

Leistungseffekte einer Stromerzeugung aus Windkraft und Solarstrahlung

Von Martin Kaltschmitt und Alfred Voß, Stuttgart*)

Derzeit wird in einer Reihe von Pilot- und Demonstrationsprojekten die Nutzung erneuerbarer Energieträger vor allem für die Gewinnung von elektrischer Energie untersucht. Damit wird zunehmend auch die Frage nach dem Anteil, den diese Energiegewinnungsoptionen zur »gesicherten Leistung« des Kraftwerksparks beitragen könnten, technisch und ökonomisch relevant. Die Verfasser erläutern verschiedene Ansätze zur Bestimmung des Leistungseffektes einer Stromerzeugung aus Windkraft und Solarstrahlung und stellen die zugrunde liegenden Vorgehensweisen unter den Gegebenheiten in Baden-Württemberg einander vergleichend gegenüber.

1 Allgemeines

In den aktuellen energiepolitischen Auseinandersetzungen – besonders wegen der Diskussion um die möglichen globalen Folgen der CO₂-Emissionen – treten die regenerativen Energiequellen immer mehr in den Vordergrund. Durch diese Entwicklung wird derzeit in einer Reihe von Pilot- und Demonstrationsprojekten die Nutzung erneuerbarer Energieträger besonders für die Gewinnung von elektrischer Energie untersucht. Damit wird zunehmend auch die Frage nach dem Anteil, den diese Energiegewinnungsoptionen zur »gesicherten Leistung« des Kraftwerksparks beitragen könnten, technisch und ökonomisch relevant.

Als »gesicherte Leistung« eines Verbundes von Kraftwerken unterschiedlicher Größe wird dabei der Anteil der verfügbaren Leistung angesehen, der mit einer sehr hohen Wahrscheinlichkeit (meist rd. 97%) zur Verfügung steht [3]. Bei erneuerbaren Energieträgern wird in diesem Zusammenhang – aufgrund des stark schwankenden Energieangebots – meist von einem Leistungskredit oder Leistungsbonus gesprochen. Darunter ist der Anteil an der installierten Leistung der erneuerbaren Stromerzeugungsoption zu verstehen, der bei kombinierten konventionell/regenerativen Systemen theoretisch eingespart werden könnte, wenn bei der Integration der erneuerbaren Elektrizitätsgewinnung die »gesicherte Leistung« des Kraftwerksparks dadurch gleich bleibt.

Ziel dieser Untersuchung ist es, verschiedene Ansätze zur Bestimmung des Leistungseffektes einer Stromerzeugung mit den Energieträgern Wind und Sonne

darzustellen. Zunächst werden die erneuerbaren Energiequellen isoliert untersucht und der Anteil der Leistung bestimmt, der mit einer hohen Wahrscheinlichkeit (d. h. 97%) verfügbar ist. Dann wird das gesamte Erzeugungssystem – Kombination aus regenerativen und konventionellen Erzeugungsanlagen – betrachtet und der Anteil der installierten Leistung der erneuerbaren Optionen bestimmt, der im konventionellen System eingespart werden könnte. Anschließend werden die Wechselwirkungen einer Stromerzeugung aus Windkraft und Solarstrahlung mit dem derzeitigen Nachfrageverhalten im Netz der öffentlichen Energieversorgung diskutiert. Dabei wird die jeweilig zugrunde liegende Vorgehensweise zuerst theoretisch entwickelt und anschließend unter baden-württembergischen Gegebenheiten am Beispiel eines konkreten Jahres angewendet. Die mögliche Stromerzeugung aus Windkraft und Solarstrahlung wird zuvor zeitlich und örtlich hoch aufgelöst auf der Grundlage gemessener meteorologischer Daten simuliert [4]. Dazu wird für beide regenerative Stromerzeugungstechniken je eine Nutzungsstrategie definiert, die durch eine installierte Leistung von 600 MW (elektrisch) bzw. 600 MW (Spitze) gekennzeichnet ist [4].

Abschließend werden – zur Verifizierung dieser für ein konkretes Jahr durchgeführten Untersuchungen – die klimatischen Gegebenheiten während des Zeitraums mit der höchsten jährlichen Netzbelastung im Verlauf der letzten 25 Jahre untersucht.

2 Erneuerbares Energieangebot

Im konventionellen Kraftwerkspark ist die Primärenergieverfügbarkeit aufgrund der Speicherbarkeit und hohen Energiedichte der konventionellen Energieträger mit hoher Wahrscheinlichkeit immer gegeben. Im Gegensatz dazu schwankt bei den Energieträgern Wind und Sonne die Verfügbarkeit sowohl aufgrund starker periodischer Schwankungen im Tag/Nacht- bzw. Sommer/Winter-Zyklus und wegen unregelmäßiger Fluktuationen (etwa wegen starker Bevölkerungsschwankungen oder des Auftretens von Windböen). Deshalb muß hier – in Ergänzung zu der Anlagenausfallwahrscheinlichkeit – eine Nichtverfügbarkeit des Energieangebots berücksichtigt werden.

2.1 Verfügbarkeit der Windstromerzeugung

Aufgrund des stochastischen Energieangebots und den z. T. erheblichen tages- und jahreszeitlichen Schwankungen des Windes kann eine technische Verfügbarkeit dieses Energieträgers und damit der daraus resultierenden Elektrizitätsgewinnung zu jedem Zeitpunkt im Jahresverlauf als nicht gegeben angesehen werden. Dies wird damit begründet, daß es selbst bei einer weiträumigen Verteilung der Windkraftkonverter innerhalb eines regional ausgedehnten Gebietes immer Perioden gibt, bei denen die Windgeschwindigkeit unter der Anlaufgeschwindigkeit der Windkraftanlagen liegt und damit keine Stromerzeugung garantiert werden kann.

Das Windenergieangebot ist jedoch an fast allen Standorten innerhalb der Bundesrepublik Deutschland durch einen deutlichen Jahresgang gekennzeichnet [2]. Demnach sind die höchsten Windgeschwindigkeiten in den Monaten November, Dezember und je nach Standort u. U. noch bis in den März gegeben [2]. Das niedrigste Windangebot liegt dagegen im Hochsommer und Frühherbst vor. Über den oberen Ansatz hinausgehende Überlegungen basieren deshalb auf der Analyse der minimalsten Elektrizitätsgewinnung aus Windkraft im Monatsverlauf. Bei der Untersuchung einer möglichen Windstromerzeugung in Baden-Württemberg [4] hat sich beispielsweise gezeigt, daß im April rd. 3 h (d. h. 0,4% des Monats), im September dagegen 53 h (d. h. 7,4% des Monats) keine Windstromerzeugung gegeben ist. Je nach Kalendermonat würde dies einen mit einer Wahrscheinlichkeit von 97% verfügbaren Leistungsanteil der installierten Windkraftleistung von maximal 1,5% entsprechen.

*) Dr. M. Kaltschmitt und Prof. Dr. A. Voß, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart.

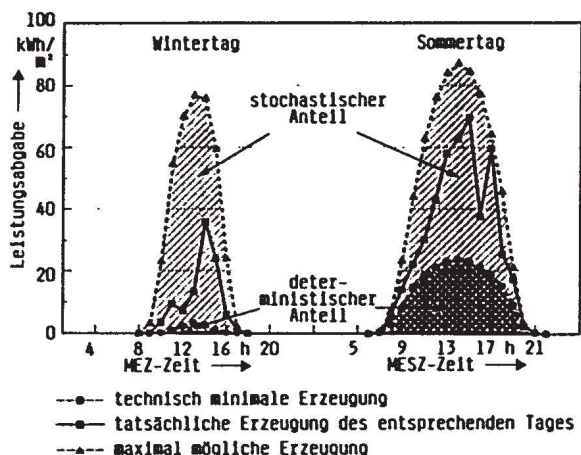


Bild 1. Photovoltaische Stromerzeugung und ihr deterministischer und stochastischer Anteil an einem Winter- bzw. Sommertag

19708.1

2.2 Verfügbarkeit der photovoltaischen Stromerzeugung

Außer von den aktuellen meteorologischen Randbedingungen ist die photovoltaische Stromerzeugung durch einen ausgeprägten tages- und jahreszeitlichen Angebotsgang gekennzeichnet. Bild 1 zeigt den stochastischen (d. h. aufgrund der Bewölkungsschwankungen veränderlichen) und deterministischen – immer vorhanden (d. h. diffuse Strahlung) – Anteil der möglichen Leistungsabgabe eines Quadratmeters photovoltaisch aktiver Fläche (30° Modulneigung, Südausrüstung). Im Vergleich zwischen dem Winter- bzw. Sommertag wird der Unterschied zwischen der täglichen Zeitdauer der Leistungsabgabe und der maximal möglichen Stromerzeugung deutlich. In Bild 1 ist zusätzlich die tatsächliche Erzeugung eines konkreten Winter- bzw. Sommertages dargestellt. Sie bewegt sich oberhalb des deterministischen Anteils innerhalb eines durch die stochastische Bedeckungsvariation festgelegten Bereichs.

Wegen des z. T. hohen stochastischen Anteils des Energieangebots der solaren Strahlung und der starken tageszeitlichen Schwankungen bzw. der vernachlässigbaren Strahlungsneigung während der Nachtstunden wird die »gesicherte« Leistung des solartechnischen Energieangebots im Jahresverlauf oft nicht als gegeben angesehen. Dies wird u. a. damit begründet, daß selbst an den Tagstunden,

an denen die höchste tägliche Elektrizitätsnachfrage vorliegt [10], die im Winter bei völliger Bewölkung immer noch gegebene Stromerzeugung letztlich durch einen möglichen Schneebelag auf den Solarmodulen komplett unterbunden würde.

In Mitteleuropa kann jedoch mit hoher Wahrscheinlichkeit davon ausgegangen werden, daß nicht alle dezentral innerhalb eines größeren Gebietes installierten Solaranlagen aufgrund meteorologischer Einflüsse an den Tagstunden keine elektrische Arbeit abgeben. Deshalb ist im Tagesverlauf zumindest die photovoltaische Energieerzeugung gegeben, wie sie am Tag der Wintersonnenwende bei völliger Bewölkung vorliegt (deterministischer Anteil der solaren Stromerzeugung, vgl. Bild 1). Der unter diesen ungünstigen Gegebenheiten minimal verfügbare Leistungsanteil liegt – je nach Modul- bzw. Wechselrichtertechnik und den meteorologischen Gegebenheiten – zwischen 11.00 und 13.00 Uhr (MEZ-Zeit) bei rd. 0,4 bis 0,7% der installierten solaren Gleichstromleistung. Andere Untersuchungen [7] geben eine minimal verfügbare Leistung von rd. 1,6% der installierten Anlagenleistung an.

Bei diesen Überlegungen ist jedoch die ausgeprägte jahreszeitliche Komponente des solaren Strahlungsangebots nicht berücksichtigt. Wird deshalb für jeden Monat der im Stundenverlauf geringste verfügbare Leistungsanteil bestimmt, zeigt sich, daß die zur Mittagszeit (12.00 bis 13.00 Uhr) minimalste Leistungsverfügbarkeit von 2,5% im Dezember bis 21,2% im Juni steigen kann. Dabei ist aber zu beachten, daß während der Gültigkeit der Sommerzeit (MESZ-Zeit) dieser Anteil eine Stunde später auftritt. Deshalb ist beispielsweise im Juni während des Zeitraums mit der größten Auftrittswahrscheinlichkeit der Tageshöchstlast – Stunde von 11.00 bis 12.00 Uhr [10] – mit einer Reduzierung der minimal verfügbaren Leistung von 20,8 auf 19,2% zu rechnen.

3 Konventionell/regeneratives Erzeugungssystem

Im Gegensatz zu den bisher diskutierten Ansätzen (Kapitel 2), die nur die mit hoher Wahrscheinlichkeit aus dem erneuerbaren Energieangebot resultierende Stromerzeugung betrachten, werden nun Überlegungen diskutiert, die zusätzlich noch den konventionellen Kraftwerkspark berücksichtigen. Es wird also das gesamte Stromerzeugungssystem betrachtet, das aus einer regenerativen Erzeugung in Verbindung mit dem konventionellen Anlagenpark resultiert. Der Leistungseffekt ist dann der Anteil der installierten erneuerbaren Leistung, die im Kraftwerkspark theoretisch eingespart werden könnte, wenn dadurch die mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit verfügbare Leistung des Gesamtsystems vor und nach der Integration der erneuerbaren Elektrizitätserzeugung gleich bleibt.

Die Nichtverfügbarkeit der Kraftwerke des konventionellen Parks läßt sich mit Hilfe eines Modells der zwei Zustände beschreiben (entweder ist die Engpaßstelle eines Kraftwerks mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit verfügbar oder die Anlage ist mit der Nichtverfügbarkeitswahrscheinlichkeit nicht am Netz; z. B. [5; 6]). Aufgrund der Speicherbarkeit des Brennstoffs wird dabei eine Primärenergienichtverfügbarkeit im allgemeinen nicht berücksichtigt. Die mathematische Beschreibung des fluktuierenden Energieangebots einer Stromerzeugung aus Wind und Sonne ist mit einem derartigen mathematischen Modell jedoch nicht möglich, weil u. a. die solchen Ansätzen zugrunde liegende räumliche und zeitliche Unabhängigkeit der Eintrittswahrscheinlichkeit eines Ausfallereignisses bei dem Energieangebot des Windes bzw. der Solarstrahlung nicht gegeben ist.

Um trotzdem die Verfügbarkeit eines regenerativen/konventionellen Kraftwerksparks zu bestimmen, kann zunächst die Ausfallwahrscheinlichkeitsfunktion des erneuerbaren Energieangebots ermittelt werden (z. B. durch Messungen

oder durch Simulationsrechnungen). Anschließend wird die Ausfallwahrscheinlichkeitsfunktion jeder einzelnen konventionellen Anlage über die kumulative Ausfallwahrscheinlichkeitsfunktion des erneuerbaren Energieangebots gefaltet. Zur Bestimmung des Leistungseffekts der betrachteten regenerativen Option wird zunächst die mit einer Wahrscheinlichkeit von 97% verfügbare Leistung des konventionellen Kraftwerksparks berechnet. Anschließend wird die Verfügbarkeitswahrscheinlichkeitsfunktion der erneuerbaren Stromerzeugung und die mit gleicher Wahrscheinlichkeit (97%) verfügbare Leistung des kombinierten regenerativen-konventionellen Parks ermittelt. Aus dem Zuwachs an gesicherter Leistung ergibt sich der Leistungseffekt des erneuerbaren Energieangebots [1; 9].

3.1 Windtechnische und konventionelle Erzeugung

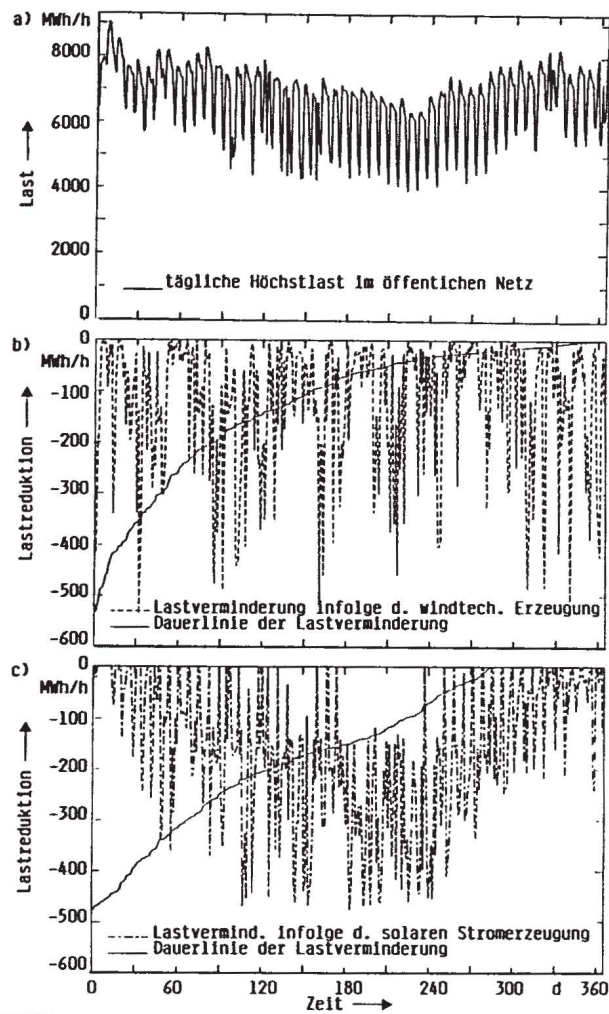
Unter Anwendung der dargestellten Vorgehensweise wurde der Leistungseffekt am Beispiel einer windtechnischen Stromerzeugung in Baden-Württemberg [4] näher untersucht. Dabei errechnet sich den zugrunde liegenden Daten zufolge im Jahresmittel ein Leistungseffekt von rd. 1,2% bezüglich der installierten Konverterleistung (200-kW-Anlagen) bei Berücksichtigung der existierenden, durch verschiedene sehr große und eine Reihe kleinerer Anlagen gekennzeichneten Kraftwerksparks. Im Binnenland ergeben sich somit aufgrund des durchschnittlich niedrigeren Geschwindigkeitsniveaus deutlich geringere Leistungseffekte wie beispielsweise in Norddeutschland (5 bis 7% [1; 9]) oder England (12 bis 54% [8]).

Wegen des Jahresgangs der Windgeschwindigkeit ist eine Untersuchung der jahresmittleren Gegebenheiten für viele Fragestellungen wenig aussagekräftig. Deshalb wurden zusätzlich die monatsmittleren Leistungseffekte ermittelt. Dabei zeigt sich, daß der Leistungseffekt zwischen 0,6% im Spätsommer und maximal 2,3% in windangebotsstarken Monaten liegen kann. Auch nimmt der Leistungseffekt mit zunehmendem Übergang auf Standorte mit ungünstigeren Windangebotsverhältnissen ab.

3.2 Photovoltaische und konventionelle Erzeugung

Ebenfalls am Beispiel Baden-Württembergs wurde nach dem gleichen Verfahren der Leistungseffekt einer möglichen photovoltaischen Stromerzeugung [4] untersucht. Im Jahresmittel errechnet sich dazu ein Leistungseffekt von rd. 0,9%. Dieser niedrige Anteil ist auf die im Verlauf der Nachtstunden (rd. 50%

Bild 2. Tageshöchstlast in Baden-Württemberg im Jahresverlauf (a) und die entsprechende Lastreduktion bei der Integration einer windtechnischen (b) bzw. photovoltaischen (c) Stromerzeugung



des Jahres) nicht gegebene solartechnische Stromerzeugung zurückzuführen. Da im öffentlichen Versorgungsnetz die höchste Lastnachfrage aber meist im Verlauf der Mittagsstunden auftritt [10], wurden diese Zeiträume isoliert untersucht. Demnach kann hier mit einem Leistungseffekt zwischen 2,2 und 2,9% der installierten photovoltaischen Spitzenleistung (W_p) gerechnet werden.

Da das solare Energieangebot deutlicheren jahreszeitlichen Schwankungen wie die Windgeschwindigkeit unterworfen ist, wurde auch hier für verschiedene

Tagstunden der Leistungseffekt im Monatsmittel errechnet. Demnach schwankt der Leistungseffekt im Zeitraum zwischen 8.00 und 9.00 Uhr zwischen null während der Wintermonate und maximal 1,8% im Verlauf des Sommers. Zwischen 12.00 und 13.00 Uhr steigt er auf Werte zwischen 1,2% im Dezember und knapp 4% im Juli.

4 Nachfrageverhalten und regeneratives Angebot

Bei den bisher dargestellten Ansätzen wird entweder die aus dem erneuerbaren Energieangebot resultierende Stromerzeugung isoliert (Kapitel 2) oder in Verbindung mit dem konventionellen Kraftwerkspark (Kapitel 3) betrachtet. Im Gegensatz dazu wird im folgenden die mögliche Senkung der Lastnachfrage im öffentlichen Versorgungsnetz an den konventionellen Park aufgrund der regenerativen Einspeisung untersucht. Dazu wird die mögliche Stromerzeugung aus Wind und Sonne dem zeitlichen Verlauf der auftretenden Last gegenübergestellt.

Basierend auf gemessenen meteorologischen Kenngrößen eines Jahres und der gemessenen Stammlast in bestimmten Zeiträumen kann die stundenmittlere Elektrizitätsnachfrage im öffentlichen Netz Baden-Württembergs (48665 GWh/a im Jahr 1988) simuliert werden. In diesen zeitlichen Verlauf der vom öffentlichen Kraftwerkspark zu deckenden Last wird eine Stromerzeugung aus Windkraft bzw. Solarstrahlung [4] integriert, die aus dem meteorologischen Energieangebot bei einer installierten windtechnischen Leistung von 600 MW (elektrisch) bzw. 600 MW (Spitze) erzielt werden könnte. Bild 2 zeigt für jeden Tag des Jahres die im Tagesverlauf aufgetretene Höchstlast (Bild 2a). Zusätzlich ist die entsprechende tägliche Lastverminderung wegen der Integration einer windtechnischen (Bild 2b) bzw. photovoltaischen (Bild 2c) Erzeugung dargestellt. Zur besseren Abschätzung der Größenordnung der jeweiligen Lastreduktion ist auch die korrespondierende Dauerlinie der Lastverminderung dargestellt.

4.1 Elektrizitätsnachfrage und Windstromerzeugung

Wird die Elektrizitätsnachfrage im öffentlichen Netz zum Teil durch eine Stromerzeugung aus Windkraft gedeckt, kann es zu einer deutlichen Verminderung der noch vom konventionellen Anlagenpark zu deckenden täglichen Höchstlast kommen (Bild 2b). Aufgrund des näherungsweise stochastischen Energieangebots des Windes ist die Lastreduktion jedoch keinen Gesetzmäßigkeiten unterworfen, da es – zumindest auf der untersuchten Gebietsfläche – keinen ausgeprägten Tagesgang des Windangebots gibt. An der Dauerlinie der Lastverminderung wird deutlich, daß es an 358 Tagen (d. h. 98,1% des Jahres) zu einer – wenn auch z. T. sehr geringen – Reduktion der täglichen höchsten Nachfrage im Netz kommt. Bezogen auf den üblichen Grad der Versorgungssicherheit von 97% bedeutet dies, daß in dem hier dargestellten Fall mit einem Leistungseffekt der Windkraftnutzung im Binnenland von rd. 0,1% zu rechnen wäre.

4.2 Nachfrageverhalten und photovoltaische Stromerzeugung

Bei einer photovoltaischen Stromerzeugung führt die Betrachtungsweise zu einem prinzipiell anderen Ergebnis (Bild 2c). Im Verlauf des Sommers kommt es dann aufgrund des dann hohen Strahlungsangebots zu einer z. T. deutlichen Verminderung der vom konventionellen Park noch zu deckenden Last. Bild 2 zeigt aber auch eine merkliche Lastreduktion an einigen Wintertagen. Dies ist meist an Werktagen der Fall, wenn die Netzhöchstlast während der Mittagsstunden auftritt und eine tendenziell hohe Strahlungsleistung (Hochdruckwetterlage, keine Bedeckung) gegeben ist. Aufgrund des im Tagesverlauf ausgeglicheneren Nachfrageverhaltens an den Wochenenden und an bestimmten Werktagen – die höchste Last tritt teilweise in den frühen Morgen- und Abendstunden auf – ist an solchen Tagen mit keiner Verminderung der durch die konventionellen Kraftwerke zu deckenden Last zu rechnen. In dem dargestellten Fall kommt es deshalb an 80 Tagen (rd. 22% des Jahres) zu keiner Lastreduktion. Im Gegensatz dazu kann unter den hier zugrunde liegenden Bedingungen beispielsweise im Verlauf von fast zwei Sommermonaten mit einem Leistungseffekt von rd. 20% bezogen auf die installierte Leistung gerechnet werden.

Wird dagegen die hypothetische Annahme getroffen, daß z. B. durch steuerliche Maßnahmen die höchste Lastnachfrage in die Tagesstunden verlagert wird, ist unter sonst gleichen Annahmen nur an 9 Tagen (d. h. 2,5% des Jahres) keine Reduktion der vom konventionellen Park zu deckenden Last zu erwarten. Dies würde dann einem Leistungseffekt der photovoltaischen Stromerzeugung von ebenfalls rd. 0,1% entsprechen.

5 Klimatische Bedingungen während der Höchstlastperiode

Die in Kapitel 2 bis 4 dargestellten Untersuchungen beschränken sich auf die Analyse eines speziellen Jahres. Um den Schluß von einem konkreten Jahr auf die allgemeinen Zusammenhänge zu ermöglichen, wurden während der letzten 25 Jahre die meteorologischen Gegebenheiten im Verlauf der tatsächlich aufgetretenen Höchstlastperioden in Baden-Württemberg analysiert.

Bei der Untersuchung der gemessenen tagesmittleren Temperaturen an den Tagen mit der absolut höchsten Stammlast im Versorgungsnetz zeigt sich – je nach Winter – ein deutlicher Zusammenhang zwischen einer überproportional hohen Lastnachfrage und signifikant niedrigen Temperaturen. Damit lassen sich Höchstlastperioden an milden (z. B. Winter 1988/89 mit $T_{\text{Mittel}} = 3$ bis 6°C)

und kalten Wintern (u. a. Winter 1984/85 mit $T_{\text{Mittel}} = -9$ bis -20°C) unterscheiden. Da der Leistungseffekt einer erneuerbaren Stromerzeugung primär an kalten Tagen mit absolut überproportionaler Lastnachfrage technisch relevant werden dürfte, wurden an acht ausgewählten kalten Winterhöchstlastperioden für verschiedene Standorte in Baden-Württemberg die gemessenen Windverhältnisse und Sonnenscheinstunden näher untersucht.

Die Analyse des gemessenen Windenergieangebots im Verlauf der Höchstlastperiode (Tag der absolut höchsten Stammlast und zwei Tage vor und nach dem Höchstlasttag) ergab, daß bei den untersuchten kalten Wintern die Tage vor dem Höchstlasttag durch signifikant unter dem langjährigen Mittelwert liegende Windgeschwindigkeiten gekennzeichnet waren. Am Tag der höchsten Last war bereits ein höheres Windangebot zu verzeichnen, das aber nach wie vor tendenziell unter dem langjährigen Mittelwert lag. Dies änderte sich erst mehrere Tage nach dem Höchstlasttag. Da die absolut tiefsten Temperaturen im Verlauf einer Höchstlastperiode fast ausnahmslos ein bis drei Tage vor dem Auftreten der Netzhöchstlast zu verzeichnen sind und da in Mitteleuropa im allgemeinen sehr niedrige Temperaturen mit geringen atmosphärischen Bewegungen verbunden sind (Hochdruckwetterlage), erklärt dies das unterdurchschnittliche Windangebot wenige Tage vor dem Höchstlasttag. Tritt dann die Netzhöchstlast auf, zeigt das Temperaturniveau bereits wieder steigende Tendenz. Deshalb ist zwar das Windenergieangebot höher, aber noch nicht auf dem Niveau des langjährigen Mittelwertes.

Bei einer Analyse der Sonnenscheinstunden im Verlauf des betrachteten Zeitraums ergibt sich ein tendenziell entgegengesetztes Ergebnis. Das solare Strahlungsangebot ist wenige Tage vor dem eigentlichen Tag der höchsten Last in vielen Fällen überdurchschnittlich hoch. Dies ist auf die bei niedrigen Temperaturen im Winter meist vorliegende Hochdruckwetterlage zurückzuführen.

Durch den Temperaturanstieg bis zum Höchstlasttag und dem damit einhergehenden Wetterumschwung kommt es jedoch meist zu einer signifikanten Bedeckungszunahme. Deshalb wurde am Höchstlasttag in den meisten untersuchten Fällen keine bzw. nur eine unterdurchschnittliche Sonnenscheinstundenanzahl gemessen. Diese Tendenz setzt sich auch nach dem Höchstlasttag fort.

Die Vergangenheitsanalyse hat gezeigt, daß an kalten Wintern mit einer überproportional hohen Lastnachfrage das erneuerbare Energieangebot in den untersuchten acht Wintern überdurchschnittlich gering war. Die mittleren Windgeschwindigkeiten lagen fast ausnahmslos unter dem langjährigen Mittelwert, die Sonnenscheinstunden und damit die Strahlungsintensität waren ebenfalls überdurchschnittlich niedrig. Der sich aus diesem erneuerbaren Energieangebot ergebende Leistungseffekt dürfte sich deshalb eher am unteren Bereich der aufgezeigten Bandbreite bewegen.

6 Schlußbetrachtung

Das Ziel dieser Untersuchung war die Darstellung möglicher Ansätze zur Bestimmung des Leistungseffekts einer Stromerzeugung aus Windkraft und Solarstrahlung. Dazu wurde zunächst nur die aus dem Wind- bzw. Strahlungsangebot resultierende mögliche Elektrizitätsgewinnung untersucht. Anschließend wurde ein gemischt konventionell/regeneratives Elektrizitätserzeugungssystem betrachtet. Schließlich wurde der Einfluß einer Stromerzeugung aus Wind und Sonne in Wechselwirkung mit dem Nachfrageverhalten auf die verbleibende zu deckende Last untersucht. Abschließend wurde die Analyse der gemessenen meteorologischen Gegebenheiten an Höchstlastperioden mit absolut überproportionaler Lastnachfrage im Verlauf der letzten 25 Jahre vorgenommen.

Die Untersuchung hat gezeigt,

- daß die verschiedenen Ansätze zur Ermittlung des Leistungseffekts von regenerativen Stromerzeugungssystemen zu unterschiedlichen Ergebnissen führen. Bei der Untersuchung der Elektrizitätsgewinnung aus Windkraft ergeben sich den zugrunde liegenden meteorologischen Daten zufolge Leistungseffekte – je nach methodischem Vorgehen – zwischen null und maximal 2,3%. Bei der photovoltaischen Stromerzeugung liegt die aufgezeigte Bandbreite zwischen null und unter günstigsten Bedingungen (Mittagszeit, Hochsommer) bei maximal rd. 20%;

- daß aufgrund der Angebotscharakteristika der Windgeschwindigkeit und der Solarstrahlung eine jahresmittlere Betrachtung wenig sinnvoll ist. Bei der Analyse der Windstromerzeugung ist aufgrund des Jahresganges zumindest eine monatsmittlere Untersuchung, bei der photovoltaischen Elektrizitätsgewinnung wegen des zusätzlichen Tagesganges des Strahlungsangebots sogar eine stundenmittlere Betrachtung im Monatsverlauf geboten;

- daß trotz der z. T. signifikanten Unterschiede zwischen den einzelnen Ansätzen deutlich wird, daß eine Stromerzeugung aus Windkraft und Solarstrahlung mit einem Leistungseffekt verbunden ist, der sich jedoch nur im Bereich von wenigen Prozent der installierten Leistung der regenerativen Konversionstechnologien bewegt;

- daß zu Zeiten mit überproportional hoher Netzbelastung (kalter Winter) tendenziell mit einem unterdurchschnittlichen Energieangebot der Windkraft und der Solarstrahlung und damit nur mit einem im unteren Bereich der aufgezeigten Bandbreite liegenden Leistungseffekt zu rechnen ist.

7 Schrifttum

- [1] Bouillon, H.; Machate, R. D.; Tetzlaff, G.: Leistungseffekt von Windkraftanlagen. *Elektrizitätswirtschaft* 88 (1989), S. 1752 – 1759.
- [2] Christoffer, J.; Ulbricht-Eissing, M.: Die bodennahen Windverhältnisse in der Bundesrepublik Deutschland. Berichte des Deutschen Wetterdienstes Nr. 147. Selbstverlag des Deutschen Wetterdienstes, Offenbach a. M., 1989, 2. vollständig neu bearbeitete Auflage.
- [3] Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (Hrsg.): Begriffsbestimmungen in der Energiewirtschaft. Teil 1: Elektrizitätswirtschaftliche Grundbegriffe. Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke, Frankfurt (Main) 1981.

- [4] Kaltschmitt, M.: Möglichkeiten und Grenzen einer Stromerzeugung aus Windkraft und Solarstrahlung am Beispiel Baden-Württembergs. Dissertation, Forschungsbericht des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart, Band 7, Dezember 1990.
- [5] Koenne, W. u. a.: Verschiedene Methoden der Zuverlässigkeitsrechnung von Kraftwerken. *Österreichische Zeitschrift für Elektrizitätswirtschaft* 29 (1976), S. 513 – 524.
- [6] Nissen, H. H.: Methoden der Wahrscheinlichkeitsrechnungen zur Bestimmung der Leistungsreserve und der Ausfalldauer der Belastung in Kraftwerken. *Elektrizitätswirtschaft* 53 (1954), S. 625 – 627 bzw. *Elektrizitätswirtschaft* 53 (1954), S. 711 – 715.
- [7] Rüber B.; Holland, M.; Holder, A.: Photovoltaische Energieerzeugung in Baden-Württemberg. Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme, Freiburg, Oktober 1987.
- [8] Selzer, H.: Wind energy. Potential of wind energy in the European Community. D. Reidel Publ. Comp. 1986.
- [9] Tetzlaff, G.: Leistungseffekt von Windkraftanlagen. *Windenergie* Bremen 90, 27. – 29. Juni 1990, *BremTec Materialien*, S. 293 – 305.
- [10] Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (Hrsg.): Statistik für das Jahr 1988. VWEW-Verlag, Frankfurt (Main) 1989.