

Informationen zum Verständnis der möglichen Ursachen für den Blackout in Spanien und Portugal

Am 28.04.2025 gegen 12:33 Uhr MESZ ereignete sich ein Blackout in Spanien und Portugal. Zu beachten ist, dass in Portugal die Westeuropäische Zeitzone gilt und somit gelegentlich von 11:33 Uhr als Zeitpunkt für den Blackout gesprochen wird. Als Information an Mitarbeiter und Studenten der BTU wird nachfolgend erläutert, was man nun für Schlüsse zum Ablauf ziehen kann, wohlgermerkt auf Basis der öffentlich zugänglichen Informationen per Ablauf des 30.04.2025 und einiger Updates, die von Entso-e am 9.5.2025 veröffentlicht wurden.

Aus der nachfolgenden Abbildung, die den „Energy Charts“ des Fraunhofer Instituts für Solare Energie mit Bezug auf Originaldaten der Entso-e entnommen wurde, erkennt man für Spanien vor dem Blackout folgende Lage:

- Stromabnahme durch Verbraucher ca. 25 GW
- Stromabnahme durch Pumpspeicher ca. 3 GW
- mit ca. 33 GW deutlich mehr Erzeugung als Stromabnahme im eigenen Land.

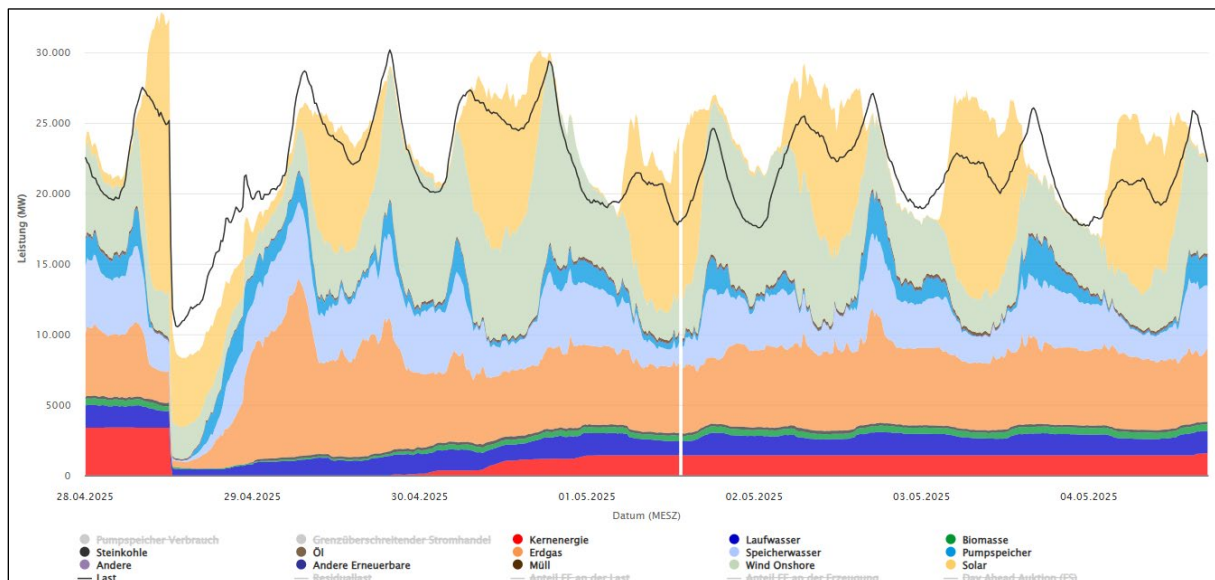


Abbildung 1: Stromerzeugung in Spanien zur Zeit des Blackouts

Derartige Überschüsse – vor allem um die Mittagszeit – treten inzwischen in vielen Ländern Europas auf und sind begründet in einem starken Zubau an Photovoltaik-Anlagen. Wie im Bild zu sehen ist, werden die konventionellen Erzeugungsanlagen in den Morgenstunden heruntergeregelt, meist auf das technische Mindestmaß, um dann wieder höher einspeisen zu können, wenn die Sonne untergeht. Die überschüssige Leistung wird teilweise durch den Einsatz von Pumpspeichieranlagen ausgeglichen, was in dieser Darstellung nicht berücksichtigt ist. Die Überspeisung aus PV ist inzwischen so groß, dass besagte Überproduktionen zeitweise auf Basis negativer Preise (Energie plus Geld on Top) ins Ausland „verkauft“ werden. Per 09.05.2025 gibt Entso-e den Export aus Spanien heraus vor dem Black-out mit 3,8 GW an.

Gegen 12:33 Uhr zeigt das Bild zu einem massiven Zusammenbruch der Einspeiseleistung von ca. 33 GW auf ca. 8 GW und einen Zusammenbruch der Stromabnahme von ca. 25 GW auf ca. 10 GW. Diese Aussagen in der Grafik sind aus netztechnischer Sicht nicht logisch. Grundsätzlich ist es nicht möglich, eine Last von 10 GW mit einer Erzeugung von 8 GW in Betrieb zu halten, zumal berichtet wurde, dass die Leitungen nach Frankreich abgeschaltet wurden und somit kein Bezug aus Frankreich möglich war. Außerdem hätten sich dazu funktionsfähige Netzbereiche bilden müssen, die etwa der Fläche von 1/3 Spaniens entsprächen. Dazu wäre mit Sicherheit in den Medien berichtet worden. Auch wenn man

tiefer in diese Versorgungsstruktur hineinschaut, findet man, dass bis auf etwas Erzeugung aus Gas und Laufwasser im Wesentlichen 5 GW Photovoltaik und 2,3 GW Wind im Einsatz gewesen sein sollen. Erstaunlicherweise wären nach der Grafik um Mitternacht immer noch 2,8 GW Solarenergie am Netz. **Aus solchen unklaren Darstellungen in einer ansonsten exzellenten Datenquelle sollten keine Schlussfolgerungen über den netzstützenden Charakter und die Resilienz verschiedener Erzeugungsarten gezogen werden.** Schaut man sich in der gleichen Quelle die Darstellung aus Portugal an, erkennt man den unmittelbaren und vollflächigen Blackout. Für Spanien wird ebenfalls eine ähnliche Situation eines tatsächlich vollständigen Blackouts vermutet, die aufgrund der fehlerhaften Daten derzeit noch nicht überprüfbar ist.

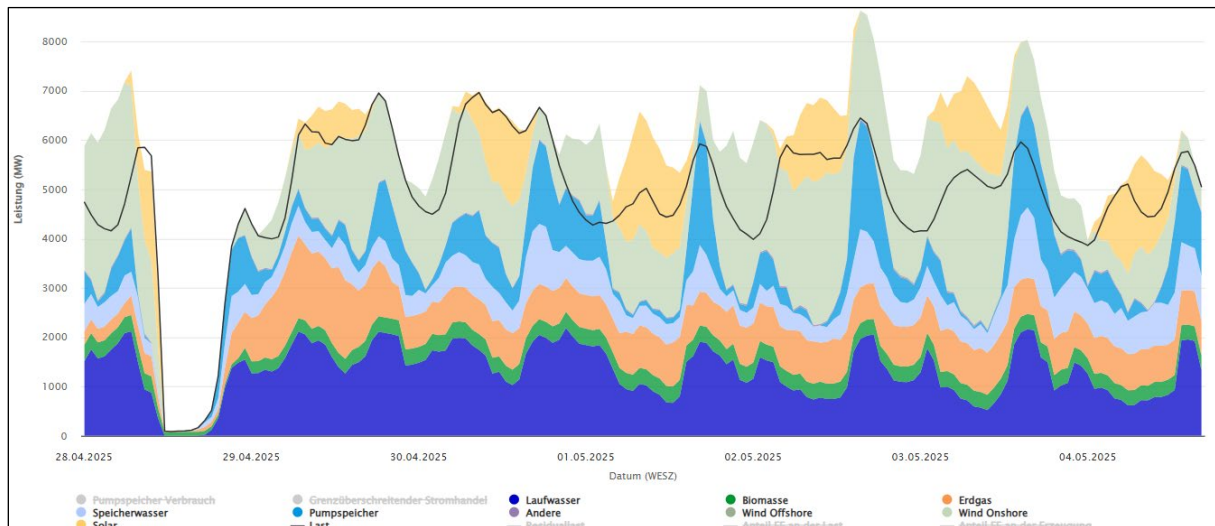
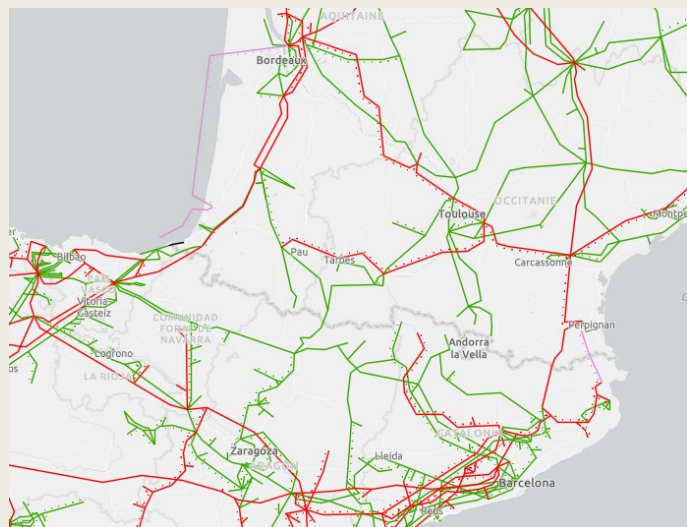


Abbildung 2: Stromerzeugung in Portugal zur Zeit des Blackouts

Um den Zusammenbruch der Stromversorgung besser zu verstehen, ist ein Blick auf **das europäische Verbundnetz zwischen Spanien und Frankreich** erforderlich.

Das europäische Verbundnetz auf Basis der 380 kV-Ebene wurde ab Anfang der 1970er Jahre aufgebaut. Auslöser war der Bau der ersten großen Kernkraftwerke in vielen europäischen Ländern, die aufgrund ihrer hohen Leistung eine höhere Übertragungsspannung erforderten, um weiterhin verlustarm die Energie zu den Verbrauchern zu transportieren. Bis dahin hatten alle Länder Europas eigene unabhängige Stromnetze. Bei der Ausplanung und dem Bau dieser 380 kV Netze galten allerdings zwei wichtige Kriterien, die heute gerne verdrängt werden:



- Es galt bislang immer, dass jedes europäische Land zu jedem Zeitpunkt im Jahr in der Lage sein muss, das eigene Land aus eigener Kraft mit Strom zu versorgen. Entsprechend der jeweiligen

Struktur von Kraftwerken und Lastzentren wurde in jedem Land eine 380 kV-Netzstruktur geschaffen, um die eigene Bevölkerung sicher aus eigenen Kraftwerken zu versorgen. Deutschland bezieht aufgrund günstiger Energiequellen und zu geringer gesicherter Leistung häufig 15–20 GW aus Nachbarländern. Aus Sicht der Netzstabilität stellen Netzsituationen mit hohem Energietransport eine besondere Herausforderung für die Stabilität dar. Vor dem vollständigen Ausstieg aus der Kohleverstromung muss eine alternative Quelle für die gesicherte Leistung geschaffen werden. Diese Versorgungslücke soll wesentlich durch Gaskraftwerke geschlossen werden, da sie aufgrund ihrer Flexibilität die volatile Einspeisung erneuerbarer Energien ausgleichen können. Bei der Betrachtung von CO₂-Emissionen von Gaskraftwerken sollten die Gesamtemissionen aus Förderung, Transport und Verbrennung berücksichtigt werden – ein Aspekt, der in den Medien oft nur unvollständig dargestellt wird. Betrachtet man Gaskraftwerke, die Gas über Pipelines beziehen (im Jahr 2024 etwa 92 % der gesamten Gasimporte Deutschlands), liegen ihre durchschnittlichen CO₂-Emissionen (in kg/MWh) bei etwa der Hälfte der Emissionen von Kohlekraftwerken. Werden hingegen Gaskraftwerke mit Gas aus LNG-Terminals versorgt (im Jahr 2024 etwa 8 % der gesamten Gasimporte Deutschlands), bewegen sich deren durchschnittliche CO₂-Emissionen in derselben Größenordnung wie die von Kohlekraftwerken. Der Verweis auf die Brückentechnologie zum Wasserstoff ist zwar korrekt, jedoch bleibt unklar, wann Wasserstoffkraftwerke einschließlich der erforderlichen Wasserstoff-Infrastruktur in ausreichendem Umfang in Betrieb genommen werden und wie dieser Übergang über die Strompreise finanziert werden soll. Bei alledem sollte die volkswirtschaftliche Rentabilität berücksichtigt werden, da der Strompreis für Haushaltskunden in Deutschland – einschließlich der EEG-Förderung aus dem Klima- und Transformationsfonds – derzeit bei knapp 44 Cent/kWh liegt und damit zu den höchsten weltweit gehört.

- Die grenzüberschreitenden Leitungen mit einer Kapazität von je ca. 2-3 GW waren immer nur gedacht als Notfall-Hilfe, um bei Ausfall eines großen Kraftwerkes in Grenznähe aus dem benachbarten Ausland zu unterstützen und so die Folgen des Erzeugungsausfalls zu minimieren. Und natürlich ist es sinnvoll und richtig, im Rahmen der existierenden Grenzkuppel-Leistung auch Strom in Europa zu handeln. Hier hat Deutschland aktuell noch den Vorteil, dass es aufgrund der größeren Anzahl von Kuppelleitungen deutlich mehr Strom im Ausland kaufen und importieren kann, als Spanien, das aktuell mit zwei 380 kV-Leitungen (rot dargestellt) an Frankreich angeschlossen ist.

Es ist anzunehmen, dass diese beiden Leitungen zum bzw. vor dem Zeitpunkt des Blackouts ausgelöst haben und es zu einem System-Split zwischen der iberischen Halbinsel und dem Rest des europäischen Verbundnetzes kam. Leider sind keine Informationen öffentlich zugänglich, wann diese beiden Leitungen ausgelöst haben und aus welchen Gründen. Natürlich gibt es diese Informationen und diese fließen nun in die Störfall-Analysen in Spanien und Frankreich in Zusammenarbeit mit Entso-e ein.

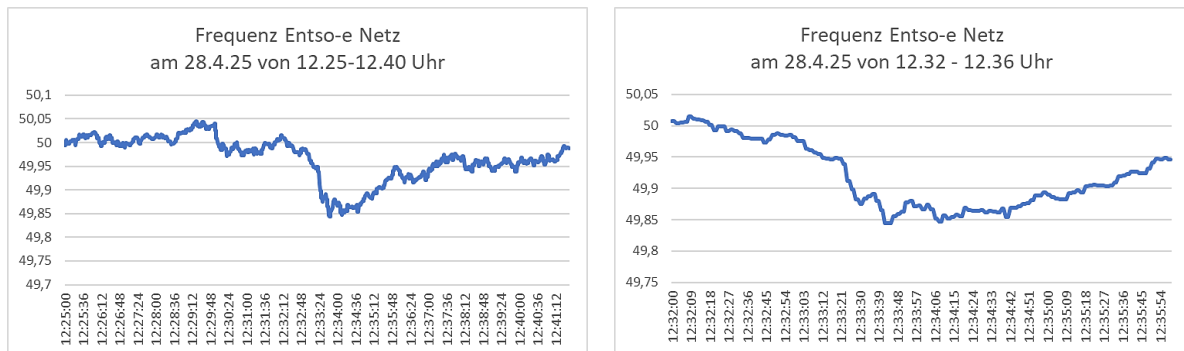
Um den Mitarbeitenden und Studierenden der BTU die **Komplexität der möglichen Störfallszenarien** zu erläutern, haben die Unterzeichner einige Möglichkeiten hier zusammengestellt:

- Grundsätzlich klar nachvollziehbar ist die schnelle Abschaltung vieler Verbraucher. Im Falle einer massiven Untererzeugung bei gleichzeitigem Systemsplit vom europäischen Verbundnetz kommt es zu einem rapiden Abfall der Frequenz. In Deutschland würden in einem Frequenzband unter 49 Hertz bis 48 Hertz defacto Verbraucher in unterschiedlichen Gruppen abgeschaltet. In Spanien und Portugal kann es da leicht modifizierte Einstellungen der Unterfrequenzrelais geben.

- Auf Basis der öffentlich verfügbaren Daten kann derzeit nicht nachvollzogen werden, ob
 - erst ein Großteil der Erzeugung in Spanien ausgefallen ist und in Folge dessen die Kuppelleitungen aus Frankreich nach Spanien durch Überlastung ausgelöst haben und in Spanien dann ein massives Ungleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch vorlag, mit der Folge, dass die Unterfrequenzrelais ausgelöst haben, oder
 - ob erst die Leitungen nach Frankreich ausgelöst haben und dadurch der Störfall getriggert wurde.

Leider gibt es bei beiden Ansätzen viele offene Fragen, die aktuell eben in der Klärung sind. Insofern können die nachfolgenden Ergänzungen nur etwas die Komplexität der aktuellen Analysen verdeutlichen.

Im restlichen Europa war zum Zeitpunkt der Störung ein deutlicher Frequenzabfall messbar. Die nachfolgenden Frequenzverläufe, die im 1-Sekunden-Raster auf der Seite „Rest-Europa“ gemessen wurden, zeigen einen Abfall bis auf 49,84 Hz, der jedoch keine Unterfrequenzrelais hätte auslösen sollen.



Abbildungen 3 und 4: Frequenzverläufe in Europa zur Zeit des Blackouts

Der **Frequenzabfall im restlichen europäischen Verbundnetz** in Verbindung mit dem Blackout der iberischen Halbinsel lässt sich durch zwei mögliche Szenarien erklären:

1. Der Grund für diesen Frequenzabfall könnte der Ausfall von Erzeugungsanlagen auf der iberischen Halbinsel aufgrund bisher unbekannter Störungen sein, die zur Trennung der iberischen Halbinsel vom restlichen europäischen Verbundnetz führten. Dadurch fiel der Stromexport in den übrigen Teilen Europas weg. In der Zeit wenige Minuten vor dem Blackout wurden Frequenzpendelungen gemessen, die im Verbundnetz gelegentlich zwischen den westlichen und östlichen Ausläufern des Netzes beobachtet wurden und die auf Pendelungen im Polradwinkel der Generatoren zurückzuführen ist. Derartige Pendelungen erfordern aber ein größeres Ereignis im Netzbetrieb, das im konkreten Fall auch in Spanien gelegen haben könnte.
2. Eine weitere Option wäre, dass erst der Systemsplit stattgefunden hat. Ein solches Szenario könnte getriggert werden durch die massive Ausspeisung von Leistungsüberschüssen aus Photovoltaik nach Frankreich. Wäre in einem solchen Fall eine der beiden Leitungen durch Überlastung oder Schäden ausgefallen, wäre die andere Leitung unmittelbar durch Überlastung ebenfalls abgeschaltet worden und Spanien und Portugal wären in einer Phase der massiven Übererzeugung in den Inselbetrieb gegangen. Demzufolge wäre nach der Trennung ein deutlicher Frequenzanstieg auf der iberischen Halbinsel und ein geringfügiger

Frequenzabfall im restlichen europäischen Verbundnetz zu erwarten. Im Falle einer Überfrequenz sieht der Defence-Plan vor, dass Erzeugungsanlagen ihre Leistung nach Überschreitung von 50,2 Hertz proportional zur Frequenzabweichung reduzieren.

Dadurch soll das Leistungsgleichgewicht im Teilsystem wiederhergestellt und das System in einen stabilen Zustand überführt werden. Diese Maßnahme ist als LFSM-O (Limited Frequency Sensitive Mode – Over-Frequency) bekannt. Offensichtlich war dies jedoch nicht der Fall, da es sonst im abgetrennten Teilsystem keinen Blackout gegeben hätte. Daraus ergeben sich zwei mögliche Szenarien:

- Viele Erzeugungsanlagen könnten nach der Trennung spannungsbedingt ausgefallen sein, da unmittelbar danach große Spannungsabweichungen auftreten können. Diese könnten zu einem Frequenzabfall und dem damit verbundenen Lastabwurf geführt haben.
- Eine weitere Möglichkeit besteht darin, dass aufgrund des geringen Anteils an klassischen Kraftwerken und der niedrigen Schwungmasse die Frequenzänderung schneller und stärker voranschreitet, als LFSM-O darauf reagieren könnte. Wird eine Grenze von 51,5 Hertz erreicht, dürften sich alle Kraftwerke zum Eigenschutz vom Netz trennen, was faktisch einem Blackout gleichkommt.

Mit den Informationen, die Entso-e am 09.05.2025 veröffentlicht hat, sowie einer daraus abgeleiteten Grafik von UK Networks Services kann man einige Abläufe nun etwas konkretisieren:

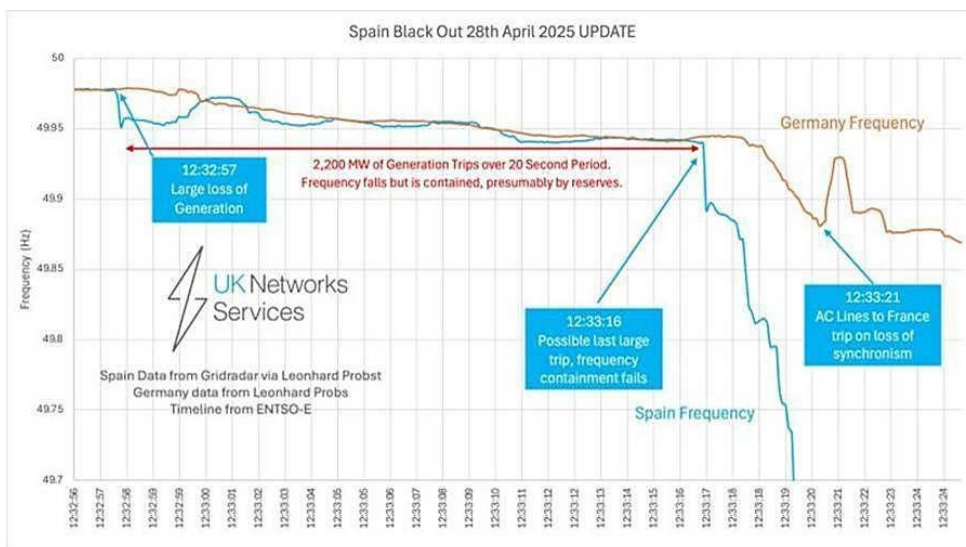


Abbildung 5: Update der Ereignisse am Tag des Blackouts vom 9. Mai 2025

- Beginnend ab 12:32:57 Uhr kam es zu einer Reihe von Ausfällen in der Stromerzeugung in Spanien mit einer Gesamtleistung von 2.200 MW innerhalb von 20 Sekunden. Dies führte zu einem moderaten Frequenzabfall um 40 bis 50 mHz.
- Diese Frequenzabsenkung würde nicht ausreichen, die Unterfrequenzkaskade zur Abschaltung von Verbrauchern zu aktivieren. Ferner würde in 30 Sekunden nach Erzeugungsausfall die Primärregelleistung aktiviert werden und den Erzeugungsausfall kompensieren. Die Kompensation erfolgt jedoch solidarisch im gesamten europäischen Verbundsystem. Das bedeutet, dass die Primärregelleistung im Wesentlichen außerhalb Spaniens erbracht werden musste.
- Um 12:33:16 setzt ein schlagartiger Frequenzabfall in Spanien ein, der aufgrund der gezeigten Dynamik den massiven Lastabwurf erzwungen hat. Warum dieser nicht

ausgereicht hat, die noch vorhandene Erzeugung und die daraus versorgbare Last auszubalancieren, muss noch untersucht werden.

- Auch die Angabe im Bild mit „12:33:21 AC lines to France tripped“ sind nicht nachvollziehbar.
- Für die Autoren ist in einem bis dahin synchron laufenden Netz ein derartiger Frequenzunterschied zwischen Spanien und dem restlichen Entso-e Netz über einen Zeitraum von 5 Sekunden nicht nachvollziehbar.
- Den Autoren logischer erscheint es, dass die AC-Leitungen nach Frankreich bereits 12:33:16 abgeschaltet wurden und Spanien / Portugal mit nach wie vor bestehender Untererzeugung vom europäischen Verbundnetz abgetrennt wurden und dann die Frequenz schnell abfiel.
- Möglicherweise hatte die HGÜ-Leitung von Frankreich nach Spanien noch für ca. 5 Sekunden Wirkleistung in das spanische Netz mit seinem rasanten Frequenzabfall gespeist, bis auch diese DC-Leitung dann 12:33:21 abgeschaltet wurde.

Innerhalb der ersten Stunden nach einem Blackout erfolgt in der Regel der kritische Netz- und Versorgungswiederaufbauprozess. An der BTU Cottbus-Senftenberg werden Szenarien zum Netzwiederaufbau sowie weitere kritische Netzzustände im Power-System-Simulator-Labor mithilfe realer Netzmodelle in Echtzeit nachgespielt und aus verschiedenen Perspektiven untersucht.

Die Unterzeichner verstehen die Information an die Mitarbeitenden und Studierenden der BTU als eine Zusammenfassung der aktuell verfügbaren Informationen im Sinne einer eher technik-orientierten Fachdiskussion und hoffen, dadurch das Verständnis geweckt zu haben, warum die aktuellen Analysen technisch sehr komplex und eben auch zeitintensiv sind.

12.05.2025 Prof. Schwarz, Prof. Malekian, Prof. Schenk