

INTEGRATION DEZENTRALER ENERGIEUMWANDLUNG IM AKTIVEN VERTEILNETZ ÜBER DEN ANSATZ EINER NETZORIENTIERTEN BETRIEBSWEISE

Dipl.-Wirtsch.-Ing. Phillip Gronstedt*, Prof. Dr.-Ing. Michael Kurrat

Technische Universität Braunschweig, Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische Energieanlagen – elenia

Schleinitzstr. 23, 38106 Braunschweig, Germany, Schleinitzstrasse 23 38106 Braunschweig
Tel.: +49 (0)531/391-9736, E-Mail: p.gronstedt@tu-bs.de, www.tu-bs.de/elenia

Kurzfassung: Durch die Integration erneuerbarer Energiewandlungsanlagen wird Elektrizität zunehmend dezentral und mit erhöhten Einspeisefluktuationen in Verteilnetzen bereitgestellt. Die Integrationsfähigkeit der Verteilnetze ist dabei aus Netzstabilitätsaspekten beschränkt. Eine in der Vergangenheit vom Forschungsverbund Energie Niedersachsen (FEN) entwickelte netzorientierte Betriebsweise wirkt diesen Fluktuationen entgegen, indem die Stromerzeugung bzw. der Stromverbrauch von dezentralen Erzeugern, Verbrauchern sowie elektrischen Speichern flexibilisiert wird. Dieser Tagungsbeitrag stellt Simulationsergebnisse sowie Erfahrungen aus Feldtests zu einer zentral vorgegeben netzorientierten Betriebsweise mit der Möglichkeit zur Mehrfachvermarktung der Smart Grid Komponenten ins Verhältnis.

Keywords: Aktives Verteilnetz (Smart Grid), Netzorientierte Betriebsweise, Mehrfachvermarktung

1 Motivation

Eine steigende Anzahl und zunehmende Komplexität dezentraler Erzeugungsanlagen (z. B. Windenergie-, Photovoltaik- und Biomasseanlagen sowie Mini-Blockheizkraftwerke) verändern die Struktur der Energieversorgung nachhaltig. Der FEN entwickelt eine netzorientierte Betriebsweise für die oben aufgeführten Komponenten im aktiven Verteilnetz, die in Verbindung mit moderner Energieinformatik Stromverteilstnetze entlasten, Verluste minimieren und die Effizienz der Energieumwandlung erhöhen [1].

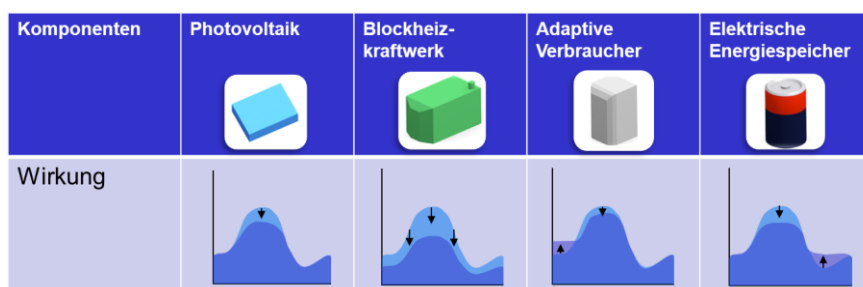


Bild 1: Untersuchte Komponenten des aktiven Verteilnetzes mit ihren potentiellen Auswirkungen auf den elektrischen Lastgang

Entsprechend der internationalen Smart Grid Technologieplattform werden aktive Verteilnetze bzw. Smart Grids als innovative Stromnetze versehen mit einem erweiterten Energiemanagement definiert. Über die Interaktion verschiedenartiger Netzkomponenten wie Erzeu-

gern, Verbrauchern sowie Speichern wird über IKT eine netztechnische und kosteneffektive Energieversorgung im Zuge der weiteren Integration erneuerbarer Energieerzeugung sichergestellt [2]. Eine durchgängige Kommunikation vom Kraftwerk bis hin zum Verbraucher ist für diese Ziele unumgänglich.

Im Rahmen dieser Untersuchung wurden bislang die in Bild 1 mit ihren allgemeinen Lastgangspotentialen dargestellten Komponenten ausgewählt, spezifische Konzepte entwickelt und deren Einbindung in ein aktives Verteilnetz über einen iterativen Prozess untersucht.

2 Einbindung Photovoltaik

Grundlage der Untersuchung sind ausgewählte Energienetze in ländlichen sowie städtischen Bereichen Deutschlands, um innovative Konzepte für die zunehmende Dezentralisierung der Energieversorgung zu erarbeiten. Gegenstand der hier vorgestellten Untersuchung soll ein städtisches Netz mit etwa 320 Haushalten, aufgeteilt auf 100 Hausanschlüsse mit einer jährlichen Stromaufnahme der einzelnen Teilnehmer im Bereich von etwa 2.500 - 45.000 kWh elektrisch und etwa 10.000 - 140.000 kWh thermisch sein. Bild 2 stellt die Topologie eines analysierten Netzes dar. Das Netz aus insgesamt 102 Kabelabschnitten wird über zwei Ortsnetztransformatoren (630 kVA) versorgt.

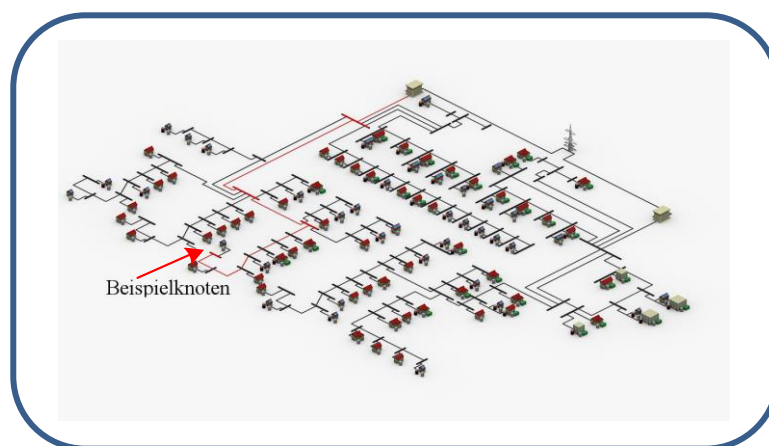


Bild 2: Topologie eines der untersuchten Verteilnetze

Zur Analyse eines Smart Grid Ansatzes wurde dieses Stromnetz schrittweise um Komponenten der dezentralen Energieversorgung erweitert. In einem sequentiellen Prozess passen die einzelnen Komponenten ihren Betrieb täglich an das Optimierungsziel an. Die jeweilige aktive Komponente errechnet dabei aufbauend auf einer Tagesprognose des Siedungslastgangs einen Fahrplan und gibt die aktualisierte Prognose an die nächste Komponente weiter.

Entsprechend existierender Studien zur Entwicklung von Photovoltaik in Deutschland und der positiven Grundannahme für die regenerative Energiebereitstellung bis 2030 wurde nahezu jedem dritten Hausanschluss der Siedlung eine Photovoltaikanlage mit einer mittleren installierten Leistung von 7 kW hinzugefügt. Die Basis hierfür bildet ein PV-Lastganggenerator zur Ausgabe individueller Einspeiseprofile für Photovoltaikanlagen unter Verwendung anlagenspezifischer Parameter (Bild 3).

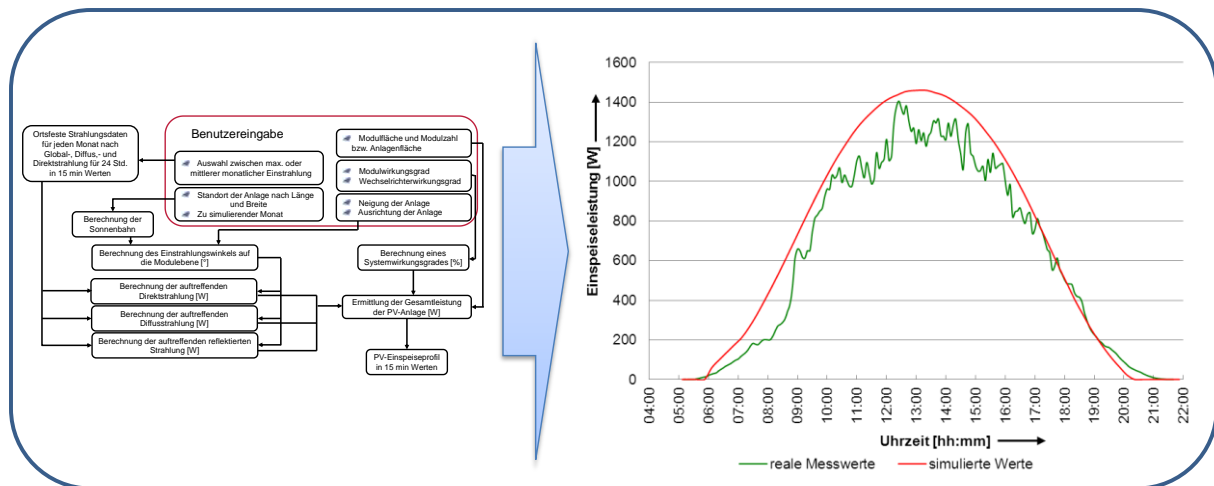


Bild 3: Aufbau und Performance der implementierten PV- Simulation

Die Verteilung der Anlagen auf die Hausanschlüsse erfolgte über einen Verteilungsalgorithmus, der Großteil wird nach dem Zufallsprinzip sowie ein Drittel der Anlagen nach technischen Gegebenheiten besonders relevanten Anschlüssen zuordnet.

Die einfache Ergänzung des existierenden Stadtnetzes um PV-Anlagen wirkt sich bei Betrachtung in Form einer fluktuierenden Lastprofilsenkung auf den ursprünglichen Siedlungslastgang aus.

3 Virtueller Verbund von Mikro-KWK Anlagen

Durch die zunehmende Dezentralisierung der elektrischen Energieumwandlung, wie zum Beispiel durch den Zubau von Photovoltaik in ländlichen und städtischen Gebieten wird das Verteilnetz auf Niederspannungsebene zunehmend instabil.

Der entwickelte Betriebsansatz für dezentral platzierte Mini-Blockheizkraftwerke (Mini-BHKW) entspricht einer Verbundsteuerung zum Abfahren zentral vorgegebener Fahrpläne. Fokussiert wird im Rahmen dieser Untersuchung ebenfalls der netztechnische Nutzen, bei dem die Reduzierung der täglichen Spitzenlast sowie der Lastgangspreizung von besonderem Interesse sind. Zum anderen soll mittels einer aktiven Steuerung die Rückspeisung in das vorgelagerte Mittelspannungsnetz reduziert, im besten Fall sogar komplett vermieden werden. Unverzichtbar für die Einhaltung ist ein thermischer Pufferspeicher, mit dessen Charakteristika sich die elektrische Energieerzeugung eines Mini-BHKW zeitlich vom thermischen Bedarf eines Wohnobjektes entkoppeln lässt (Bild 4).

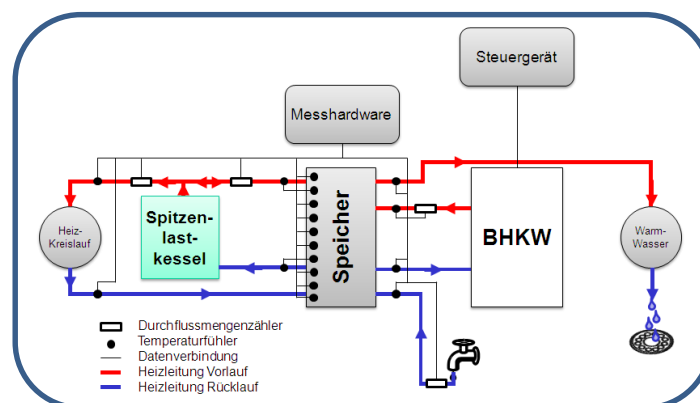


Bild 4 Heizkreislauf und Messstellen im Verbundbetrieb

Für die aktive Steuerung von Mini-BHKW wurde im FEN von dem zentralen Fahrplanmanagement bis hin zur Steuerhardware ein komplettes System entwickelt. Im Rahmen eines Feldtest in Braunschweig befindet sich dieses System seit 2011 in einer Erprobungs- und Validierungsphase.

3.1 Schematischer Aufbau

Kernstück des Verbundbetriebes ist das zentrale Fahrplanmanagement, welches basierend auf historischen Messdaten eine Betriebsstrategie generiert, die wiederum an die einzelnen Mini-BHKW im Verbund übermittelt wird. Die verwendeten Messdaten stammen direkt aus den Wohnobjekten in denen die Mini-BHKW installiert sind und werden per Fernübertragung an das zentrale Fahrplanmanagement übermittelt.

Ein großer Teil des Fahrplanmanagements wurde mittels der Entwicklungsumgebung Matlab realisiert und umfasst ein Modul zur Konfiguration von BHKW-Verbänden, ein weiteres zur Generierung der netzorientierten Fahrpläne sowie ein Übersetzungsmodul, um die Fahrpläne in XML-Dateien zu transformieren. Eine weitere, im FEN entwickelte Software stellt eine Verbindung zu dem Kommunikationsmodul am Mini-BHKW her und übermittelt den Fahrplan für den nächsten Tag [3]. Das Kommunikationsmodul steuert am darauffolgenden Tag auf Basis des generierten Fahrplans die Anlage und benötigt keine weiteren Informationen mehr für diesen Tag. Hiermit wird sichergestellt, dass das System auch im Falle eines Kommunikationsabbruches weiterhin in vorgesehener Weise betrieben wird.

Um einen geeigneten Fahrplan erstellen zu können, müssen Prognosen des Siedlungslastganges, des thermischen Verbrauchs und des Speicherfüllstandes vorhanden sein. Da dies auf Basis von 2- bzw. 7-Tage Lastfortschreibungen sowie Regressionsanalysen getätigt wird, müssen wie schon erwähnt historische Daten vorhanden sein. Dazu werden in jedem Wohnobjekt Messsysteme installiert, mit denen die Verbräuche/Lastgänge von Raumwärme und Warmwasser, sowie Speichertemperaturen erfasst werden. Zur Erfassung des Siedlungslastganges muss entweder auf Daten des Verteilnetzbetreibers (VNB) zurückgegriffen werden, oder der VNB erstellt selber eine Prognose.

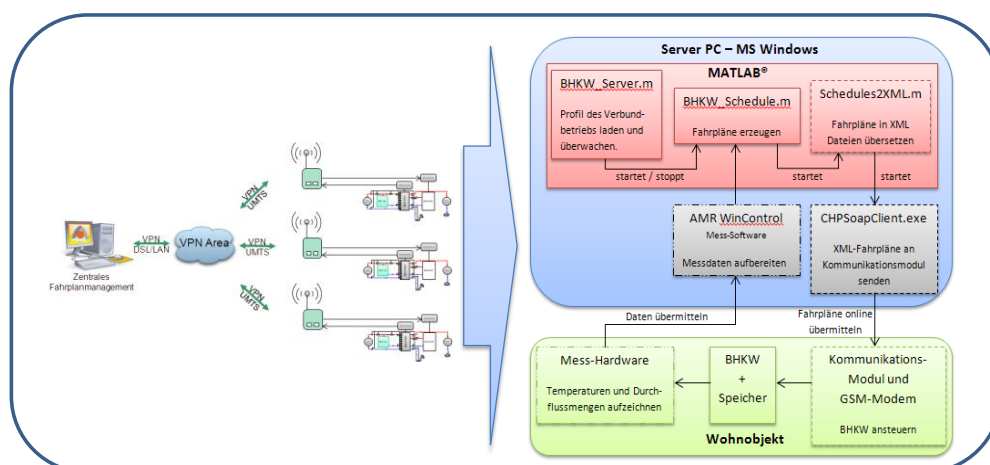


Bild 5: Schematischer Aufbau des BHKW-Verbundbetriebes

Die Messdaten werden dezentral aufgezeichnet und anschließend einmal pro Tag per On-lineverbindung (ISDN, DSL, GPRS, UMTS) an das Fahrplanmanagement übertragen.

Pro Gebäude muss eine Verbindung zum Internet hergestellt werden um die erforderlichen Daten zu übertragen. Die gesamte Kommunikation läuft über diesen UMTS-Router und erfolgt über ein verschlüsseltes Virtual-Private-Network (VPN). Weiterhin besitzt jeder UMTS-Router eine feste IP-Adresse und somit können die Kommunikationsmodule durch manuell eingestellte Port-Weiterleitungen eindeutig im Verbund identifiziert und angesprochen werden [4].

4 Flexibilisierung der Verbraucherseite

Zur Flexibilisierung des Stromverbrauchs sind Methoden zur Lastverschiebung bei Haushaltsgeräten entwickelt worden. Im Fokus stehen dabei Kühlgeräte, da diese durchgängig in Betrieb und somit permanent beeinflussbar sind.

Grundsätzlich stellen sich bei der Integration von Haushaltsgeräten als aktive Komponenten in das Verteilnetz die folgenden Herausforderungen:

- **Diversität:** Die potentiell steuerbaren Geräte variieren in Nennleistungen und Stromverbrauchsprofilen.
- **Quantität:** Da die Anzahl der Verbraucher wesentlich größer als die der Erzeuger ist, müssen sich demzufolge viele Verbraucher beim Ausgleich von Erzeugungsfrequenzen beteiligen.
- **Nutzerakzeptanz:** Eingriffe in die Betriebsweise von Haushaltsgeräten dürfen keine nachteiligen Auswirkungen auf den Benutzer haben.
- **Planbarkeit:** Der Einsatz adaptiver Verbraucher muss planbar sein, um den Betrieb mit den übrigen Komponenten des aktiven Verteilnetzes abzustimmen.

4.1 Verbundbildung

Anstatt einzelne Haushaltsgeräte anzusteuern, werden in dem entwickelten Ansatz Haushaltsgeräte anhand ihrer Lastverschiebungseigenschaften gebündelt und ebenfalls wie die BHKW in einem separaten Verbund gesteuert. Diese Hierarchisierung erlaubt es, eine größere Anzahl an Haushaltsgeräten mit vertretbarem Planungsaufwand zu verwalten. Haushaltsgeräte befolgen Steuersignale auf einer „best-effort“ Basis und können durch Betriebsparameter oder Benutzervorgaben überschrieben werden, um beim Eingriff in die Betriebsweise keine nachteiligen Auswirkungen auf den Benutzer entstehen zu lassen.

Das Verfahren bedingt spezielle Gerätecontroller, die den externen Eingriff in das Betriebsverhalten des Geräts über Steuersignale ermöglichen. Die sich ausprägende Stromverbrauchsänderung hängt von internen Betriebszuständen bzw. Nutzervorgaben ab und variiert demzufolge. Die Funktionsweise soll am Beispiel eines Kühlschranks erläutert werden.

Um diese Varianz bei der Planung berücksichtigen zu können, beschreibt ein Gerätecontroller ein Signal mittels der erwarteten Stromverbrauchsänderung und deren mittlerem Fehler für jeden möglichen Signalzeitpunkt. Insgesamt ergeben sich 96 Zeitreihen, die ein Signal vollständig beschreiben. Die Beschreibung von Geräten über Erwartungswerte garantiert eine breite Anwendbarkeit, da von internen Betriebsparametern und Zuständen abstrahiert wird.

Darüber hinaus werden die erwarteten Stromverbrauchsänderungen durch den Controller täglich aktualisiert, wodurch Änderungen im Verbrauchsverhalten berücksichtigt werden können.

Im Rahmen des FEN wurde der Einsatz adaptiver Verbraucher im aktiven Verteilnetz in verschiedenen Szenarien untersucht. In allen Wohneinheiten sind adaptive Verbraucher in Form von Kühlschränken und Gefrierschränken angenommen. Damit ergeben sich nach [5] Durchdringungsgrade von 106 % für Kühlschränke mit einer Durchschnittsleistung von 140 W (einige Haushalte verfügen über mehrere Kühlschränke) und 52 % für Gefrierschränke mit einer Durchschnittsleistung von ebenfalls 140 W.

An mehreren Tageszeitpunkten wurde über Steuersignale eine Änderung im Betriebsablauf bei den Kühlgeräten initiiert. Da es sich bei den Anpassungen um Lastverschiebungen handelt, besteht die Verbrauchsänderung zu annähernd gleichen Teilen aus einer Lasterhöhung und einer Lastsenkung, was auch als negative bzw. positive Regelleistung bezeichnet werden kann. Demzufolge ist ein Fahrplan aus Steuersignalen so zu erstellen, dass Erzeugungsspitzen durch einen Mehrverbrauch und Lastspitzen durch eine Verbrauchsreduktion vermindert werden. Der Vergleich mit ursprünglichen Lastgangs lässt jedoch erkennen, dass durch eine gezielt geplante Einspeisung von BHKWs erwartungsgemäß größere Effekte zu erreichen sind (Bild 6).

Der Einsatz der Methode ist allerdings insofern vorteilhaft gegenüber der Integration dezentraler Erzeugungsanlagen wie BHKWs, als dass die Geräte prinzipiell in jedem Haushalt vorhanden sind und Stromverbrauchsänderungen jederzeit abgerufen werden können [6].

5 Dezentrale Stromspeicherung

Mit dem technischen Charakteristikum negatives sowie positives Lastpotential für die aktuellen Netzaufgabe bereitzuhalten, nehmen elektrische Energiespeicher ähnlich wie die zuvor angeführte Flexibilisierung der Verbraucherseite (DSM) zukünftig eine besondere Stellung in der Energiewirtschaft ein. Stromspeicher können neben netztechnischen Zielgrößen wie bspw. der Vergleichmäßigung einer dargebotsabhängigen Energiebereitstellung im Zuge der weiteren Integration erneuerbarer Energieerzeugung auch unter den heute gegebenen Marktbedingungen ökonomisch ausgerichteten Einsatzstrategien folgen [9].

Im Rahmen dieses Beitrags wird die zuvor aufgezeigte Prämisse der netzorientierten Betriebsweise konsequent mit der Zunahme von elektrischen Speichern fortgeführt. Hierzu wurde ein Anforderungsprofil an dezentrale sowie zentral platzierte Speicher erarbeitet, auf Basis dessen die eingesetzten Speichersysteme konzeptioniert wurden.

Gegenstand der Betrachtung sind elektrochemische Speichersysteme, die dezentral auf der Niederspannungsebene für den Einsatz zur Verfügung stehen. Die Stromspeicher werden in erster Linie begründend auf der aktuellen Vergütungsstruktur zur Eigenverbrauchsmaximierung lokal positioniert neben dezentralen Energieanlagen angenommen. Die Kapazität der einzelnen Speichersysteme orientiert sich an der installierten Leistung der Erzeugungsanlage mit dem das jeweilige Speichersystem in Kombination installiert ist. Somit ergibt sich bei einem Durchdringungsgrad der Speichersysteme von 40 % in Kombination mit PV sowie 30 % in Kombination mit BHKW-Anlagen eine Gesamtkapazität von rund 450 kWh.

Zur Einsatzplanung der Speichersysteme wurde eine umfassende Simulation implementiert, die den Speichereinsatz in der netzorientierten Betriebsweise hinsichtlich der Faktoren Spitzenlastabsenkung sowie Minimierung von Lastgangspreizung und Netzurückspeisung optimiert. Input dieser Simulation sind eine Reihe von Ergebnissen aus Versuchen am gewählten Speichermedium zur Eruierung von Speicherparametern und Alterungsverhalten. Diese wurden an den Testständen des Instituts für Hochspannungstechnik und Elektrische Energieanlagen der TU Braunschweig durchgeführt.

Basierend auf den mit dem CPLEX Algorithmus optimierten Simulationsergebnissen lässt sich für ein in Kapazität und Position gegebenes Speichersystem ein optimiertes Betriebskonzept ableiten und dem zentralen Einsatzmanagement in Form eines Fahrplans bereitstellen.

Wie die resultierende rote Lastkennlinie der betrachteten Siedlung in Bild 6 hervorhebt, lässt sich durch den netzorientierten Betrieb der Speichersysteme ein vergleichmäßigt Lastprofil generieren. Der innerhalb der Modellierung aufgesetzte Algorithmus orientiert sich dabei zunächst an der Optimierung der Netzurückspeisung, ehe er sich der Glättung positiver Spitzen annimmt. Die Simulation greift in ihrem aktuellen Stand auf historische Daten mit einer Prognosegüte von 100 % zurück.

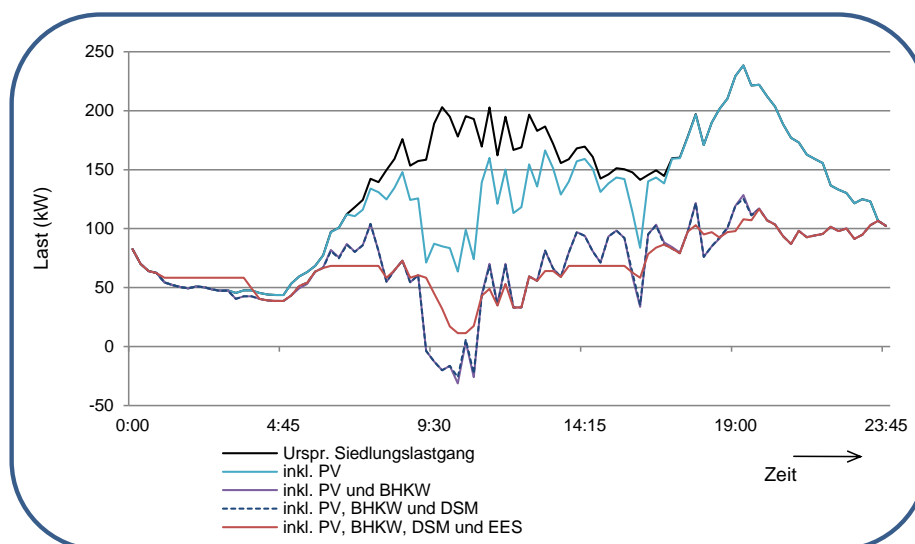


Bild 6: Resultierende Lastkennlinie des Stadtnetzes

Des Weiteren kann aus der technischen Analyse festgehalten werden, dass die zunächst angesetzte Speicherkapazität angepasst werden kann, da das vorgehaltene Speicherpotential nur anteilig zur Erlangung des optimierten netzorientierten Betriebsweise nachgefragt wird (Speicherleistung zu 67 % und Energieinhalt zu 89 %).

6 Auswirkungen auf die Netze

Zur Übertragung der Ergebnisse werden in diesem Abschnitt die Resultate des eher bilanziell orientierten Smart Grid Ansatzes einer Netzberechnung hinsichtlich der Netzverträglichkeit des Konzepts hinterlegt. Folglich werden die Auswirkungen des Einsatzes von Energieerzeugungsanlagen und elektrischen Energiespeichern auf das betrachtete Niederspannungsnetz dargestellt.

Um die Auswirkungen dezentraler Energieerzeugung auf die Netzspannung zu demonstrieren, wurde ein Beispielnetzknoten mit angeschlossener DEA und hoher Entfernung zur Ortsnetzstation (343 m) ausgewählt. Als zulässiges Spannungsband werden $230 \text{ V} \pm 5 \%$ angenommen. Für insgesamt fünf Erzeugungsszenarien wurde eine vollständige Netzberechnung mit entsprechenden Last- und Erzeugungszeitreihen durchgeführt. Der Berechnungszeitraum ist ein Jahr [8].

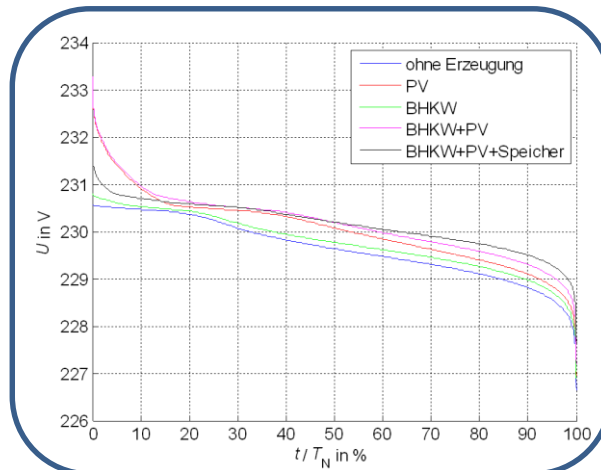


Bild 7: Jahresverläufe der Spannungswerte am Beispielknoten bei unterschiedlichen Erzeugungsszenarien

Die am Beispielknoten auftretende Häufigkeit des Auftretens der Spannungswerte im Laufe eines Jahres zeigt das Diagramm in Bild 7. Es ist ersichtlich, dass die Hinzunahme von DEA spannungsanhebend wirkt. Folglich treten im Szenario mit der größten Erzeugungsleistung (BHKW+PV) die höchsten Spannungswerte auf. Die niedrigsten Spannungswerte hat das Szenario ohne DEA zur Folge. Die Integration elektrischer Energiespeicher in das untersuchte Netz (BHKW+PV+Speicher) wirkt sich bei starker Last spannungshebend und bei hoher Erzeugung und zeitgleicher Schwachlast spannungssenkend aus. Sämtliche Szenarien haben keine Verletzung der Spannungsbänder zur Folge. In typischen Verteilnetzen mit städtischer Struktur ist es somit möglich, eine relativ hohe Dichte an DEA zuzulassen, ohne dass Probleme bei der Einhaltung der Spannungsbänder zu erwarten sind.

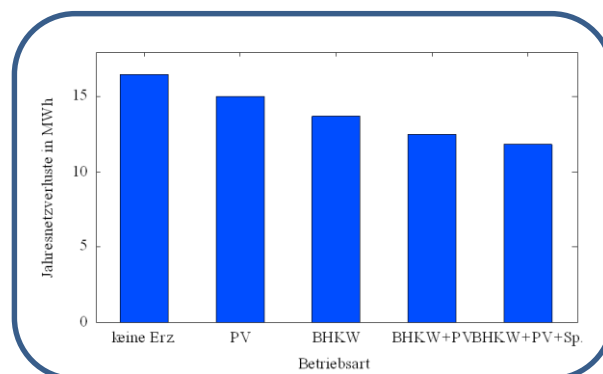


Bild 8: Jahresnetzverluste der untersuchten Szenarien im städtischen Netz

Das in Bild 8 dargestellte Diagramm zeigt die Jahresnetzverluste der untersuchten Szenarien. Die höchsten Verluste entstehen, wenn nur elektrische Lasten und keine DEA vorhanden sind. Die Hinzunahme von Erzeugungsanlagen führt aufgrund der sich reduzierenden Leistungsflüsse zu sinkenden Netzverlusten. Dies ist möglich, da der installierten Erzeugungs-

leistung in städtischen Strukturen eine relativ hohe elektrische Lastdichte gegenübersteht. Häufige oder hohe Leistungsabgabe in die vorgelagerte Netzebene aufgrund nur geringer Verbrauchsdichte kann hingegen zu steigenden Netzverlusten führen.

7 Simulationsergebnisse

Inwiefern die einzelnen Stufen zu diesem Ergebnis beitragen verdeutlicht Bild 9 mit einem Schaubild zu den simulativen Ergebnissen. In dem Diagramm sind im Verhältnis zu dem ursprünglichen Lastgang der betrachteten städtischen Siedlung die Ergebnisse der verschiedenen Stufen der Simulation aufgetragen.

Ebenso wie in Bild 7 wird bei dieser Darstellung als Bezugsgröße der ursprüngliche Siedlungslastgang gewählt, der dann iterativ über die weiteren Stufen zunächst um Photovoltaik später um den Verbund von Mini-KWK Anlagen sowie eine flexibilisierte Lastseite mit steuerbaren Verbrauchern und elektrischen Energiespeichersystemen erweitert wird.

Hierbei wird deutlich, dass die entwickelten Konzepte auf Erzeuger-, Speicher- und Verbraucherseite deutliches Potential für die Bewältigung weitere Dezentralisierung der Energieversorgung haben.

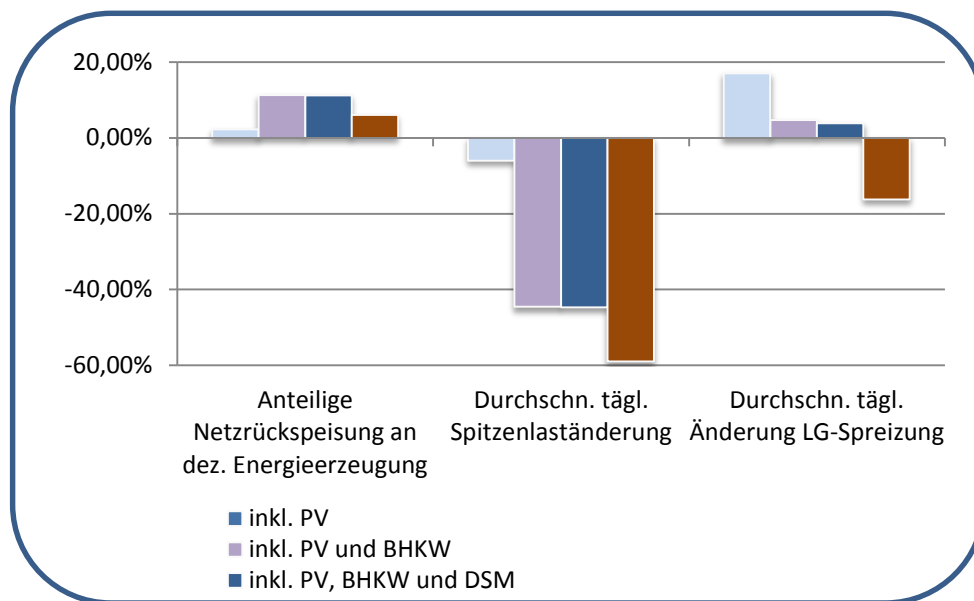


Bild 9: Ergebnisdarstellung des netzorientierten Betriebs im Verteilnetz

Ein Vorher/Nachher-Vergleich zeigt, dass trotz hoher Durchdringungsgrade mit dezentralen Erzeugungsanlagen die Verwendung von innovativen Konzepten auf Erzeuger-, Speicher- und Verbraucherseite ein sogar deutlich netzkonformerer Zustand des elektrischen Siedlungslastganges erreicht werden kann.

Als Ergebnis kann nicht nur ein besserer Netzzustand nachgewiesen werden, sondern gleichzeitig auch eine leichte Erhöhung der Wirtschaftlichkeit der Erzeugungsanlage über einen maximierten Eigenverbrauchsanteil der eigenerzeugten Elektrizität.

8 Mehrfachvermarktung und Ausblick

Die Einsatzmöglichkeiten von elektrischen Energiespeichern im Stromnetz sind weitreichend. Die im Netz bereits heute vorgehaltene und zukünftig hinzukommende Speicherleistung kann neben den angeführten Funktionen in Bild 10 im Einzelbetrieb auch Weiter über den informatorischen Zusammenschluss zu sogenannten virtuellen Speichern verfolgen.

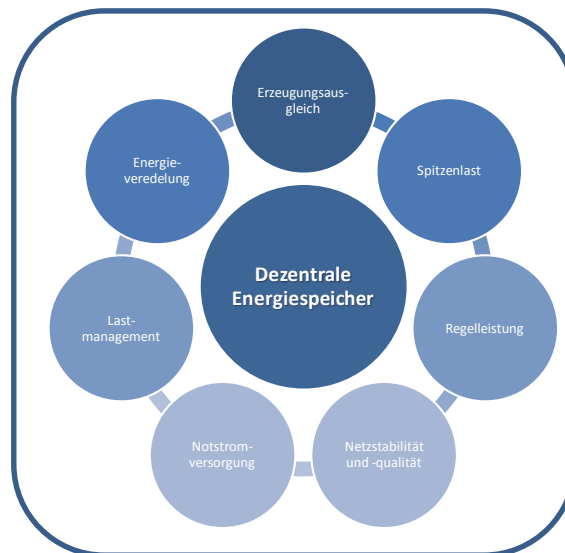


Bild 10: Mögliche Einsatzfelder elektrischer Energiespeicher

Die abgebildeten Einsatzfelder elektrischer Energiespeicherung können nahezu ausnahmslos als Betriebsweisen für ein aktives Verteilnetz übertragen werden. Grundsätzlich bieten die einzelnen Vermarktungsfelder die Chance der zeitgleichen Nutzung einer Vielzahl von Absatzwegen zur Steigerung der Effektivität und somit auch Effizienz bei der zukünftigen Positionierung von dezentralen Energieanlagen am Markt. Dennoch ist weiterhin diese zeitgleiche Kombination der Vermarktungswege mit technischen als auch regulatorischen Restriktionen verbunden, die im weiteren Verlauf der Untersuchungen herausgearbeitet werden sollen. Beispielsweise setzen Netzbetreiber Komponenten alleinig für die netztechnische Nutzung in ihrem Netz ein, dürfen diese aber aufgrund des Unbundlings nicht marktwirtschaftlich oder in Kombination mit anderen Akteuren nutzen. Eine weitere regulatorische Restriktion für die Angebotsseite stellt das Doppelvermarktungsverbot dar. Technische Herausforderungen sind hingegen insb. im Energiemanagement sowie in der informatorischen Umsetzung einer Mehrfachvermarktung zu erwarten.

Ein aktives Energiemanagement bedingt den uneingeschränkten Zugang sowohl zu Prognosefunktionen für die volatilen Energiemärkte als auch der fluktuierenden Bereitstellung dezentraler Energieanlagen. Dabei ist der angedachte Zeitraum für die Vermarktung einer gewählten bzw. einer zu wählenden Einsatzstrategie das entscheidende Kriterium. Die Weite der Kombinationsmöglichkeiten von Absatzwegen ändert sich grundlegend betrachtet man die zeitliche Dimension. Ein Vermarktungszeitraum von einem Tag bietet wesentlich geringeres Potential zur Kombination, da viele Vermarktungsformen der zeitlichen Flexibilität einer tagesscharfen Vermarktung nicht nachkommen können. Im Gegenzug liegt für eine day-ahead Vermarktung eine Prognose für die Energiebereitstellung in einer wesentlich besseren Güte vor, als sich dies beispielweise für eine monatliche Vermarktungsstrategie einstellen kann. Folglich bedingt der Ansatz der Mehrfachvermarktung einen zeitlichen Freiheitsgrad,

um dynamisch auf technische und marktwirtschaftliche Randbedingungen reagieren zu können.

Eine umfassende Verzahnung des zuvor vorgestellten Ansatzes des aktiven Verteilnetzes mit Prognosemodellierungen über einen Algorithmus zur flexiblen Vermarktung eines zentral koordinierten Anlagenverbundes wird im Detail die erlösseitigen Potentiale dieses innovativen Vermarktungsansatzes aufzeigen und gleichzeitige Empfehlungen an den zukünftig geltenden regulatorischen Rahmen geben können.

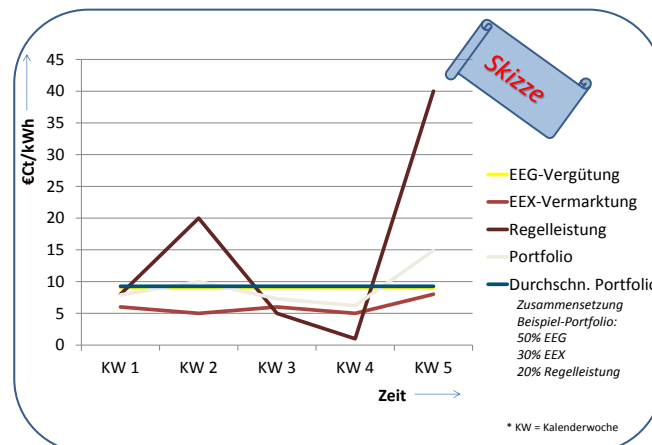


Bild 11: Skizzierter Verlauf der Erlösseite einer mehrfach vermarkteter DEA

Wie Bild 11 zeigt, bestehen bereits bei den heutigen Marktbedingungen wesentliche Anreize zur Umsetzung und Implementierung, wobei dieser Ansatzes insb. auf eine mittel-/langfristige Perspektive im Zuge einer degressiven Entwicklung der Förderung dezentraler Energieanlagen abgezielt wird.

Mit den Untersuchungen zur Mehrfachvermarktung wird der Ansatz der netzorientierten Betriebsweise nun konsequent weitergeführt, um langfristig auch aus marktwirtschaftlichen Aspekten den weiteren Ausbau erneuerbarer Energieumwandlung zu rechtfertigen.

Quellen:

- [1] Gronstedt, P., Haupt, H., Canders, W.-R., Kurrat, M. (2011): *Speichermanagement in aktiven Verteilnetzen*. Tagung Kraftwerk Batterie, Aachen 2011.
- [2] European Technology Platform for the Electricity Networks of the Future, verfügbar via <http://www.smartgrids.eu>.
- [3] Korte, M., Nebel W. (2009): *Entwurf, Analyse und Einsatz verteilter Energiesteuersysteme*, Tagungsband zum 3. Symposium des FEN, 2009.
- [4] Appelrath, H.-J., Beck, H.-P., Hofmann, L., Huck, A., Kurrat, M. (2011): *Der netzorientierte Verbundbetrieb von dezentralen Anlagen im Niederspannungsnetz*, ETG Kongress, Würzburg 2011.
- [5] R. Stamminger (2008): *Synergy potential of smart appliances- Report of the Smart-A project. 2008*.

[6] Lünsdorf, O., Sonnenschein, M., Mohrmann, M., Hofmann, L., Gronstedt, P., Kurrat, M. (2011): *Chances for the further integration of decentralized generation by following a grid-driven approach*, ETG Kongress, Würzburg 2011.

[7] Forschungsverbund Energie Niedersachsen: *Tagungsband zum 3. Symposium des FEN*, Braunschweig, 2009.

[8] Forschungsverbund Energie Niedersachsen: *Tagungsband zum 2. Statusseminar des FEN*, Braunschweig, 2008.