



Der Network Code Demand Response: Implikationen für die Beschaffung von Regelreserve, Engpassmanagement und Spannungsregelung

18. Symposium Energieinnovation 2024

- **Flexibilitätsbedarf** im Stromsystem nimmt zu
 - Nicht nur zur Lastdeckung, auch für den Netzbetrieb werden Flexibilitäten benötigt
- **Laststeuerung** stellt ein **großes, oft ungenutztes Potential** dar
 - Elektrifizierung in Industrie, Wärme- und Verkehrssektor schafft neue Möglichkeiten
- Nationale **Rechtsrahmen, Marktdesigns & Möglichkeiten** für Demand Response derzeit sehr unterschiedlich
 - Vorteile EU-weiter Harmonisierung (in Teilbereichen wie Präqualifizierung, Aggregatormodellen etc.)



Der „Network Codes Demand Response“ soll Abhilfe schaffen

- Grundsätze für nationale Regelungen zu **Laststeuerung, inkl. Aggregation**
- Diskriminierungsfreier und technologieneutraler **Zugang für Erzeugungs-, Verbrauchs- und Energiespeicheranlagen zu allen Märkten**
- **Marktintegration verteilter Flexibilitäten**, insbesondere bei den „**System Operator Services**“ (SO Services) Engpassmanagement, Spannungsregelung und Regelreserve

Netzwerkkodizes in der Rechtshierarchie

Überblick über europäische und nationale Rechtsakte



Verordnungen und Richtlinien der EU



Netzwerkkodizes der EU



Elektrizitätswirtschafts- u. Organisationsgesetz (EIWOG)



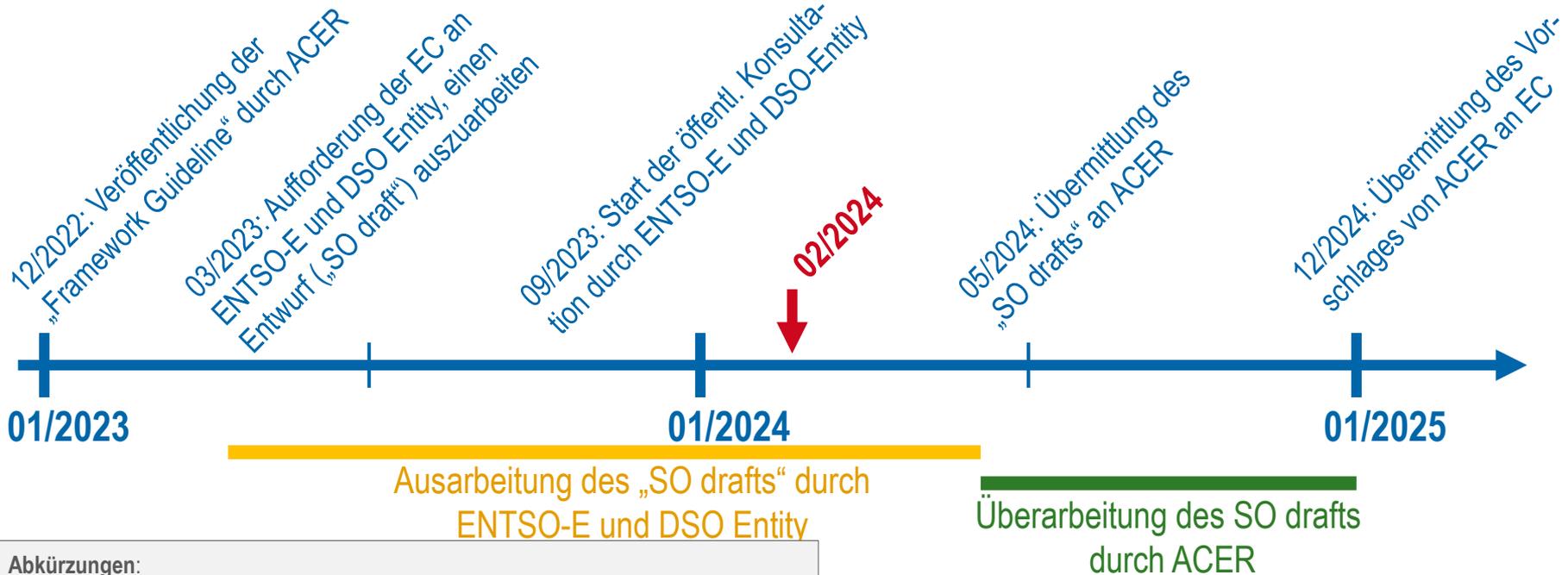
Verordnungen, Bescheide



Technische und organisatorische Regeln (TOR),
Sonstige Marktregeln (SoMa),
Allgemeine Bedingungen

Der Network Code Demand Response (NC DR)

Historie und Zeitplan



Abkürzungen:

EC: Europäische Kommission

ACER: Agency for the Cooperation of Energy Regulators

ENTSO-E: European Network of Transmission System Operators for Electricity

EU DSO Entity: Organisation der Europäischen Verteilernetzbetreiber

SO draft: Entwurf des Network Code Demand Response von ENTSO-E & EU DSO Entity

Der Network Code Demand Response (NC DR)

Historie und Zeitplan



- Abkürzungen:**
- EC: Europäische Kommission
 - ACER: Agency for the Cooperation of Energy Regulators
 - ENTSO-E: European Network of Transmission System Operators for Electricity
 - EU DSO Entity: Organisation der Europäischen Verteilernetzbetreiber
 - SO draft: Entwurf des Network Code Demand Response von ENTSO-E & EU DSO Entity

Marktgestützte Beschaffung von „SO Services“

Schematische Darstellung des Konzeptes des Network Code Demand Response



Hintergrund und Einleitung

Rechtlicher Rahmen für „System Operator Services“

Maßnahmen zur Marktintegration von Laststeuerung und verteilten Flexibilitäten

Schlussfolgerungen

Derzeitiger Stand in Österreich

§ 23 EIWOG 2010:

- Regelzonenführer schließt mit Anlagenbetreibern Redispatch-Verträge ab
- Sicherstellung ausreichender Redispatch-Ressourcen durch Beschaffung von „Netzreserve“
- Kostenbasierte Abgeltung von Redispatch-Abrufen
- Falls erforderlich, haben auch andere Anlagenbetreiber den Anordnungen des RZF Folge zu leisten



Bestehender EU-Rechtsrahmen

Art. 13 VO (EU) 2019/943:

- Auswahl der Redispatch-Ressourcen nach marktgestützten Verfahren
- Diskriminierungsfreie Behandlung von Erzeugungsanlagen, Lasten und Speichern
- Ausnahmen von marktgestützten Verfahren sind unter diversen Voraussetzungen möglich



Network Code Demand Response

- Netzbetreiber sollen die kosteneffizientesten Maßnahmen setzen (Netzausbau, marktgestützter Redispatch, non-firm connection agreements,...)
- Beschaffung soll grundsätzlich marktgestützt nach einheitlichen Geschäftsbedingungen erfolgen
- Regelungen zu Interaktion bzw. Interoperabilität mit anderen Märkten



Derzeitiger Stand in Österreich

- Keine gesetzlichen Vorgaben zu Engpassmanagement in Verteilernetzen
- Teilweise bilaterale Verträge zwischen VNB und Anlagenbetreibern bei unzureichenden Netzanschlusskapazitäten („non-firm connections“)
- „Unterbrechbare Tarife“ (meist vertraglich vereinbarte, fixe Unterbrechungszeiten)



Bestehender EU-Rechtsrahmen

Art. 32 RL (EU) 2019/944:

- Nationaler Rechtsrahmen soll VNB Anreize bieten, Flexibilität zur Effizienzsteigerung zu nutzen
- VNB sollen Flexibilitätsleistungen bei Planung und Betrieb ihrer Netze berücksichtigen
- Flexibilitätsleistungen sollen grundsätzlich marktgestützt beschafft werden
- Ausnahmen von marktgestützter Beschaffung bedürfen der Zustimmung durch die Regulierungsbehörde



Network Code Demand Response

(ident mit EPM im Übertragungsnetz)

- Netzbetreiber sollen die kosteneffizientesten Maßnahmen setzen (Netzausbau, marktgestützter Redispatch, non-firm connection agreements,...)
- Beschaffung soll grundsätzlich marktgestützt nach einheitlichen Geschäftsbedingungen erfolgen
- Regelungen zu Interaktion bzw. Interoperabilität mit anderen Märkten



Derzeitiger Stand in Österreich

- Keine gesetzlichen Vorgaben zur Beschaffung von Blind- oder Wirkleistung für Spannungsregelung
- Netzanschlussverträge (Allgemeine Bedingungen) räumen Netzbetreibern das Recht für Blindleistungsvorgaben ein (im Rahmen technischer Anforderungen gemäß TOR)
- Kostenbasierte Abgeltung von Blindleistung durch APG



Bestehender EU-Rechtsrahmen

Art. 31 bzw. 40 RL (EU) 2019/944:

- „Statische Spannungsregelung“ stellt eine „nicht frequenzgebunden Systemdienstleistung“ (nfSDL) dar.
- Beschaffung von nfSDL erfolgt grundsätzlich marktgestützt.
- Regulierungsbehörden können Ausnahmen von marktgestützter Beschaffung gewähren, wenn diese nicht effizient ist.



Network Code Demand Response

- Wirkleistungsbasierte Spannungsregelung folgt denselben Regeln wie Engpassmanagement
- Wenn vorhandene Blindleistungsquellen nicht ausreichen, identifizieren Netzbetreiber die effizienteste Lösung
- Diese Lösung ist mit der Regulierungsbehörde abzustimmen
- Marktgestützte Beschaffung ist zu bevorzugen; Ausnahmen von marktgestützter Beschaffung sind im Sinne der RL (EU) 2019/944 möglich



Derzeitiger Stand in Österreich

- Marktgestützte Beschaffung von Regelleistung und Regelarbeit
- Gebotsabgabe für Regelenergie auch ohne Zuschlag bei Leistungsausschreibung möglich („free bids“)
- APG schreibt ausschließlich „Standardprodukte“ gem. Art. 2 RL (EU) 2017/2195 aus
- Vorreiterrolle beim internationalen Austausch von Regelarbeit (Plattformen PICASSO und MARI; Regelleistungsaustausch)



Bestehender EU-Rechtsrahmen

Art. 6 VO (EU) 2019/943:

- Beschaffung nach transparenten und marktbasieren Verfahren
- Diskriminierungsfreier Zugang zu Regelreservemärkten für Erzeugungsanlagen, Speicher und Laststeuerung
- ...

Art. 19 bis 23 VO (EU) 2017/2195:

- Regelungen zu europäischen Plattformen zum Austausch von Regelarbeit
- ...



Network Code Demand Response

Regelungen zu...

- ...Ausgestaltung von **Aggregationsmodellen**
- ...**Bilanzausgleichsverantwortung** etc.
- ...**finanziellem Ausgleich** für Lieferanten und andere Marktteilnehmer, die von Flexibilitätsleistungen betroffen sind
- ...**Präqualifikation**
- ...

Diese Regelungen betreffen grundsätzlich alle SO Services



Hintergrund und Einleitung

Rechtlicher Rahmen für „System Operator Services“

Maßnahmen zur Marktintegration von Laststeuerung und verteilten Flexibilitäten

Schlussfolgerungen

➤ Erarbeitung nationaler und EU-weiter terms & conditions

- Netzbetreiber bzw. deren Verbände (ENTSO-E und EU DSO-Entity) erarbeiten Vorschläge
- Einbeziehung der Marktteilnehmer
- Letztverantwortung liegt bei Regulierungsbehörde bzw. ACER
- Identifikation von Themen für EU-weite Harmonisierung (durch ENTSO-E, EU DSO-Entity, ACER)

➤ Mindestinhalte der terms and conditions umfassen beispielsweise:

- Beschreibung des Marktdesigns für Engpassmanagement und Spannungsregelung (Beschaffung, Preisbildung, Interoperabilität der Märkte...)
- Anforderungen an Flexibilitätsanbieter
- Produkt-Präqualifizierung, Aktivierungstests, Verifizierung (Prozesse, Kostentragung,...)
- Registrierung, Wechselprozesse, Datenaustausch (inkl. Zählerdaten)
- Definition der „lokalen Produkte“ (Engpassmanagement und Spannungsregelung)
- Baselines: Verantwortlichkeiten, Methodik, Validierung, Datenanforderungen und -formate,...
- Koordination zwischen Netzbetreibern
- ...

- Schaffung nationaler „**Flexibility Registers**“
 - „Single access point“ für Flexibilitätsanbieter zur Registrierung und Präqualifizierung
 - Zentralen Verwaltung und Bereitstellung der für verschiedene Prozesse erforderlichen Daten
 - Vermeidung redundanter Meldeprozesse sowie von Dateninkonsistenzen

- Einführung von **Äquivalenztabelle**n der Anforderungen für SO Services („**Table of Equivalences**“)
 - Präqualifizierung für verschiedene Märkte/Services
 - Ziel: Präqualifizierung beschleunigen und Redundanzen vermeiden

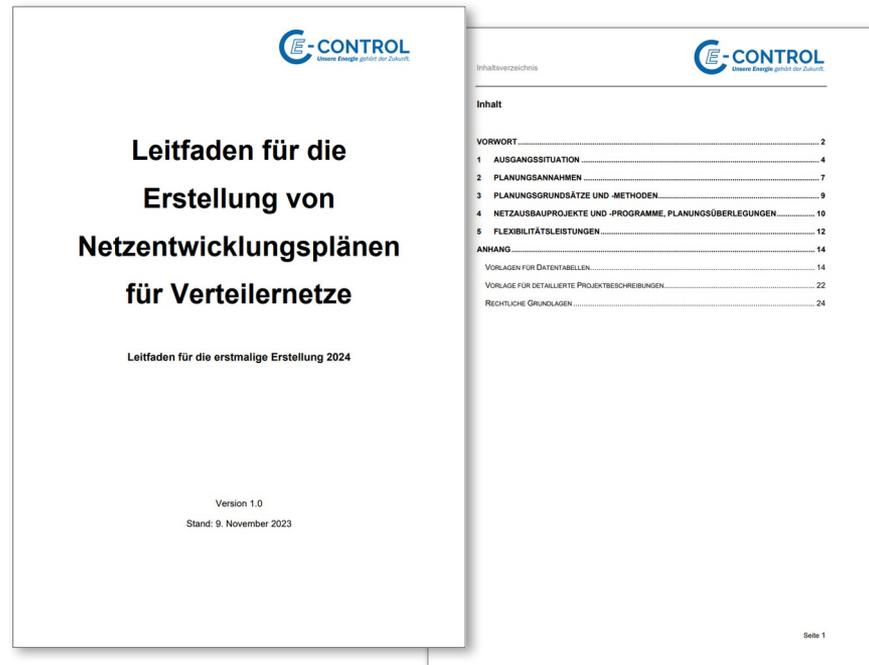
- **Vereinfachungen** für „kleine“ und „standardisierte“ steuerbare Geräte
 - Flexibilitätsvermarktung als Massengeschäft
 - Erleichterungen für die Administration von Pools gleichartiger Geräte

- Art. 17 der RL(EU)2019/944: **Unabhängige Aggregatoren** sollen Flexibilität und insbesondere Laststeuerung diskriminierungsfrei vermarkten können.
- Der NC DR sieht eine **Charakterisierung der angewendeten Aggregationsmodelle** nach bestimmten Merkmalen vor:
 - Behandlung bzw. Korrektur von Imbalances (bspw. „transfer of energy“)
 - Nachweis (Verifikation) der Erbringung und Quantifizierung der aktivierten Energiemengen
 - Finanzielle Kompensation für Lieferanten oder andere Marktteilnehmer
- Darüber hinaus werden diesbezügliche **Pflichten für Verteiler- und Übertragungsnetzbetreiber** definiert.
(bspw. Berechnung von Baselines und Imbalances, Validierung, Datenaustausch,...)

Netzentwicklungspläne für Verteilernetze

Der NC DR definiert Mindestanforderungen für Netzentwicklungspläne

- Bereits Art. 32 der RL(EU)2019/944 sieht für Verteilernetzbetreiber eine **Verpflichtung zur Veröffentlichung von Netzentwicklungsplänen (VNEP)** vor.
- Der NC DR definiert **Prinzipien und Mindestanforderungen für VNEP**, bspw. zu:
 - Kostenvergleich zwischen SO Services und Netzausbau
 - Konsistenz der unterstellten Szenarien
 - Berücksichtigung von SO Services
- Der **E-Control-Leitfaden** für die Erstellung von VNBP beinhaltet bereits die meisten dieser Aspekte.



<https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/leitfaden-fuer-verteilernetzentwicklungsplaene>

Hintergrund und Einleitung

Rechtlicher Rahmen für „System Operator Services“

Maßnahmen zur Marktintegration von Laststeuerung und verteilten Flexibilitäten

Schlussfolgerungen

- Der **Network Code Demand Response** ist derzeit in Ausarbeitung und wird voraussichtlich **Ende 2024** von ACER an die Kommission übermittelt.
- Der **vorliegende Entwurf** des NC DR baut stark auf bestehende Regelungen des Clean Energy Package zu SO Services auf.
 - Beschaffung der SO Services grundsätzlich mittels marktgestützter Methoden (Ausnahmen sind möglich)
 - Entscheidungen zum Marktdesign weitestgehend in nationaler Kompetenz
 - EU-weite Harmonisierung wird in Teilbereichen angestrebt
- Fundamentale Aspekte des **bestehenden EU-Rechtsrahmens** zu SO Services sind derzeit noch nicht in österreichisches Recht umgesetzt.
 - Für EPM und Spannungsregelung fehlt derzeit die gesetzliche Grundlage für marktgestützte Beschaffung.
 - Marktgestützte Mechanismen sind erforderlich, um die Potenziale von Laststeuerung zu mobilisieren.

- Der vorliegende EIWG-Entwurf sieht einerseits marktgestützte Flexibilitätsbeschaffung durch Verteilernetzbetreiber, andererseits kostenbasiertes Engpassmanagement im Übertragungsnetz vor.
- Ein **einheitlicher gesetzlicher Rahmen für EPM** im Übertragungs- und in Verteilernetzen wäre jedoch wünschenswert (und im Sinne des NC DR).
 - ÜNB und VNB sollten dieselben Flexibilitäten nutzen können.
 - Dies würde die Liquidität und Attraktivität der neuen Märkte erhöhen.
- „**Hybrides EPM-/Redispatch-Modell**“ ähnlich dem Konzept „Redispatch 3.0“ (DE)
 - Weiterhin kostenbasierte Abgeltung von Redispatch bei (größeren) Erzeugungsanlagen
 - Einführung eines marktbasierenden Mechanismus‘ für Laststeuerung und verteilte Flexibilitäten
 - Bildung einer gemeinsamen Merit-Order aus kosten- und marktbasierten Ressourcen

DI DR. GERALD KALT



+43 1 24724 558



gerald.kalt@e-control.at



www.e-control.at