



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

Plattform Strommarkt

Einigung zum 2. Teilpaket des
EU „Clean Energy Packages“

(Strommarktdossiers)

Berlin, 13. Februar 2019

Agenda

10:30-10:45 Begrüßung und Überblick Dr. Oschmann

Vorstellung und Diskussion der einzelnen Dossiers

10:45 – 12.00 Strommarkt-Verordnung

12:00 – 12.15 Pause

12:15 – 13:00 Strommarkt-Richtlinie

13:00 – 13:20 Risikovorsorge-Verordnung und ACER-Verordnung

13:20 – 13:30 Ausblick



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

Vorstellung und Diskussion der einzelnen Dossiers

André Poschmann, Sophie Adler, Benedikt Günter, Antje Schumann,
Beatrix Massig

BMWi Referat IIB3 „EU- Strompolitik und EU-Marktintegration “

Verfahren

- **Trilog-Einigung zu Strom-RL und Strom-VO** am 19.12.2018 (ACER und Risiko-Vorsorge-VO schon zuvor im Nov. bzw. Dez.)
- **AStV**: Annahme politische Einigung am 18.1.2019 (keine Gegenstimmen)
- **ITRE-Ausschuss**: Annahme politische Einigung 23.1.2019 (1 Gegenstimme)
- **finale Annahme** vorauss. Ende März 2019 (EP) / Frühjahr (Rat)
- **Inkrafttreten**: 20 Tage nach Veröffentlichung im OJ (Sommer 2019)
- **Gültigkeit der VO**: 1.1.2020 (außer Art.13/14 Strom-VO: mit Inkrafttreten)
- **Umsetzungsfrist Strom-RL**: Ende Dezember 2020

Agenda

Strommarkt-Verordnung

Strommarkt-Richtlinie

Risikovorsorge-Verordnung

ACER-Verordnung

Großhandelsmärkte (Art. 3-10)

- „EU-Strommarkt 2.0“
- **Freie Preisbildung** und freier Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen
- **Keine regulatorischen Preisgrenzen** mehr zulässig; *technische* Price-caps möglich, aber nur mit automatischem **Anpassungsmechanismus**
- **EU-weit kürzere Stromprodukte**, z.B. Abrechnungsperiode von 15 min bis spätestens 2025
- **besserer Zugang für EE zu Regelleistungsmarkt:**
 - Ausschreibung von mind. 40% der Regelleistung day-ahead und diskriminierungsfrei
 - Reservierung der IC-Kapazität begrenzt, um Stromhandel nicht zu beeinträchtigen

Marktintegration und „priority dispatch“ (Art. 11)

- **Grundsatz: Marktintegration** von EE-Anlagen (Selbstvermarktung und Bilanzkreisverantwortung)
- **Ausnahme** für kleine EE-Anlagen < 400 kW (ab 2026 < 200 kW): **garantierter Marktzugang** (= Abnahmegarantie/feste Einspeisevergütung; zentraler Punkt für EP)
- Ausnahme: **garantierter Marktzugang für EE freiwillig** für MS, die
 - auf Zielpfad für nationalen Beitrag zum EU-2030-EE-Ziel liegen oder
 - EE-Anteil im Stromsektor von 50% oder mehr aufweisen
- Für kleine **KWK-Anlagen < 400 kW: freiwilliger garantierter Marktzugang**

Redispatch: Grundsatz marktliche Beschaffung (Art. 12)

- **Grundsatz der marktlichen Beschaffung** von Redispatch
- **Ausnahmen, wenn:**
 - **keine marktbasieren Alternativen** verfügbar,
 - alle marktbasieren Ressourcen **aufgebraucht**,
 - es **keinen effektiven Wettbewerb** gibt, oder
 - **vorhersehbare Engpässe vorliegen** und der MS entweder Aktionsplan verabschiedet, um Engpässe zu adressieren, oder den **70%-Zielwert** nach Art. 14 einhält

Regulatorischer Redispatch/Einspeisevorrang (Art. 12)

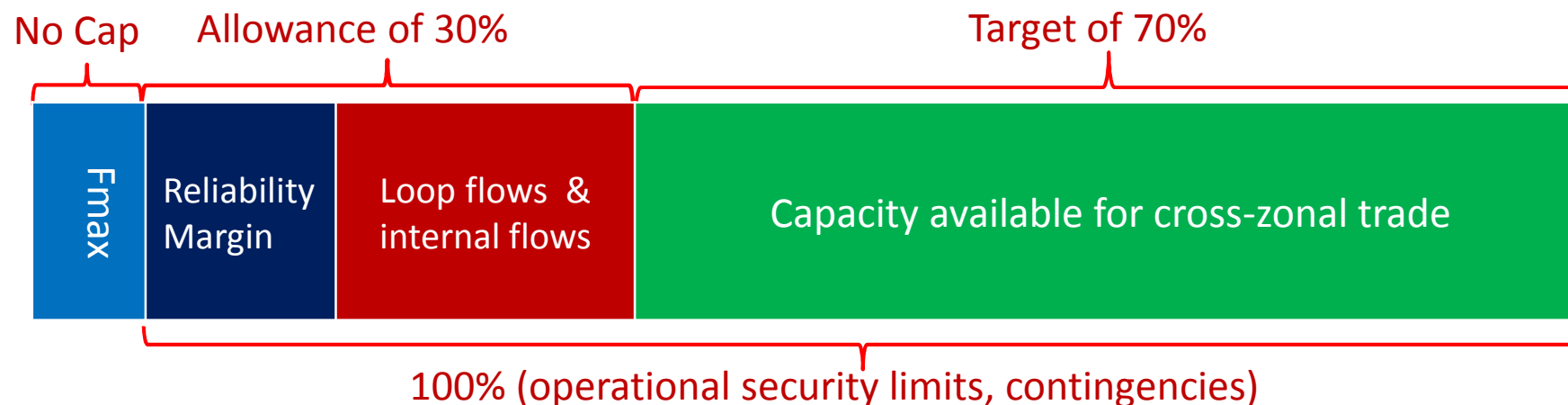
- „Einspeisevorrang“ (= nachrangige Abregelung) von EE und KWK wird **EU-weit gestärkt** (bisherige Rechtslage unklar):
 - **EE-Abregelung** nur, wenn keine Alternative oder nur mit „significantly disproportionate costs“ oder **schweren Risiken für Betriebsicherheit** verbunden
 - **KWK-Abregelung** nur, wenn keine konventionelle Alternative oder mit „disproportionate costs“ oder **schweren Risiken für Betriebsicherheit** verbunden
- **100% Entschädigung** auf Basis
 - zusätzlicher Betriebskosten (Hochfahren)
 - entgangener Einnahmen einschließlich Förderzahlungen (Abregelung)
 - **Ausnahme:** Erzeuger akzeptiert Netzzugangsvertrag ohne Abnahmegarantie
- **XB-Redispatch gestärkt** (z.B. Art. 14 (3) und RCCs) ⇨ XB- Redispatch-Merit Order

Handelskapazitäten/Gebotszone (Art.13, 14)

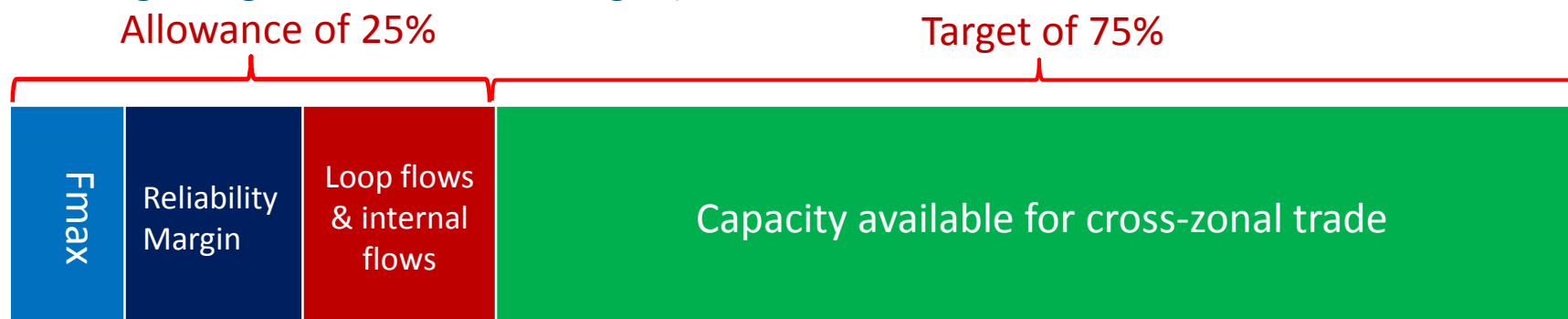
- Grundstruktur des **Ratskompromisses** von Ende 2017 erhalten
 - **70% Zielwert für Interkonnectoren-Öffnung (minRAM)**
 - **Wahlrecht** für MS mit internen Engpässen: **Gebotszonensplit oder Maßnahmenplan**
 - Mit Maßnahmenplan **Übergangsfrist**: Zielwert von 70% erst **2025 +** jährliches **phase-in** (linear trajectory)
 - *Nur* bei **Verletzung der 70% bzw. des „phase-in“**: EU-KOM kann Maßnahmen vorschlagen, als allerletzte Konsequenz auch Gebotszonensplit
- Intensive Diskussion um Anhebung des Ambitionsniveaus über Berechnungsgrundlage

Diskussion über Berechnungsgrundlage

Trilog-Einigung zur Berechnung des 70% - Mindestwerts (= 70% von *technischer* Kapazität nach Abzug der Sicherheitsmargen aber ohne Vorwegabzug der RM)



EP-Vorschlag (KOM Interpretation) = 75% von *thermischer* Kapazität (ohne Vorwegabzug der Sicherheitsmargen)



Handelskapazitäten/Gebotszone (Art.13, 14)

- XB-Handelskapazität stark erhöht : **von minRAM 20%** (heute in CWE) **auf ∅ 70% in ganz Europa**
- **Hohe Herausforderung aber „richtungssicher“** – Energiewende braucht Binnenmarkt
- **Maßnahmenplan** mit konkretem Zeitplan
- **Maßg.** sind die **70%**: wenn Netzmaßnahmen nicht ausreichend: **Redispatch als „Puffer“** („*irrespective of the concrete progress of the action plan*“)
- **XB-Redispatch EU-weit zu verbessern** (erhöht Kosteneffizienz)
- **Ausnahme** von 70% **bei Netzsicherheit**; *nicht* aus Effizienzgründen
- Regionale Abstimmung verbessert: Kapazitätskalkulation und XB-Redispatch als **„coordinated action“** der neuen RCC

Art.13, 14 – Kostentragung

- Kosten zur Beseitigung interner Engpässe zahlt jeder selbst
- **Ausgewogener Kompromiss** zu Kosten für durch Loop Flows ausgelöste Maßnahmen im Ausland
- **keine Kostentragung für „Loop-Flow-Sockel“**
 - Nicht mehr Übernahme aller Kosten für Maßnahmen der Nachbarn
 - Nur noch Kosten für Ringflüsse, die es auch bei **gut ausgebautem Netz** in DEU gäbe
- Erstmalige Anerkennung, dass **Mindestmaß an Ringflüssen im vermaschten Netz unvermeidbar**
- Nur für Maßnahmen zur Beseitigung von Loop Flows **auf dem Interkonnektor**; Forderung nach Kostenübernahme auch für durch Loopflows ausgelöste **interne Netzengpässe** im Ausland nicht aufgenommen (wäre Anreiz gegen internen Netzausbau bei Nachbar-MS)

Versorgungssicherheitsberichte (Art. 18, 19)

- **EU-Versorgungssicherheitsbericht gestärkt**
- ENTSO-E-Bericht bekommt **zentrale Rolle** für Nachweis einer Versorgungssicherheitslücke für KapM zu
- Nationale Berichte **komplementär** möglich, wenn **vergleichbar** (gleiche Methode, aber eigene Berechnung/ Tool)
- Rein nationale Betrachtung von Versorgungssicherheit nicht mehr möglich
 - grenzüberschreitende Betrachtung ist **Methodenvorgabe** auch für nat. Bericht
 - **DG COMP macht Gesamtschau** beider Berichte bei Genehmigung der KapM

Kapazitätsmechanismen (Art. 18a, 18b, 20-22)

- EU-Mindestanforderungen für alle KapM, die Marktverzerrung begrenzen
- KapM sind **temporär**
 - MS müssen **Marktreformplan vorlegen**
 - **auch nach Einführung umsetzen**
 - Ziel: **phase-down** der geförderte Kapazitäten
- **Vorrang von Reserven:** Kapazitätsmarkt nur möglich, wenn strategische Reserve als Alternative nicht ausreichend
- **Design principles** für Reserven analog zur strategischen Reserve in DE

Emissions-Performance-Standard (Art. 18b)

- Grenzwert von **550 g CO₂/kWh** für Teilnahme am KapM
- Gilt für **Neuanlagen ab 2020**, für **Bestandsanlagen ab 2025**
- Keine Auswirkung für Reserven: für Bestandsanlagen gilt alternativ Emissionsbudget von **350 kg/kWe** möglich (ca. 350 – 650 h)
- **Ausnahme: Grandfathering** für Verträge, die **bis Ende 2019** abgeschlossen werden, sind ausgenommen
- Trotz Grandfathering **klares politisches Signal** für phase-out von fossilen Subventionen

Regionale Koordinierungszentren (RCCs, Art. 34–47)

- RCCs sollen **regionale Zusammenarbeit der ÜNB** verbessern durch „**koordinierte Aktionen**“
- **Aufgaben** der RCCs, insbesondere:
 - Dimensionierung von Regelreserve
 - Berechnung täglicher grenzüberschreitender Handelskapazitäten und XB-Redispatch
 - Unterstützung bei Koordinierung der gemeinsamen Krisenvorsorge
- Operativ bis **Mitte 2022**
- Letztverantwortung der **ÜNB für sicheren Systembetrieb** wird nicht in Frage gestellt
- **Konsultationspflicht der MS** bei politisch relevanten Fragen

DSO-Entity (Art. 53-57)

- **Rolle der VNB auf EU-Ebene gestärkt:** Einrichtung der DSO-entity bis ca. Ende 2020
- **Teilnahme offen für alle VNB**, direkt oder durch Verband repräsentiert
- **Abstimmungen** mit doppelter Mehrheit aus Anzahl VNB und Anzahl repräsentierter Kunden
- **9-9-9 Repräsentation im Board of Directors:** je 9 Mitglieder großer, mittlerer und kleiner VNB, davon nicht mehr als 3 aus einem MS
- **Hauptaufgabe:** Mitarbeit an Network Codes

Network Codes (NCs, Art.58–62, 69)

- Verlagerung politisch relevanter Inhalte in NC **teilweise eingegrenzt**
- politisch relevante NC bleiben **Durchführungsrechtsakte** (Zustimmung MS)
- **NC für Netztarife gestrichen**
- **Überprüfung aller NC in 2025** auf „politische Substanz“

Bestehende Network Codes und Leitlinien

Delegated Acts:

- Requirements for Generators
- Demand Connection
- High Voltage Connection
- Emergency and Restoration

Implementing Acts:

- Balancing
- Capacity Calculation and Congestion Management (CACM)
- Forward Capacity Calculation
- System Operation

Ermächtigungen für künftige Rechtsakte

Delegated Acts:

- Inter-TSO Compensation, Art.46(4) VO
- Conditions and procedure for exemptions, Art.59(11) VO
- Cybersecurity NC Art.55(1a) VO
- Transparency, data exchange and settlement NC, Art.55(1a) VO
- Regulator cooperation, Art.61 (5) RL
- Regional TSO coop. Areas, Art.31(3) RL
- Third party access GL, Art.55(1a) RL
- Compliance checking, Art.63 (9) RL

Implementing Acts:

- TSO coordination, Art.57(6) VO
- Data format, Art.24(2) RL
- Ancillary services NC, Art.55(1) VO
- Demand response NC, Art.55(1) VO
- Network connection rules, Art.55(1) VO

Agenda

Strommarkt-Verordnung

Strommarkt-Richtlinie

Risikovorsorge-Verordnung

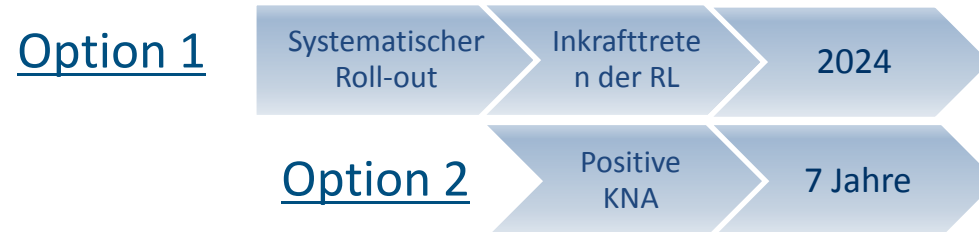
ACER-Verordnung

Stärkung der aktiven Rolle d. Verbrauchers (Art.11-18)

- Recht auf **dynamischen Stromliefervertrag**
- Verbesserte Information und Transparenz von **Rechnungen**
- Ab 2026: **24h-Vertragswechsel** für Verbraucher
- Stärkung der Rolle von **Aggregatoren**:
 - Verbraucher sollen über Aggregatoren an allen Märkten des Stromsektors teilnehmen können; keine Marktzugangsbarrieren
 - **Wahlrecht für MS bei Kompensationsmodellen**, da noch keine best-practice

Smart Meter (Art.19-22, Annex II)

- **EU-weiter Smart Meter Roll-out (80%-Ziel)**
- Voraussetzung: **positive Kosten-Nutzen-Analyse** (bei negativer KNA, Wiederholung alle 4 Jahre)
- **2 Optionen** bei Roll-out:



- Individueller **Kundenanspruch** auf Smart Meter, wenn kein systematischer Roll-out erfolgt
- **Eingeschränkter Bestandsschutz** für installierte Geräte (wenn Voraussetzungen der RL nicht erfüllt sind, nur für 12 Jahre)

Active Customer und Citizen Energy Communities (Art.15,16)

- EU-weite Anerkennung und Stärkung von „**Active Customers**“ und „**Citizen Energy Communities**“
- **Marktzugang** ermöglichen; **keine diskriminierenden** Markteintrittsbeschränkungen
- **angemessene Beteiligung an Finanzierung** des Gesamtsystems
 - **Keine vollständige Befreiung** sondern **keine** „**unverhältnismäßigen**“ Umlagen und Abgaben
 - **Keine Doppelbelastung** von **Speichern**, die von **Active Customern** betrieben werden
- **Sonderregel für indiv. EE-Eigenverbrauch** nach **RED II**: vollständige oder anteilige Befreiung von Umlagen und Abgaben für Anlagen < **30 kW**

Regulierte Preise und Energiearmut

- Staatliche Preisregulierung weiterhin **temporär** möglich (wichtiger Punkt für FRA, ESP, POL etc.)
 - für **energiearme und schutzbedürftige** Kunden
 - unter **engeren Voraussetzungen** auch für **Kleinstunternehmen** und (sonstige) Haushalte
- Mitteilungspflicht an EU-KOM
- Erhebung der Anzahl von in Energiearmut lebenden Haushalten (siehe Governance-VO)

Netzbetreiber: SDL, Speicher und Ladesäulen (Art.33, 36, 54)

- Grundsatz der **marktlichen Beschaffung** von Systemdienstleistungen
- Grundsatz: **kein Eigentum** für VNB/ÜNB an Ladesäulen und Speichern
 - **Ausnahme: erfolgloses Ausschreibungsverfahren** und **Zustimmung** des NRA
 - „**Markttest**“ alle 5 Jahre zu wiederholen; „**phase-out**“, wenn erfolgreich
 - Ausnahme vom 2. Markttest **für innovative/reaktive Netzbetriebskonzepte** mit Speichern
 - **ÜNB:** wenn finale Investmententscheidung **bis 2024** und Netzanschluss bis 2026
 - **VNB:** finale Investmententscheidung **bis Inkrafttreten**, und Netzanschluss bis 2021
 - Ausnahme für „**fully integrated Network components**“ (Konverter, Phasenschieber): ET für VNB/ÜNB **mit NRA-Zustimmung** ohne 1. Ausschreibung

Netzbetreiber: neue Aktivitäten (Art.31 (10), 40 (8))

- **Keine abschließende Liste**
- **Neue Aktivitäten** können Netzbetreibern gestattet werden, solange diese notwendig sind für Erfüllung ihrer Verpflichtungen
- **Regulator** muss Notwendigkeit abschätzen und auf „unbundling-Vorschriften“ achten
- **Ausnahme** für andere regulierte Bereiche

Interkonnektoren (Art.2)

- **Beibehaltung** bisherige Definition zu Interkonnektoren
- **Keine** explizite Ausweitung auf **Drittstaaten** (siehe Definition in VO)
- Keine Ausweitung von EU-Kompetenzen
- Kein Präjudiz für andere Sektoren

Netzentgelte (Art.59 RL)

- KOM-Vorschlag: keine Vorgaben des Gesetzgebers für Netzentgelte mehr
 - Art. 59: NRA regelt Methode **und** setzt Tarife fest
 - Zusätzlich Network Code für Netzentgelte
- Einigung: Beibehaltung jetziger Rechtslage zu wesentlichen Rahmen-Vorgaben des nationalen Gesetzgebers für **Berechnung Netzentgelte:**
 - Art. 59: NRA regelt Methode **oder** setzt Tarife fest, „oder beides“
 - Network Code zu Netzentgelten **gestrichen**
 - Genauer Spielraum wird iE im Vertragsverletzungsverfahren entschieden

Agenda

Strommarkt-Verordnung

Strommarkt-Richtlinie

Risikovorsorge-Verordnung

ACER-Verordnung

Risikovorsorge-Verordnung

- „Risikovorsorge wird europäisch“
- **regionale Krisenszenarien** (ENTSO-E) mit kurz- und mittelfristigen Versorgungssicherheitsanalysen
- MS legen national zuständige Behörde fest und identifizieren nationale Krisenszenarien
- **MS erstellen gemeinsam Krisenvorsorgepläne** sowohl mit nationalen wie auch grenzüberschreitend koordinierten Maßnahmen
- MS müssen **verbindliche Vereinbarung zur Kostentragung** treffen
- **Keine Handelsbeschränkung im Krisenfall:** nicht marktbasierter Eingriffe nur als allerletzte Option und nur aus Netzsicherheitsgründen möglich

Agenda

Strommarkt-Verordnung

Strommarkt-Richtlinie

Risikovorsorge-Verordnung

ACER-Verordnung

ACER-Verordnung

- Intensive Diskussion zur Begrenzung der **Verlagerung politischer Fragen auf ACER**
- Problematisch bleibt insbesondere:
 - über **allgemeine Streitschlichtungskompetenz von ACER** neue Aufgaben auch über **delegierte Rechtsakte übertragbar** („*NRA shall jointly agree*“)
 - **keine Zustimmung** der MS zu delegierten Rechtsakten („Blankocheck“ droht)
- **Verbesserung der Beteiligung nationaler Regulierungsbehörden** an internen ACER Entscheidungsprozessen („constructive yes“)
 - Direktor muss angepassten Vorschlag vorlegen bei 2/3 Voting im Board of Regulators

Zusammenfassung

- Clean Energy Package stellt mit 8 RL und VO und fast 1000 S. Rechtstext Weichen für europäische Energiewende
- 1. Subpackage beschließt 2030-Ziele und Instrumente/Maßnahmen
- 2. Subpackage richtet EU-Binnenmarkt auf steigende Anteile EE aus und stärkt Rolle des Verbrauchers im neuen flexiblen Marktdesign
- Marktverzerrungen werden begrenzt bzw. müssen abgebaut werden
- Grenzüberschreitender Stromhandel wird stark erhöht; große Herausforderungen auch für DE, aber „richtungssicher“
- Versorgungssicherheit wird mehr und mehr zum europäischen Projekt
- Regionale Kooperation wird gestärkt (allerdings Fokus auf NRA (ACER) und TSO (RCC), reg. Kooperation von MS bleibt dahinter zurück
- Verlagerung von politisch relevanten Fragen in technische Prozesse und Institutionen bleibt Kritikpunkt