



Leit/dfaden 3.0, Einspeisemanagement

Eine kurze Zusammenfassung des neuen Leitfadens zum Einspeisemanagement 3.0 vom 25. Juni 2018 von der Bundesnetzagentur

Strompreisrückblick

September 2018

Meldungen

- ◆ CEE Group kauft hessischen Windpark
- ◆ Commerzbank Fonds kauft zwei Windparks von UKA
- ◆ Schweizer Anlagestiftung erwirbt Bayerns größten Waldwindpark
- ◆ Encavis AG kauft deutschen Solarpark und dänische Windenergieanlagen
- ◆ Langjähriger Servicevertrag für ABO Wind
- ◆ Google bezieht finnischen Strom
- ◆ Arise verkündet den Verkauf des Windparks Bröcklingeberget mit rund 45 MW an re:cap
- ◆ Ausschreibungsergebnisse & Zinssätze



Leit/dfaden 3.0, Einspeisemanagement

Eine kurze Zusammenfassung des neuen Leitfadens zum Einspeisemanagement 3.0 vom 25. Juni 2018 von der Bundesnetzagentur

Von Martin Wagner

Aufgrund der schwankenden Energieerzeugung durch erneuerbare Energien werden die Stromnetze belastet und die Stromeinspeisung muss durch geeignete Regemaßnahmen angepasst werden. Folgende Maßnahmen können zum Einsatz kommen:

Redispatch: Reduzierung und Erhöhung der Stromeinspeisung von konventionellen Kraftwerken nach vertraglicher Vereinbarung oder einem gesetzlichen Schuldverhältnis mit dem Netzbetreiber unter Erstattung der Kosten sowie Countertrading-Maßnahmen über Börsengeschäfte.

Netzreservekraftwerke: Einsatz von Kraftwerken zur Beschaffung noch fehlender Redispatchleistung aus der Netzreserve unter Erstattung der Kosten. Das beinhaltet auch Vorhaltung von Netzreserveleistung.

Einspeisemanagement (EinsMan): Abregelung von Stromeinspeisung aus Erneuerbare-Energien- und KWK-Anlagen auf Verlangen des Netzbetreibers mit Entschädigung.

Anpassungsmaßnahmen: Anpassungen von Stromeinspeisungen und/oder Stromabnahmen auf Verlangen des Netzbetreibers, wenn andere Maßnahmen nicht ausreichen, ohne Entschädigung.

In Deutschland wurden im Jahr 2017 insgesamt 548 TWh produziert und 26 TWh geregelt, das entspricht ca. 5 % der Nettostromerzeugung. Die folgende Tabelle stellt die verschiedenen Regelungsmaßnahmen detailliert für die Jahre 2016 und 2017 dar.

Jahr	Energieerzeugung/Regelung	Energie	Einheit	Mio. €	€/MWh
2017	Redispatch	18.456	GWh	423	22,92 €
	Netzreserveleistung Abruf	2.129	GWh	182	85,63 €
	Netzreserveleistung Vorhaltung	11.430	MW	233	-
	EinsMan	5.518	GWh	610	110,55 €
	Anpassung	35	GWh	-	- €
	Summe	26.138	GWh	1.448	55,41 €
2016	Redispatch	11.475	GWh	235	20,44 €
	Netzreserveleistung Abruf	1.209	GWh	103	85,11 €
	Netzreserveleistung Vorhaltung	8.383	MW	183	-
	EinsMan	3.743	GWh	373	99,65 €
	Anpassung	4	GWh	-	- €
	Summe	16.431	GWh	893	54,37 €

Tabelle 1: Regelungsmaßnahmen 2016/17

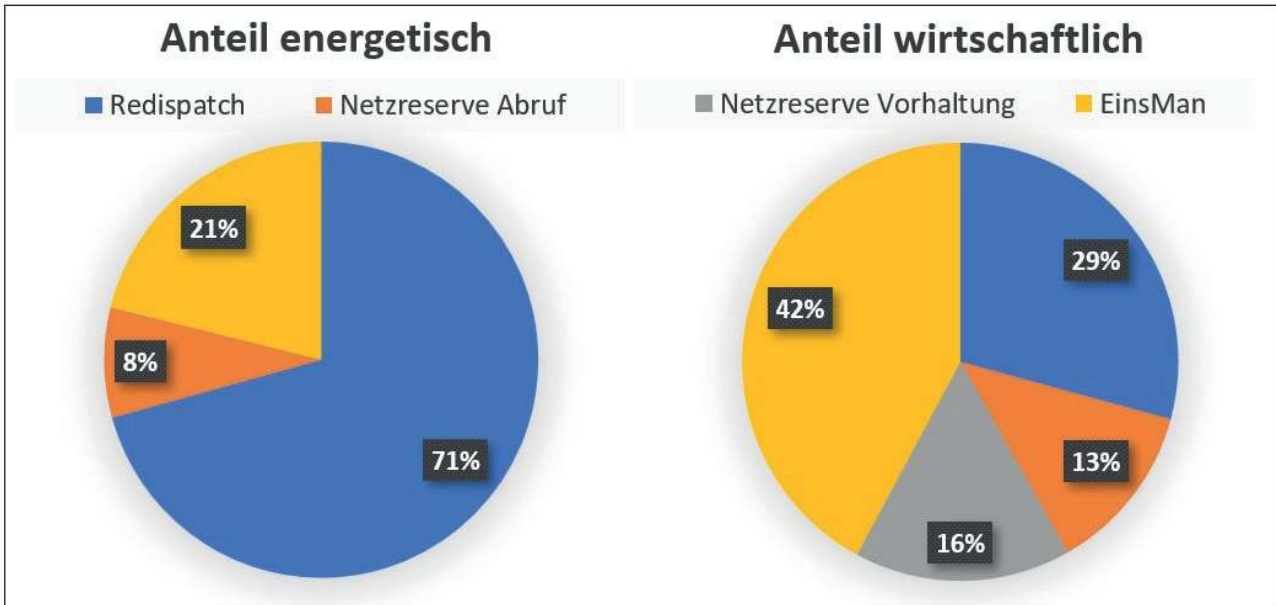
Quelle: Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen, Bundesnetzagentur

Man kann gut erkennen, dass es von 2016 zu 2017 zu einem massiven Anstieg der Regelungsmaßnahmen kam. Der aus energetischer Sicht wichtigste Hebel ist das Redispatch, hier werden die größten Energiemengen umgesetzt, das ist aus volkswirtschaftlicher Sicht erfreulich, denn hier sind die Kosten pro MWh auch am geringsten. Im Gegensatz dazu sind die EinsMan-Maßnahmen aus energetischer Sicht eher untergeordnet, da diese nur 21 % der Gesamtregelenergie ausmachen, jedoch um den Faktor fünf höhere Kosten verursachen. Die nachstehende Grafik verdeutlicht den Zusammenhang sehr gut.

Verteilung der Einspeisemanagement Maßnahmen

Wer sich jetzt wundert, warum die spezifischen Kosten bei den EinsMan-Maßnahmen bei mehr als 11 ct/kWh liegen, darf nicht vergessen, dass nicht nur Wind onshore davon betroffen ist, sondern alle Erneuerbaren Energieträger. Gleichwohl stellt hierbei die Onshore-Windenergie mit 81 % den größten Anteil, gefolgt von Wind Offshore mit 15 % und Photovoltaik mit 3 %.

Bei der regionalen Verteilung steht das Bundesland Schleswig-Holstein, mit 3.658 WEA, mit Abstand an der Spitze, hier werden 59 % aller EinsMan-Maßnahmen umgesetzt, gefolgt von Niedersachsen (6.197 WEA) mit 20 % und Brandenburg (3.734 WEA) mit 8 %.



Grafik 2: Regelaßnahmen 2017

Quelle: Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen, Bundesnetzagentur

Leitfaden zum Einspeisemanagement Version 3.0

Der erste Leitfaden zum Einspeisemanagement wurde am 29. März 2011 veröffentlicht. Dieser wurde eingeführt, um die im § 12 des EEG 2009 genannten EinsMan-Maßnahmen, bzw. deren Entschädigungsanspruch zu spezifizieren. Anlass für die letzte Aktualisierung des Leitfadens war, dass die vorangegangene Versionen 2.1 die Ermittlung der Entschädigung im Fall einer Direktvermarktung nicht ausreichend berücksichtigte. Dem wurde jetzt in den Kapiteln 2.4.1 und 2.4.2 Rechnung getragen. Weiterhin wurde das Kapitel 2.3 um KWK-Anlagen ergänzt. Die Bundesnetzagentur hat den aktuellen Leitfaden in der Version 3.0 für EinsMan-Maßnahmen am 25. Juni 2018 mit sofortiger Wirkung veröffentlicht.

Neuregelungen im Hinblick auf die Höhe der Entschädigungszahlung

Gegenüber der Vorgängerversion sind zunächst die Ausführungen zur Ermittlung von Entschädigungszahlungen für direktvermarktete EE-Anlagen hinzugekommen. Demnach besteht ein Anspruch auf Entschädigung für entgangene Erlöse nur noch in Höhe der Marktprämie, sofern sich die Anlagen in der Direktvermarktung mit Marktprämie befinden. Nicht entschädigt werden die Erlöse des Anlagenbetreibers aus dem Stromverkauf. Nach Auffassung der BNetzA komme aber eine Entschädigung für den bilanziellen Ausgleich, siehe nächstes Kapitel, in Betracht.

Die BNetzA begründet dies folgendermaßen: „Wird eine EEG-Anlage abgeregelt, entstehen Abweichungen im Bilanzkreis. Wenn der Netzbetreiber diese nicht gezielt bilanziell ausgleicht, können dies die Bilanzkreisverantwortlichen (i.d.R. der Direktvermarkter) tun und z.B. Strom an der Börse beschaffen. Wenn das nicht geht, etwa weil der Bilanzkreisverantwortliche die Information zur Abregelung vom Netzbetreiber nicht rechtzeitig erhält, muss der Bilanzkreis durch Ausgleichsenergie ausgeglichen werden.“

In der Regel ist aber der Anlagenbetreiber nicht selbst der Bilanzkreisverantwortliche, sondern ein Dritter (z. B. der Direktvermarkter). Die bisherigen Verträge mit den Direktvermarktern sind üblicherweise jedoch so geregelt, dass diese den Marktwert auf Grundlage der gemessenen Einspeisemenge zahlen. Im Falle einer EinsMan-Maßnahme sinkt jedoch die Einspeisung und wird demzufolge nicht vom Zähler erfasst und somit auch nicht vergütet, der Anlagenbetreiber bleibt also „auf seinen Kosten sitzen“. Darauf haben die Direktvermarkter bereits im Konsultationsprozess hingewiesen.

Theoretisch könnte man die Verträge mit den Direktvermarktern anpassen, um sich die entgangenen Erträge vom Direktvermarkter wieder zu holen, Stichwort: Aufwendungen für bilanziellen Ausgleich. Fraglich ist jedoch, ob diese Kosten im Rahmen der Entschädigung nach § 15 EEG 2017 ersatzfähig sind, weil es sich nicht um Kosten des Anlagenbetreibers handelt. Das Landgericht Bayreuth hat diese Kosten mit Urt. v. 19.3.2018 (Az. 13 HK O 29/16) nicht für ersatzfähig gehalten, auch unter Berücksichtigung der Grundsätze der Drittschadensliquidation.

In der Konsultationsfassung hat sich die BNetzA noch eindeutig für eine Erstattungsfähigkeit über die Drittschadensliquidation ausgesprochen. In der veröffentlichten Fassung verweist sie nun darauf, diese Rechtsfrage nicht abschließend klären zu können. Damit besteht eine erhebliche Rechtsunsicherheit in einer der zentralen Fragen des Einspeisemanagements.

Aufwendungen für bilanziellen Ausgleich, Randstundenmodell

Der neue Leitfaden enthält jetzt Vorgaben, wie die Höhe der zusätzlichen Aufwendungen durch die Beschaffung von Ausgleichsenergie zu berechnen ist. Die Berechnung unterteilt sich dabei in drei Zeiträume. Je nach Zeitraum wird die Ausfallarbeit mit dem regelzonenübergreifenden einheitlichen Ausgleichsenergiepreis (reBAP) oder/und mit einem aussagekräftigen Index multipliziert. Dazu eine kurze Erklärung der einzelnen Indizes.

Der ID-3-Index basiert auf den stündlichen und 15-Minuten-Kontrakten der letzten drei Stunden vor Lieferzeitpunkt, der ID-1-Index entsprechend der letzten Stunde. Im Leitfaden

wird der ID-3-Index als relevant genannt, dieser wird aber den tatsächlichen Aufwendungen für den bilanziellen Ausgleich nicht gerecht. Dies gilt umso mehr, da im Regelfall auch zahlreiche andere Akteure gleichzeitig von der Einspeisemanagementmaßnahme betroffen sein dürften und ebenfalls Strommengen zum Bilanzausgleich nachkaufen müssen. Dies wird dazu führen, dass die Preise zum Ende des Zeitraums, über den der Durchschnitt gebildet wird, systematisch steigen werden, sodass die Berechnung auf Basis des ID-3-Index zu Aufwendungen führen würde, die für den Bilanzkreisverantwortlichen systematisch zu niedrig bemessen sind. Besser, wenngleich nicht perfekt, wäre der ID-1-Index, da dieser eine höhere Auflösung hat und somit eine bessere Referenz darstellt.

Unabhängig vom verwendeten Index, wird schnell klar, dass bei der Berechnungsmethode der Aufwand deutlich ansteigt und zwar für alle Beteiligte. Das dürfte sich mindestens bei neuen Verträgen mit Direktvermarktern in höheren Entgelten niederschlagen.

Praxiserfahrungen

Bisher haben bereits einige Netzbetreiber reagiert und zahlen entweder nur noch die Marktprämie oder vorerst gar nichts aus. 50Hertz hat beispielsweise ein Schreiben an seine Kunden verschickt, in dem darauf hingewiesen wird, dass ab dem 01.07.2018 nur noch die Marktprämie ausgezahlt wird. Es ist weiterhin unklar, wie mit EinsMan-Maßnahmen umgegangen werden soll, die vor der Veröffentlichung des neuen Leitfadens stattgefunden haben, aber noch nicht eingereicht wurden. Spätestens bei der Frage, was mit EinsMan-Maßnahmen geschieht, die zwar vor der Veröffentlichung eingereicht wurden, aber wegen Formfehlern zurück an die Betreiber gingen und nun angepasst werden müssen, werden wohl Gerichte eingeschaltet. Dabei krankt der Leitfaden seit seiner 1. Version daran, dass er offiziell keinen rechtlich bindenden Charakter hat, aber dennoch von allen Netzbetreibern angewandt wird, um keine Auseinandersetzung mit der BNetzA zu provozieren.

Betreibern, die ein entsprechendes Schreiben von Ihrem Netzbetreiber erhalten haben, oder auf die Ausgleichszahlungen angewiesen sind, wird dringend empfohlen, sich rechtlich beraten zu lassen.

Fazit

Der Leitfaden sollte Rechtsunsicherheiten bei der Umsetzung der EinsMan-Maßnahmen verringern und den Entschädigungsanspruch transparent regeln. Dieses Ziel wurde leider verfehlt.

So sind die Berechnung der Entschädigung deutlich aufwändiger geworden und es ist in Bezug auf die Drittschadensliquidation keine Rechtssicherheit gegeben. Es werden sich also die Gerichte mit der Frage auseinandersetzen müssen, wie das in Zukunft geregelt werden soll. Alternativ bleibt die Hoffnung, dass zeitnah eine Version 3.1 des Leitfadens veröffentlicht wird, die dieses Thema rechtssicher klärt.

Gerade im Norden Deutschlands machen EinsMan-Maßnahmen teilweise mehr als 30 % des Windpark-Umsatzes aus. Diese Einnahmen werden bei der aktuellen Berechnung mit erheblichen Verzögerungen von den Netzbetreibern ausgezahlt. Bei älteren Anlagen mag das gegebenenfalls noch in Ordnung sein, da hier mit einem größeren finanziellen Spielraum gerechnet werden konnte, aber spätestens bei Anlagen, die nach dem EEG 2017 im Ausschreibungsmodell nur eine sehr geringe Vergütung erhalten haben und entsprechend knapp kalkulieren müssen, dürfte sich hier das Risiko eines Liquiditätsengpasses ergeben.

Bezugnehmend auf die Einleitung kann man bei den Bestrebungen der BNetzA eine klare Tendenz erkennen. Während EinsMan-Maßnahmen in Dauer und Energiemenge in Zukunft zunehmen werden, sollen die Kosten gleichzeitig reduziert werden. Das ist für alle beteiligten Akteure sinnvoll, sollte jedoch klar strukturiert und unter Einbeziehung aller Akteure erfolgen. Die bisherigen Kommentare bei der Konsultation wurden wenig bis gar nicht im neuen Leitfaden umgesetzt und führen zu einer Verschiebung des Risikos auf die Betreiberseite, ohne jedoch Anreize zu besserem Wirtschaften zu schaffen. Hier wäre es wünschenswert, dass eine rechtlich und wirtschaftlich solide Grundlage zum Bereitstellen von Regelenergie erarbeitet wird, damit man hier die Schieflage des Stromnetzes mit kreativen Lösungen verbessern kann, anstatt den Status Quo zu zementieren.

Im Sinne der alten und vor allem neuen Betreiber von Windenergieanlagen ist auf eine schnelle Lösung zu hoffen. Denn nur wenn Rechtssicherheit herrscht und die wirtschaftlichen Risiken kalkulierbar bleiben, werden weitere Investitionen in den Ausbau der Erneuerbaren getätigt.

Quellen

* Stromerzeugung in Deutschland 2017: Solar- und Windenergie übertreffen erstmals Kohle und Kernenergie, Fraunhofer ISE, 03.01.2018, <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/news/2018/stromerzeugung-in-deutschland-2017-solar-und-windenergie-uebertreffen-erstmal-kohle-und-kernenergie.html>

* Bundesnetzagentur veröffentlicht Zahlen zu Redispatch und Einspeisemanagement für 2017, Bundesnetzagentur, 18.06.2018, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2018/20180618_NetzSystemSicherheit.html

* Bericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen - 4. Quartal und Gesamtjahr 2017, Bundesnetzagentur, 18.06.2018, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2018/Quartalsbericht_Q4_Gesamt_2017.pdf

* Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland. Gesamtjahr 2017, Deutsche WindGuard GmbH, https://www.windguard.de/windenergie-statistik-jahr-2017.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/windenergiestatistik/2017/Status%20des%20Windenergieausbaus%20an%20Land%20in%20Deutschland%2C%20Gesamtjahr%202017.pdf

Strompreisrückblick

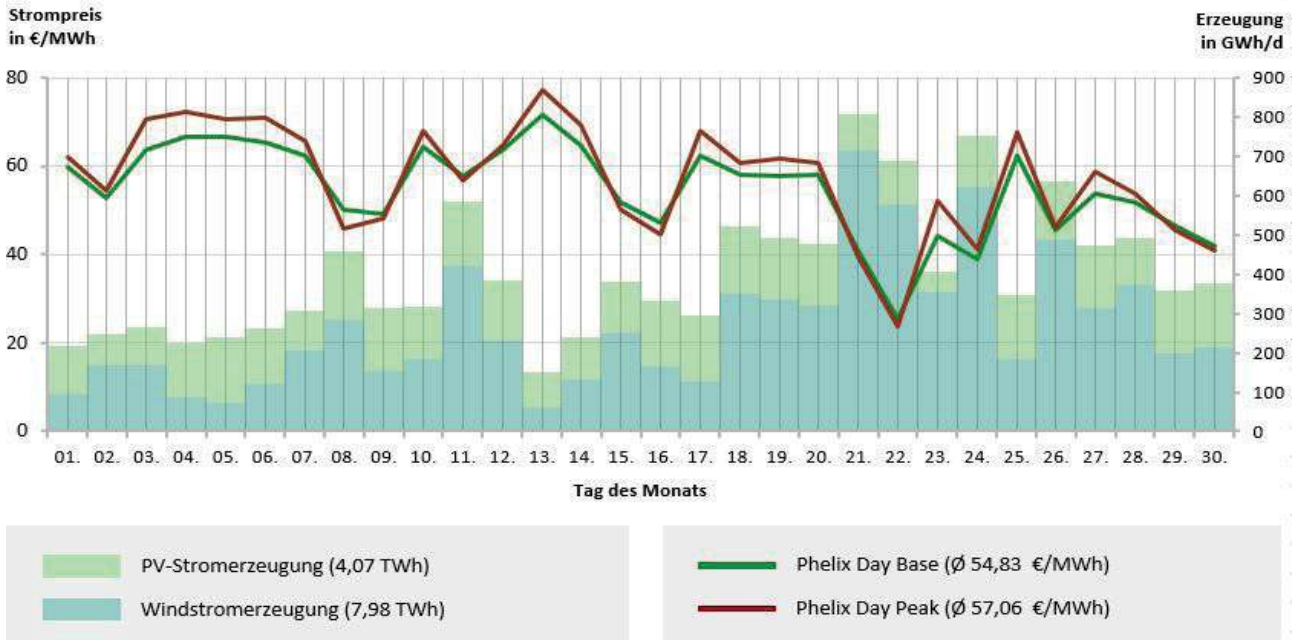
September 2018

Die Stromproduktion durch Windenergieanlagen (WEA) im September 2018 erreichte 7,98 TWh, was 27 % über dem Wert des Vorjahres (6,28 TWh) liegt. Trotzdem liegt damit der Monat September leicht unterhalb des bisherigen Jahresmittels für Wind (8,22 TWh). Die Einspeisung aus Photovoltaikanlagen lag mit 4,07 TWh unterhalb des Vormonatswerts, jedoch nahezu exakt auf dem bisherigen Jahresmittel (4,05 TWh). Zusammen speisten Wind und Sonne damit 12,05 TWh ein, wobei das Maximum (807 GWh) am Freitag, den 21.09., und das Minimum (149 GWh) am Donnerstag, den 13.09., auftraten.

Market and price	Day Ahead - Phelix Day Base	Intraday - Hourly Continuous
Average	54,83 €/MWh	57,06 €/MWh
Min	23,65 €/MWh	35,01 €/MWh
Max	72,49 €/MWh	74,53 €/MWh

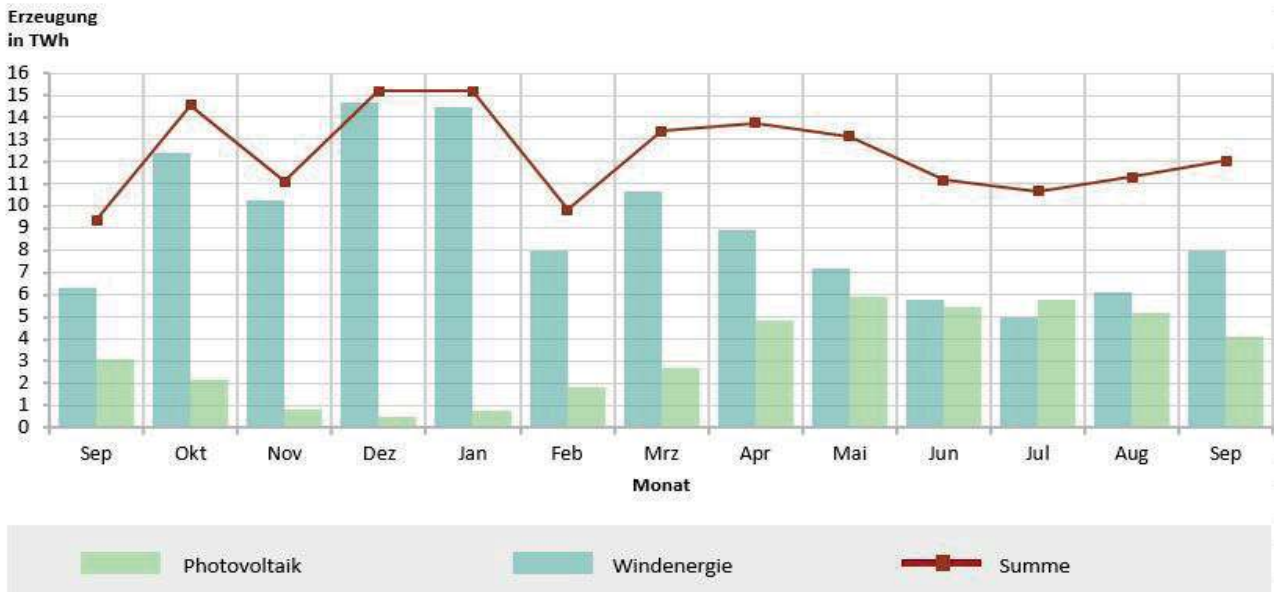
Im September traten wie bereits im Juli und August des Jahres keine negativen Strompreise auf Tagesbasis auf. Am Samstag, den 22.09., markierte der Phelix Day Base mit 23,65 €/MWh das Monatstief. Der Phelix Day Peak erreichte den Monatstiefstwert mit 35,01 €/MWh erst zwei Tage später am 24.09. Das Maximum lag für beide Produkte am Donnerstag, den 13.09., vor und notierte bei 72,49 €/MWh (Base) bzw. 74,53 €/MWh (Peak). Die Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien an allen drei Tagen fiel mit 689 GWh (22.09.) sowie 752 GWh (24.09.) bzw. 149 GWh (13.09.) über- bzw. unterdurchschnittlich (402 GWh) aus, was als ein Grund für die genannten Extrempreise konstatiert werden kann. Die Monatsmittelwerte lagen mit 54,83 €/MWh bzw. 57,06 €/MWh in etwa auf dem Niveau des Vormonats (56,19 €/MWh bzw. 56,48 €/MWh).

PHELIX September 2018



Quellen: EPEX SPOT, 50Hertz, Amprion, TenneT TSO, TransnetBW

Monatssummen von Windenergie- und Solarstromerzeugung der letzten 13 Monate



Quellen: 50Hertz, Amprion, TenneT TSO, TransnetBW

Meldungen

CEE Group kauft hessischen Windpark

Das Asset Managementunternehmen CEE aus Hamburg erweitert ihr Portfolio im Bereich der erneuerbaren Energien mit dem Erwerb des Windparks Aßlar auf insgesamt 668 MW. Der Park befindet sich in Hessen und besteht aus sechs GE Anlagen des Typs 2.75-120 mit einer Gesamt-

leistung von 16,5 MW. Die kaufmännische Betriebsführung übernimmt die CEE Operations GmbH, technischer Betriebsführer wird die Max Bögl Wind AG. Verkäufer des Windparks sind das Bauunternehmen der Max Bögl Stiftung und der Privateigentümer Egbert Reitz.

Commerzbank Fonds kauft zwei Windparks von UKA

Die beiden Brandenburger Windparks Wustermark I und Schenkendöbern wurden von der Commerz Real, einer Abteilung für Fonds Management der Commerzbank, erworben. Verkäufer ist UKA. Die Anlagen wurden alle zwischen Juni 2016 und Januar 2017 gebaut und haben insgesamt eine Nennleistung von 24 MW. Die Parks bleiben in der Betriebsführung der UKB. Für den Erwerb wurde der 300 Millionen € große, geschlossene Fonds

CR Institutional Renewables Energies genutzt, welcher einzig dazu verwendet wird, Onshore Windparks in Deutschland zu kaufen, und laut Fonds Manager bis Ende des Jahres voraussichtlich komplett ausgeschöpft sein wird.

Letztes Jahr wurden auf diese Weise bereits die Windparks Duben-Süd und Karche II von der UKA-Gruppe erworben.

Schweizer Anlagestiftung erwirbt Bayerns größten Waldwindpark

Zwischen Nürnberg und Ingolstadt wechselten die beiden Windparks Reichertshüll und Workerszeller am 17. August 2018 den Eigentümer. Die Schweizer Investmentstiftung IST3 erwarb die über 16 Anlagen verteilten 53 MW installierte Leistung von der Max Bögl OSTWIND

GmbH. Die beiden Windparks ergänzen das bestehende Infrastrukturportfolio der IST3 Investmentstiftung. Die Parks sollen jährlich etwa 107 Mio. kWh regenerativen Strom erzeugen. Damit werden rechnerisch über 38.000 Haushalte in der Region versorgt.

Google bezieht finnischen Strom

Der von Prokon eG geplante Windpark Hedet soll zukünftig die finnischen Rechenzentren des Technologiekonzerns Google mit Strom versorgen. Dazu haben die Eigentümer des Windparks, Prokon Finnland (20%) und das französische Energieunternehmen Neoen (80%), mit Google einen lang-

jährigen Stromabnahmevertrag abgeschlossen. Der Windpark soll aus 18 Anlagen bestehen, die zusammen auf eine Gesamtleistung von 81 MW kommen. Ende dieses Jahres soll mit der Bauphase begonnen werden und die Inbetriebnahme Ende 2019 erfolgen.

Encavis AG kauft deutschen Solarpark und dänische Windenergieanlagen

Die Hamburger Aktiengesellschaft Encavis hat einen deutschen Solarpark und fünf Windenergieanlagen in Dänemark mit einer Erzeugungsleistung von insgesamt 23,1 MW erworben. Der bereits seit 2012 in Betrieb genommene Solarpark befindet sich in der mecklenburgischen Gemeinde Boizenburg und wird mit einer staatlich garantierten Einspeisevergütung von 180 €/MWh subventioniert.

Die Windenergieanlagen liegen an der dänischen Nordseeküste und gehören zu den Windparks Nørhede II und III. Die fünf Anlagen V112-3.3 MW sind bereits seit 2014 am Netz. Das Gesamtinvestitionsvolumen der beiden Transaktionen beläuft sich auf 27,7 Mio. €. Encavis prognostiziert, dass die beiden Projekte pro Jahr einen Umsatz von 3,7 Mio. € erwirtschaften werden.

Langjähriger Servicevertrag für ABO Wind

Das Energieversorgungsunternehmen Rhein-Energie AG hat ABO Wind mit der Vollwartung von vier älteren Windparks mit einer Gesamtleistung von 12 MW beauftragt. Die vier Parks bestehen aus je zwei 1,5 MW Fuhrländer MD70/77 Anlagen und sind seit 2009/2010 in Betrieb.

Das Leistungspaket der Vollwartungsverträge beinhaltet die Vollwartung inklusive Fundament, Rotorblätter und Trafostation. Weiterhin überprüft ABO Wind in regelmäßigen Abständen die Elektrik der Anlagen gemäß DGUV Vorschrift 3 und wird Sachkundeprüfungen durchführen.

Arise verkündet den Verkauf des Windparks Bröcklingeberget mit rund 45 MW an re:cap

70 Mio. Schwedische Kronen Gewinn (rund 6,75 Mio. €) verspricht sich die Arise AB vom Verkauf des 45 MW großen Windparks in Bröcklingeberget in Schweden. Der Park soll an den Wind Infrastructure I Fonds verkauft werden, welcher von re:cap Global Investors gemanagt wird. Der tatsächliche Gewinn hängt allerdings noch vom Ablauf der Bauphase ab. Arise wird hierbei die elf Siemens-Maschinen SWT-DD-142 mit bis zu

4,1 MW Leistung errichten und anschließend in der eigenen Betriebsführung behalten. Der Wind Infrastructure I ist ein Unterfonds vom Luxembourg special fund FP Lux Investments für institutionelle Anleger in europäische Onshore Windparks. Mit dem Abschluss dieser Transaktion wird der Fonds die 300-MW-Marke übersteigen.

Ausschreibungsergebnisse & Zinssätze

Ergebnisse der letzten Ausschreibungen in Deutschland

Energieträger	Wind	PV
Gebotstermin	01.08.2018	01.06.2018
Zuschlagsvolumen Gebotsvolumen	667 MW 670 MW	184 MW 183 MW
Zulässiger Höchstwert	6,30 ct/kWh	8,84 ct/kWh
Höchster Zuschlagswert	6,30 ct/kWh	4,96 ct/kWh
Niedrigster Zuschlagswert	4,00 ct/kWh	3,89 ct/kWh
Mengengewichteter Durchschnitt	6,16 ct/kWh	4,59 ct/kWh

Zinssätze für Langzeitdarlehen für Windparks mit Preisklasse B

KfW-Programm Erneuerbare Energien Programmteil "Standard"			Landwirtschaftliche Rentenbank Programm 255, Ratendarlehen		
Darlehens- konditionen	Zinssatz	Gültig ab	Darlehens- konditionen	Zinssatz	Gültig ab
Laufzeit: 10 Jahre Tilgungsfreie: 2 Jahre Zinsbindung: 10 Jahre	1,85 %	28.08.2018	Laufzeit: 10 Jahre Tilgungsfreie: 2 Jahre Zinsbindung: 10 Jahre	1,75 %	01.10.2018
Laufzeit: 15 Jahre Tilgungsfreie: 3 Jahre Zinsbindung: 15 Jahre	2,35 %	14.09.2018	Laufzeit: 15 Jahre Tilgungsfreie: 2 Jahre Zinsbindung: 10 Jahre	1,95 %	01.10.2018
Laufzeit: 20 Jahre Tilgungsfreie: 3 Jahre Zinsbindung: 10 Jahre	2,15 %	14.09.2018	Laufzeit: 20 Jahre Tilgungsfreie: 3 Jahre Zinsbindung: 10 Jahre	2,10 %	01.10.2018

Impressum:

4initia GmbH

Adr.: Reinhardtstraße 29, DE-10117 Berlin
 Tel.: +49 30 27 87 807-0
 Fax: +49 30 27 87 807-50
 Email: info@4initia.de

Verantwortlich für diesen Newsletter gemäß
 § 5 TMG, § 55 Abs. 2 RStV:

Torsten Musick, 4initia GmbH, Reinhardtstr. 29,
 10117 Berlin, +49 (0)30 278 78 07-0, www.4initia.de

Redaktionsschluss: 01. Oktober 2018