

C. Hachmann, M. Valov, G. Lammert, W. Heckmann, and M. Braun,  
“Unterstützung des Netzwiederaufbaus durch Ausregelung der dezentralen  
Erzeugung im Verteilnetz”  
Konferenz Zukünftige Stromnetze für erneuerbare Energien  
Berlin, Januar 2018.

# **Unterstützung des Netzwiederaufbaus durch Ausregelung der dezentralen Erzeugung im Verteilnetz**

Christian Hachmann<sup>1</sup>, Maria Valov<sup>2</sup>, Gustav Lammert<sup>1</sup>, Wolfram Heckmann<sup>2</sup>,  
Martin Braun<sup>1,2</sup>

Wilhelmshöher Allee 73, D-34121 Kassel

Tel.: +49 561 804-6657

E-Mail: christian.hachmann@uni-kassel.de

Internet: [www.uni-kassel.de/eecs/e2n](http://www.uni-kassel.de/eecs/e2n), [www.iee.fraunhofer.de](http://www.iee.fraunhofer.de)

1) Universität Kassel 2) Fraunhofer IEE

## **1 Kurzfassung**

Um kritische Netzsituationen zu verkürzen, sind von Netzbetreibern schnelle Bewertungen, Entscheidungen und Handlungen erforderlich. Mit der zunehmend installierten dezentralen Erzeugungsleistung im Verteilnetz steigt zusätzlich der notwendige Abstimmungs- und Kommunikationsbedarf zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber. Die Ergänzung der bisherigen Betriebsführung um automatisierte Prozesse stellt eine Option zur Bewältigung dieses Aufwands sowie zur zeitsparenden Durchführung des Aufbaus und der Stabilisierung des Systemzustands dar. Ein Ansatz zur Teilautomatisierung und Unterstützung bei der Entscheidungsfindung während des Netzwiederaufbaus wird vorgestellt.

## **2 Einleitung**

Im Verteilnetz installierte Erzeugung (überwiegend aus Wind-, PV- und Biomasse-Energie) kann beim Wiederaufbau der Versorgung nach einer Großstörung oder nach einem Blackout insbesondere zu zwei großen Herausforderungen führen, von denen insbesondere regionale Verteilnetzabschnitte betroffen sind:

- Zuschaltung ungesteuerter Erzeugung in den unteren Verteilnetzebenen. Hierbei können Gradienten entstehen, die den sicheren Betrieb von Teilnetzen im Netzwiederaufbau gefährden.
- Sicher verfügbare Lasten können nur noch zu einem geringen Anteil bereitgestellt werden. Dadurch steht thermischen Kraftwerken die Mindestlast für einen stabilen Betrieb zunehmend nicht mehr ausreichend zur Verfügung.

Demzufolge müssen die bestehenden Strategien für den Netzwiederaufbau (NWA) unter Berücksichtigung der erneuerbaren Energien weiterentwickelt werden. Vor allem für zeitkritische Situationen sollte das Potenzial moderner Netze methodisch genutzt und durch die Entwicklung von geeigneten technischen Lösungen sowie Automatisierung in den NWA-Prozess integriert werden.

Nachfolgend wird ein Vorschlag für eine Netzregelung gemacht, mit deren Hilfe im Notfall

- die Ausregelung von ungesteuerter Erzeugung in einem Verteilnetzabschnitt erfolgen kann,
- eine vereinbarte Austauschleistung am Netzverknüpfungspunkt zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber (ÜNB und VNB) eingehalten werden kann, und auch
- die Möglichkeit der Bereitstellung definierter Lasten besteht.

Voraussetzung dafür ist die Spannungsvorgabe durch den ÜNB. Zusätzlich können sich durch die Nutzung der Erneuerbaren so erhöhte Wiederversorgungsraten von Stromkunden ergeben, solange aus dem Übertragungsnetz keine bzw. nicht ausreichend Wirkleistung bereitgestellt werden kann. Der Grad der möglichen Wiederversorgung ergibt sich dabei aus der möglichen Ausbalanzierung von Last und Erzeugung innerhalb des Verteilnetzabschnittes bzw. des Potenzials zur Ausregelung von Last- und Erzeugungsschwankungen bei Einhaltung eines Fahrplans am Verknüpfungspunkt zum Übertragungsnetz.

Im Gegensatz zum Aufbau von Verteilnetzinseln erfordert dieser Ansatz keine netzbildenden Erzeuger im Verteilnetz wie z. B. virtuelle Synchronmaschinen [1] oder direkt gekoppelte verteilte Erzeuger [2, 3].

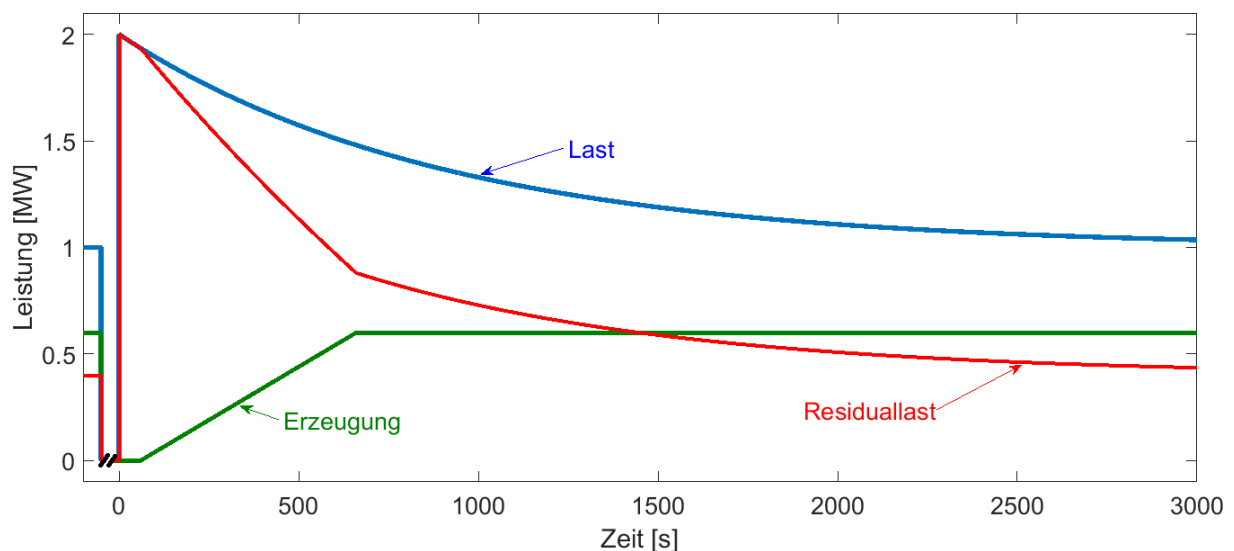
### **3 Herausforderungen bei Notfallbetrieb und Netzwiederaufbau**

Im Notfallbetrieb und beim NWA müssen nachgelagerte Netzbetreiber den Anweisungen der ÜNBs nachkommen und durch Lastzuschaltungen zur Systemstabilisierung beitragen. Dabei können die ÜNBs von den VNBs die Einhaltung eines vorgegebenen Leistungsbands [4] fordern, was aber ohne weitergehende Regelungsverfahren nicht gewährleistet werden kann. Eine Herausforderung stellen dabei zunehmend die an das Verteilnetz angeschlossenen dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) dar. Ein großer Anteil der DEA ist an Abgänge angeschlossen, an denen sich Verbraucher befinden. Das bedeutet, dass bei einer benötigten Lastzuschaltung gleichzeitig auch Erzeuger zugeschaltet werden. Aufgrund der oft fehlenden Informationen zum Einspeise- und Verbrauchsverhalten im Moment des Zuschaltens sind diese Werte dem VNB unbekannt und müssen geschätzt werden. Außerdem können unerwartete und ungünstige Betriebsvorgänge bei der Zuschaltung von Netzbereichen auftreten, die zu starken Lastgradienten führen und die Haltung der Leistungsbilanz signifikant erschweren. Im Folgenden werden einige

dieser Betriebsvorgänge vorgestellt, die kombiniert den Wiederversorgungsprozess erheblich komplizieren.

### Cold-Load-Pickup

Beim Netzwiederaufbau kann es dazu kommen, dass die Anfangsbelastung im Moment der Lastzuschaltung viel höhere Werte erreicht als der Verbrauch vor dem Ausfall. Bezeichnet wird dieser Effekt als „Cold-Load-Pickup“ (CLPU) [5]. Dieser tritt auf, wenn das Stromnetz nach einem Versorgungsausfall von länger als einigen Minuten wieder elektrifiziert wird, und wird durch den Diversitätsverlust der Lasten und das gleichzeitige Wiedereinschalten von Geräten sowie durch das transiente Verhalten der Einschaltströme von elektrischen Maschinen verursacht. **Abbildung 1** zeigt ein typisches Lastprofil bei einem CLPU-Effekt mit folgendem Leistungsverlauf nach dem Wiedereinschalten:  $P_{\text{CLPU}}(t) = P \cdot \left(1 + a \cdot e^{-\frac{t-t_0}{\tau}}\right)$ .



**Abbildung 1:** Exemplarischer Last- und Einspeiseverlauf eines Abgangs mit 1 MW Last ( $a = 1$  und  $\tau = 900$  s) und 600 kW installierter Erzeugung (100 % verfügbar) nach Wiedereinschaltung bei  $t = 0$

### Wiederzuschaltverhalten von DEA

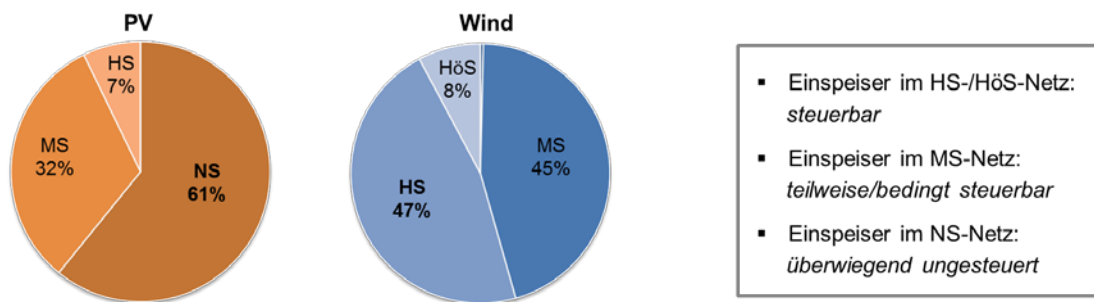
Eine weitere Herausforderung beim Netzwiederaufbau stellt die ungesteuerte Wirkleistungsabgabe der DEA dar, die beim Zuschalten von Abgängen hinzukommt. Das geforderte Verhalten der DEA beim Wiedereinschalten an das Netz wird durch die Netzanschlussrichtlinien [6, 7] vorgeschrieben. Laut diesen Richtlinien dürfen sich Anlagen zuschalten, wenn sich sowohl die Netzspannung als auch die Netzfrequenz im jeweiligen Toleranzbereich (85 – 110 % der Nennspannung; 47,5 - 50,05 Hz) für mindestens 1 min befinden [7]. Regelbare DEA, wie z.B. Photovoltaik- oder

Windkraftanlagen, dürfen im Falle der Wiedereinschaltung an das Netz einen Gradienten von 10 % der Wirkleistung pro Minute nicht überschreiten. Nicht regelbare DEA können nach 1 min bis 10 min über einen Zufallsgenerator zuschalten.

Durch die Kombination der beiden Vorgänge können sich nach dem Zuschalten von Verteilnetzbereichen starke negative Lastgradienten ergeben, die einerseits aus dem Rückgang der Leistungsüberhöhung durch den CLPU-Effekt und andererseits von der Erhöhung der Erzeugungsleistung nicht steuerbarer DEA herrühren. Durch diese Gradienten wird die Einhaltung des angeforderten Leistungsbands durch den VNB und damit die Frequenzhaltung beim NWA für den ÜNB deutlich erschwert.

#### **4 Ansteuerbarkeit dezentraler Erzeugungsanlagen**

Eine mögliche Maßnahme zur Anpassung der NWA-Strategien an die sich ändernde Netz- und Erzeugungsstruktur ist der Einsatz von fernwirktechnisch steuerbarer Erzeugung, um einen Leistungswert am Verknüpfungspunkt zum Übertragungsnetz halten zu können. Dabei kann die Regelung der steuerbaren DEA genutzt werden, um Leistungsgradienten auszugleichen, die sich aus der nicht steuerbaren DEA-Einspeisung und den Lastsprüngen in der Anfangsphase nach dem Zuschalten eines Verteilnetzbereichs ergeben. Bei ungesteuerten Erzeugungsanlagen handelt es sich hauptsächlich um in der Niederspannung (NS) angeschlossene DEA. Laut den gesetzlichen Anforderungen an die Steuerbarkeit [8] ist bei Anlagen kleiner 30 kW eine technische Einrichtung zur Fernsteuerbarkeit keine Voraussetzung. Hinsichtlich der Erreichbarkeit von den in der Mittelspannung (MS) angeschlossenen Anlagen sowie größeren Anlagen, die im NS-Netz angeschlossen und über Rundsteuertechnik beeinflussbar sind, während eines Netzausfalls oder unmittelbar danach besteht erhebliche Unsicherheit [9], insbesondere hinsichtlich der Funkrundsteuerung. Somit ist bei einer Netzbereichszuschaltung mit ungesteuerter DEA-Einspeisung zu rechnen. Demgegenüber steht ungefähr die gleiche installierte Leistung an Wind- und PV-Parks im Hochspannungs (HS)- und Höchstspannungs (HöS)-Netz zur Verfügung (**Abbildung 2**), die gemäß den Anforderungen [8] mittels Fernwirktechnik steuerbar sein müssen. Dadurch können innerhalb eines regionalen Bereichs und mittels kommunikativ gut erreichbarer Wind- und PV-Parks in der HS-Ebene die Erzeugung ungesteuerter DEA in den unterlagerten Spannungsebenen ausgeregelt werden.



**Abbildung 2:** Verteilung der installierten Anlagen-Leistung auf die Netzebenen als Abschätzung der Erreichbarkeit mit Fernwirktechnik [10]

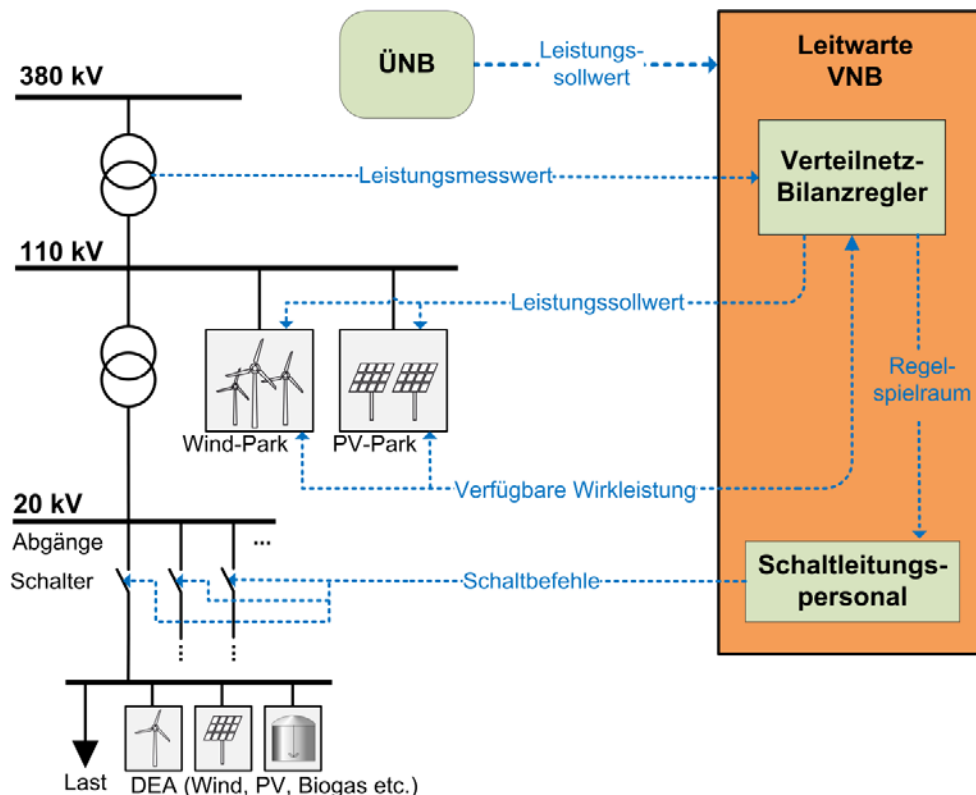
## 5 Ausregelung der dezentralen Erzeugung innerhalb des Verteilnetzes

In dieser Veröffentlichung wird ein Ansatz vorgestellt und hinsichtlich der Randbedingungen diskutiert, wie die Flexibilität der erneuerbaren Erzeugung durch VNB genutzt werden kann, um eine möglichst genaue Einhaltung des mit dem ÜNB vereinbarten Austauschbands zu gewährleisten. Das Prinzip knüpft an die Empfehlung aus der ENTSO-E Studie [4] an, aus der hervorgeht, dass das Management von DEA zur Sicherstellung eines Last-Erzeugung-Gleichgewichts während des NWA unter der Koordination eines ÜNB in der Verantwortung der VNB liegt.

Eine visuelle Darstellung des Prinzips zeigt **Abbildung 3**: Ein Verteilnetz-Bilanzregler erhält fortlaufend Messwerte des Verknüpfungspunkts mit dem Übertragungsnetz und erzeugt aus der Abweichung zwischen dem Messwert und dem vorgegebenen Sollwert neue Wirkleistungs-Sollwerte, die an die Wind- und PV-Parks übermittelt werden. Dabei wird die jeweils verfügbare Wirkleistung über einen begrenzten Zeitraum basierend auf einer Prognose (Prognosehorizont) berücksichtigt und Informationen über den Regelspielraum der Einspeiseleistung von Wind- und PV-Parks als Entscheidungshilfe an die Leitwarte des VNB ausgegeben. Das Schaltleitungspersonal entscheidet dann auf dieser Grundlage über die Zuschaltung von Verteilnetzabgängen.

Damit ein Regelspielraum zur Variierung der Einspeiseleistung beim NWA zur Verfügung steht, werden die verfügbaren steuerbaren Wind- und PV-Anlagen während dieses Prozesses androsselt betrieben. Außerdem setzt dieser Ansatz voraus, dass zuverlässige Einspeiseprognosen vorliegen, um die mögliche Erhöhung bzw. Senkung der Einspeiseleistung abschätzen zu können. Ebenso wird angenommen, dass die Frequenz des Übertragungsnetzes während des betrachteten Zeitraums ununterbrochen innerhalb der Zuschaltgrenzen von DEA (47,5 bis 50,05 Hz) liegt.

Der vorliegende Ansatz intendiert, aggregierte Erzeugungsgradienten kleiner, ungesteuert zuschaltender DEA sowie den CLPU-Effekt und das Lastrauschen automatisiert auszugleichen und zielt auf den Einsatz in einer frühen Phase des NWA ab. Der Übersicht halber wird das Prinzip des Ansatzes in der Abbildung für unvermascht betriebene Teilnetze unterhalb des Übertragungsnetzes dargestellt. Grundsätzlich ist eine Erweiterung auf vermaschten Betrieb und Sollwerte für einzelne Verknüpfungspunkte bzw. Netzgruppen möglich.



**Abbildung 3:** Darstellung des Prinzips und der Kommunikationswege

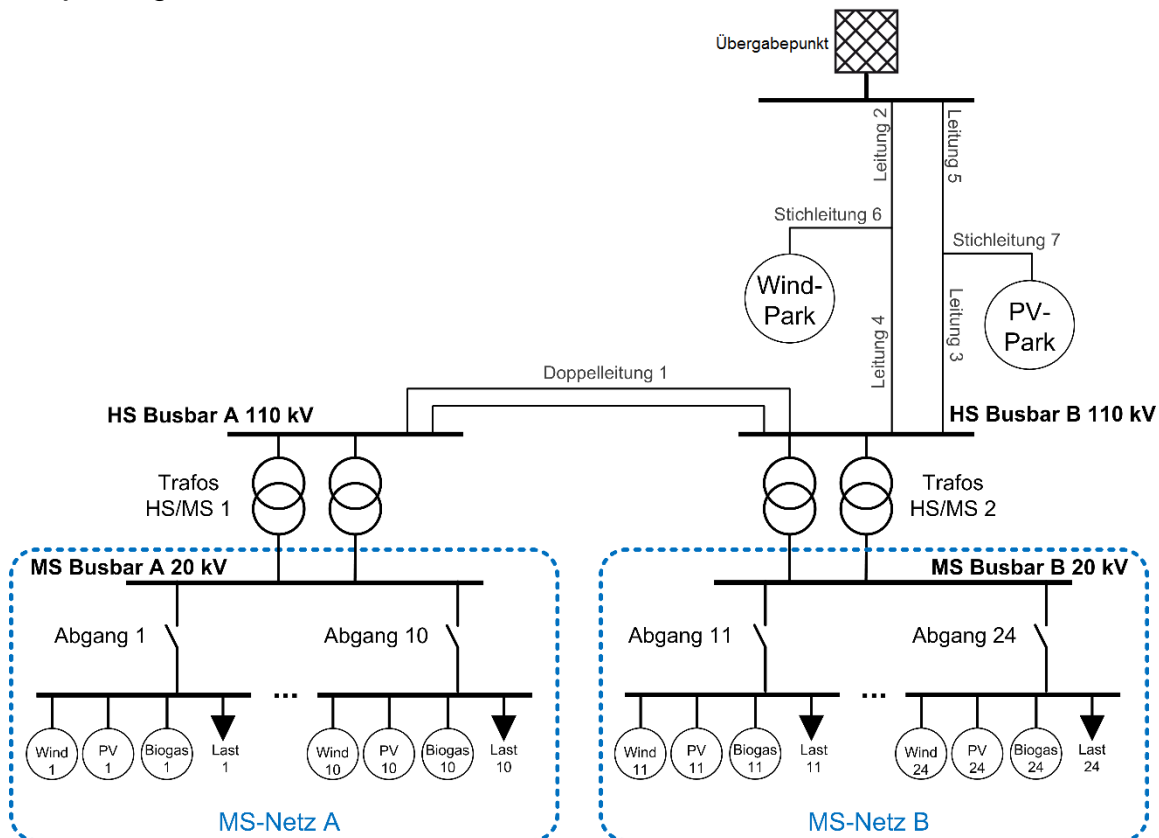
## 6 Simulative Analyse einer Teilnetz wiederversorgung

Im Folgenden wird ein realer Verteilnetzabschnitt sowie Simulationsergebnisse für gemessene Verläufe von Last und Erzeugungsleistung aus dem Jahr 2014 unter Berücksichtigung des Zuschaltverhaltens dezentraler Erzeugung und des CLPU-Effekts vorgestellt.

Betrachtet wird die Regelung auf einen Wirkleistungssollwert von -4 MW (also eine Rückspeisung des Verteilnetzabschnitts von 4 MW in das Übertragungsnetz).

## Modell des Verteilnetzabschnitts

Der betrachtete Verteilnetzabschnitt besteht aus einem Übergabepunkt vom Übertragungsnetz in die 110 kV-Ebene (betrachtet werden hier die Werte auf der Unterspannungsseite), sowie der Anbindung zweier MS-Netze (A und B) über 110 kV-Leitungen, an die jeweils mit Stichleitungen ein Wind- und ein PV-Park angeschlossen sind. Die MS-Netze sind jeweils über zwei Transformatoren mit dem HS-Netz verbunden. **Abbildung 4** zeigt den Netzabschnitt und **Tabelle 4** (Anhang) die Werte der jeweiligen Betriebsmittel.



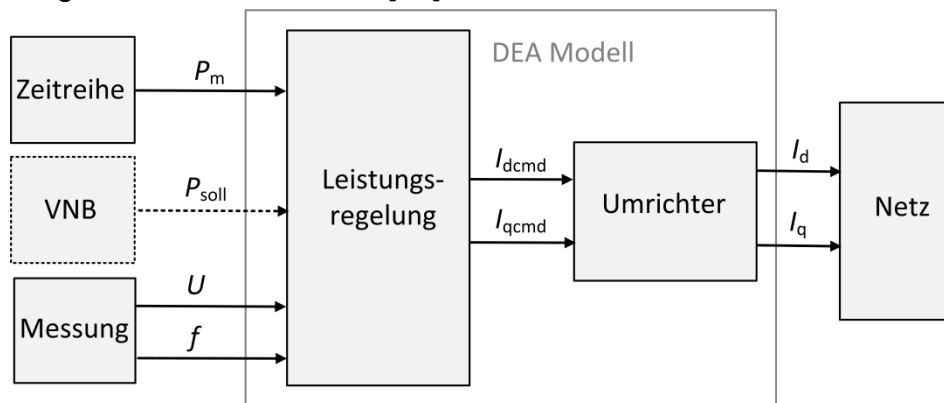
**Abbildung 4:** Betrachteter Netzabschnitt

## Modell der DEA

In dieser Untersuchung werden drei verschiedene Typen an DEA berücksichtigt. Dazu gehören Photovoltaik-, Windkraft- und Biogasanlagen unter der Annahme, dass alle drei Typen über Vollumrichter einspeisen bzw. die Schwungmasse etwaiger Synchrongeneratoren vernachlässigt werden kann. Der betrachtete Zeitbereich in dieser Untersuchung (mehrere Minuten bis Stunden) lässt zu, dass mechanische Vorgänge, z.B. die Pitchregelung bei Windkraftanlagen zur Leistungsreduktion, vernachlässigt und somit alle drei Typen über das gleiche DEA-Modell abgebildet



werden können. Das generische DEA- Modell ist in **Abbildung 5** exemplarisch dargestellt und basiert auf [11].



**Abbildung 5:** Blockdiagramm des DEA-Modells

In dieser Untersuchung wird das Modell der DEA in zwei Betriebsmodi unterschieden:

- Wiedereinschaltung nach einem Netzausfall (Hochrampen der Wirkleistung). Je nach Größe der DEA und der somit gewählten Spannungsebene für den Netzanschlusspunkt ist Fernwirktechnik vorhanden oder nicht.
- Normalbetrieb (Sollwertvorgabe durch VNB, MPP-Betrieb)

### Hochspannungsebene

Auf DEA, die in der HS-Ebene angeschlossen sind, hat der Netzbetreiber in der Regel steuernden Zugriff über Fernwirktechnik. Somit können Netzbetreiber Sollwerte über das Signal  $P_{soll}$  an die PV- und Wind-Parks senden, wie in **Abbildung 5** zu sehen. Leistungsvorgaben über Sollwerte wirken sich auf beide Betriebsmodi (Normalbetrieb und Wiedereinschaltung) aus.

### Mittelspannungsebene

In der MS-Ebene ist nicht zwingend schwarzfallfeste Fernwirktechnik vorhanden. Im Sinne einer Worst-Case-Betrachtung wird hier davon ausgegangen, dass an dort angeschlossene DEA keine Sollwerte übermittelt werden können. Bei einer Wiedereinschaltung an das Netz dürfen die in der MS- bzw. NS-Ebene installierten Anlagen, einen Gradienten von 10 % der maximalen Wirkleistung der DEA pro Minute nicht überschreiten, welches durch die Leistungsregelung in **Abbildung 5** realisiert ist.

## Modell der Last

Die Lasten repräsentieren den aggregierten Verbrauch in den MS- und unterlagerten NS-Netzen. In dieser Untersuchung wird das Modell der Last, welches das dynamische Verhalten abbildet, ähnlich zum Modell der Erzeugung, in zwei Betriebsmodi unterteilt:

- Betrieb nach Wiedereinschaltung, z.B. nach einem Netzausfall.
- Normalbetrieb (wobei dazu auch größere Frequenz- und Spannungsschwankungen zählen)

Zunächst folgt die mathematische Beschreibung der Last im Normalbetrieb. Im Normalbetrieb wird die Last als exponentielles Modell nach [12] abgebildet. Weiterhin ist die Last frequenzabhängig ( $P(f)$ ,  $Q(f)$ ) sowie spannungsabhängig ( $P(U)$ ,  $Q(U)$ ) und wird mit folgender Gleichung beschrieben:

$$P = P_0 \left( \frac{U}{U_0} \right)^\alpha \cdot (1 + k_{pf} \cdot \Delta f) \quad \text{Gl. (1)}$$

$$Q = Q_0 \left( \frac{U}{U_0} \right)^\beta \cdot (1 + k_{qf} \cdot \Delta f) \quad \text{Gl. (2)}$$

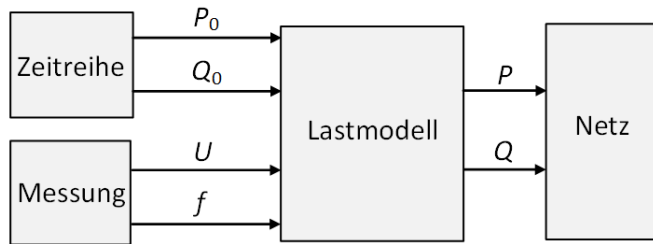
Dabei ist  $P$  die verbrauchte Wirkleistung und  $Q$  die verbrauchte Blindleistung in Abhängigkeit der anliegenden Spannung  $U$ .  $P_0$  und  $Q_0$  sind die Wirk- und Blindleistung bei der gegebenen Referenzspannung  $U_0$ , der auch als initialer Betriebszustand bezeichnet wird. Die Exponenten  $\alpha$  und  $\beta$  sind vom Lasttyp abhängig. Die Parameter  $k_{pf}$  und  $k_{qf}$  beschreiben die Frequenzabhängigkeit der Last.

Im nächsten Schritt erfolgt die mathematische Beschreibung der Last im Fall der Wiedereinschaltung, z.B. nach einem Netzausfall. In dieser Netzsituation ist das dynamische Verhalten durch den CLPU-Effekt bestimmt. Im Lastmodell wird dieser Effekt mit folgender Funktion berücksichtigt [13]:

$$P_{\text{CLPU}}(t) = P \cdot \left( 1 + a \cdot e^{-\frac{t-t_0}{\tau}} \right) \quad \text{Gl. (3)}$$

$$Q_{\text{CLPU}}(t) = Q \cdot \left( 1 + a \cdot e^{-\frac{t-t_0}{\tau}} \right) \quad \text{Gl. (4)}$$

Dabei ist  $P_{\text{CLPU}}(t)$  der Wirkleistungsbezug und  $Q_{\text{CLPU}}(t)$  der Blindleistungsbezug der Last in Abhängigkeit der Zeit. Der Parameter  $a$  gibt den Maximalwert der Amplitude und der Parameter  $\tau$  die Abklingzeit des Leistungsbezugs an. In Abhängigkeit der Netzsituation (der gemessenen Spannung und Frequenz) wählt das Lastmodell den jeweiligen Betriebsmodus aus. Das gesamtheitliche Lastmodell ist in **Abbildung 6** dargestellt.



**Abbildung 6:** Blockdiagramm des Lastmodells

Die Exponenten für die Spannungsabhängigkeit basieren auf [14] und berücksichtigen zudem die Dynamik von Asynchronmotoren. Die Parameter zur Abbildung des CLPU-Effektes beruhen auf einer internen Studie [15]. Alle relevanten Lastparameter sind in **Tabelle 5** (Anhang) aufgelistet.

### Erzeugungs- und Lastzeitreihen

Die Verfügbarkeit von Wind- und Photovoltaik wird anhand der gemessenen Einspeisung der beiden Parks im Jahr 2014 abgeschätzt. Diese liegt in Form von 15-min-Mittelwerten vor.

Die verfügbare Biomasse-Einspeisung wird als konstant mit 80 % der installierten Leistung angenommen.

Für die Last wird der gemessene Verlauf der Residuallast des jeweiligen Abgangs am gleichen Wochentag ohne nennenswerte Wind- und PV-Einspeisung zugrunde gelegt und um die angenommene Einspeisung aus Biomasse korrigiert.

Vernachlässigt wurden die sich aus der geografischen Verteilung der Erzeugungsanlagen ergebenden Unterschiede im Primärenergieangebot. Je nach Störungsszenario und –dauer muss ebenfalls die Annahme als unsicher gelten, dass alle Biomasseanlagen sich bei Spannungswiederkehr selbstständig wieder zuschalten.

Aufgrund ihrer hohen zeitlichen Verfügbarkeit bieten insbesondere aber Biomasseanlagen trotz der vergleichsweise geringen installierten Anlagenleistung ein gewisses Potenzial.

### Ausbauszenarien

Insgesamt werden drei Szenarien mit unterschiedlicher Durchdringung von DEA betrachtet und miteinander verglichen.

**Tabelle 1** zeigt die in den modellierten MS-Abgängen insgesamt installierte Erzeugung für die betrachteten Ausbauszenarien:

**Tabelle 1:** Installierte Leistung der verteilten Erzeugung [10]

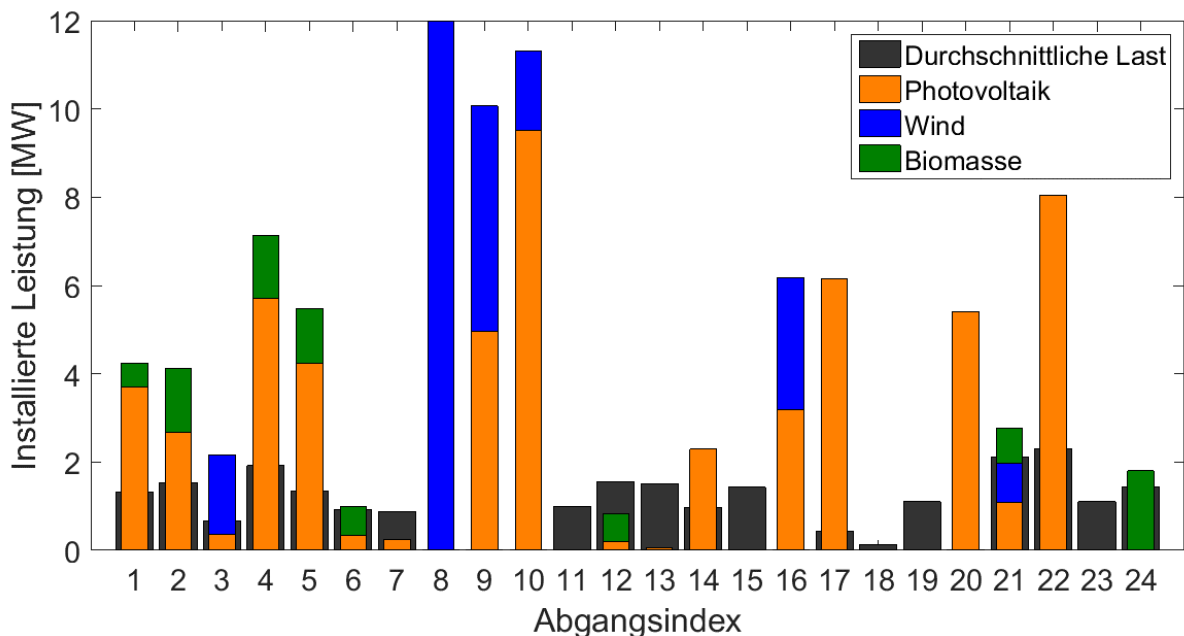
Szenario	Wind [MW]	PV [MW]	Biomasse [MW]
Stand 2014	18,6	58,7	9,4
Szenario „50% Erneuerbare“	35,7	94,5	12,3
Szenario „80% Erneuerbare“	50,6	130,3	16,1

Die Leistung der im HS-Netz angeschlossenen Erzeugung wurde für diese Untersuchung, wie in **Tabelle 2** dargestellt, proportional erhöht:

**Tabelle 2:** Installierte Leistung der verteilten Erzeugung im HS-Netz [10]

Szenario	Wind 110 kV [MW]	PV 110 kV [MW]
Stand 2014	37,5	21,4
Szenario „50% Erneuerbare“	72	38,8
Szenario „80% Erneuerbare“	102	53,5

Die Verteilung der installierten Leistung und der durchschnittlichen Last auf die einzelnen Abgänge ist für den Stand 2014 (Szenario 1) in **Abbildung 7** dargestellt. Die Summe der Last in den Abgängen bewegt sich im betrachteten Zeitraum zwischen 12,2 MW und 27,6 MW. Der Durchschnitt beträgt 22,4 MW. Die Verteilung der Leistungswerte der einzelnen Abgänge findet sich im Anhang in **Abbildung 11**.

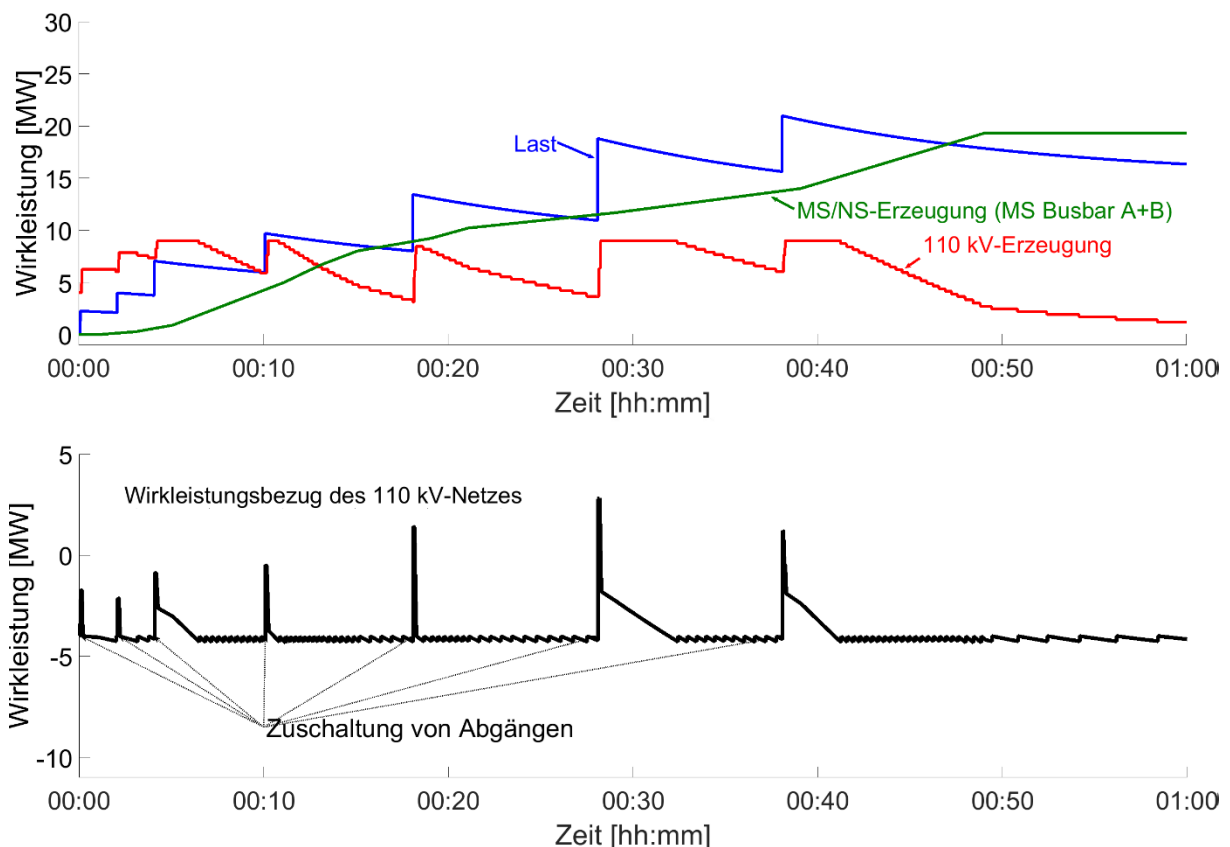


**Abbildung 7:** Installierte Erzeugungsleistung und durchschnittliche Last in den MS-Abgängen

## Simulationsergebnisse

Die Zuschaltung von MS-Abgängen und die Ausregelung mittels in HS angeschlossener Wind-PV-Parks ist in **Abbildung 8** gezeigt:

Nach Zuschaltung eines Abganges wird unmittelbar die Last (blau) wirksam und kurz darauf durch die 110 kV-Erzeugung (rot) ausgeregelt. Zeitverzögert schaltet sich die MS/NS-Erzeugung (grün) des jeweiligen Abganges zu während der CLPU abklingt und die HS-Erzeugung entsprechend zurückgefahren wird. Die Austauschleistung mit dem Übertragungsnetz kehrt daher kurz nach den Schaltvorgängen wieder auf den Sollwert zurück.



**Abbildung 8:** Wirkleistungs-Zeitverlauf beim Zuschalten von Mittelspannungsabgängen und Ausregelung mit Wind-/PV-Parks in 110 kV (Wirkleistungs-Sollwert beträgt -4 MW)

In diesem simulierten Beispiel ermittelt der Verteilnetz-Bilanzregler alle 5 s einen neuen Sollwert, der mit einer Totzeit von einer weiteren Sekunde übermittelt wird. Das Primärenergieangebot ist für dieses Beispiel als konstant angenommen. Die Entscheidung über die Zuschaltung weiterer Abgänge erfolgt alle 2 min anhand folgender Kriterien:

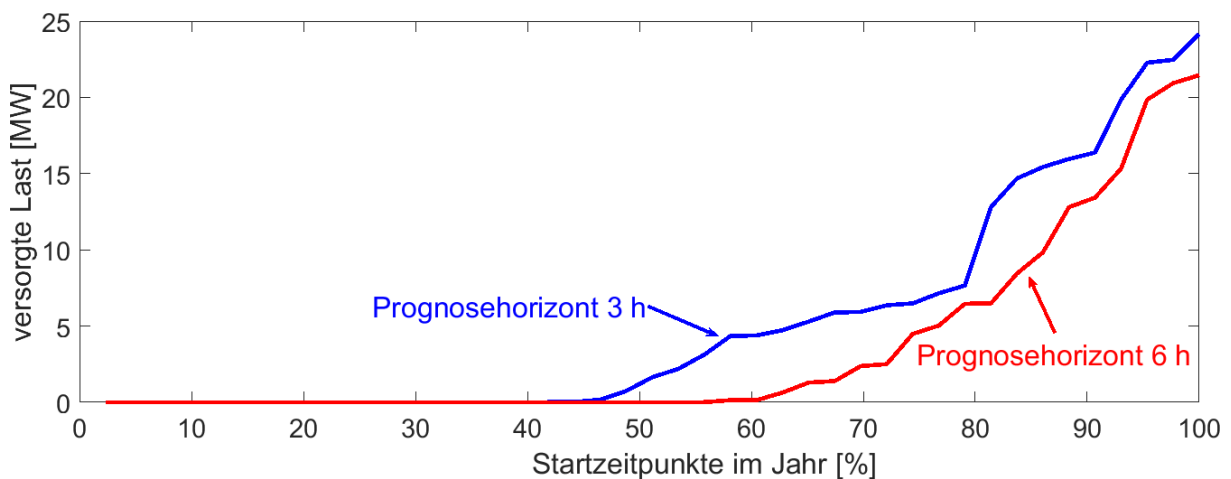
- Der Regelspielraum zur Erhöhung der Einspeisung soll mindestens so groß sein wie die anfänglich erwartete Last.
- Im Fall einer negativen Residuallast (mehr Einspeisung als Last in dem jeweiligen Abgang) muss der Regelspielraum zur Absenkung der Erzeugungsleistung mindestens gleich der erwarteten Residuallast sein.

Letzteres stellt sicher, dass nach Abklingen des CLPU und Zuschaltung der DEA der Sollwert gehalten werden kann. Nachfolgend wird der Verwendung von Ist-Werten die Verwendung von Prognose-Werten über verschiedene Zeiträume gegenübergestellt.

### Einfluss des geforderten Prognosehorizonts

Aufgrund des zeitveränderlichen Primärenergieangebots lässt sich ein hinreichender Regelspielraum, um sowohl zu hohen Leistungsbezug als auch zu hohe Rückspeisung zu vermeiden, nur über begrenzte Zeiträume gewährleisten. Als Prognosehorizont wird hier die Zeitspanne bezeichnet, für die eine Ausregelbarkeit gewährleistet sein muss.

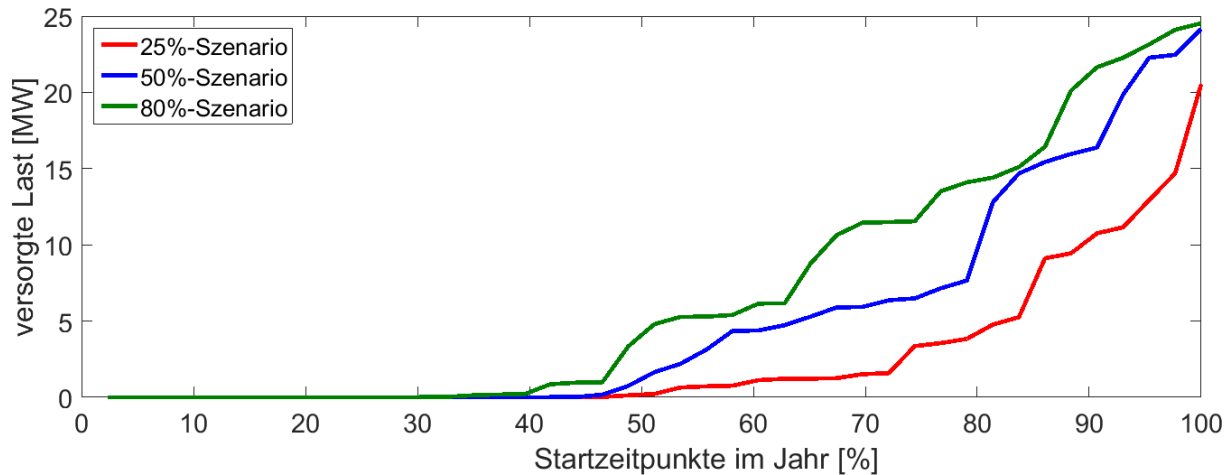
**Abbildung 9** zeigt für das 50%-Szenario, wie viel Last zu den verschiedenen Startzeitpunkten jeweils unter Einhaltung der Austauschleistung zum HöS-Netz versorgt werden kann, wenn die Anforderung beim Zuschalten eines Abgangs die Prognose ausreichenden Ausregelpotenzials für 3 h bzw. 6 h ist. Daraus wird ersichtlich, dass wenn die Anforderung an die gesicherte Ausregelbarkeit steigt (von 3 h auf 6 h), dann sinkt die versorgbare Last (in diesem Szenario von 5,4 MW auf 3,6 MW).



**Abbildung 9:** Wiederversorgung in 3 h für verschiedene Prognosehorizonte

## Einfluss des Ausbauszenarios

Die binnen 3 h erreichte versorgte Last für die oben beschriebenen Ausbauszenarien und einen Prognosehorizont von 3 h zeigt **Abbildung 10**. Die dabei durchschnittlich versorgbare Last ist in **Tabelle 3** dargestellt. Im Normalbetrieb beträgt die Summe der Last aller Abgänge durchschnittlich 22,4 MW.



**Abbildung 10:** Erreichte ausgeregelte Wiederversorgung in 3 h für verschiedene Ausbauszenarien

**Tabelle 3:** Versorgte Last binnen 3 h für die Ausbauszenarien

Szenario	Durchschnittlich versorgbare Last
25%	2,8 MW
50%	5,4 MW
80%	7 MW

## Anwendbarkeit bei mehreren Übergabepunkten

Im Fall eines HS-Netzes, das bereits an mehreren Stellen mit dem HöS-Netz verbunden ist, muss anstatt der Leistung eines Übergabepunktes (wie im Beispiel oben) die Summe der Leistungen aller Übergabepunkte bestimmt und entsprechend ausgeregelt werden. Da die Transportkapazität der Übertragungsleitungen in frühen Phasen des NWA typischerweise keine Beschränkung darstellt, kann in diesem Fall die Vorgabe eines Wirkleistungs-Sollwertes seitens des Übertragungsnetzbetreibers jeweils für eine ganze Netzgruppe erfolgen.

Hinsichtlich des Blindleistungsaustauschs können sich besondere Herausforderungen ergeben, da die Einspeisung an verschiedenen Übergabepunkten das Spannungsprofil im Höchstspannungsnetz beeinflusst.

## **7 Fazit**

Vorgestellt wurde ein Ansatz zur Teilautomatisierung des Netzwiederaufbaus unter Einsatz von dezentraler Erzeugungsleistung im Verteilnetz. Dieser basiert auf dem Einsatz eines Verteilnetz-Bilanzreglers, der Messwerte vom Verknüpfungspunkt mit dem Übertragungsnetz auswertet und Leistungssollwerte an die verfügbaren Wind- und PV-Parks übermittelt. Das Ziel dabei ist, aggregierte Last- und Erzeugungsgradienten, die durch Wiedereinschaltungen sowie ungesteuerte dezentrale Anlagen entstehen, im Notfallbetrieb und beim Versorgungswiederaufbau gezielt ausgleichen.

Anhand einer simulativen Analyse wurde eine Möglichkeit aufgezeigt, den Netzwiederaufbau im Übertragungsnetz durch Ausbalancieren von Last und Erzeugung von Seiten eines Verteilnetzbetreibers zu unterstützen und zugleich eine gewisse Lastabdeckung zu gewährleisten. Insbesondere wurde die Abhängigkeit des Maßes, in dem dies möglich ist, von der Durchdringung erneuerbarer Erzeugung und von den Anforderungen an den Zeithorizont aufgezeigt. Vor diesem Hintergrund sollten Kriterien geklärt werden, mit denen die Zuverlässigkeit von Wiederversorgung unter Nutzung von DEA für Entscheidungen des Leitwartenpersonals bewertet werden kann. Insgesamt wächst mit einem weiteren Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen die Möglichkeit der Ausregelung der im Verteilnetz, insbesondere in Zeiträumen, in denen aufgrund einer hohen erwarteten Verfügbarkeit von Wind- und/oder PV-Einspeisung wenige konventionelle Kraftwerke einsatzbereit sind. Um einen zügigen Netzwiederaufbau zu ermöglichen, scheint in diesen Fällen die Einbeziehung der Erzeugung aus regenerativen Quellen empfehlenswert.

## **8 Ausblick**

Einer weiterführenden Analyse bedarf die Berücksichtigung der Qualität und der Verfügbarkeit von Prognosedaten sowie zusätzlicher Handlungsmöglichkeiten, die sich aus einer Erreichbarkeit von Erzeugungsanlagen in nachgelagerten Spannungsebenen ergeben können.

Für die praktische Anwendung bietet es sich an, größere Netzabschnitte zusammenzufassen, so dass ein günstigeres Verhältnis zwischen Aufwand und Nutzen erzielt werden kann. Zu diesem Zweck sollte untersucht werden, wie sehr sich die Fluktuation der Einspeisung durch räumliche Verteilung reduziert. Ebenso ergeben sich zusätzliche Potenziale durch eine kommunikative Erreichbarkeit (Fernwirktechnik bzw. Rundsteuertechnik) auch kleinerer Anlagen. Aufgrund ihrer hohen zeitlichen Verfügbarkeit bieten insbesondere auch Biomasseanlagen trotz der vergleichsweise geringen üblichen Anlagenleistung ein gewisses Potenzial.



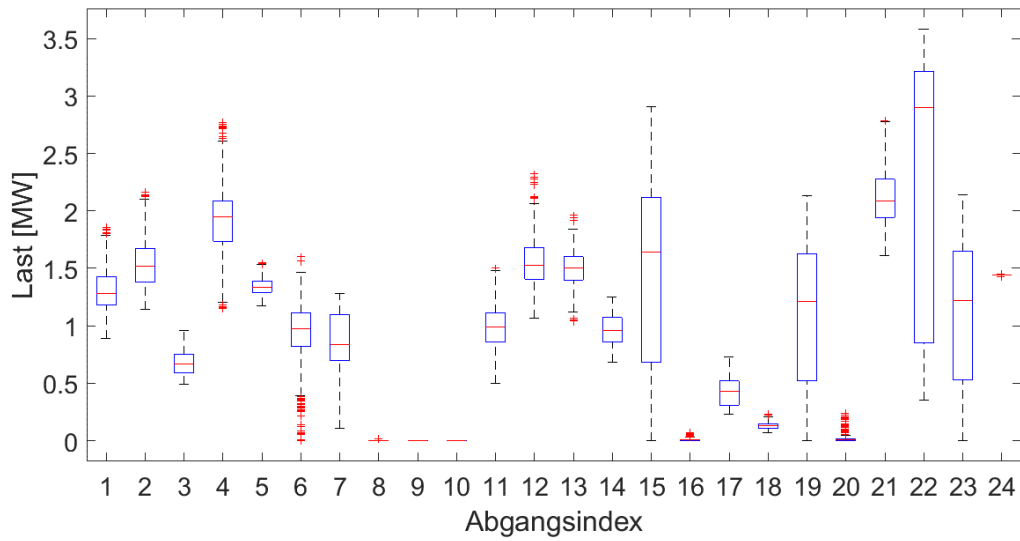
## 9 Danksagung

Die Autoren danken dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie und dem Projektträger Jülich für die Unterstützung des Vorhabens NETZ:KRAFT (FKZ 0325776A) sowie der Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH. Die Verantwortung für die Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

## 10 Literaturverzeichnis

- [1] DANIEL DUCKWITZ ; FRIEDRICH WELCK ; CHRISTOPH GLÖCKLER: Betriebsverhalten der Virtuellen Synchronmaschine. In: *12. ETG/GMA Fachtagung „Netzregelung und Systemführung – Energiewende in der Stromversorgung – Systemstabilität und Systemsicherheit“*, Berlin, 2017. DOI: 10.13140/RG.2.2.22150.88640
- [2] HACHMANN, C., et al.: Power System Restoration and Operation of Island Grids with Frequency Dependent Active Power Control of Distributed Generation. In: *NEIS Conference, Hamburg, 2017*.
- [3] LAFFERTE, D., et al.: Black Start and Island Operation of Distribution Grids with Significant Penetration of Renewable Resources. In: *1st International on Large-Scale Grid Integration of Renewable Energy in India, New Delhi, September 2017*.
- [4] EUROPEAN NETWORK OF TRANSMISSION SYSTEM OPERATORS FOR ELECTRICITY: *Dispersed generation impact on CE region security*. Dynamic Study, 2014 Report Update, 11-12-2014, p. 31: *Dispersed generation impact on CE region security*. Dynamic Study, 2014 Report Update, 11-12-2014, p. 31
- [5] McDONALD, J. ; BRUNING, A.: *Cold Load Pickup*. In: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* PAS-98, Nr. 4, S. 1384–1386 (1979). DOI: 10.1109/TPAS.1979.319340
- [6] BDEW: *Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz : Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz* (Juni 2008)
- [7] VDE-AR-N 4105. August 2011. *Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz-Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*
- [8] §9 EEG 2014 : *Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066)*
- [9] SCHWAB, A.J.: *Elektroenergiesysteme : Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*. 2. Aufl. Berlin Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2009
- [10] *Bestimmung von Netzwiederaufbau-Szenarien orientiert an den Eckdaten des Netzentwicklungsplans*. Bericht, Teilprojekt 2.1, Projekt NETZ:KRAFT. 18. November 2015
- [11] WESTERN ELECTRICITY COORDINATING COUNCIL (WECC) RENEWABLE ENERGY MODELING TASK FORCE: *WECC solar PV dynamic model specification*. URL <https://www.wecc.biz/Reliability/WECCSolarPVDynamicModelSpecification-September2012.pdf>
- [12] VAN CUTSEM, T. ; VOURNAS, C.: *Voltage stability of electric power systems*. New York : Springer, 2008
- [13] SCHNEIDER, K.P., et al.: *Evaluating the Magnitude and Duration of Cold Load Pick-up on Residential Distribution Feeders Using Multi-State Load Models*. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 31, Nr. 5, S. 3765–3774 (2016). DOI: 10.1109/TPWRS.2015.2494882
- [14] MILANOVIC, J.V., et al.: *International Industry Practice on Power System Load Modeling*. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 28, Nr. 3, S. 3038–3046 (2013). DOI: 10.1109/TPWRS.2012.2231969
- [15] *Abschätzungen und Modellbildung zum Cold-Load-Pickup*. Bericht, Teilprojekt 4, Projekt NETZ:KRAFT. 8. Dezember 2017

## Anhang



**Abbildung 11:** Verteilung der Last in den MS-Abgängen

**Tabelle 4:** Betriebsmittelkennndaten des betrachteten Netzabschnitts aus Abbildung 4

Betriebsmittel	Wert
Trafos HS/MS 1	2x 31 MVA
Trafos HS/MS 2	2x 40 MVA
Windpark	Nennleistung: 37,5 MW
PV-Park	Nennleistung: 24,1 MW
Doppelleitung 1	17,6 km
Leitung 2	18,2 km
Leitung 3	23,7 km
Leitung 4	8,8 km
Leitung 5	3,3 km
Stichleitung 6	vernachlässigt
Stichleitung 7	vernachlässigt

**Tabelle 5:** Lastparameter

<b>Bezeichnung</b>	<b>Symbol</b>	<b>Wert</b>	<b>Einheit</b>
Spannungsabhängigkeit der Wirkleistung	$\alpha$	0.62	[-]
Spannungsabhängigkeit der Blindleistung	$\beta$	0.96	[-]
Leistungsfaktor	$PF$	0.98	[-]
Frequenzabhängigkeit der Wirkleistung	$k_{pf}$	1	[%/Hz]
Frequenzabhängigkeit der Blindleistung	$k_{qf}$	1	[%/Hz]
Max. Amplitudenwert des CLPU-Effektes	$a$	1	[-]
Abklingzeit des CLPU-Effektes	$\tau$	900	[s]