

Das Wind- und Sonnenjahr 2019

Analyse der Wind- und Photovoltaikstromerzeugung in Deutschland

Dipl.-Ing.(VDI) Michael vom Baur, MvB euroconsult

Einleitung

Als Voraussetzung zum Erreichen der deutschen Klimaziele gelten Wind- und Solarstrom allgemein als die tragenden Säulen der zukünftigen Energieversorgung. Deren Anteil an der Stromversorgung müsse nach Ansicht etlicher Politiker größer als 80% werden, wobei Strom aus Kernspaltung kurzfristig (2022) und aus Kohlekraftwerken mittelfristig (2038) in Deutschland nicht mehr zur Verfügung stehen soll. Im Jahr 2019 betrug der Anteil der Windenergie an der deutschen Nettostromerzeugung (Energie d.h. Strommenge insgesamt 514,88 TWh) bilanziell 24,6 % und der Anteil der Photovoltaik (PV) 9,0%, also insgesamt etwa ein Drittel. Der Rest des regenerativen Nettostromanteils in 2019 von insgesamt 46,2% stammt aus Wasserkraft und Biomasse (siehe Abb.1).

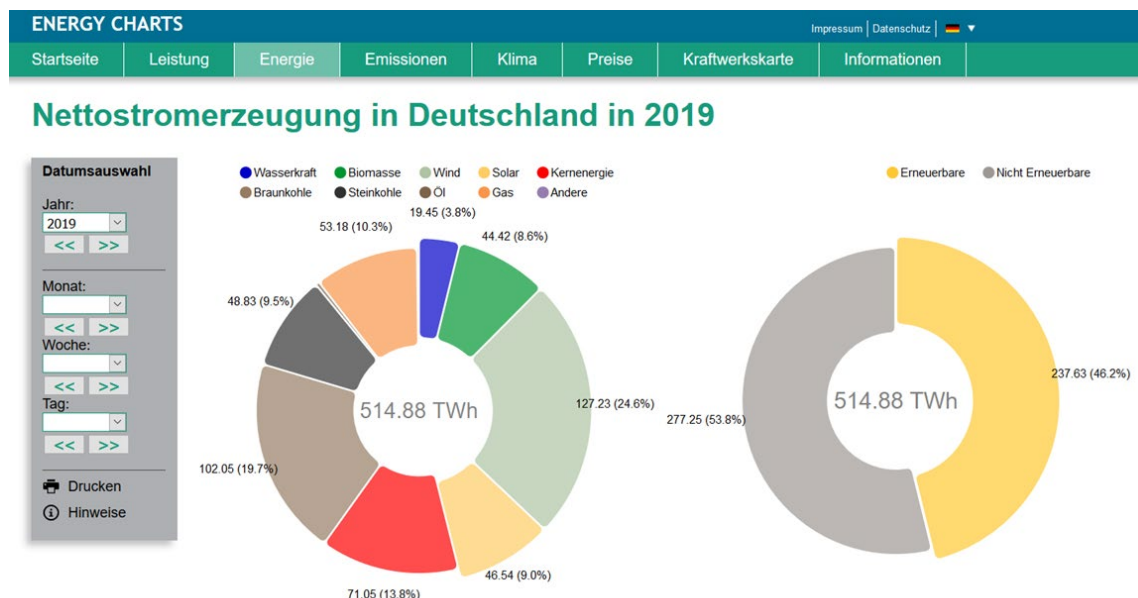


Abb.1: Nettostromerzeugung in Deutschland in 2019 (www.energy-charts.de)

Die Stromerzeugung aus Wind und Sonne in Deutschland müsste sich also für einen 80% Anteil rein bilanziell, d.h. summarisch betrachtet gegenüber 2019 um den Faktor 2,4 erhöhen, allein um dem derzeitigen Verbrauchniveau zu entsprechen. Durch die propagierte Elektrifizierung der Industrie sowie des Wärme- und des Mobilitätssektors wird der künftige Verbrauch trotz immer höherer Energieeffizienz aber noch steigen. Die wissenschaftlichen Prognosen für diesen zusätzlichen Strombedarf bewegen sich momentan in der Bandbreite von „+ 20%“ bis „Verdoppelung“. Schon aus diesen bilanziellen Betrachtungen wird deutlich, wie gewaltig die Aufgabe eines 80%tigen Wind und PV Anteils an der Stromerzeugung wäre.

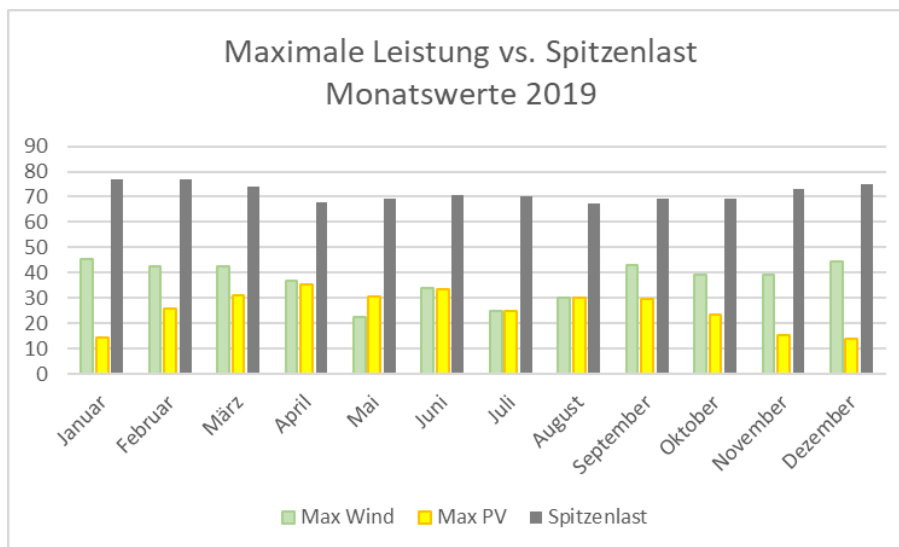
Die Aufgabe wird dadurch erschwert, dass die „Rohstoffe“ Wind und Sonne zwar kostenlos, aber nicht jederzeit verfügbar sind. Um zu beurteilen, wie eine Stromerzeugung auf überwiegender Windkraft- und PV-Basis funktionieren könnte, muss man also die Momentanwerte analysieren. Im Folgenden wird dargestellt welche Stromerzeugung aus Wind und Sonne in jeder Stunde des Jahres 2019 möglich war.

Methodik dieser Analyse

Es wurden die vom Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE) auf der Website www.energy-charts.de in Stundenaufösung veröffentlichten jeweils am Netz befindlichen Leistungswerte für Windstrom, PV-Strom sowie die zugehörige momentane Last ausgewertet. Es handelt sich dabei um die Werte für Deutschland als Ganzes, sie sind für den Zweck der Untersuchung, nämlich das Sichtbarmachen der zeitlichen Auflösung der gesamten Stromerzeugung im Verhältnis der Last, hinreichend (Auf regionale Unterschiede wird im Abschnitt „Spezielle Charakteristika“ eingegangen). Die jeweils zur vollen Stunde genannten Leistungen werden als Mittelwerte für die gesamte Stunde betrachtet, die Summen der so berechneten Strommengen ergeben mehr als 96% der veröffentlichten bilanziellen Nettostromerzeugung für Wind und ca. 100% für PV. Dies ist für den Zweck der Untersuchung hinreichend genau. Es wurde zudem lediglich die Differenz „Wind + PV – Last“ betrachtet, also wieviel der Last stündlich durch Wind- und Solarstrom abgedeckt wurden. Wodurch diese Lücke jeweils abgedeckt wurde, war für den Zweck der Untersuchung unerheblich und wurde ebenso wenig betrachtet wie Stromexporte bzw. -importe.

Jahresübersicht

Zur Jahresmitte 2019 waren in Deutschland 53,2 GW Windkraftleistung an Land (29.248 WEA, Durchschnittsgröße 1,8 MW) und 6,4 GW offshore (1.305 OWEA, Durchschnittsgröße 4,9 MW) am Netz, also insgesamt knapp 60 GW. Zur gleichen Zeit waren PV-Anlagen mit gut 47 GW am Netz. Allerdings lag der Höchstwert der Windkraftleistung in 2019 bei nur 47 GW (78% der installierten Leistung). Das Vollaststundenniveau Wind (onshore + offshore) lag 2019 insgesamt bei 2.000 Std. Bei der Photovoltaik lag der Höchstwert bei 35 GW (74% der installierten PV-Leistung). Das Vollaststundenniveau lag 2019 bei 979 Stunden. Die Begründung, dass in den Summenwerten maximal ca. drei Viertel der installierten Leistung erreicht wird, dürfte in Abschaltungen zB. für Wartung sowie

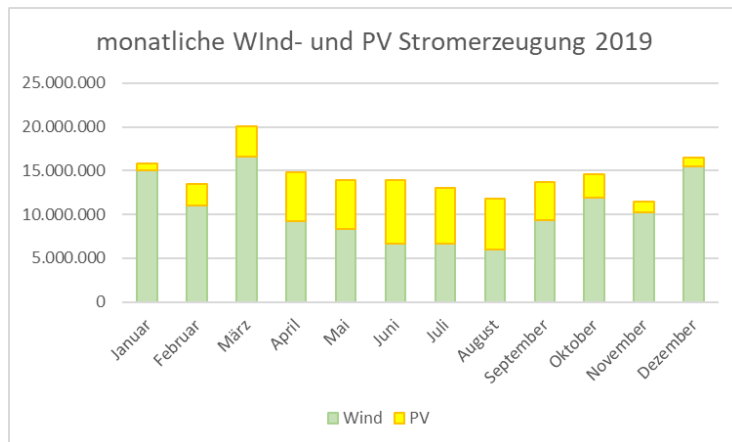


in den regional unterschiedlichen möglichen Ausbeuten auf gleichen Anlagen liegen (siehe auch Abschnitt „Spezifische Charakteristika“).

Abb.2 zeigt die monatlichen Maximalwerte der Leistung im Verhältnis zum Höchstwert der Last im entsprechenden Monat.

Abb.2: Maxima Wind-, PV-Leistung und Last (Datenquelle www.energy-charts.de, Auswertung MvB euroconsult)

Die Betrachtung der monatlichen Summen zeigt die jahreszeitlich und wetterbedingten Unterschiede der Stromerzeugung: wie aus Abb.3 zu ersehen ist, ist die Windstromerzeugung in den Monaten April bis September wesentlich geringer als von Januar bis März und Oktober bis Dezember 2019. Dieses

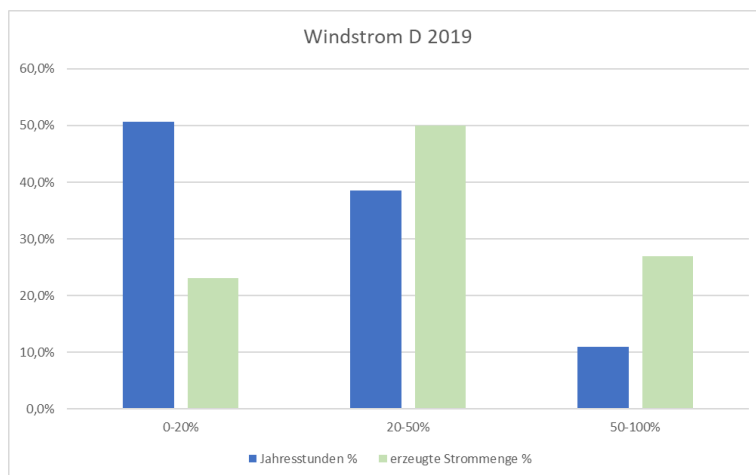


ist durch die allgemein ruhigeren Wetterlagen in den Frühjahrs- und Sommermonaten bedingt. Solarstrom wird hingegen in den hellen Monaten erzeugt. Die monatlichen Summen suggerieren eine gute komplementäre Ergänzung beider Energieträger, allerdings täuscht auch hier die bilanzielle Betrachtung: in den Stunden der Dunkelheit, in denen die Last immerhin noch bei 35-45 GW liegt, wird kein PV-Strom produziert.

Abb.3: Monatswerte Stromerzeugung in MWh (Datenquelle www.energy-charts.de, Auswertung MvB euroconsult)

Die Windstromerzeugung zeigte auch in 2019 die typische „schub-weise“ Charakteristik. Diese ist physikalisch dadurch bedingt, dass Windkraftanlagen erst bei Windgeschwindigkeiten ab ca. 9-11 m/s (ca. Windstärke Bft 5) in die Nähe ihrer Nennleistung kommen. Meteorologisch treten Windstärken von Bft 5 und mehr allerdings weniger häufig auf (wenn, dann meist im Herbst und Winter) als schwächere Winde (mathematisch eine „Weibull-Verteilung“). Im gesamten Jahr wurden nur 21 Perioden registriert, in denen die aktuelle Windstromleistung für mehr als 24 Stunden durchgehend größer als 50% des beobachteten Jahreshöchstwertes von 47 GW war, diese Zeiträume dauerten im Durchschnitt 3,5 und maximal 6 Tage. Daher ist die Konzentration der Windstromproduktion auf relativ wenige engbegrenzte Zeiträume noch stärker ausgeprägt als aus den bilanziellen Monatswerten in Abb.3 schon ersichtlich.

Zusammenfassend kann man für 2019 feststellen, dass in der Hälfte der Jahresstunden (überwiegend in den Monaten April bis August) nur wenig Windstrom verfügbar war, nämlich nur etwa 23% der



bilanziellen Jahresgesamtmenge an Windstrom, mit weniger als 20% der installierten Leistung, oft nur mit 5 GW und weniger (s.Abb.4). Dagegen wurde in nur 11% der Jahresstunden mehr Windstrom als in dem o.g. halben Jahr erzeugt (28% der Jahresgesamtmenge, mit mehr als 50% der installierten Leistung), davon mehr als ein Drittel allein während nur 2 Wochen im März.

Abb.4: Konzentration Windstromerzeugung D 2019, klassifiziert nach Windkraftleistung (Datenquelle www.energy-charts.de, Auswertung MvB euroconsult)

Die typische physikalisch und meteorologisch bedingte Konzentration der Windstromproduktion wird beim Ausbau der Windenergie zu immer größeren Herausforderungen an (überwiegend chemische) Speicherkapazitäten sowie Verfügbarkeit von Lastmanagement (nach Stand des Wissens nur

begrenztes Potential) und Back-up Leistung führen. Die Windschwäche in den Sommermonaten kann durch die dann leistungsfähige PV-Stromerzeugung nur tagsüber teilweise kompensiert werden.

Monatsbetrachtungen

Die erfassten Monatssummen in 2019 sind in der folgenden Tabelle zusammengestellt.

	Wind	PV	Wind+PV	Stromverbrauch	% durch W + PV
Januar	15.020.657	826.683	15.847.340	45.613.606	34,7%
Februar	11.016.654	2.439.245	13.455.899	40.850.648	32,9%
März	16.555.266	3.497.927	20.053.193	43.043.859	46,6%
April	9.179.423	5.678.170	14.857.593	38.890.157	38,2%
Mai	8.380.968	5.563.166	13.944.134	39.596.389	35,2%
Juni	6.698.951	7.169.871	13.868.822	37.630.372	36,9%
Juli	6.704.721	6.366.779	13.071.500	40.660.440	32,1%
August	5.947.252	5.860.159	11.807.411	38.192.419	30,9%
September	9.316.913	4.339.557	13.656.470	37.899.127	36,0%
Oktober	11.893.621	2.696.811	14.590.432	40.431.098	36,1%
November	10.271.284	1.163.910	11.435.194	41.089.006	27,8%
Dezember	15.480.573	1.026.730	16.507.303	41.223.136	40,0%
Jahr 2019	126.466.283	46.629.008	173.095.291	485.120.257	35,7%

Tab.1: Monatswerte Nettostromerzeugung Wind und PV 2019 im Verhältnis zum Stromverbrauch [alle Angaben in MWh] (Datenquelle www.energy-charts.de, Auswertung MvB euroconsult)

Anmerkung:

Abweichungen zu den veröffentlichten bilanziellen Werten können durch Mittelwertbildung, Rundungsfehler etc. bedingt sein.

Die höchste bilanzielle Deckung des Stromverbrauchs durch Wind und PV war im März mit 46,6% zu beobachten. Dafür war, bei jahreszeitlich zunehmender Solarstromerzeugung, eine ungewöhnlich lange windreiche Periode zwischen dem 3.3. und 18.3.2019 verantwortlich, in der allein mehr als 10% des Windstromes im gesamten Jahr produziert wurde (siehe Abb.5)

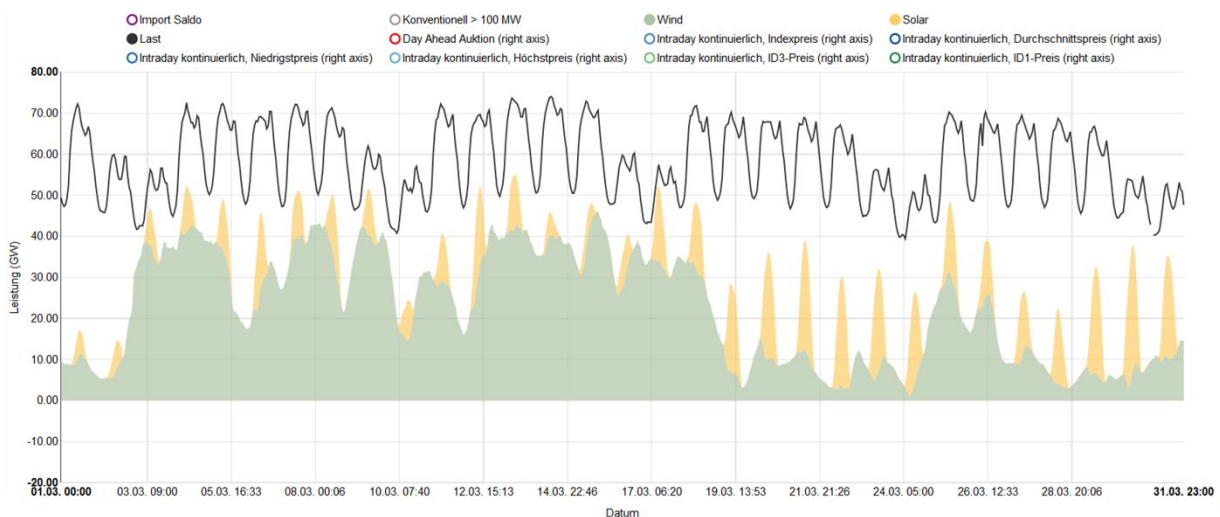


Abb.5: Wind- und PV-Stromerzeugung und Lastgang D März 2019 (Datenquelle www.energy-charts.de, Auswertung MvB euroconsult)

Die niedrigste bilanzielle Deckung des Stromverbrauchs durch Wind und PV wurde im November mit 27,8% registriert, was bei abnehmenden Sonnenstunden durch die geringen Windstärken im „grauen Monat“ bedingt war.

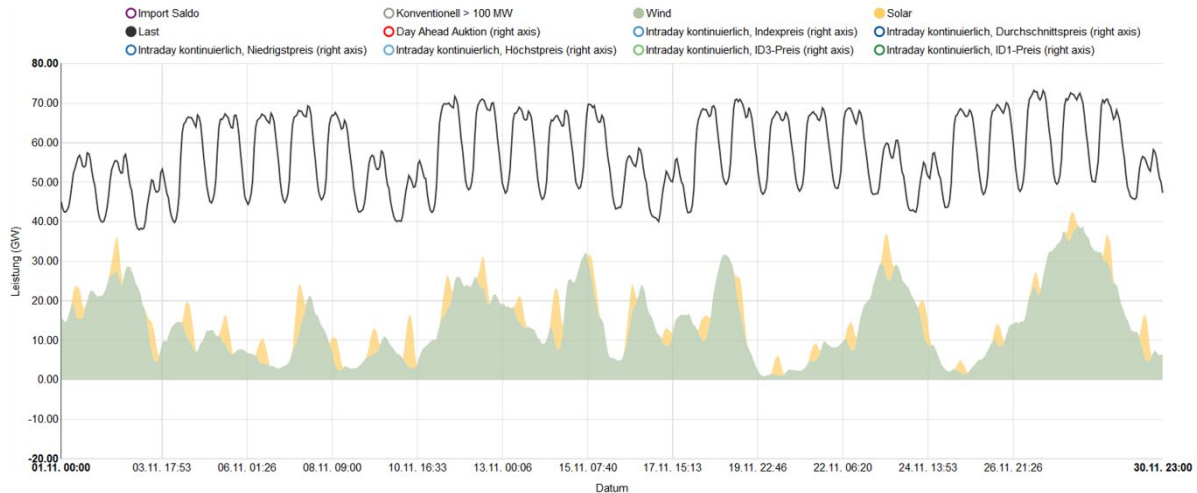


Abb.6: Wind- und PV-Stromerzeugung und Lastgang D November 2019
(Datenquelle www.energy-charts.de, Auswertung MvB euroconsult)

Eine typische Situation für die hellen Sommermonate zeigt der Juni, der noch den höchsten Wind und PV- Deckungsanteil der Sommermonate hatte, da der Wind wenigstens während einiger Tage nicht ganz flau war. Im Juni war die PV Stromerzeugung etwas höher als die durch Windkraft.

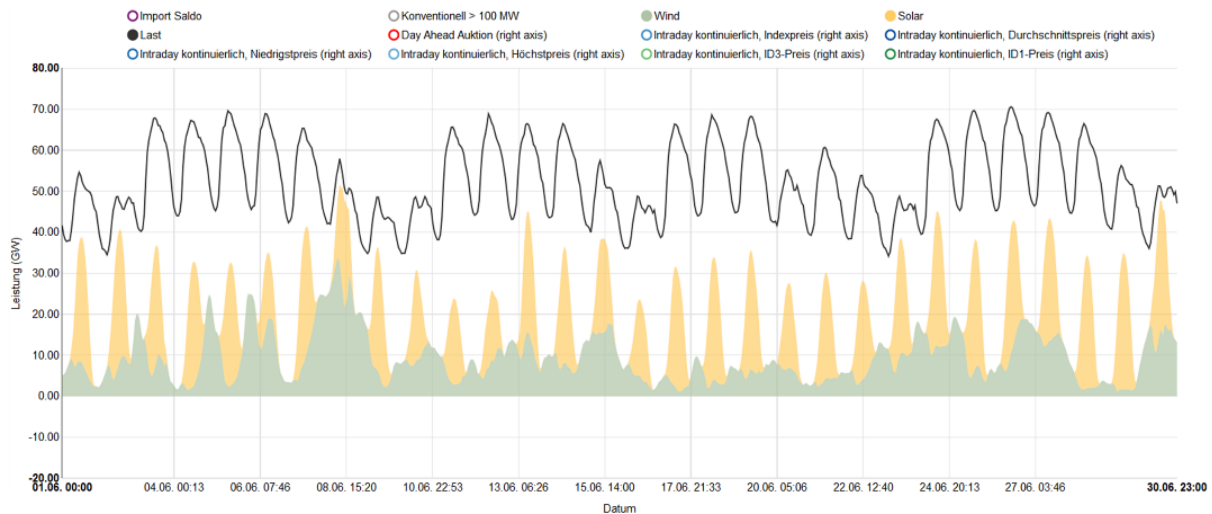


Abb.7: Wind- und PV-Stromerzeugung und Lastgang D Juni 2019
(Datenquelle www.energy-charts.de, Auswertung MvB euroconsult)

Spezielle Charakteristika

Anhand der folgenden Abbildung lassen sich zwei charakteristische Lagen erläutern, die auch in 2019 wieder zu beobachten waren. Abb.8 zeigt die Wind- und PV-Stromerzeugung sowie den Lastgang während dreier Tage im Juni 2019 (17.6.-19.6.). Die Windstromerzeugung ist, wie in den Sommermonaten typisch, sehr gering (Leistungen um oder unter 5 GW, das sind nur 5-10% der installierten Windkraftleistung). Die Solarstromerzeugung ist hingegen relativ nahe an den beobachteten Jahreshöchstwerten, die Tageslichtstunden sind annähernd maximal (der längste Tag ist am 21.6.). Der Gang der PV-Stromerzeugung erscheint auf den ersten Blick sehr gut an den Lastgang

angepasst. Allerdings läuft die Lastkurve morgens früher (ab ca. 05:00) und mit zunächst größeren Gradienten an, als die mit dem Tageslicht einsetzende PV-Stromproduktion. Dadurch entsteht auch bei guter PV-Stromausbeute täglich früh morgens eine ca. 6 GW große Lücke, die mit anderen Energieträgern nach zu regeln ist (Wind steht im Sommer seltener zur Verfügung). Eine ähnliche Lücke beobachtet man auch am späten Nachmittag „im letzten Licht“, da die Lastkurve wesentlich langsamer abnimmt als die PV-Stromproduktion (wegen zB. Einschalten der Beleuchtung, Abendaktivitäten, etc.). Der Anteil von privaten Haushalten daran kann sicher oft individuell über marktübliche Tagesspeicher abgedeckt werden, aber für den größeren Anteil der Industrie, der Bahn und der öffentlichen Infrastruktur ist momentan wohl keine andere Lösung in Sicht, als die temporär zusätzliche Produktion von Strom aus mit regenerativem Strom erzeugten Wasserstoff etc. („chemische Speicherung“/ Rückverstromung via BHKW, Brennstoffzelle, etc.). Dies würde jedoch aufgrund der Umwandlungsverluste den für diese Leistungen notwendigen regenerativen Strombedarf mindestens verdreifachen, was im mehrmonatig windschwächeren Sommer besonders problematisch ist.

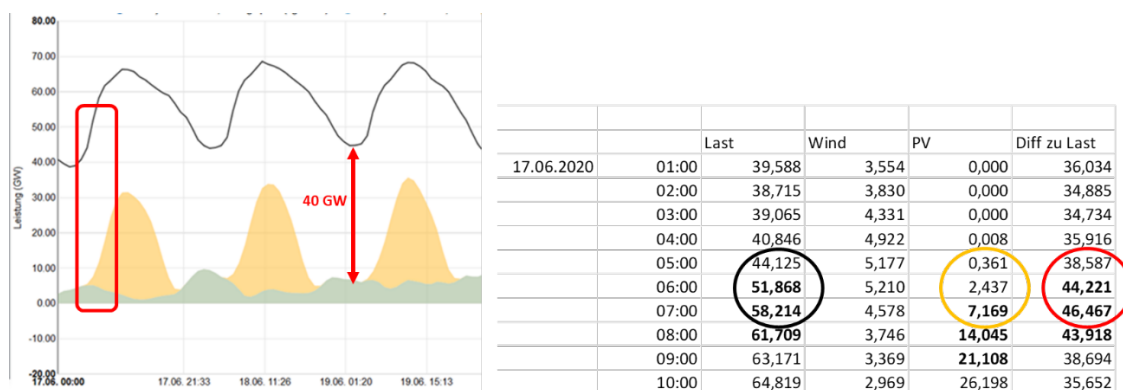


Abb.8: Wind- und PV-Stromerzeugung und Lastgang D 3 Tage im Juni 2019
(Datenquelle www.energy-charts.de, Auswertung MvB euroconsult)

Abb.8 verdeutlicht auch, weshalb die Photovoltaik keine vollständig komplementäre Kompensation bzw. hinreichende Ergänzung für jahreszeitlich bedingte Schwachwindperioden sein kann (obwohl eine bilanzielle Betrachtungsweise dies suggerieren könnte / s.o. Abb.3). Bei wenig Windkraft war im Sommer 2019 nachts ein Bedarf von um die 40 GW auf anderem Wege zu decken, das ist nach Lage der Dinge demnächst (neben begrenzten Möglichkeiten wie Biomasse und Wasserkraft) wohl ausschließlich mit fossil befeuerten Kraftwerken zu leisten. Bei steigendem Anteil an nächtlichen Fahrzeugbatterieladungen (E-Mobilität) dürfte dieser Nachtbedarf eher noch zunehmen.

Bei PV-Anlagen ist bekannt, dass nicht nur die vom geografischen Standort abhängige Sonneneinstrahlung selbst, die in Bayern 10-15% höher ist als in Schleswig-Holstein, sondern auch die genaue Ausrichtung des Dachs zum Meridian und die Dachneigung entscheidend für die Erträge sind. Dies und regional unterschiedliche Bewölkung dürften die Erklärung dafür sein, dass die installierte PV-Leistung in 2019 nur zu etwa 75% erreicht wurde.

Die mittleren Windgeschwindigkeiten in Deutschland reichen nach DWD (80m Höhe) von ca. 4,5 m/sec (Bft. 4, Süddeutschland) bis ca. 8 m/sec (Bft.5, Nordseeinseln, große Höhenlagen). Daher ergeben sich bei gleichen WEA je nach Standort deutlich unterschiedliche mögliche Stromerträge. Ein Beispiel: Stromproduktion mit der guten WEA GamesaG132 (3,3 MW), standortgerecht berechnet aus stündlichen Windbeobachtungen im Zeitraum 7.12.18 -4.1.2019: Standort Südwestdeutschland (Westhofen Alzey RLP) = 30% MWh, Standort Küstenland (Trollenhagen Neubrandenburg MV) = 100% MWh, Standort "quasi Offshore" (Westermarkelsdorf Fehmarn SH) = 135% MWh.