Kommune gleichermaßen über geeignete Flächen für die Windenergie. Zugleich kann die Akzeptanz für die Windenergie in ihren Wohngebieten stark gesunken sein, während die Kommune dennoch weiterhin Interesse daran hat, dass das Stadtwerk im Rahmen seiner Daseinsvorsorge in erneuerbare Energien investiert. Dies kann dann nur außerhalb der eigenen Gemeindegrenzen geschehen. Für dieses Dilemma lautet unser Vorschlag: Die Gewerbesteuer sollte erstmals zu 100 Prozent an die Windpark-Standortgemeinde fließen. Und regionale Zubauquoten könnten Mindestausbauziele definieren. Hat eine Kommune A zu geringe geeignete oder von der Öffentlichkeit akzeptierte Windenergievorrang-Flächen, müsste sie von einer anderen Kommune B „Wind-Quoten“ erwerben können. Dies würde den Zubau in Regionen mit hoher Akzeptanz der Windenergie lenken.

Windenergie an Land kann weiter an Akzeptanz gewinnen, wenn der Strom dort erzeugt wird, wo er benötigt wird.

Neues Strommarktdesign zuerst

Es fehlt an einer übergeordneten Koordinierung, sodass für alle Beteiligten (Bürger, Kommune, Stadtwerke und andere) ein langfristig verlässlicher Rahmen entsteht. Deshalb ist ein neues Strommarktdesign aufzusetzen, bei dem die günstigen Produzenten steten Vorrang in der Erzeugung haben und die konventionellen Kraftwerke als reines Back-up dahinter stehen. Denn Erneuerbaren-Strom ist unschlagbar günstig geworden. Vor dem Hintergrund sind „Ablösediskussionen“ für das EEG nachvollziehbar.

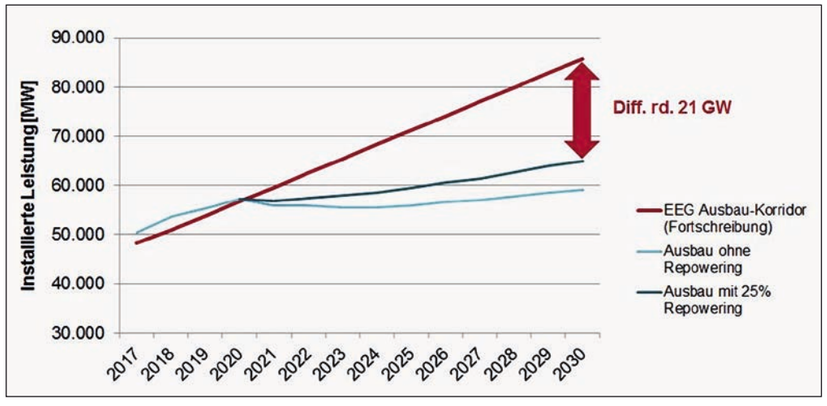
Zwar werden aktuell bereits PPAs für neue Windparkprojekte als mögliche Finanzierungsmethode gehandelt, während die Erzeugungskosten für Wind und PV weiter absinken: langfristige Stromlieferverträge zwischen Erzeugern und großen direkten Stromabnehmern. Doch weiterhin gibt es in keiner Weise eine Beschreibung des künftigen Strommarkts, die auch die erforderlichen Back-ups für das Stromsystem sicherstellt. Nur wenn wir die Vision des künftigen Markts strukturiert vor Augen haben, können alle Akteure ihr Engagement kostengünstig daran ausrichten. Bis dahin wird ein Einspeisevorrang mit günstiger EEG-Vergütung das Mittel der Wahl sein. Die notwendige Weiterentwicklung setzt eine offene Diskussion voraus.

Regionale Steuerung nur mit Standards

Windenergie an Land kann weiter an Akzeptanz gewinnen, wenn der Strom dort erzeugt wird, wo er benötigt wird. Dafür werden wirksame Instrumente zur regionalen Steuerung gebraucht, um den Windkraftausbau in den Süden des Landes auszuweiten. Das spart Aufwand für den Netzausbau. Ein denkbarer Ansatz ist eine Anpassung des Referenzertragsmodells mit Stärkung windschwacher Standorte. Statt wie bisher bei 70 Prozent Standortgüte im unteren Bereich zu enden, könnten bei 50 Prozent noch windschwächere Standorte und damit mehr Standorte im Süden berücksichtigt werden. Im Gegenzug könnten die Referenzwerte für Standorte mit hohem Windertrag in norddeutschen Regionen entsprechend gesenkt werden. Vorschläge für einen südlichen gesonderten Ausschreibungsraum mit diesem vorbehaltenen Zuschlagsvolumen finden auch viele Befürworter.

Und schließlich: Die in Kommunen verlagerten Hoheiten zur Genehmigung eines Windparks sind komplex. Der an sich begrüßenswerte Versuch, dem Subsidiaritätsprinzip Raum zu geben, führt in der Praxis leider dazu, dass Kommunen teilweise planungsrechtlich und im politischen Umgang mit wenigen, aber lauten Windkraftgegnern sehr gefordert sind. Nicht selten führen die Auslegungen verschiedener Genehmigungsbehörden zu differenten Ergebnissen. Zugleich werden die inzwischen hohen Investitionen in die Standortentwicklung für die Windparkprojektierer zu einem Risiko, weil Verfahren nicht objektivierbar und ihre Ergebnisse weniger prognostizierbar werden.

Bundesweite Standards, eine übergeordnete Koordinierung unter Vereinheitlichung der diversen Ermessensspielräume etwa für naturschutzfachliche Belange, Waldnutzung, Abstandskriterien und für eine zufriedenstellende Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern wären hier die Lösung. Sie könnten zur treibenden Kraft der Energiewende werden. ■



Prognostizierter Ausbau Onshore-Wind: Netto-Rückbau ab 2020? Quellen: ÜNB 2017a/b, BNetzA. Grafik: Trianel GmbH

Foto: Generalkonsulat der Republik Argentinien

Sebastian Kind (links), Erneuerbaren-Unterstaatssekretär für Argentiniens Energieminister

„Wir springen ins Verteilnetz“

Dritte Runde in Argentinien: Das südamerikanische Land hatte für Oktober eine neue Ausschreibung für Erneuerbare-Energien-Projekte zugesagt. Energie-Unterstaatssekretär Sebastian Kind, Autor des nationalen Erneuerbaren-Programms Renovar, zum neuen Reiz kleiner Projekte.

In zwei Ausschreibungen in Argentinien für regenerative Stromerzeugung gab es – mitsamt freier Firmenprojekte – Vergütungstitel für 6.000 Megawatt (MW). Runde 3 zielt nun auf nur noch 400 MW. Warum?

» Sebastian Kind: Sehen Sie den speziellen Zusammenhang, in dem wir Runde 3 beschlossen. 6.000 MW sind nun auf den Weg gebracht. Die Hälfte davon ist am Netz – oder im Bau. Wir wurden ein Markt, der in rasantem Tempo eine Industrie mit einer Wertschöpfungskette für 3.000 MW geschaffen hat. Bei direkten Investitionen von mehr als 4,5 Milliarden Dollar in wenig mehr als einem Jahr! Zugleich warten noch 3.000 MW auf Finanzierungen oder die Strukturierung ihrer finanziellen Instrumente. Nun wollten wir den Markt nicht mit neuen abertausenden Megawatt fluten, ehe nicht die nächste Schwelle überwunden und ein gewisses Maß weiterer Netzanschlüsse oder Baustarts in der Pipeline ist. Zudem sehen wir ein Hemmnis im Stromtransport. Zum Glück hatten wir genug Netzkapazität für 6.000 MW. Aber wir haben sie noch nicht für tausende Megawatt obendrauf – obwohl die Regierung das Konzept dafür designt.

Wie schnell wird das Netz für den Erneuerbaren-Ausbau erweitert?

» Sebastian Kind: In einem sehr großen Land wie Argentinien ist Netzinfrastruktur immer eine Herausforderung aufgrund der Distanzen zwischen Gegenden mit besten Energieressourcen und Regionen mit Energiebedarf. Von Patagonien im Süden bis zur Hauptstadt Buenos Aires fährt ein Auto so weit, wie wenn Sie von Madrid nach Moskau fliegen. In so einem Land mit 40 Millionen Einwohnern ist es nicht einfach, die Netzinfrastruktur bereitzustellen, die wir uns wünschen. Aber wir sind an diese Aufgabe gewöhnt. Wir erwarten 24 bis 30 Monate für die neuen Hochspannungsleitungen, die uns die neuen Erneuerbare-Energien-Kapazitäten ermöglichen.

In der Dimension zusätzlicher Gigawatt?

» Sebastian Kind: Exakt. Und wenn Sie überlegen: Diese 400 MW für Runde 3 sind für Mittelspannungsnetze vorgesehen. Wir springen jetzt zwischendurch in das Verteilnetz …

Um flexibler zu sein … ?

» Sebastian Kind: … um viel flexibler zu sein mit Kleinprojekten von 0,5 bis 10 MW – statt wieder Großprojekte ans Hochspannungsnetz zu bringen.

Sie werden bei solch kleinen Projektmaßen kaum Projektierer-Gebote bekommen …

» Sebastian Kind: Warum sagen Sie das?

Gibt es denn bei Ihnen die Investoren für so kleine Vorhaben mit maximal drei Turbinen? Es fehlt doch die Tradition für diese eher nicht-professionellen Akteure?

» Sebastian Kind: Ihr Land, Deutschland, ist voll von Windparks mit nur zwei oder drei Turbinen! Ihre skeptischen Gedanken gehen fehl. Wir dimensionieren diese kleinen Windparks, weil wir sie landesweit erwarten – schließlich haben wir fast überall enorme natürliche Energieressourcen. Unser Ansatz ist es, die Mitspieler dieses Spiels zu diversifizieren. Es geht um Akteure, die sich nicht an großen Anlagen beteiligen können, weil ihr Kerngeschäft vielleicht nichts mit Energie zu tun hat. Sie können dieses kleine Spiel mitspielen. Wir wollen mit diesem Fokus mehr lokale Player einbeziehen.

Geht es nicht auch um das Zeichen, dass Argentinien die Energiewende fortsetzt?

» Sebastian Kind: Richtig. Die Botschaft soll sein, dass Renovar und die Erneuerbaren in Argentinien weiterkommen, weil es eine große Entscheidung getragen durchs ganze politische Spektrum gibt. Auch durch den Staatspräsidenten. Wir folgen einer Verpflichtung durchs Gesetz. TILMAN WEBER ■

Teil 2 des Interviews:
svg.to/Argentina3

3.000

MEGAWATT aus zwei Tendern für Erneuerbare sind in Argentinien im Bau oder am Netz. Weiteren 3.000 MW fehlt noch die Finanzierung. Nun folgt Tender 3.