

Standardisiertes Vorgehen für die Durchführung der Netzzustands-ermittlung auf Basis von Echtzeit-Messwerten in der Niederspannung zur Einhaltung von Mindestanforderungen an deren Sensitivität und Spezifität

Bundeseinheitliche Empfehlung von VDE FNN nach dem Stand der Technik zu Tenorziffer 2e gemäß der Festlegung BK6-22-300 der Bundesnetzagentur

Version 1.0
April 2025

Inhalt

Bildverzeichnis	3
Tabellenverzeichnis	3
Abkürzungsverzeichnis	3
Begriffe	4
Vorwort	7
1 Einordnung in den Kontext von § 14a EnWG	9
2 Anwendungsbereich	10
3 Begriff Netzzustandsermittlung	11
3.1 Begriffsbestimmung Netzzustandsermittlung	11
3.2 Abgrenzung zu höheren Spannungsebenen	12
4 Rahmenbedingungen und Annahmen	13
4.1 Netzengpässe und Potenziale durch § 14a EnWG	13
4.2 Zeitliche Granularität einer Netzzustandsermittlung	13
4.3 Topologiebestimmung als vorgelagerter Prozess	13
4.4 Bestimmung der Einspeisesituation von Photovoltaikanlagen als vorgelagerter Prozess	14
5 Spezifität und Sensitivität vs. Genauigkeit	15
6 Netzzustandsermittlung als Nachweis der objektiven Erforderlichkeit einer Steuerungsmaßnahme nach § 14a EnWG	16
6.1 Individueller Nachweis der Genauigkeit eines Berechnungsverfahrens	16
6.2 Allgemeiner Nachweis der Genauigkeit eines Berechnungsverfahrens	17
6.3 Allgemeiner Nachweis der Genauigkeit durch direkte Messungen	18
7 Aspekte zur Datenübertragung und -verarbeitung	19
7.1 Option zur Datenreduktion durch Betrachtung von Schwellwerten	19
7.2 Zeitversetzter Versand von Messwerten	19
7.3 Weiterentwicklung TAF 10 Werte	20
8 VDE FNN Empfehlung	21
9 Weiteres Vorgehen	23
10 Literaturverzeichnis	24

Bildverzeichnis

Bild 1: Eingangs- und Ausgangsgrößen der Netzzustandsermittlung	11
Bild 2: Gegenüberstellung Netzzustandsschätzung und Netzzustandsermittlung.....	12
Bild 3: Positionierung der Messtechnik bei Gesamtleistungsmessung bzw. abgangsscharfer Messung	17
Bild 4: Zusammenfassung der drei Möglichkeiten zur Durchführung einer Netzzustandsermittlung.....	22

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Ausstattungsgrad an iMSys mit TAF 10-Messungen nach Messstrategie und Grundtopologie	18
--	----

Abkürzungsverzeichnis

BNetzA	Bundesnetzagentur
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EMS	Energie-Management-System
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EZA	Erzeugungsanlage
SEN	Sensitivität
SPE	Spezifität
SteuVE	steuerbare Verbrauchseinrichtung
TAF	Tarifanwendungsfall
VDE FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE
VNB	Verteilnetzbetreiber

Begriffe

Dauerstrombelastbarkeit

„Dauerstrombelastbarkeit“ beschreibt, die Fähigkeit eines Betriebsmittels einen bestimmten Strom bei vordefinierten Betriebsbedingungen dauerhaft führen zu können, ohne die zulässigen Betriebstemperaturen der stromführenden Teile zu überschreiten oder die Funktionsfähigkeit des Betriebsmittels einzuschränken.

Die Dauerstrombelastbarkeit des kritischsten Betriebsmittel in einem Netzbereich dient als Grenzwert für die Bewertung, ob ein Netzzustand (bzgl. Strom) kritisch ist. Im Kontext einer Netzzustandsermittlung dient sie daher als Bezugsgröße für die Berechnung der Genauigkeit der Stromermittlung.

Genauigkeit der Stromermittlung

Die „Genauigkeit der Stromermittlung“ f_I ist die auf die Dauerstrombelastbarkeit I_D normierte Differenz des ermittelten Stroms I_{est} und dem tatsächlichen Strom I_{real} :

$$f_I = \left| \frac{I_{est} - I_{real}}{I_D} \right| \cdot 100 \%$$

Genauigkeit der Spannungsermittlung

Die „Genauigkeit der Spannungsermittlung“ f_U ist die auf die Nennspannung U_n normierte Differenz der ermittelten Spannung U_{est} und der tatsächlichen Spannung U_{real} :

$$f_U = \left| \frac{U_{est} - U_{real}}{U_n} \right| \cdot 100 \%$$

Grenzwert

Ein „Grenzwert“ wird in diesem Dokument definiert als Wert, der nicht überschritten werden darf, da dies zu Überlastsituationen oder Störungen führen kann, die einen Weiterbetrieb des Netzes nicht oder nicht gefahrlos ermöglichen.

Energie-Management-System (EMS)

Über ein „Energie-Management-System“ (EMS) können mehrere steuerbare Einrichtungen gebündelt werden, um die lokale Optimierung in der Kundenanlage zu erreichen.

Erzeugungsanlage (EZA)

Als „Erzeugungsanlage“ (EZA) werden im Sinne der VDE-AR-N 4105 Anlagen bezeichnet, „in der sich eine oder mehrere Erzeugungseinheiten elektrischer Energie und alle zum Betrieb erforderlichen elektrischen Einrichtungen befinden“. Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie (Stromspeicher) sowie Elektrofahrzeuge, die elektrische Energie zurück in das Stromnetz speisen können, gelten in diesem Dokument ebenfalls als EZA.

Leistungsgrenze

Die „Leistungsgrenze“ entspricht dem Wert, ab dem ein kritischer Betrieb (Gefährdung) vorliegt. Ab dieser Grenze können Maßnahmen im Rahmen der netzorientierten Steuerung ergriffen werden.

Netzbereich

Die Definition eines „Netzbereichs“ in diesem Dokument entspricht der Definition der BNetzA gemäß BK6-22-300 Anlage 1 Ziffer 2.1: Ein Netzbereich ist „ein durch definierte Trennstellen abgegrenzter Bereich eines Niederspannungsnetzes, der durch eine oder mehrere Trafo-Stationen versorgt wird. Dies kann ein einzelner Strang sein sowie ein kompletter durch einen oder mehrere Trafos versorgter Bereich. Maßgeblich für die Betrachtung ist der Schaltzustand der Trennstellen im Regelbetrieb“. [1]

Anmerkung: Weitere Einordnungen zum Begriff „Netzbereich“ werden im VDE FNN Hinweis „Netzbetrieb mit Flexibilitäten“ gegeben.

Netzgebiet

Ein „Netzgebiet“ stellt die Betriebsmittel des Elektrizitätsnetzes in der geographischen Ausdehnung dar, in welcher ein Netzbetreiber tätig ist. Es umfasst i. d. R. die Gesamtheit derjenigen Gebiete eines Netzbetreibers, für die ein Konzessionsvertrag mit den entsprechenden Gemeinden vorliegt.

Netzwirksamer Leistungsbezug

Die Definition von „netzwirksamer Leistungsbezug“ in diesem Dokument entspricht der Definition der BNetzA gemäß BK6-22-300 Anlage 1 Ziffer 2.3: „derjenige Anteil der über den Netzanschluss aus einem Elektrizitätsverteilernetz der allgemeinen Versorgung entnommenen elektrischen Leistung, der zeitgleich durch eine oder mehrere steuerbare Verbrauchseinrichtungen verursacht wird“. [1]

Netzzustandsermittlung

Die Definition einer „Netzzustandsermittlung“ in diesem Dokument entspricht der Definition der BNetzA gemäß BK6-22-300 Anlage 1 Ziffer 2.6: „die aus aktuellen Messungen des jeweiligen Netzbereichs unter Berücksichtigung von Netzmodellen und -berechnungen abgeleitete Auslastung eines Netzbereichs. Für die Ermittlung der objektiven Erforderlichkeit einer Maßnahme hat dies nach aktuellem Stand der Technik zu erfolgen. [...]“. [1]

Anmerkung: Eine direkte Messung eines Engpasses ist ebenfalls durch den Begriff Netzzustandsermittlung erfasst. Eine ausführliche Einordnung des Begriffs ist in Kapitel 3 beschrieben.

Sensitivität (SEN)

„Sensitivität“ (SEN) ist ein statistisches Maß für die Durchführung eines binären Klassifikationstests und bezogen auf eine Netzzustandsermittlung wie folgt definiert:

$$SEN = \frac{\text{Richtig positive Ergebnisse}}{\text{Richtig positive Ergebnisse} + \text{Falsch negative Ergebnisse}}$$

Negatives Ergebnis: Zustand wird als kein Engpass klassifiziert

Positives Ergebnis: Zustand wird als Engpass klassifiziert

Im Kontext einer Netzzustandsermittlung gibt die SEN den Anteil der korrekt als Engpass klassifizierten Zustände an allen Engpass-Zuständen an, d. h. wie viel Prozent der Engpässe werden korrekt als Engpass erkannt.

Spezifität (SPE)

„Spezifität“ (SPE) ist ein statistisches Maß für die Durchführung eines binären Klassifikationstests und bezogen auf eine Netzzustandsermittlung wie folgt definiert:

$$\text{SPE} = \frac{\text{Richtig negative Ergebnisse}}{\text{Richtig negative Ergebnisse} + \text{Falsch positive Ergebnisse}}$$

Negatives Ergebnis: Zustand wird als kein Engpass klassifiziert

Positives Ergebnis: Zustand wird als Engpass klassifiziert

Im Kontext einer Netzzustandsermittlung gibt die SPE den Anteil der korrekt als Nicht-Engpass klassifizierten Zustände an allen Nicht-Engpass-Zuständen an, d. h. wie viel Prozent der Nicht-Engpässe werden korrekt als Nicht-Engpass erkannt.

Steuerbare Einrichtung

Zu „steuerbaren Einrichtungen“ zählen steuerbare Verbrauchseinrichtungen (SteuVE) im Sinne des § 14a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und steuerbare Erzeugungsanlagen (EZA) im Sinne des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG). Aus Sicht einer Steuerungseinrichtung ist ein EMS wie eine steuerbare Einrichtung zu behandeln, weshalb der Begriff „steuerbare Einrichtung“ im vorliegenden Dokument als Oberbegriff für einzelne steuerbare Einrichtungen und EMS zu verstehen ist.

Steuerbare Verbrauchseinrichtung (SteuVE)

Die Definition einer „steuerbaren Verbrauchseinrichtung“ entspricht in diesem Dokument der Definition der BNetzA gemäß BK6-22-300 Anlage 1 Ziffer 2.4: Eine SteuVE ist „ein Ladepunkt für Elektromobile, der kein öffentlich zugänglicher Ladepunkt im Sinne des § 2 Nr. 5 der Ladesäulenverordnung (LSV) ist, eine Wärmepumpenheizung unter Einbeziehung von Zusatz- oder Notheizvorrichtungen (z. B. Heizstäbe), eine Anlage zur Raumkühlung sowie eine Anlage zur Speicherung elektrischer Energie (Stromspeicher) hinsichtlich der Stromentnahme (Einspeicherung)“. [1]

Wärmepumpe

Als „Wärmepumpe“ werden in diesem Dokument Wärmepumpenheizungen unter Einbeziehung von Zusatz- oder Notheizvorrichtungen (z. B. Heizstäbe) bezeichnet. Dies richtet sich nach der Definition der BNetzA gemäß BK6-22-300 Anlage 1 Ziffer 2.4.b. [1]

Vorwort

Die Festlegung der Bundesnetzagentur (BNetzA) zur Ausgestaltung von § 14a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) BK6-22-300 vom 27.11.2023 [1] regelt, dass steuerbare Verbrauchseinrichtungen (SteuVE) und Energie-Management-Systeme (EMS) im Falle einer kritischen Auslastungssituation des vorgelagerten Niederspannungsnetzes ihren netzwirksamen Leistungsbezug entsprechend der Vorgaben des Verteilnetzbetreibers (VNB) reduzieren müssen.

Im Beschluss der BNetzA wird dabei unter der „Tenorziffer 2“ vorgesehen, dass Netzbetreiber Empfehlungen nach dem Stand der Technik erarbeiten. Diese Empfehlungen sollen „zur bestmöglichen Erreichung einer Standardisierung und damit einer massengeschäftstauglichen und effizienten Abwicklung der netzorientierten Steuerung“ [1, S. 83] beitragen. Alle relevanten Marktpartner müssen angemessen beteiligt werden.

In Absprache mit der BNetzA hat VDE FNN die Koordination und Erarbeitung der Empfehlungen zu Tenorziffer 2 a, b, c, e, f und g übernommen.

Die Empfehlungen wurden der BNetzA fristgerecht zum 01.10.2024 bzw. 01.01.2025 vorgelegt.

Das Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (VDE FNN) entwickelt die Stromnetze vorausschauend weiter. Ziel ist der jederzeit sichere Systembetrieb mit 100 Prozent erneuerbaren Energien. VDE FNN macht innovative Technologien praxistauglich und gibt Antworten auf netztechnische Herausforderungen von morgen. Hier arbeiten verschiedene Fachkreise mit unterschiedlichen Interessen gemeinsam an Lösungen. Mitglieder sind über 500 Hersteller, Netzbetreiber, Versorger, Anlagenbetreiber, Behörden und wissenschaftliche Einrichtungen.

Mit diesem Dokument veröffentlicht VDE FNN die Empfehlung nach dem Stand der Technik zur Tenorziffer 2e.

Tenorziffer 2e definiert ein standardisiertes Vorgehen für die Durchführung einer Netzzustandsermittlung auf Basis von Echtzeit-Messwerten in der Niederspannung zur Einhaltung von Mindestanforderungen an deren Sensitivität und Spezifität.

Die Empfehlung zur Tenorziffer 2e wurde in den Gremien des VDE FNN erarbeitet und beruht bezüglich der allgemeinen Ausgestaltung einer Netzzustandsermittlung maßgeblich auf den Arbeiten einer Begleitstudie. Diese Begleitstudie steht der Öffentlichkeit kostenfrei über die VDE FNN Website zur Verfügung.

Um allen interessierten und betroffenen Kreisen frühzeitig Orientierung zu geben und aktiv in die Arbeiten einzubinden, hat VDE FNN bereits im Juni 2024 den VDE FNN Impuls „Prämissen und erste Erkenntnisse für die Durchführung von Netzzustandsermittlungen auf Basis von Echtzeit-Messwerten in der Niederspannung“ [2] veröffentlicht. Das Einsenden von Rückmeldungen zu diesem VDE FNN Impuls war bis Ende Juni 2024 möglich. Das erhaltene Feedback wurde bei der weiteren Erarbeitung der Empfehlung zur Tenorziffer 2e berücksichtigt.

Zudem fanden im Zuge des Erarbeitungsprozesses der Tenorziffer 2e am 15.02.2024 und am 28.05.2024 unter der Leitung der BNetzA Workshops mit beteiligten Marktakteuren statt, bei denen VDE FNN über die aktuellen Arbeiten informiert hat und Beteiligte die Möglichkeit der Stellungnahme hatten.

Fristgerecht zum 01.01.2025 wurde die Empfehlung der Netzbetreiber zu Tenorziffer 2e bei der BNetzA eingereicht. Damit haben die Netzbetreiber ihre Pflicht aus der Tenorziffer 2e, Empfehlungen nach dem Stand der Technik zu erarbeiten, erfüllt. Die bei der BNetzA eingereichte Empfehlung (Stand Januar 2025) wurde am 07.01.2025 auf der Website der BNetzA veröffentlicht und bis zum 07.02.2025 zur öffentlichen Konsultation gestellt. Die eingegangenen Konsultationsbeiträge wurden in den Gremien des VDE FNN bewertet, mit der BNetzA diskutiert und bei Zustimmung in den VDE FNN Hinweis aufgenommen. Als Teil dieses Prozesses fand am 17.03.2025 eine Konsultationssitzung unter der Leitung der BNetzA statt.

Der hier vorliegende VDE FNN Hinweis „Standardisiertes Vorgehen für die Durchführung der Netzzustandsermittlung auf Basis von Echtzeit-Messwerten in der Niederspannung zur Einhaltung von Mindestanforderungen an deren Sensitivität und Spezifität“ in der Version 1.0 von April 2025 definiert demnach die bundeseinheitliche Empfehlung nach dem Stand der Technik zu Tenorziffer 2e gemäß der Festlegung BK6 22-300 der BNetzA.

Die mit der BNetzA abgestimmte bundeseinheitliche Empfehlung nach Tenorziffer 2 bezieht sich ausschließlich auf die Umsetzung der netzorientierten Steuerung nach § 14a EnWG. Soweit die Prämissen übertragbar sind, empfiehlt VDE FNN über den Anwendungsbereich der Empfehlung zur Umsetzung der netzorientierten Steuerung nach § 14a EnWG hinaus auch eine Anwendung für die Steuerung von Erzeugungsanlagen gemäß dieses VDE FNN Hinweises.

Die Ausführungen dieses VDE FNN Hinweises basieren regulatorisch maßgeblich auf dem Beschluss der Beschlusskammer 6 der BNetzA zum „Festlegungsverfahren zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a Energiewirtschaftsgesetz (BK6-22-300)“ [1] und der darin enthaltenen Anlage 1. Sollte in diesem Dokument nachfolgend bei der Nennung einer Passage oder Ziffer aus der Festlegung der BNetzA nicht explizit etwas anderes angegeben sein, bezieht sich diese Angabe stets auf BK6-22-300.

1 Einordnung in den Kontext von § 14a EnWG

Im Zuge der Energiewende gewinnt die Nutzung von Flexibilität, über die die Nutzer des Stromversorgungssystems verfügen, stark an Bedeutung. Dies gilt zunehmend auch für verbrauchsseitige Flexibilität in Form von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen (SteuVE) wie Wärmepumpen, Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge und Speicher.

Durch hohe, zeitgleiche Bezugsleistungen von SteuVE können Engpässe im Niederspannungsnetz (einschließlich Ortsnetzstationen) verursacht werden, die getrieben durch den erwarteten Markthochlauf möglicherweise zum Teil nicht rechtzeitig vor ihrem ersten Auftreten durch Netzausbau oder -umstrukturierung behoben werden können. Um trotz potenziell temporär zunehmender Engpässe SteuVE weiter anschließen zu können und dabei den sicheren Netzbetrieb weiterhin zu gewährleisten, hat die BNetzA mittels der „Festlegung zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)“ (BK6-22-300) den Netzbetreibern die Möglichkeit gegeben, die Bezugsleistung von SteuVE bei Notwendigkeit vorübergehend zu reduzieren.

Allerdings dürfen Bezugsleistungsreduzierungen im Sinne der BNetzA-Festlegung nur dann veranlasst werden, wenn durch eine sogenannte Netzzustandsermittlung festgestellt wird, dass ein Engpass unmittelbar bevorsteht oder bereits vorliegt. Ein Eingriff in die Bezugsleistung von SteuVE erfordert somit eine kosteneffiziente Systematik zur echtzeitnahen oder vorausschauenden Überwachung des Netzzustands und Identifikation von erforderlichen Maßnahmen zur Engpassbehebung.

In diesem VDE FNN Hinweis werden zunächst in Kapitel 2 der Anwendungsbereich des Dokuments und in Kapitel 3 der Begriff Netzzustandsermittlung erläutert. In Kapitel 4 werden die Rahmenbedingungen und Annahmen eingeordnet, bevor in Kapitel 5 die Begriffe Sensitivität und Spezifität sowie Genauigkeit im Kontext einer Netzzustandsermittlung erläutert werden. In Kapitel 6 werden die möglichen Nachweise der objektiven Erforderlichkeit einer Steuerungsmaßnahme nach § 14a EnWG beschrieben. Ausgewählte Aspekte zur Datenübertragung und -verarbeitung werden in Kapitel 7 vorgestellt und in Kapitel 8 die Empfehlung der Tenorziffer 2e zusammenfassend dargestellt. In Kapitel 9 wird abschließend ein Ausblick zum weiteren Vorgehen gegeben.

2 Anwendungsbereich

Dieser VDE FNN Hinweis definiert Anforderungen bzgl. einer Netzzustandsermittlung als Nachweis der objektiven Erforderlichkeit von Steuerungsmaßnahmen an SteuVE im Sinne der BNetzA-Festlegung zur Ausgestaltung von § 14a EnWG.

Im Sinne der BNetzA-Festlegung liegt der Fokus einer Netzzustandsermittlung auf der zuverlässigen Erkennung von Netzengpässen (Starklastfälle) in kritischen Netzbereichen, die vom Netzbetreiber zu definieren sind (siehe auch Kapitel 3).

Eine Netzzustandsermittlung im Starklastfall ist deutlich anspruchsvoller bzw. unterliegt höheren Anforderungen als es für die Bestimmung eines Netzzustands in Netzsituationen ohne Netzengpass erforderlich ist.

Die in diesem VDE FNN Hinweis beschriebenen Anforderungen an eine Netzzustandsermittlung lassen sich demnach nicht auf andere Anwendungsfälle wie z. B. die Erhöhung der allgemeinen Beobachtbarkeit im restlichen Netzgebiet ohne kritische Netzsituationen übertragen. Diese können i. d. R. mit geringeren Anforderungen realisiert werden.

3 Begriff Netzzustandsermittlung

In diesem Kapitel des VDE FNN Hinweises wird der Begriff Netzzustandsermittlung in der Niederspannung aus regulatorischer und technischer Sicht erläutert. Außerdem werden Abgrenzungen zu Verfahren der bereits in höheren Spannungsebenen etablierten Netzzustandsschätzung aufgezeigt.

3.1 Begriffsbestimmung Netzzustandsermittlung

Der Begriff Netzzustandsermittlung, sowie übergeordnete Anforderungen an diese, sind in der Anlage 1 der BNetzA-Festlegung unter Ziffer 2.6 definiert:

„2.6. Netzzustandsermittlung

die aus aktuellen Messungen des jeweiligen Netzbereichs unter Berücksichtigung von Netzmodellen und -berechnungen abgeleitete Auslastung eines Netzbereichs. Für die Ermittlung der objektiven Erforderlichkeit einer Maßnahme hat dies nach aktuellem Stand der Technik zu erfolgen. [...]“

Zusätzlich wird in der Begründung der Festlegung das regulatorische Ziel einer Netzzustandsermittlung definiert:

„Die Netzzustandsermittlung leitet dazu basierend auf Echtzeit-Messungen des jeweiligen Netzbereichs unter Berücksichtigung der individuellen technischen Parameter des betroffenen Netzbereichs dessen Auslastung ab. Sie dient als Ausgangspunkt für die Ermittlung der objektiven Erforderlichkeit einer netzorientierten Steuerung durch den Netzbetreiber und hat stets nach dem aktuellen Stand der Technik zu erfolgen.“

Das Ziel einer Netzzustandsermittlung ist die Bestimmung eines eindeutig ermittelten Netzzustandes der im Netz vorliegenden Betriebsgrößen in Form des Vektors der komplexen Spannungen aller Netzknoten sowie der komplexen Leistungsflüsse über alle Betriebsmittel für einen Zeitpunkt. Zur Durchführung einer Netzzustandsermittlung werden sowohl statische Netzparameter als auch dynamische Eingangsgrößen benötigt. Die benötigten statischen Netzparameter sind die Netztopologie und die Betriebsmitteldaten zur Bestimmung des mathematischen Abbilds des Netzes sowie die im Zeitpunkt vorherrschende oder prognostizierte Versorgungsaufgabe. Als dynamische Eingangsgrößen werden Messwerte aus dezentralen Direktmessungen an Transformatorstationen, Kabelverteilerschränken oder intelligenten Messsystemen (iMSys) verwendet. Die Bewertung des ermittelten Netzzustandes erfolgt über globale Zustandsindikatoren der minimal und maximal auftretenden Spannungswerte sowie der vorliegenden Betriebsmittelauslastungen, die durch die Dauerstrombelastbarkeit der Betriebsmittel ermittelt werden können.

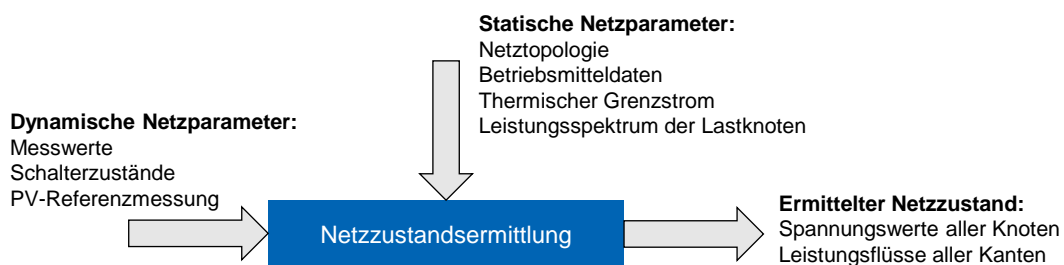


Bild 1: Eingangs- und Ausgangsgrößen der Netzzustandsermittlung

Eine direkte Messung eines Engpasses an einem einzelnen Betriebsmittel gilt ebenfalls als Nachweis der objektiven Erforderlichkeit einer netzorientierten Steuerung durch den Netzbetreiber und ist durch den Begriff Netzzustandsermittlung erfasst (siehe auch Kapitel 6.3).

Da die Ziele, Anforderung und Rahmenbedingungen nicht mit denen der in höheren Spannungsebenen etablierten Netzzustandsschätzung („state estimation“) identisch sind (siehe Kapitel 3.2), wurde in der BNetzA-Festlegung für die Niederspannung der Begriff der Netzzustandsermittlung eingeführt.

3.2 Abgrenzung zu höheren Spannungsebenen

In vielen Niederspannungsnetzen wurde bisher wenig Messtechnik eingebaut. Dies führt dazu, dass die in höheren Spannungsebenen eingesetzten Verfahren zur Netzzustandsschätzung nicht ohne Anpassungen für den Einsatz in der Niederspannung übernommen werden können. Aufgrund der geringen Durchdringung von installierter Messtechnik ist (und bleibt) das Netzgleichungssystem in der Niederspannung unterbestimmt. Weitere Eigenschaften beider Verfahren sind in Bild 2 dargestellt.

Netzzustandsschätzung	Netzzustandsermittlung
<ul style="list-style-type: none"> • Überbestimmtes System • Messabweichungen berücksichtigt • Alle Messungen gleich gewichtet • Benötigt Netzmodell • Gilt für das gesamte Netzgebiet • Hochspannungs- und teilw. Mittelspannungsebene 	<ul style="list-style-type: none"> • Unterbestimmtes System • Messabweichungen nicht berücksichtigt • Strommessungen für Berechnungen wertiger als Spannungsmessungen • Benötigt Netzmodell • Gilt für einzelne Netzbereiche • Mittelspannungs- und Niederspannungseben • Direkte Messungen einzelner Betriebsmittel/ Knoten ohne weitere Berechnungsverfahren sind inbegriffen

Bild 2: Gegenüberstellung Netzzustandsschätzung und Netzzustandsermittlung

4 Rahmenbedingungen und Annahmen

In diesem Kapitel des VDE FNN Hinweises werden die Rahmenbedingungen und Annahmen beschrieben, denen eine Netzzustandsermittlung bzw. die weiteren Ausführungen in diesem Dokument unterliegen.

4.1 Netzengpässe und Potenziale durch § 14a EnWG

Ein Netzengpass bezieht sich sowohl auf eine strombedingte thermische Überlastung der Betriebsmittel als auch auf eine Spannungsbandverletzung nach DIN EN 50160. Im Einzelnen können in einem Niederspannungsnetz grundsätzlich z. B. folgende Netzengpässe auftreten:

1. Überschreitung der Dauerstrombelastbarkeit (thermischer Grenzstrom, unter Berücksichtigung der Minderungsfaktoren) eines Erdkabels bzw. einer Freileitung.
2. Leistungsüberlastung einer Ortsnetzstation bei Bezug aus der höheren Spannungsebene.
3. Leistungsüberlastung einer Ortsnetzstation bei Einspeisung in die höhere Spannungsebene.
4. Überspannung: Überschreitung der gemittelten Effektivspannung von 230 V +10 % an einem beliebigen Netzknoten und auf jeder Phase.
5. Unterspannung: Unterschreitung der gemittelten Effektivspannung von 230 V -10 % an einem beliebigen Netzknoten und auf jeder Phase.
6. Zweckfremde Auslösung einer Sicherung, z. B. Schmelzung einer Niederspannungs-Hochleistungssicherung gemäß dessen Zeit-Strom Kennlinie. Hierbei wird im Kontext eines Netzengpasses verstanden, dass der vorliegende Schmelz- deutlich unterhalb vom Kurzschlussstrom liegt.

Die durch § 14a EnWG gegebene Möglichkeit einer Wirkleistungsreduktion an SteuVE kann lediglich den oben genannten Netzengpasstypen 1), 2), 5) und 6) entgegenwirken. Netzengpässe vom Typ 3) und 4) sind hingegen im Wesentlichen vom Verhalten der im betroffenen Netzbereich vorhandenen Erzeugungsanlagen (EZA) abhängig. Die in diesem Dokument vorgestellten Empfehlungen zur Durchführung einer Netzzustandsermittlung bzw. die Bestimmung des Netzzustands sind von der konkreten Steuerungsmaßnahme an einer steuerbaren Einrichtung unabhängig und könnten, sofern rechtlich möglich, auch die Notwendigkeit einer Steuerungsmaßnahme bzgl. EZA (Engpasstyp 3) und 4)) begründen.

4.2 Zeitliche Granularität einer Netzzustandsermittlung

Eine Netzzustandsermittlung hat gemäß der BNetzA-Festlegung BK6-22-300 auf Basis minütlicher Messwerte zu erfolgen. Dazu können minütliche Messwerte der Netzzustandsdaten von intelligenten Messsystemen (iMSys) durch den Tarifierungsfall 10 (TAF 10) erhoben/ bestellt werden, sowie Transformatormessungen einbezogen werden. Eine Netzzustandsermittlung kann dabei direkt auf Basis von minütlichen Messwerten oder auf Basis von rollierenden 10-minütigen Mittelwerten (der minütlichen Messwerte) erfolgen.

Zur zuverlässigen Erkennung eines Engpasses ist es jedoch nicht notwendig minütlich die in diesem Dokument beschriebenen hohen Anforderungen (z. B. Genauigkeiten) an eine Netzzustandsermittlung dauerhaft einzuhalten. In unkritischen Netzsituationen sind i. d. R. geringere Anforderungen ausreichend (siehe auch Kapitel 7).

4.3 Topologiebestimmung als vorgelagerter Prozess

Im Rahmen dieses VDE FNN Hinweises werden betriebliche Veränderungen der Netztopologie durch Schaltmaßnahmen innerhalb einer Netzzustandsermittlung nicht betrachtet. Die Topologiebestimmung bzw. Plausibilisierung des Normalschaltzustands sowie des aktuell vorherrschenden Schaltzustandes ist

grundsätzlich eine elementare Voraussetzung für eine hinreichend genaue Netzzustandsermittlung und wird als vorgelagerter Prozess im Rahmen der Betriebsführung der Niederspannung angenommen.

4.4 Bestimmung der Einspeisesituation von Photovoltaikanlagen als vorgelagerter Prozess

Im Rahmen dieses VDE FNN Hinweises wird die Bestimmung der aktuellen Einspeisesituation von Photovoltaikanlagen im Netzbereich nicht betrachtet. Die möglichst genaue Bestimmung der aktuellen Einspeisesituation ist für eine hinreichend genaue Netzzustandsermittlung signifikant und wird als vorgelagerter Prozess, z. B. durch Messung einer Referenzanlage, angenommen.

5 Spezifität und Sensitivität vs. Genauigkeit

Spezifität (SPE) und Sensitivität (SEN) sind statistische Maße für die Durchführung eines binären Klassifikationstests und bezogen auf eine Netzzustandsermittlung nach Formeln (1) und (2) definiert:

$$\text{SPE} = \frac{\text{Richtig negative Ergebnisse}}{\text{Richtig negative Ergebnisse} + \text{Falsch positive Ergebnisse}} \quad (1)$$

$$\text{SEN} = \frac{\text{Richtig positive Ergebnisse}}{\text{Richtig positive Ergebnisse} + \text{Falsch negative Ergebnisse}} \quad (2)$$

Negatives Ergebnis: Zustand wird als kein Engpass klassifiziert

Positives Ergebnis: Zustand wird als Engpass klassifiziert

Im Kontext einer Netzzustandsermittlung gibt die SEN den Anteil der korrekt als Engpass klassifizierten Zustände an allen Engpass-Zuständen an, also wie viel Prozent der Engpässe werden korrekt als Engpass erkannt. Die SPE stellt den Anteil der korrekt als Nicht-Engpass klassifizierten Zustände an allen Nicht-Engpass-Zuständen dar.

SEN-Analysen berücksichtigen somit ausschließlich die Betriebsmittel (Transformator/ Kabel) an denen tatsächlich ein Engpass aufgetreten ist und SPE-Analysen ausschließlich die Betriebsmittel an denen kein Engpass aufgetreten ist. Die jeweils anderen Betriebsmittel beeinflussen die Werte nicht. Um SPE und SEN zu bestimmen, müssen Engpässe/ Nicht-Engpässe vorab bekannt sein. Die Validierung einer Netzzustandsermittlung vor Implementierung in ein reales Netz kann daher nur theoretisch erfolgen, weshalb ein praxisnäheres Validierungskriterium herangezogen werden sollte.

Neben Sensitivität und Spezifität gibt es mit der Genauigkeit eine dritte Größe, die eine Netzzustandsermittlung charakterisiert. Die Genauigkeit berücksichtigt alle Betriebsmittel/ Knoten. Die Validierung der Genauigkeit ist nicht auf die vorherige Kenntnis der Engpässe/ Nicht-Engpässe angewiesen. Gleichwohl ist die Genauigkeit keine von SEN und SPE unabhängige Größe. Daher wurden in der Begleitstudie auch die Auswirkungen der Genauigkeit auf SEN und SPE analysiert. Es wurde gezeigt, dass die Genauigkeit eine hinreichende und praxisnahe Größe zur Validierung einer Netzzustandsermittlung ist.

Wie in Kapitel 4 ausgeführt, kann sowohl ein spannungsbedingter als auch strombedingter (thermischer) Engpass Steuerungsmaßnahmen begründen. Daher sind bzgl. einer Netzzustandsermittlung die Genauigkeiten für die Bestimmung beider Größen zu definieren. Die Genauigkeit der Spannungsermittlung f_U ist die auf die Nennspannung U_n normierte Differenz der ermittelten Spannung U_{est} und der tatsächlichen Spannung U_{real} :

$$f_U = \left| \frac{U_{est} - U_{real}}{U_n} \right| \cdot 100 \% \quad (3)$$

Die Genauigkeit der Stromermittlung f_I ist die auf die Dauerstrombelastbarkeit I_D normierte Differenz des ermittelten Stroms I_{est} und dem tatsächlichen Strom I_{real} :

$$f_I = \left| \frac{I_{est} - I_{real}}{I_D} \right| \cdot 100 \% \quad (4)$$

6 Netzzustandsermittlung als Nachweis der objektiven Erforderlichkeit einer Steuerungsmaßnahme nach § 14a EnWG

Für den Nachweis der objektiven Erforderlichkeit einer Steuerungsmaßnahme nach § 14a EnWG durch eine Netzzustandsermittlung sind zwei grundsätzliche Optionen möglich:

1. Ermittlung eines Engpasses an einem beliebigen Betriebsmittel/ Knoten innerhalb eines Netzbereichs durch Berechnungsverfahren auf Basis von Messwerten oder
2. Ermittlung eines Engpasses an einem einzelnen Betriebsmittel durch direkte Messungen.

Wie in Kapitel 5 beschrieben, ist die Einhaltung von Genauigkeiten eine hinreichende Anforderung zur Validierung eines Verfahrens zur Durchführung einer Netzzustandsermittlung. Bei Verwendung eines Berechnungsverfahrens auf Basis von Messwerten liegt es im Ermessen des Herstellers/ der Netzbetreiber ein entsprechendes Verfahren (z. B. statistisch, analytisch, heuristisch, neuronale Netzwerke, etc.) zu wählen.

Für eine zuverlässige Erkennung von Netzengpässen sind folgende Genauigkeiten bzgl. der Ermittlung des Spannungswerts bzw. des Stromwerts unter Berücksichtigung des 99. % Perzentils mindestens einzuhalten:

- Spannung: $f_U = 2,0 \%$
- Strom: $f_I = 10 \%$

Bei Einhaltung der genannten Genauigkeiten ist eine zuverlässige Erkennung von Engpässen anzunehmen.

Bei Verwendung eines Berechnungsverfahrens auf Basis von Messwerten soll die Berechnung asymmetrisch erfolgen (phasenscharfe Betrachtung), sofern nur abgangsscharfe Messungen vorhanden sind und die Zuordnung der Phasen zu den Messwerten möglich ist. Eine symmetrische Berechnung soll für die am stärksten belastete Phase erfolgen. Bei zusätzlichen Messungen im Netz, bei denen eine eindeutige Zuordnung der Phasen nicht sichergestellt werden kann, kann der Zustand symmetrisch (aggregierte Betrachtung der Phasen) ermittelt werden.

Für die Anwendung eines Berechnungsverfahrens auf Basis von Messwerten werden neben der für die ausgewählte Messstrategie benötigten Anzahl an Messwerten grundsätzlich alle Schalterzustände sowie die aktuelle Einspeisesituation für Photovoltaikanlagen benötigt. Zusätzliche Informationen über besondere Last- oder Einspeisesituationen im Netzbereich sollen berücksichtigt werden.

6.1 Individueller Nachweis der Genauigkeit eines Berechnungsverfahrens

Die Einhaltung der genannten Genauigkeiten ist bzgl. des gewählten Berechnungsverfahrens zur Durchführung einer Netzzustandsermittlung für den jeweiligen Netzbereich individuell nachzuweisen.

Nach Vorgaben der BNetzA-Festlegung ist diese Qualität bei Bedarf durch den Netzbetreiber nachzuweisen und durch stichprobenartige (ggf. temporäre) vergleichende Messungen sicherzustellen und zu dokumentieren.

Die notwendigen Sensorausstattungsgrade und Messkonstellationen sind durch individuelle Analysen der jeweiligen Netzbereiche zu ermitteln.

6.2 Allgemeiner Nachweis der Genauigkeit eines Berechnungsverfahrens

Um einen allgemeingültigen Nachweis ohne individuelle Analysen für möglichst viele Netze zu ermöglichen, wurden in der Begleitstudie unter Verwendung des Weighted Least Squares (WLS) Algorithmus reale und synthetische Netzmodelle analysiert. Dazu wurden drei verwendete Grundtopologien von Niederspannungsnetzen betrachtet:

- Strahlennetze
- Vermaschte Netze mit einer Transformatoreinspeisung
- Vermaschte Netze mit zwei oder mehr Transformatoreinspeisungen

Zusätzlich wurden drei Konstellationen der im Netz installierten Sensorik untersucht und jeweils ein zusätzlicher Ausstattungsgrad von iMSys ermittelt:

- Gesamtleistungsmessung des Transformators + iMSys
- Abgangsscharfe Messung + iMSys
- Keine Gesamtleistungsmessung des Transformators und keine abgangsscharfe Messung, d. h. ausschließlich iMSys

Die Abgrenzung der Positionen der Gesamtleistungsmessung des Transformators bzw. abgangsscharfe Messungen sind in Bild 3 verdeutlicht.

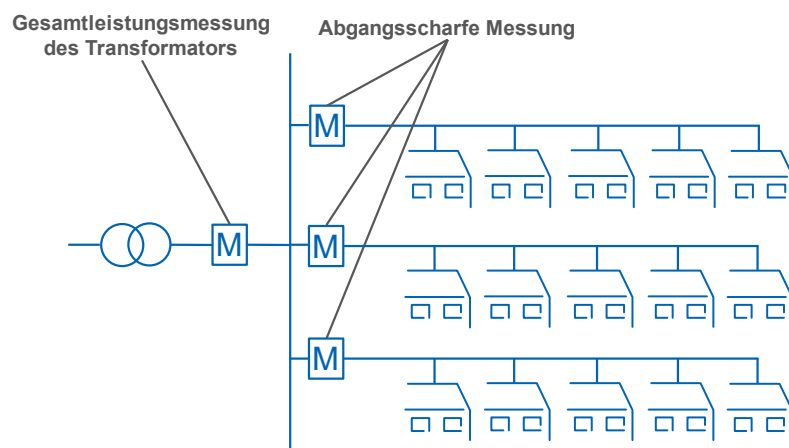


Bild 3: Positionierung der Messtechnik bei Gesamtleistungsmessung bzw. abgangsscharfer Messung

Auf eine genaue Darstellung der Annahmen und Berechnungen wird in diesem Dokument verzichtet und direkt auf die Begleitstudie verwiesen.

Tabelle 1 zeigt die erforderlichen Ausstattungsgrade von iMSys für die verschiedenen Grundtopologien und Messstrategien, um die geforderten Genauigkeiten bzgl. der Spannungs- und Stromwertermittlung einzuhalten. Die Ausstattungsgrade geben den prozentualen Anteil der Anschlussknoten im gesamten Netzbereich an, deren iMSys-Daten tatsächlich erhoben werden, im Verhältnis zu den Anschlussknoten, die dafür grundsätzlich geeignet sind.

	Strahlennetze	Maschennetze (1 Trafo)	Maschennetze (2+ Trafos)
Messung NS-Abgänge	15 %	5 %	0 %
Trafosummenmessung	30 %	10 %	0 %
Ohne Messung in ONS	70 %	40 %	25 %

Tabelle 1: Ausstattungsgrad an iMSys mit TAF 10-Messungen nach Messstrategie und Grundtopologie

Bei Einhaltung der in Tabelle 1 dargestellten Ausstattungsgrade ist unter Verwendung marktüblicher Verfahren eine hinreichend genaue Netzzustandsermittlung und das Erkennen von Netzengpässen anzunehmen.

Die Ausstattungsgrade unterliegen der Annahme, dass alle erhobenen Messwerte zu jedem Zeitpunkt bestellbar sind und es zu keinen Kommunikationsausfällen kommt, ggf. müssen die Berücksichtigung von Sicherheitsmargen bzw. „Fail-Over-Strategien“ erwogen werden (siehe auch Kapitel 9).

Für einzelne Netztopologien wurden in der Begleitstudie teilweise deutlich geringere Ausstattungsgrade ermittelt. Diese können durch eine individuelle Analyse des Netzbereichs nach Abschnitt 6.1 realisiert werden. Ebenfalls wurde gezeigt, dass zusätzliche Sensorik in Kabelverteilschränken den Bedarf an iMSys weiter reduzieren kann.

6.3 Allgemeiner Nachweis der Genauigkeit durch direkte Messungen

Direkte Messungen von Netzengpässen am Transformator, in Kabelverteilerschränken oder durch iMSys dienen ebenfalls als Nachweis zur Erforderlichkeit einer Steuerungsmaßnahme. Die Genauigkeitsanforderungen werden i. d. R. von marktüblichen (Bestands-)Messeinrichtungen eingehalten, sind jedoch im Einzelfall zu bestätigen.

Mit direkten Messungen an einzelnen Betriebsmitteln ist im Gegensatz zu den in Abschnitt 6.1 und 6.2 dargestellten Optionen jedoch nicht sichergestellt, dass alle Netzengpässe in einem Netzbereich erkannt werden, sondern sie beziehen sich ausschließlich auf Engpässe an den gemessenen Betriebsmitteln.

Gemäß der VDE FNN Empfehlung¹ zur Tenorziffer 2c [3] darf ein Netzbetreiber ab 80 % der (temperaturabhängigen) Belastbarkeit der Betriebsmittel oder ab 80 % der zulässigen Spannungseinsenkung nach DIN EN 50160 (d.h. -8 %) eine Steuerungsmaßnahme ergreifen. Diese mind. 80 % der Belastbarkeit der Betriebsmittel sind über eine direkte Messung nachzuweisen.² Eine Berücksichtigung darüberhinausgehender Sicherheitsfaktoren und damit verbundene Rückschlüsse auf nicht direkt gemessene Betriebsmittel ist nicht zulässig.

¹ Die Empfehlung zur Tenorziffer 2c ist bei Redaktionsschluss dieses Dokuments Bestandteil eines öffentlichen Konsultationsverfahren der BNetzA und stehen daher unter Vorbehalt.

² Bei Verwendung eines Berechnungsverfahrens sind die mind. 80 % der Belastbarkeit der Betriebsmittel rechnerisch nachzuweisen.

7 Aspekte zur Datenübertragung und -verarbeitung

Eine Netzzustandsermittlung im Sinne von § 14a EnWG hat nach Maßgabe der BNetzA-Festlegung auf Basis minütlicher Messwerte zu erfolgen. In diesem Kapitel werden ausgewählte Einordnungen und Konsequenzen zur Datenübertragung und -verarbeitung im Kontext einer Netzzustandsermittlung beschrieben.

7.1 Option zur Datenreduktion durch Betrachtung von Schwellwerten

Zur Reduzierung der Daten ermöglicht der TAF 10 in iMSys Schwellwerte zu definieren, sodass die Datenübertragung und -verarbeitung erst bei Über- bzw. Unterschreiten der definierten Grenzen beginnt. Zusätzlich ist ein Triggern des Bestellprozesses für iMSys-Daten durch Erreichen eines Schwellwertes der Transformatorauslastung denkbar. Die konkrete Umsetzung einer Ad-hoc Anfrage von TAF 10-Messwerten wird Bestandteil eines von VDE FNN und Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) gemeinsam initiierten Branchenpiloten zu Ad-hoc-Parameteränderungen sein.

In der Begleitstudie wurden insbesondere die Auswirkungen von Schwellwerten am Transformator auf Sensitivität und Spezifität sowie die Reduktion der Datenmenge im Vergleich zu einer Basis-Variante qualitativ untersucht. Sofern in den Untersuchungen ein Schwellwert von 50 % der maximal zulässigen Scheinleistung am Transformator nicht erreicht wurde, wurde ausschließlich die Trafosummenmessung als tatsächliche Messung für die Netzzustandsermittlung verwendet. Bei Überschreitung des Schwellwertes wurden zusätzlich die entsprechenden iMSys-Daten in der Netzzustandsermittlung berücksichtigt.

Es wurde beobachtet, dass es in den untersuchten Szenarien nicht zu einem Erreichen der Spannungsschwellwerte an den iMSys-Knoten kommt, bevor der Leistungs-Schwellwert am Transformator erreicht wird.

Insgesamt konnten keine negativen Einflüsse hinsichtlich Sensitivität und Spezifität im Vergleich zur Basis-Variante unter Einhaltung der Genauigkeitsanforderungen beobachtet werden. Gleichzeitig konnte eine Datenreduktion von 42 % bis zu 98 % (prozentualer Anteil der Zeitschritte, in denen die iMSys-Daten nicht angefordert werden, bezogen auf die Gesamtanzahl aller Zeitschritte) ermittelt werden. Die Höhe der Datenreduktion ist im Wesentlichen davon abhängig, wie stark das Netz bzw. die Transformatoren ausgelastet sind und welche Schwellwerte der Netzbetreiber festlegt.

Die Verwendung von Schwellwerten ist ein effektives Instrument, um die Datenübertragung und -verarbeitung erheblich zu reduzieren und somit Kosten zu sparen. Zudem kann dies die technischen Anforderungen an die Datenübertragung und -verarbeitung senken. Dabei wird eine zuverlässige Funktion der Datenübertragung zu allen Zeiten vorausgesetzt. Es liegt im Ermessen der Netzbetreiber dieses Instrument zu nutzen und ggf., abhängig von der Position der iMSys, der Netzauslastung und der Dimensionierung des/ der Transformator/-en, auf ihre Netze angepasste individuelle Schwellwerte festzulegen.

7.2 Zeitversetzter Versand von Messwerten

Zur Durchführung einer Netzzustandsermittlung werden aktuelle minütliche Messwerte berücksichtigt. Dabei ist es jedoch nicht notwendig den Versand der Messwerte aller iMSys/ Transformatormessungen zeitlich zu synchronisieren. Ein innerhalb einer Minute zeitlich versetzter Versand der jeweiligen Daten ist möglich und kann dazu beitragen Übertragungskapazitäten zu optimieren.

7.3 Weiterentwicklung TAF 10 Werte

Gegenwärtig sind über den TAF 10 minütlich sogenannte Momentanwerte von Netzbetreibern bestellbar. Momentanwerte bilden eine „Momentaufnahme“ (Messintervall bis zu 1 Sekunde) des Netzzustands ab. In dem Zeitregime des Messintervalls können Momentanwerte insbesondere z. B. durch Einschaltvorgänge elektrischer Motoren, kurzzeitig großen Schwankungen unterliegen. Diese kurzzeitigen Schwankungen haben dabei physikalisch keinen signifikanten Einfluss auf den Netzzustand. Mögliche, sehr hohe Messwerte werden jedoch das Ergebnis einer Netzzustandsermittlung beeinflussen. Zur Ermittlung und Bewertung eines Netzzustands eignen sich 1 Minuten Mittelwerte (Messintervall 1 Minute bzw. Mittelung von Momentanwerten) besser, um einzelne extreme Messwerte zu glätten. Es ist daher anzustreben, den TAF 10 bzgl. der Bestellbarkeit von 1 Minuten Mittelwerten weiterzuentwickeln. Ergänzend können ggf. Arbeitswerte die Bewertung einer Netzzustandsermittlung verbessern, ersetzen jedoch nicht die Notwendigkeit von 1 Minuten Mittelwerten (Strom und Spannung).

8 VDE FNN Empfehlung

Die Empfehlungen beziehen sich auf die Optionen zum Nachweis der objektiven Erforderlichkeit von Steuerungsmaßnahmen an SteuVE im Sinne der BNetzA-Festlegung zur Ausgestaltung von § 14a EnWG, d. h. auf eine zuverlässige Erkennung von Netzengpässen (Starklastfälle) in kritischen Netzbereichen. Die Empfehlungen lassen sich nicht auf andere Anwendungsfälle, wie z. B. die Erhöhung der allgemeinen Beobachtbarkeit im Netzgebiet ohne kritische Netzsituationen, übertragen. Diese können i. d. R. mit deutlich geringeren Anforderungen realisiert werden.

Für den Nachweis der objektiven Erforderlichkeit einer Steuerungsmaßnahme nach § 14a EnWG sind zwei grundsätzliche Optionen möglich:

1. Ermittlung eines Engpasses an einem beliebigen Betriebsmittel/ Knoten innerhalb eines Netzbereichs durch Berechnungsverfahren auf Basis von Messwerten oder
2. Ermittlung eines Engpasses an einem einzelnen Betriebsmittel durch direkte Messungen.

Die Genauigkeit der Ermittlung der Strom- und Spannungswerte ist ein hinreichendes Kriterium, um das Verfahren einer Netzzustandsermittlung zu charakterisieren. Für eine zuverlässige Erkennung von Netzengpässen sind folgende Genauigkeiten unter Berücksichtigung des 99. % Perzentils mindestens einzuhalten:

- Spannung: $f_U = 2,0 \%$
- Strom: $f_I = 10 \%$

Bei Einhaltung der genannten Genauigkeiten ist eine zuverlässige Erkennung von Engpässen anzunehmen.

Die Genauigkeiten der Verfahren können individuell für einen Netzbereich analysiert und die damit korrelierenden Sensorausstattungsgrade optimiert werden.

Alternativ kann die Einhaltung der Genauigkeiten allgemein (ohne individuelle Analyse) angenommen werden, wenn die für die verschiedenen Grundtopologien und Messstrategien in Tabelle 1 aufgeführten Ausstattungsgrade von (zusätzlichen) iMSys eingehalten werden.

Bild 4 zeigt die Grundanforderungen an die jeweiligen Nachweise.

Eine Netzzustandsermittlung hat gemäß der BNetzA-Festlegung BK6-22-300 auf Basis minütlicher Messwerte zu erfolgen. Eine Netzzustandsermittlung kann dabei direkt auf Basis von minütlichen Messwerten oder auf Basis von rollierenden 10-minütigen Mittelwerten (der minütlichen Messwerte) erfolgen. Zur zuverlässigen Erkennung eines Engpasses ist es jedoch nicht notwendig minütlich die, durch die Ermittlung während eines Starklastfalls bedingten, hohen Anforderungen einzuhalten. In unkritischen Netzsituationen sind i. d. R. geringere Anforderungen ausreichend. Die Verwendung von Schwellwerten ist ein effektives Instrument, um die Datenübertragung und -verarbeitung erheblich zu reduzieren und somit Kosten zu sparen. Es liegt im Ermessen der Netzbetreiber dieses Instrument zu nutzen und ggf., abhängig von der Position der iMSys, der Netzauslastung und der Dimensionierung des/ der Transformator/ -en, auf ihre Netze angepasste individuelle Schwellwerte festzulegen.

Optionen zur Durchführung einer Netzzustandsermittlung

Individueller Nachweis der Genauigkeit eines Berechnungsverfahrens

- Gilt für beliebige Betriebsmittel/ Knoten im Netzbereich.
- Eine individuelle Analyse der Netzbereiche ist notwendig.
- Sensorausstattungsgrade und Messkonstellationen sind individuell zu bestimmen.
- Die Genauigkeiten der Berechnungsverfahren sind für die jeweiligen Netzbereiche einzuhalten und nachzuweisen.

Allgemeiner Nachweis der Genauigkeit eines Berechnungsverfahrens

- Gilt für beliebige Betriebsmittel/ Knoten im Netzbereich.
- Eine individuelle Analyse der Netzbereiche ist nicht notwendig.
- Die Sensorausstattungsgrade und Messkonstellationen aus Tabelle 1 sind einzuhalten.
- Die Einhaltung der Genauigkeiten kann unter Verwendung marktüblicher Verfahren angenommen werden.

Nachweis der Genauigkeit durch direkte Messung

- Gilt für einzelne direkt gemessene Betriebsmittel/ Knoten im Netzbereich.
- Die Überschreitung der Leistungsgrenze muss direkt gemessen werden.
- Die pauschale Berücksichtigung von weiteren Sicherheitsfaktoren ist nicht zulässig.

Bild 4: Zusammenfassung der drei Möglichkeiten zur Durchführung einer Netzzustandsermittlung

Gegenwärtig sind über den TAF 10 minütlich sogenannte Momentanwerte von Netzbetreibern bestellbar. Wegen der bzgl. der Bewertung des Netzzustands eingeschränkten Aussagekraft von minütlichen Momentanwerten (Messintervall bis 1 s) ist es anzustreben, den TAF 10 hinsichtlich der Bestellbarkeit von minütlichen Mittelwerten weiterzuentwickeln.

9 Weiteres Vorgehen

Mit fortschreitender, praktisch gesammelter Erfahrung müssen die in diesem Dokument genannten Empfehlungen überprüft werden. Dem wird auch im Beschluss BK6-22-300 der BNetzA zur Tenorziffer 2 Rechnung getragen, wonach die Empfehlungen „mindestens alle 3 Jahre durch die Netzbetreiber nach dem Stand der Technik zu überprüfen, erforderlichenfalls zu aktualisieren und der Bundesnetzagentur vorzulegen“ sind.

10 Literaturverzeichnis

- [1] Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6, „Festlegungsverfahren zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a Energiewirtschaftsgesetz (BK6-22-300)“, 27. November 2023. [Online]. Verfügbar: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2022/BK6-22-300/BK6-22-300_Beschluss.html?nn=801456. [Zugriff im März 2025].
- [2] VDE FNN, „Impuls "Prämissen und erste Erkenntnisse zum standardisierten Vorgehen für die Durchführungen von Netzzustandsermittlung auf Basis von Echtzeitmesswerten in der Niederspannung",“ 04 06 2024. [Online]. Verfügbar: <https://www.vde.com/resource/blob/2316770/6de58ffc5bc5a5e7a6164783af65be0d/vde-fnn-impuls-netzzustandsermittlung-data.pdf>. [Zugriff im März 2025].
- [3] VDE FNN, „Hinweis "Definition der technischen Parameter zur Annahme einer Gefährdung oder Störung im Netzbereich sowie Vorgaben zur schrittweisen Rücknahme von Steuerungsmaßnahmen",“ März 2025. [Online]. Verfügbar: <https://www.vde.com/resource/blob/2380718/5575482e72cc4c5947b3cf1b3309c79d/vde-fnn-hinweis-parameter-an--und-ruecknahme-von-stoerungen-data.pdf>. [Zugriff im März 2025].

VDE Verband der Elektrotechnik
Elektronik Informationstechnik e.V.

Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (VDE FNN)
Bismarckstraße 33
10625 Berlin
Tel. +49 30 383868-70
fnn@vde.com
www.vde.com/fnn

VDE FNN