

Berlin, 31. Oktober 2024

**BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdeu.de

Positionspapier

Entwurf des Network Code on Demand Response

Draft issued by ACER, 05.09.2024

Version: Endfassung

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, über 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Vorbemerkung

Der BDEW begrüßt die Möglichkeit, im Rahmen der von ACER durchgeführten Konsultation (vgl. [PC 2024 E 07 - Public consultation on the draft network code on demand response | www.acer.europa.eu](#)) den aktuellen Entwurf des Network Code on Demand Response (NC DR) zu kommentieren. Dieser wurde von ACER am 05.09.2024 bereitgestellt.

Der Text unterscheidet sich stark von dem durch ENTSO-E und die EU DSO Entity entwickelten und im Mai 2024 an ACER übermittelten Entwurf. In die Kommentierung dieses Entwurfs wurden alle betreffenden Wertschöpfungsstufen, einschließlich der Netzbetreiber, einbezogen.

Die BDEW-Komentierung besteht aus konkreten Änderungsvorschlägen zum ACER-Textentwurf sowie zugehörigen Kommentaren bzw. Erläuterungen, beides in englischer Sprache. Beides ist tabellarisch (Excel-Datei) dargestellt, die konkreten Textvorschläge zusätzlich direkt im ACER-Textentwurf vom 05.09.2024 (Word-Datei). Ergänzend werden die Vorschläge mit der vorliegenden Unterlage näher erläutert und in den Kontext der bisherigen Entwürfe des Network Code gesetzt.

1 Erfassung von Stromeinspeise- und -ausspeisemengen; Datenqualität

Mit der Novellierung des Strommarktdesigns im Sommer 2024 wurden zwei verschiedene Typen von Messsystemen beschrieben:

- a) Smart Metering Systeme
- b) Dedicated Measurement Devices = DMDs;
dies sind Messinstrumente (Chips), die in den jeweiligen Anwendungen verbaut sind und Stromverbräuche messen (z.B. als Teile von Smart-Home-Systemen / Home-Management-Systemen).

Art. 20 Abs. 1 des vorliegenden ACER-Entwurfs beschreibt, auf welcher Basis bilanzierungsrelevante Daten zu ermitteln sind. Grundsätzlich sind dafür die Messeinrichtungen am jeweiligen Netzverknüpfungspunkt heranzuziehen. Verfügt die „controllable unit“ jedoch über eigene Messgeräte (dies können auch „dedicated measurement devices“ sein), so können die damit ermittelten Werte für die Berechnung von Ein- und Ausspeisungen herangezogen werden, sofern die Datengranularität dies erlaubt.

Nach Einschätzung des BDEW kann die Regelung im jetzigen Wortlaut so gelesen werden, dass die Werte aus der Messeinrichtung der „controllable unit“ bei ausreichender Datengranularität stets vorrangig herangezogen werden müssen. Dies sollte nach Ansicht des BDEW nicht festgeschrieben werden. Daher schlägt der BDEW eine geringfügige Textänderung vor. Hintergrund ist die Überlegung, dass nicht vollständig sichergestellt ist, dass die mit DMDs generierten Werte die erforderlichen Qualitätsanforderungen erfüllen. Schließlich handelt es sich nicht um geeichte Messeinrichtungen, und auch die bestehenden Anforderungen an den Datenschutz und die Datensicherheit würden – zumindest in Deutschland – nach jetzigem Stand bei Nutzung von DMDs nicht erfüllt. Dies wäre lediglich bei der Nutzung von Smart Meters möglich.

Zudem wären mit dieser Regelung alle Betreiber von Einspeise- und Verbrauchsanlagen befugt, die Methode für ihre Anwendungen selbst festzulegen. Dies hätte zur Folge, dass Netzbetreiber eine Vielzahl verschiedener Berechnungsverfahren und Abrechnungsgrundlagen beherrschen müssten. Dies erscheint nicht zumutbar.

EU DSO Entity und ENTSO-E hatten in ihrer Textfassung vom 08.05.2024 bewusst eine Regelung vorgeschlagen, nach der die Mitgliedstaaten aufgefordert werden sollten, einen Prozess zur Sicherstellung der Datenqualität zu beschreiben („Minimum Requirements for dedicated measurement devices (DMDs)“, Artikel 33A). Diese Regelung wird in der ACER-Fassung in Artikel 21 aufgegriffen, allerdings nicht vollständig. Der BDEW schlägt vor, eine Pflicht zur

Überprüfung durch ACER einzuführen, ob europaweit eine Harmonisierung von technischen Anforderungen an die DMDs erfolgen sollte.

→ siehe Änderungsvorschlag zu Art. 20.1 und Vorschlag eines neuen Art. 21.5

2 Marktbasierte versus regelbasierte Beschaffung von lokalen Diensten

Die grundlegenden Prinzipien zur Beschaffung von lokalen Dienstleistungen durch den Netzbetreiber werden unterstützt. Die grundsätzliche Ausrichtung von Artikel 38 und 39 des NC-Entwurfs wird unterstützt. Allerdings sollten folgende Anpassungen erfolgen:

Spannungshaltung

Für Dienste zur Spannungshaltung sah der Vorschlag von EU DSO Entity und ENTSO-E vom 8. Mai 2024 folgende Unterscheidung vor:

- Die Anforderung von Wirkleistung sollte marktbasiert erfolgen.
- Die Anforderung von Blindleistung sollte jedoch regelbasiert erfolgen; sie ist in den Grid Connection Codes geregelt.

Der jetzt vorliegende Vorschlag von ACER macht hier keine Unterscheidung und sieht sowohl für Wirkleistungs- als auch für Blindleistungsprodukte einen marktbasierten Ansatz vor (Artikel 38 Abs. 2).

Die Entscheidung darüber, ob die Beschaffung von Blindleistung marktbasiert oder regelbasiert erfolgen sollte, sollte aus Sicht des BDEW auf nationaler Ebene getroffen werden. Die entsprechenden Regeln sollten in den nationalen terms & conditions verankert werden. Sofern – wie in Deutschland – bereits national Regelungen zur marktgestützten Beschaffung erlassen wurden (vgl. insbesondere BNetzA-Festlegung BK6-23-072), sollten diese in den nationalen terms & conditions berücksichtigt werden.

→ siehe Änderungsvorschläge zu Art. 38.2

Kriterien für Ausnahmen von marktbasierter Beschaffung

Die Bedingungen für die Ausnahmen von der marktbasierter Beschaffung lokaler Dienste sollten konsequent in Artikel 39 verankert werden. Hier sollte zudem ein Bezug zu Artikel 13

Abs. 3 der Strombinnenmarkt-Verordnung (Verordnung (EU) 2019/943) hergestellt werden, in dem bereits Bedingungen für Ausnahmen vom marktbasierten Redispatch verankert sind.

Darüber hinaus ergibt es keinen Sinn, die Größe des VNB als Kriterium für eine Ausnahme von der marktbasierten Beschaffung heranzuziehen, da über eine Abweichung von der marktbasierten Beschaffung nicht pro Unternehmen (Netzbetreiber), sondern jeweils für einen gesamten EU-Mitgliedstaat entschieden wird. Stattdessen sollte die zuständige Regulierungsbehörde in ihre Entscheidung die Anzahl der Netzbetreiber im betreffenden Land mit einbeziehen.

- ➔ siehe Vorschläge zur Streichung von Art. 38.3 und 38.4 sowie Änderungsvorschläge zu Art. 39.3

3 Verhältnis des lokalen Flex-Marktes zu bestehenden anderen Märkten

Die lokalen Flexibilitätsmärkte sollen neben den Day-Ahead-Markt, den Intraday-Markt und die Regenergiemärkte treten.

Der BDEW begrüßt die Möglichkeit für Marktakteure, mit ihren Assets an verschiedenen Märkten teilzunehmen. Allerdings ist das im NC-Entwurf angelegte Konzept zur Weiterleitung von Geboten („forwarding of bids“) nicht geeignet, diese Möglichkeit zu unterstützen. Vielmehr wirft es etliche Fragen auf und schafft somit Unsicherheit bei den Akteuren. Unklar ist beispielsweise, welche Instanz bei der Weitergabe von Geboten prüft, ob ein Händler für den Markt, in den das Gebote weitergegeben werden soll, überhaupt die Zugangsvoraussetzungen erfüllt (z.B. ausreichende Sicherheiten hinterlegt hat).

Die Interoperabilität zwischen dem lokalen Flexibilitätsmarkt und den Großhandelsmärkten sollte vielmehr über Standardisierung erfolgen, d.h. durch die Schaffung von kompatiblen Produkten, die Verbesserung von Prozessen und technische Standards.

Einige Regelungen in den Artikeln 41, 42, 43 und 48 sollten daher entsprechend geändert werden, ebenso der Erwägungsgrund Nr. 26.

- ➔ siehe Änderungsvorschläge zu Art. 41.3 (b), 41.6, 42.6, 43.1, 43.2, 48.1 und zu Erwägungsgrund („whereas“) Nr. 26

4 Informationssystem zu Flexibilitäten

Artikel 33 ff. beschreiben die Regelungen zu einem Informationssystem zu vorhandenen Flexibilitäten.

In Artikel 34 wird gefordert, dass jeder Netzbetreiber, der Flexibilität bezieht, für den Betrieb und die Wartung eines oder mehrerer service provider modules (SP modules) oder controllable unit modules (CU modules) verantwortlich sein soll.

Nach Ansicht des BDEW erscheint es aus Effizienzgründen nicht angemessen, pauschal alle Netzbetreiber in diese Verantwortung zu nehmen. Welche Netzbetreiber die jeweilige Verantwortung tragen sollten, sollte in den nationalen terms & conditions festgelegt werden. Dies ist im Text geeignet zu verankern.

→ siehe Änderungsvorschlag zu Art. 34 Abs. 4

5 TSO-DSO-Koordination; Aktivierung von Geboten durch nachgelagerte Netzbetreiber

Artikel 57 “Solving congestion and voltage issues” legt fest, welche Schritte die einzelnen Netzbetreiber zur Lösung von Netzengpässen und Frequenzabweichungen unternehmen müssen.

Wichtig ist, dass Regelungen dazu bestehen, wie das Zusammenspiel zwischen verschiedenen Netzbetreibern zu erfolgen hat, die auf dieselben Flexibilitäten zugreifen können.

Artikel 57.1 Buchstabe (e) des ACER-Vorschlags beschreibt die Anforderungen an die Netzbetreiber in Bezug auf die Aktivierung von lokalen Dienstleistungen wie folgt:

- Art. 57.1: ... In this respect, each system operator
 - (e) shall be responsible to arrange the activation of procured local services in an effective, reliable and cost-efficient manner and to initiate actions to activate selected local services.

Nach Ansicht des BDEW berücksichtigt diese Formulierung nicht den Aspekt, dass sich die Netzbetreiber untereinander koordinieren müssen. Dieser Aspekt könnte durch eine Verknüpfung zu den nationalen terms & conditions eingefügt werden. Der BDEW schlägt vor:

- Art. 57.1: ... In this respect, each system operator

- (e) shall ~~be responsible~~ conduct the tasks assigned to them in the national terms and conditions pursuant to Article 41 to arrange the activation of procured local services in an effective, reliable and cost-efficient manner ~~and or~~ to initiate actions to activate selected local services.

6 Harmonisierte Standards für Interoperabilität

Der NC on Demand Response soll es dem Endkunden ermöglichen, seinen Service Provider zu wechseln, um „lock-in“-Effekte zu vermeiden. Allerdings fehlen im NC-Entwurf noch Angaben zu den Datenübertragungsformaten. Wenn diese nicht auf EU-Ebene geregelt werden, besteht die Gefahr, dass unterschiedliche nationale Lösungen entwickelt werden, die nicht miteinander kompatibel sind.

Es wird daher vorgeschlagen, Artikel 33B Abs. 3 e) aus dem Vorschlag von ENTSO-E und EU DSO Entity aufzugreifen und in Artikel 32 des vorliegenden ACER-Vorschlags zu integrieren.

→ siehe Formulierungsvorschlag für Art. 32 Abs. 4

7 Eigentum von Energiespeicheranlagen durch Netzbetreiber

Die Regeln für das (gemeinsame) Eigentum an Speicheranlagen müssen sich an den Bestimmungen der Richtlinie (EU) 2019/944 (Elektrizitätsrichtlinie) sowie an der ACER-Rahmenrichtlinie für Demand Response orientieren. Letztere sehen in Absatz 39 vor, dass „eine Ausnahmeregelung zu bevorzugen ist, wenn sie wirtschaftlich effizient ist.“ Der aktuelle Entwurf des NC DR verlangt fälschlicherweise, dass der Netzbetreiber den nationalen Regulierer benachrichtigt, wenn das gemeinsame Eigentum an der Speicheranlage „wirtschaftlich effizienter“ ist. Es besteht jedoch keine Notwendigkeit, einen solchen Vergleichsmaßstab einzuführen und den Netzbetreiber zu verpflichten, den Nachweis einer relativen wirtschaftlichen Effizienz zu erbringen. Es sollte ausreichen, wenn der Netzbetreiber nachweist, dass der Betrieb im gemeinsamen Eigentum „wirtschaftlich effizient“ ist.

→ siehe Änderungsvorschlag für Art. 49 Abs. 6 (c)

8 Redaktionelle Hinweise

Art. 4.2 (a): Attribut „competent“

Das Attribut „competent“ ist im Zusammenhang mit Behörden („competent authority“) üblich, es bedeutet „zuständige Behörde“. Im Zusammenhang mit „system operator“ wirkt es jedoch irreführend, auch wenn es hier vermutlich ebenfalls „zuständig“ bedeuten soll.

Vorschlag zu Art. 4.2 (a):

Ersetze „all competent system operators“ durch „all system operators“

Art. 25: Überschrift

Die Überschrift lautet aktuell „Qualification for service provider“. Dies sollte aus sprachlichen Gründen geändert werden. Mögliche Formulierungen:

- „Qualification as service provider“
- „Qualification for service providers“

Art. 41.2 (f): Überschrift

Um Kohärenz mit der Definition von “market-based procurement” in Art. 2.10 herzustellen und auch “auction-based processes” einzubeziehen, sollte in Art. 41.2 (f) das Wort “tendering” durch “bidding” ersetzt werden.