

# Dezentrale Stromerzeugung in Österreich

Philipp Späth und Dierk Bauknecht

*In der Juni-Ausgabe (ET 6/06, S. 32-35) wurde über das Projekt DENSAN berichtet, in dem kommunale Unternehmen untersucht haben, wie dezentrale Stromerzeugung auf möglichst intelligente Weise in die Netze integriert werden kann. Dabei stellten sich eine aktivere Rolle von Verteilnetzbetreibern und eine stärkere Einbeziehung niedriger Spannungsebenen in das Netzmanagement als besonders wichtig heraus. Beides setzt allerdings bestimmte Änderungen an den gesetzlichen Rahmenbedingungen voraus. Zu ganz ähnlichen Ergebnissen kommt das Projekt „Integration durch Kooperation“ in Österreich. Dort haben Netzbetreiber und Betreiber dezentraler Anlagen sowie Mitarbeiter der Regulierungsbehörde um einen Tisch gesessen, um die wesentlichen Probleme der Netzintegration sowie Lösungsmöglichkeiten und Aussichten einer weiteren Dezentralisierung in Österreich zu diskutieren. Als zentral stellten sich erneut kohärente ökonomische Anreize insbesondere für Verteilnetzbetreiber und damit Änderungen an den gesetzlichen Grundlagen heraus.*

Im Jahr 2005 hat die österreichische Regulierungsbehörde E-Control eine Studie namens „Dezentrale Erzeugung in Österreich“ veröffentlicht [1]. „Dezentrale Erzeugung“, so die Definition der E-control, „umfasst jene Erzeugungsanlagen, die an öffentliche Mittel- und Niederspannungs-Verteilernetze angeschlossen und verbrauchsnah sind sowie alle Erzeugungsanlagen, die der Eigenversorgung dienen“. Die österreichische Stromversorgung war zu einem gewissen Teil schon immer durch dezentrale Erzeugung geprägt. Im Jahr 2002 machte sie beispielsweise ca. 16% aus [2].

Die politische Unterstützung von erneuerbaren Quellen sowie der Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung, vor allem durch das „Ökostromgesetz“ von 2002 bis 2004, hat zu einem weiteren Ausbau dezentraler Erzeugung geführt. Denn die Potenziale für diese beiden Erzeugungsformen sind naturgemäß stark im Raum verteilt. Da sich allerdings im Nord-Osten des Landes besonders viele Windkraftstandorte konzentrieren und als Folge in dieser Region bereits relativ hohe Anteile dieser fluktuierenden Erzeugung ins Netz zu integrieren sind, wurde in Österreich jüngst eine ähnliche Diskussion um Schwierigkeiten und Konflikte der Netzintegration geführt, wie sie in Deutschland schon seit Jahren zu beobachten ist.

Wirklich dezentrale Erzeugung kann dabei grundsätzlich sowohl Schwierigkeiten und Kosten wie auch Vorteile für den Netzbetrieb bringen - in Abhängigkeit vom Standort und der Art des Betriebes sowohl auf der Seite der Erzeugungsanlage wie auch des Netzes [3]. Vor allem die Kosten für die erstmalige Integration dezentraler Anlagen in das Netz können für Netz- und Erzeugungsanlagenbetreiber dabei von Fall zu Fall sehr unterschiedlich sein und hängen unter anderem vom Verhalten aller Partner ab. Auch beim laufenden Betrieb von Netz und Anlagen hängt der wirtschaftliche Erfolg beider Partner vielfach

vom Verhalten der Anderen und einer guten Koordination ab.

Die Studie der E-Control geht davon aus, dass sich der Anteil dezentraler Erzeugung in Österreich zukünftig aus verschiedenen Gründen weiter erhöhen wird (als Folge der politischen Förderung sowie der Markt- und Technologieentwicklung) und dass dezentrale Kraftwerke „einen wesentlichen Anteil an der zukünftigen österreichischen, aber auch an der europäischen Elektrizitätsversorgung einnehmen werden“. Sie stellt gleichzeitig fest, dass bei steigendem Anteil dezentraler Erzeugung auch das Verteilernetzmanagement angepasst werden muss. Die Studie lässt jedoch offen, welche institutionellen Rahmenbedingungen dafür benötigt werden. Neben einer effektiven Förderung dezentraler Anlagen ist jedoch gerade das eine besonders wichtige Frage.

Die Netzbetreiber sind dabei Schlüsselakteure für die unabhängigen Anlagenbetreiber, da sie z. B. die Kosten der Integration dezentraler Anlagen in das Netz positiv beeinflussen können und vor allem den Absatz des erzeugten Stromes erst ermöglichen (oder teilweise auch einschränken). Die ökonomischen Rahmenbedingungen und Anreize für die Netzbetreiber wiederum sind vor allem durch die staatliche Regulierung der Stromnetze („natürliche Monopole“) gegeben. Diese Netzregulierung wirkt daher auch sehr stark auf die Gewinnchancen dezentraler Anlagenbetreiber zurück [4]. Sie kann dadurch auch deren Förderung, wie z. B. mittels Ökostromgesetz, stark beeinträchtigen.

## Netzbetreiber, dezentrale Einspeiser und Regulierungsbehörde an einem Tisch

Das Interuniversitäre Forschungszentrum für Technik, Arbeit und Kultur (IFZ) hat dazu gemeinsam mit dem Öko-Institut (Freiburg), Prof. Uwe Leprich (Saarbrücken) und der Energy Economics Group (TU-Wien) ein For-

schungsprojekt durchgeführt. Das von September 2004 bis Februar 2006 gelaufene Projekt wurde im Rahmen der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ vom Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (BMVIT) gefördert.

Dabei wurden die relevanten Regelungen für dezentrale Erzeugung in Österreich dokumentiert, die resultierenden Anreizstrukturen für Kooperation zwischen Anlagen- und Netzbetreiber in Österreich analysiert und Erfahrungen und Diskussionen in England, Dänemark und Deutschland gegenüber gestellt. Die wichtigsten Hürden bei der Integration dezentraler Anlagen und die Voraussetzungen für eine verbesserte Kooperation beim Netzanschluss und Betrieb wurden in ExpertInnen-Interviews mit Netz- und Erzeugungsanlagenbetreibern sowie mit der Regulierungsbehörde erhoben, analysiert und in zwei Workshops gemeinsam mit den Praxisakteuren diskutiert.

Auf dieser Basis wurden zum einen Handlungsempfehlungen entwickelt, mit denen Anlagen- und Netzbetreiber jeweils selbst eine reibungslose und kostengünstige Integration dezentraler Erzeugungsanlagen unterstützen können. Da die Spielräume für diese Akteure jedoch durch den gesetzlichen Rahmen sehr eng begrenzt sind, wurden vor allem für den Gesetzgeber und die Regulierungsbehörde Ansatzpunkte dafür identifiziert, wie dieser gesetzliche Rahmen und der Regulauftrag so weiterentwickelt werden können, dass eine kooperative Integration von größeren Anteilen dezentraler Erzeugung erleichtert wird.

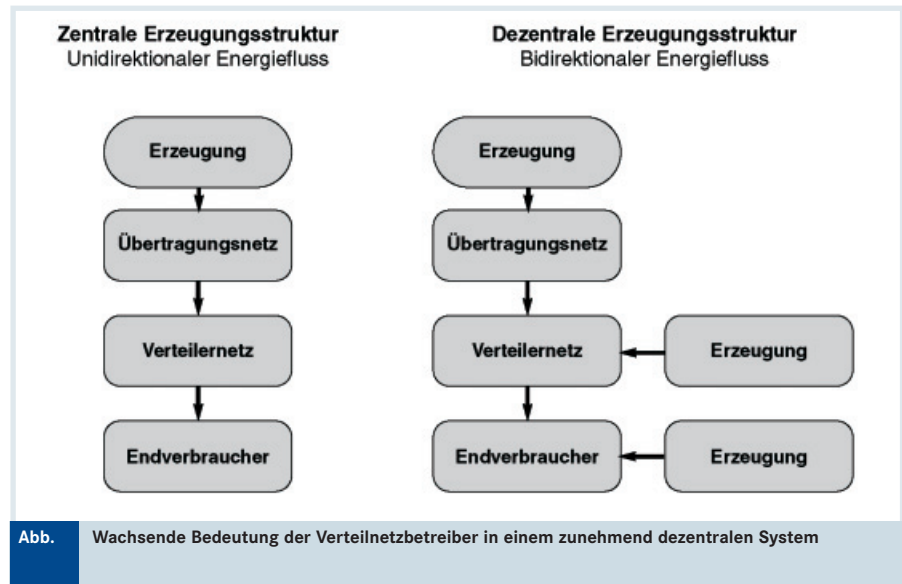
Die vielfältigen Ergebnisse, das Engagement vieler TeilnehmerInnen sowie ihre Rückmeldungen haben bestätigt, dass ein großer Bedarf dafür bestand, gemeinsam bei unabhängiger Moderation über Schlüsselproblemen und Lösungsmöglichkeiten bei der Integration dezentraler Einspeisung zu diskutieren.

## Die Herausforderungen

Wenn immer mehr Kraftwerke an die Verteilnetze auf Nieder- oder Mittelspannungsebene angeschlossen werden, wird die Betriebsweise dieser Netze angepasst werden müssen. Denn Verteilnetze, die bisher vor allem Strom von Großkraftwerken und aus den Hochspannungsnetzen zu den Verbrauchern und Verbraucherinnen durchgeleitet haben, wurden dafür als ein weitgehend passives Ende einer hierarchischen Struktur entwickelt. Mit zunehmendem Anteil kann dezentrale Erzeugung aber nicht mehr als Ausnahmefall behandelt werden, während das Gesamtsystem unverändert bleibt. Vielmehr müssen die dezentralen Anlagen in diesem Fall auch - ihren individuellen Möglichkeiten entsprechend - in die Netze und Märkte integriert werden. Das kann unter anderem bedeuten, dass dezentrale Anlagen nicht mehr nur Energie (dann, wenn sie anfällt), sondern in stärkerem Maße auch Leistung (dann, wenn sie gebraucht wird) ersetzen, dass sie dafür zunehmend gesteuert werden sollten und wo möglich auch Systemdienstleistungen (wie z. B. geregelte Blindleistung) zur Verfügung stellen können. Weil dafür auf den unteren Spannungsebenen ein komplexeres Management als bisher erforderlich ist, werden die Verteilnetzbetreiber bei einer solchen Entwicklung an Bedeutung gewinnen (siehe Abb.).

Sie stehen zum einen vor technischen Herausforderungen. Die entsprechenden Anpassungen von Netzstruktur und Netzmanagement erfordern aber auch insbesondere institutionelle Innovationen. Systemintegration dezentraler Erzeugung setzt eine intensive Kooperation zwischen Verteilnetzbetreiber und Erzeugungsanlagenbetreiber voraus. Die Rahmenbedingungen, in denen diese Akteure agieren, müssen solche Kooperation allerdings ermöglichen und können sie fördern oder behindern.

Eine Dezentralisierung der Erzeugungsstruktur kann auch - bei einem lange zentralistisch strukturierten und betriebenen Netz - zunächst zusätzliche Investitionen erfordern - vor allem für die informationstechnischen Vorkehrungen eines flexibleren, „intelligenteren“ Netzbetriebes. Diesen Investitionen und Anpassungsleistungen können langfristige Vorteile für das Gesamtsystem gegenüber stehen, die sich allerdings nicht immer in entsprechenden und gesicherten Mehrerlösen für die Netzbetreiber widerspiegeln müssen - zumal in den üblichen Amortisationszeiträumen. Der Umbau des Stromversorgungssystems, sofern er nicht durch gesetzlichen Zwang



erfolgen soll, erfordert also eine vorausschauende Verteilung der Lasten und Erträge, die zur notwendigen Motivation bei allen entscheidenden Akteuren führt.

### Paradigmenwechsel auf allen Seiten erforderlich

Konkret müssen auch die meisten Verteilnetzbetreiber ein stärkeres Interesse an der Dezentralisierung entwickeln, wenn die Integration von vielen dezentralen Anlagen ohne große ‚Reibungsverluste‘ erfolgen soll. Voraussetzung dafür ist, dass vor allem die staatliche Netzregulierung die Förderung dezentraler Erzeugung auf intelligente Weise unterstützt. Notwendig ist eine vollständige Neutralisierung aller Negativanreize (das sind v. a. nicht durch Gewinnchancen kompensierte Aufwendungen oder Befürchtungen) gegenüber dezentralen Optionen, die einem groben System der Kosten- oder Anreizregulierung aber immer inhärent sind. Zur schnelleren „Aktivierung“ der Netzbetreiber sollten darüber hinaus noch positive Anreize gesetzt werden.

Die bei steigenden Anteilen dezentraler Erzeugung notwendige engere Systemintegration dezentraler Anlagen erfordert einen Paradigmenwechsel sowohl bei den dezentralen Erzeugern als auch bei den Netzbetreibern. Auf der Erzeugerseite geht es darum, die rein betriebswirtschaftliche Fahrweise aus der Anlagenperspektive unter einem „Priority-dispatch“-Regime mit festen, unabhängig von Standorten und der Netzsituation garantierten Preisen zu erweitern und die Erzeugung stärker an den Erfordernissen des Gesamtsystems zu orientieren [3]. Auf Seite der Netzbetreiber bedeutet dieser Paradigmenwechsel, dass das Verteilnetz und

die daran angeschlossenen Erzeugungsanlagen und Verbraucher nicht mehr als passiver, nicht steuerbarer Anhang gesehen werden, sondern aktiv in das Management der Netze (auch auf niedrigen Spannungsebenen) einbezogen werden. Nur unter diesen Voraussetzungen können dezentrale Anlagen auch in relevantem Umfang Erzeugungskapazität ersetzen. Und nur dann wird es möglich sein, den Vorteil der Verbrauchsnähe der dezentralen Erzeugung zu nutzen und z. B. einen ansonsten notwendigen Ausbau von Netzkapazitäten zu ersetzen bzw. zu verzögern.

### Die Rolle der Netzregulierung

Seit 2001 werden die Stromnetze in Österreich und insbesondere die Systemnutzungstarife durch die Behörde E-Control reguliert. Die Festsetzung der Netznutzungsentgelte in Österreich erfolgte bislang prinzipiell kostenorientiert: Bei bisher drei Kostenüberprüfungen wurden jeweils Tarifrückstellungen vorgegeben. Anfang 2006 wurde ein System der Anreizregulierung eingeführt.

In den mit den Netzbetreibern durchgeführten Interviews wurde die Netztarifregulierung und die daraus resultierenden Unsicherheiten bei Netzinvestitionen als das Schlüsselproblem für die Integration dezentraler Anlagen genannt. Dies lässt darauf schließen, dass die bisherige Netzregulierung mit entsprechendem Kostensenkungsdruck für die Netzbetreiber deutliche Anreize gegen Anlagen Dritter geschaffen hat, welche zusätzlichen Aufwand und Investitionen erfordern könnten.

Der generell zu beobachtende Rückgang von Investitionen betrifft so die dezentrale Erzeugung besonders stark, da auch verhältnis-

mäßig kleine Investitionen nicht getätigt werden, welche die Fähigkeit des Netzes stark erhöhen könnten, dezentrale Erzeugung aufzunehmen. So steht zum Beispiel die gegenwärtige Tendenz bei den Netzbetreibern, möglichst billige Transformatorentechnik einzusetzen im Widerspruch zu den Anforderungen an eine Integration dezentraler Erzeugung, da die Transformatoren dadurch im Ortsnetz immer weniger regelbar werden, wohingegen mit dem bisherigen Ausstattungsniveau manche Spannungsprobleme leicht auszugleichen wären.

Der Kostensenkungsdruck und die Unsicherheiten über die zukünftige Entwicklung der Regulierung müssten also im Hinblick auf dezentrale Einspeisung verringert werden, um das Potenzial einer kooperativen Netzintegration zu erschließen. Dazu müssten entsprechende Kostenarten, wie z. B. die Vergütung zusätzlicher dezentraler Erzeugung zum Ausgleich vermiedener Netzinvestitionen sicher anerkannt werden.

Auch Nachteile, welche den Netzbetreibern bei zunehmender Eigenerzeugung entstehen können (zumindest bis zur nächsten Kostenprüfung, bei der die durch die Eigenerzeugung verringerte Absatzmenge bei der Tarifikalkulation berücksichtigt wird) hätten gegebenenfalls kompensiert werden müssen [6].

Vom neuen anreizorientierten Regulierungsmodell (seit 2006) erwarten sich die Akteure auch keine Erleichterung bei der Integration von dezentraler Erzeugung, solange diese nicht explizit berücksichtigt wird, z. B. beim Benchmarking und den dafür verwendeten Modellnetzen. Für eine entsprechende Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens in der zweiten Periode der Anreizregulierung wäre es jedoch auch wichtig, dass Netzbetreiber nicht nur auf die investitions-hemmende Wirkung des bisherigen Regulierungsrahmens verweisen, sondern transparent machen, welche zusätzlichen Kosten durch dezentrale Erzeugung entstehen und welchen Regulierungsrahmen und welche Instrumente sie benötigen, um diese Kosten zu minimieren.

### Regelungsbedarf für kohärente Anreize

Der beschriebene Paradigmenwechsel wird nur erfolgen, wenn verschiedene ökonomische Anreize und gesetzliche Verpflichtungen gemeinsam in diese Richtung wirken. Für eine kohärente Anreizstruktur sind daher abgestimmte Änderungen in mehreren der folgenden Regelungsbereichen notwendig:

Eine genauere Definition von Rolle und konkreten Aufgaben von Verteilnetzbetreibern im Hinblick auf die längerfristige Netzentwicklung im Elektrizitätswirtschafts- und -organisations-Gesetz (EIWOG),

- im Rahmen der Anreizregulierung: Neutralisierung des Mengenanreizes (zur Durchleitung möglichst vieler kWh) sowie Etablierung von Anreizen für die Aufrechterhaltung hoher Versorgungsstabilität, für die Steigerung der Servicequalität für alle Netznutzer etc. und eine Förderung der Suche nach innovativen Lösungen beim Netzmanagement (ähnlich den Modellen in England),

- außerdem die Entwicklung eines dem dezentralen Ausbau förderlichen „Erzeugungsmanagements“;

- die Schaffung einer rechtlichen Basis zur Kompensation dezentraler erbrachter Systemdienstleistungen (z. B. Blindleistungsmanagement);

- die Senkung von Zugangshürden zum Markt für Regelernergie (für Anlagengruppen);

- sowie eventuell eine Differenzierung der Einspeisetarife nach Netzerfordernissen (regional und/oder lokal) oder die Schaffung anderer „locational signals“, mit denen Erzeugungsanlagen an netzgünstige Standorte gelenkt werden können (z. B. als Bonus-Malus-System);

- ferner Informationspflichten und -kanäle für Netzbetreiber zu Erzeugungsmöglichkeiten in ihren Netzgebieten oder gar die Einbeziehung von Erzeugungspotenzialen (Primärenergie-Angebot, Wärmebedarf, etc.) in die Raumplanung.

### Systematische Dezentralisierung noch Zukunftsmusik

Ohne einige wesentliche Schritte in diesen Regelungsbereichen ist eine weitere Dezentralisierung nicht zu erwarten, selbst wenn in kommenden Jahren auf technischer Seite revolutionäre Optionen zu attraktiven Kosten verfügbar wären, etwa im Bereich der Stromspeicherung oder der dezentralen Steuerung von dezentraler Erzeugung und von Lasten. Dass eine ausreichende Kombination gleichgerichteter Veränderungen der oben genannten Art in den nächsten Jahren in Österreich stattfinden werden, ist (zumindest als Folge gelungener Politik-Koordination) wenig wahrscheinlich, wie unsere Analyse der Akteurskonstellationen ergeben hat. Die Förderung dezentraler Erzeugung ist dazu

in Österreich noch zu wenig als Politikziel etabliert und erfährt zu wenig Unterstützung angesichts zahlreicher Widerstände. Wesentliche Zuständigkeiten sind außerdem noch ungenügend definiert oder zu stark verteilt. Eine systematische, das heißt über Nischenanwendungen hinausgehende Dezentralisierung der Stromerzeugung wird deshalb – obwohl von mehreren Gründen volkswirtschaftlich sinnvoll und auch erklärtes Politikziel – in Österreich mittelfristig wohl nur dann vorangetrieben werden, wenn dies von höherer Ebene, d. h. der EU, wirksam eingefordert werden sollte.

### Anmerkungen/Literatur

- [1] E-Control GmbH (2005), *Dezentrale Erzeugung in Österreich*. [www.e-control.at](http://www.e-control.at)
- [2] Fritz, W. et al.: „Vermiedene Netzausbaukosten durch Zubau dezentraler Erzeugung“. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 55. Jg. (2005), Heft 11, S. 798 ff.
- [3] Für eine Darstellung positiver Effekte aus Sicht der „Europäischen Technologie-Plattform zu Stromnetzen der Zukunft (SmartGrids)“ siehe [http://ec.europa.eu/research/energy/nn/nn\\_rt/nn\\_rt\\_dg/article\\_1159\\_en.htm](http://ec.europa.eu/research/energy/nn/nn_rt/nn_rt_dg/article_1159_en.htm)
- [4] Siehe Bauknecht, D./Späth, P./Leprich, U./Rohracher, H.: „Transformation der Stromwirtschaft: Die Rolle der Netze und ihrer Regulierung.“ In: Reiche, D./Bechberger, M. (Hrsg.): *Erfolgsbedingungen für einen ökologischen Transformationsprozess der Energiewirtschaft*. Erich-Schmidt-Verlag, Berlin 2006, S. 257-276.
- [5] Wobei ein Erzeugungsmanagement, das einseitig zu Lasten der Rentabilität und Investitionssicherheit bestimmter Anlagen geht, in Deutschland von Erzeugerverbänden verständlicherweise abgelehnt und von Gerichten auch als rechtswidrig bewertet wird (Gaßner, Groth, Siederer & Coll.: *Energie - Newsletter*, Januar 2006).
- [6] Laut Aussage eines Netzbetreibers wäre aber auch die Berücksichtigung bei der nächsten Kostenprüfung nur solange akzeptabel gewesen, wie ein bestimmtes Ausmaß nicht überschritten wird, sonst wären die spezifischen Kosten zu stark angestiegen.

Ph. Späth M.A., *Interuniversitäres Forschungszentrum für Technik, Arbeit und Kultur, Graz; Dipl. Pol., Msc D. Bauknecht, Bereich Energie und Klimaschutz, Öko-Institut e. V., Standort Freiburg*  
[spaeth@ifz.tugraz.at](mailto:spaeth@ifz.tugraz.at), [d.bauknecht@oeko.de](mailto:d.bauknecht@oeko.de)

Der Endbericht des Projektes wurde in der Reihe „Berichte aus Energie- und Umweltforschung“ des BMVIT veröffentlicht: ([http://www.nachhaltigwirtschaften.at/publikationen/schriften\\_reihe.html](http://www.nachhaltigwirtschaften.at/publikationen/schriften_reihe.html)).