

Deutsche Strommärkte während und nach einem Blackout

- Ein allgemeinverständlicher Überblick der Prozesse und Verantwortlichen

Johannes Schuhmacher

No. 78 | November 2025

WORKING PAPER SERIES IN PRODUCTION AND ENERGY



Deutsche Strommärkte während und nach einem Blackout

- Ein allgemeinverständlicher Überblick der Prozesse und Verantwortlichen

Johannes Schuhmacher^{*,1}

¹ Lehrstuhl für Energiewirtschaft am Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP) am Karlsruher Institut für Technologie,
Hertzstraße 16, 76187 Karlsruhe

* Johannes Schuhmacher, johannes.schuhmacher@kit.edu,
+49 721 608 44554

Abstract

Der Beitrag analysiert aus energiewirtschaftlicher Perspektive, wie Strommärkte in Deutschland und Europa während und nach einem großflächigen Blackout organisiert werden. Ausgangspunkt ist der europäische Network Code on Emergency and Restoration sowie die von der Bundesnetzagentur genehmigten Notfallbestimmungen der Übertragungsnetzbetreiber. Systematisch wird herausgearbeitet, unter welchen technisch-betrieblichen und regulatorischen Bedingungen die Aussetzung von Day-Ahead-, Intraday- und Regelenergiemärkten zulässig ist.

Im Zentrum steht die Frage, welche Kriterien für die Wiederaufnahme des Marktbetriebs erfüllt sein müssen: stabilisierter Verbundbetrieb, funktionsfähige IT- und Kommunikationsinfrastruktur sowie hinreichende Handlungsfähigkeit der Markakteure. Darauf aufbauend wird der schrittweise Übergang vom Lastfolgebetrieb zurück zu marktbasierter Einsatzsteuerung beschrieben, einschließlich konservativer Grenzkuppelleistungen und erhöhter Reservevorhaltung in der Frühphase.

Der Beitrag beleuchtet die Rollen von Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern, Strombörsen, Bundesnetzagentur, ETSO-E, Kraftwerksbetreibern und Bilanzkreisverantwortlichen und verknüpft den normativen Rahmen mit Erfahrungen aus realen Störungseignissen. Ziel ist es, die komplexen Markt- und Entscheidungsprozesse in einem seltenen, aber gesellschaftlich hochrelevanten Szenario transparent darzustellen.

Deutsche Strommärkte während und nach einem Blackout

- Ein allgemeinverständlicher Überblick der Prozesse und Verantwortlichen

Autor: Johannes Schuhmacher, Lehrstuhl für Energiewirtschaft am Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP) am Karlsruher Institut für Technologie

Regulatorischer Rahmen und Notfallpläne

In Europa existieren klare Regeln für den Umgang mit großflächigen Stromausfällen (Blackouts) und der Wiederaufnahme des Strommarktbetriebs. Die EU-Verordnung 2017/2196 (Network Code on Emergency and Restoration) verpflichtet Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB/TSOs) in allen Mitgliedstaaten, Notfall- und Wiederaufbaupläne zu erstellen. Dazu gehören auch Vorschriften zur *Aussetzung* und *Wiederaufnahme* von Marktaktivitäten [1][2]. Vereinfacht bedeutet das: Ein ÜNB darf unter bestimmten Bedingungen den Strommarkt vorübergehend aussetzen, etwa wenn das Übertragungsnetz im Blackout-Zustand ist oder wenn die Fortführung des Marktes die Systemwiederherstellung erheblich behindern würde (z.B. weil wichtige IT- und Kommunikationssysteme ausgefallen sind) [3]. Diese Markt-Aussetzung ist als Ultima Ratio vorgesehen, nachdem alle anderen netztechnischen Maßnahmen ausgeschöpft sind, um eine Gefährdung der Systemsicherheit zu verhindern [2][3].

In Deutschland haben die vier ÜNB (50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW) gemeinsam detaillierte Notfallregeln erarbeitet, die von der Bundesnetzagentur (BNetzA) genehmigt wurden. Diese „*Bestimmungen für die Aussetzung und Wiederaufnahme von Marktaktivitäten*“ wurden 2020 von der BNetzA nach Konsultation aller Markakteure beschlossen [4]. Die Regeln definieren klare Kriterien, wann und wie der Handel auszusetzen ist und wie der Neustart zu erfolgen hat, unter Beachtung von Verhältnismäßigkeit und Diskriminierungsfreiheit [3]. So wird sichergestellt, dass alle Akteure, von Kraftwerksbetreibern über Lieferanten bis Börsen, im Ernstfall wissen, was zu tun ist, und dass der Markthochlauf geordnet und transparent abläuft.

Aussetzung des Strommarkts im Blackout-Fall

Tritt ein großflächiger Stromausfall ein oder nähert sich das System einem unbeherrschbaren Notzustand (Frequenzabweichungen), können die ÜNB alle Strommarktaktivitäten vorübergehend aussetzen. Das betrifft den Spotmarkt (Day-Ahead-Auktionen, Intraday-Handel), den Regelenergiemarkt (Ausschreibungen für Reserveleistung) sowie den grenzüberschreitenden Stromhandel (Kapazitätsvergabe/Kopplung) [2]. In dieser Phase gelten statt marktbasierter Preisbildungsprozesse direkt *technische Eingriffe*: Die ÜNB führen einen Notfall-Betrieb im Netz durch. Beispielsweise steuern sie Erzeuger und Lasten über zentrale Anweisungen. In Deutschland wurde dies als *Lastfolgebetrieb* bezeichnet, wo Kraftwerke nach Vorgabe des ÜNB die Last decken, anstatt nach Börsenpreisen zu fahren [3]. Ebenso greifen

Maßnahmen wie Frequenzentlastung (Lastabwurf) und Schwarzstart-Kraftwerke, um die Netzstabilität Schritt für Schritt wiederherzustellen.

Während der Marktaussetzung entfällt die normale Bilanzkreisbewirtschaftung und Fahrplanabwicklung. Bilanzkreisverantwortliche können ihre Positionen faktisch nicht mehr ausgleichen. Stattdessen müssen sie den Zustand hinnehmen, bis der Markt wieder freigegeben wird. Auch Ausschreibungen für Regelleistung werden zunächst gestoppt; die ÜNB aktivieren verfügbare Reservekraftwerke direkt nach Bedarf. Die Börsen (wie EPEX SPOT/EEX) pausieren sämtliche Handels-Sessions: z.B. würden Day-Ahead-Auktionen für die betroffenen Liefertage ausfallen und offene Trades werden gemäß Börsenregularien annulliert oder als Force Majeure behandelt.

Wichtig ist die Kommunikation in dieser Phase: Die ÜNB informieren unverzüglich alle relevanten Stellen über die Marktaussetzung, darunter benachbarte ÜNB, die europäischen Stellen (ENTSO-E, regionale Sicherheitskoordinatoren), die BNetzA, die Strombörse(n) und alle Marktteilnehmer [2]. Über Kommunikationswege wie E-Mail, Webseiten und Meldungen in Transparenz-Plattformen wird bekanntgegeben, dass der Markt bis auf Weiteres ausgesetzt ist, einschließlich (sobald möglich) einer ersten Schätzung, wann eine Wiederaufnahme frühestens erfolgen kann [2]. Diese Transparenz soll sicherstellen, dass sich alle Akteure auf den Ausnahmezustand einstellen können.

Voraussetzungen für die Wiederaufnahme des Marktbetriebs

Bevor der Strommarkt nach einem Blackout neu gestartet wird, müssen zahlreiche technische und organisatorische Voraussetzungen erfüllt sein. Gemäß den deutschen ÜNB-Notfallbestimmungen kann die Wiederaufnahme erst erfolgen, „*sofern die zur Aussetzung zugrundeliegende Situation beendet ist*“, also der Netzzustand wieder hinreichend stabil und normalisiert ist [3]. Konkret umfassen die Voraussetzungen unter anderem:

- Weitgehende Netzwiederherstellung: Das Übertragungsnetz muss wieder aufgebaut, synchron mit dem europäischen Verbund und stabil im Betrieb sein [3]. Die Frequenzhaltung muss wieder funktionieren, d.h. die automatische Leistungs-Frequenz-Regelung (LFC) ist reaktiviert und regelt die Netzfrequenz wieder im Sollbereich [3]. Außerdem sollen Verteilnetze und Verbraucher größtenteils wieder versorgt sein, zumindest in dem Maße, wie es einem normalen Betriebsalltag (mit einigen Abschaltungen) entspricht [3].
- Verfügbarkeit von Infrastruktur und IT: Der Marktbetrieb erfordert funktionierende IT-Systeme, Kommunikationsmittel und Plattformen. Daher dürfen kritische Systeme nicht mehr ausgefallen sein, z.B. die Datenverbindungen zwischen ÜNB und Börse, die Fahrplan- und Prognosesysteme, die Auctioning-Systeme für Day-Ahead/Intraday und Regelenergie müssen wieder online sein [3]. Wenn das Kommunikationsnetz (Telefon, Internet) während des Blackouts beeinträchtigt war, muss es soweit repariert sein, dass die Markakteure wieder miteinander und mit den Systemoperatoren kommunizieren können.

- Betriebsbereitschaft der Marktakteure: Genügend Marktteilnehmer müssen wieder handlungsfähig sein. Erzeuger, Händler, Lieferanten und Bilanzkreisverantwortliche müssen gegenüber den ÜNB melden, dass ihre eigenen „*Marktinstrumente und Kommunikationssysteme*“ wieder verfügbar sind [3]. Schließlich nützt es nichts, den Handel freizugeben, wenn z.B. viele Kraftwerksleitstellen oder Händler wegen andauernder Infrastrukturausfälle nicht teilhaben könnten. Die ÜNB holen sich diese Rückmeldungen (gemäß Kommunikationsprotokoll) ein und prüfen, ob eine kritische Masse erreicht ist, um einen geordneten Marktstart zu ermöglichen.
- Wiederhergestellte Marktprozesse: Die wichtigsten Marktprozesse und -tools müssen störungsfrei laufen können [3]. Dazu zählen u.a. Fahrplanprozesse (Nominierung und Abstimmung von Einspeise- und Entnahmefahrplänen), Börsenauktionen und Handelsplattformen, Ausschreibungen für Regelreserve, Prognosemodelle (z.B. für Wind- und PV-Einspeisung, Last) und Datenpublikationen (Transparenzmeldungen). Wenn beispielsweise das Fahrplanmanagement noch nicht funktioniert oder die Day-Ahead-Auktionsplattform noch offline ist, wäre ein Marktstart verfrüht. Die deutschen ÜNB nennen hier explizit eine Reihe essentieller Prozesse z.B. Fahrplanmeldung, DACF/IDCF-Prognosen oder Veröffentlichung von Kapazitäten, die wieder durchführbar sein müssen [3]. Keine wesentlichen Einschränkungen sollen die Geschäftstätigkeit der Marktpartner mehr behindern.

Erst wenn all diese Bedingungen kumulativ erfüllt sind und der Gesamtsystemzustand vom „Notfall“ wieder auf zumindest „Warnung“ (oder Normalbetrieb) verbessert wurde, entscheiden die ÜNB in Abstimmung mit der BNetzA und Nachbar-ÜNB über die Freigabe des Marktes [3][2]. Das bedeutet zum Beispiel: Das Netz darf nicht mehr akut instabil sein, Kommunikationswege funktionieren, genug Akteure sind bereit, dann kann der Handel vorbereitet werden.

Ablauf: Schrittweise Wiederaufnahme des Strommarktes

Die Wiederinbetriebnahme des Strommarktes nach einem mehrtägigen Blackout erfolgt schrittweise und koordiniert. Es gibt einen definierten Prozess, um vom kontrollierten Inselbetrieb zurück zum normalen Marktmechanismus zu gelangen:

- Koordinationsphase & Ankündigung: Zunächst stimmen sich die ÜNB untereinander und mit internationalen Partnern ab. Sie legen einen Zeitpunkt für den „Marktstart“ fest, an dem der Handel wiederaufgenommen werden soll. Diese Entscheidung wird *mindestens 3 Tage im Voraus* an alle Beteiligten kommuniziert [3]. Die Bundesnetzagentur und ENTSO-E werden informiert. Für alle Marktakteure erfolgt eine offizielle Marktstart-Ankündigung, typischerweise per E-Mail, Webmeldungen (z.B. auf den Seiten der ÜNB und der EEX/EPEX) und über Nachrichtensysteme. Diese Vorlaufzeit (drei Tage oder mehr) gibt allen die Möglichkeit, ihre Systeme hochzufahren, Personal einzuplanen und sich auf die Wiederaufnahme vorzubereiten.
- Vorbereitung in D-2 und D-1: Die Tage vor dem Neustart folgen einem angepassten Fahrplan, der den üblichen Marktprozessen ähnelt, jedoch komprimiert ist.

- Zwei Tage vorher (D-2): Die ÜNB reaktivieren die Prognosesysteme, z.B. aktualisieren sie Einspeiseprognosen für Erneuerbare und Last, um den kommenden Bedarf abzuschätzen [3]. Zudem startet man die Berechnung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten. Da das Netz noch fragil sein könnte, werden die Netztransferkapazitäten (NTC) zunächst sehr konservativ bestimmt. Im Extremfall könnten sie auch vorübergehend als 0 oder negativ (d.h. keine grenzübergreifende Handelsmöglichkeit) festgelegt werden, um unkontrollierte Leistungsflüsse zu verhindern [3]. Ferner bereiten die ÜNB die Ausschreibungen für Regelleistung vor: Bereits an D-2 wird angekündigt, welche Reserveprodukte ab Marktneustart benötigt werden [3] (sofern möglich, über die bekannten Ausschreibungsplattformen). Ebenfalls wird ein *Day-Ahead Congestion Forecast* und NTC-Überprüfung durchgeführt, wie es im Normalbetrieb üblich ist, um Engpässe abzuschätzen [3].
- Einen Tag vorher (D-1): Am Vortag des Marktstarts laufen die zentralen Handelsprozesse an. Langfristige Übertragungskapazitäten (z.B. Year/Month-Ahead) werden für den nächsten Tag nominiert oder erneut zugewiesen, sofern relevant. Dann findet die Day-Ahead-Auktion für den ersten Belieferungstag nach dem Blackout statt [3]. Diese Auktion wird durch die Strombörse (etwa EPEX SPOT für den deutsch-französischen Markt) durchgeführt wie gewohnt, allerdings unter besonderen Vorzeichen: Die ÜNB stellen nur vorsichtige Kapazitäten für den Stromhandel zur Verfügung und achten auf ausreichende Reserven. Parallel werden an D-1 auch die Regelenergie-Ausschreibungen für den Folgetag durchgeführt (Primär-, Sekundär- und Tertiärreserve für Tag D) [3]. Die ÜNB kümmern sich zudem um ihre eigenen Bilanzkreise (z.B. Fahrpläne für Einspeisung aus Wind/PV, die sie im Blackout im Inselbetrieb verwaltet hatten) und integrieren diese wieder in den Marktprozess [3]. Ebenfalls am D-1 erfolgt die endgültige Festlegung der grenzüberschreitenden Kapazitäten (NTC/ATC) für den nächsten Tag (immer noch eher defensiv, um nichts zu überlasten) [3]. Anschließend müssen alle Marktteilnehmer bis zu einer gesetzten Frist ihre Fahrpläne für den Tag D einreichen: Bilanzkreisverantwortliche melden Einspeise- und Entnahmefahrpläne, Kraftwerksbetreiber ihre Einsatzpläne für jede Viertelstunde [3]. Diese Fahrpläne werden von den ÜNB geprüft und bilateral abgestimmt, sowohl mit den Marktpartnern (Kraftwerke, Lieferanten) als auch mit den benachbarten ÜNB im europäischen Verbund [3]. Damit wird sichergestellt, dass z.B. grenzüberschreitende Lieferungen konsistent sind und keine ungewollten Transitflüsse auftreten. Auch der Intraday-Handel wird vorbereitet: Geplant ist, dass spätestens am D-1 die ÜNB bekanntgeben, ab wann am Tag D der kontinuierliche Intraday-Markt wieder öffnet [3]. Gegebenenfalls wird der Intraday-Handel erst einige Stunden *nach* dem Day-Ahead-Start freigegeben, um zunächst den Fahrplanbetrieb zu stabilisieren.
- Übergang vom Inselbetrieb zum Marktbetrieb (Marktstart): Zum angekündigten Zeitpunkt am Tag D findet der eigentliche „Switch“ zurück zum Markt statt. Die ÜNB beenden den Lastfolgebetrieb und übergeben die Steuerung wieder an die Marktkräfte. Kurz davor haben sie noch sichergestellt, dass es keinen Leistungssprung gibt: Die im Notbetrieb gefahrenen Kraftwerksleistungen werden mit den zum Marktstart gültigen Fahrplänen abgeglichen und soweit nötig angepasst, damit es beim Übergang keine abrupte Änderung der Erzeugung/Last gibt [3]. Die ÜNB fahren die Kraftwerke also

schrittweise auf die im Marktfahrplan vorgesehenen Einspeisungen hoch bzw. runter, um einen weichen Übergang herzustellen [3]. Punkt X (Marktstart) übernehmen dann wieder die Kraftwerksbetreiber eigenverantwortlich den operativen Einsatz ihrer Anlagen gemäß den Marktpreisen und Fahrplänen [3]. Ab diesem Moment gelten wieder die normalen Regeln: Jede Viertelstunde muss im Bilanzkreis ausgeglichen sein. Die Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) sind ab Marktstart wieder für ausgeglichene Viertelstundenbilanzen zuständig [3]. Die ÜNB ziehen sich auf ihre Rolle als Überwacher zurück, die natürlich weiterhin Frequenz und Netzstabilität beobachten, aber nun primär über die üblichen Marktmechanismen (Ausgleichsenergie, Intraday-Nachsteuerung) eingreifen.

- Stabilisierungsphase nach Marktneustart: Auch nachdem der Handel wieder aufgenommen wurde, bleibt das System fragil. Daher ergreifen die ÜNB in der ersten Phase nach dem Neustart besondere Vorsichtsmaßnahmen. Insbesondere wird in den ersten 24 Stunden ein erhöhter Level an Regelleistung vorgehalten: Die ÜNB beschaffen extra große Reservemengen an Frequenzhalte- und -wiederherstellungsreserven (Primär-/Sekundär-/Tertiärregelleistung) für Tag D, um auf unerwartete Abweichungen sofort reagieren zu können [3]. Diese Reserveausschreibungen erfolgen soweit möglich über die normalen Marktplattformen; sollte ein bestimmtes Produkt über die Standardplattformen nicht rechtzeitig beschafft werden können, informieren die ÜNB die präqualifizierten Reserveanbieter direkt über ein abweichendes Verfahren [3] (z.B. könnten sie bilaterale Verträge aktivieren). Gleichzeitig bleiben die Grenzkapazitäten zunächst gedrosselt: In den ersten 24 Stunden nach Marktwiederaufnahme werden die NTC-Werte an den Landesgrenzen so niedrig wie möglich angesetzt [3], um den grenzüberschreitenden Leistungsfluss zu begrenzen. Erst wenn sich das System als belastbar erweist, werden die NTC am Folgetag schrittweise wieder auf normale Werte erhöht. Sollten nach 24 Stunden weiterhin kritische Zustände herrschen, z.B. Spannungsprobleme oder Erzeugungsgipässe, können die ÜNB diese Sondermaßnahmen (erhöhte Reservevorhaltung, defensive NTC) über die 24h hinaus verlängern [3]. Die BNetzA wird über solche Verlängerungen informiert und dürfte bei allzu langer Einschränkung erneut konsultiert werden. Im Idealfall jedoch ist nach einem Tag der Markt soweit stabil, dass ab dann wieder der Regelbetrieb mit voller Kopplung und normalen Reservemengen läuft.
- Wiederanlauf der gesamten EU-Marktkopplung: Da der deutsche/europäische Strommarkt eng gekoppelt ist, muss auch die Wiederaufnahme international abgestimmt erfolgen. ENTSO-E's Vorgaben erlauben z.B., dass ein Teil des Marktes schon hochfährt, während andere Teile noch vom Blackout betroffen sind. Falls also nur eine Region vom Blackout betroffen war und wieder im Normalzustand ist, können die dortigen NEMOs in Absprache mit den ÜNB die Marktkopplung in diesem Teilgebiet wieder aufnehmen, während andere Gebotszonen noch isoliert bleiben [2]. Voraussetzung ist, dass der zuständige ÜNB die grenzüberschreitende Kapazitätsberechnung wieder durchführt und die Kopplung technisch unterstützt [2]. Praktisch bedeutet das: Wenn z.B. Deutschland und Nachbarn wieder stabil am Netz sind, aber vielleicht ein anderes Land noch im Wiederaufbau steckt, könnten die

erstgenannten schon am gemeinsamen Day-Ahead-Markt teilnehmen, während das betroffene Land noch vom Markt getrennt bleibt. Die *Market Coupling*-Algorithmen werden dann für den Übergangszeitraum entsprechend angepasst. Sobald alle Regionen den Warn- oder Normalzustand erreicht haben, wird die EU-weite Marktkopplung vollständig hergestellt.

Nach erfolgtem Markthochlauf schreiben die Vorschriften vor, dass die ÜNB einen Bericht an die Regulierungsbehörde erstellen, in dem die Gründe, der Ablauf und die Auswirkungen der Marktunterbrechung und -wiederaufnahme dargelegt werden [2]. Dieser Bericht dient der Transparenz und der Aufarbeitung: Er ermöglicht es BNetzA und ggf. der EU-Agentur ACER, Lehren zu ziehen und ggf. Empfehlungen für Verbesserungen auszusprechen [2], etwa um ähnliche Blackouts künftig zu vermeiden oder die Prozesse weiter zu harmonisieren.

Rollen der wichtigsten Akteure beim Neustart

Eine koordinierte Wiederinbetriebnahme des Strommarktes erfordert das Zusammenspiel vieler Akteure:

- Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB/TSOs): Die ÜNB stehen im Zentrum des Geschehens. Sie treffen die Entscheidung, den Markt auszusetzen und später wieder zu starten, und sie steuern den gesamten Prozess technisch wie organisatorisch. Während des Blackouts sorgen die ÜNB zunächst für die Netz-Wiederaufbau (Schwarzstart, Netzsinseln synchronisieren, Lastzuschaltungen). Diese technische Seite ist hier zwar nicht Fokus, bildet aber die Grundlage dafür, dass überhaupt wieder gehandelt werden kann. Wirtschaftlich-organisatorisch koordinieren die ÜNB die Marktabschaltung und -freigabe: Sie stimmen sich eng untereinander und mit Nachbarländern ab, um möglichst einheitlich vorzugehen [2]. Beispielsweise soll vermieden werden, dass ein deutscher ÜNB den Handel wieder öffnet, während im Nachbarland noch kein stabiler Zustand herrscht, das wird über ENTSO-E abgestimmt. Die ÜNB kommunizieren mit allen Parteien (Börsen, Kraftwerken, Großkunden, Regulatoren) und geben klare Anweisungen. Im Blackout übernehmen sie per Anordnung die Direktdisposition von Erzeugern und Last (§13 EnWG), um das System zu stabilisieren. Beim Hochlauf definieren sie die Regeln: Sie legen Vorlaufzeiten fest, definieren, welche Reserven benötigt werden, und bestimmen die Grenzen für Handelskapazitäten. Operativ führen die ÜNB z.B. am Marktstart den kritischen Abgleich der Fahrpläne durch [3]. Auch nach Marktfreigabe behalten sie eine vorsichtige Betriebsführung bei, indem sie Reserve und Netzbelaistung engmaschig überwachen [3]. Zudem sind die ÜNB der Ansprechpartner für die BNetzA: Sie müssen die Genehmigung ihrer Notfallpläne einholen und nach einem Vorfall Bericht erstatten [4][2].
- Strombörse (EPEX SPOT/EEX als NEMO): Die Börse als Nominated Electricity Market Operator spielt die Schlüsselrolle bei der Wiederaufnahme von Day-Ahead- und Intraday-Handel. Sie arbeitet eng mit den ÜNB zusammen. Während des Blackouts setzt die Börse gemäß Anweisung den Handel aus. Im Day-Ahead-Markt würden Auktionen abgesagt, im Intraday wird kein kontinuierlicher Handel durchgeführt. Auch die Marktkopplung im europäischen Verbund wird in dieser Zeit ausgesetzt. Beim Neustart

muss die Börse dann ihre Handelssysteme zügig hochfahren. Konkret organisiert EPEX SPOT die erste Day-Ahead-Auktion vor dem Neustart-Tag (meist am D-1 um 12:00 wie üblich) für Lieferstunden am Tag D [3]. Sie nimmt Gebote der Marktteilnehmer entgegen, berücksichtigt die von den ÜNB vorgegebenen Kapazitäten und führt die Auktionsberechnung durch. Ähnlich bereitet sie den Intraday-Markt vor: Hier werden z.B. die kontinuierlichen Handelssysteme wieder den Teilnehmern zugänglich gemacht. EPEX informiert ihre Mitglieder laufend, wann sie welche Märkte öffnen will. Die genauen Zeitpunkte werden in Abstimmung mit den ÜNB festgelegt [3]. Auch sorgt die Börse dafür, dass die Marktkopplungsalgorithmen (Euphemia für Day-Ahead, ELBAS für Intraday) entsprechend der Lage arbeiten, etwa Teilgebiete auskoppeln, falls noch nicht alle Länder dabei sein können [2]. Die EEX als Börsenorganisation und Clearingstelle kümmert sich zudem um die Abwicklung: Sie muss klären, wie mit offenen Positionen während des Blackouts umgegangen wird, wie Zahlungen für ausgefallene Lieferungen geregelt werden usw. (Diese Fragen sind in den Börsen-AGB und Notfallplänen adressiert, oft unter *Force Majeure*). Beim Neustart nimmt die Börse das Clearing und Settlement für die ersten Post-Blackout-Geschäfte wieder auf und stellt Transparenzinformationen (Preise, Volumina) bereit.

- Bundesnetzagentur (BNetzA): Die BNetzA ist als Regulierer in Deutschland verantwortlich, die Einhaltung der gesetzlichen Vorgaben sicherzustellen und einen fairen, geordneten Ablauf zu gewährleisten. Schon im Vorfeld hat sie die Notfallpläne der ÜNB genehmigt und dabei auf Ausgewogenheit geachtet. So verlangte die BNetzA z.B. Änderungen an den ursprünglichen ÜNB-Vorschlägen, um „*eine einseitige erhebliche Belastung insbesondere von Betreibern von Stromerzeugungsanlagen zu verhindern*“ [4]. Im Ereignisfall überwacht die BNetzA die Maßnahmen der ÜNB. Sie muss informiert werden, wenn der Markt ausgesetzt wird, und verfolgt genau, wann und wie der Neustart erfolgt. Die BNetzA würde einschreiten, falls z.B. ein ÜNB unnötig lange den Handel blockiert oder Teilnehmer diskriminiert. Nach der Wiederaufnahme erhält sie den vorgeschriebenen ÜNB-Bericht und kann daraus *Lehren* ziehen oder auch Empfehlungen aussprechen [2]. Gegebenenfalls kann die BNetzA auch Untersuchungen einleiten, sollte es Streitfragen geben (etwa zur Abrechnung von nicht gelieferten Strommengen während des Blackouts). Generell ist ihre Rolle die eines Schiedsrichters und Lernenden: sicherstellen, dass alles regelkonform läuft, und die Erfahrungen nutzen, um Regulierungsrahmen anzupassen. Da Blackouts sehr selten sind, ist diese Ex-post-Analyse wichtig. Zudem vertritt die BNetzA deutsche Interessen auf EU-Ebene, falls es um Harmonisierung der Notfallprozesse geht.
- ENTSO-E und regionale Koordinatoren: ENTSO-E (der Verband europäischer ÜNB) hat mit dem Network Code NCER den Rahmen vorgegeben und spielt im Falle eines großflächigen europäischen Blackouts eine koordinierende Rolle. Über ENTSO-E und die Regional Security Coordinator-Initiativen stellen die ÜNB sicher, dass grenzüberschreitend abgestimmt agiert wird. Beispielsweise moderiert ENTSO-E bei einem länderübergreifenden Blackout die Abstimmung, welche Teilnetze wann synchronisiert werden und wie der Stromhandel schrittweise wieder aufgenommen wird. Die in der Verordnung vorgesehenen Mechanismen erlauben ENTSO-E, dass z.B.

teilweise Marktgebiete entkoppelt oder gekoppelt werden je nach Wiederherstellungsgrad [2]. ENTSO-E sammelt auch die 30-Tage-Berichte der betroffenen ÜNB und kann daraus Best Practices ableiten oder an die Regulierer weitergeben [2]. Auf diese Weise fließen Erkenntnisse aus einem Blackout in Europa in die Weiterentwicklung von Standards ein. ENTSO-E koordiniert, ab wann z.B. der europäische Intraday-Verbund wieder aktiv wird oder wie der grenzüberschreitende Bilanzausgleich gehandhabt wird, bis alles normal läuft.

- Weitere wichtige Akteure: Auch Verteilnetzbetreiber (VNB/DSOs) sind indirekt beteiligt: Sie müssen ihrerseits die Niederspannungs- und Mittelspannungsnetze stabilisieren und Kunden zuschalten, was Voraussetzung dafür ist, dass Verbrauch und Erzeugung wie geplant laufen. Zudem unterstützen sie die Kommunikation mit dezentralen Erzeugern. Kraftwerksbetreiber spielen eine Schlüsselrolle beim Schwarzstart und im Inselnetz, sie folgen anfangs den Weisungen der ÜNB, bis sie mit Marktrückkehr wieder nach Fahrplan einspeisen. Einige Kraftwerke verfügen über Schwarzstartfähigkeit und werden im Blackout vom ÜNB angefordert um das Netz zu re-elektrisieren. Bilanzkreisverantwortliche (BKV) managen die kommerziellen Bilanzkreise: Vor dem Blackout gleichen sie Einspeisung und Entnahme über Handel aus; im Blackout ist das ausgesetzt, aber mit Markneustart müssen sie wieder aktiv Ausgleichsenergie vermeiden. Daher müssen BKV zum Neustart-Punkt bereitstehen, ihre Prognosen und Fahrpläne abzugeben und Abweichungen ggf. im Intraday zu handeln, die ÜNB fordern diese Bereitschaft ausdrücklich ein [3]. Großverbraucher (z.B. industrielle Elektrolyse oder Stahlwerke) können im Blackout abgeschaltet sein und beim Wiederanfahren des Marktes als flexible Verbraucher dienen, die evtl. nach Preis wieder ans Netz gehen. Das fließt in die Planungen ein (z.B. Sonderverträge für Lastwiederkehr). Schließlich sind auch politische Stellen und Behörden für Zivilschutz im weiteren Sinn Akteure: In einem echten mehrtagigen Blackout werden Krisenstäbe aktiv sein, die koordinieren, welche Infrastruktur priorisiert versorgt wird. Diese Entscheidungen können Einfluss auf den Hochlauf haben (z.B. Priorität für Bahn oder Krankenhäuser). Aus Marktsicht jedoch liegt der Fokus klar auf den genannten Energieakteuren, allen voran ÜNB und Strombörse.

Weiterführende Quellen und Literatur

Zur Vertiefung des Themas und für formale Grundlagen bieten sich folgende Quellen an:

- EU Network Code “Emergency & Restoration”: *Verordnung (EU) 2017/2196*, insbesondere Artikel 35-38, enthält die europaweit verbindlichen Regeln für Marktaussetzung und -wiederaufnahme im Krisenfall. Dort ist genau festgelegt, unter welchen Bedingungen ein ÜNB Marktaktivitäten aussetzen darf und welche Prozesse einzuhalten sind (inkl. Kommunikations- und Berichtspflichten) [2]. Eine Zusammenfassung bietet z.B. ENTSO-E online [1].
- Deutsche ÜNB-Notfallbestimmungen (2020): “*Bestimmungen für die Aussetzung und Wiederaufnahme von Marktaktivitäten*”, erarbeitet von 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW. Dieses Dokument (veröffentlicht auf netztransparenz.de) beschreibt detailliert die Vorgehensweise in Deutschland: von Kriterien für die Marktaussetzung

über den zeitlichen Ablauf des Markthochlaufs bis hin zur Abrechnung von Ausgleichsenergie im Blackout-Fall. Wichtige Auszüge daraus wurden oben zitiert (z.B. Voraussetzungen und 3-Tage-Vorlauf für den Marktstart [3], besondere Maßnahmen in den ersten 24h [3]).

- Beschluss der Bundesnetzagentur BK6-18-289 (Az. BK6-18-024): Dieser Genehmigungsbeschluss vom 04.08.2020 enthält die Begründung der BNetzA zu den oben genannten ÜNB-Bestimmungen [4]. Hier kann man nachlesen, welche Änderungen die BNetzA forderte (z.B. hinsichtlich fairer Kostenverteilung) [4] und wie die rechtlichen Vorgaben (EnWG, EU-Verordnung) umgesetzt wurden.
- Analysen realer Blackouts: Studien großer Stromausfälle geben Einblick in Herausforderungen und Lösungen. Empfohlen sei z.B. der ENTSO-E Bericht zum Italien-Blackout 2003 [6] oder der Bericht zum europäischen Störfall vom 8. Januar 2021 (Teilausfall im Synchronnetz). Auch der jüngste *Blackout auf der Iberischen Halbinsel am 28. April 2025* bietet wichtige Informationen, etwa wie die spanischen und portugiesischen ÜNB innerhalb von ca. 18 Stunden das System wieder aufbauten [5]. Solche Berichte zeigen, dass ein koordinierter Markthochlauf nicht nur theoretisch geplant ist, sondern auch praktisch funktioniert. Allerdings immer mit spezifischen Anpassungen je nach Situation.
- Fachliteratur und Studien: In der energiewirtschaftlichen Literatur wird das Thema Blackout-Wiederanlauf eher selten behandelt. Dennoch gibt es einige Arbeiten: Eine aktuelle Untersuchung von Fotis *et al.* (2023) diskutiert Restoration Strategies nach großen Blackouts und erwähnt die Rolle von smart grids und Märkten beim Wiederhochfahren [8]. In Österreich lief das Forschungsprojekt *BlackÖ.2* [9] zur Blackout-Prävention und -Intervention, das ebenfalls organisatorische Abläufe beschreibt.
- Für spezifische Fragen der Abrechnung im Blackout sei auf Informationen verwiesen, die z.B. diskutieren, wie Ausgleichsenergiekosten verteilt oder Börsenverträge gehandhabt werden, wenn der Markt ausfällt (Stichwort Force-Majeure-Klauseln oder Höhere-Gewalt).

Zusammenfassend steht ein mehrtägiger Blackout zwar als Worst-Case-Szenario im Raum, doch Regeln und Akteure sind vorbereitet, den Strommarkt geordnet neu zu starten. Die Erfahrungen und Regularien in Deutschland und Europa zeigen, dass technische Netz-Wiederherstellung und Marktmechanismen Hand in Hand gehen müssen: Zuerst wird die physische Versorgung gesichert, dann kehren schrittweise Angebot und Nachfrage auf den Markt zurück, unter der Aufsicht von ÜNB, Börse und Regulierern, sodass nicht nur die Versorgung wiederhergestellt ist, sondern auch der reguläre Preisbildungsprozess wieder greift. [3]

Anerkennungen

Diese Arbeit wurde von der Helmholtz-Gemeinschaft im Rahmen des Projekts „Helmholtz-Plattform zum Design robuster Energiesysteme und Rohstoffversorgung“ (RESUR) unterstützt.

Referenzen

- [1] Europäische Kommission (2017): Network code on electricity emergency and restoration. EUR-Lex. Online verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/EN/legal-content/summary/network-code-on-electricity-emergency-and-restoration.html>, zuletzt geprüft am: 01.12.2025.
- [2] Europäische Kommission (2017): Verordnung (EU) 2017/2196 der Kommission vom 24. November 2017 zur Festlegung eines Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes. In: Amtsblatt der Europäischen Union. Online verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R2196&from=EN>, zuletzt geprüft am: 01.12.2025.
- [3] 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (2018): Bestimmungen für die Aussetzung und Wiederaufnahme von Marktaktivitäten und die Bestimmungen für die Abrechnung im Falle einer Aussetzung von Marktaktivitäten gemäß Artikel 36 Abs. 1 und Artikel 39 Abs. 1 i. V. m. Artikel 4 Abs. 2 e und f der Verordnung (EU) 2017/2196. Online verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2018/BK6-18-289/BK6-289_bestimmungen_vom_18_12_2018.pdf?blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am: 01.12.2025.
- [4] Bundesnetzagentur (2020): Beschluss der Beschlusskammer 6 – BK6-18-289: Bestimmungen für die Aussetzung und Wiederaufnahme von Marktaktivitäten. Online verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2018/BK6-18-289/BK6-18-289_beschluss_vom_04.08.2020.pdf?blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am: 01.12.2025.
- [5] ENTSO-E (2025): 28 April Blackout in Spain and Portugal: Expert Panel releases comprehensive factual report. News-Mitteilung. Online verfügbar unter: <https://www.entsoe.eu/news/2025/10/03/28-april-blackout-in-spain-and-portugal-expert-panel-releases-comprehensive-factual-report/>, zuletzt geprüft am: 01.12.2025.
- [6] ENTSO-E (2004): Final report of the Investigation Committee on the 28 September 2003 blackout in Italy. Bericht. Online verfügbar unter: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/publications/ce/otherreports/20040427_UCTE_IC_Final_report.pdf, zuletzt geprüft am: 01.12.2025.
- [7] ENTSO-E (2021): Final report on the separation of the Continental Europe power system on 8 January 2021. Bericht. Online verfügbar unter: <https://www.entsoe.eu/news/2021/07/15/final-report-on-the-separation-of-the-continental-europe-power-system-on-8-january-2021/>

[report-on-the-separation-of-the-continental-europe-power-system-on-8-january-2021/](#), zuletzt geprüft am: 01.12.2025.

[8] Fotis, G.; Vita, V.; Maris, X.; Theodiris, Y. (2023): Risks in the European Transmission System and a Novel Restoration Strategy for a Power System after a Major Blackout. Online verfügbar unter: <https://www.mdpi.com/2076-3417/13/1/83>, zuletzt geprüft am: 01.12.2025.

[9] Reichl, J.; Schmidthaler, M.; Bruyn, X.; et al. (2016): Blackoutprävention und -intervention – Endbericht. Online verfügbar unter: https://energieinstitut-linz.at/wp-content/uploads/2016/06/BlackO_2_Endbericht_aa0e3.pdf, zuletzt geprüft am: 01.12.2025.

Working Paper Series in Production and Energy

recent issues

- No. 77 Raphael Heck, Paul Hahn, Frank Schultmann: A georeferenced agent-based model for farmer's decision-making to adopt biorefineries
- No. 76 Jonathan Vogl, Max Kleinebrahm, Moritz Raab, Russell McKenna, Wolf Fichtner - A Review of Challenges and Opportunities in Occupant Modeling for Future Residential Energy Demand
- No. 75 Sandra Huster, Andreas Rudi, Frank Schultmann, Ralph Schneider, Charlotte Schmidt, Valentin Honold: Abschlussbericht E-Akteur –Akteursbeziehungen in der Kreislaufwirtschaftlichen Wertschöpfung von E-Fahrzeughärtterien
- No. 74 Katharina Eberhardt, Amelie Schwärzel, Sonja Rosenberg, Frank Schultmann: Vergleichende Analyse der staatlichen Notfallbevorratung von Lebensmitteln: Strategien und Herausforderungen in Deutschland, der Schweiz und Finnland
- No. 73 Sandra Huster, Manuel Droll, Frank Schultmann: Refabrizierte Ersatzteile: Die Perspektive von Kfz-Werkstätten
- No. 72 Uwe Langenmayr, Manuel Ruppert: Calculation of Synthetic Energy Carrier Production Costs with high Temporal and Geographical Resolution
- No. 71 Daniel Fett, Christoph Fraunholz, Malin Lange: Provision of Frequency Containment Reserve from Residential Battery Storage Systems - A German Case Study
- No. 70 Erik Jansen, Julia Schuler, Armin Ardene, Viktor Slednev, Wolf Fichtner and Marc E. Pfetsch: Global Logistics of an Iron-based Energy Network: A Case Study of Retrofitting German Coal Power Plants
- No. 69 Christian Will, Florian Zimmermann, Axel Ensslen, Christoph Fraunholz, Patrick Jochem, Dogan Keles: Can electric vehicle charging be carbon neutral? Uniting smart charging and renewables
- No. 68 Anthony Britto, Emil Kraft, Joris Dehler-Holland: Steelmaking Technology and Energy Prices: The Case of Germany
- No. 67 Anthony Britto, Joris Dehler-Holland, Wolf Fichtner: Wealth, Consumption, and Energy-Efficiency Investments
- No. 66 Martin Hain, Tobias Kargus, Hans Schermeyer, Marliese Uhrig-Homburg, Wolf Fichtner: An Electricity Price Modeling Framework for Renewable-Dominant Markets
- No. 65 Martin Klarmann, Robin Pade, Wolf Fichtner, Nico Lehmann: Energy Behavior in Karlsruhe and Germany
- No. 64 Florian Zimmermann, Dogan Keles: State or Market: Investments in New Nuclear Power Plants in France and Their Domestic and Crossborder Effects
- No. 63 Paul Heinzmann, Simon Glöser-Chahoud, Nicolaus Dahmen, Uwe Langenmayr, Frank Schultmann: Techno-ökonomische Bewertung der Produktion regenerativer synthetischer Kraftstoffe
- No. 62 Christoph Fraunholz, Kim K. Miskiw, Emil Kraft, Wolf Fichtner, Christoph Weber: On the Role of Risk Aversion and Market Design in Capacity Expansion Planning

The responsibility for the contents of the working papers rests with the author, not the institute. Since working papers are of preliminary nature, it may be useful to contact the author of a particular working paper about results or caveats before referring to, or quoting, a paper. Any comments on working papers should be sent directly to the author.

Impressum

Karlsruher Institut für Technologie

Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP)
Deutsch-Französisches Institut für Umweltforschung (DFIU)

Hertzstr. 16
D-76187 Karlsruhe

KIT – Universität des Landes Baden-Württemberg und
nationales Forschungszentrum in der Helmholtz-Gemeinschaft

Working Paper Series in Production and Energy
No. 78, Dezember 2025

ISSN 2196-7296

www.iip.kit.edu