



# Technik zur Umsetzung § 9 EEG und Echtzeitdatenübertragung zur Anpassung von Stromeinspeisungen nach § 13 Abs. 1 und 2 EnWG

Version 1.0  
September 2021

# Inhalt

<b>Vorwort</b> .....	<b>4</b>
<b>1 Anwendungsbereich</b> .....	<b>5</b>
<b>2 Abkürzungen</b> .....	<b>5</b>
<b>3 Ausführung der technischen Einrichtung (Umsetzung § 9 EEG)</b> .....	<b>5</b>
3.1 Auswahl der Kommunikations- und Steuerungstechnik.....	5
3.2 Wahlmöglichkeit einer 70%-Regelung für Solaranlagen mit einer installierten Leistung bis 25 kW vor der BSI-Markterklärung.....	6
3.3 EEG–Erzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 25 kW bis 100 kW vor der BSI-Markterklärung .....	7
3.4 EEG–Erzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung von größer als 100 kW.....	7
3.5 Änderung der Technik für die Anpassung von Stromeinspeisungen ab der BSI-Markterklärung .....	8
<b>4 Anforderungen Echtzeitdatenübertragung an Anschlussnetzbetreiber</b> .....	<b>8</b>
4.1 Anforderungen an die einzusetzende Technik .....	8
4.2 Alternative technische Lösungen zur Fernwirktechnik für Altanlagen .....	10
<b>5 Literaturverzeichnis</b> .....	<b>11</b>

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 - Übersicht der gesetzlichen Anforderungen vor BSI Markterklärungen (vereinfachte Übersicht; für eine detaillierte Übersicht siehe [1]) .....	7
Tabelle 2 - Gesetzliche Anforderungen nach BSI-Markterklärung .....	8
Tabelle 3 - Übersicht Echtzeitdatenanforderung aus BK6-18-122 und BK6-20-061 .....	9

## Vorwort

Zum 01. Oktober 2021 wird das Redispatch 2.0 in der Netzbetriebsplanung und in der operativen Netzführung wirksam. In das RD2.0 sind alle Übertragungs- und Anschlussnetzbetreiber eingebunden. Dieser Hinweis dient zur Orientierung, welche Techniken für die Anpassung von Stromeinspeisungen aus Stromerzeugungs- und Stromspeicheranlagen sowie für die Lieferung von Echtzeitdaten an den Anschlussnetzbetreiber angewendet werden können.

Im Regelfall werden im RD2.0-Prozess von den Anschlussnetzbetreibern drohende Netzrestriktionen erkannt, die Maßnahmen untereinander abgestimmt und entsprechend der RD2.0-Verfahren behandelt. In den Netzsicherheitsrechnungen werden bereits Netzsicherheitszenarien so berücksichtigt, dass auch nach einem Stör- oder Ausfallereignis die Netzsicherheit gewährleistet ist.

Der FNN Hinweis zur technischen und betrieblichen Umsetzung des Einspeisemanagements (Juni 2012) wurde auf Basis des neuen EEG 2021 und unter Berücksichtigung der Aktivitäten zum Redispatch 2.0 von der Projektgruppe Einspeisemanagement in VDE FNN aktualisiert. Der vorliegende FNN Hinweis ersetzt diesen Hinweis von 2012. Die Anforderungen und Handlungsempfehlungen zum Einspeisemanagement wurden in enger Abstimmung mit der Projektgruppe Redispatch 2.0 formuliert. Relevante Anforderungen und Inhalte werden in die VDE-AR-N 4141-3 Redispatch 2.0 aufgenommen werden.

# 1 Anwendungsbereich

Der FNN Hinweis richtet sich an Anschlussnetzbetreiber und Betreiber von EEG-Anlagen und dient der technischen und operativen Umsetzung des Redispatch im Duldungsfall (Umsetzung § 9 EEG) sowie aktiven Anpassung der Erzeugung von Erzeugungsanlagen nach § 13 Abs. 1 und 2 EnWG. Einspeisemanagement nach §14 EEG entfällt ab 01.10.2021 und wird durch die Redispatch 2.0 Regelungen ersetzt.

# 2 Abkürzungen

<b>Abkürzung</b>	<b>Beschreibung</b>
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EZA	Erzeugungsanlage
EZE	Erzeugungseinheit
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE
SO-GL-40.7	Implementierungsvorschriften im Rahmen der System Operation
RD2.0	Redispatch 2.0
RLM	Registrierende Leistungsmessung
SEE	Stromerzeugungseinheit
SSE	Stromspeichereinheit
SyM <sup>2</sup>	Synchronous Modular Meter

# 3 Ausführung der technischen Einrichtung (Umsetzung § 9 EEG)

## 3.1 Auswahl der Kommunikations- und Steuerungstechnik

Zur aktiven Anpassung der Erzeugung sowie Umsetzung des Redispatch im Duldungsfall muss eine geeignete Kommunikations- und Steuerungstechnik zwischen dem Anschlussnetzbetreiber und der EZE/EZA geschaffen werden. Der Anschlussnetzbetreiber veröffentlicht die bei ihm im Netz verwendete Technik über seine Internetseite.

Die derzeit gängigsten am Markt befindlichen Techniken sind beispielsweise:

### a) Fernwirktechnik

Die Erzeugungsanlage wird in das System des Anschlussnetzbetreibers fernwirktechnisch eingebunden. Es erfolgt eine EZE/EZA -konkrete Sollwertvorgabe als Absolutwert mit Rückmeldung an den Anschlussnetzbetreiber.

Der Sollwert zur Leistungsreduzierung ist frei einstellbar.

### b) Rundsteuertechnik

Das Signal für die Leistungsreduzierung wird über einen Funk- oder Tonfrequenz-Rundsteuersender bereitgestellt. Mehrere EZE/EZA können vom Anschlussnetzbetreiber zusammengefasst und mit einer gemeinsamen Sollwertanforderung angesprochen werden (Gruppenparametrierung nach UW oder

Energieträger). Rundsteuertechnik bietet in der Regel keine Rückmeldung an den Anschlussnetzbetreiber. Diese kann auf Entscheidung des Anschlussnetzbetreibers mittels fernauslesbarer Messeinrichtung hergestellt werden. Änderungen der Netztopologie können eine Umparametrierung der Rundsteuerempfänger notwendig machen.

Die Erzeugungsanlage muss mindestens eine einstufige oder vierstufige Umsetzung der Wirkleistungsreduzierung auf 100%, 60%, 30% und 0% als Relativwert zur maximalen Wirkleistung nach der für sie geltenden Fassung des EEG umsetzen können.

### **c) SyM<sup>2</sup> Steuermodul**

Das Signal wird in der Regel über Mobilfunk bereitgestellt.

Ein SyM<sup>2</sup> kann durch Bestückung mit einem Steuermodul Steuersignale des Netzbetreibers übermitteln. Vorteilhaft gegenüber der Rundsteuertechnik sind der dezidierte Zugriff, die Bidirektionalität und die Erfassung/Übertragung von Messwerten.

Die Erzeugungsanlage muss mindestens eine einstufige oder vierstufige Umsetzung der Wirkleistungsreduzierung auf 100%, 60%, 30% und 0% als Relativwert zur maximalen Wirkleistung nach der für sie geltenden Fassung des EEG umsetzen können.

### **d) Nutzung der Steuereinrichtung des Direktvermarkters**

Gemäß § 10b Absatz 1 EEG müssen Anlagenbetreiber, die ihren Strom direkt vermarkten, ihre EZE/EZA mit einer technischen Einrichtung zur ferngesteuerten Regelung der Einspeiseleistung durch den Direktvermarkter ausstatten. Diese Technik kann alternativ zur Ansteuerung der EZE/EZA auch durch den Anschlussnetzbetreiber verwendet werden. Dies bedarf jedoch einer vertraglichen Vereinbarung.

### **e) FNN Steuerbox**

Das Signal wird über die FNN Steuerbox bereitgestellt. Ab Version 1.2 kann die Steuerbox das Signal sowohl über die digitale Schnittstelle (stufenlos über VDE AR 2829-6) oder über die Relais - Ausgänge (100%, 60%, 30%, 0%) übermitteln. Da es sich bei der digitalen Schnittstelle über eine bidirektionale Kommunikation handelt, können auch die Ist-Werte der Erzeugeranlage zurückgelesen werden. Die FNN Steuerbox ist für den Einsatz am Messsystem entsprechend BSI Anforderungen konzipiert (vergl. Kapitel 3.5).

## **3.2 Wahlmöglichkeit einer 70%-Regelung für Solaranlagen mit einer installierten Leistung bis 25 kW vor der BSI-Markterklärung**

Für den Fall, dass Anlagen bis 25 kW angeschlossen werden, kann alternativ zum Einbau einer Technischen Vorrichtung (siehe 3.1) gemäß EEG die Wirkleistungseinspeiseleistung am Netzverknüpfungspunkt auf 70% (siehe VDE-AR-N 4105, Abschnitt 5.7.4.2.1) begrenzt werden.

Hinsichtlich der einzuhaltenden technischen Anforderungen bzw. der Regelung aus dem EEG zur 70% Einspeisung ist eine entsprechende Bestätigung durch den Installateur bei der Abnahme der Anlage ausreichend, z.B. im Rahmen des Inbetriebnahmeprotokolls VDE-AR-N 4105, Abschnitt 8. Diese Bestätigung muss auf Verlangen des zuständigen Anschlussnetzbetreibers vorgelegt werden. Für die technische Umsetzung ist das im Installateurverzeichnis eingetragene Unternehmen verantwortlich.

Hinsichtlich möglicher Änderungen bei Weiterentwicklung der technischen Vorgaben zur Regelung siehe 3.5.

### 3.3 Erzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 25 kW bis 100 kW vor der BSI-Markterklärung

Diese Erzeugungsanlagen sollen mit einer technischen Einrichtung für die ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung einer EZE/EZA ausgestattet werden.

Hinsichtlich möglicher Änderungen bei Weiterentwicklung der technischen Vorgaben zur Regelung (siehe 0).

### 3.4 Erzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung von größer als 100 kW

Derzeit ist der Zeitpunkt einer einschlägigen BSI-Markterklärung für diese Anlagen nicht absehbar.

Diese Erzeugungsanlagen sollen mit einer technischen Einrichtung zur Kommunikation zwischen Anschlussnetzbetreiber und EZE/EZA (z.B. Fernwirktechnik, Rundsteuertechnik in Verbindung mit fernauslesbarem Messeinrichtung oder fernauslesbarem Messeinrichtung mit SyM<sup>2</sup>-Steuermodul) für die ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung sowie die Erfassung der Ist-Einspeisung ausgestattet werden.

Tabelle 1 - Übersicht der gesetzlichen Anforderungen vor BSI Markterklärungen (vereinfachte Übersicht; für eine detaillierte Übersicht siehe [1])

Gesetzliche Anforderungen vor BSI-Markterklärungen (Ist-Einspeisung/Fernsteuerung)	Maximale Wirkleistung der EZA		
	≤ 25 kW	>25 kW bis 100kW	>100kW
<b>Neuanlagen (EEG 2021)</b>			
<b>Bestandsanlagen (EEG 2017)</b>			
Alle außer Solaranlagen			
Ferngesteuerte Reduzierung		X**	X
Solaranlagen (Modulleistung)			
Ferngesteuerte Reduzierung	X	X	X
Oder feste Begrenzung auf 70%	X		
Alle Energieträger			
Ist-Einspeisung			X

\*\* Die Verpflichtung zur Fernsteuerbarkeit gilt nur für Neuanlagen (EEG 2021 [2])

Weitere Anforderungen an die technischen Einrichtungen richten sich nach den jeweils für die Erzeugungsanlagen gültigen TAR [3] [4] [5] [6] [7].

Bei der Technologiewahl zur Reduzierung der Einspeiseleistung, sollten der Anspruch auf einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb mit dem finanziellen Aufwand bei Anlagen- und Anschlussnetzbetreibern abgewogen werden.

Fragen, die sich aus der Umsetzung des § 9 Absatz 3 EEG ergeben, z.B. bei mehreren Netzverknüpfungspunkten, sind mit dem zuständigen Anschlussnetzbetreiber zu klären.

### 3.5 Änderung der Technik für die Anpassung von Stromeinspeisungen ab der BSI-Markterklärung

Sobald eine entsprechende BSI-Markterklärung für Messsysteme (Ist-Einspeisung/ Fernsteuerung) erteilt ist, gilt für Neuanlage gemäß § 9 EEG 2021:

- für Anlagen bis 7 kW gelten keine technischen Vorgaben
- Anlagen größer 7 kW bis 25 kW sind so auszustatten, dass die Ist-Einspeisung abrufbar ist
- Anlagen größer 25kW bis 100 kW sind so auszustatten, dass die Ist-Einspeisung abrufbar und eine ferngesteuerte Reduzierung möglich ist.
  - Sonderfall: Anlagen bis 25 kW in Verbindung mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen gemäß § 14a EnWG [8] sind so auszustatten, dass die Ist-Einspeisung abrufbar und eine ferngesteuerte Reduzierung möglich ist.
- Anlagen größer 100 kW sind nicht von der BSI-Markterklärung betroffen und werden weiterhin mit konventioneller Technik ausgerüstet, siehe 3.4.

Tabelle 2 - Gesetzliche Anforderungen nach BSI-Markterklärung

Gesetzliche Anforderungen nach BSI-Markterklärung	≤ 7 kW	>7 kW ≤ 25 kW	> 25 kW ≤ 100 kW
keine technische Vorgabe	X		
Ist-Einspeisung		X	X
Ferngesteuerte Reduzierung			X
<b>Anforderungen in Verbindung mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach §14a EnWG</b>	<b>≤ 100 kW</b>		
Ist-Einspeisung		X	
Ferngesteuerte Reduzierung		X	

Bestandsanlagen werden bis 100 kW nach entsprechender Markterklärung des BSI gemäß den Anforderungen in der Tabelle 2 umgerüstet.

## 4 Anforderungen Echtzeitdatenübertragung an Anschlussnetzbetreiber

### 4.1 Anforderungen an die einzusetzende Technik

In der BNetzA Festlegung BK6-20-061 wird geregelt, dass die in der Anlage der Festlegung „Informationsbereitstellung für Redispatch-Maßnahmen“ beschriebenen Stammdaten, Planungsdaten, Daten zu Nichtbeanspruchbarkeiten sowie Echtzeitdaten vom betroffenen Anlagenbetreiber an den Anschlussnetzbetreiber zu übermitteln sind.

Die Echtzeitdatenanforderungen aus BK6-18-122 [9] und BK6-20-061 [10] inkl. Anlage sind in der Tabelle 3 aufgeführt.



Tabelle 3 - Übersicht Echtzeitdatenanforderung aus BK6-18-122 und BK6-20-061

Nummer	Echtzeitdaten	Erzeugungseinheit
99/4.2.	Wirkleistung	SEE und SSE ab 100 kW
107/4.1.	marktbasierte Abregelung / Veränderung der Fahrweise durch Steuerung bei EE-SEE Wind/Solar (marktlich, emissionsbedingt etc.)	EE- SEE Wind + Solar ab 100 kW
107/4.3.	Energieinhalt/nutzbarer Energiegehalt (bei Speichern)	SSE ab 100 kW
100	Blindleistung	SEE und SSE ab 1 MW
101	Statusmeldung über die Einbeziehung der Erzeugungs-/Speichereinheit in eine laufende Netzsicherheitsmaßnahme	SEE und SSE ab 1 MW
102	Stellung der Leistungsschalter am Netzanschlusspunkt oder an einer sonstigen mit dem UNB vereinbarten Schnittstelle	SEE und SSE ab 1 MW
103	Darstellungsleistung (Pmöglich)	darstellungsabhängige EE-SEE ab 1 MW
104	verfügbare Wirkleistung	EE-SEE ab 1 MW
105	verfügbare Blindleistung	EE-SEE ab 1 MW
108	Windgeschwindigkeit*	darstellungsabhängige EE-SEE Wind ab 1 MW
109	Windrichtung*	darstellungsabhängige EE-SEE Wind ab 1 MW
110	Temperatur*	darstellungsabhängige EE-SEE ab 1 MW
112	Luftdruck*	darstellungsabhängige EE-SEE ab 1 MW
113	Messungen der Globalstrahlung*	darstellungsabhängige EE-SEE Solar ab 1 MW
<b>Legende</b>		
SO GL und Redispatch 2.0-Forderung (BK6-20-061) ab 01.10.2021		
SO GL gemäß BK6-18-122 + Leistungsgrenzen aus den SOGL-Implementierungsvorschriften ab Anforderung der ANB mit den beschriebenen Vorlaufzeiten		
*Soweit bereits gemessen		

Bereits in der BNetzA-Festlegung zur Informationsbereitstellung für Redispatch-Maßnahmen (BK6-20-061) ist geregelt, dass die von den Anlagenbetreibern an den Anschlussnetzbetreiber zu übermittelnden Datenpunkte in Echtzeit innerhalb eines Zeitintervalls von maximal 60 Sekunden zu aktualisieren sind. Für Neuanlagen sollte eine Einbindung über Fernwirktechnik erfolgen, damit die Anforderungen zur Erhebung der Echtzeitdaten darüber erfüllt werden kann.

Bestandsanlagen, die mit Fernwerktechnik angeschlossen sind, erfüllen bereits teilweise die Anforderungen zur Übermittlung von Echtzeitdaten. Hier ist entweder eine Anpassung der vorhandenen Schnittstellen oder die Integration über einen alternativen Datenweg erforderlich. Alternative Lösungen zur Übermittlung von Echtzeitdaten sind im Abschnitt 4.2 beschrieben. Hierzu sind bilaterale Vereinbarungen zwischen Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber notwendig.

Ein Teil der Bestandsanlagen, insbesondere beim Erzeugungstyp PV, erfüllen die Anforderungen einer viertelstündigen Ablesung der Ist-Einspeisung nach EEG. Diese Anlagen können bei der Umsetzung der in den oben genannten Festlegungen definierten Anforderungen von erheblichen Nachrüstungskosten betroffen sein. Im Falle einer dennoch notwendigen Umrüstung dieser Bestandsanlagen sollte daher eine Priorisierung entsprechend der Systemrelevanz erfolgen. Diese gibt der Anschlussnetzbetreiber vor.

Die Mitteilung Nr. 7 zum Redispatch 2.0 der BNetzA von 23.09.2021 greift diesen Sachverhalt auf. Hiernach darf der Anschlussnetzbetreiber Echtzeitdaten aufgrund der Festlegung in einem Zeitintervall von  $\leq 60$  s

verlangen, ist dazu aber nicht verpflichtet. Der Anschlussnetzbetreiber kann – in Abstimmung mit den betroffenen Netzbetreibern – auf eine Datenlieferung in einem Zeitintervall von  $\leq 60$  s verzichten und stattdessen eine viertelstündliche Auflösung als für ihn ausreichend zulassen. Diese Möglichkeit kommt nach Aussage der BNetzA insbesondere dann in Betracht, wenn die betroffene Anlage voraussichtlich keine oder nur geringe Wirkung auf möglicherweise überlastete Netzelemente hat und die Erfüllung eines Zeitintervalls von  $\leq 60$  s Nachrüstungen an der Anlage erforderlich machen würde. Die Aussagen der BNetzA berücksichtigen die Interessen der Anlagenbetreiber und Netzbetreiber möglichst unnötige Um- bzw. Nachrüstungen zu vermeiden.

Generell sind bei jeder angewandten technischen Lösung für die Erfassung der Echtzeitdaten die unterschiedlichen technischen Bedingungen nach Spannungsebene zu berücksichtigen, siehe FNN Hinweis „Netzbetriebliche Anforderungen an die Steuerung von Kundenanlagen im Verteilnetz“ [11] und darüber hinaus anhand wirtschaftlicher Gesichtspunkte zu wählen. Nachrüstungen von Bestandsanlagen sind nach Möglichkeit zu vermeiden und nur dann durch den ANB einzufordern, wenn sich keine Alternativen anbieten.

#### **4.2 Alternative technische Lösungen zur Fernwirktechnik für Altanlagen**

Es ist bei den folgenden technischen Lösungsmöglichkeiten davon auszugehen, dass ggf. nicht alle Parameter gemäß Tabelle 3 übertragen werden können.

##### **a) Anbindung RLM-Zähler**

Messtechnik, die bereits für andere Anwendungszwecke (bspw. Abrechnung von Energiemengen) verbaut ist, kann für die Erfassung der Echtzeitdaten benutzt werden. Hierzu sind in vielen Fällen ein höherer Zyklus der Datenübermittlung und entsprechenden Kommunikationsparameter anzupassen. Die erfassbaren Parameter sind mit dieser Lösung in der Regel eingeschränkt, meist beschränken sich diese auf Wirkleistung und Blindleistung (siehe Tabelle 3).

##### **b) Übermittlung über Dienstleister/Direktvermarkter**

Der Direktvermarkter bzw. ein anderer Dienstleister hat bereits Zugriff auf die erforderlichen Echtzeitdaten und liefert daraus Daten an den Anschlussnetzbetreiber.

Zur weiteren Nutzung dieser Daten beim Anschlussnetzbetreiber ist für den Datenabruf eine Genehmigung vom Anlagenbetreiber notwendig. Die Übertragung der Daten erfolgt an eine durch den Anschlussnetzbetreiber festzulegende, diskriminierungsfreie Schnittstelle.

## 5 Literaturverzeichnis

- [1] „Clearingstelle EEG,“ [Online]. Available: <https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/haeufige-rechtsfrage/70>.
- [2] Gesetz für den Ausbau Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG), 2021.
- [3] VDE FNN, VDE-AR-N 4100 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Niederspannung), November 2018.
- [4] VDE FNN, VDE-AR-N 4110 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung), November 2018.
- [5] VDE FNN, VDE-AR-N 4120 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung), November 2018.
- [6] VDE FNN, „VDE-AR-N 4130 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Höchstspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Höchstspannung),“ November 2018.
- [7] VDE FNN, VDE-AR-N 4105 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, November 2018.
- [8] Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), 2020.
- [9] BNetzA, „BK6-18-122 Genehmigung des Vorschlags der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) für den Umfang des Datenaustauschs mit Verteilernetzbetreibern (VNB) und signifikanten Netznutzern (SNN) gemäß Artikel 40 Absatz 5 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO-VO),“ 2019.
- [10] BNetzA, „BK6-20-061 Festlegungsverfahren zur Informationsbereitstellung für Redispatch-Maßnahmen,“ 2021.
- [11] FNN, „FNN Hinweis - Netzbetriebliche Anforderungen an die Steuerung von Kundenanlagen im Verteilnetz,“ 2020.
- [12] VDE FNN, VDE-AR-N 4140 Zusammenarbeit der Netzbetreiber in der Kaskade, 2017.

VDE Verband der Elektrotechnik  
Elektronik Informationstechnik e.V.

Forum Netztechnik/Netzbetrieb im  
VDE (FNN)  
Bismarckstraße 33  
10625 Berlin  
Tel. +49 30 383868-70