

Maßnahmen zur einfacheren Direktvermarktung von PV-Anlagen und Speicher.

Enthält Input von Enpal, Lumenaza und sonnen.

	Herausforderung	Hintergrund	Mögliche Lösungsansätze	Zu beteiligende Stellen und betroffene Vorschriften
1	Fernsteuerbarkeit / Sichtbarkeit	<p>Wird eine Anlage nachträglich in die Direktvermarktung geholt und der Direktvermarkter hat keine besondere Beziehung zum Hersteller, dann kann er die IST-Einspeisung nur aus dem Intelligenten Messsystem beziehen.</p> <p>Hierfür fehlt es heute an einem funktionierenden Prozess, wie die Live-Daten aus dem Intelligenten Messsystem zum Direktvermarkter versandt werden.</p>	<p>Standardisiertes Datenformat</p> <p>Standardisierte API Schnittstelle für die Übertragung von Live Daten der Einspeisung vom Messstellenbetreiber an den Direktvermarkter.</p> <p>Einführung durch Mako Update zum 01.04.2025.</p>	BNetzA / edi@energy
2	Fernsteuerbarkeit / Sichtbarkeit	<p>Anlagen in der Direktvermarktung müssen ab 25 kW durch den Direktvermarkter fernsteuerbar sein.</p> <p>Hierzu verlangen VNB umfangreiche Nachweise, u.a. ein Lastgangprotokoll und eine „Erklärung zur Fernsteuerbarkeit“ und einen „Einbaubeleg“.</p>	<p>Bürokratie-Abbau Nachweisführung</p> <p>Erarbeitung einer Anwendungshilfe für Netzbetreiber:</p> <p>Die Dokumente „Erklärung zur Fernsteuerbarkeit“ sowie den „Einbaubeleg“ sollten für obsolet erklärt werden. Damit würden zwei Dokumente, die zurzeit vom Anlagenbetreiber, Installateur und teilweise Direktvermarkter vor Inbetriebnahme unterschrieben werden müssen überflüssig. Das Lastgangprotokoll weist per Messung nach, was die Dokumente per Unterschrift bestätigen. Sie sind somit überflüssig.</p>	BDEW Anwendungshilfe
3	Fernsteuerbarkeit / Sichtbarkeit	<p>Gesetzliche Anforderungen nach §10b EEG an die Fernsteuerbarkeitstechnik für die marktdienliche Steuerung können mit dem aktuellen Entwicklungsstand der Technik nicht erfüllt werden. Ab iMSys Einbau ist die Fernsteuerung über das abgesicherte SMGW</p>	<p>Analog zur Regelung der marktdienlichen Steuerung von Verbrauchern, sollte die marktdienliche Steuerung von Einspeisern nicht zwingend über die SMGW Infrastruktur stattfinden müssen sondern lokale oder</p>	Anpassung des §10b EEG

	Herausforderung	Hintergrund	Mögliche Lösungsansätze	Zu beteiligende Stellen und betroffene Vorschriften
		<p>verpflichtend, jedoch ist im Markt aktuell keine Steuerungstechnik verfügbar. Der Abschluss eine Zertifizierungsverfahrens für eine CLS-Komponente ist ausstehend. Selbst nach Abschluss bleibt der Rollout der Technik in den Markt eine große Herausforderung. Zwar sind die MSBs nach aktueller Definition der Zusatzleistungen im MsBG dazu verpflichtet die Steuerungstechnik zu verbauen und mit dem SMGW zu verbinden. Der Anschluss der CLS-Komponenten (Steuerbox) an die Erzeugungsanlage/an ein HEMS vor Ort fällt jedoch nicht in die Zuständigkeit der MSBs („Problem der letzten Meile“), sodass ein weiterer Elektriker in die Herstellung der Fernsteuerbarkeit eingebunden werden muss.</p> <p>Es besteht die Gefahr, Anmeldung in die Direktvermarktung für Anlagen zwischen 25-100 kW zu verschleppen.</p>	<p>cloudbasierte HEMS-Lösungen sollten explizit möglich sein.</p> <p>Auf der Verbraucherseite hat der Gesetzgeber eine Neuregelung der marktdienlichen Steuerung über die Definition von energiewirtschaftlich relevanten Daten in der EnWG Novelle 2023 auf Druck des Marktes hin getroffen. Höhere Sicherheitsanforderungen an die Einspeiseseite scheinen nicht gerechtfertigt.</p>	
4	Nachträgliche Anmeldung des Speichers als Einspeiser, um die PV-Einspeisung zu verschieben.	<p>Ein bislang nicht in das Netz einspeisender Speicher muss – zu Recht! – beim VNB zunächst als einspeisender Speicher angemeldet werden.</p> <p>Dafür sind keine Änderungen an der Anlage notwendig. Die Umstellung am Speicher erfolgt regelmäßig per Software Update.</p> <p>Dennoch verlangen viel VNB bei eins neues Fertigstellungsanzeige, d.h. das Ausfüllen eines Anmeldeformulars, als wäre der Speicher neu gebaut worden. Insbesondere muss dieses regelmäßig händisch vom ursprünglichen Installateur der Anlage händisch unterschrieben werden. Und das,</p>	<p>Es wird klargestellt, dass die Änderung des Betriebsmodus eines Speichers von Eigenverbrauch auf Einspeisung zwar genehmigungspflichtig ist, jedoch auch vom Betreiber oder dem Direktvermarkter beim VNB beantragt werden kann. Dies gilt nur, soweit dafür keine physischen Änderungen an der Anlage vorgenommen werden müssen.</p> <p>Dies könnte zudem gleich auf bidirektionale Ladepunkte erweitert werden.</p>	<p>Klarstellung an geeignetem Ort oder durch die BNetzA.</p> <p>Aufnahme in den Leitfaden des BDEW zu den Webportalen zur Anmeldung von Anlagen als Funktion, die auch der Anlagenbetreiber oder sein Vertreter vornehmen kann.</p>

	Herausforderung	Hintergrund	Mögliche Lösungsansätze	Zu beteiligende Stellen und betroffene Vorschriften
		<p>obwohl keine physischen Änderungen an der Anlage vorgenommen wurden.</p> <p>Entsprechend wären nachträgliche Millionen (!) Unterschriften notwendig, um die bestehenden PV-Speicher-Kombinationen für die Direktvermarktung zu aktivieren. Wessen Installateur nicht mehr auffindbar ist, der wäre von einer Teilnahme ausgeschlossen.</p> <p>Zugleich tritt die das EEG-Konto entlastende Wirkung der Direktvermarktung vor allem dann ein, wenn die Einspeisung durch einen Speicher verschoben wird.</p>		
5	Die notwendige MaLo-ID ist am Tag der Inbetriebnahme vom VNB noch nicht generiert und verteilt.	<p>Hierbei ist zu unterscheiden zwischen Generierung und Verteilung der MaLo-ID. Dies ist der Schlüssel zur Verbesserung der kleinen Direktvermarktung:</p> <p>Für eine erfolgreiche Anmeldung zur Direktvermarktung für PV-Anlage und Speicher müssen die zugehörigen Marktlokations-IDs (MaLo-IDs) bei Inbetriebnahme vorliegen. Sollen PV-Anlage und Speicher getrennt einspeisen, brauchen beide eine MaLo-ID. Solange sie unbekannt sind, können viele digitale Prozesse der Marktkommunikation nicht starten. MaLo-IDs werden vom VNB erzeugt, jedoch geschieht dies heute oft erst Monate nachdem eine Anlage in Betrieb genommen wurde und die Generierung der MaLo-ID erfolgt oft nur nach langwierigem, bilateralem Austausch mit dem VNB.</p> <p>Selbst wenn die MaLo-ID generiert wurde, erfährt oft weder der Direktvermarkter noch der wMSB diese unmittelbar nach der</p>	<p>Lösung: Die erzeugenden MaLo's müssen mit der Bestätigung der Anmeldung mitgeteilt werden oder noch besser im Zuge der Marktkommunikation verteilt werden.</p> <p>Der bne empfiehlt u.a. in seiner Stellungnahme zum Solarpaket I eine Anpassung, dass Netzbetreiber dem Anschlussbegehrenden nach Eingang eines Netzanschlussbegehrens unverzüglich auch die Identifikationsnummer für die erzeugende Marktlokation oder Marktlokationen am Netzverknüpfungspunkt mitteilen müssen. Das ist der richtige Ansatz.</p> <p>Denkbar wäre auch eine Übermittlung unmittelbar nach Eingang des Inbetriebnahmeprotokolls oder der Inbetriebsetzungsanzeige beim VNB. So wäre sichergestellt, dass MaLo-IDs immer nur für Anlagen vergeben werden, die bereits gebaut sind.</p> <p>Eine Nichtbeherrschung dieses Prozesses sollte unmittelbar gesetzlich und pauschalisiert sanktionsbewehrt sein und der</p>	<p>In § 8 Abs. 7 Nummer 5 EEG könnte die Übersendung der Einspeise-MaLo-ID(s) zu den Daten gehören, die der VNB dem Anlagenbetreiber frühzeitig übersenden muss.</p> <p>Ggf. Frist zur Erstellung der MaLo-ID in der MaKo.</p> <p>Ggf. Möglichkeit des wMSB in der MaKo, die generierte MaLo-ID im Wege der MaKo anzufragen. Zukünftig wird dies nur für den Direktvermarkter möglich sein. Der wMSB benötigt sie aber ebenfalls um die richtigen Messwerte zu versenden.</p>

	Herausforderung	Hintergrund	Mögliche Lösungsansätze	Zu beteiligende Stellen und betroffene Vorschriften
		<p>Generierung. Der Prozess, wonach der VNB unmittelbar nach der Generierung durch den VNB im Zuge der Lokationsbündeländerung an den MSB übermittelt werden muss, wird regelmäßig vom VNB nicht durchgeführt. Dieser wird oft erst auf Nachfrage angestoßen. Informationen zum Stand des Prozesses werden an den Direktvermarkter oft unter Berufung auf Datenschutz nicht erteilt.</p> <p>So kann die Anmeldung der PV-Anlage zur Direktvermarktung und die Teilnahme des Speichers am Strommarkt oft erst viele Monate nach der Inbetriebnahme erfolgen. So lange müssen die Anlagen in die Einspeisevergütung angemeldet werden, verharren dort auf unbestimmte Zeit und erzeugen weiteren bürokratischen Aufwand beim VNB. Der würde wegfallen, wenn sie vom ersten Tag an in die Direktvermarktung starten könnten.</p>	<p>Anlagenbetreiber sollte diese Sanktion durchsetzen können. Die Drohung mit Schadensersatzklagen wird dagegen mit Blick auf die geringen Mehrerlöse je Anlage nicht zu Prozesstreue beim VNB führen.</p>	
6	<p>Die Anmeldung in die Direktvermarktung ist häufig mit bilateralem Clearing verbunden, weil die BNetzA Festlegung „Wechselprozesse für Einspeisestellen (MPES)“ vom VNB nicht beherrscht wird.</p>	<p>Viele VNB beherrschen die MaKo-Prozesse der MPES nicht.</p> <p>Auch werden die Fristen des EEG / der MPES bei bilateralem Clearing nicht eingehalten.</p> <p>Wenn der eingespeiste PV-Strom zusammen mit grauem Strom aus dem Speicher als Graustrom vermarktet werden soll, dann verstehen VNB dies oft nicht und lehnen eine Anmeldung ab.</p>	<p>Einführung eines Rechts auf Vermarktung ab dem ersten Tag.</p> <p>Die VNB müssen die MaKo-Prozesse der MPES beherrschen.</p> <p>Eine Nichtbeherrschung sollte unmittelbar gesetzlich und pauschalisiert sanktionsbewehrt sein und der Anlagenbetreiber sollte diese Sanktion durchsetzen können.</p> <p>Die BNetzA sollte zusätzlich eine Marktabfrage unter den 900 VNB die MPES bislang nicht beherrscht. Diejenigen VNB, die die Festlegung bislang nicht umgesetzt haben, sollten sanktioniert werden.</p>	<p>EnWG oder EEG zu Recht und Sanktionsbewehrung.</p> <p>BNetzA zu MPES Abfrage.</p>

	Herausforderung	Hintergrund	Mögliche Lösungsansätze	Zu beteiligende Stellen und betroffene Vorschriften
7	Abtretungserklärung und Finanzierung	<p>Die Marktprämie wird regelmäßig vom VNB an den Anlagenbetreiber ausgezahlt. Die Vermarktungserlöse erhält er dagegen vom Direktvermarkter.</p> <p>Geschäftsmodelle, bei denen der Kunde die Marktprämie an den Direktvermarkter / Finanzierer abtritt, erzeugen daher einen hohen bürokratischen Aufwand. Etwa wenn der Direktvermarkter beide Erlöse gemeinsam an den Anlagenbetreiber auszahlen und diese abrechnen will. Nur dann kann er auch die Mehrerlöse gegenüber der Einspeisevergütung gut darstellen.</p> <p>Der Direktvermarkter / Finanzierer hat laut BGB (§398, §402) nach Abtretung das Recht die Forderung gegenüber dem VNB geltend zu machen und die notwendigen Informationen zu erhalten. Die Abtretung ist grundsätzlich formlos.</p> <p>In der Praxis halten sich VNB häufig nicht an diese Vorgaben:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Für die Abtretung werden umfangreiche Formulare eingefordert. 2. Nach Abtretung werden Abrechnungen weiter an den Anlagenbetreiber statt Aggregator/Finanzierer versandt. 3. Abrechnungen werden ausschließlich postalisch, statt elektronisch versandt. 4. Es gibt keine Geschäftsprozesse beim VNB zur gebündelten Abrechnung mit dem Direktvermarkter / Finanzieren. 	<p>Ziel ist die vollständig digitale Abwicklung von Forderungsabtretungen von Erzeugungsanlagen. Die Abtretung von EEG-Vergütungen an einen Direktvermarkter oder Finanzierer sollte zur massengeschäftstauglichen Durchführung in die elektronische Marktkommunikation aufgenommen werden.</p> <p>Dazu sollte ein digitaler, technischer Standard zur Abwicklung der Abtretung der Einspeisevergütung entwickelt werden.</p> <p>Der Standard kann sich am Vorbild ZUGFeRD orientieren und die Abwicklung sollte immer über die bestehenden Systeme der Marktkommunikation erfolgen.</p>	<p>BDEW zu Weiterentwicklung der Marktkommunikation um die Anzeige von Forderungsabtretungen.</p>

	Herausforderung	Hintergrund	Mögliche Lösungsansätze	Zu beteiligende Stellen und betroffene Vorschriften
8	Problematische Berechnung der Marktprämie im EEG (Monatsmarktwert/Jahresmarktwert)	<p>In der Vergangenheit war die Berechnung der Marktprämie auf einen Monatsmarktwert Solar gestützt, was eine genauere und zeitlich differenziertere Abbildung der Solarenergieerzeugung ermöglichte und für Dritte die Höhe der Marktprämie in einem Abrechnungsjahr nachvollziehbar machte.</p> <p>Mit dem EEG 2021 wurde die Berechnung der Marktprämie jedoch vom Monatsmarktwert (MW) auf den Jahresmarktwert (JW) für Anlagen mit Inbetriebnahme nach dem 31.12.2022 festgelegt. Die Änderung erfolgte vor dem Hintergrund, dass für ausgeführte Anlagen eine Überförderung aufgrund der seinerzeit stark angestiegenen Marktwerte vermieden werden sollte.</p>	<p>Die Marktwerte haben sich nun normalisiert. Für die wirtschaftliche Direktvermarktung von nicht ausgeführten Anlagen kleiner als 100 kW im Marktprämienmodell ist es unabdingbar, wieder auf den Monatsmarktwert abzustellen. Nur dann kann eine genaue und zeitlich differenzierte Abbildung der Erzeugung und der Höhe der Marktprämie im betreffenden Abrechnungsjahr transparent und nachvollziehbar gemacht werden.</p>	§23 a EEG i.V.m. Anlage 1 Nr. 2