

Dezentrale Konzepte zur Netzintegration Erneuerbarer Energien

Günther Brauner, Technische Universität Wien

Die Energiewende als Evolutionsprozess

Die Energiewende stellt einen Evolutionsprozess zur überwiegend nachhaltigen Elektrizitätsversorgung dar. Im Wesentlichen werden dabei die Anwendung fossiler Endenergie durch erneuerbare Elektrizität substituiert. Hierbei werden mehrere Ziele gleichzeitig erreicht:

- Durch Umstellung auf nachhaltige Energiequellen werden die Treibhausgasemissionen stark reduziert und die Folgen des Klimawandels lassen sich mildern.
- Die Endanwendung von elektrischer Energie hat deutlich höhere Effizienz als die von fossiler Energie, da sie besser in kleine Anwendungen transformiert, kaum Verluste beim Anfahren und Abschalten zeigt und in fast alle Arten von Endenergie umgewandelt werden kann.
- Nachhaltige Energie erfordert zwar hohe Investitionen in neue Energiewandler, Speicher und Leitungsnetze. Sie mindert aber den Bezug von zukünftig hochpreisiger fossiler Energie und erzielt hierdurch höhere langfristige Unabhängigkeit und Versorgungssicherheit.
- Durch den Ausbau dezentraler Versorgungssysteme, in denen die Energie möglichst dort verwendet wird, wo sie gewonnen wird, kann der Bedarf des Ausbaus an zentralen Energiesystemen vermindert werden.
- Durch Entwicklung von dezentralen Energiesystemen mit der Möglichkeit zur lokalen Kurzfristspeicherung und regionaler Backup-Eigenerzeugung lässt sich die Versorgungssicherheit insbesondere zur Abwehr von Großstörungen weiter erhöhen.

Die Energiewende als Evolutionsprozess ist kaum planbar, da sie fast alle Bereiche der Industriegesellschaft erfasst. Außerdem entwickeln sich in einem Evolutionsprozess die Strukturen nach wirtschaftlichen, technischen und umweltrelevanten Auswahlkriterien. Am Ende des Prozesses bleiben wirtschaftliche Strukturen mit geringstmöglichen Umweltauswirkungen übrig, die eine breite Akzeptanz bei den Endnutzern finden und gleichzeitig wirtschaftliche Vorteile mit möglichst hohen Wertschöpfungs- und Beschäftigungspotenzial ergeben. Das Ziel ist die nachhaltige Energieversorgung, der Weg dahin ist nur schwer zu beschreiben, da er nicht allein von Technologien und Investitionen abhängt, sondern auch von Randbedingungen der Entwicklungsmöglichkeiten der Infrastrukturen unter wirtschaftlichen, sozialen und umweltrelevanten Kriterien. Das Ziel zur nachhaltigen Energieversorgung wird vom überwiegenden Teil der Bevölkerung derzeit befürwortet. Der Weg dahin wird aber sehr unterschiedlich betrachtet, je nachdem ob der traditionelle oder innovative Charakter als vorteilhaft angesehen wird.

Nachhaltige Entwicklung der elektrischen Energieversorgung

Die Systeme der elektrischen Energieversorgung sind in der Vergangenheit entsprechend den Technologien der Erzeugung und dem elektrischen Endenergiebedarf ausgebaut worden. Die Übertragungsnetze wurden letztmals in den 1970er Jahren des vorigen Jahrhunderts für die Integration der Kernkraftwerke (KKW) ertüchtigt. An den Anschlussknoten der KKW sind für die großen Erzeugungsleistungen von bis zu 1.700 MVA Anschlussleistungen von bis zu etwa 3.000 MVA verfügbar. Die Übertragungsnetze waren als dezentrale Strukturen ausgeführt, d.h. die KKW waren in der Nähe von Ballungszentren angeordnet und hatten relativ kurze mittlere Übertragungsentfernungen von unter 100 km zu den Verbrauchszentren.

Die Stilllegung der KKW in Deutschland bis zum Jahr 2022 bringt eine stark veränderte Nutzung der Übertragungsnetze mit sich:

- Die Onshore-Windenergie wird überwiegend in den küstennahen Regionen installiert, sowie in Mittelgebirgslagen mit gutem Windpotenzial.

- Die Offshore-Windenergie wird überwiegend in den küstennahen Regionen der Nord- und Ostsee installiert, weit weg von den Lastschwerpunkten.
- In Süddeutschland werden bis 2022 alle Kernkraftwerke abgeschaltet und keine neuen thermischen Kraftwerke installiert.

Durch diese Änderungen wird aus einem dezentral organisierten Übertragungsnetz mit kurzen Übertragungsentfernungen und lokaler Blindleistungsbereitstellung aus verbrauchsnahe Kraftwerken ein eher zentral strukturiertes Übertragungsnetz mit großen Entfernungen zwischen den neuen regenerativen Erzeugungszentren und den eher unveränderten Lastzentren. Die großen Übertragungsentfernungen und mangelhafte Blindleistungsbereitstellung im Süden führen zu verminderten Netzkapazitäten.

Der starke eher leistungsorientierte und weniger arbeitsorientierte Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) in der Elektrizitätsversorgung führt daher zeitweilig zu Netzengpässen. Wie Abb. 1 zeigt müssen bei der Substitution von fossilen oder nuklearen Erzeugungskapazitäten durch EE große Leistungen bei niedrigen Volllaststunden installiert werden. Dies übersteigt aber die vorhandenen Netzkapazitäten deutlich. Im Netzbetrieb werden die Leitungen daher zunehmend bis zu den zulässigen Belastungsgrenzen betrieben und die klassischen n-1-Sicherheitsprinzipien, bei denen beim Ausfall einer einzelnen Komponente keine Engpässe auftreten, kann nicht mehr eingehalten werden. Das Engpassmanagement muss daher immer häufiger in den EE-Erzeugungsmarkt eingreifen und vorübergehende Abschaltungen von EE-Einspeisungen veranlassen und im Redispatch statt dessen fossil betriebene Kraftwerke zur Stabilisierung des Netzbetriebes einsetzen.

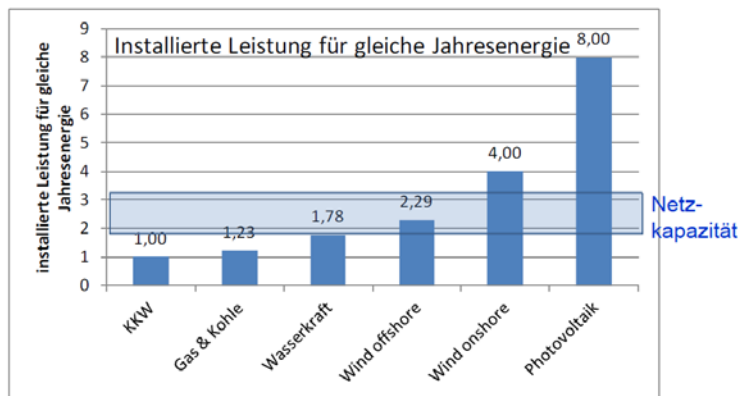


Abb. 1: Vergleich der Installationsleistungen bei der Substitution von konventioneller durch EE-Erzeugung

Abb. 2 zeigt die jährliche Nutzungsdauer installierter Netzkapazitäten durch EE bei über 70% von der installierter EE-Leistung. Hieraus ergibt sich, dass bei PV diese Netzkapazität nur in 100 Stunden pro Jahr genutzt wird und bei Windenergie etwa 250 h/a.

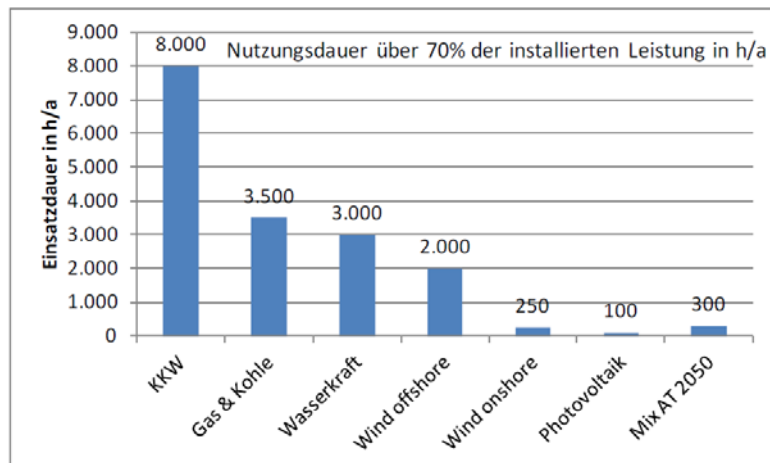


Abb. 2 Jährliche Nutzung von Netzkapazitäten, die über 70% der Anschlussleistung liegen

Die Umstellung auf erneuerbare Energieversorgung ist daher mit höheren Installationsleistungen bei gleichzeitig geringeren Volllaststunden verbunden. Es werden mehr Übertragungs- und Verteilungskapazitäten bei gleichzeitig geringerer Nutzungsdauer benötigt. Dieser leistungsorientierte Ausbau der Netze entsprechend der Spitzenlast der EE erscheint aber nicht wirtschaftlich. Zukünftig, bei überwiegend regenerativer Elektrizitätserzeugung, wird die Wirtschaftlichkeit des Energiesystems zunehmende Bedeutung erlangen.

Dezentrale Energiesysteme bringen in diesem Umfeld deutliche Vorteile:

- Kurzzeitig auftretende Spitzenleistungen von PV und Windenergie müssen zukünftig durch Abschneiden vermieden oder durch andersartige Anwendungen (Niedertemperaturwärme, Elektromobilität) aus dem Netz entnommen werden. Bei der Photovoltaik besteht in Deutschland bereits für PV eine neue Einspeiserichtlinien, die eine Abregelung von PV-Leistungen bei über 70% der installierten Nennleistungen vorsieht. Hierdurch wird die in das Netz einspeiste Jahresenergie nur um etwa 2% vermindert, es wird aber ein unwirtschaftlicher Netzausbau von 30% der Netzkapazität vermieden.
- Bei Windenergie kann gezeigt werden, dass durch Abregelung die auf die geringere Höchstleistung der Anlagen bezogenen Volllaststunden von etwa 2000 auf 3000h/a auch im Binnenland erhöht werden können und gleichzeitig der Netzausbau nur noch 50% der installierten Spitzenlast der Windenergiekonverter betragen muss.
- Die Flexibilisierung der Endnutzung zur Nutzung der abgeregelten Spitzenlasten aus PV mittels Niedertemperaturheizungen, Warmwasserbereitung oder schnellladefähigen stationären oder mobilen Batterien kann die Gesamteffizienz der dezentralen Systeme erhöhen und den Bedarf an Speicherkapazitäten vermindert werden.

Die Planungsgrundsätze für dezentrale Verteilungsnetze müssen für einen hohen Anteil von EE modifiziert und wirtschaftliche Analysen der Netz- und Anlagenkosten für verschiedene Durchdringungsszenarien der EE in dezentralen Energieversorgungssystemen sind notwendig. Strategien zur Anpassung der Erzeugungscharakteristiken der EE an die bestehenden Netzinfrastrukturen durch dezentrale Erzeugungs- und Nutzungskonzepte stellen zukünftig einen wesentlichen Teil des Evolutionsprozesses der nachhaltigen Energieversorgung dar, mit dem Ziel die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten aus EE-Quellen und Netzausbau zu minimieren.

Die Integration der EE findet im Wesentlichen in folgenden zwei Szenarien statt:

- Die Integration der Windenergie findet im Höchstspannungs- und Hochspannungsnetz statt, d.h. in den Spannungsebenen 380kV, 220kV und 110kV. Die Höchstspannungsnetze sind insbesondere in ihren Übertragungskapazitäten in Nord-Süd-Richtung auszubauen. Weiterhin sind flexible Kraftwerke zum Ausgleich der Residuallast in Perioden mit geringer EE notwendig, die in der Lage sind, auch die Spitzenlast des Netzes aufzubringen [2]. Über die Übertragungsnetze findet auch der internationale Stromhandel zur Vermarktung von Spitzenerzeugung aus EE und zum Import von Ausgleichsenergie statt. Auch die Pumpspeicherkraftwerke sind in diesen Netzebenen angesiedelt. Die Übertragungsnetze müssen eine Metamorphose von einem dezentral organisierten Nahversorgungsnetz zu einem zentraler ausgebauten EE-Transportnetz durchführen.
- Die Verteilernetze sind für die Integration der Photovoltaik, sowie von Biomassekraftwerken und einzelnen verbrauchsnahe Windparks kleinerer Leistung auszubauen.

Anpassung der regenerativen Quellen an die Netzeigenschaften im Verteilernetz

Im Niederspannungsnetz sind die Netze in Österreich bereits zu 78,7% verkabelt (Abb. 3). In älteren Ausläufernetzen mit niedriger Siedlungsdichte sind die Niederspannungskabel in der Mitte der Straße verlegt. Die Kabellängen entsprechen hier den Straßenlängen.

Bei neueren Niederspannungsnetzen und bei höherer Siedlungsdichte werden Kabel beidseitig im Bürgersteig verlegt. Die Kabellängen entsprechen daher heute eher der doppelten Straßenlänge einer Siedlung. Eine Erhöhung der Leistungsfähigkeit von bestehenden Verteilernetzen ist mit extensiven Grabungskosten verbunden, wobei die Kabelkosten nur etwa 5 bis 10% der Kosten ausmachen. Netzerweiterungen im Niederspannungsnetz aufgrund der Integration von EE sind daher generell unwirtschaftlich. Lediglich die Leistungserhöhung bei der Erneuerung von bestehenden Netzen am Ende der Lebensdauer der Kabel erscheint zweckmäßig.

Bei der Integration von EE im Verteilernetz stellen daher die vorhandenen Netzkapazitäten den Engpass dar und die Integrationsmöglichkeit der EE wird hierdurch begrenzt.

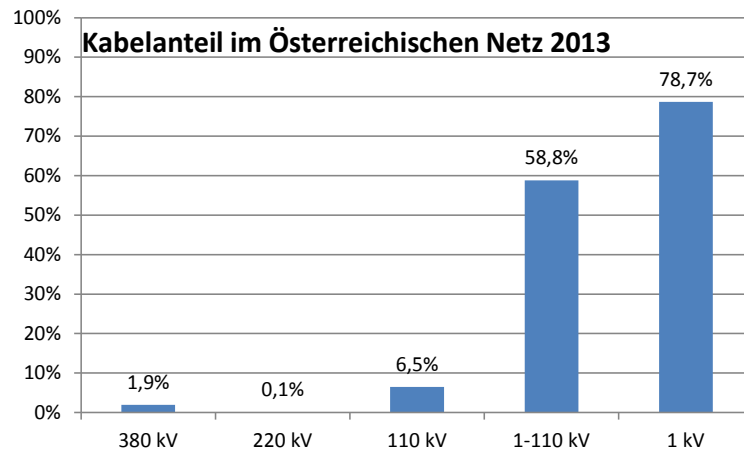


Abb. 3 Kabelanteil im Übertragungs- und Verteilernetz 2013 (e-control)

Folgende Strategien sind daher bei der Integration von EE, insbesondere von PV in bestehenden Verteilernetzen zu beachten:

- Begrenzung der Spitzen-Einspeiseleistung.** Es erscheint notwendig, die PV-Anlagen in ihrer Einspeiseleistung derart zu begrenzen, dass die in das Netz abgegebene Leistung die installierte Anschlussleistung der Kundenanlagen nicht überschreitet. Hierbei ist die hohe Gleichzeitigkeit der Solarenergie zu berücksichtigen, wodurch sich Anschlussleistungen von etwa 2 bis 4 kW je Haushalt ergeben. Das Smart Meter stellt den Übergabepunkt zum Netz dar. Es ist zulässig, höhere Leistungen je Haushalt zu installieren, wenn sichergestellt werden kann, dass durch interne Laststeuerung die Exportleistung nie die technisch zulässige Exportleistung überschreitet.

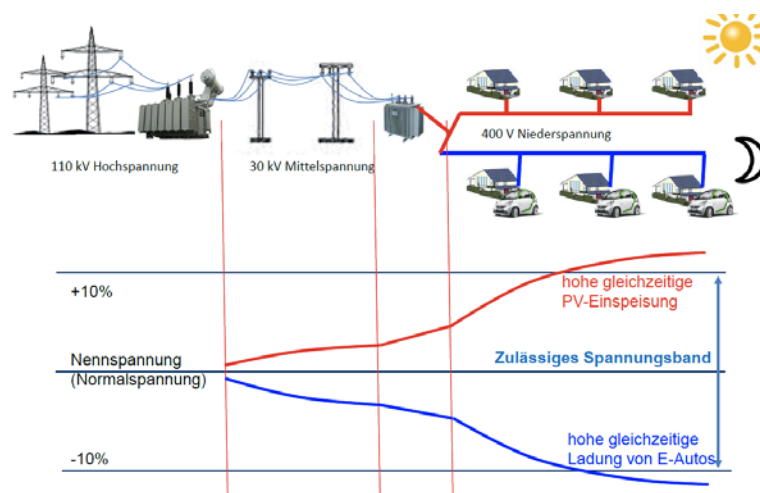


Abb. 4 Spannungsverlauf im Niederspannungsnetz

- Spannungsregelung im Verteilernetz.** Aktive Quellen können zu einer Spannungsanhebung insbesondere am Ende von Kabelsträngen führen. Zur Begrenzung auf das zulässige Spannungsband von $\pm 10\%$ bestehen zwei Möglichkeiten. Entweder wird über einen regelbaren Ortsnetztransformator (RONT) die Spannung am Einspeisepunkt des Verteilernetzes geregelt, oder die Wechselrichter von PV-Anlagen und anderen regenerativen Quellen sind mit entsprechenden Zusätzen zur Spannungsregelung ausgestattet. Die erste Maßnahme stellt ein zentrales Regelkonzept dar. Bei inhomogener Netzstruktur, d.h. wenn einzelne Kabelstränge hohe PV-Einspeisungen aufweisen und andere hohe Belastungen (z.B. durch E-Mobil Lade-

einrichtungen) ist eine zentrale Spannungsregelung nicht möglich, da am Ende des einen Kabelstranges eine hohe und am Ende des anderen eine niedrige Spannung auftreten (Abb. 4).

Daher sollten im Niederspannungsnetz die Photovoltaikanlagen und die Ladestationen möglichst gleichmäßig über alle Kabelstränge verteilt werden, damit eine zentrale Spannungsregelung durch RONT möglich wird.

Eine weitere Möglichkeit stellen dezentrale Konzepte dar. Hierbei sind die dezentralen Solarwechselrichter mit Zusätzen zur Regelung der Spannung an Netzanschlusspunkt ausgestattet. Damit dies funktioniert, muss die Regelstatik (Blindleistung zu Spannung) an allen Reglern gleich eingestellt sein und auch das gleiche zeitliche Regelverhalten haben.

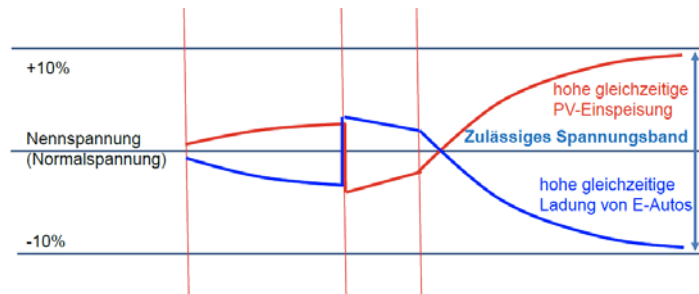


Abb. 5 Spannungsverlauf mit regelbarem Ortsnetztransformator (RONT)

- **Lastmanagement.** Dies kann entweder ein lokales oder ein globales Lastmanagement sein. Beim lokalen Lastmanagement wird beim Abnehmer die Exportleistung derart beschränkt, dass die vereinbarte Maximalleistung nicht überschritten wird. Hierzu ist ein internes Energiemanagementsystem erforderlich. Beim globalen Lastmanagement werden die Kundenanlagen entweder durch Rundsteuersignale beeinflusst oder es werden über das Smart Meter variable Tarife eingestellt, die dann zu einer automatisierten Lastanpassung führen. Hierbei sind sowohl Mehrbezug als auch Minderbedarf als Zielvorgaben möglich.
- **Lokale Speicherung.** Die Lokale Speicherung kann die Netzbelastung wesentlich reduzieren. Hierbei werden zu den lokalen PV-Anlagen Batteriespeicher installiert, die bei Spitzenleistungen der Erzeugung diese speichern und damit das Netz entlasten. Die Speicher sollten aus wirtschaftlichen Gründen insbesondere zur Verlagerung der PV-Tageserzeugung in den Abendbedarf bewirken. Damit kann ihre Bemessungsleistung klein bleiben und diese Speicher sind dann wirtschaftlich. Langzeitspeicher sind nicht wirtschaftlich, schon ein Wochenspeicher hat Abschreibungskosten in der Größenordnung der Elektrizitäts-Bezugskosten.

Anpassung der regenerativen Quellen an die Netzeigenschaften im Übertragungsnetz

Im Hoch- und Höchstspannungsnetz findet die Integration der Windenergie statt. Im Onshore-Bereich finden sich typische Volllaststunden von 1900 – 2200 h/a. Küstennah sind bis zu 2.700 h/a möglich und im Offshore-Windparks 3.300 bis 4.500 h/a möglich. Die Massierung der Windenergie-Konverter in Küstennähe und im Offshore-Bereich führt zu starken Verwerfungen der Belastung insbesondere der Übertragungsnetze. Folgende Maßnahmen können diese Situation verbessern:

- **Abregelung der Spitzenleistung der Windenergieanlagen.** Dies ist nur für Windenergieanlagen im Binnenland mit niedrigen Volllaststunden zu empfehlen, da in Küstennähe und insbesondere im Offshore-Bereich erhebliche Einbußen der Jahresenergie entstehen können. Tabelle 1 zeigt die Verluste an Jahresenergie in Österreich für Zeitreihen, die über eine Periode von 1994 bis 2008 (15 Jahre) gewonnen wurden [1].
- **Primärregelung von Windenergieanlagen.** Zukünftig sollen sich WEA an der Primärregelung beteiligen. Hierzu müssen sie in der Lage sein für einen Zeitraum von bis zu 30 Sekunden eine Zusatzleistung abzugeben oder die Leistung zu reduzieren. Die Zusatzleistung kann nur erbracht werden, wenn die Anlagen nicht die volle Windenergie nutzen, sondern durch Pitch-Control eine Regelreserve für Mehrleistung vorhalten.

Leistungsbegrenzung	Verlust an Jahresenergie, Minimum	Verlust an Jahresenergie, Maximum	Volllaststunden
100%,(keine)	0 %	0 %	2.000 h/a
70 %	1,1 %	4,5 %	1.910 – 1.980 h/a
60 %	15 %	30 %	1.400 - 1.700 h/a
50 %	20 %	40 %	1.200 – 1.600 h/a

Tabelle 1: Verlust an Jahresenergie und Minderung der Volllaststunden bei Windenergie durch Abregelung

Wie Tab. 1 zeigt, ist der Verlust an Jahresenergie bei Abregelungen auf unter 70% der Nennleistung erheblich, wodurch nur Begrenzungsmaßnahmen im Bereich darüber wirtschaftlich sind.

Literatur

- [1] Super4 Microgrid: Nachhaltige Energieversorgung im Klimawandel. Forschungsprojekt im Rahmen des Forschungsprogramms „Neue Energien 2020“ des Klima- und Energiefonds Österreichs.
- [2] VDE: Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke – Szenarien bis 2020. Studie des VDE, 2012.