

Umsetzung der Einspeise-Prozesse in die EVU- Marktkommunikation

Fachinformation des EDNA-Bundesverband Energiemarkt&Kommunikation e.V.,
PG Geschäftsprozesse

Umsetzung der Einspeise-Prozesse in die EVU-Marktkommunikation

Einführung

Nachdem bereits im Oktober 2011 mit der Veränderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) die Forderungen nach massengeschäftstauglichen Prozessen für den Wechsel von Einspeisestellen der Weg für die Weiterentwicklung der Marktprozesse vorgegeben hat, liegen nun seit Ende Oktober 2012 die Vorgaben der BNetzA für die Marktprozesse für Einspeisestellen (Strom) vor.

Hintergrund ist die immer weiter voranschreitende Umgestaltung des EEG von der Vollvergütung der eingespeisten Strommengen hin zu einer Direktvermarktung durch den Anlagenbetreiber. Nach Ablauf der im EEG vorgegebenen Vergütungsfrist müssen alle Einspeiser ohnehin eine Direktvermarktung vornehmen, sofern die Erzeugung größer ist als der Eigenverbrauch. Ab 2014 ist nach §33 des EEG für PV-Anlagen > 10 kW bis < 1000kW eine Vollvergütung des erzeugten Stromes nicht mehr möglich. Damit wird der Wechsel von Erzeugern sowohl zwischen den Vermarktungsformen als auch zwischen aufnehmenden Lieferanten stetig zunehmen.

Nachdem per Gesetz die Netzbetreiber zusammen mit den Verbänden der Einspeiser aufgefordert wurden, standardisierte Prozesse zu entwickeln, hat die Bundesnetzagentur, auf Basis des unter Führung des BDEW entstandenen Entwurfes, verbindliche Regeln zu Prozessen, Fristen und zur Kommunikation zwischen den Marktbeteiligten festgelegt. Diese Regeln für die Zuordnung des Zählpunktes zu einem aufnehmenden Lieferanten, der dazugehörigen Bilanzkreiszuordnung sowie für die Datenübermittlung im laufenden Einspeisebetrieb stellen eine wesentliche Ergänzung für die Marktkommunikation nach GPKE und WiM dar. Ebenso kommen neue Herausforderungen auf die Bilanzierungsprozesse nach MaBiS hinzu.

Mit dieser Festlegung wird für alle betroffenen Marktakteure definiert, wer welche Daten an wen und in welcher Frist zu übermitteln hat, damit eine korrekte und fristgerechte Basis für Bilanzkreisabrechnung, Abrechnung der Lieferung an den Erzeuger und natürlich auch zur Abrechnung für die Dienstleistungen im Messwesen entsteht.

GPKE Festlegungen als Vorbild der Einspeiseprozesse

Als Kern der von den Verbänden entwickelten Lösungen wurde eine weitgehende Anlehnung an das GPKE-Verfahren festgelegt, die sich bereits seit 1.4.2012 an der Vorgabe der 3. EU-Binnenmarkttrichtlinie zu einer Wechselfrist von drei Wochen orientiert.

Im Gegensatz zur GPKE ist ein Wechsel der Einspeise-Stelle nicht untermonatlich, sondern immer erst zum Monatsersten nach Ablauf eines Fristenmonats möglich (analog den „alten GPKE-Regeln“).

Die fristgerechte Anmeldung des neuen aufnehmenden Lieferanten kann auch ohne Kündigung beim alten Lieferanten zu einem Wechsel führen, wenn die vom Netzbetreiber initiierte Abmeldungsanfrage positiv oder gar nicht beantwortet wird.

Um bereits in der Übergangsphase bis zum Inkrafttreten der verbindlichen Prozesse, den reibungslosen Ablauf eines Wechsels zu garantieren und um der Zeitvorgabe aus dem EEG zu entsprechen, hat die Bundesnetzagentur in der Tenorziffer 2 des Beschlusses BK6-12-153 ein Formular festgeschrieben, das bereits für Anmeldungen zur Anwendung kommt. Dieses Formular ist bundeseinheitlich gültig. Es muss vom aufnehmenden Lieferanten via Mail im xls-Format an eine vom Netzbetreiber (NB) speziell eingerichtete Mailadresse mit dem Betreff „Einspeisermeldung“ übermittelt werden und der NB muss diese Meldung binnen 8 Werktagen an den Meldungsabsender bestätigen. Da der private Anlagenbetreiber nicht an den EDIFACT-Prozessen teilnehmen soll, wurde für den Prozess der Rückzuordnung einer Anlage zur Vollvergütung nach §16 EEG ebenfalls ein bundeseinheitliches Formular vorgegeben.

Das Vorgehen zum Ende der Übergangszeit am 1.10.2013 wird voraussichtlich im April 2013 in einer „Verbände-Empfehlung zu den Marktprozessen für Einspeisestellen (Strom)“ beschrieben. Es wird empfohlen, zur Vermeidung von zusätzlichen Problemen, die dort gemachten Vorgaben zu befolgen.

Die Netzbetreiber haben dieses in die Prozessabläufe einzubinden und müssen daher die zuvor genannte E-Mail-Adresse dauerhaft verwenden. Sollte es sich bei dem Anlagenbetreiber um einen Marktpartner im Sinne des Beschlusses handeln, darf er von diesem Prozess jedoch keinen Gebrauch machen, sondern muss die Marktprozesse und die damit verbundenen EDIFACT-Formate nutzen. Für Anlagenbetreiber bedeutet dies, dass sie – sofern es keinen entsprechenden Dienstleister/Lieferanten gibt - ab diesem Zeitpunkt die Marktrolle Lieferant einnehmen und die genannten Vorbedingungen ebenfalls einhalten müssen.

Dies stellt einen deutlichen Schritt hin zu einer erzeugerfreundlichen Lösung dar. Als wichtigste Punkte dieser Regelung sind zu nennen:

- An- und Abmeldefristen gemäß Bearbeitungszeiten der GPKE
- Einheitliche Wechselfristen für alle Erzeugungsanlagen (EEG, KWK-G und konventionelle Einspeiser)
- Keine Entwicklung neuer Marktrollen wie z.B. „Vermarkter“
- Kein Versand von Zuordnungslisten
- Abweichende Regelungen zur Identifikation des Zählpunktes gegenüber der GPKE
- Tranchenbildung bei Anlagen mit registrierender Leistungsmessung (RLM)
- Keine automatisierten Regelungen bei Ersatzaufnahme für nicht EEG-und KWKG-Anlagen (kein Massenkundengeschäft)

Jedoch werden durch diesen Beschluss auch viele Fragen für die Praxis aufgeworfen, für die es derzeit noch keine verbindlichen Antworten gibt. Hierzu arbeiten die Verbände laufend an einem Umsetzungsfragenkatalog „Marktprozesse für Einspeisestellen (Strom) - (FAQ)“, dessen erste Version seit dem 1.2.2013 vorliegt und auf den Internetseiten der Verbände zu erhalten ist.

Herausforderung Tranchenvermarktung

Mit der Veröffentlichung des Beschlusses sind die in der BNetzA-Festlegung beschriebenen Wechselprozesse ab dem 1.10.2013 marktverbindlich. Die Zählwertübermittlung ist bereits zum 01.01.2013 in Kraft getreten und wird analog zur GPKE zwischen den Marktpartnern ausgetauscht. Damit die Tranchenbildung und die Wechselprozesse je Tranche massengeschäftstauglich ermöglicht werden, war eine umfangreiche Anpassung des UTILMD-Formats notwendig, um hier hierarchische Zählpunktstrukturen abbilden zu können. Hierzu wurde das ab April 2013 geltende Datenformat UTILMD 5.0 veröffentlicht. Eine verpflichtende oder optionale Neu-Vergabe von virtuellen Zählpunkten bei gleichbleibender Tranche ist offen und verbleibt derzeit als strategisches Thema beim Netzbetreiber. Hier empfiehlt sich eine enge Abstimmung mit dem jeweiligen Software-Lieferanten.

Eine große Herausforderung für Netzbetreiber wird sich dadurch ergeben, dass sich hinter einem Zähler verschiedenen EEG-Anlagen mit unterschiedlichen Vergütungssätzen befinden können, die aber in unterschiedlichen Tranchen vermarktet oder sich in der Vergütung nach §16 EEG befinden können. Daher ist die damit verbundene Abrechnungsproblematik besonders zu beachten.

Ferner gibt es Querverbindungen zum Herkunftsnachweisregister (HKNR), für das das Bundesumweltamt (UBA) federführend verantwortlich ist. Näheres hierzu finden sie in einer separaten EDNA-Fachinformation

Auf die verschiedenen Teilnehmer des Energiemarktes und deren Verantwortungsbereiche kommen in den nächsten Monaten verschiedene Aufgaben zu. Um die einzelnen Aufgaben abzuleiten, sind folgende Marktrollen zu unterscheiden:

- Lieferanten
- Netzbetreiber
- Alle Erzeuger
- Grundzuständiger Messstellenbetreiber
- Grundzuständiger Messdienstleister
- Wettbewerblicher Messstellenbetreiber
- Wettbewerblicher Messdienstleister
- Bilanzkreisverantwortliche

Strategie-Empfehlungen

So sind alle Verantwortlichen für diese Marktrollen und Verantwortungsbereiche gut beraten sich umgehend mit der Festlegung ihrer mittel- bzw. langfristigen Strategie zu beschäftigen, da dies die Voraussetzung für die organisatorische Umsetzung und die Beschaffung der richtigen Werkzeuge darstellt. Hier können Eigenentwicklung,

Dienstleistung, Kooperation oder Übergangslösungen eine Rolle spielen. Die Festlegung einer Strategie ist gerade für Lieferanten eine wichtige Voraussetzung für die Abschätzung der erforderlichen Vorbereitungszeit.

Im Zeitablauf ist auch zu beachten, dass die Entwicklung der erforderlichen Software-Lösungen erst nach Klärung der offenen Fragen vollständig erfolgen kann. Mit dieser Themenstellung sind die Fachgremien bereits betraut. Die Handbücher zu den Nachrichtentypen zum 1.10.2013 werden keine wesentlichen Änderungen zur Version zum 1.4.2013 mit sich bringen. Wesentliche Festlegungen für die Prozessabläufe werden die nächsten Versionen des oben genannten FAQ-Katalogs der Verbände erbringen. Daher verbleibt für die eigentliche Einführung, Schulung zur Software und Anpassung der internen Abläufe nur ein kleines Zeitfenster.

Da bereits ab 19.11.2012 die Abwicklung eines Wechsels anhand eines Formulars vorgegeben ist, sind in den betroffenen Unternehmen neben den Software-Lösungen auch bereits organisatorische Voraussetzungen zu schaffen oder ggf. anzupassen. In diesem Zusammenhang ist eine Überprüfung der bestehenden Unternehmensstrategie, wie das eigene Unternehmen in diesem Marktumfeld positioniert werden soll, erforderlich. Auch dies sollte bei Ausgestaltung von Software-Lösungen berücksichtigt werden.

Auch wenn das Thema Direktvermarktung von EEG-Strom wegen der aktuellen Preissituation für die EEG-Vollvergütung nach §16 EEG bisher noch keinen großen Marktdruck ausgeübt hat, wird die Anzahl der Wechselprozesse in den kommenden Jahren stetig ansteigen. Ausschlaggebend hierfür dürfte u.a. die monatliche Degression der Vollvergütung im Bereich der Photovoltaik- Vergütungsregeln sein, die bereits jetzt viele Anlagenbetreiber entweder zu einem Wechsel in die Direktvermarktung oder zum (in diesem Kontext nicht prozessrelevanten) Eigenverbrauch bewegt.

Aus Sicht der EDNA-Projektgruppe Geschäftsprozesse besteht jetzt, insbesondere bei den kleineren Unternehmen mit großem Anteil an EEG- und KWK-Anlagen, dringender Handlungsbedarf. Gleichzeitig sind auch Wechselwirkungen zu den bestehenden Prozessen nach GPKE zu prüfen.

Schon heute sind aus Sicht der Dienstleister im Energiemarkt durch die verschiedenen Marktrollen einige Dinge zu klären. Dies betrifft zuallererst die Unternehmensführungen und danach die Arbeitsebenen.

Folgender Maßnahmenkatalog sollte als „roter Faden“ dienen:

- Mittel- bzw. langfristige Strategie des Unternehmens festlegen
- Zeitplan zur Umsetzung aufstellen
- Zuständigkeiten im Hause klären
- Betroffene Bereiche und Mitarbeiter informieren
- Anpassung der internen Prozesse vorbereiten
- Definition des Vorgehens bei der Vergabe von virtuellen Zählpunkten

- Berater bei den IT-Dienstleistern reservieren
- Einführung der Software organisieren
- Interne Prozesse festlegen und dokumentieren
- Mitarbeiterschulungen einplanen
- Qualitätssicherung organisieren

Dieser Überblick aus Sicht der EDNA-Spezialisten soll helfen, um bei allen Marktteilnehmern den Nachdenk- und Planungsprozess zu erleichtern und rechtzeitig eine Grundlage für die Ressourcenplanung zur Hand zu haben.

Die Mitglieder der EDNA Projektgruppe sind:

B. van Lent, FACTUR Billing Solutions GmbH

A. Hempel, Compello GmbH

T. Mache, COUNT+CARE GmbH

H. Lang, ifed. GmbH

Redaktion:

Rüdiger Winkler, EDNA-Bundesverband

Copyright: EDNA Bundesverband Energiemarkt und Kommunikation 2013

Folgende 62 Unternehmen/ Organisationen sind derzeit Mitglieder des EDNA Bundesverband Energiemarkt & Kommunikation e.V.:

AKTIF Technology GmbH, ArcMind Technologies GmbH, arvato systems | Technologies GmbH, Atos Information Technology GmbH, badenova AG & Co. KG, Bosch Software Innovations, Brady Energy AG (UK), Brady Energy AG (CH), BTC Business Technology Consulting AG, Compello GmbH GmbH, co.met GmbH, COUNT+CARE GmbH, cronos Unternehmensberatung GmbH, CURSOR Software AG, DSC Unternehmensberatung GmbH, EBSnet eEnergy Software GmbH, EnergiePartner GmbH, EnergyICT GmbH, enmore consulting AG, ENSECO GmbH, evu-it GmbH, EW Medien und Kongresse GmbH, FACTUR Billing Solutions GmbH, Ferranti Computer Systems, Fichtner IT Consulting AG, Fraunhofer-Anwendungszentrum Systemtechnik (AST), GETEC Daten- und Abrechnungsmanagement GmbH, GISA GmbH, GÖRLITZ AG, HAKOM EDV Dienstleistungsges.m.b.H., Heidelberger Services Abrechnungsgesellschaft, IDEZIA Consulting GmbH, InterSystems GmbH, IRM Integriertes Ressourcen-Management GmbH, items GmbH, ITF-EDV Fröschl GmbH, KEMA Consulting GmbH, Kisters AG, Klafka & Hinz Energie- und Informations-Systeme GmbH, Landis+Gyr GmbH, make IT GmbH, Meine-Energie GmbH, msu solutions GmbH, numetris AG, NZR - Nordwestdeutsche Zählerrevision GmbH & Co. KG, numetris AG, OFFIS, phi-Consulting GmbH, PricewaterhouseCoopers AG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, PSI AG, regiocom GmbH, Robotron Datenbank-Software GmbH, Schleupen AG, SDK - Software Development Kopf GmbH, SEEBURGER AG, SIV.AG, SOPTIM AG, Stadtwerke Schwäbisch Hall GmbH, SWU Energie GmbH, T-Systems International, ubitronix system solutions gmbh, VisoTech Softwareentwicklungsges.m.b.H., Wilken GmbH