Einsatz von kleinen PV-Anlagen zur Erbringung von Regelleistung

Manuela McCulloch, Kay Wiedemann, Falko Ebe, Jonas Dierenbach, Dietmar Graeber und Christoph Kondzialka

Mit den seit 2018 stark steigenden Installationszahlen rückt die Erbringung von Systemdienstleistungen aus PV-Anlagen wieder verstärkt in den Fokus. An sonnigen Schwachlasttagen könnte beispielsweise zukünftig deren Einsatz zur Erbringung von Regelleistung unabdingbar sein. Kleine PV-Anlagen sind dabei von besonderem Interesse, da Anlagen mit einer 70 %-Wirkleistungsbegrenzung in signifikantem Umfang auch positive Regelleistung erbringen können. Fehlende kostengünstige technische Lösungen zur Steuerung sowie regulatorische Hürden verhindern jedoch bisher die Teilnahme am Regelenergiemarkt. Lösungen für diese Problematik verspricht ein Verbundforschungsprojekt, in dem bereits ein technischer Prototyp zur kostengünstigen Steuerung kleiner PV-Anlagen erfolgreich implementiert wurde.

Das Forschungsprojekt „Einsatz von kleinen PV-Anlagen zur Erbringung von Regelleistung“ wird von der Smart Grids-Forschungsgruppe an der Technischen Hochschule Ulm, dem Übertragungsnetzbetreiber TransnetBW GmbH und der Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze GmbH durchgeführt. Ziel des durch das Ministerium für Wissenschaft, Forschung und Kunst Baden-Württemberg geförderten Projekts ist es, aufbauend auf einem Vorprojekt [1] technische und regulatorische Lösungen zu entwickeln, die es auch kleinen PV-Anlagen ermöglichen, wirtschaftlich erfolgreich am Regelenergiemarkt teilzunehmen. Als kleine Anlagen wurden hierbei solche mit einer Leistung unter 100 kWp definiert.

Technisches und ökonomisches Potenzial

In dem Anfang 2019 unter Beteiligung der TransnetBW abgeschlossenen großen Verbundprojekt „PV-Regel“ im Rahmen der Förderinitiative „Zukunftsfähige Stromnetze“ der Bundesregierung wurde bereits der Nachweis erbracht, dass kleine PV-Anlagen grundsätzlich entsprechend den Anforderungen der Übertragungsnetzbetreiber zur Erbringung der unterschiedlichen Regelleistungsarten (FCR, aFRR, mFRR) einsetzbar sind. Entlang der Leistungskennlinie ist mit einem Großteil der in Deutschland verbauten Wechselrichter eine Anpassung der Stromerzeugungsleistung innerhalb einer oder weniger Sekunden möglich. Im Fokus des „PV-Regel“-Projekts stand insbesondere die Bereitstellung von negativer mFRR. Hierfür konnte ermittelt werden, dass über weite Teile des Jahres tagsüber der Bedarf zu einem großen Teil durch PV-Anlagen abgedeckt werden kann [1]. Grundsätzlich gilt dies auch für die negative Regelenergie der Regelleistungsarten FCR und aFRR.

Im Forschungsprojekt „Einsatz von kleinen PV-Anlagen zur Erbringung von Regelleistung“ wurde zusätzlich auch das Potenzial zur Erbringung von positiver Regelleistung aus PV-Anlagen untersucht. Seit dem EEG 2012 können PV-Anlagenbetreiber mit einer installierten Leistung bis zu 30 kWp zwischen dem Einbau eines Einspeisemanagements und einer dauerhaften Reduzierung der Leistung auf 70 % (Wirkleistungsbegrenzung) wählen [2]. Im Bedarfsfall könnten die Anlagen, die sich für die 70 %-Wirkleistungsbegrenzung entschieden haben, mittels Erbringung von positiver Regelenergie zur Frequenzstabilität beitragen.

Allein im Netzgebiet der TransnetBW haben sich bisher ca. 66.500 Anlagen für die Inanspruchnahme der 70 %-Wirkleistungsbegrenzung entschieden [3]. Dies entspricht einem Anteil von 19 % der gesamten PV-Anlagen im Netzgebiet der TransnetBW (Stand 31.12.2019). Die gesamte installierte Leistung dieser Anlagen entspricht in Summe ca. 535 MWp. Dies bedeutet, dass ca. 160 MW der installierten Leistung dieser PV-Anlagen abgeregelt sind. Unter Einbeziehung eines Referenzlastganges einer Anlage

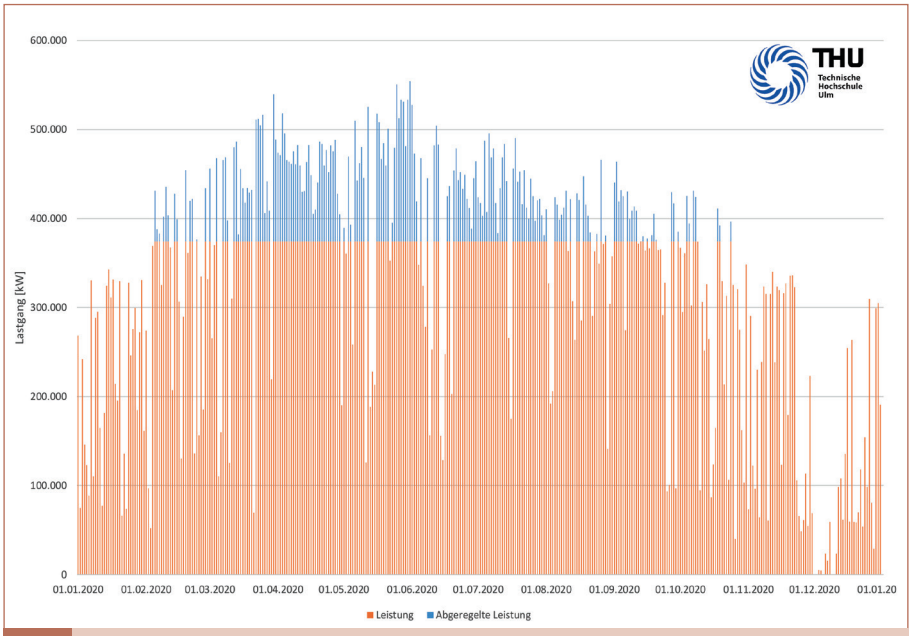

Abb. 1 **Theoretisches Leistungspotenzial der abgeregelten PV-Anlagen im Netzgebiet der TransnetBW**

mit 1.250 Volllaststunden konnte durch die THU ermittelt werden, dass in den besten Stunden des Jahres 2020 in bis zu zwei Drittel der Viertelstunden eine Leistung über der Leistungsgrenze von 70 % hätte erbracht werden können (Abb. 1). Im Mai 2020 wurden beispielsweise zwischen 13:00 und 14:00 Uhr über 50 Viertelstunden abgeregelt. Der Mittelwert der potenziellen abgeregelten Leistung lag bei etwa 88 MW über alle Anlagen im untersuchten Netzgebiet der TransnetBW, welche zur Erbringung von positiver Regelenergie hätten beitragen können. Angenommen wurde hierbei, dass bei den PV-Anlagen eine Volleinspeisung vorliegt.

Das ökonomische Potenzial einer Teilnahme von PV-Anlagen am Regelleistungsmarkt wurde ebenfalls im Projekt abgeschätzt. Dabei wurde unterstellt, dass kleine PV-Anlagen mit weiteren technischen Einheiten zu einer Reservegruppe zusammengeschlossen werden, um theoretisch die technischen Präqualifikationsbedingungen wie z.B. die zeitliche Erbringungsdauer oder eine symmetrische Leistungsvorhaltung bei FCR zu erfüllen. Unter diesen Rahmenbedingungen wurden im Forschungsprojekt potenzielle Erlöse für FCR und aFRR – beispielhaft anhand einer 9,99 kWp Anlage mit Inbetriebnahme 2019, 70 % Wirkleistungsbegrenzung und 1.250 Volllaststunden – ermittelt. Es wurde dabei unterstellt, dass die PV-Anlage in einer Reservegruppe prioritär immer eingesetzt wird, sobald eine Stromerzeugungsleistung vorliegt bzw. die Wirkleistungsbegrenzung greift.

Unter Berücksichtigung der Gebotspreise im Jahr 2020 ergeben sich hierbei für die Vorhaltung von FCR bei einem Leistungspreis von 40 €/MW Erlöse von ca. 32 € für die Referenzanlage in einem Jahr. Auf dem Markt für aFRR hätten 2020 Erlöse in Höhe von etwa 27 € erzielt werden können [4]. Diese setzen sich zusammen aus 18,60 € durch die Vorhaltung von negativer Regelleistung zu einem optimalen Leistungspreis von 80 €/MW sowie 0,23 € durch positive Regelleistung zu einem Leistungspreis von 9 €/MW. Hinzu kommen die Erlöse durch den tatsächlichen Abruf von Regelarbeit. Die Erbringung von etwa -21 kWh negativer Regelarbeit hätte inkl. entgangener Einspeisevergütung 1,74 € zu einem Arbeitspreis von -180 €/MWh und der daraus resultierenden Abrufwahrscheinlichkeit von ca. 0,18 % eingebracht. Die Erbringung von etwa 113 kWh positiver Regelarbeit nochmals 6,58 € (Arbeitspreis: 58 €/MWh; Abrufwahrscheinlichkeit: 26,5 %).

Technische, regulatorische und ökonomische Hemmnisse

Trotz des hohen technischen Potenzials zur Erbringung von Regelleistung aus PV-Anlagen nehmen bisher keine am deutschen Regelenergiemarkt teil. Hauptgrund hierfür ist, dass PV-Anlagen bisher nicht zur Präqualifikation zugelassen [5] und somit de facto vom Regelenergiemarkt ausgeschlossen sind. Zusätzlich schließt auch das EEG gemäß § 21 (2) eine Teilnahme am Regelenergiemarkt für PV-Anlagen, die eine Einspeisevergütung in Anspruch nehmen, aus [6]. Dies verhindert somit insbesondere für Anlagen unter 100 kWp die Teilnahme am Regelenergiemarkt, da eine Direktvermarktung hier noch die absolute Ausnahme ist.

Ein Hemmnis stellen auch weiterhin die langen Angebotszeitscheiben dar. Durch die Umstellung auf kalendertägliche Ausschreibungen der Regelenergie im Juli 2018 sind immerhin genauere Prognosen der fluktuierenden Erzeuger für Regelleistungsangebote möglich. Die gegenwärtig sechs Vier-Stunden-Blöcke sind ein Schritt hin zur Integration der PV-Anlagen. Ausreichend sind diese Verbesserungen für eine Integration von großen Zahlen an PV-Anlagen in die Regelenergiemärkte jedoch nicht. Hierzu wäre eine weitere Verkürzung der Zeitscheiben erforderlich [1].

Ein weiteres Hemmnis zur Teilnahme von kleinen PV-Anlagen am Regelenergiemarkt stellen zudem die Kosten für die technische Anbindung und Steuerung dar. Aufgrund des begrenzten ökonomischen Potenzials dürfen diese bei nur wenigen Euro pro Jahr liegen. Bisherige Lösungen, wie sie z.B. für die technische Anbindung von Windkraftanlagen im einer Regelleistungserbringung eingesetzt werden, kosten meist mehrere Hundert Euro oder mehr im Jahr. Ein Schwerpunkt des Forschungsprojekts ist es daher, diese kostengünstigen technischen Lösungen zu entwickeln.

Kosteneffiziente Steuerung über die Smart Meter-Infrastruktur

Ein wichtiger Schritt für eine kosteneffiziente technische Lösung zur Steuerung von kleinen PV-Anlagen ergibt sich durch die Umbauverpflichtung aus dem Smart Meter-Rollout. Dabei werden sukzessive auch bestehende Zähler von PV-Anlagen gegen einen Smart Meter getauscht. Zusätzlich wird bei Besitzern einer PV-Anlage ab 7 kWp künftig ein Smart Meter-Gateway eingebaut, welches zusammen mit dem Smart Meter das sog. intelligente Messsystem (iMSys) bildet [7]. Diese Umrüstung auf intelligente Messtech-

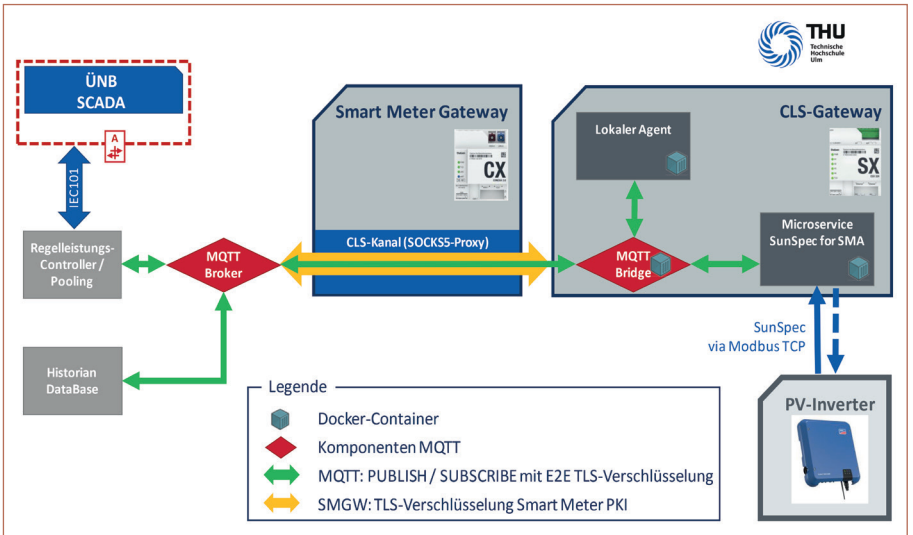

Abb. 2 Systemarchitektur des technischen Prototyps zur Anbindung von PV-Anlagen mittels Smart Meter- und CLS-Gateway

nik stellt messtechnisch eine wesentliche Grundlage für eine Teilnahme am Regelenergiemarkt dar.

Darüber hinaus können iMSys auch zur für die Erbringung von Regelleistung notwendigen Steuerung der PV-Anlagen eingesetzt werden. Der für das iMSys bestehende Kommunikationskanal kann hier im Wesentlichen ohne zusätzliche Kosten zur Anlagensteuerung mitgenutzt werden. Dass eine Realisierung eines solchen Systems zur Steuerung kleiner PV-Anlagen zur Regelleistungserbringung über ein iMSys möglich ist, konnte die THU bereits erfolgreich prototypisch demonstrieren. Zugrunde gelegt wurden hier die Schnittellenbeschreibung zur Regelleistungserbringung der Transnet-BW [8]. Das vorgeschlagene Konzept (Abb. 2) verbindet alle beteiligten Systeme miteinander, um eine Steuerbarkeit der Anlagen umzusetzen.

Dabei verknüpft das CLS-Gateway den PV-Wechselrichter mit dem Leitsystem des Regelleistungsanbieters (Regelleistungsbackend), welches einzelne PV-Systeme zu einer aggregierten technischen Einheit zusammenfasst. Als Kommunikationskanal dient der durch das iMSys bereitgestellte CLS-Kanal, dessen Verschlüsselung durch die Smart Meter PKI abgesichert ist. Weitere Markteilnehmer wie Direktvermarkter oder auch das Regelleistungsbackend können dann über die bereitgestellten Schnittstellen des Leitsystems des Regelleistungsanbieters die angebotene Regelleistung abrufen. Für die Übermittlung des Status und der Messwertabfrage zwischen Wechselrichter und CLS-Gateway kommt das SunSpec-Protokoll zum Einsatz. Dieses ist auf vielen Wechselrichtern bereits implementiert und basiert auf dem Feldbusprotokoll Modbus.

Für die Kommunikation zwischen Feldgerät und dem Regelleistungsbackend kommt das MQTT-Protokoll auf Basis des Publish-Subscribe-Schemas zum Einsatz [9]. Die verwendeten Datenmodelle basieren auf der IEC 61850-7-4/420, werden aber im Gegensatz zum Standard in JSON abgebildet und nicht mit MMS. Für die Einhaltung der einschlägigen Anforderung erfolgt die Funktionstrennung zwischen Backend und einer Vermarkterplattform auf Basis einer IEC 60870-4-104-Verbindung. Diese kann für den operativen Einsatz mit Hilfe von zwei IEC101/104-Umsetzern die Anforderung des Medienbruchs umsetzen.

Im nächsten Schritt erfolgt im Projekt die Erprobung des prototypischen Konzeptes in einer Laborumgebung sowie anschließend im Rahmen eines Feldtestes mit diversen realen kleinen PV-Anlagen. Voraussetzung für die großflächige Umsetzung der prototypischen Lösung ist dabei die Nachrüstung der kleinen PV-Anlagen mit intelligenten Messsystemen, ergänzt um eine CLS-Box.

Nutzung der Erfahrungen aus der Präqualifikation von Windkraftanlagen

Seit über einem Jahr können sich Windenergieanlagen als erste fluktuierende Erzeugungsart zur Teilnahme am Regelenergiemarkt präqualifizieren. Welche Erkenntnis also kann bei den noch einzuführenden Präqualifikationsbedingungen von PV-Anlagen gewonnen werden? Grundsätzlich kann das Prozedere bei Windenergieanlagen auch bei der Pilotphase von PV-Anlagen als Basis genutzt werden. Um eine Diversität von Präqualifikationsbedingungen zu vermeiden, sollten die allgemeingültigen Präqualifikationsbedingungen über alle Erzeugungsarten gelten. Zu diskutieren gilt es, inwieweit Anforderungen für die Regelleistungserbringung jedoch technologieübergreifend vereinfacht werden können, um unnötige Markthemmnisse speziell für fluktuierende und kleine Anlagen weiter zu reduzieren.

Es empfiehlt sich, bereits in der Pilotphase mit den tatsächlich geforderten Bedingungen in die Testphase zu gehen. So kann ermittelt werden, ob die PV-Anlagen die endgültigen Bedingungen erreichen können. Zudem wäre es sinnvoll, die Pilotphase auf alle drei Regelenergiemärkte FCR, aFRR und mFRR auszuweiten [10]. Das bewährte Verfahren zur Ermittlung der möglichen Einspeisung bei der Windenergie sollte auf die Eigenheiten von PV-Anlagen übernommen und bei Bedarf entsprechend angepasst werden.

Der administrative Aufwand für die Präqualifikation bei einer steigenden Anzahl kleinerer technischer Einheiten sollte durch Standardisierungen und Typenpräqualifikation begrenzt werden. Denkbar wäre, dass die prototypische Lösung der THU nach erfolgreichen Tests für eine Typenpräqualifikation zugelassen werden könnte. So kann versucht werden, den technischen, ökonomischen und regulatorischen Aufwand für die Marktakteure zu reduzieren.

Integration von PV-Anlagen in die Regelenergiemärkte

Um die Attraktivität zur Teilnahme kleiner PV-Anlagen am Regelenergiemarkt zu erhöhen, ist eine Verkürzung der Auktionszeiträume maßgeblich. Je kürzer die Zeiträume, desto mehr Energie kann angeboten werden [1]. Im November 2020 wurde von den vier Übertragungsnetzbetreibern eine Konsultationsfassung zur Anpassung der Modalitäten für Regelreserveanbieter (MfRRA) an das Europäische Zielmarktdesign für aFRR und mFRR eingereicht. Eine der wesentlichen angestrebten Veränderungen sind die Verkürzung der Produktdauer auf dem Regelarbeitsmarkt auf 15 Minuten sowie eine Verkürzung der Gate Closure Time auf 25 Minuten vor Produktbeginn [11].

Mit der geplanten Verkürzung der Zeitscheiben auf dem Regelarbeitsmarkt für aFRR und mFRR erfolgt der erste Schritt zur Optimierung der Zeitscheiben für PV-Anlagen. So könnte zunächst der Regelarbeitsmarkt aufgrund der besseren Prognosegüte für kleine PV-Anlagen interessant sein, um kurzfristig Energie für die Systemsicherheit zur Verfügung zu stellen [1]. Im nächsten Schritt wäre eine analoge Verkürzung der Zeitscheiben auch auf dem Regelleistungsmarkt zu diskutieren. Die Berechnungen der THU ergaben eine deutliche Steigerung des verfügbaren Potenziales bei einer Reduzierung der Zeitscheiben auf Viertelstunden.

Durch die Abschaltung der großen Kraftwerke in den nächsten Jahren stellt sich speziell auf dem FCR-Markt die Frage, mit welchen Technologien dieser Bedarf zukünftig gedeckt werden kann. Für kleine PV-Anlagen könnte bei entsprechenden Voraussetzungen die vorherrschende Methodik zum Pooling der technischen Einheiten aufgegriffen werden. So kann mit einem technologieübergreifenden Mix aus Regel-

leistungserbringern eine Teilnahme für PV-Anlagen auf allen drei Märkten ermöglicht werden. Zudem kann über das Pooling ebenfalls das erforderliche Mindestgebotsvolumen erreicht werden. Optimiert werden kann das Pooling der technischen Einheiten durch eine Vernetzung der PV-Anlagen. Die in den letzten Jahren bereits diskutierte mögliche Einführung von asymmetrischen Produkten auf dem FCR-Markt wäre bei einer tatsächlichen Einführung für kleine PV-Anlagen vorteilhaft, um größere Energiemengen zur Verfügung stellen zu können [12].

Gewinnung von ausgeförderten PV-Anlagen für den Regelenergiemarkt

Neben Zusatzerlösen für EEG-geförderte Anlagen ergeben sich durch die Bereitstellung von Regelenergie/-arbeit weitere Erlöspotenziale für die zunächst noch ungewisse langfristige Zukunft ausgeförderter Anlagen. Seit dem Jahr 2021 endet sukzessive die auf 20 Jahre angelegte EEG-Förderung für PV-Anlagen. Neben den Optionen der sonstigen Direktvermarktung und dem Eigenverbrauch wurde im Zuge der Novellierung des EEG 2021 eine Anschlussförderung für kleine PV-Anlagen unter 100 kWp geschaffen. Da diese gemäß EEG 2021 jedoch zum 31.12.2027 endet [6], bedarf es neuer Nutzungskonzepte für ausgeförderte Anlagen. Eine Auswertung der ausgeförderten Anlagen ergab, dass zum Ende der Anschlussförderung im Jahr 2027 allein im Netzgebiet der TransnetBW für über 80.000 kleine PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von ca. 800 MWp ein alternatives Nutzungskonzept benötigt wird [3]. Eine sonstige Direktvermarktung stellt sich derzeit auf Grund fehlender Angebote als keine tatsächliche Alternative dar. Die Erbringung von negativer Regelenergie könnte hier, sofern die technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen es zulassen, langfristig jedoch eine weitere Alternative für diese Anlagenbetreiber sein.

Fazit

PV-Anlagen bergen grundsätzlich ein sehr hohes Potenzial zur Erbringung von negativer Regelleistung. Kleine PV-Anlagen mit einer Wirkleistungsbegrenzung von 70 % können zusätzlich signifikante Mengen an positiver Regelleistung erbringen. Damit stellen sie eine attraktive Option zur Erhaltung der Systemstabilität dar. Um ihr Potenzial zur Regelleistungserbringung zu heben, müssen jedoch noch eine Reihe von technischen, ökonomischen und regulatorischen Hemmnissen beseitigt werden.

Technisch ist eine kosteneffiziente Steuerung von kleinen PV-Anlagen über die iMSys-Infrastruktur nach den Erkenntnissen dieses Forschungsprojekts eine sehr attraktive Option. Auch regulatorische Hürden wie z.B. bei der Präqualifikation oder den Marktbedingungen am Regelenergiemarkt sind aus Sicht der Projektpartner nicht dauerhaft unüberwindbar. Allerdings ist für deren zeitnahe Beseitigung eine stärkere Unterstützung auf politischer Ebene notwendig. Sollte dies gelingen und PV-Anlagen so am Regelenergiemarkt teilnehmen, wäre dies in Europa Stand heute einmalig. Nicht zuletzt könnte hier ein wichtiger Beitrag zur Energiewende geleistet werden.

Literatur

[1] Bülo, T; Bünemann, M.; Osterkamp, B.; Poehling, S.; Seidel, J.; Stark, M.: PV-Regel: Entwicklung von Konzepten und Lösungen zur Regelleistungserbringung mit Photovoltaikanlagen, 2019.

[2] Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG), 2012, 12.

[3] https://www.transnetbw.de/de/eeg-kwkg/eeg/eeg-jahresabrechnung

[4] https://www.regelleistung.net/apps/datacenter/tendering-files/?productTypes=FCR,aFRR,mFRR&markets=CAPACITY,ENERGY&fileTypes=DEMANDS,RESULTS,ANONYMOUS_LIST_OF_BIDS&dateRange=2020-01,2020-12

[5] 50Hertz; Amprion; Tennet; TransnetBW: Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter (FCR, aFRR, mFRR) in Deutschland („PQ-Bedingungen“), 2020.

[6] Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2021), 2021, 19-26.

[7] Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen (Messstellenbetriebsgesetz – MsbG), 2020.

[8] TransnetBW: Anbindung PRL/SRL/MRL/AbLa Schnittstellenbeschreibung, 2020.

[9] Banks, A.; Briggs, E.; Borgendale, K.; Gupat, R.: MQTT Version 5.0. 15 May 2018. OASIS Committee Specification 02., 2020. http://docs.oasis-open.org/mqtt/mqtt/v5.0/cs02/mqtt-v5.0-cs02.html

[10] Schlüter, T.: Zukünftige Bereitstellung von Regelleistung unter Berücksichtigung technischer und marktwirtschaftlicher Potenziale, 2019.

[11] regelleistung.net: Modalitäten für Regelreserveanbieter – Konsultationsfassung vom 13.10.2020, 2020. https://www.regelleistung.net/ext/static/consultation-modalities-balancing-service-providers-2018-04

[12] regelleistung.net: FCR cooperation public consultation report vom 31.05.2017, 2017. https://www.regelleistung.net/ext/tender/remark/download/128110575

Prof. Dr. D. Graeber, M. McCulloch, F. Ebe, J. Dierenbach, C. Kondzialka, Institut für Energie- und Antriebstechnik, Technische Hochschule Ulm, Ulm; K. Wiedemann, Experte Regelenergie, TransnetBW GmbH, Stuttgart
manuela.mcculloch@thu.de

> PRINT
> ONLINE
> DIGITAL

Weitere Informationen unter:
www.et-magazin.de