

Systemeffizienz der regenerativen Energieversorgung

em. Univ.-Prof. Dr. Günther BRAUNER

Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe
Gusshausstrasse 25/370-1, 1040 Wien, T.: 0043 1 58801 370101, F.: 0043 1 58801 370199
guenther.brauner@tuwien.ac.at

Kurzfassung: Die langfristigen Szenarien der überwiegend regenerativen Energieversorgung sind durch die wirtschaftlich und ökologisch verträglichen Potenziale begrenzt. In Europa, Österreich und Deutschland entsprechen diese Potenziale ungefähr nur 40 % des heutigen Endenergiebedarfs. Effizienz und Suffizienz sind daher notwendig. Der optimale Erzeugungsmix mit höchster Deckungsrate besteht zu 75 % aus Windenergie und zu 25 % aus Photovoltaik. Der Ausbau von zentralen und dezentralen Speicherkapazitäten ist für eine hohe Deckungsrate erforderlich.

Keywords: renewable energy supply, analysis, Europe, efficiency

1 Potenzialanalyse der regenerativen Energieversorgung in Österreich, Deutschland und EU-28

Die fossil orientierte Elektrizitätsversorgung war erzeugungsorientiert und die Erzeugungskapazitäten wurden entsprechend der Laststeigerung geplant und gebaut. Die zukünftige regenerative orientierte Energieversorgung ist von den wirtschaftlich und ökologisch realisierbaren Potenzialen abhängig. Der Bedarf muss daher an die realisierbaren Potenziale angepasst werden. In einer Metaanalyse wurden neuere Studien der regenerativen Potenziale für Österreich, Deutschland und die EU-28 analysiert. Dabei wurden die theoretischen Potenzialen nach wirtschaftlichen und ökologischen Kriterien reduziert, die sowohl allgemein leistbar als auch umweltverträglich realisierbar sind. Die Analyse ergibt, dass die realisierbaren Potenziale nur ungefähr den doppelten heutigen Elektrizitätsbedarf oder nur 40 Prozent des heutigen Endenergiebedarfs ausmachen. Tabelle 1 zeigt einen Vergleich der regenerativen Energieversorgung im Jahr 2016 und 2050.

TWh/a	Österreich		Deutschland		EU-28	
	2016	2050	2016	2050	2016	2050
Wasserkraft	39,3	42	20,6	22	340	500
Windenergie onshore	5,2	20	66,3	400	237	2.000
Windenergie offshore	-	-	12,3	200	47	700
Photovoltaik	0,5	30	38,1	250	102	1.500
Biomasse	2,5	20	50,8	60	169	300
Geothermie	0	0	0,16	20		60
Erneuerbare Elektrizität (EE)	47,5	112	188,2	952	895	5.060
<i>Endelektrizitätsbedarf</i>	68	140	611	1.200	3.070	6.200
% EE von Endelektrizitätsbedarf	70 %	80 %	31 %	79 %	29,2 %	82 %

Tabelle 1 Potenzial der Erneuerbaren Elektrizität bis 2050 [1]

Österreich hat Wasserkraftpotenziale [2], die insbesondere, bedingt durch die europäische Wasserrahmenrichtlinie, nur begrenzt ausbaubar sind. In Österreich ist auch im Jahr 2050 die Wasserkraft die dominierende regenerative Erzeugungstechnologie. Für eine überwiegend regenerative Elektrizitätsversorgung muss die Windenergie auf 20 TWh/a ausgebaut werden

und die Photovoltaik (PV) 30 TWh/a. Hierfür müssen etwa 90 % der Dachflächen mit gutem Solarpotenzial genutzt werden. Insgesamt kann Österreich damit im Jahr 2050 ein regeneratives Potenzial von 112 TWh/a erschließen, das dann 80 % des zukünftigen durch Effizienzmaßnahmen verminderten Bedarfs darstellt. Die Erzeugungslücke von 20 %, bedingt durch „Dunkelflauten“ muss durch effiziente Gaskraftwerke (GuD) gedeckt werden.

In Deutschland wird bis zum Jahr 2050 die Windenergie *onshore* und *offshore* die dominierende regenerative Erzeugung. Auch hier ist eine Erzeugungslücke von 21 % durch Gaskraftwerke zu schließen. In der EU-28 hat ebenfalls die Windenergie den größten Anteil. Die Potenziale von Wasserkraft und Photovoltaik sind ebenfalls signifikant.

Abb. 1 zeigt den Entwicklungspfad der regenerativen Energieversorgung bis zum Jahr 2050. Hierbei muss fossile Energie längerfristig durch regenerativ gewonnene Elektrizität aus Wasserkraft, Windenergie und Photovoltaik ersetzt werden. Dabei bleibt im Jahr 2050 eine Erzeugungslücke von etwa 20 % (relativ 2050) bestehen. Ursache hierfür ist, dass für eine regenerative Vollversorgung große Speicherkapazitäten erforderlich sind, die jahreszeitliche regenerative Mindererzeugungsperioden überbrücken muss. Derartige große Speicherkapazitäten sind aber weder wirtschaftlich noch ökologisch darstellbar.

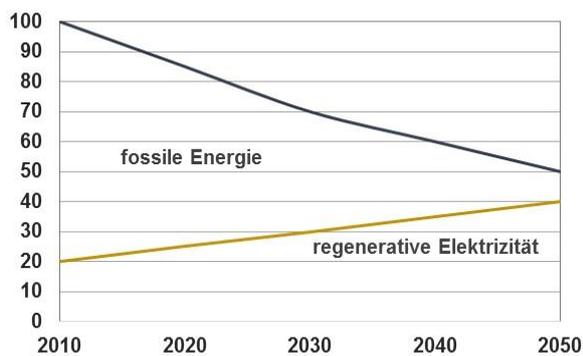


Abb. 1 Entwicklung der Energieversorgung bis 2050 [1]

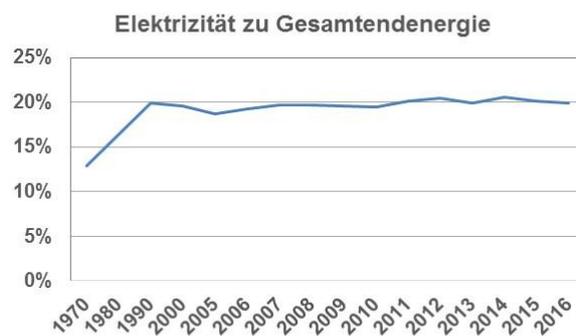


Abb. 2 Elektrizitätsanteil am Endenergiebedarf in Österreich [1]

Zum Schließen der Erzeugungslücke von etwa 20 % sind nach derzeitigem Stand der Technologie als Backup-Versorgung weiterhin Gas- und Dampfkraftwerke erforderlich, die infolge ihres hohen elektrischen Wirkungsgrades von über 60 % im Sommerbetrieb und über 80 % bei Wärmeauskopplung im Winterbetrieb umweltfreundlich eingesetzt werden können.

Durch Sektorenkopplung ist eine hohe Energieeffizienz möglich. Bei der Ablösung des Verbrennungsmotors im Sektor Mobilität durch den Elektroantrieb lässt sich der bisherige Endenergiebedarf des Verkehrs auf etwa 30 % reduzieren. Durch den Ersatz der Ölheizungen durch elektrisch angetriebene Wärmepumpen in thermisch gedämmten Gebäuden ist eine Reduktion auf etwa 20 % möglich. Bei der Sektorenkopplung wird fossile Energie durch regenerative Elektrizität ersetzt. Der Elektrizitätsbedarf in allen drei Regionen lag in den vergangenen Dekaden relativ konstant im Bereich von 20 bis 24 % des Gesamtenergiebedarfs. In Österreich blieb er auch bei Steigerung des Endenergiebedarfs bei konstant 20 % (Abb. 2). Dies bedeutet, dass die Sektorenkopplungen z.B. *power-to-mobility* oder *power-to-heat* bisher kaum entwickelt wurden.

Die regenerativen Entwicklungsmöglichkeiten der einzelnen Sektoren der Energieendnutzung zeigen Abb. 3 und 4. Den Anteil der fossilen Energieträger am Endenergiebedarf im Jahr

2016 in Deutschland zeigt Abb. 3. Die regenerative Elektrizitätserzeugung (EE) hat mittlerweile einen Anteil von 40 % an Elektrizitätserzeugung (8 % von 20% dieses Sektors). Alle Sektoren der Endanwendung nutzen im Jahr 2016 überwiegend fossile Energie, wobei dies beim Sektor Verkehr mit einem Anteil von 95 % besonders hoch ist.

Abb. 4 zeigt die Entwicklungsziele bis 2050 in Absolutwerten bezogen auf das Jahr 2016. Die Elektrizitätserzeugung wird bis 2050 verdoppelt (40 % bezogen auf 2016) und ihr regenerativer Anteil auf 80 % (32 % von 40 %) gesteigert. Alle Sektoren werden auf überwiegend regenerative elektrische Energie mit hoher Endnutzungseffizienz umgestellt. Der gesamte Endenergiebedarf erreicht hierbei etwa 40 % des Bedarfs im Referenzjahr 2016.

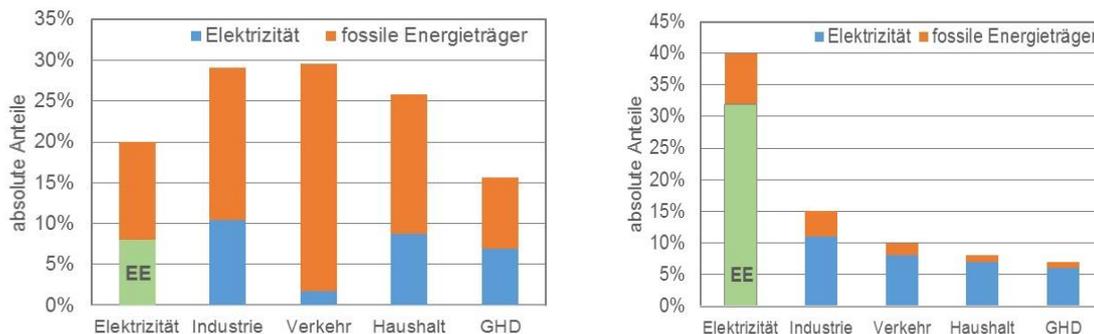


Abb. 3 Endenergiebedarf der Sektoren in Deutschland 2016 [1] Abb. 4 Regeneratives Zielmodell 2050 [1]

Das Zielmodell erscheint erreichbar. Dabei haben neue Technologien einen Anteil von etwa 70 %, wie z.B. Elektromobilität und Wärmepumpe. Suffizientes Verhalten der Endnutzer hat einen ergänzenden Anteil von etwa 30 %.

2 Zeitreihenanalyse der regenerativen Erzeugungspotenziale und der Last

Im Folgenden soll untersucht werden, welche Deckungsrate bei regenerativer Energieversorgung aus Photovoltaik und Windenergie möglich sind. Dazu wird eine Zeitreihenanalyse über mehrere Jahre der regenerativen Erzeugung durchgeführt. Auch die Netzlast wird entsprechend der Lastprofile für den allgemeinen Endenergiebedarf (VDEW-Lastprofile) und der Elektromobilität [3] einer Zeitreihenanalyse unterzogen. Dabei wird als *worst case* angenommen, dass die Netzlast nicht entsprechend der regenerativen Erzeugungspotenziale zeitlich variabel ist sondern davon unabhängig entsprechend den Lastprofilen ist.

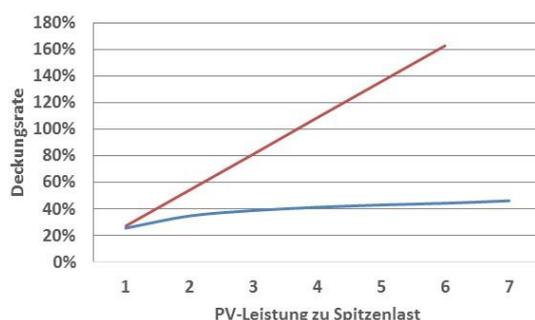


Abb. 5 Nutzbare PV-Erzeugung (blau) und

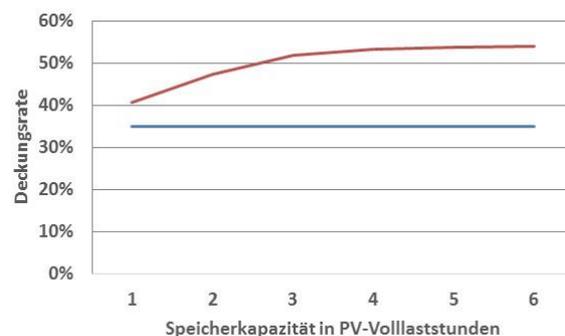


Abb. 6 Deckungsrate bei PV-Erzeugung mit (rot)

PV-Erzeugung (rot) [1]

und ohne (blau) lokalen Speicher [1]

Die PV-Erzeugung wird auf die Spitzenlast (250 W pro 1 MWh/a Elektrizitätsbedarf entsprechend dem H0-Lastprofil für Haushalte) normiert. Ein Haushalt mit 4 MWh/a hat demnach eine Spitzenlast von 1 kW. In Abb. 5 zeigt die Zeitreihenanalyse, dass entsprechend der unterschiedlichen Erzeugungs- und Lastprofile bei der Energieversorgung bei 2 kW lokaler PV nur etwa 35 % (blau) genutzt werden können. Höhere Installationsleistungen (rot) führen zu einem Export in die Verteilungsnetze mit geringer Vergütung bzw. unwirtschaftlichem Netzausbau. Dabei ergeben sich folgende Risiken.

- Im Bereich bis etwa einer PV-Leistung von 4 bis 5 der Spitzenlast ist in stark ausgebauten Verteilnetzen ein Export möglich. Es ergibt sich aber ein Vermarktungsrisiko der PV, da viele PV-Anlagen gleichzeitig hohe Überschüsse exportieren wollen und die Grenzkosten der PV-Erzeugung nahe bei Null liegen.
- Bei höherer Spitzenlast werden die Verteilnetze überlastet und es müssten die Netze für eine kurze Nutzungsdauer ausgebaut werden, was unwirtschaftlich ist.

Durch Einsatz von dezentralen Batteriespeichern (Abb. 6) lässt sich bei einer Speicherkapazität von 3 Volllaststunden PV (6 kWh) die jährliche Lastdeckung auf 50 % steigern. Höhere Speicherkapazitäten verbessern die jährliche Deckungsrate kaum und sind daher unwirtschaftlich.

Ursache hierfür ist, dass für eine höhere jährliche Deckungsrate PV-Energie vom Sommer in den Winter verlagert werden müsste. Derartige Langfristspeicher sind aber unwirtschaftlich.

Jahresenergieanteile	Jahresenergie	Jahresenergie	Jahresenergie
Windenergieanteil	75 %	100 %	100 %
PV-Anteil Energie	25 %	0 %	0 %
Erzeugung/Last (Jahresenergie)	130 %	130 %	130 %
Speicher in h der Wind- und PV-Leistung	1 h	1 h	0 h
Jahres-Deckungsrate	81,7 %	69,2	64,4 %

Tabelle 2 Optimaler Erzeugungsmix für eine hohe jährliche Deckungsrate [1]

Tabelle 2 zeigt die möglichen jährlichen Deckungsraten von Haushalten mit Elektromobilität durch Windenergie und Photovoltaik. Der optimale Erzeugungsmix besteht zu 75 % aus Windenergie und zu 25 % aus PV mit einer Übererzeugung von 130 % und mit Speicherung. Hier wird eine hohe Deckungsrate von 81,7 % erreicht. Wenn PV durch Windenergie ersetzt wird (mittlere Spalte) sinkt die Deckungsrate auf 69,2 %. Wenn weiterhin kein lokaler Speicher vorhanden ist auf 64,4 %.

3 Zukünftige Bedeutung von Speichern

Wie mit Abb. 5 und 6 gezeigt wurde, können die regenerativen Erzeugungspotenziale nur teilweise genutzt werden wegen der unterschiedlichen Charakteristiken von Erzeugung und Verbrauch. Durch Flexibilisierung der Verbraucher und lokale Speicherung als Tagesspeicher sind in kurzfristigen Szenarien Verbesserungen möglich. Längerfristige Szenarien im Bereich von mehreren Tagen bis Wochen erfordern größere Speicherkapazitäten. Pumpspeicher mit ausreichender Speicherkapazität können zukünftig wirtschaftlich betrieben werden. Folgende Tendenzen machen dies zukünftig möglich:

- Die Grenzkosten der regenerativen Quellen liegen nahe bei Null. Bei regenerativer Übererzeugung steht daher preiswerte regenerative Pumpenergie am Energiemarkt zur Verfügung.
- Die thermischen Kraftwerke können langfristig betrachtet nur noch mit etwa 1.000 bis 1.500 Volllaststunden betrieben werden. Sie werden vom Grundlastlieferanten zum Lieferanten von Ausgleichsenergie und haben wegen der kurzen Einsatzdauer und den voraussichtlich gestiegenen Brennstoffpreisen hohe Erzeugungskosten.
- Dezentrale Batteriespeicher sind nur als Tagesspeicher wirtschaftlich.
- Pumpspeicher übernehmen die Aufgabe als Mittelfristspeicher. Da viele Pumpspeicher aus der Zeit des hydrothermischen Verbundbetriebes als Tagesspeicher ausgelegt sind, müssen sie als Wochenspeicher ausgebaut werden. Hierzu sind die unteren Speichervolumen entsprechend zu vergrößern. Hierdurch erhöht sich die Flexibilität der Speicher, da sie dann z.B. auch bei halben Füllungsstand immer noch mehrere Tage im Pumpbeziehungsweise im Turbinenbetrieb einsetzbar sind.
- Pumpspeicher können in weniger als einer Minute angefahren werden. Thermische GuD-Kraftwerke benötigen im Heißstart etwa eine Stunde und im Kaltstart mehrere Stunden. Pumpspeicher können daher bei Engpasssituationen rasch angefahren werden und entlasten so die thermischen Kraftwerke von großen Leistungsgradienten.

Abb. 7 zeigt die möglichen Leistungsgradienten verschiedener Kraftwerkstechnologien. In Abb. 8 ist die Ablösung eines schnell startenden Pumpspeichers durch ein GuD-Kraftwerk dargestellt. Der Pumpspeicher übernimmt zunächst die volle Ausgleichsleistung. Das GuD-Kraftwerk folgt mit seinen technologisch begrenzten Leistungsgradienten und löst den Pumpspeicher innerhalb von 1,5 Stunden ab. Diese Form des hydrothermischen Verbundbetriebes wird zukünftig an Bedeutung gewinnen und damit die Sicherheit der Energieversorgung bei Ausfällen oder plötzlichen Flauten der regenerativen Erzeugung verbessern.

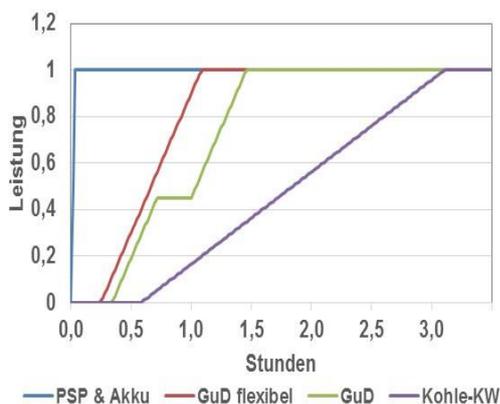


Abb. 7 Leistungsgradienten verschiedener Kraftwerkstechnologien [1]

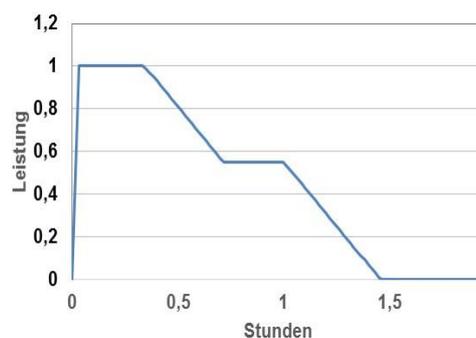


Abb. 8 Ablösung eines schnell startenden Pumpspeichers durch ein GuD-Kraftwerk [1]

Pumpspeicher sind wirtschaftlich, wenn sie als Pool betrieben werden. Hierbei ist ein Teil, z.B. 30 %, als Neu- oder Umbau in einer etwa 20-jährigen Abschreibungsdauer und hat hohe Erzeugungskosten, während der Rest (z.B. etwa 70 %) abgeschrieben ist und niedrigere Erzeugungskosten aufweist. Abb. 9 zeigt die voraussichtlichen Erzeugungskosten von Pumpspeichern im Pool im Vergleich zu GuD-Kraftwerken im Jahr 2050.

Bei den GuD-Kraftwerken wird 2050 eine Einsatzdauer von 1.000 Volllaststunden bei einer Nutzungsdauer von 20 Jahren mit entsprechenden Abschreibungen der Investitionen angenommen. Es wird vorausgesetzt, dass sich der Gaspreis bis 2050 verdoppelt.

Die Pumpspeicher werden als Pool aus etwa 30 % Neu- oder Umbau und 70 % als abgeschriebene Anlagen angenommen. Die Volllaststunden im Pump- oder Turbinenbetrieb werden jeweils mit 3.000 h/a angenommen und die Nutzungsdauer beträgt 50 Jahre. Der Bezugspreis für regenerative Überschussenergie als Pumpenergie beträgt in der unteren Kurve 1 Eurocent und in der oberen 3 Eurocent pro kWh.

Unter diesen Voraussetzungen werden Pumpspeicher gegenüber GuD-Kraftwerken im Zeitraum von 2020 bis 2025 wirtschaftlich, da sie niedrigere Erzeugungskosten als Summe aus variablen und fixen Kosten aufweisen.

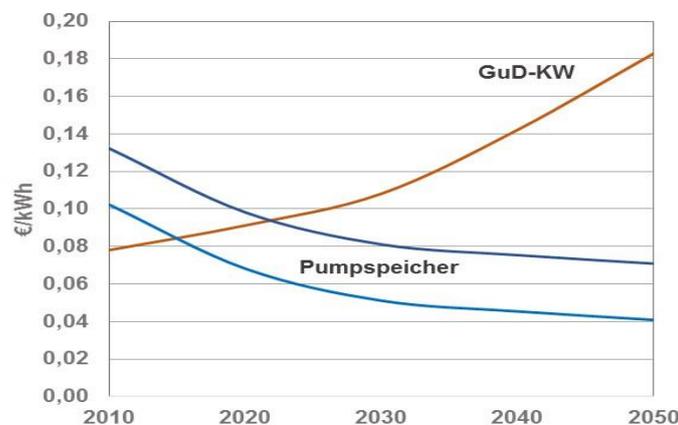


Abb. 9 Erzeugungskosten von Pumpspeichern und GuD-Kraftwerken bis zum Jahr 2050 [1]

4 Zusammenfassung

Die Potenziale der regenerativen Energie sind beschränkt und betragen in Deutschland, Österreich und der EU-28 nur etwa 40 % des heutigen Endenergiebedarfs. Durch Kopplung mit den Sektoren Verkehr und Wärmebedarf kann fossiler Endenergiebedarf durch effiziente regenerative elektrische Endenergienutzung ersetzt werden. Hierdurch können die begrenzten Potenzialgrenzen eingehalten werden. Durch Energiespeicher lässt sich der Grad der Endnutzung von fluktuierender regenerativer Energie erhöhen und die Endnutzer können in ihrem traditionellen Endnutzungsverhalten stärker entkoppelt von einem Dargebots-orientierten Verhalten bleiben.

Referenzen

- [1] Brauner, G.: Systemeffizienz bei regenerativer Stromerzeugung. Springer Verlag 2019.
- [2] Pöyry: VEÖ Wasserpotenzialstudie Österreich. Endbericht 2008.
- [3] Leitinger, C.: Netzintegration von solarer elektrischer Mobilität – Auswirkungen auf das elektrische Energiesystem. Dissertation, TU Wien 2011.