



HGÜ-Trassen und Europäisches Supergrid

State Grid Corporation of China plant ab 2030 die Errichtung eines weltumspannenden Ultrahochspannungsnetzes. Das von der EU angedachte europäische Supergrid „e-Highway 2050“ könnte darin integriert werden.

Für europäischen Bedarf sind in Mitteleuropa zwei Projekte für **Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)** in einem Weltnetz identifizierbar: **HGÜ-Freileitung Baltic – Adria** 8 GW: Krajnik (Buddenbrock) – Mikułova (Nikolausdorf) oder Hagenwerder – Čechy-střed – Ernsthofen – Redipuglia; mit Verlängerung als Seekabel nach Nord-schweden. Und ein aktiv gekühltes, magnetisch geschirmtes **HGÜ-Erdkabel Deutsche Bucht – Ligurien**, vom Sammelpunkt in der Deutschen Bucht 12 GW: Wilhelmshaven – Wehrendorf – Uentrop – Urberach – Großgartach – Altbach – Bürs – Tavazzano – Morigallo mit Verlängerung als Seekabel nach Tunesien.

Italien soll künftig angeblich ca. 90 TWh p.a. (1/3 seines Strombedarfes!) aus Lausitzer Braunkohle, tschechischer Braunkohle, polnischer Braunkohle und schwedischer Atomkraft decken. Dabei hat Italien enormes Potential für Solar- sowie für Windkraft und es verfügt über 10 GW Wasserkraft sowie 30 GW größere Erdgaskraftwerke (> 800 MW).

Das Backbone des Marktgebietes Ost wäre mit beiden europäischen HGÜ-Leitungen vernetzt. Die 380-kV-Wechselstrom-Freileitungen können bei Bedarf auf HGÜ umgestellt werden, ggf. auch nur ein System je Doppelleitung, wie bei Ultratnet. Ein starkes Netz ermöglicht ein großes Marktgebiet für hohen Austausch fluktuierender Einspeisung. Über das Backbone kann mehr Windstrom aus dem Norden nach Bayern fließen, als der dortige Höchstbedarf von 15,2 GW.

Das Marktgebiet Österreich wurde wegen viel zu hoher Redispatchkosten zum 01.10.2018 von der Strompreiszone Deutschland getrennt. Eine Vereinigung der Marktgebiete Ost und Österreich zu einer gemeinsamen Strompreiszone würde im Verbundnetz die Schließung einer Lücke von 50 km am Inn (Marienberg – Kirchbichl) erfordern. 2025 hätte dieser Verbund bei Österreich's Szenario GREEN (APG-Masterplan) eine etwa ausgeglichene Bilanz ohne Kohlestrom.

Kohleausstieg im Marktgebiet Ost bis 2025 möglich

Die Marktsimulation der Übertragungsnetzbetreiber (2. Entwurf NEP 2030/19) ergibt bereits für **2025** Vollversorgung des Marktgebietes Ost, **östliche Bundesländer einschließlich Bayern ohne Kohlestrom!** Bilanzmäßig wird Braun- und Steinkohle nur noch für den Export nach Italien verstromt. Die Braunkohlekraftwerke Jänschwalde und Boxberg Werk III mit den extremen Umwelt- und Gesundheitsschäden von 1,6 – 2,7 Mrd. € p.a. sind im Szenariorahmen B 2025 nicht mehr enthaltenen. Wegen fehlender Wirtschaftlichkeit könnte Schkopau (uniper) bereits 2021 vom Netz gehen, wenn DOW-Chemical den Dampfabnahmevertrag nicht verlängert und Lippendorf 2023, da Leipzig den Fernwärmeabnahmevertrag für Block R (EPH) nicht verlängern will und Block S (EnBW) bereits jetzt kaum noch wirtschaftlich ist.

Ab 2025 sollten Schwarze Pumpe Blöcke A und B und Boxberg Blöcke Q und R (im Eigentum der tschechischen Oligarchen EPH; Nettonennleistung zusammen 3,0 GW) nur noch synchron zu dem Lastfluss über die Grenzkuppelstationen Hagenwerder – Mikułova und Röhrsdorf – Hradec für den europäischen Bedarf gefahren werden dürfen. Über Hagenwerder wäre auch die Einspeisung in eine europäische HGÜ-Leitung Baltic-Adria möglich. Bayern stemmt sich mit allen Mitteln gegen den Transit schmutzigen Braunkohlestroms. Der CO₂-Preis muss so hoch sein, dass es nie wegen Braunkohle zur Abregelung von EE und Redispatch zu Lasten der hiesigen Stromkunden kommen kann!

2025 beträgt die maximale Nachfrage im Marktgebiet Ost als Summe 29,2 GW, was eine Residuallast von ca. 23,5 GW ergibt. Durch Ungleichzeitigkeit im eigenen und in benachbarten Netzgebieten ist diese aber deutlich geringer und durch Lastverschiebung weiter reduzierbar. Die ohne Kohle gesicherte Erzeugungskapazität von 23,5 GW (Wind 28,5 GW; Solar 34,8 GW) lässt sich durch Flexibilisierung der Biomasseverstromung noch ganz erheblich steigern. Auch ist das Potential für neue Pumpspeicher in Thüringen im Szenario B 2025 noch längst nicht ausgeschöpft. Die für den Kohleausstieg erforderlichen neuen Spitzenlastkraftwerke (sehr niedrige Fixkosten und hohen Brennstoffkosten) müssen dezentral errichtet werden und so betrieben werden, dass sie das Verbundnetz entlasten (Redispatch vermeiden).

Verdichteter Auszug aus 2. Entwurf NEP 2030/19 Marktsimulation B 2025, Angaben in TWh

Bildmaterial/Links/Text wurden aus urheberrechtlichen Gründen unkenntlich gemacht

Marktgebiet Ost ohne HGÜ-Erdkabel mit starkem „16-GW-AC-Backbone“

Bildmaterial/Links/Text wurden aus
urheberrechtlichen Gründen unkenntlich
gemacht