

NETZZUSTÄNDE ALS STEUERUNGSINDIKATOR DES MARKTMECHANISMUS EINER HANDELSPLATTFORM FÜR ENERGIEFLEXIBILITÄT

Sebastian Schall (*), Lukas Glotzbach (*)

Hochschule Darmstadt Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik, Birkenweg 8
64295 Darmstadt/Germany, +49 172 7215727, sebastian.b.schall@stud.h-da.de

Hochschule Darmstadt Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik, Birkenweg 8
64295 Darmstadt/Germany, +49 6151 16-8461, lukas.glotzbach@h-da.de

Kurzfassung: Das Ziel des Projekts *Flex4Energy* ist die Entwicklung eines Systems, das Flexibilität auf Verteilnetzebene aggregiert, vermarktet und in die bestehende Infrastruktur integriert. Durch deren Anwendung sollen unter anderem Systemdienstleistungen des Verteilnetzbetreibers erbracht werden. Der Netzzustand wird durch die Indikatoren Auslastungsgrad und relative Spannungsabweichung bestimmt und regelt die Interaktionen zwischen dem Verteilnetzbetreiber und anderen Marktteilnehmern. Zur Klassifikation des Netzzustands dienen dabei vier Netzzustandsphasen („normal“, „kritisch“, „gefährdet“ und „Versorgungsunterbrechung“) und werden in Form einer Netzampel dargestellt. Definierte Kriterien und Grenzwerte dienen der eindeutigen und transparenten Abgrenzung der einzelnen Phasen. Diese Netzzustandsphasen beziehen sich dabei auf Netzbereiche, die mittels einer Inzidenzmatrix dynamisch gebildet werden können. Bei der Präqualifikation von Flexibilitätsanlagen werden deren Zählpunktbezeichnungen den entsprechenden Netzknoten zugeordnet (physikalische Anbindung). Anhand der Inzidenzmatrix können alle Zählpunkte ermittelt werden, die Einfluss auf die Grenzwertverletzung nehmen und bilden somit den Netzbereich. Auf Basis dessen können entsprechende Angebote zur Behebung der Grenzwertverletzung vom Verteilnetzbetreiber akquiriert werden oder auch Angebote aus dem Handel ausgeschlossen werden, die den Netzzustand weiter negativ beeinflussen.

Keywords: Auslastungsgrad, Flexibilität, Flex4Energy, Grenzwerte, Handelsplattform, Indikatoren, Inzidenzmatrix, Netzbereich, Netzzustand, Netzzustandsphasen, Relative Abweichung, Verteilnetzbetreiber

1 Einleitung

Durch die zunehmende volatile Erzeugung aus erneuerbaren Energien und die schwankende Nachfrage wird Flexibilität zum Ausgleich von Planabweichungen sowie zur Stabilisierung der Netze immer wichtiger. Insbesondere im Verteilungsnetz, indem in Deutschland nahezu 98 % [Büc14] der erneuerbaren Energie installiert sind, verändert sich die bisherige Aufgabe der reinen Verteilung. Der weitere Ausbau erfordert die Erbringung zusätzlicher Systemdienstleistungen auf Verteilnetzebene, die bei kritischen Netzsituationen den sicheren Betrieb wiederherstellen.

2 Das Projekt Flex4Energy

Das Ziel des Projekts *Flex4Energy*[†] besteht darin, eine Handelsplattform zu entwickeln, die Flexibilität auf Verteilungsebene vernetzt bzw. aggregiert, vermarktet und in die bestehende energietechnische Infrastruktur integriert. Flexibilität in diesem Zusammenhang beschreibt die Fähigkeit einer Anlage ihre Leistungsabgabe (Einspeisung) und/oder Leistungsaufnahme (Verbrauch) gemäß einer unabhängigen äußeren Vorgabe (Sollwert oder Steuersignal) zielgerichtet zu verändern. Als Flexibilitätsanlagen zählen z. B. Speichertechnologien, Notstromaggregate, Blockheizkraftwerke, Nachtspeicheröfen, regelbare Photovoltaik- und Windkraftanlagen oder andere. Durch deren Anwendung können kurzfristige Abweichungen ausgeglichen oder Systemdienstleistungen, z. B. für das Beheben von Netzengpässen erbracht werden.

Systemaufbau und Teilsysteme

Abbildung 1 zeigt den Aufbau und die Komponenten des Gesamtsystems.

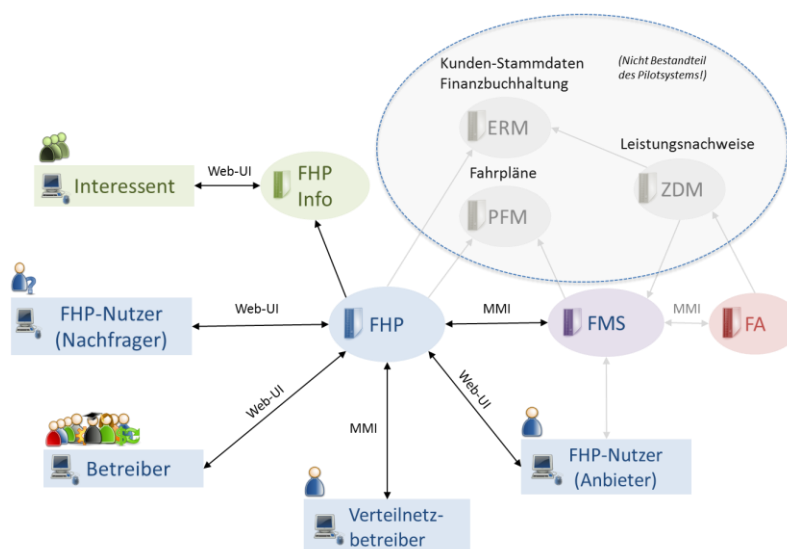


Abbildung 1: Systemaufbau und Teilsysteme [nach F4E15]

Eine zentrale Rolle im Gesamtsystem nimmt die Flexibilitäts-handelsplattform (FHP) ein. Angebote werden von Flexibilitätsmanagementsystemen (FMS) über eine automatisierte Schnittstelle (MMI) an die FHP übergeben. Das FMS kann dabei ein oder mehrere Flexibilitätsanlagen (FA) aggregieren. Zusätzlich können Angebote auch von FHP-Nutzern (Anbietern) über eine Benutzerschnittstelle (Web-UI) übergeben werden, die nicht an einem FMS angebunden sind. FHP-Nutzer (Nachfrager) können ihren Bedarf an Flexibilität über eine Web-UI an der FHP veröffentlichen. Mittels eines definierten Angebotsmatchings werden Angebote bestimmten Anfragen zugeordnet, woraus Einzelvereinbarungen sowohl für die Lieferung als auch für den Bezug von Flexibilität entstehen. Mögliche Interessenten können anonymisierte Handelsinformationen über den Zugang FHP Info einsehen. Für die Administ-

[†] Konsortium: StoREgio e. V., ENTEGA AG, ads-tec GmbH, Fraunhofer IESE, Fraunhofer ISE und Hochschule Darmstadt; Projektlaufzeit: April 2015 bis März 2018; Förderung: BMWi und PtJ

ration der FHP ist der Betreiber zuständig. Dies beinhaltet auch die Analyse von Handlungsvorgängen oder die Justierung von Handelsparametern. Netzzustandsinformationen werden vom Verteilnetzbetreiber (VNB) über eine automatisierte Schnittstelle an die FHP übergeben und werden in den folgenden Kapiteln näher erläutert. Externe Systeme wie das Zählerdatenmanagementsystem (ZDM), das Portfoliomanagementsystem (PFM) oder das Enterprise Resource Management (ERM) sind kein Bestandteil des Pilotsystems und werden daher nicht weiter betrachtet.

Essenzielle FHP-Nutzer (Nachfrager) sind unter anderen die VNB, die die Aufgabe haben, den sicheren Betrieb der Verteilnetze zu gewährleisten. Für den neu geschaffenen Flexibilitätsmarkt gilt es daher einen Mechanismus zu etablieren, der stärker die physikalische Netz-situation im Fokus hat und dadurch die Interaktion zwischen Marktteilnehmern und VNB regelt und koordiniert [Ape14]. Aufgrund des Wettbewerbs sollen somit kostengünstige Lösungen zur Behebung von kritischen Netzzuständen hervorgebracht werden.

3 Indikatoren zur Beurteilung des Netzzustands in Verteilnetzen

Zur Beurteilung des Netzzustands werden Indikatoren festgelegt, die einerseits die Betriebsmittelauslastung und andererseits die Spannungsabweichung berücksichtigen. Vernachlässigt werden dabei Aussagen über die Netzfrequenz, Oberschwingungen oder auch Flicker, da diese nicht im Fokus dieser Arbeit stehen.

- **Betriebsmittelauslastung**

Ein wichtiger Indikator zur Beurteilung des Netzzustands ist die Auslastung der Betriebsmittel. Überlastungen können in Leitungen (Freileitungen und Kabel) und Transformatoren zu unzulässig hohen Temperaturen und somit zur Verringerung der Lebensdauer bis hin zu deren Zerstörung führen. Andere Betriebsmittel wie Sammelschienen, Schutz-einrichtungen oder Schalter werden auf Basis der Leitungen und Transformatoren ausgelegt und daher im Folgenden nicht weiter betrachtet. Maßgebend für die Temperaturgrenze ist die zulässige Dauerstrombelastung. Vereinfacht dargestellt führt die Strombelastung zu einer Verlustleistung (nach 3.1) in Leitungen oder Transformatoren und wird direkt in Wärme umgewandelt.

$$P_v = I^2 \cdot R_l [W] \quad (3.1)$$

P_v : Verlustleistung [W]
 I : Strombelastung [A]
 R_l : Leiterwiderstand [Ohm]

Aus der maximalen Verlustleistung (thermischen Belastbarkeit) ergibt sich die zulässige Dauerstrombelastung. Nach Formel 3.2 ist der Auslastungsgrad die Relation der Strombelastung zur zulässigen Dauerstrombelastung. Dies gilt als Indikator für die Betriebsmittelauslastung.

$$\text{Auslastungsgrad} = \frac{I}{I_{zul}} \cdot 100 [\%] \quad (3.2)$$

I_{zul} : zulässige Dauerstrombelastung [A]

Die zulässige Dauerstrombelastung ist von der Art der Verlegung, der Häufung von Leitern sowie der Abführung der Wärme aufgrund der Umgebungstemperatur oder Windgeschwindigkeit abhängig [Oed13].

- **Spannungsabweichung**

Der VNB ist in seinem Netzgebiet verpflichtet, die Spannung innerhalb eines Toleranzbereichs zu halten, um so die Gefährdung von Anlagen und Betriebsmittel auszuschließen. Überspannung kann zur Zerstörung führen, wogegen Unterspannung einen nicht funktionsgerechten Betrieb von elektrischen Betriebsmitteln hervorrufen kann. Ein weiterer Indikator zur Beurteilung des Netzzustandes ist somit die relative Abweichung der momentanen Spannung in Relation zur Nennspannung nach Formel 3.3.

$$\frac{\Delta U}{U_n} = \frac{U - U_n}{U_n} \cdot 100 [\%] \quad (3.3)$$

ΔU : Abweichung zur Nennspannung [V]

U : Spannung [V]

U_n : Nennspannung [V]

Aufgrund der unsymmetrischen Belastung in Verteilnetzen müssen die Indikatoren zur Beurteilung des Netzzustands für alle drei Phasen des Drehstromnetzes (L1, L2, L3) berücksichtigt werden [Neu13]. Zur Vereinfachung der Darstellung wird nachfolgend darauf verzichtet.

4 Klassifikation von Netzzustandsphasen

Auf Basis des Ampelkonzepts [Ape14] [BDEW13a] werden Netzzustandsphasen sowie deren Auswirkungen auf das Marktgeschehen der Flexibilitätshandelsplattform definiert. Anschließend werden Kriterien und mögliche Werte für eine Abgrenzung solcher Zustandsphasen ermittelt.

4.1 Definition und Auswirkungen der Netzzustandsphasen


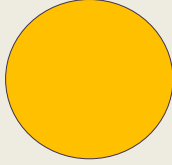
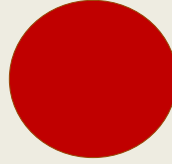

Die Netzzustandsphasen dienen der Regelung und Koordination von Marktinteraktionen durch den VNB mit den übrigen Marktakteuren. Tabelle 1 zeigt die Unterteilung des Netzzustands in vier Phasen.

Im „normalen Netzzustand“ (grüne Netzampel) liegen die Indikatoren zur Beurteilung des Netzzustands im zulässigen Bereich. Der VNB greift in dieser Phase nicht in das Marktgeschehen ein. Der Flexibilitätshandel ist bei allen anderen Marktakteuren uneingeschränkt möglich.

Der „kritischer Netzzustand“ (gelbe Netzampel) liegt bei einer potenziellen Gefährdung des Netzbetriebs vor. In dieser Phase ist das Ziel des VNB in den „normalen Netzzustand“ zurückzukehren. Um dieses Ziel zu erreichen ist er berechtigt, eigene Flexibilitätsanfragen auf

der Handelsplattform einzustellen. Somit sollen durch den Wettbewerb kostengünstige Lösungen zur Verbesserung des Netzzustands entstehen. Des Weiteren werden Flexibilitätsangebote gesperrt, die der Maßnahme zur Netzstabilisation entgegenwirken. Durch diese Einschränkung kann nur solche Flexibilität gehandelt werden, die den Netzzustand positiv beeinflussen.

Tabelle 1: Klassifikation von Netzzustandsphasen [nach BDEW13a]

Netzampel	Netzzustandsphasen	Auswirkung
	Normaler Netzzustand	<ul style="list-style-type: none"> • Uneingeschränkter Flexibilitätshandel durch alle Marktakteure. • VNB greift nicht in Marktgeschehen ein.
	Kritischer Netzzustand	<ul style="list-style-type: none"> • VNB darf Anfragen einstellen, um in den normalen Zustand zurückzukehren. • Angebote die den Zustand negativ beeinflussen werden vom Hanel ausgeschlossen.
	Gefährdeter Netzzustand	<ul style="list-style-type: none"> • VNB darf Flexibilität nutzen, um den normalen Zustand wiederherzustellen. • VNB darf Einzelvereinbarungen unabhängig von Angeboten erstellen.
	Versorgungsunterbrechung (Blackout)	<ul style="list-style-type: none"> • Der Handel von Flexibilität sowie der unmittelbare Eingriff seitens des VNB sind nicht möglich.

Im „gefährdeten Netzzustand“ (rote Netzampel) ist unmittelbar Gefahr im Verzug. In dieser Phase wird der Flexibilitätshandel ausgesetzt. Der VNB kann umgehend in die Flexibilitätsanlagen eingreifen (Rundsteuerung, EisMan), ohne dass ein entsprechendes Angebot vorliegt. Bereits abgeschlossene Einzelvereinbarungen anderer Marktteilnehmer können zur Sicherung des Netzbetriebs überschrieben werden (Redispatch). Die rechtliche Grundlagen sowie die Vergütung, im Falle eines unmittelbaren Eingriffs, werden durch allgemein gültige Vereinbarungen vertraglich festgelegt.

Kommt es zu einer „Versorgungsunterbrechung“ (schwarze Netzampel) wird der Handel von Flexibilität ausgesetzt. Der VNB kann in dieser Phase auch nicht unmittelbar auf Flexibilitätsanlagen zugreifen. Zu den Versorgungsunterbrechungen zählen zum einen geplante (z. B. aufgrund von Wartungsarbeiten) und zum anderen unvorhersehbare Unterbrechungen (z. B. aufgrund von Störungen oder Netzausfällen).

Diese Maßnahmen sollen nicht bereits existierende Maßnahmen ablösen, sondern weitere Möglichkeiten bieten, wieder in den „normalen Netzzustand“ zurückzukehren.

4.2 Kriterien und Grenzwerte zur Abgrenzung der Netzzustandsphasen

Die Netzampel fungiert als Schnittstelle zwischen Netz und Markt, auch zwischen einem eng regulierten und einem kaum regulierten Bereich [Nab15]. Es sind daher hohe Ansprüche an einen diskriminierungsfreien Netz- und Marktzugang zu stellen. Im Sinne des Unbundlings sind Netzbetrieb und Markt getrennt. Dennoch besteht historisch gewachsen nach wie vor eine große Nähe zwischen den ehemaligen Sparten der Energieversorgungsunternehmen, die heute unternehmerisch unabhängig agieren. Dies kann am besten durch Transparenz und nachvollziehbare Kriterien für die Ermittlung des Netzzustandes erfolgen. Im Folgenden sind Kriterien und Grenzwerte definiert, die die einzelnen Phasen eindeutig voneinander abgrenzen. Es ist zu empfehlen, dass diese Kriterien und Grenzwerte sowie die aktuellen Netzzustandsphasen öffentlich zugänglich gemacht werden, um so ein opportunistisches Verhalten seitens des VNB zu vermeiden. Diese Kriterien und Grenzwerte werden vertraglich mit den Flexibilitätsanbietern abgesichert.

Kriterien und Grenzwerte zur Abgrenzung der Netzzustandsphasen

Die Abgrenzung der einzelnen Netzzustandsphasen erfolgt anhand folgender Kriterien und Grenzwerte und werden in Tabelle 2 verdeutlicht:

- **Höhe des Auslastungsgrads**

Die zuvor definierten Maßnahmen in den „gelben“ und „roten“ Netzphasen sollen eine zusätzliche Möglichkeit bieten, Überlastung von Leitungen und Transformatoren zu verhindern. Daher liegt der Grenzwert des Auslastungsgrads bei 100 %. In Teilnetzen mit einer N-1 Sicherheit ändert sich der Grenzwert. Ein Ausfall eines Betriebsmittels darf zu keiner Versorgungsunterbrechung führen. Daher darf die Auslastung von Leitungen und Transformatoren nur so hoch sein, dass im Falle eines Ausfalls der Lastfluss weiterhin übertragen werden kann [Heu13]. Zum Beispiel darf die Auslastung bei einer Einspeisung mittels zweier Transformatoren (gleicher Bauart) maximal 50 % betragen. Beide Transformatoren haben somit ausreichend Reservekapazität, um die gesamte Leistung zu übertragen, falls ein Transformator aufgrund einer Abschaltung ausfällt. Dies gilt ebenso für Freileitungen und Kabel. Gegebenenfalls müssen Sicherheitsmargen aufgrund von Messunsicherheiten oder Schätzfehlern berücksichtigt werden.

- **Höhe der relativen Spannungsabweichung**

Für die langsamen Spannungsänderungen gelten die Vorgaben nach DIN EN 50160. Dabei müssen 95% der 10-minütigen-Mittelwerte des Effektivwertes jedes Wochenintervalls innerhalb der Grenzen $\pm 10\%$ der Nennspannung liegen [DIN11]. Lange Versorgungsunterbrechungen werden in der Norm definiert als $U < 1\%$ von der Nennspannung über die Dauer von mindestens drei Minuten.

- Verbleibende Zeit bis zum Eintritt einer prognostizierten Grenzwertverletzung**
 Wird eine Grenzwertverletzung prognostiziert (Auslastungsgrad | relative Spannungsabweichung) und ist die verbleibende Zeit bis zum Eintritt (t_{Eintritt}) größer als die Reaktionszeit (t_{Reaktion}), liegt ein „kritischer“ Netzzustand vor. Es bleibt genügend Zeit diese Grenzwertverletzung durch den Handel von Flexibilität auszugleichen. Ist dagegen $t_{\text{Eintritt}} < t_{\text{Reaktion}}$, liegt ein „gefährdeter“ Netzzustand vor (vgl. Tabelle 2). Die geringe Zeit bis zum Eintritt der Grenzwertverletzung verhindert einen Ausgleich durch den Flexibilitätshandel. Die Reaktionszeit ist abhängig von der Bearbeitungszeit des Handelsprozesses (Eingabe Flexibilitätsanfrage, Angebotsmatching, Vertragsabschluss, Reaktionszeit der Flexibilitätsanlage). Sie ist maßgeblich vom Automatisierungsgrad der einzelnen Prozesse abhängig und ist derzeit noch nicht bekannt.
- Dauer einer Versorgungsunterbrechung**
 Der Grenzwert liegt bei der Dauer einer Versorgungsunterbrechung (t_{vu}) bei drei Minuten. Kurze Versorgungsunterbrechungen (< 3 min) werden von den VNB derzeit nicht systematisch in Störungserfassungssystemen erfasst und daher nicht weiter betrachtet [BDEW13b].

Tabelle 2: Abgrenzung der einzelnen Netzzustandsphasen

Kriterien/ Netzzustand	Auslastungsgrad	Relative Spannungsabweichung	Zeit bis zum Eintritt einer Grenzwertverletzung	Dauer der Versorgungsunterbrechung
„normaler“ Netzzustand	Keine Grenzwertverletzungen (Auslastungsgrad < 100% /50%* & $-10 \% \leq \frac{\Delta U}{U_n} \leq +10 \%$)		--	--
„kritischer“ Netzzustand	Grenzwertverletzung wird prognostiziert (Auslastungsgrad $\geq 100\%$ /50%* $-10 \% \geq \frac{\Delta U}{U_n} \geq +10 \%$)		$t_{\text{Eintritt}} \geq t_{\text{Reaktion}}$	--
„gefährdeter“ Netzzustand	Grenzwertverletzung wird prognostiziert/ vorhanden (Auslastungsgrad $\geq 100\%$ /50%* $-10 \% \geq \frac{\Delta U}{U_n} \geq +10 \%$)		$t_{\text{Eintritt}} < t_{\text{Reaktion}}$	--
Versorgungsunterbrechung	--	Grenzwertverletzung wird prognostiziert/ vorhanden $(\frac{\Delta U}{U_n} < -99 \%)$	--	$t_{vu} > 3 \text{ min}$

* Gilt bei N-1 Sicherheit mit baugleichen Betriebsmitteln (Transformator, Leitungen)

Zur Veranschaulichung der Abgrenzung der einzelnen Netzzustandsphasen dient das Beispiel einer prognostizierten relativen Spannungsabweichung in Abbildung 2. Im linken Dia-

gramm wird eine Grenzwertverletzung im Zeitraum $t+6$ bis $t+9$ prognostiziert. Die relative Spannungsabweichung liegt in diesem Bereich oberhalb der Grenze $+10\%$. Die Reaktionszeit ist hier auf den fiktiven Wert ($t_{\text{Reaktion}}=t+2$) festgelegt. Da die verbleibende Zeit bis zum Eintritt der Grenzwertverletzung ($t_{\text{Eintritt}}=t+6$) größer als die Reaktionszeit ist, liegt ein „kritischer“ Netzzustand (gelbe Netzsampel) vor. Im rechten Diagramm ist die Zeit bis zum Zeitpunkt $t+5$ vorangeschritten ($t=t+5$). Zu diesem Zeitpunkt wird weiterhin eine Grenzwertverletzung prognostiziert ($t+1$ bis $t+4$). Die verbleibende Zeit bis zum Eintritt ist jetzt aber kleiner als die Reaktionszeit ($t+1 < t+2$). Daher liegt in diesem Zeitraum, in der die verbleibende Zeit kleiner der Reaktionszeit ist, ein gefährdeter Netzzustand (rote Netzsampel) vor.

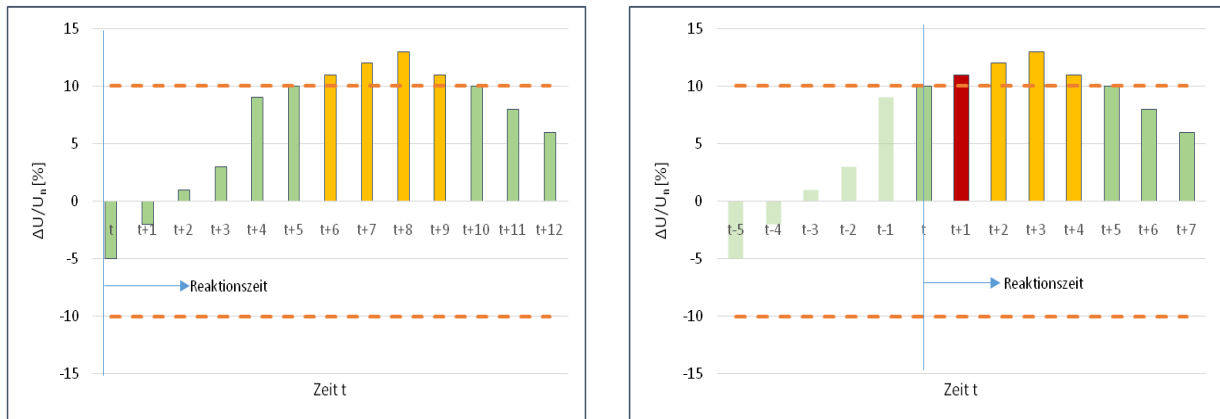


Abbildung 2: Prognostizierte relative Spannungsabweichung

Die Grenzwertverletzungen treten in Leitungen und Transformatoren (Auslastungsgrad) sowie in den Netzknoten (Spannungsabweichung) auf. Alle Entnahme- und Einspeisestellen, die Einfluss auf die jeweilige Grenzwertverletzungen haben, werden zu Netzbereichen zusammengefasst. Somit beziehen sich die Netzzustandsphasen auf die jeweiligen Netzbereiche in der die Grenzwertverletzungen auftreten. Im Folgenden Kapitel wird die Bildung solcher Netzbereich aufgezeigt.

5 Bildung von Netzbereichen

Das Problem bei der Nutzung einer Flexibilität zur Erbringung netzdienlicher Systemdienstleistungen besteht darin, dass die derzeitigen Zählpunktbezeichnungen keine netztechnischen Abhängigkeiten aufweisen. Zur Verdeutlichung dieses Problems wird folgendes Beispiel aufgezeigt:

Aufgrund einer prognostizierten Grenzwertverletzung einer Leitung XY kommt es zu einem kritischen Zustand. Eine Flexibilitätsanlage soll vom Netzbetreiber genutzt werden, um die Auslastung zu reduzieren. Hier stellt sich die Frage, ob die Anlage mit der Zählpunktbezeichnung DE000091... in der Lage ist die Auslastung an der Leitung XY zu reduzieren.

Die bestehende Zählpunktbezeichnung ist die Stelle im Netz, an der Energie entnommen oder eingespeist wird. Jede Zählpunktbezeichnung wird einmalig und eindeutig für einen bestimmten Zählpunkt (z. B. Abnahmestelle, Aus- bzw. Einspeisestelle oder Übergabestelle)

vergeben. Diese Bezeichnung besteht aus 33 Stellen, die sich aus folgenden Bestandteilen zusammensetzt [VDE11]:

- Internationale Länderkennung gemäß ISO 3166-1 (2 Stellen, alphabetisch)
- Stromnetzbetreibernummer (6 Stellen, numerisch)
- Postleitzahl (5 Stellen, numerisch)
- Zählpunktnummer (20 Stellen, alphanumerisch)
- Bsp.: DE00009195448000000000000049697246

Um die netztechnischen Abhängigkeiten zu berücksichtigen, müssen die einzelnen Zählpunktbezeichnungen bestimmten Netzbereichen zugeordnet werden. Diese Zuordnung muss aufgrund von möglichen Veränderungen der Schaltzustände sowie aufgrund der zugrundeliegenden Grenzwertverletzung flexibel ausgelegt werden. Um das zu realisieren wird im Folgenden die Funktion der Inzidenzmatrix erläutert, die den netztechnischen Bezug herstellt.

Zuordnung von Leitungen und Knoten durch Inzidenzmatrix

Durch eine Inzidenzmatrix ist es möglich die Vernetzung der Leitungen und somit die Netztopologie abzubilden [Oed13] [Pau14]. Dabei werden Zweige und Knoten innerhalb einer Matrix einander zugeordnet. Zweige stellen dabei die Leitungen und Transformatoren dar. Knoten dagegen sind Verknüpfungspunkte der Zweige und werden durch Zählpunkte, Sammelschienen in Schaltanlagen oder Verteilstationen realisiert.

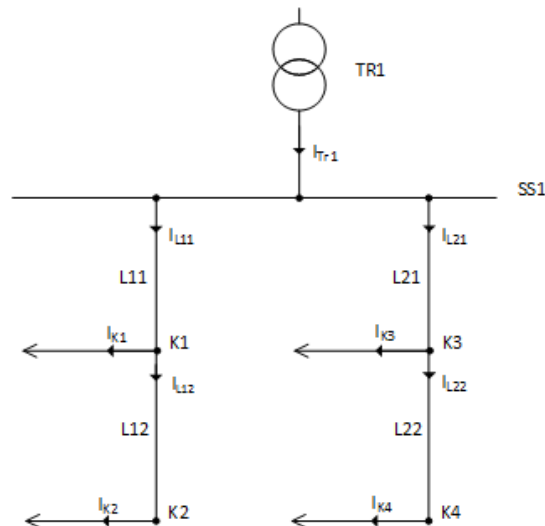


Abbildung 3: Strahlennetz

Abbildung 3 zeigt ein Beispiel eines einfachen Strahlennetzes, bestehend aus einem Transformator (TR1), einer Sammelschiene (SS1) und zwei Strängen mit jeweils zwei Knoten. An

jedem Knoten ist ein Abgang (z. B. ein Hausanschluss) angeschlossen. Auf Basis dessen wird die Inzidenzmatrix in Tabelle 3 gebildet. Die Spalten stellen dabei die Zweige und die Zeilen die Knoten dar. Ist ein Zweig mit einem Knoten direkt verbunden, dann wird die entsprechende Zelle mit einer „1“ gekennzeichnet. Bei einer „0“ ist der Zweig nicht mit dem Knoten verbunden.

Tabelle 3: Inzidenzmatrix eines Strahlennetzes

	TR1	L11	L12	L21	L22
SS1	1	1	0	1	0
K1	0	1	1	0	0
K2	0	0	1	0	0
K3	0	0	0	1	1
K4	0	0	0	0	1

Beispiel einer Grenzwertverletzung an Leitung L21 (Auslastungsgrad > 100%)

Aus der Inzidenzmatrix in Tabelle 3 geht hervor, dass die Leitung L21 mit der Sammelschiene SS1 und dem Knoten K3 verbunden ist. Der Knoten K3 ist mit der Leitung L22 verbunden, die wiederum an den Knoten K4 angeschlossen ist. An der Sammelschiene sind neben der Leitung 21, der Transformator TR1 sowie die Leitungen L11 angeschlossen. Die Leitung L11 ist mit dem Knoten K1, der wiederum mit der der Leitung L12 verbunden ist. Diese Leitung ist an den Knoten K2 angeschlossen.

Aus dieser Analyse der Inzidenzmatrix geht hervor, dass die Leitung L11 nur über die Sammelschiene mit den Leitungen L21 verbunden ist. Die Knotenpunktregel besagt, dass die Summe aller ein- und ausgehenden Ströme eines Knotens den Wert null ergeben muss [Pau14]. Somit ergeben sich die Ströme nach Tabelle 4.

Tabelle 4: Einzelne Ströme nach der Knotenpunktregel

SS1: $I_{TR1} - I_{L11} - I_{L21} = 0 \rightarrow I_{TR1} = I_{L11} + I_{L21}$	
K1: $I_{L11} = I_{L12} + I_{K1}$	K3: $I_{L21} = I_{L22} + I_{K3}$
K2: $I_{L12} = I_{K2}$	K4: $I_{L22} = I_{K4}$

Daraus lässt sich schließen, dass nur die Ströme der Knoten K3 und K4 Einfluss auf den Auslastungsgrad an Leitung L21 nehmen und bilden somit den Netzbereich. Bei der Präqualifikation einer Flexibilitätsanlage wird deren Zählpunktbezeichnung einem Knoten zugeordnet. Die Indikatoren beziehen sich auf einzelne Zweige (Auslastungsgrad) oder Knoten (relative Spannungsabweichung). Anhand der Inzidenzmatrix lassen sich alle Zählpunktbezeichnungen identifizieren, die Einfluss auf die Netzzustand nehmen und bilden bei einer Grenzwertverletzung den Netzbereich. Die Netzzustandsphasen beziehen sich daher auf die jeweiligen Netzbereich in der die Grenzwertverletzung auftritt. Auf Basis dessen können Angebote gesperrt werden, die den Netzzustand in diesem Bereich negativ beeinflussen. Des

Weiteren werden diese identifizierten Zählpunktbezeichnungen im Angebotsmatching genutzt, um die richtige Flexibilität zu akquirieren und die Anfrage des VNB zu bedienen.

Die Granularität der Inzidenzmatrix spielt bei der Bildung der Netzbereiche eine entscheidende Rolle. In dem Beispiel nach Abbildung 3 sind die einzelnen Leitungen in Segmente aufgeteilt. Bei der Behebung von Spannungsabweichungen hat dies den Vorteil, dass die Leitungssegmentierung eine differenziertere Auswahl der Netzbereiche ermöglicht. Wird dagegen die Leitung nicht segmentiert, könnten Flexibilitätsanlagen akquiriert werden, die keinen Beitrag zur Behebung einer Spannungsabweichung erbringen. Die Verantwortung für die Granularität und deren Aktualität hat der VNB zu tragen.

6 Einfluss der Netzampel auf die Regelleistung

Die deutschen und europäischen energiepolitischen Ziele sehen vor, dass vermehrt zentrale fossile Großkraftwerke stillgelegt und diese Kapazitäten durch dezentrale erneuerbare Energien ersetzt werden. Das hat zur Folge, dass künftig auch die Regelleistung durch diese dezentralen Anlagen erbracht werden muss. Da diese auch weiterhin in den niedrigeren Spannungsebenen der Verteilnetze installiert sind gibt es gegenwärtig Diskussionen, eine Kooperation zwischen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) und VNB beim Einsatz der Regelleistung zu erzielen. Die ENTSO-E sieht dies in ihrem Entwurf des Balancing Codes, zur Schaffung eines europaweiten Regelleistungsmarktes vor [ENTSO-E14] [Nab15]. Im Network Code on Load Frequency Control and Reserve von 2013 wird den VNB eine Eingriffsmöglichkeit in den Abruf von Regelleistung (als zentrale Systemdienstleistung der ÜNB) eingeräumt [ENTSO-E13]. Bereits im Präqualifikationsprozess kann die Leistung beschränkt oder vollständig ausgeschlossen werden, wenn dies technisch begründet ist [Nab15]. Weiterhin kann auch im laufenden Betrieb der Abruf zeitlich oder leistungsmäßig durch den VNB begrenzt werden, wenn dadurch ein kritischer Zustand regional hervorgerufen wird. Die Netzampel bietet sich – nach den oben vorgeschlagenen Kriterien – als transparentes und nachvollziehbares Instrument dafür an.

7 Zusammenfassung und Ausblick

Durch den Einbezug der physikalischen Netzsituation werden die Interaktionen zwischen dem VNB und anderen Marktteilnehmern geregelt und koordiniert. Die Indikatoren (Auslastungsgrad der Betriebsmittel und relative Spannungsabweichung) dienen zur Beurteilung des Netzzustands auf Verteilnetzebene. Dieser wird in vier Netzzustandsphasen klassifiziert („normal“, „kritisch“, „gefährdet“ und „Versorgungsunterbrechung“) und nach folgenden Kriterien eindeutig abgegrenzt:

- Höhe des Auslastungsgrads,
- Höhe der relativen Spannungsabweichung,
- Verbleibende Zeit bis zum Eintritt einer prognostizierten Grenzwertverletzung (Auslastungsgrad, relative Spannungsabweichung),
- Dauer einer Versorgungsunterbrechung

In der „normalen“ Netzzustandsphase liegen keine Grenzwertverletzungen vor. Der VNB greift nicht in das Marktgeschehen ein. Andere Marktakteure können uneingeschränkt Flexi-

bilität handeln. Werden Grenzwertverletzungen prognostiziert und erlaubt die verbleibende Zeit bis zu deren Eintritt einen Ausgleich durch den Flexibilitätshandel, kommt es zu einer „kritischen“ Netzzustandsphase. Angebote, die den Netzzustand weiter negativ beeinflussen, werden gesperrt. Der VNB kann in dieser Phase eigene Flexibilitätsanfragen einstellen, umso wieder in die „normale“ Phase zurückzukehren. Durch den Wettbewerb sollen somit kostengünstigste Lösungen zur Erbringung von Systemdienstleistungen gefunden werden. In der „gefährdeten“ Phase besteht weiterhin eine Grenzwertverletzung der Indikatoren, aber die verbleibende Zeit bis zum Eintritt verhindert einen Ausgleich durch den Flexibilitätshandel. Der VNB ist berechtigt unmittelbar in Flexibilitätsanlagen einzugreifen, um den Netzzustand in die „normale“ Phase zurückzuführen. Besteht eine Versorgungsunterbrechung wird der Flexibilitätshandel ausgesetzt. Der VNB kann in dieser Phase auch nicht unmittelbar auf Flexibilitätsanlagen zugreifen.

Die Netzzustandsphasen beziehen sich dabei auf Netzbereiche, die auf Basis einer Inzidenzmatrix gebildet werden. Dies hat den Vorteil, dass die Netzbereiche abhängig von der jeweiligen Grenzwertverletzung sowie den aktuellen Schaltzuständen dynamisch gebildet werden können. Sie dienen zur Sperrung von entsprechenden Angeboten, sowie zur Angebotsakquirierung der Anfragen des VNB.

Auf Basis des beschriebenen Konzepts erfolgt eine Verifikation anhand einer Lastflussrechnung eines Beispielnetzes. Dabei fließen synthetische Lastprofile und Erzeugungsprofile in die Berechnung mit ein. Weiter ist zu prüfen welche Indikatoren und Kriterien zusätzlich in Frage kommen, um den Netzzustand näher zu bestimmen und die einzelnen Netzzustandsphasen abzugrenzen. Nach erfolgreicher Verifikation werden die einzelnen Prozesse/Funktionen modelliert. Dazu dienen Anwendungsfälle, die Anhand eines Entity-Relationship-Diagramms datentechnisch in das *Flex4Energy* System eingebunden werden. Sequenzdiagramme zeigen die prozesstechnische Einbindung sowie die Kommunikation zwischen den Teilsystemen. Abschließend wird anhand einer Schnittstellenbeschreibung festgelegt, welche Daten zwischen den Teilsystemen in welcher Form ausgetauscht werden.

8 Literaturverzeichnis

- [Ape14] R. Apel, et al.: „Regionale Flexibilitätsmärkte“, Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG), 2014.
- [BDEW13a] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW): „Roadmap Smart Grids“, 2013.
- [BDEW13b] BDEW, Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU): „Berücksichtigung kurzer Versorgungsunterbrechungen“, 2013.
- [Büc14] J. Büchner, et al.: „Moderne Verteilnetze für Deutschland“, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2014.
- [DIN11] Deutsches Institut für Normung (DIN), DIN EN 50160:2011-02: „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“.
- [ENTSO-E13] European network of transmission system operators for electricity (ENTSO-E): „Network Code on Load Frequency Control and Reserve“, 2013.
- [ENTSO-E14] ENTSO-E: „Balancing Code“ (Draft), 2014.

- [F4E15] Flex4Energy: „Kurzbeschreibung Pilotvorhaben“, Hochschule Darmstadt, Projektdokumentation Flex4Energy, 2015.
- [Heu13] K. Heuk, et al: „Elektrische Energieversorgung“, Springer Vieweg, 2013.
- [Nab15] C. Nabe, et al: „Zukünftige Energiemärkte und die Rolle der Netzbetreiber“, Ecofys, Swiss Economics, 2015.
- [Neu13] N. Neusel-Lange: „Dezentrale Zustandsüberwachung für intelligente Netze“, Dissertation, 2013.
- [Oed13] D. Oeding, B. R. Oswald: „Elektrische Kraftwerke und Netze“, Springer, 2011.
- [Pau14] S. Paul, R. Paul: „Grundlagen der Elektrotechnik und Elektronik 1“, Springer, 2014.
- [VDE11] Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik (VDE), VDE-AR-N 4400:2011-09: „Messwesen Strom (Metering Code)“, 2011.