



Bildnachweis: Shutterstock/TechSolution

Engpassmanagement

Mit wachsendem Zubau dezentraler Anlagen steigt die Komplexität des Engpassmanagements. Datenbasierte Ansätze bieten einen effizienten Lösungsweg, um die steigende Zahl gleichzeitiger Eingriffe automatisiert zu koordinieren.

Durch die fortschreitende Integration erneuerbarer Energien sowie neuartiger Lasten wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen steigt die Komplexität des Verteilnetzbetriebs erheblich. Lastflüsse werden bidirektional und die Häufigkeit sowie Intensität von Engpasssituationen im Niederspannungsnetz nehmen zu. Engpassmanagement gehört damit zu den zentralen operativen Aufgaben des Verteilnetzbetreibers. Dabei wird es durch den wachsenden Bestand an dezentralen Anlagen und steuerbaren Verbrauchseinrichtungen zunehmend komplexer. Die Koordination einer Vielzahl gleichzeitiger Steuerungseingriffe, von der Abregelung von PV-Anlagen über die Steuerung von Wallboxen bis zur Stufenstellung regelbarer Ortsnetztransformatoren, übersteigt die Kapazitäten manueller Betriebsführung. Daten- und KI-basierte Ansätze bieten eine skalierbare Lösung, um Engpasssituationen frühzeitig zu erkennen, Steuermaßnahmen zu priorisieren und den Netzbetrieb effizient zu koordinieren (siehe Abbildung 1).

Bewertung der Umsetzbarkeit

Die Umsetzung des Anwendungsfalls erfordert eine tiefe Integration in bestehende Systemarchitekturen, stellt hohe

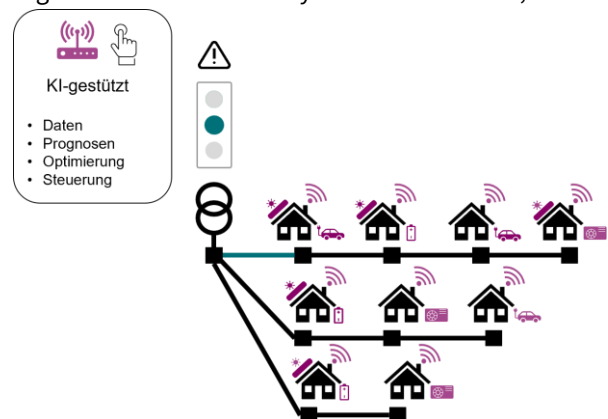


Abbildung 1: Schematische Darstellung des Engpassmanagements unter Einsatz von KI

Anforderungen an Datenverfügbarkeit und Echtzeitorientierung und ist gleichzeitig durch den regulatorischen Rahmen des §14a EnWG mit erheblichem Handlungsdruck verbunden.

Die zeitlichen Anforderungen an das Engpassmanagement sind meist durch die regulatorischen Reaktionszeiten definiert und stellen eine harte technische Grenze dar. So gibt die §14a-Festlegung (Bundesnetzagentur, 2023) vor, dass ein Steuerbefehl zur Lastreduktion innerhalb von drei Minuten nach Vorliegen des Netzzustandsergebnisses ausgelöst werden muss. Datenbasierte Modelle können durch kurze Inferenzzeiten die Anforderungen problemlos erfüllen, da ein trainiertes neuronales Netz Steuerentscheidungen in unter 100 ms liefern kann. Der systemische Flaschenhals liegt in der Übertragungslatenz im Niederspannungsnetz sowie in der Reaktionslatenz der Aktorik, wie bei §14a-Geräten (Wärmepumpen, Wallboxen), die Kommunikationslatenzen von mehreren Sekunden haben. Die sehr kurzen Berechnungszeiten datenbasierter Ansätze schaffen daher zusätzliche zeitliche Reserven und können dazu beitragen, die regulatorisch vorgegebenen Reaktionszeiten zuverlässig einzuhalten.

Zur Bewertung der Umsetzbarkeit eines datenbasierten Engpassmanagements werden im Folgenden der Stand der Technik, der Datenbedarf und die Datenqualität, der Implementierungsaufwand sowie regulatorische und sicherheitsrelevante Aspekte genauer untersucht.

Stand der Technik

Zur Einordnung verschiedener Steuerungsansätze im Engpassmanagement kann grundsätzlich zwischen regelbasierten und datenbasierten Methoden unterschieden werden. Regelbasierte Methoden beruhen auf explizit vordefinierten Steuerungsregeln oder Kennlinien, die das Systemverhalten deterministisch abbilden. Typische Beispiele sind Schwellenwertlogiken oder proportionale Kennlinienregelungen, bei denen Steuerentscheidungen direkt aus aktuellen Messwerten nach festen Wenn-Dann-Strukturen abgeleitet werden. Datenbasierte Ansätze nutzen hingegen historische Daten, um zugrunde liegende Zusammenhänge zwischen Systemzuständen und geeigneten Steueraktionen zu lernen. Anstelle explizit formulierter Regeln erfolgt die Entscheidungsfindung hier über ein trainiertes Modell, das Muster aus den Daten generalisiert und auf neue Situationen überträgt.

Datenbasiertes Engpassmanagement im Niederspannungsnetz ist ein aktives Forschungsfeld. Erste Piloten bei deutschen VNBs (u. a. in den SINTEG-Projekten C/sells und NEW 4.0; SINTEG: „Schaufenster intelligente Energie – Digitale

Agenda für die Energiewende“) sind aber meist auf spezifische Netzgebiete begrenzt und nicht auf einen breiten Rollout ausgelegt.

Als prominentester Ansatz hat sich Reinforcement Learning (RL) etabliert (Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2026). Ein RL-Agent lernt durch Interaktion mit einer Netzsimulation, Eingriffe wie Lastreduktion oder Spannungsregulierung so zu dimensionieren, dass Engpässe behoben werden. Ergebnisse in Simulationen sind vielversprechend und zeigen bessere Lösungen als regelbasierte Systeme.

Der Transfer auf reale Netze ist jedoch noch mit erheblichen Herausforderungen verbunden. Da beispielsweise RL-Agenten ausschließlich in Simulationsumgebungen trainiert werden, sind sie auf die Güte des zugrundeliegenden Netzmodells angewiesen. Jede Abweichung zwischen Simulationsmodell und realem Netz, z. B. durch unvollständige Topologiedaten oder vereinfachte Lastmodelle, kann dazu führen, dass im Simulator erlernte Strategien im realen Betrieb suboptimal wirken.

Datenbedarf, Datenverfügbarkeit & Datenqualität

Datenbedarf

Der Datenbedarf des datenbasierten Engpassmanagements unterteilt sich in Trainingsdaten und operative Eingangsdaten. Für das Training der Modelle werden historische Messdaten, wie Lasten und Spannungen, benötigt. Außerdem sind ein Netzmodell und die Stammdaten der steuerbaren Einrichtungen erforderlich.

Operativ müssen für das datenbasierte Engpassmanagement zudem kontinuierlich aktuelle Eingangsdaten einfließen. Dazu zählen insbesondere Netzzustandsdaten, wie Spannungen, Auslastungen und erkannte Grenzwertverletzungen, da sie den aktuellen Handlungsbedarf und die erforderliche Eingriffshöhe bestimmen. Der Datenbedarf ist dabei abhängig von der Netztopologie, der Ausstattung der Ortsnetzstationen (ONS) und der Durchdringung mit intelligenten Messsystemen (iMSys) (VDE FNN, 2025). Unter entsprechenden Voraussetzungen sind eine hinreichend genaue Netzzustandsermittlung sowie das Erkennen von Netzengpässen grundsätzlich möglich. Ergänzend sind die Betriebspunkte der steuerbaren Anlagen erforderlich, beispielsweise aktuelle Ladeleistungen, Einspeisungen, Speicherzustände oder Wärmepumpenlasten, um geeignete Steuermaßnahmen ableiten und koordinieren zu können.

Datenverfügbarkeit & Datenqualität

Das Niederspannungsnetz ist der Teil der Energieversorgungsinfrastruktur, der die geringste Beobachtbarkeit aufweist, gleichzeitig aber auch der Bereich, in dem durch PV, Wärmepumpen und Elektromobilität die größten Engpassprobleme entstehen. Die Datenverfügbarkeit im Niederspannungsnetz ist daher strukturell eingeschränkt. Echtzeit-Spannungsmessungen sind aufgrund der geringen Durchdringung mit Messtechnik in der Niederspannung nicht flächendeckend verfügbar. Aufgrund des verzögerten Smart-Meter-Rollouts stehen Lastgangdaten derzeit nur für einen kleinen Teil der Haushalte zur Verfügung. Die Einbauquote intelligenter Messsysteme beträgt über alle Messlokationen 5,5 % und umfasst auch nicht verpflichtende Einbaufälle (Bundesnetzagentur, 2026). PV-Anlagen über 100 kW müssen regulatorisch gemeldet werden, während Kleinanlagen kaum erfasst sind, wodurch insbesondere im Niederspannungsnetz erhebliche Unsicherheiten hinsichtlich der tatsächlichen Einspeisesituation bestehen. Die Registrierung und Erfassung von §14a-Geräten befindet sich seit 2024 im Aufbau, sodass entsprechende steuerbare Verbrauchseinrichtungen derzeit nur teilweise im Datenbestand der Netzbetreiber abgebildet sind.

Zudem stellen Topologieunsicherheiten eine wesentliche Datenqualitätsherausforderung dar. Niederspannungsnetze sind in GIS-Systemen häufig nicht aktuell gepflegt. Provisorische Schaltungen, neue Hausanschlüsse und Ringöffnungen sind oft nicht zeitnah dokumentiert. KI-Modelle, die auf einer fehlerhaften Topologie trainiert werden, produzieren strukturell falsche Ergebnisse. Daher ist eine regelmäßige GIS-Aktualisierung eine Betriebsvoraussetzung.

Implementierungsaufwand & Ressourcenbedarf

Der Implementierungsaufwand für datenbasiertes Engpassmanagement ergibt sich aus der Notwendigkeit, mehrere Systemschichten gleichzeitig zu adressieren.

Zum einen erfordert der Anwendungsfall eine Echtzeit-Datenbasis, da operative Steuerentscheidungen auf einem aktuellen Netzzustand basieren müssen. Zum anderen ist die Wertschöpfung des Engpassmanagements unmittelbar an die Anbindung steuerbarer Aktoren geknüpft: Steuerbare Lasten, regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT) und Einspeisemanagement-fähige Anlagen müssen kommunikationstechnisch angebunden sein. Dies erfordert eine tiefe Integration in bestehende Netzleitsysteme (DMS/SCADA), da Eingriffe das Netz in Echtzeit verändern.

Für die Kommunikationsinfrastruktur im Niederspannungsnetz sind Breitbandverbindungen oder Powerline Communication (PLC) an Ortsnetztransformatoren erforderlich, die heute vielerorts nicht vorhanden sind. Redundante Datenpfade für sicherheitsrelevante Steuerbefehle sind zusätzlich vorzusehen.

Für Aufbau und Betrieb eines produktiven Systems werden KI-/ML-Expertise, Netzführungs-Know-how, IT-Sicherheitskompetenz und Systemintegrationserfahrung benötigt – Kompetenzen, die typischerweise nicht in einer Person vereint und bei kleineren VNBs kaum intern verfügbar sind.

VNBs stehen dabei vor grundlegenden strategischen Entscheidungen:

- **Make or Buy:** Eigenentwicklung vs. Einsatz marktreifer Lösungen – angesichts der erforderlichen Domänenexpertise ist der Aufbau vollständig interner Kompetenz für die meisten VNBs mittelfristig kaum realisierbar. Marktreife Produkte für das §14a-Management befinden sich in der Entwicklung, eine KI-optimierte Steuerung geht jedoch über diese hinaus.
- **Cloud vs. On-Premise:** Die Sensitivität von Echtzeit-Netzzustandsdaten und KRITIS-Anforderungen des Anwendungsfalls sprechen für On-Premise-Deployment oder Private-Cloud-Lösungen.
- **Kollaborative vs. individuelle Entwicklung:** Entwicklung in Branchenkonsortien oder Verbänden als ressourceneffiziente Alternative zur unternehmensintern isolierten Eigenentwicklung, insbesondere für kleinere VNBs.
- **Open Source vs. proprietär:** Verfügbare Open-Source-Frameworks (z. B. PyTorch, TensorFlow) ermöglichen einen Einstieg, erfordern jedoch substanzielle interne Anpassung an netzbetriebsspezifische Anforderungen.

Der Aufwand für die Skalierung auf weitere Netzgebiete ist im Vergleich zur Erstentwicklung geringer, aber nicht vernachlässigbar.

Eingriffstiefe der Anwendung in Prozesse

Das datenbasierte Engpassmanagement weist eine hohe operative Eingriffstiefe auf, da es direkt und in Echtzeit in den Netzbetrieb eingreift. Die Integration berührt folgende Systemkomponenten: DMS/SCADA-Systeme (Steuerbefehle müssen in Echtzeit übertragen und quittiert werden), §14a-Steuerinfrastruktur (Kommunikation mit Steuerboxen bei Wärmepumpen und Wallboxen), ONS-Monitoring-Systeme sowie Last- und PV-Prognosesysteme. Das GIS muss mit aktuellen Topologiedaten gepflegt sein.

Die Eingriffstiefe hängt vom gewählten Integrations- und Automatisierungsgrad ab und kann durch den Netzbetreiber gestaltet werden. Mit zunehmendem Reifegrad ist eine schrittweise Erhöhung der Eingriffstiefe vorstellbar. Die Einführung kann beispielsweise anhand von drei Stufen erfolgen:

- Stufe 1 – Parallelbetrieb / Shadowing: Die datenbasierte Steuerentscheidung wird parallel zum bestehenden System berechnet, ohne operative Relevanz zu entfalten. Zertifizierung, Haftung und bestehende Betriebsprozesse bleiben unberührt. Diese Stufe stellt den empfohlenen Einstieg dar und weist die höchste Umsetzbarkeit auf.
- Stufe 2 – Ergänzende Funktion: KI übernimmt definierte Teilaufgaben, wie die Engpassprognose oder Priorisierung von Steuerkandidaten. Die Entscheidung über den tatsächlichen Eingriff verbleibt beim Dispatcher, womit eine mittlere Eingriffstiefe realisiert wird. Eine API-Anbindung ist hierbei an das Data Management System erforderlich. Die Umsetzbarkeit ist als hoch einzustufen.
- Stufe 3 – Vollständige Substitution / Automatisierte Steuerung: KI übernimmt die vollautomatisierte Steuerung ohne menschliche Freigabe im Einzelfall. Dies erfordert tiefgreifende Änderungen in Betriebsabläufen und Verantwortlichkeiten. Die KRITIS-Anforderungen des BSI sind in vollem Umfang anzuwenden. Die Eingriffstiefe ist entsprechend hoch. Die Umsetzbarkeit wird als mittel bewertet.

Robustheit & Fehlertoleranz

Da sich Niederspannungsnetze durch den Energiewende-Hochlauf strukturell schnell verändern, ist das ‚Out-of-Distribution-Problem‘¹ im Niederspannungskontext besonders akut. Gleichzeitige Ladevorgänge mehrerer Elektrofahrzeuge in einem Straßenzug, saisonale Extremsituationen wie Sommerhitze mit hoher PV-Einspeisung bei gleichzeitig geringer Last oder die Erstinbetriebnahme eines Großspeichers sind Situationen, die außerhalb der Verteilung der Trainingsdaten liegen. Ein RL-Agent, der in Normallast-Szenarien trainiert wurde, kann in solchen Situationen kontraproduktiv handeln. Da Fehlentscheidungen des KI-Systems unmittelbare Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit haben können, ist ein Fallback-Konzept erforderlich. Bei unzureichender Modellkonfidenz oder Datenverfügbarkeit

kann das System dabei automatisch auf regelbasierte Steuerung zurückfallen.

Erklärbarkeit & Nachvollziehbarkeit

Engpassmanagement stellt hohe Anforderungen an die Erklärbarkeit, da operative Eingriffsentscheidungen in Echtzeit getroffen werden und diese mehreren unterschiedlichen Anforderungen genügen müssen. Netzbetreiber sind z. B. verpflichtet, jeden §14a-Abruf zu dokumentieren und zu begründen (VDE FNN, 2025). Betroffene Kunden haben ein Informationsrecht über Dauer und Grund der Reduktion. Bei Schadensersatzansprüchen wegen unberechtigter Abrufe (EEG-Einspeisemanagement) muss die vollständige Entscheidungskette rekonstruierbar sein. Die im Rahmen der netzorientierten Steuerung geforderten Dokumentationen sind der Bundesnetzagentur auf Verlangen vorzulegen, wodurch Betriebsentscheidungen jederzeit nachprüfbar und auditierbar sein müssen (Bundesnetzagentur, 2023).

Sicherheitsaspekte & Risiken

Das datenbasierte Engpassmanagement weist eine hohe Sicherheitsrelevanz auf, da operative Eingriffe unmittelbare Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit haben können. Kritische Fehlerszenarien umfassen insbesondere fehlausgelöste Lastreduktionen bei Haushaltskunden im Rahmen von §14a EnWG, die das Kundenvertrauen beeinträchtigen und haftungsrechtliche Konsequenzen nach sich ziehen können. Ebenso können zu aggressive Einspeisemaßnahmen Überspannungen verursachen, während fehlerhafte rONT-Stellungen zu Grenzwertverletzungen im Netz führen können. Im Extremfall besteht zudem die Gefahr einer Destabilisierung lokaler Versorgungszellen durch kaskadierende Steuerungsfehler, die lokale Versorgungsunterbrechungen auslösen können.

Cybersicherheit

Das datenbasierte Engpassmanagement ist ein verteiltes System mit zahlreichen Angriffspunkten. Ein relevanter Angriffsvektor ist die Manipulation von Steuerbefehlen über den Steuerkanal, die eine unbefugte Lastabschaltung oder -erhöhung ermöglichen kann. Deswegen gelten hohe Sicherheitsanforderungen, u. a. eine End-to-End-Verschlüsselung aller Steuerbefehle und eine Authentifizierung der Steuerboxen.

¹ Out-of-Distribution bezeichnet Betriebszustände, die außerhalb der Trainingsdaten eines KI-Modells liegen.

Organisatorische & regulatorische Rahmenbedingungen

Echtzeit-Eingriffe in die Stromversorgungsinfrastruktur sind nahezu zwingend als Hochrisiko-KI-System im Sinne des EU AI Acts einzustufen (European Parliament and Council of the European Union, 2024). Dies verpflichtet VNBs zur technischen Dokumentation, zur Sicherstellung menschlicher Aufsicht (Human Oversight), zu lückenlosem Logging und zu einer formalen Konformitätsbewertung vor Inbetriebnahme.

Die Risikoeinstufung nach EU AI Act variiert jedoch je nach gewählter Eingriffstiefe: Im Parallelbetrieb (Stufe 1) ist die Wahrscheinlichkeit einer Hochrisiko-Einstufung gering, da die KI keine operativ wirksamen Entscheidungen trifft und eine zusätzliche Ebene menschlicher Überwachung und Handlung erhalten bleibt. Mit zunehmendem Automatisierungsgrad (Stufe 2–3) steigt die Einstufungswahrscheinlichkeit deutlich, da der Einfluss der KI auf den operativen Gesamtprozess und die Erheblichkeit des Gesamtprozesses für die Versorgungssicherheit zunehmen.

Organisatorisch stellt die IT/OT-Konvergenz die größte Herausforderung dar. Datenbasiertes Engpassmanagement erfordert eine integrierte Sicht auf IT- und OT-Systeme, neue Organisationsstrukturen und übergreifende Verantwortlichkeiten. Dispatcher verlieren teilweise die direkte Kontrolle über Einzelentscheidungen, weshalb der Change-Management-Aufwand erheblich ist.

Kosten-Nutzen-Analyse

Der Nutzen des KI-gestützten Engpassmanagements ist erheblich und adressiert sowohl operative Effizienz als auch strategische Herausforderungen der Energiewende. Das KI-gestützte Engpassmanagement ermöglicht eine zielgerichtete, bedarfsgerechte Steuerung, die pauschale Eingriffe durch minimal-invasive Maßnahmen ersetzt und damit die Eingriffshäufigkeit sowie die Belastung der betroffenen Kunden reduziert. Durch die kontinuierliche Anpassung der Steuerstrategien an aktuelle Netzzustände wird eine adaptive, netzdienliche Steuerung in Echtzeit realisiert. Mittel- bis langfristig ergibt sich daraus das Potenzial, konventionelle Netzausbaumaßnahmen durch eine intelligentere Nutzung bestehender Kapazitäten zu verzögern. Im laufenden Betrieb trägt der Einsatz zu einer messbaren Effizienzsteigerung durch weniger Engpässe, einem reduzierten Redispatch-Bedarf und einer optimierten Ressourcennutzung bei. Zusätzlich ermöglicht die Automatisierung die skalierbare Umsetzung regulatorischer Anforderungen. Die §14a-

Steuerung für Tausende steuerbarer Verbrauchseinrichtungen ist manuell nicht realisierbar und setzt eine Automatisierung voraus.

Über den unmittelbaren Betriebsnutzen hinaus entfaltet datenbasiertes Engpassmanagement ein erhebliches Potenzial für Wissensgewinn und kontinuierliche Verbesserung. Durch die systematische Auswertung historischer Engpasssituationen können Muster identifiziert und Steuerstrategien über die Zeit gezielt weiterentwickelt werden. Mit wachsender Datenbasis – insbesondere durch die zunehmende Smart-Meter-Durchdringung und die fortschreitende §14a-Gerätregistrierung – verbessert sich die Modellqualität kontinuierlich, sodass das System mit zunehmender Betriebsdauer an Präzision gewinnt. Die gewonnenen datenbasierten Erkenntnisse über Gleichzeitigkeitseffekte bei Elektromobilität und Wärmepumpen sind dabei nicht auf den Steuerungsbetrieb beschränkt, sondern fließen unmittelbar in die Netzplanung und Betriebsmittelauslegung ein. Insgesamt markiert der Einsatz datenbasierter Systeme den Übergang von regelbasierten zu adaptiven, lernfähigen Steuerungssystemen, die sich kontinuierlich an veränderte Netzbedingungen anpassen.

Gleichzeitig ist der Einsatz datenbasierter Systeme mit zusätzlichen Kosten und infrastrukturellen Anforderungen verbunden.

Einmalige Investitionskosten

Wesentliche Treiber der einmaligen Investitionskosten (CAPEX) sind die SCADA/EMS-Integration als technisch anspruchsvollster und sicherheitsrelevantester Integrations-schritt, die CLS-Infrastruktur, Smart-Meter-Voraussetzungen für die §14a-Steuerung, die Sicherheits- und KI-Compliance-Anforderungen als Hochrisiko-Anwendung sowie die Modellentwicklung und das Training. Eine Übersicht der Kostenanteile geht aus Abbildung 2 hervor.

EINMALIGE INVESTITIONSKOSTEN

- SCADA/EMS-Integration
- CLS-Infrastruktur & Smart-Meter-Anbindung
- Sicherheit & KI-Compliance
- Modellentwicklung & Training
- Validierung & Testbetrieb
- Schulung & Change Management
- Projektplanung & Anforderungsanalyse

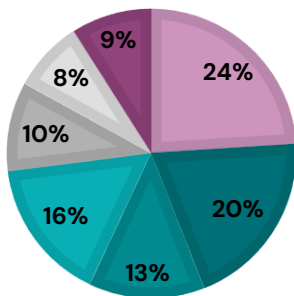


Abbildung 2: Einmalige Investitionskosten. Anteile sind indikativ.

Jährliche Kosten

Für die laufenden Betriebskosten (OPEX) sind drei Kostenblöcke maßgeblich. Zunächst entstehen Kosten für die kontinuierliche Modellpflege und das Retraining, das bei Netzveränderungen, wie z. B. durch neue steuerbare Verbrauchseinrichtungen oder Topologieänderungen, notwendig wird, um die Modellgüte aufrechtzuerhalten. Ein weiterer relevanter Anteil ergibt sich aus den regulatorischen Nachweispflichten für Steuerungsbefehle, die eine lückenlose Archivierung aller Eingriffsentscheidungen erfordern und entsprechende Speicher- und Betriebskosten verursachen. Ergänzend ist der Betrieb eines Monitoring-Stacks einzuplanen, der Systemperformance, Datenqualität und Modellgüte im laufenden Betrieb kontinuierlich überwacht. Insgesamt sind die jährlichen Betriebskosten geprägt durch Rechen- und Speicherressourcen sowie den Aufwand für Monitoring und regulatorische Compliance.

Fazit

Die Implementierung eines datenbasierten Engpassmanagements bietet ein erhebliches Nutzenpotenzial. Neben einer messbaren Effizienzsteigerung durch die Reduzierung des Redispatch-Bedarfs ermöglicht die KI-gestützte Automatisierung insbesondere eine skalierbare Umsetzung der §14a-Steuerung für eine wachsende Zahl steuerbarer Verbrauchseinrichtungen, die manuell nicht realisierbar wäre. Insbesondere VNBS mit hoher Durchdringung von PV-Anlagen, Wärmepumpen oder Ladeinfrastruktur in schlecht beobachtbaren Niederspannungsnetzen stehen bereits heute

vor konkreten Engpasssituationen, die mit klassischen Mitteln nur begrenzt skalierbar bewältigt werden können. Mit dem verpflichtenden §14a-Rollout und der wachsenden Zahl registrierter steuerbarer Verbrauchseinrichtungen dürfte dieser Handlungsdruck in den kommenden Jahren weiter zunehmen.

Dem hohen Nutzenpotenzial steht eine vergleichsweise komplexe Umsetzung gegenüber. Der initiale Investitions- und Integrationsaufwand ist insbesondere durch die SCADA/EMS-Integration, den Aufbau der Kommunikationsinfrastruktur und die Erfüllung regulatorischer Anforderungen hoch. Gleichzeitig ermöglichen ein schrittweiser Einstieg im Parallelbetrieb und eine sukzessive Steigerung des Automatisierungsgrads, die Anwendung nach und nach zu etablieren und zunächst Erfahrungen zu sammeln.

Insgesamt ist datenbasiertes Engpassmanagement eher als langfristiges Ziel einzuordnen. Aufgrund des hohen Nutzenpotenzials und des zunehmenden Handlungsdrucks ist die Anwendung jedoch bereits heute von hoher strategischer Relevanz. Entsprechend bietet es sich an, die notwendigen technischen und organisatorischen Voraussetzungen frühzeitig zu schaffen und die Anwendung schrittweise weiterzuentwickeln.

Referenzen

- Bundesnetzagentur. (2023). *Festlegung zur Durchführung der netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a EnWG*.
- Bundesnetzagentur. (2026). *Roll-out intelligenter Messsysteme*. Von <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NetzzugangMesswesen/Mess-undZaehlwesen/iMSys/artikel.html> abgerufen
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). (2026). *SET Pilot 4: KI-basierte Steuerung von Flexibilitäten im Nichtwohngebäude*.
- European Parliament and Council of the European Union. (2024). *Regulation (EU) 2024/1689 (Artificial Intelligence Act)*. doi:<https://data.europa.eu/doi/10.2804/4225375>
- VDE FNN. (2025). *Mindestanforderungen an die technische Umsetzung und die Dokumentation eines Befehls im Rahmen der Direktansteuerung oder der Steuerung mittels EMS*. Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN). Von <https://www.vde.com/resource/blob/2380714/923>

1f22382c8028274a5762ff36a18a6/vde-fnn-hinweis-mindestanforderungen-fuer-dokumentation-von-steuerbefehlen-data.pdf abgerufen

VDE FNN. (2025). *Standardisiertes Vorgehen für die Durchführung der Netzzustandsermittlung auf Basis von Echtzeit-Messwerten in der Niederspannung zur Einhaltung von Mindestanforderungen an deren Sensitivität und Spezifität*. Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN). Von <https://www.vde.com/resource/blob/2383942/463b8b623a5394e189434660ce2dc7e6/vde-fnn-hinweis-netzzustandsermittlung-data.pdf> abgerufen



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

Die Veröffentlichung dieser Publikation erfolgt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Die Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) unterstützt die Bundesregierung in verschiedenen Projekten zur Umsetzung der energie- und klimapolitischen Ziele im Rahmen der Energiewende.

KONTAKT

Dr. Jakob Schieder-Hestermann
Themengebietsleiter Stromnetze

Tel.: +49 30 66 777-159

E-Mail:
Jakob.Schieder-Hestermann@dena.de

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin

<https://www.dena.de/> | Stand: 10/2026

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.