

Berlin, 25. September 2023

bdew
Energie. Wasser. Leben.

**BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e. V.**
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdew.de

Stellungnahme

Überarbeitung der Network Codes zum Stromnetzan- schluss

Beitrag zur ACER-Konsultation
PC_2023_E_07 vom 17.07.2023

Klicken oder tippen Sie hier, um Text einzugeben.

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten über 1.900 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu über-regionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 90 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Inhalt

1	Allgemeine Anmerkungen zu beiden Network Codes.....	3
2	Hinweise zum NC RfG	3
3	Hinweise zum NC DC	11

1 Allgemeine Anmerkungen zu beiden Network Codes

Der BDEW begrüßt, dass ACER einen Prozess zur Überarbeitung der Network Codes „Requirements for Generators“ (RfG) und „Demand Connection“ (DC) gestartet hat und den Stakeholdern die Möglichkeit zur Kommentierung gibt (vgl. <https://acer.europa.eu/documents/public-consultations/pc2023e07-public-consultation-amendments-electricity-grid-connection-network-codes>).

Durch den Umbau der Stromversorgung hin zu einem System mit Millionen von kleinen Erzeugungseinheiten, die weit überwiegend dezentral angeschlossen sind, sowie durch die stark steigende Zahl neuer Anwendungen wie Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge und Stromwärmepumpen sind für den Betrieb der Stromnetze neue Herausforderungen entstanden. Dabei steht die Mehrzahl der neuen Installationen erst noch bevor. Es ist daher stringent, die im Jahr 2016 in Kraft getretenen Network Codes zu überprüfen und an die neuen Herausforderungen anzupassen.

Der BDEW begrüßt, dass wesentliche Inhalte des vorliegenden Änderungsvorschlags auf den Arbeiten des European Stakeholder Committee on Grid Connection (GC ESC) fußen. Im GC ESC und seinen Arbeitsgruppen wurden zu verschiedenen Aspekten Vorschläge für die Anpassung der NCs entwickelt. Durch die Einbeziehung zahlreicher Stakeholder konnten zu vielen Sachverhalten die Belange unterschiedlicher Betroffenen Gruppen berücksichtigt werden.

Wichtig ist u.a., dass die beiden zur Konsultation gestellten NCs sowohl untereinander widerspruchsfrei sind als auch mit anderen Regelungen im Einklang stehen. Die Nutzung gemeinsamer Definitionen ist hierfür eine wichtige Voraussetzung.

Bei einigen der nun vorliegenden, konkreten Textvorschläge besteht aus Sicht des BDEW jedoch weiterhin Verbesserungsbedarf. Dieser wird im Folgenden dargestellt. Die Antworten werden über die Eingabeportale für die bis zum 25. September 2023 laufende ACER-Konsultation eingebracht.

2 Hinweise zum NC RfG

Der BDEW begrüßt, dass mit den vorliegenden Vorschlägen eine Reihe von Aspekten geregelt werden, die bislang gar nicht oder auf unklare Weise im NC RfG behandelt wurden. Dazu zählen die Themen:

- Aufnahme von dezidierten Regeln für Stromspeicher (u.a. Definitionen in Art. 2 Nr. 66 und 67 sowie Art. 6 Abs. 6)
- Aufnahme von Regeln für den Netzanschluss von Ladeinfrastruktur und für Elektrofahrzeuge (insbes. Definitionen in Art. 2 Nr. 69-74 sowie Art. 13a, 14a, 30a, 30b)
- Klarstellungen zum Begriff „Power generating module“ (Art. 2 Nr. 5)
- Klarstellungen zur Definition des Netzanschlusspunktes (Art. 2 Nr. 15)
- Klarstellungen zur Definition der wesentlichen Modernisierung (Art. 4, 4a)

Es ist zu begrüßen, dass die Regelungen im Network Code an den Grundprinzipien der Diskriminierungsfreiheit und der Technologieoffenheit ausgerichtet wurden. So kann der volkswirtschaftlich größte Nutzen erreicht werden.

Zu einigen der vorgeschlagenen Regelungen besteht aus Sicht des BDEW jedoch Verbesserungsbedarf. Dies betrifft sowohl Vorschriften für Stromerzeugungsanlagen als auch für Elektromobile und deren Ladeinfrastruktur.

Wesentliche Modernisierung

Die Einfügung eines separaten Art. 4a ist sinnvoll, so dass klarer zwischen den Regelungen zum Bestandsschutz der bestehenden Anlagen (Art. 4) und der Regelungen zur wesentlichen Modernisierung im Gültigkeitsbereich des neuen NC RfG (Art. 4a) unterschieden wird. Allerdings sollte dies nicht mit einer Aufweichung der bisher für die Annahme einer signifikanten Modernisierung geltenden Regeln verbunden sein. Die Gültigkeit des bisherigen NC RfG (VO (EU) 2016/631) für alle Anlagen, die unter dessen Gültigkeitsbereich an das Netz angeschlossen oder modernisiert wurden, ist mit Artikel 70a „Transitional provisions“ sichergestellt.

Aus netztechnischer Sicht ist es sachgerecht, dass bei Veränderungen der elektrotechnischen Eigenschaften einer Erzeugungsanlage der Netzanschluss neu bewertet wird und die Anlage unter die Regelungen des NC RfG fällt. Die im neuen Artikel 4a in Absatz 2 aufgestellten Kriterien, die alle mindestens erfüllt sein müssen, damit eine „wesentliche Modernisierung“ vorliegt, sind nach Ansicht des BDEW grundsätzlich nachvollziehbar. Auch der Ansatz, die Summe der Effekte von aufeinanderfolgenden Modernisierungen einer Anlage mit dem Effekt einer einmaligen Modernisierung gleichzustellen (Artikel 4a Absatz 2 Buchstaben a bis c), ist sachgerecht.

Der Schwellenwert für die Veränderung der Fähigkeit zur Blindleistungsbereitstellung (Art. 4a Abs. 2 Punkt b), der zu einer Einstufung als „wesentliche Veränderung“ führt, sollte nach Ansicht des BDEW im Bereich zwischen 10 und 20 % festgelegt werden.

Wichtig ist sicherzustellen, dass keine Einstufung als „wesentliche Modernisierung“ erfolgt, wenn nur geringfügige Umbauten erfolgen. Wir schlagen daher vor, das eher allgemeine Kriterium in Artikel 4a Abs. 2 Buchstabe d) weiter zu spezifizieren und die Worte „major“ sowie „markedly changing its electro-technical capabilities“ einzufügen (s.u. in der Tabelle). Es ist u.a. klarzustellen, dass eine „wesentliche Modernisierung“ nicht vorliegt, wenn ein 1:1-Austausch von Anlagenbestandteilen erfolgt (vgl. etwa Fall 2 in der „Fallsammlung: Wesentliche Änderungen“ von VDE | FNN vom 2. Mai 2022, online unter <https://www.vde.com/resource/blob/2188546/ea87ac2ec4b0521b8f06fcaabcc304b9/02-1-anwendungsbereich-3-1-download-data.pdf>).

Im Interesse einer optimalen Integration von Erneuerbaren Energien muss neben dem Anschluss mehrerer asynchron betriebener Erzeugungsanlagen an einem Netzverknüpfungspunkt auch die Kombination solcher Anlagen mit Speichereinrichtungen (auch unterschiedlicher Technologien) am selben Netzverknüpfungspunkt ermöglicht werden, wenn diese eine wirtschaftliche Einheit bilden. Für die Bestimmung der Signifikanz sollte die Summe der maximalen Kapazität aller Einheiten betrachtet werden.

Netzbildende Eigenschaften

Gemäß Artikel 5 in Verbindung mit den Artikeln 13, 14, Y, 20, 21 und 22 soll dem jeweiligen ÜNB die Möglichkeit gegeben werden, an Stromerzeugungsanlagen bzw. Power Park Modules der verschiedenen Größenkategorien (A bis D) u. a. Anforderungen zur „grid-forming-Fähigkeit“ am Netzverknüpfungspunkt zu stellen (z.B. für Erzeugungsanlagen bzw. Power Park Modules der Kategorie A gemäß Artikel 13 Abs. 14 lit. b i.V.m. Artikel Y Abs. 5). Macht der ÜNB von dieser Möglichkeit Gebrauch, so wird von Power Park Modules der Kategorien A und B mit Leistung <10 MW zusätzlich verlangt, dass der grid-forming-Modus deaktivierbar ist (Artikel Y Abs. 8 Buchstabe d) bzw. Artikel 20 Abs. 1). Dieser Vorschlag ist gemäß den Erläuterungen von ACER dadurch motiviert, dass mit der Veränderung der Struktur der Stromerzeugung der Anteil der Erzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 10 MW weiter abnehmen und irgendwann möglicherweise nicht mehr ausreichend wird, um die benötigten netzbildenden Eigenschaften jederzeit für das gesamte System bereitzustellen.

Eine frühzeitige Einführung einer Regelung, auch kleinere Anlagen in die Bereitstellung dieser Systemdienstleistungen einzubeziehen, ist aus dieser Motivation heraus logisch nachvollziehbar. Allerdings erscheint aus der Perspektive der betroffenen Anlagenbetreiber fraglich, ob diese Vorschrift zur Bereithaltung eines grid-forming-Modus, die bei entsprechender Entscheidung des ÜNB sämtliche Erzeugungsanlagen der genannten Größenkategorien treffen würde, mit Blick auf Kosten-Nutzen-Überlegungen gerechtfertigt werden kann. Denn die Bereithal-

tung dieser Eigenschaften führt bei Anlagenbetreibern zu nicht unerheblichen Kosten. Technisch ausreichend wäre es sicherlich, wenn ein Teil der Anlagen < 10 MW diese Eigenschaften aufweisen würde.

Zu klären ist, wie die Gruppe der Anlagen bestimmt werden kann, von der die Bereithaltung der „grid-forming-Fähigkeit“ verlangt wird. Hier bedarf es einer Abwägung der Interessen der verschiedenen betroffenen Parteien, d.h. der systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber, der Anschlussnetzbetreiber und der Anlagenbetreiber. Nach Ansicht des BDEW sollte ACER vor einer Implementierung mit den betroffenen Interessengruppen in den Dialog treten, um alle Aspekte weiter zu diskutieren. Dazu gehört zentral die Frage, ob anstelle einer verpflichtenden Bereithaltung eine marktbasierende Beschaffung von „grid-forming-Fähigkeit“ möglich ist. Auf Basis dieser Gespräche sollte im Ausgleich der Interessen aller genannten Parteien eine diskriminierungsfreie, sachgerechte und effiziente Regelung für die verschiedenen Größenklassen von Erzeugungsanlagen erarbeitet werden.

Im Einzelnen bittet der BDEW um Überarbeitung der folgenden Textstellen im ACER-Textvorschlag (rechte Spalte: Ergänzungen in grün, Streichungen in rot):

	Comments on the ACER draft amendments	Alternative text amendment proposal (if applicable)
Recital No. 9	The combination of non-synchronous power generating modules and storage facilities of different technologies at the same connection point should be explicitly allowed.	(9) ... Non-synchronously connected power-generating units of the same underlying technology, where they are collected together to form an economic unit and where they have a single connection point should be assessed on their aggregated capacity. Moreover, to ensure an appropriate harmonisation or rules for mass-market products, capacities of units of different classes, for instance, photovoltaic, electricity storage, combined heat and power installations, or V2G electric vehicles, should may not be aggregated for the purpose of the determination of significance. To ensure cost effective RES integration to support achieving the EU RES targets on time, power generation facility owners are entitled to aggregate non-synchronously connected power-generating units and electricity storage of different underlying technology, where they are collected together to form an economic unit

		and where they have a single connection point which should be assessed on maximum capacity. Electricity storage integrated to a power-generating module, where module is either non-synchronously connected to the network or connected through power electronics, used solely for the purpose of meeting the requirements of this Regulation should be considered as part of such module while its capacity should not count towards the power-generating module capacity.
Article 2 No. 67	It should be clarified that V2G EVs and Electric Vehicle Supply Equipment (EVSE) don't have to fulfil all requirements for ESMs.	'electricity storage module' or 'ESM' means a synchronous power-generating module or a power park module which can inject and consume active power to and from the network for electricity storage, excluding pump-storage power-generating modules. A V2G electric vehicle and associated V2G electric vehicle supply equipment with a bi-directional functionality is regarded as an electricity storage module but is faced with separate requirements and connection procedures;
Article 2 No. 70	In the text proposal no distinction is made between AC and DC V2G, which means that cars and charging points are often mixed up. It would be helpful if the two variants were described once, and if it was clearly stated that both are meant.	'V2G electric vehicle' means the vehicle that is powered, fully or in part, with electricity and is equipped with technology enabling the vehicle to provide electricity to the grid, no matter whether the V2G electric vehicles contains the inverter (AC V2G) or not (DC V2G).
Article 2 No. 72	In the text proposal no distinction is made between AC and DC V2G, which means that cars and charging points are often mixed up. It would be helpful if the two variants were described once, and if it was clearly stated that both are meant.	'V2G electric vehicle supply equipment' means the infrastructure necessary to conduct electrical energy safely from the electricity supply grid to the electric vehicle and from the electric vehicle to the electricity supply grid with both generation and demand behaviour, no matter whether the V2G electric vehicle supply equipment contains the inverter (DC V2G) or not (AC V2G). Electrical wirings are not deemed part of an electric vehicle supply equipment.
Article 4a par. 2 lit. b	The minimum percentage of a deviation from the reactive power capability which would lead to a "significant modernisation" should be defined in the range between 10 and	2. The definition of significant modernisation shall take into account at least the following criteria: (a) ...

	20 %;	(b) a deviation from the reactive power capability of the power-generating module, whether this deviation results from one modernisation or several successive modernisations, of a minimum percentage to be defined in the range X-Y 10-20 %; (c) ... (d) ...
Article 4a par. 2 lit. d	It has to be reassured that only major changes of components or assets provoke the state of “significant modernisation”	2. The definition of significant modernisation shall take into account at least the following criteria: (a) ... (b) ... (c) ... (d) a major change of components/assets of a power-generating module or electricity storage module markedly changing its electro-technical capabilities apart from maintenance and repair activities and spare parts, whether or not those parts are purchased new at the time of their incorporation in the power generating module;
Article 6	There is no need to state that V2G EVs & EVSE must fulfil the NC RfG with respect to electricity consumption. This should be part of the NC DC. The same applies to Article 13a 6a (see remarks below). (related to Art. 13a par. 6a)	Electricity storage modules and V2G electric vehicles and associated V2G electric vehicle supply equipment shall satisfy the relevant requirements of this Regulation both when the electricity storage module or V2G electric vehicle and associated V2G electric vehicle supply equipment injects and consumes active power to and from the network.
Art. 13 par. 14 lit. b	The need for the provision of grid forming capability by power generating modules (PGMs) and power park modules (PPMs) in the future electricity system is unquestionable. Yet, it has to be carefully arranged how to define the group of PGMs and PPMs which are addressed by a compulsory rule to provide grid forming capability. With regards to the overall efficiency of the power system, it should be assessed whether it is adequate to introduce such a rule for all PGMs and PPMs connected to a certain grid. BDEW asks ACER to discuss this aspect and possible alternatives to a mandatory provision (e.g. market-based	

	procurement) in further detail with the different stakeholder groups which would be affected by such a rule.	
Article 13a par. 2	The technology must be open in this case, whether EVSE or EV drives this curve.	A V2G electric vehicle supply equipment shall be equipped with a cyber-protected data exchange interface in order to modulate, without undue delay, active power output and input following an instruction being received at the input port. The relevant system operator shall have the right to specify requirements for equipment to make this facility operable remotely. Additionally, the V2G electric vehicle can be also equipped with this interface.
Article 13a par. 5 lit. e	If the vehicle does neither charge nor discharge, it is in a charging pause. From this state, it also needs more time to activate (related to Art. 13a par. 5a)	The response time, T_{resp} in Figure XX, shall be less or equal to 0,5 s for an active power setpoint change of 1 pu of P_{max} excluding the time for switching from consumption to generation or vice versa as well as the time for switching on consumption or generation;
Article 13a par. 6 lit. a	This paragraph describes a requirement relating to the state of electricity consumption. Therefore, it should be part of the NC DC. Or is it part of the RfG because V2G EVs and V2G EVSE is considered as an energy storage module? Besides, the scope of this requirement is irritating: Do only V2G electric vehicles and associated V2G electric vehicle supply equipment have to fulfill these requirements? What about V1G electric vehicles and associated electric vehicle supply equipment. Proposal: Shift these requirements to NC DC. (related to Art. 6)	<Delete Art. 13a par. 6 lit. a here and shift it to the NC DC>
Article 14a par. 5 lit. d (ii)	Especially EVs might rely on Dedicated Metering Devices (DMDs) as they can be deployed much faster and might even be embedded in the charger itself. Therefore, DMDs should be allowed here.	V2G electrical charging parks shall be capable of exchanging real time data for metering with the relevant system operator or the relevant TSO. The usage of sub-metering or dedicated metering devices (DMD) is allowed;

<p>Article 14a par. 5 lit. d (iii)</p>	<p>The title of Article 14a says: “Requirements for type EV3 electric vehicles and associated V2G electric vehicle supply equipment and V2G electrical charging parks”</p> <p>V2G electrical charging park is defined in Art. 2 No. 74 as follows: (74) ‘V2G electrical charging park’ means the installation that has a single connection point to the relevant network and where one or more V2G electric vehicles can be simultaneously connected.</p> <p>As laid down in Art. 13a, there are no requirements concerning reactive power to EV2 electric vehicles and associated equipment. Therefore, for the avoidance of doubt, it should be clarified in Art. 14a par. 5 (d) (iii) that the requirements with regards to reactive power do not apply in the case that EV2 electric vehicles and/or associated V2G electric vehicle supply equipment is/are connected in the V2G electrical charging park.</p>	<p>if required by the relevant system operator the V2G electrical charging park shall be able capable to provide of providing fault recording for the following parameters:</p> <ul style="list-style-type: none"> — voltage, — active power, — reactive power (if only EV3 electric vehicles and associated V2G electric vehicle supply equipment is in the V2G electrical charging park), and — frequency;
<p>Art. Y par. 5</p>	<p>The need for the provision of grid forming capability by power generating modules (PGMs) and power park modules (PPMs) in the future electricity system is unquestionable. Yet, it has to be carefully arranged how to define the group of PGMs and PPMs which are addressed by a compulsory rule to provide grid forming capability. With regards to the overall efficiency of the power system, it should be assessed whether it is adequate to introduce such a rule for all PGMs and PPMs connected to a certain grid. BDEW asks ACER to discuss this aspect and possible alternatives to a mandatory provision (e.g. market-based procurement) in further detail with the different stakeholder groups which would be affected by such a rule.</p>	
<p>Art. 20 par. 4</p>	<p>Please refer to Art. Y par. 5 regarding grid forming capability</p>	
<p>Art. 21 par. 4</p>	<p>Please refer to Art. Y par. 5 regarding grid forming capability</p>	

Art. 22	Please refer to Art. Y par. 5 regarding grid forming capability	
Article 42 par. 5	<p>DC V2G electric vehicles do not require compliance certification (similar to solar panels). Therefore, the requirement should be limited to AC V2Gs.</p> <p>It remains unclear what is meant by the notion 'data exchange protocol'. Does it refer to ISO 15118-20 for AC V2G? It would be good to clarify this.</p> <p>What does "associating" mean? Interoperability between different EVSE and EV should be still given!</p>	<p>Concerning V2G electric vehicle and V2G electric vehicle supply equipment, compliance shall be based on individual type-test certificates issued as per Regulation (EC) No 765/2008 regarding the V2G electric vehicle supply equipment on one side and the V2G electric vehicle homologated platform (in case of AC V2G) on the other side. A certification shall include for instance the data exchange protocol, or system performance criteria, associating the V2G electric vehicle supply equipment and the V2G electric vehicle homologated platform, associating the V2G electric vehicle supply equipment and the V2G electric vehicle homologated platform. The individual type-test certificates shall enable interoperability between different V2G electric vehicles and V2G electric vehicle supply equipment being associated.</p>

3 Hinweise zum NC DC

Der BDEW begrüßt die Überarbeitung des NC DC.

Bei den Definitionen fällt auf, dass die Elektromobile („V1G electric vehicle“) und die zugehörige Ausrüstung („V1G electric vehicle supply equipment“) sowie entsprechende Ladeparks („V1G electrical charging park“) im neuen NC RfG definiert werden sollen (draft NC RfG, Art. 2 Nr. 69, 71, 73), obwohl sie für die Regelungen im NC RfG nicht benötigt werden. Zwar gelten die Definitionen des NC RfG auch für den NC DC. Dennoch sollte überlegt werden, diese drei Definitionen aus dem NC RfG herauszunehmen und in den NC DC einzufügen.

Der NC DC gilt gemäß Artikel 3 für neue Verbrauchseinrichtungen. Bei solchen Einrichtungen, die fest mit dem Stromnetz verbunden sind, ist jeweils der Zeitpunkt des Netzanschlusses dafür entscheidend, ob die Einrichtung als „neu“ im Sinne des NC DC gilt. Elektrofahrzeuge sind

jedoch nicht fest mit dem Stromnetz verbunden. Als alternativen Anknüpfungspunkt für die Unterscheidung zwischen „alt“ und „neu“ schlägt der BDEW das Datum der Zulassung des Fahrzeugs für den Straßenverkehr vor. Dies sollte in Artikel 3 Absatz 1 Buchstabe e) ergänzt werden.

Zudem weist der BDEW darauf hin, dass bei der praktischen Umsetzung der Maßnahmen die detaillierten modellierten Netzsimulationen der verschiedenen Ausfallszenarien bei hochkomplexen technischen Anlagen äußerst zeit- und kostenintensiv sind. Der Investitionsaufwand erhöht sich zudem, um für diese Anlagen die technischen Maßnahmen, wie Schutz- und Mess-einrichtungen, umzusetzen, um die FRT (“fault-ride through”) Funktionalität sicherzustellen.

Im Einzelnen bittet der BDEW um Überarbeitung der folgenden Textstellen im ACER-Textvorschlag (rechte Spalte: Ergänzungen in grün, Streichungen in rot):

	Comments on the ACER draft amendments	Alternative text amendment proposal (if applicable)
Article 2	<p>Reference has to be made to the definitions laid down in the revised NC RfG which is being developed in parallel to the revised NC DC.</p> <p>In the revised NC RfG (draft) there are three definitions which are not being used in the NC RfG but in the NC DC:</p> <ul style="list-style-type: none"> • „V1G electric vehicle“ • „V1G electric vehicle supply equipment“ • „V1G electrical charging park“ <p>It should be considered to shift these definitions from NC RfG to NC DC.</p>	<p>For the purposes of this Regulation, the definitions in Article 2 of Directive 2012/27/EU of the European Parliament and of the Council (4), Article 2 of Regulation (EU) 2019/943, Article 2 of Commission Regulation (EU) 2015/1222 ⁽⁵⁾, Article 2 of Commission Regulation (EU) 2016/631 ⁽⁶⁾ ... [revised NC RfG], Article 2 of Commission Regulation (EU) No 543/2013 (7) and Article 2 of Directive (EU) 2019/944 shall apply.</p>
Article 2 No. 22	<p>Clarify whether all Modes (Mode 2, Mode 3, Mode 4) are meant. Since Mode 2 is an IC-CPD, which is plugable and movable, it should not be in the scope of a demand facility owner or CDSO.</p>	<p>‘demand unit document’ (DUD) means a document, issued either by the demand facility owner or the CDSO to the relevant system operator for demand units with demand response, demand units which are V1G electric vehicles and associated fixed-in-place V1G electric vehicle supply equipment, power-to-gas demand units or heat-pumps and connected at a voltage level above 1 000 V, which confirms the compliance of the demand unit with the technical</p>

		requirements set out in this Regulation and provides the necessary data and statements, including a statement of compliance.
Article 3 par. 1 lit. e		1. The connection requirements set out in this Regulation shall apply to: (a) ... (b) ... (c) ... (d) ... (e) new V1G electric vehicles that do not meet the definition of electricity storage and associated V1G electric vehicle supply equipment, heat-pumps and power-to-gas demand units, with maximum consumption capacity larger than 800W at any voltage level. A V1G electric vehicles is considered a new V1G electric vehicle in the sense of this Regulation if it was granted approval for the use on public roads for the first time after [date of entry into force of this Regulation].
Article 25 par. 3 lit. c	Regarding AC charging it is questionable how simulation models are possible for V1G EVs which move from one connection point to another, and how to handle different V1G EVs charging at a charging point or installation. At DC charging, the inverter is located in the EVSE, so simulation can be easily done with EVSE only.	An update of the applicable technical data, simulation models and studies proving compliance of electric vehicles and associated V1G electric vehicle supply equipment, power-to-gas demand units and heat-pumps, where applicable.
Article XX par. 5 lit. a	Added text in order to clarify what is meant by "connection point"	The V1G electric vehicle and associated V1G electric vehicle supply equipment, when operating above the minimum stable operating level, shall be capable of staying connected to the network and continuing to operate stably after the power system has been disturbed by faults in the transmission network according to a voltage-against-time-profile in line with Figure XX.c at the connection point of the V1G electric vehicle or associated V1G electric vehicle supply equipment and with the set points in Tables X.1.1 and X.1.2.

<p>Article XX par. 5 lit. c</p>	<p>Active power "output" is the wrong word here, better would be "consumption".</p> <p>Understood to recover the same load as before, BUT:</p> <p>EV might not want to recover pre-fault active power consumption due to:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Battery almost full - Time-of-use tariff entering an expensive time - HEMS is lowering charging current due to local overload - no/not enough solar power for charging available anymore <p>1s recovery time from "not charging" to "charging" is too short. EVSE-EV communication setup is taking much longer. A steep ramp-up curve could lead to flicker (EMC).</p> <p>Proposal to change from "shall" to "should" in order to not put this requirement mandatory. Extend recovery time to 60s.</p>	<p>When the network voltage resumes, after the fault has been cleared, to a value within the voltage range of 0,85 pu – 1,1 pu, a V1G electric vehicle and associated V1G electric vehicle supply equipment shall should recover its active power output consumption level to its pre-fault value. The recovery time shall not exceed a maximum of 1s. If charging was not stopped, the recovery time should not exceed a maximum of 1s, excluding time for communication. If charging was stopped the recovery time should not exceed a maximum of 60s, excluding time for communication.</p>
<p>Article XX+2</p>	<p>V1G electric vehicles move around whole Europe and have to be compliant with several grid codes. So it is beneficial if a central certification (or even better homologation) according to a central European standard like EN 50549-10 is done.</p> <p>Also, Article 24 Interim operational notification 3c says:</p> <p>"equipment certificates issued by an authorised certifier in respect of transmission-connected demand facilities including any V1G electric vehicle supply equipment, power-to-gas demand units, heat pumps of the facility, transmission-connected distribution facilities and transmission-connected distribution systems, where these are relied upon as part of the evidence of compliance;" No EV is mentioned here.</p> <p>(related to Art. 24 par. 3 lit. c)</p>	<p>V1G electric vehicles and associated V1G electric vehicle supply equipment, power-to-gas demand units and heat-pumps shall possess equipment certificates, proving compliance with this regulation. V1G electric vehicles provide compliance with this regulation by certification with a harmonised European standard.</p>

Article
XX+3

V1G electric vehicles move around whole Europe and have to be compliant with several grid codes. So it is beneficial if a central certification (or even better homologation) according to a central European standard like EN 50549-10 is done.

Also, Article 24 Interim operational notification 3c says:

"equipment certificates issued by an authorised certifier in respect of transmission-connected demand facilities including any V1G electric vehicle supply equipment, power-to-gas demand units, heat pumps of the facility, transmission-connected distribution facilities and transmission-connected distribution systems, where these are relied upon as part of the evidence of compliance;" No EV is mentioned here.

(related to Art. 24 par. 3 lit. c)

V1G electric vehicles and associated V1G electric vehicle supply equipment, power-to-gas demand units and heat-pumps shall possess equipment certificates, proving compliance with this regulation. **V1G electric vehicles provide compliance with this regulation by certification with a harmonised European standard.**