wien.

Laakirchen Papier AG (Hg.) (2015): Carbon Profile. Laakirchen.

Laakirchen Papier AG (Hg.) (2016): Paper Profile. Environmental product declaration for paper. Laakirchen.

Landesrechnungshof (Hg.) (2008): Planseegesellschaft mbH. Innsbruck. Online verfügbar unter https://www.tirol.gv.at/fileadmin/landtag/landesrechnungshof/downloads/berichte/2009/E2009_BE-0204-7_PlanseegesellschaftmbH.pdf, zuletzt geprüft am 18.01.2018.

Landwirtschaftliches Technologiezentrum Augustenberg (LTZ) (Hg.) (2008): Inhaltsstoffe von Gärprodukten und Möglichkeiten zu ihrer geordneten pflanzenbaulichen Verwertung. Projektbericht 2008.

Langrock, Thomas; Achner, Sigggi; Jungbluth, Christian; Marambio, Constanze; Michels, Armin; Weinhard, Paul et al. (2015): Potentiale regelbarer Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien. Hg. v. Umweltbundesamt. Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Trianel GmbH. Dessau-Roßlau (CLIMATE CHANGE - Umweltforschungsplan des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, 19/2015).

Lauermann, Michael; Hartl, Michael; Windholz, Bernd; Puskas, Stefan; Saldsieder, Dirk; Thek, Bernhard; Aigner, Siegfried (2017): Industrielle Trocknung mit Kompressionswärmepumpen - Ein numerischer Vergleich von zwei hydraulischen Einbindungsvarianten an einem konkreten Beispiel. Wien (10. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien). Web: https://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/events/iewt/iewt2017/html/files/fullpapers/232_Lauermann_fullpaper_2017-02-17_09-46.pdf, zuletzt geprüft am 22.08.2017.

Lechtenböhrer, Stefan; Nilsson, Lars J.; Åhman, Max; Schneider, Clemens (2016): Decarbonising the energy intensive basic materials industry through electrification – Implications for future EU electricity demand. In: Energy 115, S. 1623–1631. DOI: 10.1016/j.energy.2016.07.110.

Lenzing AG (2017): Lenzing Gruppe. Aktivitäten. Web: <http://www.lenzing.com/lenzing-gruppe/aktivitaeten.html>, zuletzt aktualisiert am 2017, zuletzt geprüft am 11.07.2017.

Lenzing Aktiengesellschaft (Hg.) (2012): FOKUS Nachhaltigkeit. Nachhaltigkeit in der Lenzing Gruppe. Lenzing.

Lenzing Aktiengesellschaft (Hg.) (2016): Innovation für eine Zukunft im Gleichgewicht. People - Planet - Profit. Nachhaltigkeitsbericht 2016 Lenzing Gruppe. Lenzing.

Lesky, Sarah (2014): Energetische Bestandsanalyse und Entwicklung von Energiekennzahlen in Gießerei- und Maschinenbaubetrieben. Eine Untersuchung im Rahmen der Implementierung eines Energiemanagementsystems in der Maschinenfabrik Liezen und Gießerei GesmbH. Masterarbeit. Universität Graz, Graz. Institut für Umweltsystemwissenschaften, Innovations- und Nachhaltigkeitsforschung.

LINZ AG (Hg.): Biomassekraftwerk. Online verfügbar unter <http://www.linzag.at/portal/portal/linzag/linzag/linzstrom/kraftwerke/linzmittebiomasse>, zuletzt geprüft am 19.10.2017.

Magna Steyr AG & Co KG (Hg.) (2016): see the big picture. AKTUALISierter PERFORMANCE REPORT MIT INTEGRIERTER UMWELTERKLÄRUNG 2016. Graz.

Maier, Begluk, Gawlik, Heimberger (2016): Analyse der Netzstrukturen, der Anforderungen für die Koppelpunkte und des zukünftigen Wärmebedarfs in österreichischen Gebäuden. OPEN HEAT GRID Endberichtsteil 3 / 8.

MAN Truck & Bus Österreich AG (Hg.) (2015): Umwelterklärung 2015. MAN Truck & Bus Österreich AG Standort Steyr. Steyr.

Markowz, Georg (2014): Power-to-Chemistry. Strom speichern im industriellen Maßstab. Evonik Industries. Innovationskongress Berlin, 07.05.2014, zuletzt geprüft am 30.05.2017.

Mauschitz, Gerd (2017): Emissionen aus Anlagen der österreichischen Zementindustrie. Berichtsjahr 2016. Wien.

Mayr-Melnhof Karton Gesellschaft m.b.H. Werk Frohnleiten (Hg.) (2016): Umwelterklärung 2016. Werk Frohnleiten. Frohnleiten.

Mayr-Melnhof Karton Gesellschaft m.b.H. Werk Hirschwang (Hg.) (2016): Umwelterklärung 2016. Betrachtungszeitraum: Kalenderjahr 2015. Reichenau.

McKinsey (2007): Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland. Eine Studie von McKinsey & Company, Inc., erstellt im Auftrag von „BDI initiativ – Wirtschaft für Klimaschutz“.

Montanwerke Brixlegg AG (Hg.) (2013): Nachhaltigkeitsbericht 2012. Brixlegg.

Moser (2013): Energieeffizienz-Verpflichtungen für Energieversorger – Optimierung eines österreichischen Verpflichtungssystems der endkundenseitigen Maßnahmensetzung. In: Priewasser, Steinmüller (Hrsg.): Energie- und Ressourcenmanagement, Band 1, NWV Verlag.

Moser, Leitner, Steinmüller (2014): F&E-Fahrplan Energieeffizienz in der energieintensiven Industrie. Eine Studie erstellt im Auftrag des Klima- und Energiefonds. Wien, November 2014.

- Moser (2015): Der unumgängliche Wandel von Energieversorgern zu Energiedienstleistern. In: Steinmüller, Hauer, Schneider (Hrsg.): Jahrbuch Energiewirtschaft 2015. Neuer Wissenschaftlicher Verlag.
- Moser et al. (2015): Flex-Tarif: Entgelte und Bepreisung zur Steuerung von Lastflüssen im Stromnetz. Abgeleitete Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen. BMVIT Berichte aus Energie- und Umweltforschung 1i/2015. Web: <https://nachhaltigwirtschaften.at/de/e2050/publikationen/biblio/flex-tarif-entgelte-und-bepreisung-zur-steuerung-von-lastfluessen-im-stromnetz.php> (2017-08-25).
- Moser und Muggenhumer (2015): Die Rolle der Ladeinfrastruktur bei der Erzielung der Energieeinsparung durch elektrisches Fahren. Bericht, Studie im Auftrag von Österreichs Energie, November 2015.
- Moser (2016): Marktdesign-bedingte, gesetzliche und regulatorische Barrieren sowie hemmende technische Standards für die Etablierung eines Hybridnetzes. OPEN HEAT GRID Endberichtsteil 5 / 8.
- Moser, Bieser, de Bruyn, Spelic, Wedler (2016): Smart Innovative Energy Services. Analyse von Anforderungen smarter Energiedienstleistungen. BMVIT Berichte aus Energie- und Umweltforschung 30/2016. Web: <https://nachhaltigwirtschaften.at/de/e2050/publikationen/smart-innovative-energy-services.php> (2017-08-29).
- Moser, Tichler, et al. (2017): „FutureDHSystem Linz“ - Sondierung neuer Konzepte für zukünftige Energietransformationen im Linzer Wärmesystem. Endbericht, Mai 2017.
- Norske Skog Bruck GmbH (Hg.) (2013a): Daten & Fakten 2012. Bruck an der Mur.
- Norske Skog Bruck GmbH (Hg.) (2013b): Orientierung. Im Zeichen der Nachhaltigkeit. Bruck an der Mur.
- Nufarm GmbH & Co KG (Hg.) (2012): Gesundheits-, Sicherheits- und Umweltbericht 2012. Linz, Österreich. Die Nufarm GmbH & Co produziert Pflanzenschutzmittel. Linz.
- Obernberger, Ingwald; Thonhofer, Peter; Reisenhofer, Erwin (2002): Description and evaluation of the new 1,000 kWel Organic Rankine Cycle process integrated in the biomass CHP plant in Lienz, Austria. In: Euroheat & Power, Volume (10).
- Oesterreichs Energie (Hg.) (2017): Aktuelle Kraftwerksprojekte. Stand 2/2017.
- OMV (2016): Fließschema. Raffinerie Schwechat. Schwechat. Web: https://www.omv.at/SecurityServlet/secure?cid=1255754086633&lang=de&swa_id=1180140600831.003&swa_site=, zuletzt geprüft am 01.12.2017.
- OMV (2017): Raffinerie Schwechat. Anlagen & Verfahren. Web: http://www.omv.at/portal/01/at/omv_at/Privatkunden/Ueber_OMV/OMV_in_Oesterreich/Raffinerie_Schwechat/Anlagen_und_Verfahren, zuletzt geprüft am 11.07.2017.
- Österreichische Emissionshandelsregisterstelle (Hg.): Nationale Zuteilung. Umweltbundesamt GmbH. Online verfügbar unter http://www.emissionshandelsregister.at/ms/emissionshandelsregister/de/ehr_anlagen/ehr_anlagen_zuteilungen/, zuletzt geprüft am 05.08.2017.
- Österreichischen Emissionshandelsregisterstelle (2017): Nationale Zuteilungen. Umweltbundesamt. Web:

http://www.emissionshandelsregister.at/ms/emissionshandelsregister/de/ehr_anlagen/ehr_anlagen_zuteilungen/, zuletzt aktualisiert am 2017, zuletzt geprüft am 11.07.2017.

Österreichischer Biomasseverband (Hg.) (2015): Basisdaten Bioenergie 2015. 6. Aufl. Wien.

Ouden, Lintmeijer, Aken, Afman, Croezen, van Lieshout, Klop, Waggeveld, Grift (2017): Electrification in the Dutch process industry. In-depth study of promising transition pathways and innovation opportunities for electrification in the Dutch process industry. Im Auftrag von Netherlands Enterprise Agency (RVO) und Top Consortia for Knowledge and Innovation (TKI) Energy and Industry. Bericht, 8. February 2017.

Pindyck R., Rubinfeld D. (2009): Mikroökonomie. 7. Auflage. 2009 Pearson Studium.

Pöyry Energie GmbH (2008): Wasserkraftpotentialstudie Österreich. Kurzfassung. im Auftrag von VEÖ, BMWA, E-Control, Kleinwasserkraft Österreich und VÖEW. Online verfügbar unter http://www.kleinwasserkraft.at/sites/default/files/050508_p_yry_wasserkraftpotentialstudie_kurzfassung.pdf, zuletzt geprüft am 05.08.2017.

Pulm, Peter; Raupenstrauch, Harald (2014a): Roadmap Industrie F&E Fahrplan Energieeffizienz in der energieintensiven Industrie. Energieeffizienz in der Eisen- und Stahlindustrie. Diskussionspapier. Hg. v. Klima- und Energiefonds der österreichischen Bundesregierung.

Pulm, Peter; Raupenstrauch, Harald (2014b): Roadmap Industrie F&E-Fahrplan Energieeffizienz in der energieintensiven Industrie. Energieeffizienz in der Nichteisenmetall-Industrie. Diskussionspapier. Hg. v. Klima- und Energiefonds der österreichischen Bundesregierung.

Radgen, Peter (Hg.) (2002): Market study for improving energy efficiency for fans. [final report july 2001]. Stuttgart: Fraunhofer IRB Verl.

Rausen, Thomas; Kern, Michael (2016): Optimale Aufbereitung von Gärresten aus der Bioabfallbehandlung. Ein Leitfaden. Hg. v. Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg. Stuttgart.

Reichl, Schmidthaler, Schneider (2013): The value of supply security: The costs of power outages to Austrian households, firms and the public sector. Energy Economics 36, 2013, pp. 256-261.

Reitze, F.; Jochem, Eberhard (2013): Verarbeitung von Steinen und Erden. In: Tobias Fleiter (Hg.): Energieverbrauch und CO₂-Emissionen industrieller Prozesstechnologien. Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente. Stuttgart: Fraunhofer-Verl. (ISI-Schriftenreihe „Innovationspotenziale“).

Resch, Gustav; Burgholzer, Bettina; Totschnig, Gerhard; Haas, Reinhard (2017): Stromzukunft Österreich 2030. Analyse der Erfordernisse und Konsequenzen eines ambitionierten Ausbaus erneuerbarer Energien. TU Wien, Energy Economics Group. Wien. Online verfügbar unter <https://www.igwindkraft.at/mmedia/download/2017.07.11/1499777595234212.pdf>, zuletzt geprüft am 06.08.2017.

Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation (Hg.) (2018): Unsere Kraftwerke. Online verfügbar unter <https://www.salzburg-ag.at/erzeugung/unsere-kraftwerke/>, zuletzt geprüft am 18.01.2018.

Salzer Papier GmbH (Hg.) (2015): Carbon Footprint. Online verfügbar unter <http://www.salzer.at/unternehmen/carbon-footprint/>, zuletzt geprüft am 24.02.2017.

- Sandoz GmbH (Hg.) (2016): NACHHALTIGKEITSBERICHT 2016. MIT INTEGRIERTER UMWELTERKLÄRUNG. SANDOZ GMBH FÜR DIE STANDORTE KUNDL UND SCHAFTENAU. Kundl.
- Sappi Austria Produktions-GmbH & Co.KG (Hg.) (2015): Sappi Gratkorn Umwelterklärung 2015. Gratkorn.
- Saygin, Deger; Patel, Martin K.; Tam, Cecilia; Gielen, Dolf (2009): Chemical and Petrochemical Sector - Potential of best practice technology and other measures for improving energy efficiency. Hg. v. OECD und IEA.
- Schmidthaler, Michael; Elbe, Christian; Kollmann, Andrea; Kraussler, Alois; Steinmüller, Horst; Frank, Fabian et al. (2014): Loadshift. Lastverschiebung in der Industrie. Projektbericht 4/9.
- Schweighofer Fiber GmbH (Hg.) (2016): 125 Jahre im Zeichen der Umwelt. Umwelterklärung 2016. Hallein.
- Smurfit Kappa Group plc (Hg.) (2016): Sustainability in every fibre. Sustainable Development Report 2015. Dublin.
- SONNENTOR Kräuterhandelsgesellschaft mbH (Hg.) (2015): Nachhaltigkeits- und Gemeinwohl-Bericht 2015. Zwettl.
- Stanzer, Gregori; Novak, Stephanie; Dumke, Hartmut; Plha, Stefan; Schaffer, Hannes; Breinesberger, Josef et al. (2010): REGIO Energy. Regionale Szenarien erneuerbarer Energiepotenziale in den Jahren 2012/2020. Wien, St. Pölten. Online verfügbar unter http://regioenergy.oir.at/sites/regioenergy.oir.at/files/uploads/pdf/REGIO-Energy_Endbericht_201013_korr_Strom_Waerme.pdf, zuletzt geprüft am 12.01.2018.
- Starcevic, Nikica; Martinov, Milan; Kratzeisen, Martin; Maurer, Claudia; Müller, Joachim (2009): Emissionen bei der Verbrennung von Gärresten aus Biogasanlagen. In: Landtechnik 64 (2), S. 92–94.
- STATISTA (2017a): Österreich – Betriebe in der Stahlindustrie in den Jahren 1995 bis 2015 | Statistik. Web: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/320013/umfrage/anzahl-der-betriebe-in-der-oesterreichischen-stahlindustrie/>.
- STATISTA (2017b): Österreich - Energieverbrauch im Maschinenbau 2016 | Statistik. Web: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/321416/umfrage/energieverbrauch-des-maschinenbaus-in-oesterreich/>.
- STATISTA (2017c): Österreich - Energieverbrauch der NE-Metallindustrie 2016 | Statistik. Web: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/320775/umfrage/energieverbrauch-der-ne-metallindustrie-in-oesterreich/>.
- Statista.com (2017d): Anzahl der Wind-Volllaststunden nach typischen Standorten für Windenergieanlagen in Deutschland (in Stunden pro Jahr). Web: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/224720/umfrage/wind-volllaststunden-nach-standorten-fuer-wea/> (2017-08-17).
- Statistik Austria (Hg.) (2011): Arbeitsstättenzählung 2011. Online verfügbar unter http://www.statistik.at/web_de/statistiken/wirtschaft/unternehmen_arbeitsstaetten/arbeitsstaetten_ab_az_2011/index.html, zuletzt geprüft am 18.01.2018.
- Statistik Austria (Hg.) (2012): Agrarstrukturerhebung 2010. Betriebsstruktur. Schnellbericht 1.17. Wien.

Statistik Austria (Hg.) (2015): Standard-Dokumentation Metainformationen (Definitionen, Erläuterungen, Methoden, Qualität). Registerzählung 2011. Wien.

Statistik Austria (2016): Energetischer Endverbrauch 2015 nach Energieträgern und Nutzenergiekategorien für Österreich. Energiestatistik: Energiebilanzen Österreich 1970 bis 2015, Stand 15.12.2016. Erstellt am 15.12.2016. – Aufgliederung nach der Struktur der Nutzenergieanalyse 2010. Web:

http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/energie_und_umwelt/energie/nutzenergieanalyse/022719.html (2017-08-17).

Statistik AUSTRIA (2016): Nutzenergieanalyse. Energetischer Endverbrauch 2015 nach Energieträgern und Nutzenergiekategorien für Österreich (Detailinformation). 2015 - Nutzenergiekategorien. Web: https://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/energie_und_umwelt/energie/nutzenergieanalyse/index.html, zuletzt aktualisiert am 15.12.2017, zuletzt geprüft am 21.12.2017.

Statistik Austria (Hg.) (2016a): Energiebilanzen. Online verfügbar unter http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/energie_und_umwelt/energie/energiebilanzen/index.html, zuletzt geprüft am 05.12.2017.

Statistik Austria (Hg.) (2016b): Standard-Dokumentation Metainformationen (Definitionen, Erläuterungen, Methoden, Qualität). Energiebilanzen für Österreich und die Bundesländer ab 1970 (Österreich) 1988 (Bundesländer). Wiesbaden.

Statistik AUSTRIA (2017): Leistungs- und Strukturdaten. Hauptergebnisse 2015. Web: https://www.statistik.at/web_de/statistiken/wirtschaft/handel_und_dienstleistungen/leistungs_und_strukturdaten/index.html, zuletzt aktualisiert am 31.10.2017, zuletzt geprüft am 28.12.2017.

Statistik Austria (Hg.) (2017a): Nutzenergieanalyse (NEA). Online verfügbar unter http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/energie_und_umwelt/energie/nutzenergieanalyse/index.html, zuletzt geprüft am 18.01.2018.

Statistik Austria (Hg.) (2017b): Viehbestand. Online verfügbar unter http://www.statistik.at/web_de/statistiken/wirtschaft/land_und_forstwirtschaft/viehbestand_tierische_erzeugung/viehbestand/index.html, zuletzt aktualisiert am 20.10.2017.

Steinmüller et al. (2016): Smart Exergy Leoben. Exergetische Optimierung der Energieflüsse für eine smarte Industriestadt Leoben. Publizierbarer Endbericht.

Sterner und Stadler (2014): Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration. Springer Vieweg. ISBN 978-3-642-37379-4.

Stigler, Heinz (2013): EDRC - European Demand Response Center. PART 4: Potential allocation and simulation of possible impacts in Austria (Graz University of Technology). Unter Mitarbeit von Daniel Hütter, Andreas Schüppel, Christoph Gutschi und Christoph Huber. Technische Universität Graz.

Streicher et al. (2010): Energieautarkie für Österreich 2050. Endbericht. Dezember 2010. Web: <https://www.klimafonds.gv.at/assets/Uploads/Studien/Energieautarkie205012pt20110308Final.pdf> (2017-08-17).

Streicher, Wolfgang; Schnitzer, Hans; Titz, Michaela; Tatzber, Florian; Heimrath, Richard; Wetz, Ina et al. (2010): Energieautarkie für Österreich 2050. Feasibility Study. Endbericht.

- Synthesa Chemie Gesellschaft m.b.H. (Hg.) (2016): Umwelterklärung 2015. (Berichtsjahr 2014). Perg.
- Thalhammer W. und Gernot Stöglehner G. (2015): ÖROK-Schriftenreihe Nr. 192 – ÖREK-Partnerschaft „Energieraumplanung“, <http://www.oerok-projekt Datenbank.at/OEROK-bestelltool/go/DateiUpload/uploads/pub9/kurzfassungDE.pdf>, 20.12.2017
- TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG (Hg.): Kraftwerkspark. Unsere Kraftwerke im Überblick. Online verfügbar unter <https://www.tiwag.at/ueber-die-tiwag/kraftwerke/bestehende-kraftwerke/kraftwerkspark/>, zuletzt geprüft am 18.01.2018.
- Toro, F.; Jochem, Eberhard (2013): Glas und Keramik. In: Tobias Fleiter (Hg.): Energieverbrauch und CO₂-Emissionen industrieller Prozesstechnologien. Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente. Stuttgart: Fraunhofer-Verl. (ISI-Schriftenreihe „Innovationspotenziale“).
- UmweltDialog (2016): Gewaltiges Standortpotenzial für Pumpspeicher-Kraftwerke. Online-Artikel vom 21.05.2016. Web: <http://www.umweltdialog.de/de/wirtschaft/branchen/2016/Gewaltiges-Standort-Potenzial-fuer-Pumpspeicher-Kraftwerke.php> (2017-08-29).
- Varian (1995, S. 531ff): Grundzüge der Mikroökonomik. 3. Auflage, Oldenbourg Verlag.
- VERBUND AG (Hg.) (2016): Europas modernstes Pumpspeicherkraftwerk Reißeck II ist am Netz. Online verfügbar unter <https://www.verbund.com/de-at/ueber-verbund/news-presse/presse/2016/10/07/reisseck2>, zuletzt aktualisiert am 07.10.2016, zuletzt geprüft am 18.01.2018.
- VERBUND AG (Hg.) (2018a): Kurvenreiche Strecke mit Aussicht in die Zillertaler Bergwelt. Online verfügbar unter <https://www.verbund.com/de-at/ueber-verbund/besucherzentren/schlegeis>, zuletzt geprüft am 18.01.2018.
- VERBUND AG (Hg.) (2018b): Unsere Kraftwerke. Online verfügbar unter <https://www.verbund.com/de-at/ueber-verbund/kraftwerke/unsere-kraftwerke>, zuletzt geprüft am 18.01.2018.
- Verein „OpenStreetMap Austria“ (Hg.) (2018): OpenStreetMap Österreich. Die Plattform für Informationen zu OpenStreetMap in Österreich. Online verfügbar unter <https://openstreetmap.at/>, zuletzt geprüft am 29.01.2018.
- Vereinigung der Österreichischen Zementindustrie (VÖZ) (Hg.) (2017): ZEMENT SCHAFFT WERTE. Nachhaltigkeitsbericht 2016 der österreichischen Zementindustrie. Wien.
- voestalpine Schienen GmbH (Hg.) (2016): Umwelterklärung 2016. voestalpine Schienen. Leoben.
- voestalpine Stahl Donawitz GmbH (Hg.) (2016): Auftrag Zukunft. Lösungen für Morgen. Umwelterklärung 2016. Leoben.
- voestalpine Stahl GmbH (Hg.) (2016): Umwelterklärung 2016. Konsolidierte Umwelterklärung für die Standorte Linz und Steyring. voestalpine Stahl GmbH, voestalpine Grobblech GmbH, voestalpine Giesserei Linz GmbH, voestalpine Steel & Service Center GmbH, voestalpine Standortservice GmbH, Logistik Service GmbH, Cargo Service GmbH, voestalpine Europlatinen GmbH. Linz.
- voestalpine Stahl GmbH Kalkwerk Steyring (Hg.) (2013): Mehr als nur Kalk. Kalkwerk Steyring. Steyring.

- voestalpine Tubulars GmbH & Co KG (Hg.) (2016): Umwelterklärung 2016. voestalpine Tubulars KINDBERG. Kindberg.
- voestalpine VAE GmbH; voestalpine Weichensysteme GmbH; voestalpine SIGNALING Zeltweg GmbH (Hg.) (2015): Umwelterklärung 2015. Standort Zeltweg Umweltschutz. Klimaschutz. Gesundheitsschutz. Arbeitnehmerschutz. CRS. Zeltweg.
- voestalpine Wire Austria GmbH; voestalpine Wire Rod Austria GmbH (Hg.) (2014): Umwelterklärung 2014. Bruck an der Mur.
- Voestalpine.com (2016): voestalpine und VERBUND starten strategische Kooperationsprojekte. Presseaussendung vom 27. Juli 2016. Web: <http://www.voestalpine.com/group/de/media/presseaussendungen/2016-07-27-voestalpine-und-verbund-starten-strategische-kooperationsprojekte-00001/> (2017-08-17).
- Vorarlberger Illwerke AG (Hg.) (2016a): Kraftwerke. Online verfügbar unter <https://www.illwerke.at/kraftwerke-ueberblick.htm>, zuletzt geprüft am 18.01.2018.
- Vorarlberger Illwerke AG (Hg.) (2016b): Speicherseen. Online verfügbar unter <https://www.illwerke.at/speicherseen-uebersicht.htm>, zuletzt geprüft am 18.01.2018.
- Vorarlberger Kraftwerke AG (Hg.) (2016): Kraftwerk Langenegg. Online verfügbar unter <https://www.vkw.at/kw-langenegg-unternehmen.htm>, zuletzt geprüft am 18.01.2018.
- Wien Energie GmbH | Wien Energie Vertrieb GmbH & Co KG (Hg.) (2017): Biomassekraftwerk Simmering. Online verfügbar unter <https://www.wienenergie.at/eportal3/ep/channelView.do?channelId=-48494>, zuletzt aktualisiert am 19.10.2017.
- Wikipedia (Hg.) (2017): Wasserkraftwerke im Zillertal. Online verfügbar unter https://de.wikipedia.org/wiki/Wasserkraftwerke_im_Zillertal, zuletzt aktualisiert am 18.01.2017, zuletzt geprüft am 18.01.2018.
- Wikipedia (Hg.) (2018): Stausee Ottenstein. Online verfügbar unter https://de.wikipedia.org/wiki/Stausee_Ottenstein, zuletzt aktualisiert am 06.01.2018, zuletzt geprüft am 18.01.2018.
- Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA : chemanager-online.com - Chemie und Life Science. Online verfügbar unter <http://www.chemanager-online.com/>.
- Wilk, Heinrich; Pointner, Stefan (2010): 1 MW Photovoltaikkraftwerk Oberösterreich. 11. Symposium Energieinnovation. Linz. Online verfügbar unter https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2010/files/pr/PR_Wilk.pdf, zuletzt geprüft am 06.08.2017.
- Winkelmeier, Hans; Krenn, Andreas; Zimmer, Florian (2014): Das realisierbare Windpotential Österreichs für 2020 und 2030. Follow-Up Studie zum Projekt "Windatlas und Windpotentialstudie Österreich". Friedburg. Online verfügbar unter http://www.windatlas.at/downloads/Follow_Up_Bericht_2014.pdf, zuletzt geprüft am 06.08.2017.
- Wolf, Stefan; Blesl, Markus; Voß, A.; Fahl, U. (2014): Analyse des Potenzials von Industriewärmepumpen in Deutschland. Hg. v. Universität Stuttgart. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung.

Zach, Karl Anton; Auer, Hans; Lettner, Georg; Weiß, Thomas (2014): Abschätzung des zukünftigen Energiespeicherbedarfs in Österreich und Deutschland zur Integration variabler erneuerbarer Stromerzeugung. Symposium Energieinnovation 2014. Graz, 12.02.2014.

Zement+Beton handels- und Werbeges.m.b.h (Hg.) (2012): Zementerzeugung in Österreich. Online verfügbar unter http://www.zement.at/downloads/zement_broschuere_web.pdf.

Zeng, Thomas; Büchner, Daniel; Bischoff, Jens; Schneider, Andreas (2012): Beurteilung der thermischen Nutzung von Biomassepellets aus Gärresten. Hg. v. Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ). Leipzig.

Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG) (Hg.): Jahresrückblick. Monatsniederschlagssummen für 2016. Innsbruck-Universität. Online verfügbar unter <https://www.zamg.ac.at/cms/de/klima/klima-aktuell/jahresrueckblick/niederschlagssummen?monat=GJ&x=2&y=4&jahr=2016>, zuletzt geprüft am 19.01.2018.

Zotter Schokoladen Manufaktur GmbH (Hg.) (2017): UNSERE UMWELT. Riegersburg.