



# Sprung in die Systemverantwortung

**Einspeisung** | Die bisherigen Förderinstrumente erlaubten den Siegeszug der Erneuerbaren, führten aber gleichzeitig zu Belastungen für die Stromnetze. Das Verbundkraftwerk ermöglicht flexiblere Einspeisung und Bereitstellung von Systemdienstleistungen.

Viele Jahre lang konnten EE-Anlagenbetreiber ihren Strom beim jeweils zuständigen Netzbetreiber „abliefern“ – abgesichert durch die EEG-Einspeisevergütung. Dieses simple Verfahren sorgte dafür, dass über eineinhalb Millionen regenerative Stromerzeugungsanlagen entstanden. Und es ermöglichte eine technologische Revolution, die die Erneuerbaren mehr als konkur-

renzfähig gegenüber den Verbrennungstechnologien gemacht hat. Aber es führte auch zur bekannten Belastung der Verteilnetze. Das EEG 2014 sah nun vor, dass ab 2015 hinzukommende Erzeuger, Kleinanlagen bis 100 kWh ausgenommen, ihren Strom selbst vermarkten müssen. Diese Vorgabe startet eine Entwicklung, bei der nicht mehr der rein quantitative Ausbau der

Anlagen im Fokus steht, sondern der Umbau der Strominfrastruktur insgesamt. Die Diskussion um das EEG 2014 war zum Teil von Angst geprägt, die Erneuerbaren könnten den Konkurrenzkampf mit den Fossilen verlieren. Vielen Protagonisten war nicht bewusst, dass ein quantitativer Ausbau alleine nicht zum Sieg der Energiewende führen wird. Solange die Steuerung

des Stromsystems durch fossile Großkraftwerke abgesichert würde, könnten erneuerbare Stromerzeugungsanlagen nur die Rolle des kleinen Bruders spielen. Dieser könnte zwar billigen Strom liefern, hätte aber ansonsten nichts zu melden. Der Sprung in die Systemverantwortung konnte nur mit qualitativ neuen Systemen gelingen, darüber waren sich vorausschauende Entwickler und Wissenschaftler lange vor Gabriels EEG-Novelle im Klaren. Schon längst hatte der Wettlauf eingesetzt, der dazu führte, dass parallel zur gesetzlichen „Verschärfung“ des EEG die Technologie zur Einhaltung der neuen Vorgaben längst erarbeitet war.

gas betrieben werden. Die Region Prignitz gilt als eine der windstärksten in Deutschland und ist in Sachen Erneuerbare bereits stark entwickelt, ähnlich wie im nördlich angrenzenden Mecklenburg-Vorpommern. In beiden Bundesländern soll die Entwicklung weiter gehen – damit verbundene Netzengpässe und die Frage der Netzstabilität stellen für die Verteilnetzbetreiber aber insofern ein Problem dar, als sie immer nur im Nachgang auf Veränderungen in der Erzeugungsstruktur reagieren können. Laut gesetzlichem Auftrag kann ein Netzbetreiber, wie die für Nordbrandenburg zuständige E.DIS AG, nicht schon vorab durch einen Netzausbau der Energiestrategie entsprechen. Aus heutiger Sicht bedeutet dies, dass ein Ausbau der Verteilnetze erst mittelfristig möglich sein wird. Dahinter verbirgt sich nicht nur das Umsetzungsproblem eines Bundeslandes, dies gilt bundesweit für alle Netzregionen und für alle investitionsbereiten Solar- und Windparkprojektierer. (Siehe dazu auch den Beitrag ab Seite 12)

### Problemlösung Verbundkraftwerk

Um dem Dilemma der Engpässe bei den Verteilnetzen zu entkommen, entwickelte die Parabel GmbH das Konzept des Verbundkraftwerkes. „Nach unseren Erfahrungen in der Region Prignitz, wo wir bereits Solarkraftwerke mit Erdkabeltrassen und Umspannwerken gebaut haben, war uns früh klar, dass für kommende EE-Projekte der Schritt auf die nächsthöhere Einspeiseebene, also ein direkter Anschluss an die Höchstspannungsnetze, die beste Lösung sein würde“, erklärt Geschäftsführer Holger Ruletzki. Nur so könnten die anfallenden Strommengen ohne weiteren Verteilnetzausbau abtransportiert werden, z.B. nach Berlin. Zugleich würde diese neue Ebene auch eine Kooperation auf einem neuen Niveau ermöglichen. Das Verbundkraftwerk bietet Vorteile in mehrfacher Hinsicht. So können EE-Zubau, Netzausbau und Systemverantwortung unter einem Dach vereint werden. Bislang wird die regenerative Stromerzeugung in singulären Anlagen und Parks gefahren,

## Das Stromnetz in Deutschland

Die Verteilung des Stroms an die verschiedenen Verbrauchsstellen erfolgt über die öffentlichen Stromnetze. Sie sind etwa 1,78 Mio. km lang und umfassen üblicherweise vier Spannungsebenen. Dabei unterscheidet man zwischen den Übertragungsnetzen im Stromverbund und den Verteilnetzen.

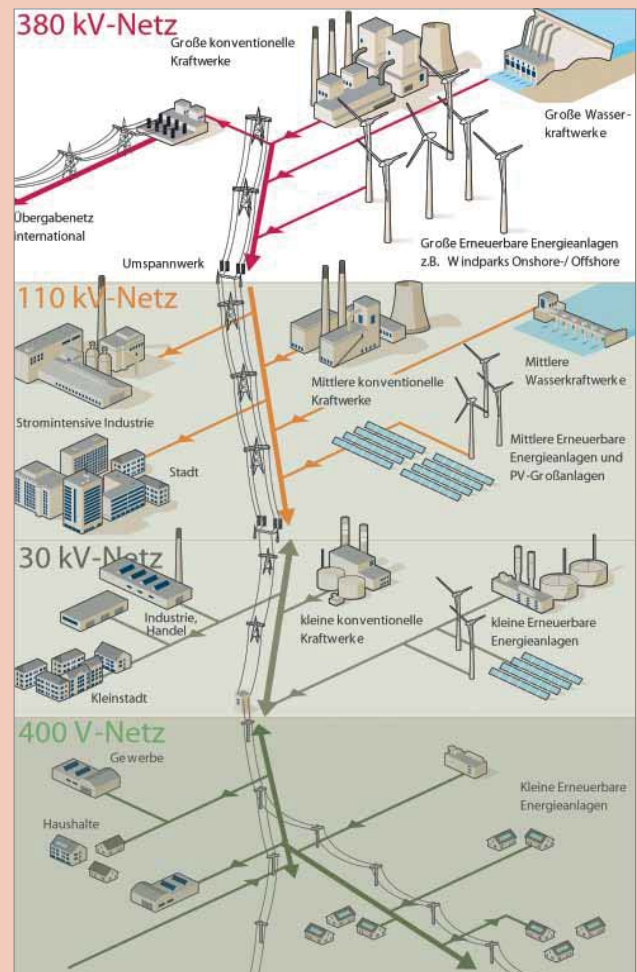
Die Stromverteilung gliedert sich in drei Ebenen:

- Hochspannungsnetz,
- Mittelspannungsnetze,
- Niederspannungsnetze.

Je nach benötigter Spannung werden die Abnehmer an eine Ebene angeschlossen. Haus-

halte sowie landwirtschaftliche und mittelständische oder Handwerksbetriebe werden z.B. an das Niederspannungsnetz angeschlossen. In dieses speisen u.a. auch Solardachanlagen ein. Größere EE-Anlagen speisen, je nach Leistung, in die Verteilnetze ein.

Die Stromnetze sind im Besitz der sogenannten Netzbetreiber. Neben ca. 900 Netzbetreibern, vielfach Stadtwerke, die Netze in der Mittel- sowie Niederspannung betreiben, sind vier große Übertragungsnetzbetreiber (50Hertz, TenneT, Amprion, Transnet BW) im Besitz der Hochspannungsleitungen.



### Von der Einzelanlage zum Kraftwerk

Das Verbundkraftwerk, das die Berliner Parabel GmbH derzeit in der Prignitz/Brandenburg entwickelt, ist ein neuer Typ Kraftwerk. Es wird erstmals über alle Funktionalitäten verfügen, die auch konventionelle Kraftwerke haben: Es kann als flexibel regelbare Einheit nicht nur Wind-, Photovoltaik- und Biosgasanlagen samt Batteriespeichern kombinieren, sondern deren grünen Strom direkt in das 380-kV-Übertragungsnetz integrieren und vermarkten. Diese Einspeise-Ebene war bislang nur Großkraftwerken vorbehalten, die mit Kohle, Kernkraft oder Erd-

die technisch wie wirtschaftlich unabhängig voneinander betrieben und separat ans Netz angeschlossen werden. Im Verbundkraftwerk werden solche Anlagen zukünftig über separate Einspeisenetze, die erdverlegt sind, mit einem Netzverknüpfungspunkt (Umspannwerk) verbunden. Der Strom kann gebündelt und zielgerichtet verkauft werden, ohne die überlastete Ebene der Verteilnetze in Anspruch nehmen zu müssen. Verbundkraftwerke sind ein Beitrag zur Minimierung der Landschaftsverkabelung, was sich zugleich positiv auf die Netzentgelte auswirken wird.

Die Regelungssoftware des Verbundkraftwerks ermöglicht die Bereitstellung größerer Energiemengen auf der Übertragungsebene. Kurzzeitige Leistungsspitzen werden vermieden, es kann erzeugungs- und nachfrageorientiert produziert und eingespeist werden. Der Nachteil der fluktuierenden Sonnen- und Windenergie wird zum großen Teil aufgehoben. Kombiniert mit Biogasanlagen und modernen Batteriespeichern entsteht eine Einheit mit neuen Eigenschaften: Flexibilität, Planbarkeit, Stabilität und Wirtschaftlichkeit. Qualitäten, über die

EE-Einzelanlagen nicht verfügen. Das Prignitzer Verbundkraftwerk bietet eine planbare, sichere und wirtschaftliche Kraftwerkskapazität. Es bietet hohe Volllaststunden, minutengenaue Stromerzeugung und die Möglichkeit, sowohl im Grundlastbereich wie auch in der Regelenergie zu fahren. Diese Fähigkeit zu Systemdienstleistungen macht es den fossilen Kraftwerken ebenbürtig. Zwar muss jeder EE-Anlagenbetreiber, der sich am Verbundkraftwerk beteiligt, auch hier Eingriffe in die Fahrweise seiner Anlage akzeptieren. Er eröffnet sich aber durch eine gebündelte Vermarktung der Energie zusätzliche Mehrerlöspotenziale. Das Verbundkraftwerk ermöglicht bislang singulär betriebenen Anlagen, zum Beispiel auch Blockheizkraftwerken, die Marktintegration sowie eine optimierte Teilnahme an den Handelsmärkten. In der Prignitz sind zwei neue Umspannwerk-Standorte vorgesehen. Einer davon wird durch die Umspannwerk Freyenstein GmbH (UWF) in der Gemeinde Wittstock/Dosse betrieben werden. Die Projektentwicklung erfolgt durch die Parabel GmbH. Der Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz Transmission GmbH hat eine Netzanschlusszusage von

1.600 MVA für das Verbundkraftwerk erteilt. Die Genehmigung nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) wurde im Mai 2014 erteilt.

### Fünf Jahre Virtuelles Kraftwerk

Für den laufenden Betrieb sieht Parabel die Beteiligung des Leipziger Stromhändlers Energy2market GmbH (e2m) vor. Dieser Partner soll die Vermarktung des Stroms aus dem Verbundkraftwerk übernehmen. Dahinter steht nicht nur der Vermarktungszwang des EEG 2014: Die Verbindung von Anlagenbauer und Projektierer mit einem an den Strombörsen zugelassenen Stromhändler mit Erfahrung bei der digitalen Vernetzung von Einzelanlagen optimiert den neuen Anlagentyp. e2m betreibt seit fünf Jahren das virtuelle Kraftwerk und verfügt neben der IT-Infrastruktur und der Zulassung als Stromhändler über eine fundierte Marktkenntnis. Seit 2012 nimmt das Unternehmen am Markt für Sekundärregelleistung teil und ist mittlerweile in allen vier deutschen Regelzonen als Anbieter zugelassen. Seit Dezember 2014 ist e2m zur Bereitstellung von Primärregelleistung aus dezentralen Erzeugungsanlagen präqualifiziert.

Als zweitgrößter Direktvermarkter in Deutschland steuert e2m inzwischen weit über 2.000 dezentrale Anlagen mit über 3.400 MW installierter Leistung. Auch wenn das virtuelle Kraftwerk problemlos unterschiedliche Anlagentypen und Motorentechnologien einzubinden vermag, so bleibt es nach wie vor mit den Engpässen bei den Verteilnetzen konfrontiert. Viele potenzielle Standorte für Solar- und Windstromerzeugung liegen in Gebieten mit Verteilnetzen, deren Kapazität ausgelastet ist oder in denen die Erzeugung den Bedarf übersteigt. So sieht auch e2m-Geschäftsführer Andreas Keil im Verbundkraftwerk den „nächsten Evolutionsschritt in der Weiterentwicklung der Energiewende“. Damit lassen sich Netzkapazitäten bestmöglich nutzen, meint Keil. Das Kraftwerk biete erstmals die Chance, „Zusammensetzung und Erzeugungsverhalten der beteiligten Erzeugungsanlagen so zu gestalten, dass der Netzverknüpfungspunkt die Eigenschaften eines Großkraftwerks annimmt“. Denn ein Verbundkraftwerk kann punktuell gesteuert werden und zielgerichtet auf Markt- und Netzbedürfnisse reagieren, durchaus flexibler als herkömmliche Großkraftwerke. (ha)

Klaus Oberzig



## Neubau des 380/110 kV Umspannwerkes Freyenstein

- Netzanschlusszusage über 4 × 400 MVA und Anschlusserrichtervertrag (AEV) liegen vor,
- Genehmigung nach BImSchG liegt vor,
- Erster Bauabschnitt 1 × 400 MVA mit 110 und 30 kV-EE-Anschlüssen,
- Die technischen Planungen sind abgeschlossen, Baubeginn Herbst 2015.