

THINK.
LINK.
DO.

**Systemstabilität im Umbruch:
Anforderungen an ein
zuverlässiges Energiesystem**

E+E Insight Paper – Mai 2025



Die in diesem E+E Insight Paper diskutierten Ansätze und Konzepte sind Teil intensiver Forschungsarbeiten im [E+E Profilthema Integrated Energy Systems \(IES\)](#) der Technischen Universität Darmstadt. Hier arbeiten rund 20 Fachgebiete aus Elektrotechnik, Maschinenbau, Bauingenieurwesen, Mathematik und Politikwissenschaften gemeinsam an der Entwicklung intelligenter Energiesysteme, in denen Strom, Wärme und Mobilität sektorübergreifend vernetzt sind. Ein besonderer Fokus liegt auf der Frage, wie EE-Anlagen zur Systemstabilität beitragen können – zum Beispiel durch virtuelle Massenträgheiten, schnelle Frequenzregelungen oder netzbildende Wechselrichter. Dabei kommen Speichertechnologien wie Superkondensatoren (sog. Supercaps) in Verbindung mit Lithium-Ionen-Batterien zum Einsatz. Weitere Forschungsarbeiten zielen auf strukturstabile Regelungsverfahren zur Vermeidung unerwünschter Schwingungen sowie auf Verfahren zur dynamischen Netzidentifikation.

Kernaussagen und Handlungsbedarf:

- Mit dem Rückgang konventioneller Kraftwerke verändern sich zentrale Funktionen im Stromnetz, etwa bei Frequenzhaltung, Spannungsregelung und Schwingungsdämpfung, die nun verstärkt durch neue Technologien übernommen werden müssen.
- Erneuerbare Energien speisen über leistungselektronische Wechselrichter ein, die anders auf Netzereignisse reagieren als rotierende Generatoren und neue Konzepte zur Stabilisierung erforderlich machen.
- Frequenzabweichungen breiten sich in der heutigen Netzstruktur schneller und stärker aus, wodurch der Bedarf an gezielter Regelung und abgestimmten Schutzmechanismen steigt.
- EE-Anlagen können zur Netzstabilität beitragen, wenn sie mit Speichern ausgestattet oder unterhalb ihres maximalen Leistungspunkts betrieben werden. Auf zentraler Ebene können großskalige Speicher Momentanreserve bereitstellen und Leistungsflüsse gezielt steuern.
- Als zentrale Zukunftstechnologie gelten sogenannte *Grid Forming Converter* – netzbildende Wechselrichter, die klassische Kraftwerksfunktionen, wie die Vorgabe und Stabilisierung von Frequenz und Spannung übernehmen können.
- Mit der kürzlich beschlossenen marktgestützten Beschaffung von Momentanreserve sind die Weichen für systemdienliche Lösungen gestellt – nun kommt es auf eine zügige Umsetzung in der Praxis an.
- Durch koordinierte Maßnahmen auf technologischer, wirtschaftlicher und politischer Ebene lassen sich Versorgungssicherheit und Netzstabilität auch künftig gewährleisten.

Systemstabilität im Umbruch: Anforderungen an ein zuverlässiges Energiesystem

**Prof. Dr.-Ing. Gerd Griepentrog, Prof. Dr.-Ing. Jutta Hanson,
Prof. Dr. Michèle Knodt**

Ein unerwarteter Stromausfall in Spanien und Portugal am 28. April 2025 hat Fragen zur Stabilität der europäischen Energieversorgung aufgeworfen. Während die genauen Ursachen noch untersucht werden, geraten erneuerbare Energien zunehmend ins Zentrum der öffentlichen Diskussion - nicht zuletzt befeuert durch Stimmen, die der Energiewende grundsätzlich kritisch gegenüberstehen. Diese Entwicklung verdeutlicht die Dringlichkeit, die Auswirkungen des steigenden Anteils erneuerbarer Energien auf das Stromnetz genauer zu analysieren. Welche Risiken und Chancen entstehen für die Netzstabilität, und welche Maßnahmen könnten Abhilfe schaffen? Anstatt vorschnellen Spekulationen Raum zu geben, beleuchten wir, wie das Verhalten des Stromnetzes sich unter veränderten Bedingungen wandelt und welche Anpassungen tatsächlich erforderlich sind.

Erzeugungswandel und Netzstabilität

Der verstärkte Einsatz von erneuerbaren Energien (EE-Anlagen) führt zu einem tiefgreifenden Wandel in der elektrischen Energieversorgung. Das bislang etablierte Prinzip einer Energieversorgung aus zentralen, verbrauchernahen konventionellen Kraftwerken (Kohlekraftwerke, Kernkraftwerke) mit Einspeisung in die Höchst- und Hochspannungsnetze wird zunehmend durch die Einspeisung volatiler Erzeugung aus erneuerbaren Energien ersetzt - sowohl zentral in die Höchst- und Hochspannung als auch dezentral in Mittel- und Niederspannungsnetze.

Diese Entwicklung hat direkte Auswirkungen auf das Verhalten des elektrischen Versorgungsnetzes. Das elektrische Netz selbst kann keine Energie speichern – abgesehen von der vernachlässigbaren Energie, die in Leitungskapazitäten und –kapazitäten gespeichert ist. Daher muss jederzeit ein **präzises Gleichgewicht** zwischen der eingespeisten Energie und den geringen Übertragungsverlusten sowie der Deckung der angeschlossenen Lasten bestehen, um die 50 Hz Netzfrequenz stabil zu erhalten.

Gerät die Balance zwischen Einspeisung, Verlusten und Last aus dem Gleichgewicht, spiegelt sich das unmittelbar in einer Veränderung der Netzfrequenz wider. Dies lässt sich in Echtzeit auch im Internet, wie beispielsweise auf der Webseite [Netzfrequenzmessung](https://netzfrequenzmessung.de), beobachten.

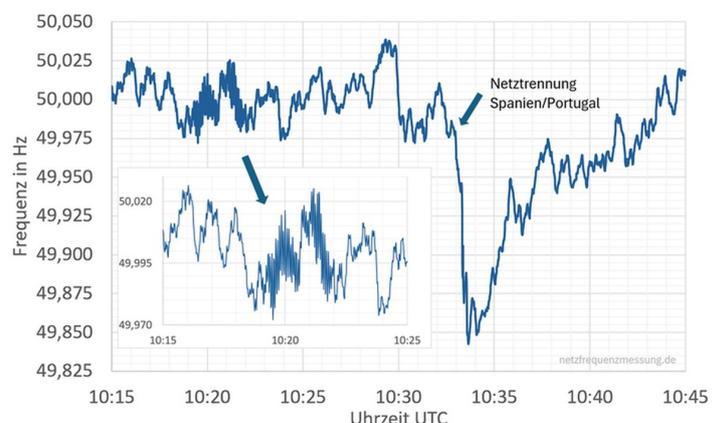


Abbildung 1: Frequenzabfall im Verbundnetz durch Wegfall des spanischen Stromexports (Quelle: netzfrequenzmessung.de)

In der Regel bewegt sich die **Netzfrequenz** nur in einem sehr engen Toleranzbereich, so dass bereits bei einer Abweichung von +/- 0,01 Hz um den Sollwert von 50 Hz Schutzmechanismen greifen – was im Normalbetrieb meist unbemerkt bleibt.

Warum sind 50 Hertz im Stromnetz so wichtig?

Die Netzfrequenz von 50 Hertz – also 50 Wechsel der Stromrichtung pro Sekunde – ist ein fundamentaler Bestandteil des europäischen Stromnetzes. Sie muss konstant gehalten werden, da die angeschlossenen Geräte, Generatoren und Verbraucher darauf ausgelegt sind. Die Frequenz von 50 Hertz wurde in Europa bereits in den 1890er-Jahren als Standard festgelegt, während sich Nordamerika auf 60 Hertz einigte. Diese Wahl beruhte im Wesentlichen auf den technischen Möglichkeiten jener Zeit, insbesondere im Hinblick auf den Bau von Kraftwerksgeneratoren.

Die Einhaltung der Frequenz ist entscheidend für die Stabilität und Funktionsfähigkeit des Stromnetzes. Außerdem ist die Frequenz ein direkter Indikator für das Gleichgewicht zwischen Stromerzeugung und -verbrauch: Wird mehr elektrische Energie erzeugt als verbraucht, steigt die Frequenz. Wird hingegen mehr verbraucht als erzeugt, sinkt sie. Netzbetreiber überwachen die Frequenz daher laufend und steuern sie aktiv, etwa durch Anpassung der Leistungsabgabe, mit dem Ziel, die Frequenz möglichst nahe bei 50 Hz zu halten.

Sinkt die Frequenz deutlich unter 50 Hz – etwa durch den Ausfall von Kraftwerken oder eine zu hohe Last – werden automatische Schutzmechanismen aktiviert, um größere Schäden im Netz zu verhindern. Umgekehrt kann ein Energieüberschuss die Frequenz erhöhen, was ebenfalls riskant ist. Bei Werten unter 47,5 Hz oder über 51,5 Hz greifen Netzschutzsysteme, die Kraftwerke automatisch vom Verbund trennen.

Im April 2025 trat eine Netztrennung der iberischen Halbinsel auf, die regional in einem flächendeckenden Blackout endete. Die Ursachen hierfür werden im Moment gesucht.

Große Frequenzänderungen können die Stabilität des Stromnetzes gefährden und im Extremfall zu automatischen Abschaltungen von Anlagen oder Verbrauchern sowie zur Trennung von Netzabschnitten führen. Daher muss auf jede Änderung der elektrischen Lasten oder

der Einspeisung – etwa durch auffrischenden Wind oder aufziehende Wolken, die die Leistung von EE-Anlagen beeinflussen – unmittelbar reagiert werden. Hierfür stehen verschiedene Mechanismen zur Verfügung, die je nach Geschwindigkeit und Ausmaß der Veränderung wirken bzw. zum Einsatz kommen.

Momentanreserve durch rotierende Massen (sofort)

In den ersten Sekunden nach Eintritt der Störung wirkt instantan die sogenannte Momentanreserve. Sie speist sich traditionell aus der in den Massenträgheiten („Inertia“) gespeicherten Rotationsenergie der Kraftwerksgeneratoren – insbesondere der Dampfturbine (bei Kohle- oder Kernkraftwerken), ist also „einfach da“. Wenn die Frequenz sinkt und damit die Unterdeckung zunimmt, werden traditionelle Kraftwerksgeneratoren und Turbinen abgebremst, wodurch deren Bewegungsenergie reduziert und zusätzliche Leistung in das Netz eingespeist wird. Bei steigender Frequenz läuft der Vorgang in umgekehrter Richtung ab. Dieser physikalische Effekt wirkt unmittelbar stabilisierend, da er die Änderungsrate der Frequenz (Rate of Change of Frequency, ROCOF) begrenzt – ganz ohne externe Steuerung.

Primärregelung zur Stabilisierung der Frequenz (wirkt innerhalb von 30 Sekunden)

Unmittelbar nach dem Wirken der Momentanreserve setzt die Primärregelung ein. Hier passen Regler in Kraftwerken die Einspeiseleistung automatisch an die festgestellte Frequenzabweichung an. Ziel ist, die Frequenzänderung zu stoppen und ein neues stationäres Gleichgewicht herzustellen. Dabei bleibt die Frequenz zunächst noch außerhalb des Sollwerts von 50 Hz.

Sekundärregelung zur Rückführung auf 50 Hz (wirkt innerhalb von 5 Minuten)

Die Sekundärregelung übernimmt die Aufgabe, die Netzfrequenz wieder exakt auf 50 Hz zu bringen. Dies geschieht automatisiert durch Kraftwerke in der vom Ausfall betroffenen Regelzone.

Tertiärregelung zur Einsatzoptimierung (wirkt innerhalb von 15 Minuten)

In einem weiteren Schritt sorgt die Tertiärregelung für eine wirtschaftliche und strategische Nachsteuerung des Kraftwerkseinsatzes. Sie kann manuell oder automatisiert erfolgen und stellt sicher, dass die Systemreserve wieder aufgefüllt wird – etwa für den Fall weiterer Störungen wie dem Ausfall zusätzlicher Erzeuger.

Von Kraftwerken zu volatiler Einspeisung

Mit dem verstärkten Rückgang konventioneller Kraftwerke nimmt auch die im Netz verfügbare Momentanreserve ab – die Folge: Bei einem Ungleichgewicht ändert sich die Frequenz schneller als früher. Erneuerbare Energien wie Photovoltaik- und Windkraftanlagen speisen die elektrische Leistung zu einem sehr großen Teil über leistungselektronische Wechselrichter in das Netz ein. Diese Wechselrichter wandeln eine Gleichspannung in die für das Netz erforderliche 50 Hz Wechselspannung um, indem sie sich mit der Netzfrequenz synchronisieren und dann takt synchron einspeisen. Da Wechselrichter selbst – abgesehen von geringen Energiemengen in Zwischenkreis-Kondensatoren, Drosseln und EMV-Filtern – keine Energie speichern können, sind sie ohne zusätzliche Speicherelemente nicht in der Lage eine Momentanreserve bereitzustellen zu können. Dies stellt neue Anforderungen an die Stabilität des Netzes. Frühere Generationen von EE-Anlagen, die vor über 20 Jahren installiert wurden, waren primär auf die Einspeisung elektrischer Leistung ins Netz ausgelegt. Netzstabilitätsaspekte spielten in ihrer Auslegung eine untergeordnete Rolle. Aufgrund des damals noch geringen Anteils dieser Anlagen an der gesamten Erzeugungsleistung wirkte sich das zunächst nicht negativ auf die Netzstabilität aus.



Abbildung 2: Solar- und Windkraft decken inzwischen rund 65 % der Stromerzeugung – mit wachsenden Anforderungen an die Netzstabilität. (Bildquelle: Pixabay)

Mit zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung stieg auch die Notwendigkeit, dass sich die EE-Anlagen an der Stabilisierung des Netzes beteiligen. Da zunehmend weniger konventionelle Kraftwerke für diese Aufgabe zur Verfügung standen, wurden die technischen Anforderungen an netzeinspeisende Wechselrichter im Laufe der Zeit deutlich ausgeweitet. So muss

bei lokalen Spannungserhöhungen regulierend eingegriffen werden, die Leistung bei einer Netzfrequenz von über 50,2 Hz linear mit dem Frequenzanstieg gedrosselt oder bei einer Kurzunterbrechung der Betrieb aufrechterhalten werden. Solche und weitere Anforderungen sind in internationalen und nationalen Standards definiert und haben dazu beigetragen, dass die Netzstabilität auch bei einem hohen Anteil an EE-Anlagen gewährleistet werden kann.

Neben dem beschriebenen Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch übernehmen die konventionellen Kraftwerke bislang weitere Aufgaben, die heute zunehmend von EE-Anlagen geleistet werden müssen. Eine zentrale Aufgabe ist die Spannungshaltung – also dafür zu sorgen, dass in allen Netzebenen ein stabiles Spannungsniveau herrscht. Das geschieht zum Beispiel durch die Einstellung von Transformatorabgriffen und die Steuerung der Blindleistung. Für die Verbraucher bedeutet das, dass an der Steckdose zuverlässig eine Netzspannung von 230 V anliegt. Dieses ausgeglichene Spannungsniveau gilt für alle Spannungsebenen des Netzes. Auch in diese Regelung werden die EE-Anlagen einbezogen, da Spannungsschwankungen – etwa infolge von Netzfehlern, Schalthandlungen oder sich verändernder Last – die Netzstabilität gefährden können. Besonders bei Netzfehlern ist die Beteiligung der EE-Anlagen an der Spannungsstützung essenziell: Ohne entsprechende Reaktion kann sich ein großflächiger Spannungsabfall ausbilden, der sogenannte „Spannungstrichter“. In einem Spannungstrichter sind zahlreiche Verbraucher und Erzeuger von einem Spannungseinbruch betroffen, was unkoordinierte Abschaltungen oder Regelreaktionen auslösen kann – mit potenziell weitreichenden Folgen für die Netzstabilität.

Ein weiterer Aspekt des Rückgangs konventioneller Kraftwerke ist ihr fehlender Beitrag zur Dämpfung von Netzfrequenzen, die zusätzlich zur 50-Hz-Grundfrequenz auftreten. So ist die Regelung der konventionellen Kraftwerke des kontinentaleuropäischen Netzes in der Lage, Leistungspendelungen mit Frequenzen im Bereich von 0,1 – 2 Hz (Inter-Area-Oscillations) zu dämpfen. Diese Frequenzen treten in ausgedehnten Netzen wie dem kontinentaleuropäischen Verbundsystem auf – insbesondere zwischen Kraftwerken, die sich am geographischen Rand des Netzes befinden. Bereits kleine Änderungen im Netz können Schwingungen zwischen Kraftwerken auslösen, die sich über das gesamte Netz ausbreiten. Bei den konventionellen Kraftwerken reicht in der Regel eine einfache Dämpfungsregelung aus, um solche Schwingungen zu verhindern. Werden diese Kraftwerke jedoch vom Netz genommen, muss geprüft werden, ob die Schwingungen

weiterhin auftreten. Die Aufgabe der Dämpfung muss in gleicher Weise von den EE-Anlagen übernommen werden.

Neben den beschriebenen niedrigen Frequenzen ergeben sich durch den verstärkten Einsatz der EE-Anlagen weitere Anforderungen. Dabei muss sichergestellt werden, dass die bei der oben beschriebenen Wandlung der Gleichspannung in die Wechselspannung mit 50 Hz eingesetzte Regelung nicht zu Problemen mit der Stabilität führt. Die Taktung der EE-Anlagen kann unbeabsichtigt mit natürlichen Schwingungen im Netz zusammentreffen und diese verstärken. Auch die Regelungen mehrerer Anlagen können sich gegenseitig beeinflussen und dadurch instabile Betriebszustände auslösen.

Technische Lösungen für ein stabiles Stromnetz

Trotz umfangreicher Fortschritte bei der Integration erneuerbarer Energien ist festzuhalten, dass die Anforderungen an die Systemstabilität - insbesondere in Bezug auf Frequenz-, Spannungs- und Winkelstabilität - bislang nicht vollständig durch die im Netz befindlichen Wechselrichter erfüllt werden. Dies liegt nicht an technischen Grenzen – moderne Wechselrichter könnten diese Aufgabe zusammen mit angeschlossenen Kurzzeitspeichern grundsätzlich übernehmen. Hierfür stehen verschiedene Lösungsansätze zur Verfügung:

Dezentrale Ansätze:

- **Speicherintegration in Wechselrichtern:** Durch die Ausstattung von Wechselrichtern mit kleinen Energiespeichern (z. B. Superkondensatoren) kann bei Frequenzabfall kurzfristig zusätzliche Leistung eingespeist werden. Die erforderliche Speicherkapazität liegt bei etwa 0,5 kWh pro MW installierter Leistung.
- **Leistungsreserve durch Abregelung vom MPP:** Der Betrieb unterhalb des Maximum Power Point (z. B. bei 98 % der maximal möglichen Einspeisung) schafft einen Spielraum für schnelle Regelung.
- **Nutzung der mechanischen Trägheit von Windkraftanlagen:** Studien zeigen, dass auch das Massenträgheitsmoment von der Rotornabe mit den Rotorblättern zur Frequenzstützung beitragen kann, indem es kontrolliert zur Energieabgabe genutzt wird.

Zentrale Ansätze:

- **Großspeicherbasierte Systeme im Stromnetz:** Zentrale Anlagen mit hohem Energieinhalt im Stromnetz können bei Frequenzabweichungen schnell Energie

einspeisen oder aufnehmen. Diese Systeme stellen eine synthetische Momentanreserve bereit.

- **Erweiterung von HGÜ-Konverterstationen:** Bestehende oder neue HGÜ-Systeme (Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung) können mit Energiespeichern ausgestattet werden, um netzstabilisierend zu wirken – insbesondere bei überregionalen Leistungsflüssen.

Allen Lösungsansätzen ist gemein, dass sie die hohe Regelgeschwindigkeit moderner Leistungselektronik mit geeigneten Energiespeichern kombinieren. Damit wird eine sofortige Frequenzstabilisierung möglich – eine essenzielle Voraussetzung, um auch bei vollständiger Versorgung aus erneuerbaren Energien ein stabiles Netz zu gewährleisten. Dies ist entscheidend für die Versorgungszuverlässigkeit in Deutschland – einem Land, das **bislang eines der stabilsten Stromnetze weltweit** betreibt, was maßgeblich zur wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit und zum gesellschaftlichen Lebensstandard beiträgt.

Weichenstellung für die Umsetzung

Die beschriebenen Herausforderungen und Lösungsansätze sind der Fachwelt seit langem bekannt. Die letzte Bundesregierung hatte hierzu eine **Roadmap „Systemstabilität“** vorgelegt und damit den Weg zur praktischen Umsetzung eingeschlagen. Mit der Festlegung der Bundesnetzagentur zur marktgestützten Beschaffung von Momentanreserve im April 2025 existiert nun ein regulatorischer Rahmen, der gezielt auf netzstabilisierende Leistungen ausgerichtet ist und die Integration systemdienlicher Technologien fördert.

Zahlreiche Institute und Universitäten in Deutschland und in Europa - insbesondere Dänemark - haben zur Systemstabilität bereits Forschungsarbeiten und Felderproben durchgeführt, auch die Autoren dieses Papiers. Die Lösungsansätze sind unter Begriffen wie **Grid Forming Converter** oder **Grid Stabilizing Converter** bekannt. Dabei handelt es sich um leistungselektronische Wechselrichter, die netzbildend wirken können: Sie übernehmen zentrale Aufgaben für die Netzstabilität, etwa durch die Vorgabe von Frequenz, Spannung oder Momentanreserve – Funktionen, die bisher konventionellen Kraftwerken vorbehalten waren. Was nun erforderlich ist, ist ihre breite Umsetzung und Nachrüstung im großtechnischen Maßstab für die Vielzahl der EE-Anlagen – unterstützt durch eine schnelle Umsetzung der marktgestützten Beschaffung von Momentanreserve. Damit kann auch bei weiter wachsendem Anteil erneuerbarer Energien ein stabiles Stromnetz gewährleistet werden.

Glossar

Blackout: Großflächiger Stromausfall, bei dem weite Teile des Netzes ungewollt vom Rest des Netzes getrennt werden.

Blindleistung: Teil der elektrischen Leistung, die im Netz pendelt, aber keine Energie überträgt – wichtig zur Spannungshaltung im Netz.

Dämpfungsregelung: Maßnahme zur Abschwächung unerwünschter Netzschwingungen, insbesondere bei Frequenzschwankungen.

HGÜ (Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung): Technologie zur verlustarmen Übertragung großer Energiemengen über lange Strecken, etwa von Offshore-Windparks ins Höchstspannungsnetz an Land.

Inter-Area-Oscillations: Niederfrequente Leistungsschwingungen zwischen entfernt liegenden Netzgebieten.

Last: Gesamtheit aller elektrischen Verbraucher im Netz zu einem bestimmten Zeitpunkt.

Momentanreserve: Sofort verfügbare Leistung aus der Rotationsenergie großer Generatoren, die die Netzfrequenz kurzfristig stabilisiert.

Maximum Power Point (MPP): Leistungspunkt, an dem eine Solaranlage die maximal mögliche Leistung ins Netz einspeist.

Primärregelung: Erste automatische Reaktion auf eine Frequenzabweichung – innerhalb von Sekunden durch Kraftwerksregler ausgeführt.

Resonanzfrequenz: Frequenz, bei der ein System zu verstärkten Schwingungen neigt und die im Strom-

netz problematisch ist, wenn die Schwingungen nicht gedämpft werden.

Rate of Change of Frequency (ROCOF): Maß für die Änderungsrate der Netzfrequenz. Je höher der ROCOF, desto instabiler verhält sich das Stromnetz.

Sekundärregelung: Automatisierte Netzregelung zur Rückführung der Frequenz auf exakt 50 Hz innerhalb weniger Minuten.

Spannungshaltung: Aufrechterhaltung stabiler Spannungsniveaus im Netz, etwa durch Blindleistung oder Transformatorsteuerung.

Spannungstrichter: Großflächiger Spannungsabfall im Netz, der unkoordinierte Abschaltungen oder Fehlfunktionen auslösen kann.

Superkondensatoren (Supercaps): Leistungsfähige Kurzzeitspeicher, die elektrische Energie physikalisch über elektrische Felder speichern. Sie zeichnen sich durch extrem schnelle Lade- und Entladezeiten sowie eine hohe Lebensdauer aus und eignen sich besonders zur Netzstabilisierung, etwa bei Frequenzabweichungen oder als virtuelle Momentanreserve.

Tertiärregelung: Nachgelagerte Regelmaßnahme zur wirtschaftlichen Optimierung des Kraftwerkseinsatzes und Wiederherstellung der Systemreserve.

Wechselrichter: Gerät zur Umwandlung von Gleichstrom in netzkonformen Wechselstrom. Essenziell für die Einspeisung von Solar- und Windenergie.

Das Forschungsfeld Energy and Environment (E+E)

Im Forschungsfeld E+E forschen Professor:innen, Promovierende und noch viel mehr Studierende an relevanten Fragestellungen und zukunftsweisenden Lösungen für Energie und Umwelt. Unser Selbstverständnis THINK. LINK. DO. spannt den Bogen von der ersten Idee bis zur praktischen Umsetzung.

THINK. steht in E+E für Vordenken und umfasst die Ideenentwicklung, die wissenschaftliche Konzeption, Analyse und Bewertung von Materialien, Technologien und Konzepten. Für ein tiefgreifendes Verständnis werden maßgeschneiderte Grundlagenexperimente, innovative Methoden, empirische Studien, theoretische Modelle und virtuelle, numerische Simulationen eingesetzt.

LINK. steht für die Überzeugung, dass Lösungsszenarien gemeinsam unter Beachtung unterschiedlicher Perspektiven erforscht und entwickelt werden müssen. Die Analyse erstreckt sich über den kompletten Produktlebenszyklus von den Materialien über die Technologien bis zum sozio-technischen System. Dabei geht es auch um das Aushandeln von Metriken für soziale Kosten und Nachhaltigkeit unter Mitwirkung von Wissenschaft, Industrie, Gesellschaft und Politik.

DO. steht für gemeinsame Reallabore und Demonstratoren in E+E sowie die Unterstützung bei der Umsetzung in Industrie und Gesellschaft. Beispiele sind die Eta-Fabrik für die energieeffiziente Produktion, die Projekte EnEff:Campus, SWIVT und DELTA für die energieeffiziente Vernetzung von Quartieren und Städten oder die Ausgründung Focused Energy zur Kernfusion. Do steht für Unternehmertum und intensiven Austausch mit Industrie und Gesellschaft.

Impressum

Autoren:

Prof. Dr.-Ing. Gerd Griepentrog, Prof. Dr.-Ing. Jutta Hanson,
Prof. Dr. Michèle Knodt

E+E Profilverein: [Integrated Energy Systems \(IES\)](#)

DOI: [10.5281/zenodo.15583350](https://doi.org/10.5281/zenodo.15583350)

Herausgeber:

Forschungsfeld Energy and Environment (E+E)
Technische Universität Darmstadt
Peter-Grünberg-Straße 10
64287 Darmstadt

Redaktion und Gestaltung: Stefanie Warmuth

Kontakt: energy-and-environment@tu-darmstadt.de

Webseite: www.tu-darmstadt.de/ee