

Autarkiebetrieb eines kommunalen Stromnetzes mit Batterie und Erneuerbaren Energien

Silvan Rummeny, Eberhard Waffenschmidt

Cologne Institute for Renewable Energy (CIRE), Technische Hochschule Köln

Betzdorfer Str. 2, 50679 Köln

Tel.: 0221/8275-4222

silvan.rummeny@th-koeln.de

Zusammenfassung

Mit einem wachsenden Anteil erneuerbarer Energien sollte die Funktion des Stromnetzes die dezentrale Natur des Systems widerspiegeln. Eine zellulare Netzstruktur wäre dafür passend. Im Fall eines globalen Blackouts könnte sich jede Zelle autark weiterversorgen. Dann wäre immer noch eine Mindestversorgung weiter möglich. Andernfalls kann die Betriebszeit für den autarken Betrieb begrenzt werden.

Eine innovative Gemeinde im Norden von Deutschland strebt ein solches Konzept an. Der örtliche Verteilnetzbetreiber, Versorgungsbetriebe Bordscholim, plant eine große Batterie zu installieren, um im Normalbetrieb Primärregelleistung anbieten zu können. Bei Abweichungen vom Normalbetrieb, z.B. bei Notfällen wie einem Blackout, soll dieser Speicher zusätzlich fähig sein die Gemeinde mit Hilfe vorhandener Energiequellen weiter zu versorgen. Diese Veröffentlichung untersucht die mögliche Betriebszeit für einen solchen Inselnetzbetrieb.

Für die Li-Ionen Batterie wurde ursprünglich eine Kapazität von 5 MWh und eine Leistung von +/-5 MW geplant. Die Batteriegröße wurde jedoch für die Installation auf 8 MW und 12 MWh erweitert. Weitere Erzeuger sind Biogasgeneratoren mit jeweils 800 kW und mehrere Photovoltaik-Anlagen. Die Zeitabhängigkeit der Erzeugung wurde berechnet auf der Basis von real gemessenen Erzeugungsprofilen. In der meisten Zeit übersteigt der Verbrauch die verfügbare Erzeugung mit erneuerbaren Energiequellen, sodass die Autarkiebetriebszeit begrenzt ist. Um diese Zeit zu berechnen wurde ein typischer Ladezustand für während der Erbringung von Regelleistung angenommen. Für jeden Zeitpunkt des 15-minütigen Profils wird berechnet wie lang die Gemeinde sich autark weiterversorgen kann. Typische Selbstversorgungszeiten reichen von 3 bis 20 Stunden mit einem seltenen Minimum von 45 Minuten bis zu einem Maximum von 36,5 Stunden. Zusätzlich wird die Präsentation auf der Konferenz den aktuellen Stand des Projekts zeigen.

1 Einleitung

Mit einem wachsenden Anteil erneuerbarer Energien werden immer weniger fossile betriebene Großkraftwerken benötigt. Jedoch müssen Verteilnetze mit erneuerbaren Energiequellen die Systemdienstleistungen von solchen Großkraftwerken immer weiter

übernehmen. Ein Überblick der Systemdienstleistungen mit entsprechenden Maßnahmen gibt Abbildung 1.

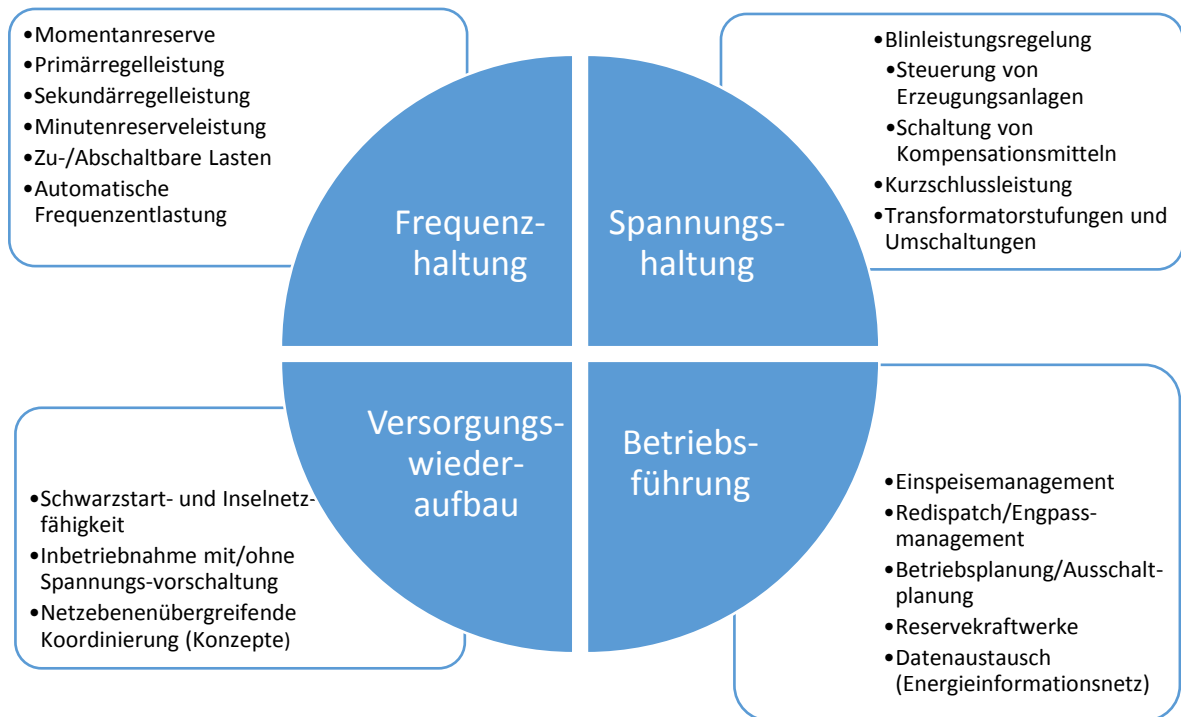


Abbildung 1: Überblick der Systemdienstleistungen [1].

Die Funktion des zukünftigen Stromnetzes sollte zudem die dezentrale Natur des Systems widerspiegeln. Der Ansatz des zellularen Stromnetzes teilt das Netz in Zellen ein, die in der Lage sind Systemdienstleistungen zu übernehmen [2]. Im Notfall können sie auch als inselnetz- und schwarzstartfähige Netze autark betrieben werden. Der schematische Aufbau eines zellularen Netzes ist in Abbildung 2 gezeigt. Eine Zelle kann über Erzeugung, Verbrauch, Speicher und Wandler in andere Energiesektoren verfügen. Das Zellmanagement bündelt Energie- und Datenflüsse der jeweiligen Zelle.

Grundprinzip ist es, dass über das Zellmanagement Versorgungsüberschüsse und -defizite auf der untersten Netzebene wie möglich ausgeglichen werden. Dieses Prinzip selbstversorgender Netzgebiete nutzt grundlegende Prinzipien der Automatisierungstechnik, um die Komplexität durch aggregierte Energie- und Informationsflüsse zu reduzieren.

Im Falle eines globalen Blackouts wären dann bestimmte Zellen noch in der Lage sich autark weiter zu betreiben. Diese Zellen können durch die Synchronisation untereinander dann wiederum schnell die Übertragungsnetzstruktur wieder herstellen. Heutzutage werden in der Regel dezentrale Erzeuger abgeschaltet, um unkoordinierte Inselnetz zu verhindern. Verteilnetzbetreiber (VNB) sind jedoch in der Lage isolierte Mikronetze zu koordinieren.

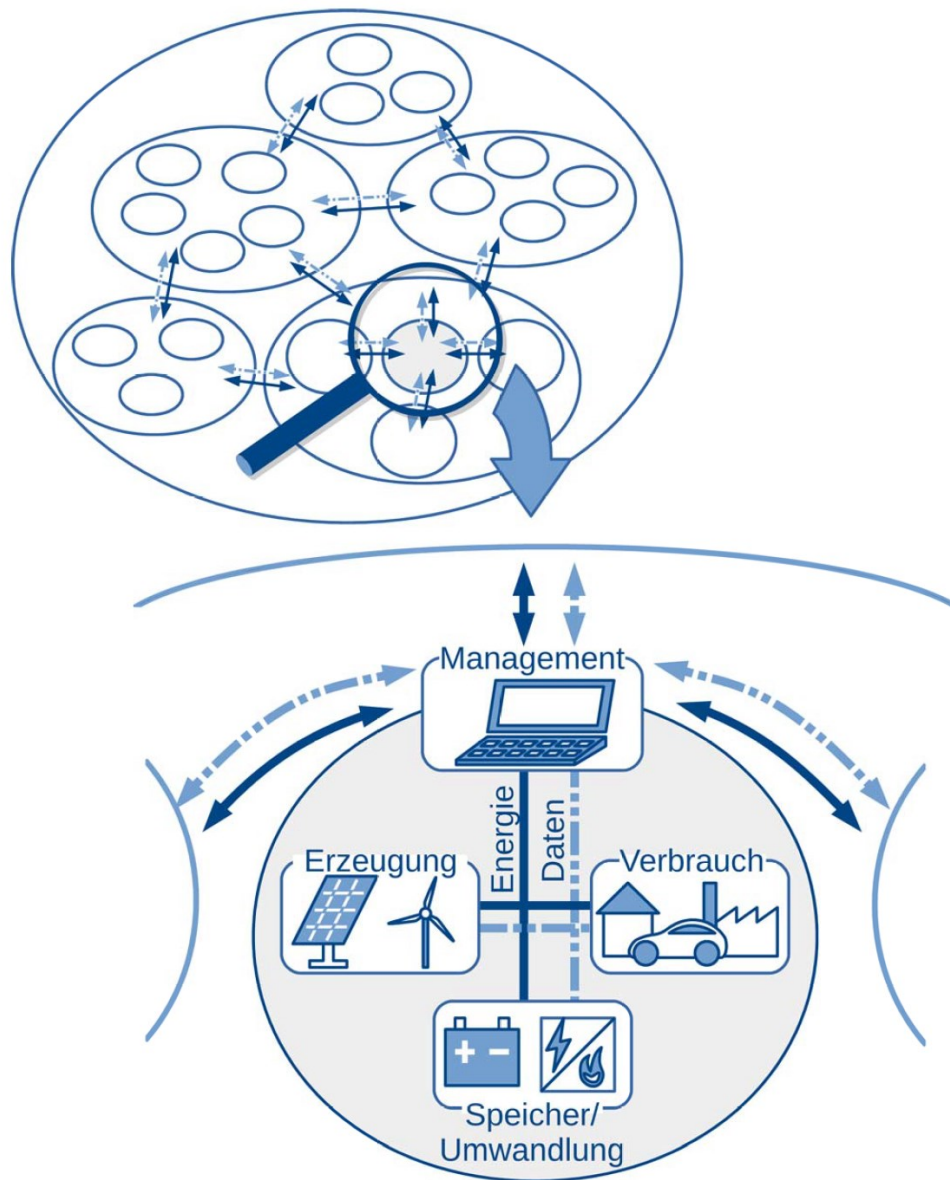


Abbildung 2: Die Energiezelle als Teil des vernetzten zellularen Energiesystems

Das Büro für Technikfolgeabschätzungen beim Deutschen Bundestag hat die gravierenden Folgen eines langandauernden und großflächigen Stromausfalls untersucht. Die Notversorgung kritischer Infrastruktur mittels inselnetzfähiger Stromnetze kann den Schaden erheblich reduzieren [3].

Es gibt bereits verschiedene Initiativen zur Umsetzung und Untersuchung von Teilnetzen, die sich im Notfall im Inselnetz weiterversorgen können. Die bayrischen Gemeinden Wildpoldsried und Niederschönenfeld wollen dieses Prinzip anwenden. Wildpoldsried hat einen Erzeugungsüberschuss von bis zu 500% sein Last. Der eigene Strom wird aus insgesamt 6 MWp Photovoltaik, 1 MW Biogas und 12 MW Windenergie erzeugt. Im Projekt IREN2 ist geplant das Mikronetz der Gemeinde in den Inselnetzbetrieb und wieder in den Verbundnetzbetrieb ohne Versorgungsunterbrechung zu schalten [4].

Die Erzeugung in Niederschönenfeld umfasst ein großes Wasserkraftwerk. Zuerst wird im Projekt LINDA ein Schwarzstart und Inselnetzbetrieb des Gemeinidenetzes durch dieses führende Kraftwerk ermöglicht. Im Gemeinidenetzwerk unterstützen zusätzlich Biogas- und

Photovoltaik-Anlagen die örtliche Versorgung. Mit Hilfe von Feldtests mit Lastbänken oder den Verbrauchern in der Gemeinde wird der Einfluss und die Regelung von Lastsprüngen untersucht [5].

Die Initiative „Micro grid Brooklyn“ untersucht einen Notbetrieb von Brooklyn, New York. In erster Priorität werden kritische Infrastrukturen versorgt, gefolgt von der Versorgung von Wohngebäuden. Ein Inselnetzbetrieb wird ermöglicht von Photovoltaik-Anlagen, Batterien und Lastmanagement. Kraft-Wärme-Kopplungs-Kraftwerke können das Netz auch schwarz starten. Im täglichen Normalbetrieb im Verbundnetz soll innerhalb des Netzes mit Hilfe einer Blockchain Strom gehandelt werden [6].

Als einer von mehreren lokalen Pionieren im europäischen Verbundnetz wollen die Versorgungsbetriebe Bordesholm als Verteilnetzbetreiber der Gemeinde einen Inselnetzbetrieb möglich machen. Die Stadt wird mit einer großen Batterie als Netzbildner ohne Unterbrechung weiterversorgen [7]. Erste Feldtests zur Untersuchung von Inselnetzsicherungen finden voraussichtlich im April 2019 statt.

Jedoch ist Bordesholm nicht mit einem Überschuss dezentraler Erzeugung ausgestattet. Es stellte sich heraus, dass sich die Gemeinde nur für eine begrenzte Zeit ohne Einschränkungen autark versorgen kann. In diesem Paper wird untersucht wie lang ein Inselnetzbetrieb möglich wäre. Dafür werden Einspeiseprofile der verfügbaren Erzeuger und Lastprofile der Verbraucher im Netz miteinander verglichen und ein Batteriespeicher berücksichtigt. Mit diesen Daten wird zu jeder ¼-Stunde eines Jahres berechnet wie lang ein Inselbetrieb möglich ist, wenn ein Ereignis auftreten würde, in dem das Netz in den Inselnetzbetrieb fallen müsste. Details des benutzten Algorithmus können [8] entnommen werden.

Abschließend wird untersucht wie eine existente Biogasanlage diesen Inselnetzbetrieb unbegrenzt lang verlängern kann. Ein unbegrenzt langer Inselnetzbetrieb wäre eine Garantie einer dauerhaft möglichen isolierten Versorgung. Dennoch soll das Stromnetz der Versorgungsbetriebe Bordesholm nur im Notfall isoliert betrieben werden und das nur bis erneut eine Verbindung zum Verbundnetz wiederhergestellt werden kann.

2 Das Stromnetz der Gemeinde

Das Verteilnetz der Versorgungsbetriebe Bordesholm besteht aus drei Mittelspannungssträngen, die am Ende als offenes Ringnetz koppelbar sind (siehe Abbildung 3). Jedes Quadrat repräsentiert eine Ortnetzstation mit Transformation in das Niederspannungsnetz. Der Verteilung des Verbrauchs (als Strombezug) und Erzeugungsanlagen ist in Abbildung 3 gezeigt. Zwei Biogasanlagen mit je 800 kW Leistung (an Positionen 1.1 und 1.2) erzeugen den größten Anteil der Energie. Zusätzlich speisen mehrere Photovoltaikanlagen in das Stromnetz ein. Ihre Installierte Anschlussleistung kann Abbildung 3 entnommen werden. Die Lasten sind relativ gleichmäßig verteilt und es gibt keine Lasten, die den Stromverbrauch dominieren. Sogar die Straßenbeleuchtung hat keinen signifikanten Anteil, da sie kürzlich durch LEDs ersetzt wurde.

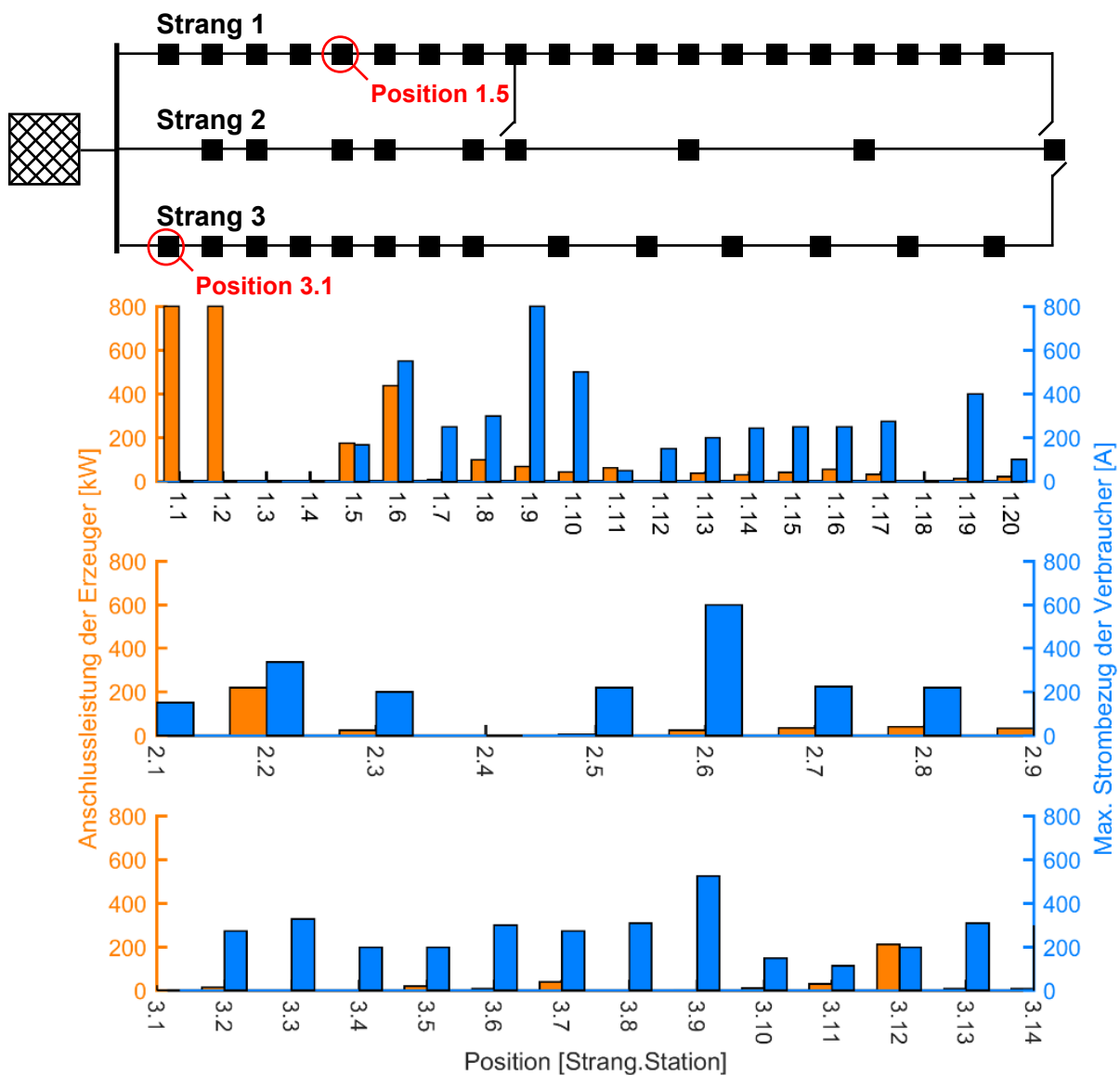


Abbildung 3: Installierte Anschlussleistung der dezentralen Erzeuger (orange) und maximal gemessener Stromverbrauch der jeweiligen Ortsnetzstationen der drei Stränge des 20-kV-Mittelspannungsnetzes.

Abbildung 3 zeigt den max. Strombezug der Verbraucher und die installierte Anschlussleistung der Erzeuger an der jeweiligen Ortsnetzstation. Die Verbrauchsdaten wurden von den Schleppeizerpositionen erhalten und repräsentieren somit den extremsten Lastfall. Der maximale Gesamtverbrauch des Gemeindefnetzes beträgt ca. 10 kA bzw: 7 MW, wobei die höchste Einspeisung 3,5 MW entspricht.

Die folgenden zeitabhängigen Simulationen basieren auf gemessenen Lastprofilen des Jahres 2015. Die Biogasanlage wird nahezu konstant mit kleinen Änderungen der Leistung über lange Zeitperioden betrieben. Die Leistung der neun größeren PV-Anlagen sind liegen als real gemessene Profile vor. Die Profile der restlichen, kleineren PV-Anlagen wurden von einem dieser gemessenen Profile bestimmt, indem das Profil auf die entsprechende Anschlussleistung skaliert wurde. Zusätzlich wurden Lastprofile von 47 großen Verbrauchern gemessen. Diese sind unter anderem: Straßenbeleuchtung,

Wasserversorgung, eine Klärstation, Rathaus, Büros, Hotels und Schulen. Es stellte sich heraus, dass die Lastspitzen der Profile in Summe in etwa den Lastspitzen aus Abbildung 3 entsprechen.

Zudem wurde die Residuallast am zentralen Versorgungspunkt des Mittelspannungsnetzes gemessen (siehe Abbildung 4).

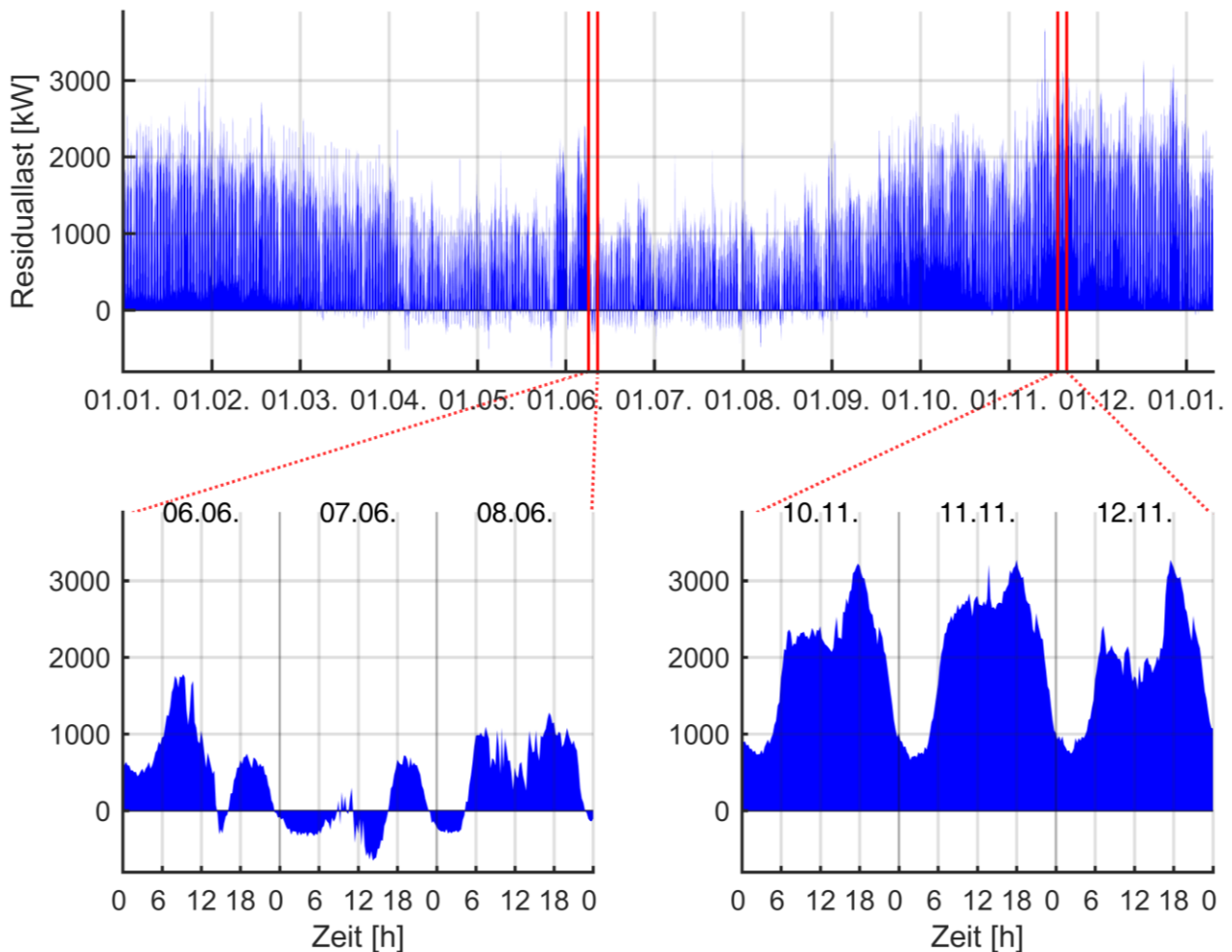


Abbildung 4: Verlauf der Residuallast im Jahr 2015. Oben: Jahresverlauf, Unten: Verlauf an 3 Tagen jeweils im Sommer und Winter.

Meistens ist die Residuallast positiv, was bedeutet, dass der Verbrauch die verfügbare Erzeugung mit erneuerbaren Energien übersteigt. Insbesondere im Winter (siehe Abbildung 4, unten rechts) werden negative Residuallasten (Erzeugungsüberschüsse) gar nicht mehr erreicht. Deshalb kann die Selbstversorgungszeit als dauerhaft limitiert angesehen werden. Indem die Erzeugungsprofile von der Residuallast abgezogen werden kann die resultierende Last den Haushalten zugeschrieben werden. Es stellte sich heraus, dass die Spitzen der Lastprofile in Summe in etwa den Lastspitzen aus Abbildung 3 entsprechen.

3 Die Selbstversorgungszeit

Als Selbstversorgungszeit wird weiterhin die Zeitperiode bezeichnet, in der sich das Netz ab einem gewissen Startpunkt autark versorgen kann. Diese Zeitperiode kann je nach Situation der Last und Erzeugung unterschiedlich lang ausfallen.

Die Selbstversorgungszeit wird für drei Speicherszenarien bestimmt:

Szenario 1: Keine Batterie: die Selbstversorgungszeit ergibt sich allein durch negative Residuallasten (Erzeugungsüberschüssen)

Szenario 2: 5 MW/ 5 MWh: ursprüngliche Planung der Versorgungsbetriebe Bordesholm

Szenario 3: 8 MW/ 12 MWh: aktuelle Anpassung für den Installationsplan

Für Szenario 1 werden nur Zeiten mit negativer Residuallast (Erzeugungsüberschuss) berücksichtigt. Sobald die Residuallast positiv wird, stoppt die Selbstversorgung.

Für Szenario 2 und 3 wird die Batterie berücksichtigt. Während dem normalen Verbundbetrieb soll die Batterie Primärregelleistung anbieten. Deshalb wird ein durchschnittlicher Ladezustand (SOC) von 50% als Ladezustand für den Anfang des Inselnetzbetriebs angenommen. Während des Inselbetriebs gleicht die Batterie jegliche Residuallast und überschüssige Erzeugung aus. Es wird angenommen, dass bei einem Ladezustand von 90% Einspeiseüberschüsse abgeregelt werden. Bei einem Ladezustand von 10% wird angenommen, dass das System heruntergefahren wird und die autarke Selbstversorgung beendet wird. In dieser Veröffentlichung werden keine regelbaren Lasten berücksichtigt.

Nach dieser Funktionsweise wird für jede ¼-Stunde des Jahres 2015 berechnet wie lang die Gemeinde sich selbst versorgen kann. Die Ergebnisse sind in Abbildung 5 auf der Zeitachse und in Abbildung 6 als sortierte Verteilung über ein Jahr gezeigt.

Wie die Zeitabhängigkeit der Selbstversorgungszeit zeigt (Abbildung 5) ist es schwer vorauszusagen, wann eine lange Selbstversorgungszeit möglich ist. Generell steigt die Wahrscheinlichkeit einer längeren Selbstversorgungszeit im Sommer durch eine stärkere Einspeisung der Photovoltaik-Anlagen.

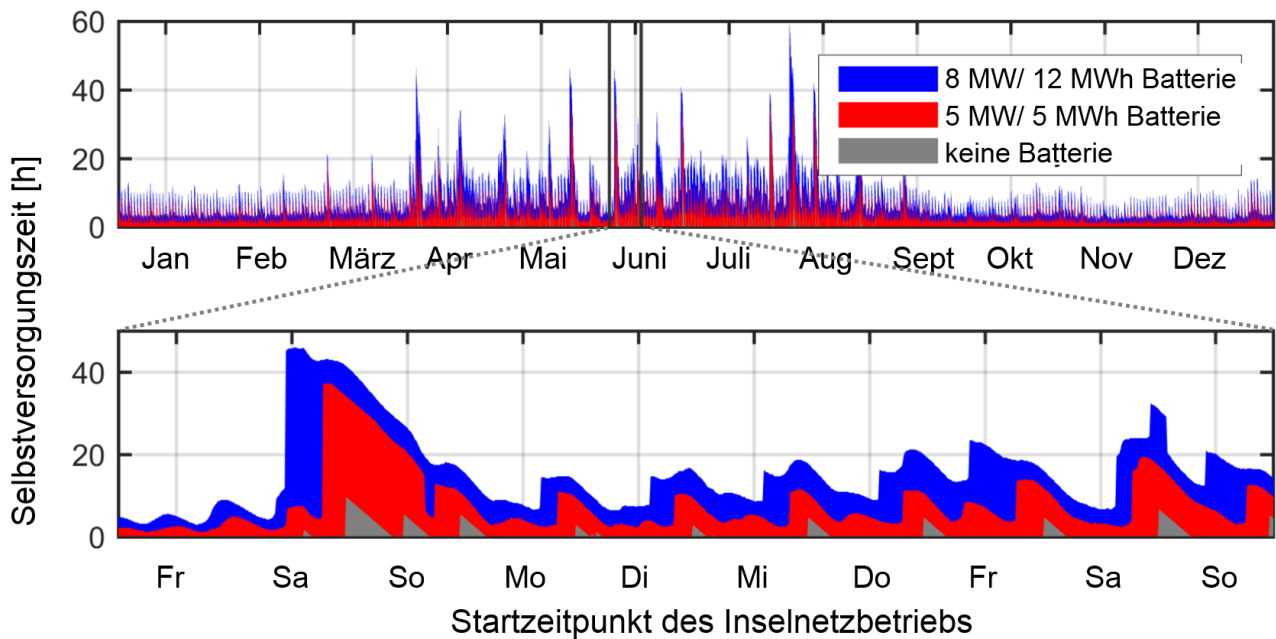


Abbildung 5: Verfügbare Selbstversorgungszeit an unterschiedlichen Startzeitpunkten des Inselbetriebs. Oben: über das ganze Jahr, Unten: für 10 Tage.

Eine generellere Aussage kann bei der sortierten Verteilung in Abbildung 6 getroffen werden: ohne Batterie ist eine Selbstversorgung überhaupt nur in einer kleinen Zeit von max. 20 Tagen im Jahr möglich (siehe graue Fläche in Abbildung 6). Daher ist eine Batterie eine Voraussetzung für einen autarken Betrieb über das Jahr hinweg.

Typische Selbstversorgungszeiten reichen von 3 bis 20 Stunden bei der größeren 12 MWh Batterie. An wenigen Zeitpunkten im Jahr (insgesamt 15 Tage im Jahr) übersteigt die Selbstversorgungszeit 20 Stunden. Im günstigsten Fall kann das Netz ganze 2 Tage autark versorgt werden. Solche Tage sind sonnenreiche Tage mit einer niedrigen Last wie sie z.B. im unteren Teil von Abbildung 5 gezeigt werden.

Mit einer größeren Batterie erreicht man längere Selbstversorgungszeiten. Da die Batterieleistung von beiden Batteriegrößen ohne Probleme die Residuallast des Gemeinnetzes abdecken kann ist die Batteriekapazität ausschlaggebend für die Länge der Selbstversorgung. Die Selbstversorgungszeit scheint mehr oder weniger linear skaliert zu werden mit der Batteriekapazität. Jedoch hängt es im Detail nicht einfach von einer größeren Energiebereitstellung ab. In manchen Fällen kann eine größere Energiebereitstellung einen Blackout verhindern, indem Zeiten überbrückt werden, in denen zu wenig Erzeugung zur Verfügung steht. Ein solches Ereignis ist am Samstagmorgen in Abbildung zu beobachten. Bei dieser Zeit ist die kleinere Batterie (rot) nicht in der Lage genug Energie bereitzustellen, während die große Batterie (blau) die morgendliche Residuallastspitze überbrücken kann bis wieder ausreichend Energieerzeugung zur Verfügung steht (Mittagsspitzeinspeisung der Photovoltaikanlagen).

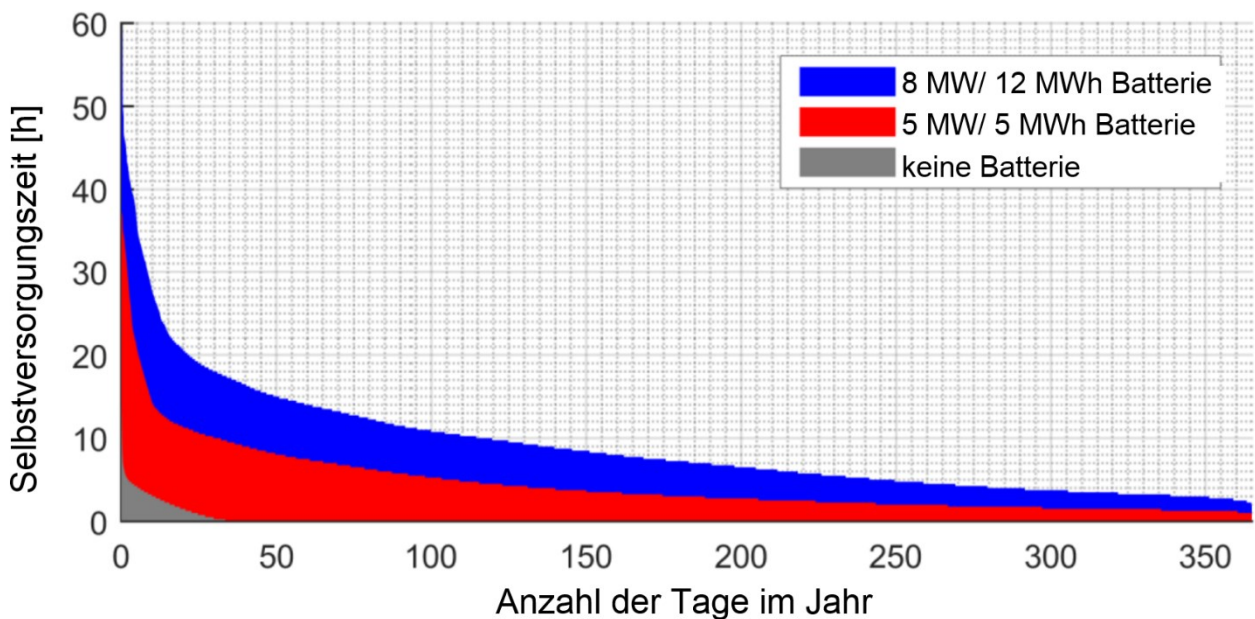


Abbildung 6: Sortierte Verteilung der Selbstversorgungszeit über ein Jahr. Grau: Ohne Batterie, Rot: mit Batterie.

Um Bordesholm komplett autark betreiben zu können muss die restliche Residuallast durch dezentrale Erzeuger abgedeckt werden. Das summiert sich auf 21 GWh (im Vergleich: die Biogasanlagen mit 1,6 MW Leistung erzeugte 2015 eine Jahresenergie von ca. 12 GWh). Um diesen Energiebetrag zusätzlich zu erzeugen wäre es eine Option die Biogaserzeugung zu erhöhen. Eine Anlagenerweiterung von 2,4 MW wäre ausreichend um die Residuallast abzudecken. Es würde genügen, wenn die Biogasanlage konstant betrieben wird. Simulationen zeigen, dass die resultierende Residuallast von der Batterie abgedeckt werden kann. Zusammenfassend kann eine voll autarke Versorgung mit einer Erweiterung der Biogasgeneratoren um 2,4 MW mit gleichzeitig entsprechend höheren Bereitstellung an Biogas bereitgestellt werden.

4 Zusammenfassung

In den meisten Zeiten übertrifft der Verbrauch die verfügbare Erzeugungsleistung mit erneuerbaren Energien, sodass die Selbstversorgungszeit in der untersuchten Gemeinde Bordesholm limitiert ist. Ohne Batterie ist nur 20 Tage im Jahr eine Selbstversorgung für eine kurze Zeit möglich.

Typische Selbstversorgungszeiten liegen zwischen 3 und 20 Stunden für die geplante 12 MWh Batterie. An wenigen Tagen im Jahr (insgesamt weniger als 15 Tage) ist die Selbstversorgungszeit größer als 20 Stunden.

Um Bordesholm länger autark zu betreiben wäre es eine Option die Biogasanlage auf eine Leistung von 2,4 MW zu erhöhen und die Biogaserzeugung entsprechend zu erhöhen.

5 Danksagung

Die Autoren danken Herrn Frank Günther, Geschäftsführer der Versorgungsbetriebe Bordesholm, und seinen Mitarbeitern für die Bereitstellung der Daten zu dem Netz und den Messungen der Profile. Danke für die Möglichkeit einen Fall eines realen Stromnetzes zu untersuchen.

Literatur

- [1] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., „Schutz- und Automatisierungstechnik in aktiven Verteilnetzen“, Modul C - Netzleittechnik, Frankfurt am Main, 2016
- [2] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., „Der zellulare Ansatz - Grundlage einer erfolgreichen, regionenübergreifenden Energiewende,“ Frankfurt am Main, 2015
- [3] T. Petermann, H. Bradke, A. Lüllmann, M. Poetzsch und U. Riemann, „Gefährdung und Verletzbarkeit moderner Gesellschaften - am Beispiel eines großräumigen Ausfalls der Stromversorgung,“ Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag, Berlin, 2010.
- [4] R. Körberle, K. Mayr, B. Rindt, T. Sowa, D. Buchstaller, A. Armstorfer und H. Biechl, „IREN2: Zukunftsfähige Netze zur Integration Regenerativer Energiesysteme,“ Von Smart Grids zu Smart Markets 2015 - Beiträge der ETG-Fachtagung, Kassel, 2015.
- [5] G. Kerber, M. Finkel, K. Schaarschmidt, C. J. Steinhart, M. Gratzka und R. Witzmann, „Konzept für eine lokale Inselnetzversorgung mit dezentralen Erzeugungsanlagen bei großflächigen Stromausfällen,“ 14. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich, 2016.
- [6] Brooklyn Microgrid, „Brooklyn Microgrid Team's Response to NY Prize Community,“ New York, 2015.
- [7] Versorgungsbetriebe Bordesholm, „EU-Ausschreibung der Versorgungsbetriebe Bordesholm GmbH: "Stromversorgungsnetz - Inselbetrieb in Bordesholm aus Erneuerbarer Energie mit Batteriespeicher",“ 2017.
- [8] Silvan Faßbender, "Autarker Notbetrieb des Stromnetzes einer Gemeinde mit Erneuerbaren Energien", Master Thesis, TH-Köln, 24.Nov.2016.