

Zellulares Energiesystem

Ein Beitrag zur Konkretisierung des zellularen Ansatzes mit Handlungsempfehlungen

Empfohlene Zitierweise

VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.: Zellulares Energiesystem – Ein Beitrag zur Konkretisierung des zellularen Ansatzes mit Handlungsempfehlungen, Frankfurt am Main, Mai 2019

Autoren:

Josef Bayer, MAX BÖGL
Dr.-Ing. Thomas Benz, VDE|ETG
Niels Erdmann, Technische Universität Dresden
Finn Grohmann, DVGW
Dr.-Ing. Heinrich Hoppe-Oehl, Westnetz GmbH
Jens Hüttenrauch, DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH
Philipp Jahnke, Becker Büttner Held Consulting AG
Stefan Jessenberger, Siemens AG
Gerhard Jost, EMK – Ingenieurbüro Klein
Dr. Gerhard Kleineidam, VDE Arbeitskreis Energieversorgung 4.0
Helmut Melzer, ercn AG
Dr. Guido Remmers, PSI Software GmbH
Silvan Rummeny, Technische Hochschule Köln
Prof. Dr.-Ing. Peter Schegner, Technische Universität Dresden
Heiko Schroeder, Bergische Universität Wuppertal
Björn Uhlemeyer, Bergische Universität Wuppertal
Prof. Dr.-Ing. Eberhardt Waffenschmidt, Technische Hochschule Köln
Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek, Bergische Universität Wuppertal

Die Autoren sind Mitglieder im Arbeitskreis „Energieversorgung 4.0“ des ETG/ITG-Gemeinschaftsausschuss V2.3/FA KT5 „Schutz- und Automatisierungstechnik“.

Rezensenten:

Prof. Dr.-Ing. Oliver Brückl, Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg
Dr.-Ing. Bernd Michael Buchholz, NTB Technoservice
Dr. Matthias Dümpelmann, 8KU GmbH
Georg Jung, EnergyVille - VITO NV (Belgien)
Andreas Kießling, energy design & management consulting
Lutz Josef Schmid, Schmid Datensicherheit GmbH
Michael Wübbels, VKU Verband kommunaler Unternehmen e.V.

Vorbemerkung

VDE-Fachbeiträge geben – entsprechend der Positionierung des VDE als neutraler, technisch-wissenschaftlicher Verband – gemeinsame Erkenntnisse der Mitglieder des Arbeitskreises wieder. Die Gemeinschaftsergebnisse werden im konstruktiven Dialog aus häufig unterschiedlichen Positionen erarbeitet. Die Studien spiegeln daher nicht unbedingt die Meinung der durch ihre Mitarbeiter vertretenen Unternehmen und Institutionen wider.

Herausgeber:

VDE Verband der Elektrotechnik
Elektronik Informationstechnik e.V.
Energietechnische Gesellschaft (ETG)
Stresemannallee 15
60596 Frankfurt am Main
Tel. +49 69 6308-346
etg@vde.com
www.vde.com/etg

Titelbild: © VDE

Design: Schaper Kommunikation, Bad Nauheim

Mai 2019

Inhaltsverzeichnis

Motivation	4
1 Zusammenfassung – Zielsetzung und Gegenstand des Fachbeitrags	5
2 Ausgangssituation und Grundlagen	8
2.1 Entwicklung des bestehenden Energiesystems	8
2.2 Absehbare Änderungen im Energiesystem und deren mögliche Folgen	10
2.3 Definitionen zum Zellularen Ansatz	12
2.4 Fazit	13
3 Anforderungen an ein zellulares Energiesystem	15
4 Gestaltung eines zellularen Energiesystems	17
4.1 Planung und Auslegung von zellularen Energiesystemen	18
4.1.1 Planung auf verschiedenen Netzebenen	18
4.1.2 Planung Greenfield vs. Brownfield	18
4.1.3 Sektorenunabhängige Ist-Netzplanung versus sektorengekoppelte Soll-Netzplanung	19
4.1.4 Beispiel: Senkung der Einspeisespitze von PV-Anlagen durch netzdienliche Batteriespeicher	20
4.1.5 Kenndaten von Energiezellen für eine systematische Netzplanung	20
4.1.6 Wahrnehmung der Bedeutung von Zellularen Energiesystemen	21
4.2 Betrieb zellulärer Energiesysteme	23
4.2.1 Definition von Zell-Managern	23
4.2.2 Normalbetrieb	24
4.2.3 Abweichung vom Normalbetrieb	26
4.2.4 Zusammenfassung – Betrieb zellulärer Energiesysteme	28
4.3 Sektorenkopplung – Voraussetzungen für den Einbau von Energiewandlern	30
4.3.1 Herausforderungen im Zellularen Energiesystem	30
4.3.2 Übersicht Energiespeicher und -wandler	30
4.3.3 Rolle der Energiespeicher und -wandler im zellularen Energiesystem	31
4.3.4 Technische Voraussetzungen für den Einbau von Speichern bzw. Energiewandlern und Sektorenkopplung	32
4.4 Digitalisierung im zellularen Energiesystem	33
4.4.1 Die Ausgangssituation in den Mittel- und Niederspannungsnetzen	33
4.4.2 Aktuelle Entwicklungen und zukünftige Versorgungsaufgaben	34
4.4.3 Potenziale durch dezentrale, verteilte Intelligenz	34
4.4.4 Technische Aspekte beim Aufbau einer zellularen Steuerung	35
4.4.5 Wirkung der zellularen Steuereinrichtung	35
4.4.6 Handlungsempfehlungen zum Thema Digitalisierung	36
4.5 Informationssicherheit in zellularen Energiesystemen	38
4.5.1 Strukturierung der Informationssicherheit durch ein Managementsystem	38
4.5.2 Standards zur sicheren Datenübertragung in der Prozessdatenkommunikation	38
4.5.3 Bedeutung des Datenschutzes wächst	39
4.5.4 Struktur der Informations- und Kommunikationstechnik analog der Primärtechnik	39
5 Fallbeispiele und Projekte für zellulare Energiesysteme	41
5.1 C/sells – Zellularität, Partizipation und Vielfältigkeit	41
5.2 Zellulares System – Werk Max Bögl Neumarkt / Oberpfalz	41
5.3 Projekt IREN2 Wildpoldsried	42
5.4 Smarte Netzzelle SoLAR – Allensbach-Radolfzell	42
5.5 Projekt LINDA Niederschönfeld	42
5.6 Projekt der Versorgungsbetriebe Bordesholm	43
5.7 Projekt grid-control – Netzlabor Freiamt	43
5.8 Intelligente Gebäudeautomatisierung und Energiemanagement-Zelle mit Sektorenkopplung bei Phoenix Contact	44
5.9 Weitere Projekte, die den Zellularen Ansatz verfolgen	44
Anhang zu Abschnitt 3 – Anforderungen an ein zellulares Energiesystem	46

Motivation

Gerhard Kleineidam

Motiviert von mehreren innovativen Versorgungsunternehmen im nordbayerischen Raum, hat sich am 23. November 2015 der VDE-Arbeitskreis „Energieversorgung 4.0“ formiert. Dieser Arbeitskreis hat sich zum Ziel gesetzt, den in der VDE-Studie „Der zelluläre Ansatz“ beschriebenen Konzeptansatz zu konkretisieren und wesentliche Grundlagen zur Umsetzung einer dezentralen Energieversorgung auf Basis zellulärer Strukturen zu erarbeiten. Es geht vor allem darum, technisch-physikalisch eindeutige Vorgaben zu liefern, die es ermöglichen Regularien und Märkte so anzupassen, dass sie den Ausbau regenerativer Energieerzeugungsanlagen fördern statt ihn zu behindern.

Unterstützt von der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG) beschäftigen sich ehrenamtlich derzeit mehr als 80 Ingenieure und Fachexperten sowohl auf regionaler Ebene im VDE Nordbayern als auch auf VDE Bundesebene mit der Konzeption und exemplarischen Umsetzung von „Zellulären Energiesystemen“.

Der vorliegende Fachbeitrag ist ein Ergebnis des Arbeitskreises, mit dem er die Experten der Energie- und Versorgungstechnik zur Diskussion und Konsensfindung einlädt. Der technische Konsens in der Energieversorgung ist wichtig, damit Politik, Wirtschaft und Gesellschaft Entscheidungen treffen können, um den Weg zur Einführung neuer Technologien zu ebnen. Der Beitrag soll die Zusammenarbeit von Wissenschaft und Technik anregen und dabei Experten für elektrische Verteil- bzw. Übertragungsnetze, Fachleute für die Sektoren Wärme, Gas sowie Mobilität an einen Tisch bringen.

Ausdrücklich sei darauf hingewiesen, dass auch technisch gesehen an vielen Stellen noch detailliert gearbeitet und das in diesem Beitrag vorgestellte Konzept des „Zellulären Energiesystems“ noch entsprechend verfeinert werden muss.

Der Fachbeitrag soll daher anregend weiter an Umsetzungs- und Lösungskonzepten für zelluläre Energiesysteme zu arbeiten, damit in Zukunft technische Richtlinien, Normen entwickelt und Empfehlungen zur Anpassung existierender Versorgungssysteme gegeben werden können. Er richtet sich an Fachexperten, Projekt- und Entwicklungsleiter, Netzplaner, die sich mit der Umsetzung von Lösungen zur Beherrschung fluktuierender Energieflüsse auf Basis dezentraler, zellulärer Ansätze beschäftigen. Angesprochen sind insbesondere Netzbetreiber, Netzdienstleister, Versorgungsbetriebe, Hersteller, Planungs- und Ingenieurbüros für kommunale bzw. regionale Entwicklungsplanung sowie Wissenschaftler auf den genannten Forschungsgebieten.

Der VDE dankt dem Arbeitskreis „Energieversorgung 4.0“, besonders dem Autorenteam sowie den Rezensenten für die Erstellung dieses Beitrags.

1 Zusammenfassung – Zielsetzung und Gegenstand des Fachbeitrags

Gerhard Kleineidam

Im Zuge der Wandlung unseres Energiesystems, weg von einer zentralen hin zu einer dezentralen und CO₂-armen Energieerzeugung, ergeben sich grundsätzlich neue Anforderungen an dessen Gestaltung. Insbesondere im Stromsektor wird unter anderem durch den Bau leistungsstarker Übertragungsleitungen oder durch die Errichtung von Betriebsmitteln zur Lastflusssteuerung (z.B. Phasenschiebern) auf Seiten der Übertragungsnetzbetreiber daran gearbeitet, Lastausgleich, Stabilität und Versorgungssicherheit im europaweiten Stromverbund zu gewährleisten. Gleichzeitig müssen heute vermehrt auch im elektrischen Verteilnetz Maßnahmen ergriffen werden, die regional Versorgungssicherheit gewährleisten und ebenfalls zur Stabilisierung des Gesamtsystems beitragen.

Deutlich drückt sich dies in der „Stadtwerke Studie 2017“ [1] aus, in der Verteilnetzbetreiber als „Enabler und als Rückgrat der Energiewende“ benannt werden. In ähnlicher Weise unterstreicht der CEER-Abschlussbericht „Flexibility Use at Distribution Level“ [2] die wachsenden Anforderungen an den Verteilnetzbetrieb.

Die VDE-Studie „Der zellulare Ansatz“ [3] schlägt vor, wie Versorgungssicherheit und Stabilität des elektrischen Netzes auch durch Wandlung bzw. Speicherung in andere Energieformen verbessert werden können. Volkswirtschaftlich gesehen sind sektorenübergreifende Lösungen, die unterschiedliche Energieformen miteinander verbinden, oft effizienter als Einzellösungen bestimmter Energieformen und deren Netze bzw. Subsysteme.

Im zellular geprägten Energiesystem wird nach dem Subsidiaritätsprinzip die physikalische Balance zwischen Energieangebot und -nachfrage soweit wie möglich bereits auf regionaler, lokaler Ebene hergestellt (Abbildung 1-1). So kann der Ausbau der erneuerbaren Energien zügig weiter vorangetrieben werden und dabei das elektrische Übertragungsnetz wesentlich von Maßnahmen zur Netzstabilisierung entlastet werden.

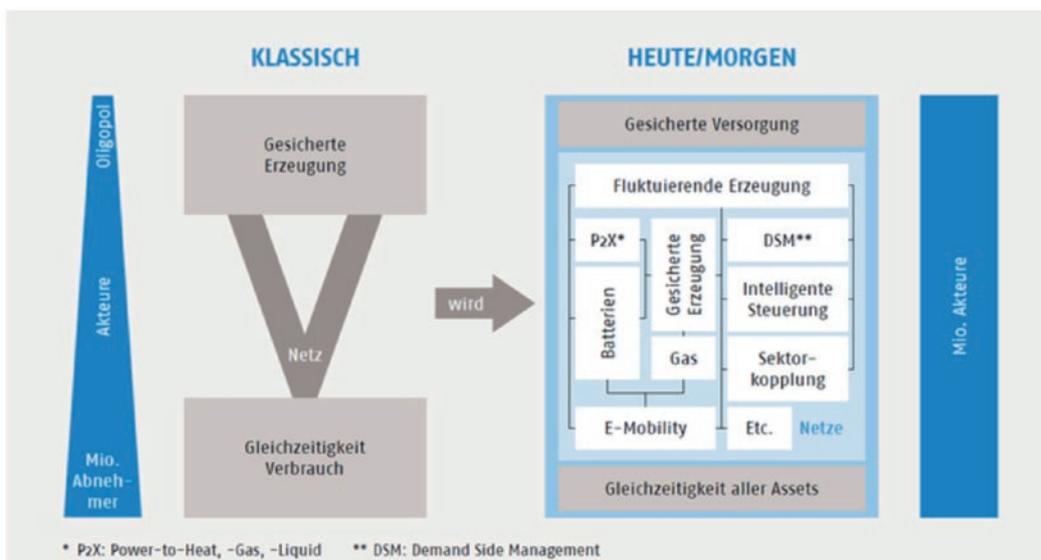


Abbildung 1-1: „Subsidiarität der Gleichzeitigkeit“ – Eine sichere Stromversorgung wird durch koordinierte Nutzung verschiedener, sektorenübergreifender Assets in der Verantwortung vieler Akteure organisiert. Sie liegt nicht mehr in Händen des vergangenen Erzeugungsoligopols, auf das noch viele (Netz-)Strukturen und rechtliche Regelungen ausgelegt sind und die sich wandeln müssen [4].

Ziel dieses Fachbeitrags ist es ein Konzept zur Umsetzung des zellularen Ansatzes vorzustellen und daraus abgeleitet Handlungsempfehlung für die Entwicklung von Komponenten und die Umgestaltung von Prozessen und Verfahren zu liefern. Es wird veranschaulicht, wie die derzeit unabhängig voneinander betriebenen Energiesysteme und Infrastrukturen – Gasnetze, Wärmenetze, elektrische Übertragungs- und Verteilnetze, sowie Mobilitätsinfrastrukturen, etc. – durch geordnete Bildung und Einbettung zellulärer Strukturen zu einem effizienten Energiesystem zusammenwachsen können. Dabei soll es nicht alleine darum gehen den Ausbau des elektrischen Netzes zu optimieren, sondern vor allem darum die effiziente Nutzung und Verwertung von Energie auf allen Ebenen – lokal, regional, überregional – zu verbessern.

Der Fachbeitrag beschreibt die Grundlagen für den generischen Aufbau eines zellular geprägten Energiesystems, welches vor allem den Anforderungen an sogenannte Smart Grids gemäß der europäischen Technologieplattform für die elektrischen Netze entspricht [5]. Dabei wird berücksichtigt, dass eine Vielzahl von Zellen bereits existiert und zukünftig mit einem immensen Wachstum willkürlich entstehender Zellen zu rechnen ist. Zahlreiche Betriebe und Anlagenbetreiber nutzen bereits das zellulare Prinzip, indem sie durch intelligente Energiemanagementsysteme und Energiespeicher ihren Eigenverbrauch an selbst erzeugter Energie steigern und zusätzlich die erforderliche Netzananschlussleistung minimieren. Auch der geförderte Einsatz von Speichern in Gebäuden mit PV-Anlagen fördert das Zellenwachstum. Wichtig für einen systematischen und geordneten Aufbau eines zellular geprägten Energiesystems ist es daher, die technischen Voraussetzungen zu klären und zu definieren. Damit kann sichergestellt werden, dass die Gesamtheit der Energienutzer am Nutzen eines zellularen Energiesystems teilhaben kann. Der Fachbeitrag weist außerdem auf Entwicklungstrends hin und schafft damit die Grundlage für die Planung und Entwicklung von Produkten, Dienstleistungen (Produkt- / Dienstleistungs-Roadmaps) und Infrastrukturmaßnahmen zur Gestaltung einer zellularen Energieversorgung.

Im **Abschnitt 2** „Ausgangssituation und Grundlagen“ wird erläutert, wie ein zellulares Energiesystem die Versorgungssicherheit weiterhin aufrechterhalten und im Bedarfsfall innerhalb der Zelle für einen gewissen Zeitraum sicherstellen kann. Dazu wird auch der Begriff „Zelle“ wie folgt definiert:

„Eine Energiezelle besteht aus der *Infrastruktur* für verschiedene *Energieformen*, in der durch ein *Energiezellenmanagement* in möglicher Koordination mit *Nachbarzellen* der *Ausgleich* von Erzeugung und Verbrauch über alle vorhandenen Energieformen organisiert wird.“

Die Definition des Begriffs „Zelle“ ist eine wesentliche Forderung gewesen, wie sie auf dem VDE-Workshop „Der Zellulare Ansatz“ [6] geäußert worden ist. Über 130 Experten der Energiebranche haben auf diesem Workshop die Anforderungen an ein zellulares Energiesystem zusammengetragen. Diese sind im **Abschnitt 3** zusammengefasst.

In **Abschnitt 4** spezifizieren die Autoren technische Voraussetzung zur effektiven Umsetzung eines zellularen vernetzten Energiesystems, das sich nahtlos in die existierenden Infrastrukturen für Elektrizität, Wärme, Gas und Wasser einfügen soll. Diese Voraussetzungen konzentrieren sich auf die folgenden Schwerpunkte:

- Planung und Auslegung von zellularen Energiesystemen (**Kapitel 4.1**)
- Betrieb zellulärer Energiesysteme (**Kapitel 4.2**)
- Sektorenkopplung / Speicher im zellularen Energiesystem (**Kapitel 4.3**)
- Digitalisierung im zellularen Energiesystem (**Kapitel 4.4**)
- Sicherheit in zellularen Energiesystemen (**Kapitel 4.5**)

Im **Abschnitt 5** wird anhand von Pilotprojekten und Fallstudien auf effektive Lösungen in realen Versorgungsgebieten verwiesen und Schlussfolgerungen aus Erfahrungsberichten in Planung, Aufbau und Betrieb zellulärer Energiesysteme gezogen.

Literatur zu Abschnitt 1

- [1] BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft: Stadtwerkstudie Summary „Der Verteilnetzbetreiber der Zukunft – Enabler der Energiewende“, Ernst & Young Global Limited, Berlin, Juni 2017
https://www.bdew-kongress.de/files/bdew_kongress_verteilnetzbetreiber_ey_stadtwerke_studie_2017.pdf
- [2] CEES – Council of European Energy Regulators: Conclusion Paper „Flexibility Use at Distribution Level“, Reference DocID: C18-DS-42-04, Brussels, July 17, 2018
- [3] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.: Der zellulare Ansatz – Grundlage einer erfolgreichen, regionenübergreifenden Energiewende, Frankfurt am Main, Juni 2015
<https://www.vde.com/de/etg/publikationen/studien/vdeetg-studiederzellulareansatz>
<https://shop.vde.com/de/copy-of-vde-studie-der-zellulare-ansatz>.
- [4] VKU – Verband kommunaler Unternehmen e.V., Landesgruppe Bayern, Positionen zur Landtagswahlperiode 2018 - 2023: https://www.vku.de/fileadmin/user_upload/VKU_180710-Online.pdf
- [5] Buchholz, B. M.; Styczynski, Z.: Smart Grids – Grundlagen und Technologien der elektrischen Netze der Zukunft, VDE Verlag Berlin - Offenbach, 2014, ISBN 978-3-8007-4749-8
- [6] VDE-Workshop „Der Zellulare Ansatz“, 23.-24.01.2018, Nürnberg www.vde.com/workshop-zellulareransatz

2 Ausgangssituation und Grundlagen

Niels Erdmann, Philipp Jahnke, Helmut Melzer, Peter Schegner

Ging es bei der VDE-Studie „Der Zellulare Ansatz“ [1] noch darum, auf einer freien, grünen Wiese, dem sogenannten „Greenfield“, die Situation zu betrachten, wird an dieser Stelle auf die bestehende Lage eingegangen, um reale Gegebenheiten auf dem sogenannten „Brownfield“ zu berücksichtigen.

Unabhängig davon, wie sich der Bedarf an Endenergie in Zukunft entwickeln wird, für Energietransport und -speicherung wird es unumgänglich werden, weitere Energieträger einzubeziehen. Angebot und Nachfrage müssen bei elektrischer Energie im Gegensatz zu den Energieträgern Gas und Wärme zu jedem Zeitpunkt ausgeglichen sein. Mit der zunehmenden Volatilität der Erzeugung auf Basis steigender Anteile Erneuerbarer Energien wachsen die Ausgleichsanforderungen bei elektrischer Energie, die durch die Einbeziehung der Speichermöglichkeit von Gas und Wärme oder der zeitlich steuerbaren Nutzung von Ladeinfrastrukturen für die Elektromobilität zu bewältigen sind.

2.1 Entwicklung des bestehenden Energiesystems

Mitte des 19. Jahrhunderts beginnt mit der Entdeckung des dynamoelektrischen Prinzips die Ära der Elektrizität. Dezentrale Elektroblokstationen versorgten die umliegenden Siedlungen mit elektrischer Energie. Die größer werdenden Kraftwerke verteilten später über verzweigte Netze die Energie zentral an ganze Stadtteile. Ab diesem Zeitpunkt begannen sich auch staatliche Stellen zu beteiligen.

Durch Konzessionsverträge konnten Einnahmen erzielt und die Versorgungssicherheit gefordert werden. Mit Beginn des 20. Jahrhunderts gab es bereits eine Vielzahl von Stromversorgungsunternehmen, die mit eigenen Überlandleitungen auch ländliche Regionen versorgen konnten. Das Interesse staatlicher Stellen konzentrierte sich auf die Konzessionseinnahmen und die grundsätzliche Versorgung mit elektrischer Energie. Gab es in den 1930er Jahren noch etwa 16.000 Energieversorgungsunternehmen, existierten zur deutschen Wiedervereinigung noch ca. 1.000 Unternehmen. Die Ursache hierfür, ist im fortschreitenden Zusammenschluss kleinerer Betriebe zu sehen.

Mit der Reduzierung der Unternehmen bildeten sich bereits die heutige Struktur der Übertragungs- und Verteilnetzebene heraus. Seit den Anfängen der Elektrifizierung war Kohle der dominierende Brennstoff. Erst in den Sechzigerjahren kamen Erdgas und Kernenergie als alternative Primärenergieträger dazu. Jedoch erst staatliche Subventionen machten die Kernenergie als Stromerzeugungstechnologie ökonomisch interessant und die Ölkrise 1973 und 1979 betonten den Aspekt der Versorgungssicherheit.

Mit der Liberalisierung des Strommarktes 1998 wurde die Trennung von Stromvermarktung und Netzgeschäft durchgesetzt (Unbundling) und jedes Energieversorgungsunternehmen (EVU) kann damit Kunden bundesweit mit Strom versorgen.

Das heutige Energiesystem in Deutschland beruht größtenteils immer noch auf dem Einsatz fossiler Brennstoffe. Der Anteil dieser Energiequellen (inklusive nuklearer Brennstoffe) am Primärenergieverbrauch lag in Deutschland im Jahr 2016 bei über 85 % [2]. Dabei erfolgt die Stromerzeugung in Deutschland in Form von historisch gewachsenen Strukturen: Fossile Kraftwerke, welchen aktuell ca. 70 % der Nettostromerzeugung zuzurechnen ist, speisen primär bei Spannungen von 380kV beziehungsweise 220kV in die Höchstspannungsebene des Stromnetzes ein [3, 4]. Von dieser wird die elektrische Energie über die Hochspannungsebene (110kV), die Mittelspannungsebene (30 - 10kV) und Niederspannungsebene (0,4kV) zu Letztverbrauchern verteilt. Kraftwerksanlagen mit geringerer Leistung, wie beispielsweise industrielle und städtische Kraftwerke, sind direkt im Verteilnetz an der Hoch- oder Mittelspannungsebene angeschlossen [4]. In der Vergangenheit wurde die elektrische Energie somit in der Regel unidirektional von höheren zu niederen Spannungsebenen übertragen und verteilt.

Ausgangspunkt des Wandels des Energiesystems ist der Ausstieg aus der Kernenergie sowie das Bestreben, die Emission von Treibhausgasen zu reduzieren. Ein wesentliches Ziel des Klimaabkom-

mens von Paris aus dem Jahr 2015 ist die Reduktion der Treibhausgasemissionen um 80 - 95 % bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Referenzjahr 1990, um die globale Klimaerwärmung gegenüber der vorindustriellen Zeit auf 2°C zu begrenzen [5].

Tabelle 2-1 zeigt eine Übersicht der Klimaschutzziele bis 2050. Zur Reduktion der Treibhausgasemissionen in der Energiewirtschaft und Erreichung der mittel- bis langfristigen Klimaschutzziele, ist neben dem Ausschöpfen von vorhandenen Effizienzpotenzialen insbesondere ein forcierter Ausbau der Erneuerbaren Energien notwendig. Nach den Plänen aus dem Jahr 2016 sollte der Anteil dieser am Bruttostromverbrauch im Jahr 2030 mindestens 50 % und im Jahr 2050 mindestens 80 % betragen [5].

Jahr	Ausstieg aus der Kernenergie	Treibhausgasemissionen	Anteil an erneuerbaren Energien		Effizienz				
			Bruttostromverbrauch	Bruttoendenergie	Primärenergie	Bruttostromverbrauch	Endenergie Verkehr	Energieproduktivität	Gebäude-sanierung
2020		-40 %	35 %	18 %	-20 %	-10 %	-10 %	2,1 % p. a.	Sanierungsrate: 2 %
2030	-100 %	-55 %	50 %	30 %					Heizwärme: -20 % (2020)
2040		-70 %	65 %	45 %					Primärenergie: -80 % (2050)
2050		-80 % bis -95 %	80 %	60 %	-50 %	-25 %	-40 %		
Referenzjahr	2010	1990			2008	2008	2005	2008	2008

Tabelle 2-1: Klimaschutzziele bis 2050¹

Im Gegensatz zu fossilen Kraftwerken, welche durch eine vergleichsweise geringere Anlagenanzahl mit hoher spezifischer Leistung gekennzeichnet sind, ist für Erneuerbare-Energien-Anlagen eine hohe Anlagenanzahl mit geringer spezifischer Leistung charakteristisch. Somit ist der Ausbau der Erneuerbaren Energien mit einer Integration von vielen volatilen Erzeugungsanlagen mit kleiner Leistung in den unteren Spannungsebenen bei einem gleichzeitigen Rückgang von steuerbaren Erzeugungsanlagen in höheren Spannungsebenen verbunden (Dekarbonisierung und Dezentralisierung). Dadurch erfolgt eine Abkehr von der nachfragegesteuerten Bereitstellung elektrischer Energie und der Wandel zu einer angebotsgesteuerten Energienutzung.

Während bei einer zentralen Erzeugung von elektrischer Energie diese nur von höheren zu niederen Spannungsebenen transportiert wird, erfolgt bei der dezentralen Erzeugung auch ein Energietransport in die entgegengesetzte Richtung [6]. Die ursprüngliche Planung des deutschen elektrischen Versorgungssystems erfolgte aber unter den Prämissen eines Systems mit unidirektionalem Energietransport (vgl. **Abbildung 2-1**)

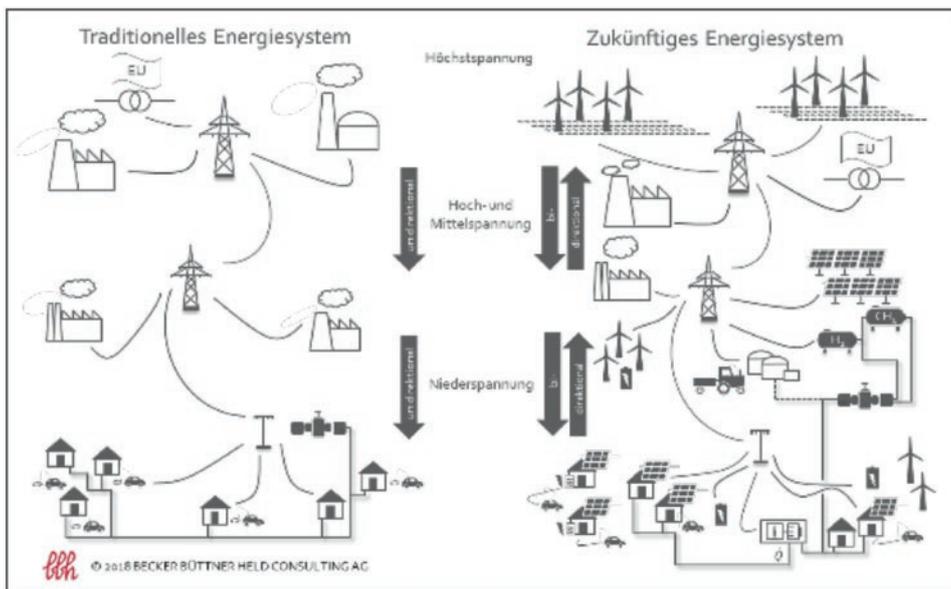


Abbildung 2-1: Gegenüberstellung eines traditionellen und eines möglichen zukünftigen Energiesystems (Quelle: Becker Büttner Held Consulting AG)

¹ Eine Studie des BMU vom Oktober 2017 kommt zu dem Ergebnis, dass die Treibhausgasemissionen ohne zusätzliche Klimaschutzmaßnahmen bis zum Jahr 2020 nur in Höhe von ca. 32 Prozent im Vergleich zum Jahr 1990 reduziert werden.

Der Anteil von Erneuerbaren-Energien-Anlagen wie Windenergie- und Photovoltaikanlagen, die vornehmlich im Verteilnetz angeschlossen sind, nimmt an der Stromerzeugung in den vergangenen Jahren kontinuierlich zu. Im Jahr 2016 lag die Nettostromerzeugung der Erneuerbaren Energien in Deutschland insgesamt bei rund 180 TWh. Innerhalb dieser Menge haben Onshore-Windenergieanlagen (36 %), Biomasseanlagen (26 %) und PV-Anlagen (20 %) besonders hohe Beträge zur Netto-stromerzeugung geleistet [3].

2.2 Absehbare Änderungen im Energiesystem und deren mögliche Folgen

Neben der *Dekarbonisierung* und *Dezentralisierung* sind wesentliche Trends im Wandel des Energiesystems in der *Digitalisierung*, der *Sektorenkopplung* sowie in dem Ausbau eines *Europäischen Verbundsystems* zu sehen.

Im Stromsektor ist seit den letzten Jahren bereits eine starke Zunahme der Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen zu verzeichnen. Demgegenüber beruht die Energieversorgung im Mobilitätssektor sowie für die Bereitstellung von Warmwasser, Raum- und Prozesswärme weiterhin überwiegend auf dem Einsatz von fossilen Brennstoffen. Um auch in diesen Bereichen eine stärkere Reduktion der Treibhausgasemissionen zu erreichen, ist eine stärkere Elektrifizierung des Wärme- und Mobilitätssektors ebenso wie die Verwendung synthetischer Brennstoffe und somit eine engere Kopplung verschiedener Energieanwendungsbereiche erforderlich [7, 8, 9, 10, 11]. Diese Sektorenkopplung selbst ist ein wesentlicher Aspekt einer gelingenden Energiewende, wie auch der Gesetzgeber in § 1a Abs. 3 EnWG festgehalten hat.

Unter dem Begriff *Sektorenkopplung* wird gemeinhin die energietechnische und energiewirtschaftliche Verknüpfung von Strom, Wärme, Gas sowie Energieträgern für Mobilität und industrielle Prozesse verstanden. Allgemeiner formuliert können darunter alle Technologien und Prozesse fallen, mit denen verschiedene Arten von Energie miteinander ausgetauscht werden können oder der Gesamtenergieverbrauch durch Verschiebung zwischen Energieformen optimiert werden kann. Die aktuellen Treiber der Sektorenkopplung sind Wärmepumpen (Power-to-Heat) und Elektrofahrzeuge (Power-to-Mobility) [12]. Darüber hinaus bestehen noch weitere Power-to-X-Technologien wie Power-to-Gas, Power-to-Liquid und Power-to-Chemicals.

Die *Digitalisierung*² in der Energiewirtschaft betrifft alle Stufen der Wertschöpfung: Energiebereitstellung, Energieübertragung und -verteilung, Handel und Vertrieb und ist „eine wesentliche Voraussetzung der Flexibilisierung der Strommärkte und der Sektor[en]kopplung“ [13]. Dies umfasst sowohl die Ausrüstung von Anlagen mit Kommunikations-, Mess-³, Fernwirk-, Steuer-, Regel- und Automatisierungstechnik sowie IT-Komponenten [14] zum Zwecke der Datenerfassung, Vernetzung und zum Datenaustausch mit Übertragung und Verarbeitung großer Datenmengen. Auf Basis dieser Echtzeitdaten⁴ kann eine automatisierte Steuerung der Anlagen und Betriebsmittel im Energieversorgungssystem erfolgen [14], um vorhandene Flexibilitätsoptionen zu nutzen. Mittels *Prozessdigitalisierung*, beispielsweise in Form einer automatisierten Systemführung, können interne Prozesse effektiver gestaltet werden sowie eine automatisierte Steuerung der angebotsabhängigen Energiebereitstellung unterstützen.

In einem grenzüberschreitenden *europäischen Verbundsystem* soll eine höhere Versorgungssicherheit erreicht werden, indem temporäre Produktions- und Nachfrageschwankungen über Landesgrenzen hinweg ausgeglichen werden. Hierfür steht den Akteuren aufgrund der größeren räumlichen Ausdehnung des Marktes auch eine höhere Liquidität und Flexibilität zur Verfügung. Ein solches europäisches Verbundsystem, das als Zusammenschluss der nationalen Übertragungsnetze unter dem Dach der ENTSO-E und der europäischen Fernleitungsnetzbetreiber für Gas als ENTSO-G geführt wird, setzt den Abbau von grenzüberschreitenden Engpässen voraus.

Zukünftig wird sich der grenzüberschreitende Energieaustausch zwischen den europäischen Nachbarländern signifikant erhöhen [12]. Dies begründet sich insbesondere in einem erhöhten Ausgleichsbedarf aufgrund der steigenden Einspeisung durch volatile Erneuerbare Energieanlagen sowie in deren unterschiedlichen Kostenstrukturen [15]. Auch aufgrund seiner zentralen Lage ist Deutschland

² Zur Spezifizierung des Begriffs Digitalisierung existieren unterschiedliche Ansätze in der Energiewirtschaft, vgl. dazu [13, 15, 16].

³ Mit dem am 02.09.2016 in Kraft getretenen Messstellenbetriebsgesetz als wesentlicher Bestandteil des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende, werden die gesetzlichen Rahmenbedingungen für den sog. Roll-Out intelligenter Messsysteme abgesteckt.

⁴ Zur Klassifikation und Definition der verschiedenen Datenkategorien, vgl. dazu [17].

davon in besonderem Maße betroffen. Die Transformation des Energiesystems erfordert somit zukünftig auch auf internationaler Ebene ein erhöhtes Maß an Koordination und Flexibilität.

Jeder Verbraucher (Privat, Gewerbe, Industrie) erwartet heute eine sichere und qualitativ gleichbleibende Versorgung mit elektrischer Energie. Die Betreiber der öffentlichen Netze, haben die Versorgungssicherheit für jeden Nutzer trotz einer großen fluktuierenden Menge an erzeugter erneuerbarer Energie zu gewährleisten.

Jeder Erzeuger (Privat, Gewerbe, Industrie) und die Netzbetreiber müssen für die Energie, die in ein Netz eingespeist werden soll, eine vorgeschriebene Qualität gewährleisten (Produkthaftung). Er haftet z.B. gegenüber dem Kunden für sein Produkt „elektrischer Strom“ (u.a. bei Versorgungsausfällen, Nichteinhaltung von Grenzwerten für die Spannung, etc.).

Die Netzbetreiber sind für die Spannungsqualität verantwortlich. Die Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen sind in [18] festgelegt.

Die netzübergreifenden Anforderungen (Prognoseverfahren, Schutz- und Automatisierungskonzepte, Informationsaustausch zwischen den Akteuren in den Stromnetzen, Smart Metering und Datenschutz, Konzepte zum Management von erneuerbaren Energieüberschüssen und Defiziten), sowie auch die Wechselbeziehungen von Netzbetrieb, Netzauslegung und intelligenter Nutzung von Marktmechanismen steigen.

Der Anschluss verteilter Erzeuger und neuer Verbrauchertypen an das Verteilungsnetz wächst zunehmend. Das bringt zunehmend Netzgefährdungen oder Netzengpässe im Verteilungsnetz mit sich.

Extremsituationen beim Netzbetrieb häufen sich. Diese sind auf den steigenden Anteil volatiler Erzeugung zurückzuführen.

Die Gefahren, die sich daraus ergeben sind vielfältig. Auf Seiten der Verbraucher besteht die Gefahr der reduzierten oder schwankenden Qualität der Energie. Dies kann z.B. variierende Zusammensetzung bei chemischen Energieträgern bedeuten oder unzulässige Abweichungen der Merkmale der Versorgungsspannung bei elektrischer Energie. Daraus folgen u.U. Beeinflussungen für Betriebsmittel und Endgeräte. Auf der anderen Seite stehen Erzeuger, die eventuell verfügbare Energie aus erneuerbaren Energieträgern, die aufgrund von Netzüberlastungen nicht einspeisen können.

Viele Initiativen, Forschungsprojekte, Feldlabore befassen sich mit der Erprobung bzw. der Realisierung von Projekten im Normalbetrieb. Der Betrieb von Stromnetzen abweichend vom Normal(schalt)zustand ist für die Akzeptanz des Modells „Zellulärer Ansatz“ wesentlich (siehe **Kapitel 4.2**).

Die Versorgungszuverlässigkeit und die Spannungsqualität (Power Quality) bilden in Stromnetzen die Versorgungsqualität:

Versorgungszuverlässigkeit + Spannungsqualität = Versorgungsqualität

Für die Betreiber der Stromnetze, von Energieerzeugungsanlagen und von Kundenanlagen (noch) ohne eigene Energieerzeugung ist es von großer Bedeutung, dass neben einer ausreichenden Verfügbarkeit von elektrischem Strom (Versorgungssicherheit) auch die Versorgungsqualität ein entscheidendes Kriterium ist. Elektrische Anlagen können durch eine schwankende Spannung und/oder Frequenz in ihrer korrekten Funktion gestört werden und im schlimmsten Fall Schaden nehmen. Daher sind Frequenz- und Spannungsabweichungen vom Sollwert bis heute enge Grenzen gesetzt.

Für den stabilen Betrieb des Stromversorgungssystems, müssen sogenannte Systemdienstleistungen erbracht werden. Sie dienen der Frequenz- und Spannungshaltung, der Betriebsführung und dem Versorgungswiederaufbau nach einer Störung. Frequenzabweichungen entstehen infolge von Ungleichgewichten bei Leistungsein- und -ausspeisungen. Die sogenannte Regelleistung dient dazu, Ungleichgewichte auszugleichen und die Netzfrequenz wieder auf ihren Sollwert zu bringen. Eine wichtige Maßnahme zur Spannungshaltung ist die Bereitstellung von Blindleistung. Traditionell wurden und werden die Systemdienstleistungen noch vor allem durch konventionelle Kraftwerke bereitgestellt.

Für Netze, deren Zellen zukünftig mit dem in diesem Beitrag beschriebenen Ansatz betrieben werden, gelten diese Kriterien (vorerst) genauso. Es ist zu erwarten, dass sich bei dieser Betriebsweise Vorteile in Bezug auf die Versorgungssicherheit und Versorgungsqualität herausstellen. Dabei muss ein zelluläres System eine Versorgungssicherheit und Versorgungsqualität auf mindestens dem heutigen

Niveau bieten. Das fördert die Akzeptanz der neuen Strukturen in den Sektoren Industrie, Verkehr, Haushalte sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen.

Neben den zuvor erläuterten Risiken ergeben sich aus einer umfassenden Anpassung des bestehenden Energiesystems auch Chancen. So können erneuerbare Energiequellen ein regionaler Wettbewerbsvorteil sein. Bürger und Unternehmen können sich an der Energieversorgung beteiligen und so von finanziellen Vorteilen profitieren. Die Verknüpfung aller Energieträger ermöglicht eine bessere Ausnutzung der spezifischen Stärken (z.B. Speicherung) und anfallende Nebenprodukte (z.B. Wärme) können besser genutzt werden.

2.3 Definitionen zum Zellularen Ansatz

Der Zellulare Ansatz ist ein neues Organisationsmodell für die Energieversorgung. In diesem interdisziplinären Modell werden technische, wirtschaftliche, juristische und politische (und gesellschaftliche) Belange berücksichtigt. Der zentrale Baustein dieses Modells ist die Energiezelle. **Abbildung 2-2** zeigt die schematische Darstellung einer Energiezelle im Energiesystem.

Definition Zelle:

Eine Energiezelle besteht aus der Infrastruktur für verschiedene Energieformen, in der durch ein Energiezellenmanagement in möglicher Koordination mit Nachbarzellen der Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch über alle vorhandenen Energieformen organisiert wird.

Erläuterungen:

1. Zur *Infrastruktur* werden alle Betriebsmittel gezählt, die zur Wandlung von Energie, zu deren Transport und Verteilung, sowie zur Speicherung eingesetzt werden.
2. Die betrachteten *Energieformen* umfassen u.a. Elektrizität, Gas, Wärme sowie Mobilität. Eine Zelle kann auch nur eine Energieform enthalten.
3. Zum *Energiezellenmanagement* (EZM) zählen alle Einrichtungen der Leittechnik einschließlich der benötigten Kommunikationstechnik.
4. *Nachbarzellen* können hierarchisch angeordnet sein. Es gibt somit Zellen auf der gleichen Ebene sowie auf überlagerten und unterlagerten Ebenen.
5. Beim *Ausgleich*, der sowohl saisonal oder auch dynamisch durchgeführt werden kann, können sich die drei Zustände ausgeglichen, überversorgt oder unterversorgt über alle vorhandenen Energieformen ergeben.

Die Energiezellen werden genutzt, um das Energiesystem aufzubauen. Dabei wiederholt sich die Struktur auf allen Netzebenen. In **Abschnitt 4** werden die Verknüpfung der Zellen untereinander und ihre Einbindung ins Gesamtsystem im Einzelnen beschrieben und detailliert über alle Ebenen von der Übertragung bis zur Verteilung dargestellt.

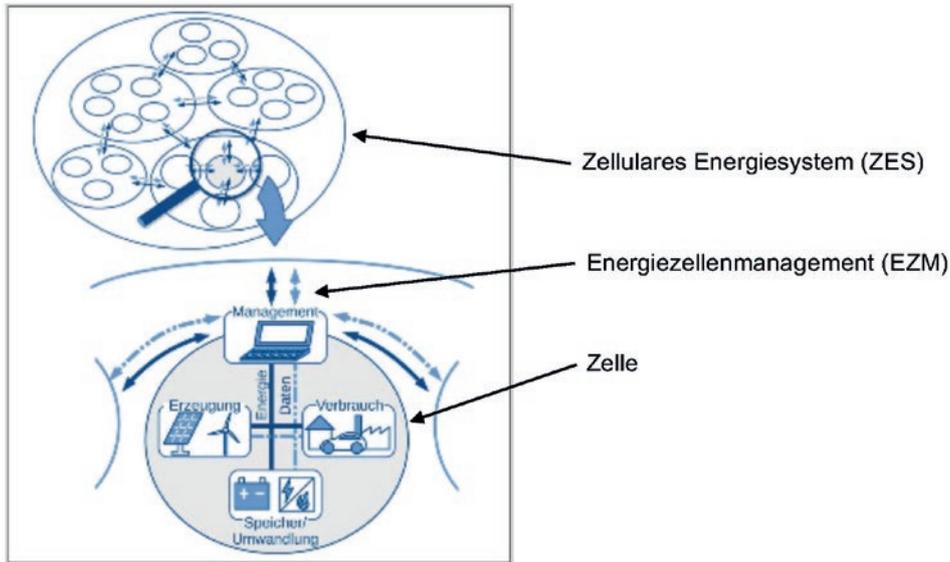


Abbildung 2-2: Energiezelle als Grundbaustein eines vernetzten Zellularen Energiesystems

2.4 Fazit

Ziel der zukünftigen Energieversorgung ist, Versorgungssicherheit und Versorgungsqualität mindestens auf dem aktuellen Niveau zu halten. Dieser Grundsatz gilt auch maßgeblich für die Ausgestaltung des zellularen Energiesystems. Dabei beinhaltet das Organisationsmodell des zellularen Ansatzes kein Bestreben nach einem möglichst hohen Autarkiegrad. Vielmehr ist ein Austausch mit benachbarten, unter- oder überlagerten Zellen unter Nutzung der vorhandenen Infrastruktur möglich.

Der vorliegende Beitrag erhebt nicht den Anspruch, alle Fragen im Zusammenhang mit dem zukünftigen Energiesystem sowie des zellularen Ansatzes umfassend zu beantworten. So werden notwendige Anpassungen beim zukünftigen Marktdesign sowie dezentrale Marktmechanismen, welche die dezentralen Gegebenheiten abbilden und so bei der jeweiligen Preisbildung berücksichtigt, nicht weiter thematisiert. Auch zur (Re-)Finanzierung der notwendigen Energieinfrastruktur und der einer dafür geeigneten (Netz-)Entgeltsystematik sowie zur Bewertung des Unbundling hinsichtlich einer Umsetzung der Sektorenkopplung bzw. Notwendigkeit von Anpassungen wird in dem vorliegenden Artikel nicht weiter eingegangen. Auch zur Frage der Verortung der Systemverantwortung sind weitere Arbeiten notwendig, welche an dieser Stelle nicht geleistet werden können.

Durch die lokale, bei größeren Anlagen auch regionale Organisation der Energiebereitstellung und -speicherung sowie der lokalen bzw. regionalen Bilanzierung des Energiebedarfs, kann unter Nutzung netzdienlicher Flexibilitätsangebote aus der/den Zellen heraus Netzausbau reduziert werden (siehe **Kapitel 4.1.3**). Eine Grundvoraussetzung hierfür ist die Marktreife von Wandlungs- und Speichertechnologien für unterschiedliche Energieformen wie Gas, Wärme oder Strom.

Literatur zu Abschnitt 2:

- [1] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.: Der zellulare Ansatz – Grundlage einer erfolgreichen, regionenübergreifenden Energiewende, Frankfurt am Main, Juni 2015
- [2] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Primärenergieverbrauch nach Energieträgern, 2017 <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Infografiken/Energie/Energiedaten/Energiegewinnung-und-Energieverbrauch/energiedaten-energiegewinnung-verbrauch-03.html> [Zugriff am 05.04.2018]
- [3] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) und Bundeskartellamt (BKartA): Monitoringbericht 2017 https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2017/Monitoringbericht_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=4 [Zugriff am 05.04.2018]
- [4] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA): Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur, Stand 02.02.2018 https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html [Zugriff am 05.04.2018]
- [5] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Fünfter Monitoring-Bericht zur Energiewende, 2016 <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/fuenfter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft.html> [Zugriff am 05.04.2018]
- [6] Reiner Lemoine Institut gGmbH (RLI): Vergleich und Optimierung von zentral und dezentral orientierten Ausbaupfaden zu einer Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland, Stand 21.10.2013
- [7] ForschungsVerbund Erneuerbare Energien (FVEE): Sektorenkopplung als Baustein der Energiewende, 2016 http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2016/th2016_03_02.pdf [Zugriff am 05.04.2018]
- [8] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Grünbuch Energieeffizienz – Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Berlin, 2016
- [9] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMU): Klimaschutzplan 2050 – Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung, Berlin, 2016
- [10] Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IWES), Fraunhofer-Institut für Bauphysik (Fraunhofer IBP), Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (ifeu) und Stiftung Umweltenergierecht: Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr. Endbericht einer Studie gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Kassel, 2015
- [11] Ausfelder, F.; Drake, F.-D.; Erlach, B.; M.; Henning, H.-M.; Kost, C.; Münch, W.; Pittel, K.; Rehtanz, C.; Sauer, J.; Schätzler, K.; Stephanos, C.; Themann, M.; Umbach, E.; Wagemann, K.; Wagner, H.-J. und Ulrich Wagner, U.: »Sektorkopplung« – Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München, 2017
- [12] 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH: Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017, 1. Entwurf
- [13] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA): Entflechtung - Voraussetzung oder Hindernis der Digitalisierung der Energiewirtschaft, 2017, https://www.efzn.de/fileadmin/Veranstaltungen/Goettinger-Energietagung/2017/23_Bourwieg.pdf [Zugriff am 05.04.2018]
- [14] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA): „Smart Grid“ und „Smart Market“ Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems, 2011 https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/SmartGridEckpunktepapier/SmartGridPapierpdf.pdf?__blob=publicationFile [Zugriff am 05.04.2018]
- [15] Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI), Consentec GmbH (Consentec) und Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (ifeu): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland, 2017
- [16] Becker Büttner Held Consulting AG (BBHC), Studie zur Digitalisierung der Energiewirtschaft, 2017 http://www.beckerbuettnnerheld.de/fileadmin/user_upload/documents/press/bbh_studie_digitalisierung_2017_ONLINE.pdf [Zugriff am 05.04.2018]
- [17] Bergische Universität Wuppertal, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik: Gutachten „Untersuchung des Daten- und Informationsbedarf der Verteilungsnetzbetreiber zur Wahrnehmung ihres Anteils an der Systemverantwortung“, Wuppertal, 2016
- [18] DIN EN 50160:2011-02: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen; Deutsche Fassung EN 50160:2010 + Cor.: 2010

3 Anforderungen an ein zellulares Energiesystem

Heinrich Hoppe-Oehl, Gerhard Kleineidam

Mit dem Workshop „Der Zellulare Ansatz“ am 23.-24.01.2018 in Nürnberg (siehe [6] Abschnitt 1) zeigt der VDE Arbeitskreis „Energieversorgung 4.0“ Möglichkeiten zur Umgestaltung unseres Energiesystems auf. Über 130 Experten der Energie- und Versorgungsbranchen aus Deutschland, Österreich und der Schweiz trafen sich, um gemeinsam den Veränderungsprozess unseres Energie- und Versorgungssystems zu diskutieren. Unter Federführung der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG) wurde die Tagung vorbereitet und durchgeführt. Der Deutsche Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW), der Verband kommunaler Unternehmen (VKU), Bayern Innovativ sowie die EnergieRegion Nürnberg e.V. haben die Veranstaltung unterstützt und ihr großes Gewicht verliehen.

Mit dem Ausbau regenerativer Energieerzeugung aus dezentralen Anlagen – Windkraft, Sonnenenergie, Biomasse – bilden sich überall im Land bereits Zellen, die ihren Energiebedarf durch eigene Erzeugungskapazitäten decken könnten. Seit einigen Jahren arbeitet der VDE daran, wie solche Zellen sinnvoll, d.h. netzdienlich und sozial in ein technisches Ökosystem der Energieversorgung integriert werden können. Dabei spielen Energiespeicher bzw. -wandler zur lokalen Lastverschiebung, Netze zur Übertragung großer Energiemengen und digitale Steuer- und Regelmechanismen zur Beherrschung fluktuierender Energieflüsse eine wesentliche Rolle.

Die Natur liefert zahlreiche Beispiele, wie effizient Ökosysteme funktionieren, wie sich aus einzelnen einfachen Zellen komplexe Organe entwickeln oder wie sich viele Kleinstlebewesen zu hochökonomischen Verbänden zusammenschließen. In den sog. technischen Ökosystemen funktioniert dies ebenso. Das markanteste Beispiel dafür ist wohl das Internet. Die VDE-Studie „Der Zellulare Ansatz“ beschreibt die Grundlagen für eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung durch Integration und Konvergenz unterschiedlicher, verteilter Energieträger Strom, Gas, Wärme und Wasser. Sie berücksichtigt dabei auch die speziellen Bedarfe, die sich aus einer Zunahme der Elektromobilität auf der Verbraucherseite ergeben werden.

Im VDE-Workshop „Der Zellulare Ansatz“ haben sich Fachleute der Energie- und Versorgerbranche zusammengesetzt, um die technischen Anforderungen und Voraussetzungen zur Umsetzung eines zellularen Ansatzes zu identifizieren und zu diskutieren. Nach Übersichts- und Impulsvorträgen wurde in vier Teil-Workshops gearbeitet, die sich mit den folgenden Themen intensiv auseinandergesetzt haben:

- Energiewandlung, Sektorenkopplung, Speicher
- Netzplanung, Netzbetrieb und Schutztechnik
- Digitalisierung und Automatisierung in zellularen Systemen und
- Systemintegration und Anwendung

Die Ergebnisse der Veranstaltung und die von den Teilnehmern angesprochenen Fragen sind im **Anhang** zusammengefasst.

Wesentliche Fragestellungen waren:

- Wie intelligent muss eine Zelle sein, muss jede Zelle schwarzstart- bzw. inselbetriebsfähig sein?
- Wie verändern sich Aufgaben, Zuständigkeit, Verantwortung von Übertragungsnetzbetreibern, Verteilnetzbetreibern, Erzeugern, Verbrauchern im „zellularen“ geprägten System?
- Was muss weiterhin zentral geführt werden, was kann sich dezentral selbst organisieren, wie wird das „zellulare“ System orchestriert?
- Wie verändern sich die Geschäftsmodelle bzw. Geldflüsse im „zellularen“ Energiesystem?
- Wann und wie werden Öffentlichkeit, Behörden und Politik in unsere technische Arbeit involviert. Diesbezüglich wurde eine enge Zusammenarbeit mit Organisationen wie dem VKU (Verband kommunaler Unternehmen) und der BNetzA (Bundesnetzagentur) gefordert.

Wesentliche Aussagen waren:

- Der Begriff „Zelle“ bedarf einer Definition. Die Charakterisierung ihrer Eigenschaften ermöglicht die zur Steuerung erforderliche Modellbildung – Digital Twin.
- Der Schwerpunkt bei Digitalisierung des Energiesystems sollte auf Lastprognose und Systemdiagnose gelegt werden mit dem Ziel, Bereitstellung effizienter Fahrpläne bzw. weitere Automatisierung der Netzführung.
- Hinsichtlich Sektorenkopplung wird eine engere Zusammenarbeit v.a. mit dem DVGW (Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches) gefordert.
- Auch Regularien müssen sich ändern, damit es kein „wildes“ Zellenwachstum gibt, von dem nur wenige profitieren.
- Der VDE Arbeitskreis „Energieversorgung 4.0 Bund“ soll sich auch in Zukunft unter dem Dach der ETG für eine wirtschaftlich sinnvolle und nachhaltige Wandlung der Energieversorgung mit dem zellularen Ansatz in Deutschland einsetzen.

4 Gestaltung eines zellularen Energiesystems

Eine stabile Stromversorgung erfordert zu jedem Zeitpunkt die Balance zwischen Erzeugung und Verbrauch. Dies gilt selbstverständlich auch für die Stromversorgung innerhalb einer Zelle bzw. innerhalb eines zellularen Energiesystems. Demzufolge muss auch dort ein schwankender Strombedarf durch den Einsatz regelbarer Stromerzeuger oder durch das gezielte Zu- bzw. Abschalten von Verbrauchern ausbalanciert werden. In **Abbildung 4-1** ist schematisch dargestellt, welche Komponenten erforderlich sind, um ein zellular aufgebautes Energiesystem in die bestehenden Infrastrukturen, von Strom-, Gas- und Wärmenetzen zu integrieren.

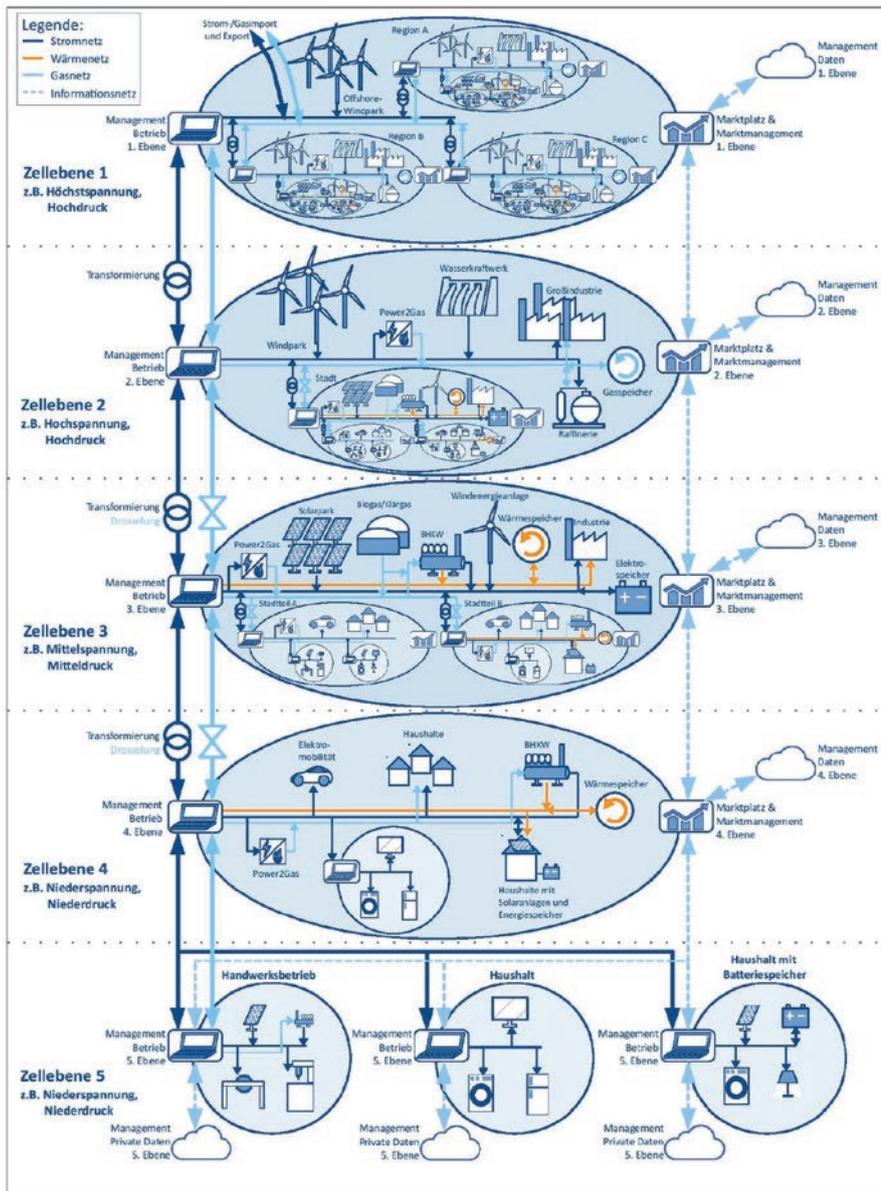


Abbildung 4-1: Zellulares Energiesystem – Generische Systemarchitektur bestehend aus selbstständigen Strukturen auf allen Zellebenen

Entscheidendes Merkmal einer Zelle ist die Fähigkeit, die Energieversorgung innerhalb der Zelle selbstständig zu organisieren. Dazu benötigt die Zelle physikalisch die Möglichkeit, Energieangebot und -bedarf ausgleichen zu können. Dies kann wie bisher klassisch über den Anschluss der Zelle an die vorgelagerten Netze – Strom, Wärme, Gas – erfolgen oder auch durch die Kombination und Nutzung eigener Erzeugungsanlagen, Energiewandler bzw. Speicher. Entscheidend dabei ist, dass das sog. Energiezellenmanagement in der Lage ist, die internen Komponenten (Erzeugungsanlagen, Verbraucher, Speicher, Energiewandler) zu steuern und gleichzeitig mit benachbarten bzw. vorgelagerten

Energiesystemen Anfragen und Angebote zu verhandeln. Dies setzt voraus, dass die relevanten Komponenten innerhalb einer Zelle vernetzt sind und gleichzeitig eine sichere Kommunikation hergestellt werden kann. Innerhalb einer Zelle werden die Daten der relevanten Komponenten aggregiert. Nach außen werden nur aggregierte Daten kommuniziert, was einen ökonomischen und sicheren Umgang mit Daten ermöglicht. Dies beinhaltet die Kommunikation mit Leitsystemen bzw. dem Energiezellenmanagement vorgelagerter Netzbetreiber oder mit Marktteilnehmern, von denen die Zelle Preisinformationen erhalten will bzw. mit denen die Zelle Energiehandel betreiben möchte.

Die folgenden Kapitel geben Hinweise wie Zellen bzw. zellulare Energiesysteme geplant, aufgebaut und sicher betrieben werden können. Am Ende jeden Kapitels werden Handlungsempfehlungen gegeben, wie man sich auf den Wandel vorbereiten kann und welche Herausforderungen noch zu lösen sind.

4.1 Planung und Auslegung von zellularen Energiesystemen

Björn Uhlemeyer, Heiko Schroeder, Philipp Jahnke

Die Planung der Energieversorgungsnetze hat das Ziel, eine zuverlässige, qualitativ hochwertige und kostengünstige Anbindung von Endkunden an die Energieinfrastruktur herzustellen. Bei der Planung der elektrischen Netze, welche in Deutschland eine Gesamtlänge von 1,8 Mio. km aufweisen [1], sind eine Vielzahl von technischen Anforderungen, wie die Spannungsqualität, die Belastung der Betriebsmittel, Schutzauslegung, Erdschlusskompensation, Frequenzhaltung usw. zu berücksichtigen. Gas- und Wärmenetze mit 0,5 Mio. km und 0,02 Mio. km [2], [3] haben analog zu den elektrischen Netzen technische Anforderungen und werden meist unabhängig vom Stromnetz geplant. Oft sind die Netze zudem nicht in einer Hand und die Eigentümer haben konkurrierende Ziele.

Die Energieinfrastruktur wird so geplant, dass möglichst volkswirtschaftlich alle technisch relevanten Parameter eingehalten werden. Neben den wirtschaftlichen Herausforderungen liegt der Fokus zusätzlich auf der klimaneutralen Ausgestaltung [4]. Der lokale, sektorenübergreifende Energieausgleich muss zu einem zentralen Planungskriterium werden, denn dieser wird mit konventionellen Netzplanungsmethoden nicht erfasst. Das liegt an einer auf Leistungen basierten Planung, welche keinen Zeitverlauf berücksichtigt. Bei einer Planung von Zellularen Energiesystemen finden die technischen Regeln (VDE|FNN, DVGW etc.) der jeweiligen Sektoren weiterhin vollständige Anwendung und werden um eine energetisch geprägte Betrachtungsweise ergänzt. Die energetische Planung wird zwangsläufig notwendig sein, um Speicher und Flexibilitätsoptionen (siehe **Kapitel 4.1.3**) gewinnbringend in der Netzplanung berücksichtigen zu können.

4.1.1 Planung auf verschiedenen Netzebenen

Auf den unterschiedlichen Spannungsebenen wird auf unterschiedliche Weise Netzplanung betrieben. Auf der Übertragungsnetzebene werden die Netzentwicklungspläne erstellt [5]. Im Hochspannungsnetz gibt es Zielnetzplanungen nach Netzgruppen. In Mittelspannungsnetzen wird für den Bereich einer Umspannanlage eine Zielnetzplanung erstellt. Für die Niederspannung gibt es meist keine Zielnetzplanung, da das Netz zu groß ist und es wird lediglich auf punktuelle Ereignisse wie Störungen oder auf die Erschließung oder Erweiterung von Bau-/Gewerbegebieten reagiert. Im Gasnetz gibt es analoge Vorgehensweisen. Wärmenetze existieren meistens in der Nähe von Kraftwerken mit einer Wärmeauskopplung. Bei allen Planungen spielt ein lokaler Energieausgleich bisher keine Rolle.

Grundsätzlich erfolgt die Netzplanung nach dem sogenannten NOVA-Prinzip (**N**etz-**O**ptimierung oder **-V**erstärkung vor **-A**usbau). Nach diesem Prinzip soll ein Netzausbau grundsätzlich erst dann erfolgen, wenn weniger (kosten-)aufwendige Maßnahmen keine Abhilfe des bestehenden Versorgungsproblems erwarten lassen. Vor einem Netzausbau sind somit zunächst Maßnahmen zur Netzoptimierung (Schaltmaßnahmen, Last- und Einspeisemanagement, Spitzenkappung, etc.) und Netzverstärkung (Erhöhung der Seilquerschnitte von Freileitungen, Masterhöhungen, Leitungsneubau auf bestehenden Trassen, etc.) durchzuführen. Zunehmend kommen auch neue Technologien und Konzepte zur besseren Ausnutzung bereits vorhandener Betriebsmittel zum Einsatz. Dadurch kann der Netzausbaubedarf weiter verringert werden. Vor diesem Hintergrund kann das NOVA-Prinzip um Flexibilitätsmaßnahmen zum NOXVA -Prinzip erweitert werden [6].

4.1.2 Planung Greenfield versus Brownfield

Zellulare Energiesysteme sollen nicht nur auf der „Grünen Wiese“ (Greenfield) geplant werden. Die Planung soll ebenfalls betrachten, ob und wie zellulare Energiesysteme kostengünstig in bestehende

Systeme integriert werden können (Brownfield). Die bestehende Infrastruktur wird durch den erhöhten lokalen Energieausgleich optimal genutzt. Dazu wird jedoch ein Planungsverfahren mit erhöhtem Detailgrad notwendig sein. Es werden mehr Daten als Eingangsgrößen benötigt und es müssen Verfahren entwickelt werden, mit welchen eine sektorenübergreifende Planung möglich ist.

4.1.3 Sektorenunabhängige Ist-Netzplanung versus sektorengekoppelte Soll-Netzplanung

Die unabhängige Planung der Sektoren Strom, Gas und Wärme führt zu einer suboptimalen Gesamtgestaltung der Energieinfrastruktur. Das Stromnetz wird voraussichtlich durch die Erneuerbaren Energien, Elektromobilität und die steigende Anzahl an Wärmepumpen sowie KWK-Anlagen immer mehr an die Grenzen gebracht. Das Gasnetz hingegen erlebt diese extremen Veränderungen nicht. Die Netze werden nach Worst-Case-Situationen ausgelegt [7]. Das bedeutet aktuell für Batteriespeicher, Power-to-Gas-Anlagen und andere Flexibilitätsoptionen, dass sie für die Netzplanung als maximale Last oder maximale Einspeisung berücksichtigt werden müssen.

Damit der Netzausbau durch diese Anlagen nicht maximiert, sondern minimiert wird, muss dies in zukünftigen Planungen durch eine energetische, sektorenübergreifende Planung erweitert werden (4.1.a). Gleichzeitigkeitsfaktoren, die bisher eine maßgebliche Rolle bei der Auslegung der Netze haben, werden schrittweise eine immer weniger bedeutende Rolle spielen. Die Vorteile einer energetischen Netzplanung sind in **Abbildung 4-2** dargestellt.

Die Flexibilitätsoptionen können genutzt werden, um den Lastgang so zu begrenzen, dass keine Grenzwertverletzung entstehen. Dazu ist es jedoch notwendig sicherzustellen, dass die Flexibilitätsoptionen dann zur Verfügung stehen, wenn sie benötigt werden. Das Energiezellenmanagement wird anhand von bekannten Daten aus der Energiezelle und anhand von Prognosen, welche auf Messdaten aus der Vergangenheit sowie auf Wetterdaten beruhen, den Netzzustand prognostizieren. Auf lokalen Flexibilitätsmärkten könnten Batteriespeicher und Sektorenkopplungstechnologien genutzt werden, um das Abschalten von Lasten oder das Abregeln von Einspeisern zu minimieren.

Eine andere Möglichkeit könnte ein netzdienlicher Netzanschluss mit dynamischen Belastungsgrenzen sein. Dieser könnte eine Begrenzung von beispielsweise 3 kW Dauerbezug und eine Überschreitung in seltenen Fällen von beispielsweise 1 Stunde pro Tag sicherstellen [8].

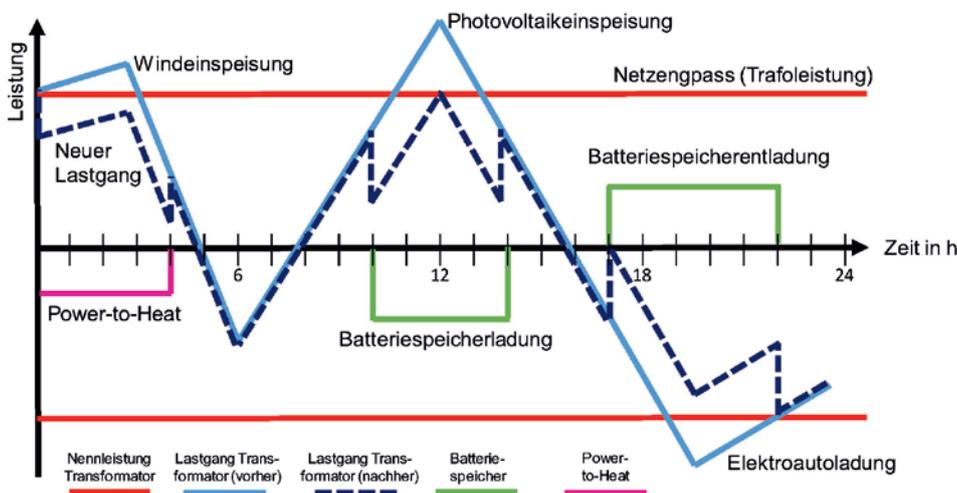


Abbildung 4-2: Beispielhafter elektrischer Tageslastgang bei starker EE-Einspeisung und hoher Last im Ortsnetz

Wie kann nun die Transformation von der aktuellen Planungsmethodik auf eine zellulare Planung aussehen?

Zur Identifikation der relevanten Netzgebiete ist zunächst eine Prüfung erforderlich, in welchen Netzgebieten es überhaupt zu Engpässen kommen kann. Diese Vorprüfung ist notwendig, um eine Reihenfolge für die Migration zwischen bestehenden und zukünftigen Netzen zu ermöglichen. Für die ausgewählten anpassungsbedürftigen Netze ist als ein erster wesentlicher Schritt notwendig, dass die Netzpläne sektorengekoppelt betrachtet werden können (4.1.b). Das Stromnetz wird die Grundlage für die zellulare Planung bilden. Anhand der physikalischen und regionalen Gegebenheiten werden die Stromzellen definiert. Die Gas- und Wärmenetze werden dann mit den Stromzellen geografisch abgeglichen und daraus entstehen dann Energiezellen (4.1.c).

Die Energiezellen bilden die Basis für eine sektorenübergreifende Planung (siehe **Abbildung 4-1**). Die Berechnung der Netzzustände über einen Zeitverlauf kann dann aufzeigen, wie die Worst-Case-Fälle reduziert werden können. Durch Energiespeicher und Energiewandler wird es möglich, mehr Erneuerbarer Energien in das System zu integrieren. Die Energiezellen können die volatile Einspeisung lokal ausgleichen, zwischenspeichern und umwandeln. So werden sie maßgeblich zur Netzstabilität beitragen. Außerdem ist es ggf. sogar möglich, sektorenübergreifende Redundanzen miteinzuplanen. Bei einer betriebsmittelbedingten Versorgungsunterbrechung des Stromnetzes könnte die Versorgung über die Gasinfrastruktur mit entsprechenden Wandlern sichergestellt werden. Die konkrete Planung der Energieinfrastruktur wird in Zukunft Netzplanungssoftware benötigen, die es ermöglicht sowohl die Strom-, als auch die Gas- und Wärmenetze gleichzeitig, zumindest bezogen auf die relevanten Schnittstellen, zu berechnen und die trotzdem in ihrer Bedienung übersichtlich bleibt.

4.1.4 Beispiel: Senkung der Einspeisespitze von PV-Anlagen durch netzdienliche Batteriespeicher

Wie zellulare Planung Flexibilitätsoptionen integrieren soll, wird folgendes Beispiel verdeutlichen:

Die Analyse von typischen Einspeisedaten von Photovoltaikanlagen zeigte, dass es mit einer Speicherkapazität von ca. 2 kWh je installiertem kWp einer Photovoltaikanlage möglich ist, die Einspeisespitze um 50 % zu senken (siehe **Abbildung 4-3**). Dies ist nur möglich bei einem garantiert netzdienlichen Peak-Shaving-Betrieb des Batteriespeichers (**4.1.d**). Dieser ist bei der hier betrachteten typischen Sonneneinstrahlung lediglich an 70 der 365 Tagen des Jahres notwendig. Ein Batteriespeicherbesitzer müsste sich lediglich dazu verpflichten, seinen Batteriespeicher von April bis Oktober bei entsprechender Wetterprognose im Peak-Shaving-Betrieb zu fahren. An allen anderen Tagen könnte der Speicher zur reinen Eigenverbrauchsoptimierung genutzt werden. Da diese Verpflichtung für den Speicherbesitzer eine geringe Beeinflussung bedeutet, könnte der Verteilnetzbetreiber mit relativ geringen Vergütungen diese Dienstleistung einkaufen, um einen Netzausbau zu verhindern. Damit dies flächendeckend wirtschaftlich funktioniert, muss der Prozess der Vertragsschließung, Bezahlung, Ansteuerung der Batterie usw. hochgradig automatisiert ablaufen. Alternativ könnte per TAR/TAB (Technische Anschluss-Regel/Anschluss-Bedingung) festgelegt werden, dass bis einem bestimmten Anteil ein Batteriespeicher durch den PV-Anlagenbetreiber vorgehalten werden muss.

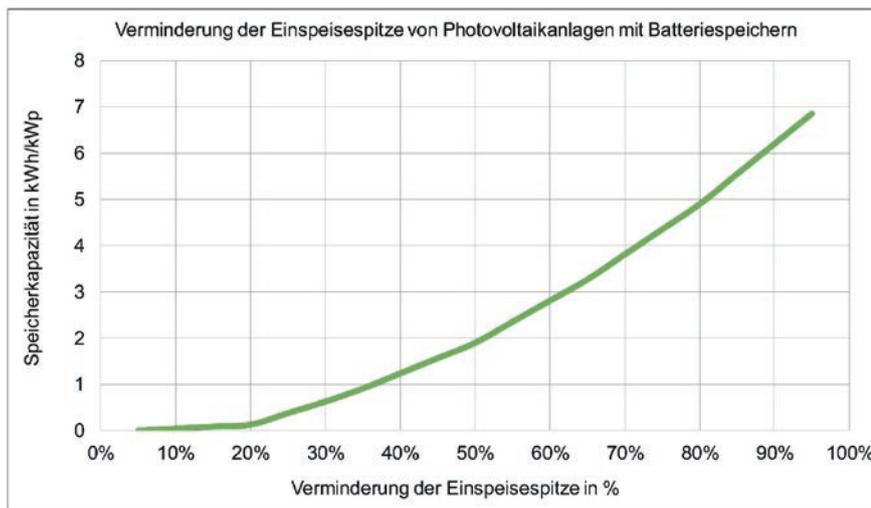


Abbildung 4-3: Verminderung der Einspeisespitze von Photovoltaikanlagen durch Batteriespeicher (eigene Berechnung)

4.1.5 Kenndaten von Energiezellen für eine systematische Netzplanung

Jede Energiezelle besitzt charakteristische Parameter, welche die Grundlage für die Planung des Energiesystems bilden (siehe **Tabelle 4-1**). Anhand dieser Parameter wird sowohl eine leistungsbezogene als auch energetische Planung von Energiesystemen möglich sein (**4.1.e**). Dabei werden bekannte Anlagendaten mit simulierten Prognosedaten für Last und Einspeisung verknüpft, um die Netzzustände sehr genau voraussagen zu können. Anhand der Eigenschaften der Energiezellen kann eine Planung erfolgen, die sowohl sektorenkoppelnde Anlagen als auch Flexibilitätsoptionen und Energiespeicher berücksichtigt.

Kenndaten von Energiezellen	Parameter für die Planung
Strukturtyp	Wohnbebauung, Gewerbe, Industrie oder Mischgebiete
Maximale Leistung	Last und Einspeisung (alle Sektoren)
Jahresenergie	Last und Einspeisung (alle Sektoren)
Speicher	Leistung und Kapazität
Netzdaten	Strom, Gas und Wärme
Sektorenkopplung	Power-to-Gas, Power-to-Heat etc.
Flexible Lasten	z.B. E-Autos, Wärmepumpen

Tabelle 4-1: Kenndaten von Energiezellen für eine systematische Planung

Um ein Erreichen der Klimaziele zu unterstützen, sollte angestrebt werden, sektorenübergreifende Planungsgrundsätze für die verschiedenen Spannungs- und Druckebenen zu entwickeln, welche in Deutschland umgesetzt werden und als Vorbild für die EU und für die ganze Welt fungieren können (4.1.f).

4.1.6 Wahrnehmung der Bedeutung von Zellularen Energiesystemen

Dies spiegelt sich auch in den Ergebnissen einer Marktumfrage wider. Die Befragten sehen im Kontext der Netzentwicklung insbesondere in den Aufgabenbereichen bedarfsgerechter Netzausbau unter Einsatz innovativer Technologien als Flexibilitätsoptionen (1), sektorenübergreifender Netzentwicklung unter Berücksichtigung von Technologien zur Sektorenkopplung (2) sowie regionaler Ausgleich zwischen Erzeugungs- und Lastschwerpunkten (3) zukünftig eine Änderung der Verantwortung. So wird Verantwortung für die vorstehend genannten Aufgabenbereiche der Netzentwicklung derzeit noch nicht bei Verteilnetzbetreibern gesehen, zukünftig jedoch schon (Abbildung 4-4 [9]).

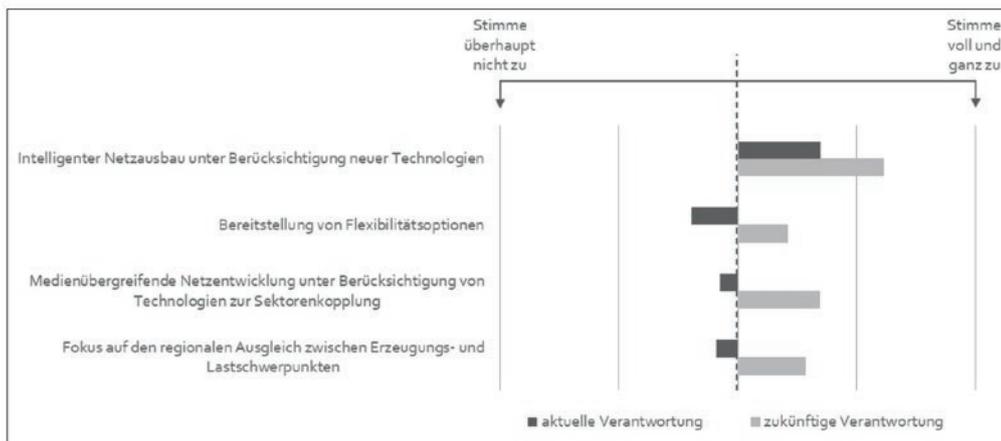


Abbildung 4-4: Aktuelle und zukünftige Verantwortung von Verteilnetzbetreibern für Aufgaben der Netzentwicklung [9]

Textstelle	Zuständigkeit	Vorbereitende Maßnahmen für Roadmaps
4.1.a	VDE, FNN, Netzbetreiber	Entwicklung einer energie- und leistungs-basierten Netzplanung
4.1.b	ÜNB, VNB, Stadtwerke	Sektorenübergreifende Netzplanung und Netzberechnung
4.1.c	Hochschulen, Netzbetreiber, Verbände	Systematik zur Überführung von aktuellen Netzen in Energiezellen
4.1.d	Regulierungsbehörden	Netzbetreiber müssen unter bestimmten Rahmenbedingung Einfluss auf Art, Standort, Leistung, Fahrweise der Technologie nehmen dürfen (Reform von gesetzlichen Unbundling-Festlegungen)
4.1.e	Hochschulen	Systematische Analyse von Energiezellen mit unvollständigen Daten (ohne Netzzustandsüberwachung)
4.1.f	Verbände, Hochschulen, Netzbetreiber	Entwicklung von sektorenübergreifenden Planungsgrundsätzen

Tabelle 4-2: Zusammenfassung der Maßnahmen und Zuständigkeiten

Literatur zu Abschnitt 4.1:

- [1] Bundesnetzagentur: Monitoringbericht 2017, 2017
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2017/Monitoringbericht_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=3
- [2] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Erdgasversorgung in Deutschland, 2018
<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/gas-erdgasversorgung-in-deutschland.html> [Zugriff am 09 Juli 2018]
- [3] Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V.: Hauptbericht 2016, 2016
https://www.agfw.de/fileadmin/user_upload/Zahlen_und_Statistiken/Version_1_HB2016.pdf [Zugriff am 09 Juli 2018]
- [4] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz: Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG), 2005, Juli 2015
https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/__1.html
- [5] TransnetBW, Amprion et al.: Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes, April 2015
https://www.transnetbw.de/downloads/uebertragungsnetz/netzentwicklung/planungsgrundsätze_2015.pdf
- [6] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: Der aktive Verteilnetzbetreiber in einer dezentralen Energiewelt, 11/2016
https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20161130-VNB-Netzkonzept-2030.pdf
- [7] K. F. Herbert Posser: Praxishandbuch Netzplanung und Netzausbau: Die Infrastrukturplanung der Energiewende in Recht und Praxis, De Gruyter, Berlin, 2013
- [8] Engel, T.: „Ein Netzdienlicher Netzanschlusspunkt ... für eine beschleunigte Energiewende“, Präsentation, Nürnberg, 2019
- [9] Becker Büttner Held Consulting AG: Verteilnetzbetreiber 2030, 2018
https://www.beckerbuettnerheld.de/fileadmin/user_upload/documents/press/Studie_VNB_2030.pdf

4.2 Betrieb zellularer Energiesysteme

Silvan Rummeny, Josef Bayer, Eberhard Waffenschmidt

Um eine Vielzahl von dezentral verteilten Anlagen, Teilnehmern und Aufgaben zu organisieren bietet sich der zellulare Ansatz an. Im Sinne der Automatisierungstechnik wird ein mehrstufiges Managementsystem vorgeschlagen, in dem je nach Netzzellstufe lokal, regional, überregional, national und international Netzparameter geregelt werden. Zu Grunde liegt das Prinzip der Subsidiarität, welches definiert, dass auftretende Regelabweichungen oder Probleme primär direkt an der Quelle des Problems behandelt und erst sekundär in den nächstbenachbarten vor- oder nachgelagerten Netzgebieten behoben werden.

4.2.1 Definition von Zell-Managern

In **Abbildung 4-1** ist der Aufbau eines zellularen Energiesystems exemplarisch gezeigt. Wie bereits in **Abschnitt 2** beschrieben, schlagen wir ein System vor, welches durch dezentrale Managementsysteme gestützt wird. Sogenannte *Zell-Manager* sind neu zu schaffende Rollen in der zellularen Organisation. Sie besitzen die Kontrolle über eine begrenzte, lokal verknüpfte Infrastruktur, in der Erzeuger, Verbraucher, Speicher und Energiewandler inbegriffen sein können. Zell-Manager, die wiederum andere Zellen enthalten und verwalten, kann man auch als *Zellcluster-Manager* bezeichnen.

Die logische Zellstruktur kann sich dabei weitgehend von der physikalischen Struktur der Netze ableiten. Für Managementsysteme wird in der VDE-Studie „Schutz- und Automatisierungstechnik in aktiven Verteilnetzen“ [1] jeweils der galvanisch gekoppelte Bereich einer Netzgruppe empfohlen. Jedoch ist nicht auszuschließen, dass auch innerhalb eines galvanisch gekoppelten Bereichs einer Netzgruppe mehrere Zellen verwaltet werden können. Zell-Manager könnten so z.B. Übertragungsnetzbetreiber, Verteilnetzbetreiber, Stadtwerke, Industrieunternehmen, Quartier- und Arealnetzbetreiber werden, oder sie könnten durch Nutzung von Dienstleistungen zum Netzbetrieb auch in einzelnen Gewerbeobjekten oder in Haushalten angesiedelt werden. Die Zell- bzw. Zellcluster-Manager sind dabei für ihren jeweiligen Netzknoten zuständig. Ein Netzknoten kann z.B. der Hausanschluss einer Wohnhaus-Zelle, die Ortsnetztransformatorstation eines Niederspannungs-Zellclusters, das Umspannwerk eines 20-kV-Zellclusters, usw. sein.

Die personell repräsentierte Verantwortung von Zell-Managern umfasst folgende Aufgaben:

- **Netzschutz:** Als Netzbetreiber ist der Zell-Manager für den sicheren Betrieb und Entstörung des Netzgebiets verantwortlich. Eine Zelle kann erst betrieben werden, wenn ein funktionierendes Netzschutzkonzept vorliegt.
- **Spannungsregelung:** Zu der Spannungsregelung gehören die Kontrolle des Blindleistungsflusses und die Steuerung von Transformatorstufungen (z.B. bei regelbaren Ortsnetztransformatoren). Am Netzübergabepunkt der Zelle wird auf einen Blindleistungs-Sollwert geregelt, der von dem übergeordneten Zellmanager/Netzbetreiber vorgegeben werden kann.
- **Bereitstellung bzw. Organisation weiterer Systemdienstleistungen:** Im Normalbetrieb, aber insbesondere auch für die Ermöglichung eines Inselnetzbetriebs im Störfall, muss ein Zell-Manager auch die Erbringung der Frequenzregelung, die Betriebsführung und den Versorgungswiederaufbau sicherstellen. Dabei steht die Orchestrierung aller Teilnehmer im eigenen Zellcluster im Mittelpunkt.
- **Netzsicherheitsmanagement:** Der Zell-Manager ist für die Durchführung von Netzmaßnahmen zur Vermeidung von Abregelungen, aber auch für die Durchführung notwendiger Lastreduktionen und Einspeisereduktion sowie störungsbedingter Schaltungen verantwortlich. Netzmaßnahmen sollen, wie in **Kapitel 4.2.2** erläutert, um präventive Netzmaßnahmen unter Einbezug des Flexibilisierungspotenzials erweitert werden.
- **Netzmonitoring und Datenverarbeitung:** Zell-Manager sind dafür verantwortlich, Lastflüsse und Betriebsmittel sowie die Spannungsqualität und die Einstellungen der Erdschluss-Kompensation zu überwachen. Sie tragen die Verantwortung für die Erhebung und Verwertung von Messdaten aller relevanten Erzeuger, Verbraucher, Speicher und Energiewandler in ihrem Netzgebiet. Die Aggregation von Messdaten zu verwertbaren und relevanten Informationen über den Netzzustand spielt eine entscheidende Rolle, sodass nicht mehr Informationen wie nötig an die nächsthöhere Zellebene (und an Dritte) übertragen werden muss.
- **Prognosen:** Zell-Manager sind für die Erstellung von Prognosen aller angeschlossenen Verbraucher und Erzeuger zuständig. Zukünftig spielt die Prognose des (preisabhängigen) Flexibilitätspotentials aller Anschlussnehmer (regelbare Lasten, Speicher, Energiewandler und Erzeuger) eine entscheidende Rolle für die mögliche Lastflussregelung durch Marktmechanismen oder dem Zell-Manager selbst (siehe **Kapitel 4.2.2**).

- **Kommunikation mit anderen Netzbetreibern:** Zell-Manager sind für die Weitergabe der Informationen und Prognosen über Ihr Netzgebiet zuständig. Zudem können Zellcluster-Manager nach Bedarf Vorgaben an die Teilnehmer im eigenen Zellcluster weitergeben. Damit nimmt der Zell-Manager die wichtigste Rolle in der BDEW-Kommunikationskaskade [2] ein und erweitert sie bis zu den Endverbrauchern.

Im Zuge der Transformation des Stromnetzes in ein zellulares Energiesystem ist es vorstellbar, dass zuerst Netzbetreiber die Rolle und Aufgaben des Zell-Managers übernehmen. Maßnahmen zur Ermöglichung von Systemdienstleistungen und von automatisierten Prozessen übernehmen und organisieren diese in ihrem jeweiligen Netzgebiet vorerst selbst (Subsidiaritätsprinzip).

Später ist es jedoch vorstellbar, dass der Zell-Manager nur noch für die Orchestrierung von automatisierten Teilnehmern durch präventives Netzsicherheitsmanagement (weitere Details in **Kapitel 4.2.2**) zuständig ist. Damit sind alle Netzteilnehmer gemeinsam an Systemdienstleistungen beteiligt. Der Zell-Manager ist dann jeweils für die Unterstützung des vorgelagerten Zellclusters (Solidaritätsprinzip) und die Stabilisierung des Netzknotens zum vorgelagerten Zellcluster verantwortlich. Informationen über den Zustand ihres Netzknotens werden ebenfalls an den vorgelagerten Clustermanager weitergegeben.

Nach diesem Prinzip können lokale Netzengpässe erkannt, kommuniziert und ausgeglichen werden. Übergeordnete Clustermanager haben dadurch genaue Informationen über den Netzzustand und das Flexibilitätspotential. Durch klar definierte Informationsstrukturen, welche die Netztopologie vorgibt, ist ein zielgerichteter Informationsfluss sichergestellt.

In den folgenden **Kapiteln 4.2.2.** und **4.2.3.** wird näher auf die betrieblichen Prozesse eingegangen, die für ein zellulares Energiesystem nötig sind.

4.2.2 Normalbetrieb

Im Betrieb von Energiesystemen ist eine stabile und zuverlässige Versorgung gefordert. Bei einem unerwartet auftretenden Regelfehler (Frequenz- oder Spannungsabweichung) schlagen wir folgende, einander ergänzende Steuerungsmaßnahmen zur Stabilisierung des Stromnetzes vor, die nach ihrer Schnelligkeit sortiert sind:

- Automatische Stabilisierung
- Präventives Netzsicherheitsmanagement
- Marktmechanismen

Die **automatische Stabilisierung** durch die Netzteilnehmer ist die essentielle Grundlage für die Stabilität des Stromnetzes. Diese Einstellungen betreffen alle Erzeuger, Speicher und Verbraucher, die an das Netz angeschlossen sind und haben grundsätzlich höchste Priorität. Dazu gehört die Bereitstellung *passiv stabilisierender* Betriebsmittel, wie die Momentanreserve, welche heutzutage vor allem durch Schwungmassen großer Generatoren fossiler Kraftwerke bereitgestellt wird. Aufbauend darauf werden *aktiv stabilisierende* Betriebsmittel mit Hilfe einer „droop“-Kennlinie mit lokalen Netzparametern als Regelkenngröße, wie der Abruf der Primärregelenergie in Abhängigkeit der Frequenz, abgerufen.

Aufgabe der automatischen Abläufe ist es ein selbststabilisierendes Netz zu erreichen, auch beim Ausfall der Kommunikation oder bei Hackerangriffe.

Im Zuge der zunehmenden Dezentralisierung und der Abschaltung von Großkraftwerken muss die Momentanreserve vermehrt in Verteilnetzen implementiert werden. Zukünftig müssen auch wechsellastbasierte Anlagen (z.B. Photovoltaik, Batteriespeicher, Netzteile) sogenannte „virtuelle Inertia“ bereitstellen (z.B. durch Regelung der Zwischenkreisspannung wie in [3] vorgestellt).

Jedoch sollten dezentral angeschlossene Anlagen vermehrt auch aktiv stabilisierende Regelungen besitzen. Diese werden heute schon in den Netzanschlussbedingungen vorgeschrieben wie z.B. statische Spannungshaltung, Blindleistungsbereitstellung, Wirkleistungsregelung (frequenz- & spannungsabhängig), dynamische Netzstützung usw.

Alle diese Regelungen zur Netzstabilität müssen vereinheitlicht und auf die zukünftigen Prosumer-Netze (Energiezellen und Energiecluster) für den Zeitpunkt des Wegfalls der großen Schwungmassenerzeuger abgestimmt werden.

Das bedeutet, dass alle Teilnehmer am Netz (Erzeuger, Verbraucher Speicher und Sektorenwandler) in ein System der Netzstabilität eingebunden werden müssen.

Zell-Manager sind für ein **präventives Netzsicherheitsmanagement** zuständig. In der Aufbauorganisation des Netzes wird die Stelle des Zell-Managers geschaffen, der die Verantwortung für die Abläufe und Prozesse in seinem Netzgebiet hat. Momentan hat die Leitwarte eines Netzbetreibers im Rahmen des Netzsicherheitsmanagement bei einem Engpass im Netz die Optionen Erzeuger ab zu regeln oder Reservekraftwerke zu starten. Im äußersten Fall müssen Erzeuger, Verbraucher, oder Netzteile um- oder abgeschaltet werden. Die Anzahl von Eingriffen durch Leitwarten steigt immer mehr [4].

Die Vision im zellularen Ansatz ist alternativ zu solchen „harten“ Eingriffen ein „weicheres“, präventives Netzsicherheitsmanagement möglich zu machen, welches Abnehmern eigenständig die Möglichkeit gibt eine Residuallast- und Blindleistungsbilanzvorgabe zu erfüllen. Zu Grunde liegt das Subsidiaritätsprinzip.

Wird ein unerwartet auftretender Regelfehler nicht vollständig von passiv und aktiv stabilisierenden Betriebsmitteln behoben, muss der Zell-Manager präventiv dafür sorgen, dass Betriebsmittel und Leitungen im Netz nicht überlastet werden. Der Zell-Manager kann bei einer absehbaren Überlastung die zu deckende Residuallast und die Blindleistungsbilanz an einem Netzknoten für alle relevanten Erzeuger, Speicher, Energiewandler, Verbraucher und nachgelagerten Zell-Managementsystemen vorgeben. Nachgelagerte Zellmanagementsysteme können eigenständig entscheiden, welche Maßnahmen sie ergreifen, um die Residuallast zu decken und die Blindleistungsbilanz zu erfüllen.

Eine Zelle mit Residuallast- und Blindleistungsvorgabe aktiviert damit selbst die notwendigen Flexibilisierungspotenziale in ihrem Netzgebiet.

Zellcluster-Manager können wiederum die Residuallast und Blindleistungsbilanz für das Netzsicherheitsmanagement im Zellverbund vorgeben und vermitteln damit zwischen mehr und weniger stabil gemanagten Zellen, die sich gegenseitig stützen können.

Die Reaktionsverzögerung auf einen unerwartet auftretenden Regelfehler beträgt im fertigen System wahrscheinlich ca. 1 Minute. Grundlage dieses präventiven Netzsicherheitsmanagements sind die in **Kapitel 4.2.1.** genannten Prognosen der Erzeuger, Verbraucher und der Flexibilitätsoptionen, aber auch die Echtzeit-Entwicklungen der Messwerte an den Betriebsmitteln im Netz der jeweiligen Zelle. Ein Zell-Manager darf Residuallast und Blindleistungsbilanz nur bei der unmittelbaren Bedrohung einer Überlastung von Betriebsmitteln vorgeben. Sollte dies nicht der Fall sein, werden Lastflüsse allein durch Marktmechanismen bestimmt.

Mit einem präventiven Netzsicherheitsmanagement werden kostenintensives Redispatchmanagement und Abschaltungen verhindert. Für jedes Zellen-Management gilt, dass die optimale Struktur einer leittechnischen Einrichtung erreicht ist, wenn man die Struktur des zu überwachenden Prozesses vollständig nachgebildet hat. Jede Information sollte in der Ebene bearbeitet und aufbereitet werden, in der dies zum ersten Mal möglich ist (siehe auch [1]).

Marktmechanismen regeln aufbauend auf der Gewährleistung der Netzstabilität durch präventives Netzsicherheitsmanagement die weiteren Energieflüsse. Ein Marktplatz lässt sich auf internationaler oder entsprechend zellulärer Ebene (siehe **Abbildung 4-1**) realisieren. So sind auch regionale und lokale Submärkte denkbar (für weitere Information siehe [5]). Generell ist es auch vorstellbar, dass das präventive Netzsicherheitsmanagement monetarisiert wird. In dem Fall wäre eine Art Marktnetzampel mit folgenden Stufen denkbar:

- Grün: keine Einschränkungen, Vermarktung auf überregionalen Marktplätzen (z.B. EEX)
- Gelb: Aktivierung von zusätzlicher, zellinterner Vergütung oder Tarifierung von Erzeugern oder Verbrauchern zur Stabilisierung lokaler Cluster. Langfristig entstehende Kosten oder Erträge könnten auf das Netzentgelt umgelegt werden. Regionale Marktplätze können einzelne Zellen sein oder mehrere Zellen der jeweiligen Zellebene (siehe **Abbildung 4-1**) umfassen.
- Rot: Marktmechanismen werden vollständig abgestellt, Zellmanager übernehmen volle Kontrolle und schalten als letztes Mittel bedarfsgerecht und diskriminierungsfrei ab

Ist andererseits kein unerwartet auftretender Regelfehler vorhanden, können Netzbetriebsmittel dennoch überlasten. Beispielsweise können Lastflüsse durch Marktmechanismen Betriebsmittel zwischen Erzeuger und Verbraucher auch ohne auftretende Regelfehler überlasten. Dort kann folgende Handlungskette bestimmt werden:

- Wenn Marktmechanismen zu einer Überlastung eines Betriebsmittels führen, dann versucht der Zell-Manager das Problem mittels präventiven Netzsicherheitsmanagements zu lösen.
- Wenn ein präventives Netzsicherheitsmanagement das Problem nicht löst oder zu langsam wirkt, dann greifen automatisch stabilisierende Betriebsmittel ein, um zu einem stabilen Betriebspunkt zurückzukehren.

4.2.3 Abweichung vom Normalbetrieb

Die Abweichung vom Normalbetrieb beschreibt das Verhalten im zellularen Energiesystem bei Störungen, Notfällen und ungeplanten Schaltzuständen.

Bei dem Umbau des Energiesystems ist vor allem auch auf die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Stromversorgung zu achten. Wesentliche gesellschaftliche Infrastrukturen hängen zunehmend vom Stromsektor ab. So kann ein langandauernder und großflächiger Stromausfall die flächendeckende und bedarfsgerechte Versorgung der Bevölkerung mit (lebens-) notwendigen Gütern und Dienstleistungen unterbrechen. Eine solche Situation ist eine Gefährdung der öffentlichen Sicherheit [6].

Für Störfälle ist es prinzipiell möglich, dass Zell-Manager auch für die autarke Weiterversorgung der Zelle als Inselnetz sorgen können. Mögliche Handlungspfade zwischen Verbund- und Inselnetzbetrieb sind in **Abbildung 4-5** gezeigt.

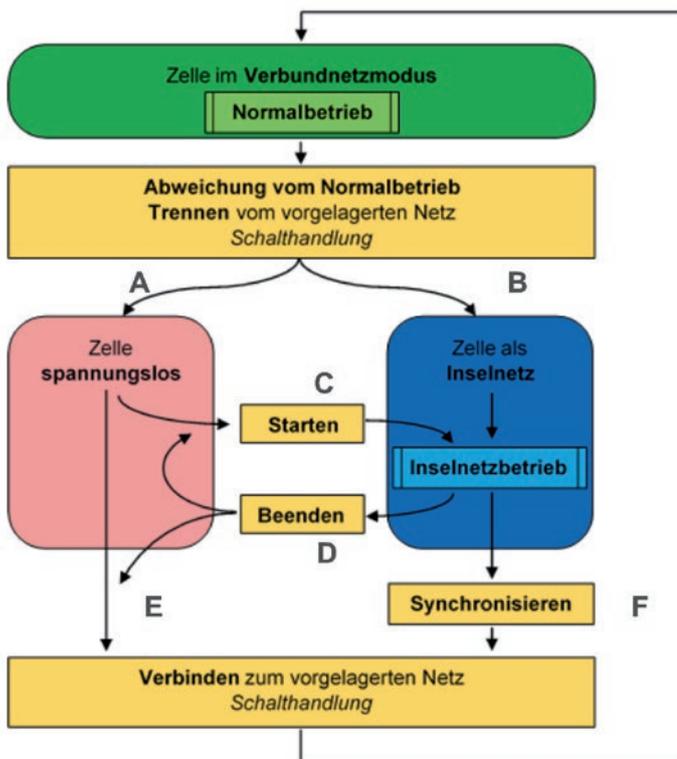


Abbildung 4-5: Handlungspfade einer Zelle oder Zellcluster in und aus einem Inselnetzbetrieb bei Abweichungen vom Normalbetrieb

Der Inselnetzbetrieb im zellularen Energiesystem soll nur im Notfall eine Option sein. Im Normalfall sind der Verbundbetrieb und die Solidarität die Regel. Der Inselnetzbetrieb lässt sich entweder unterbrechungsfrei (Pfad B) oder mit Versorgungsunterbrechung und anschließendem Schwarzstart (Pfad A, C) herstellen. Ebenso lässt sich der Normalbetrieb im Verbundnetzmodus entweder unterbrechungsfrei (Pfad F) oder durch eine spannungslose Zuschaltung (Pfad D, E) wiederherstellen. Pfad B>F ist dabei immer zu bevorzugen. Dies bringt jedoch mit sich, dass bei Pfad B auftretende Netztransienten minimiert oder kompensiert müssen. Außerdem muss der Zell-Manager bei Pfad F fähig sein, eine Resynchronisation durchzuführen.

Dieses Kapitel beschränkt sich auf die Kriterien für den Verbleib im Verbundnetz und für die Entkopplung von Teilnetzen. Kriterien für den Inselnetzbetrieb und das erneute Verbinden zum Verbundnetzbetrieb soll Gegenstand weiterer Arbeiten werden.

Fest steht, dass neue **Kriterien für die Trennung von Teilnetzgebieten** benötigt werden. In aktuellen Regelungen zum Netzschutz ist kein kontrollierter Inselnetzbetrieb abgetrennter Netzgebiete vorgesehen oder berücksichtigt.

Eine **frequenz- und spannungsabhängige Abschaltung** nach heutiger Vorgabe lässt sich nur schwer mit dem im zellularen Ansatz optionalen Inselnetzbetrieb vereinbaren. Für eine Trennung bei Unterfrequenz wird deshalb ähnlich zur VDE-AR-N 4110 eine frequenzabhängige Kennlinie zur Einregelung der Residuallast von Energiezellen durch den Zell-Manager vorgeschlagen. Diese Kennlinie soll sich je nach Netzebene unterscheiden, sodass bei einer Störung zuerst in Übertragungsnetzen geschaltet wird und sich möglichst große und stabile Inselnetze herauslösen. Erst nach weiterer Eskalation sollen bei einer Störung in jeweils niedrigeren Netzebenen Notinselnetze gebildet werden. Dafür müssen die jetzigen Abschaltbedingungen jedoch angepasst werden.

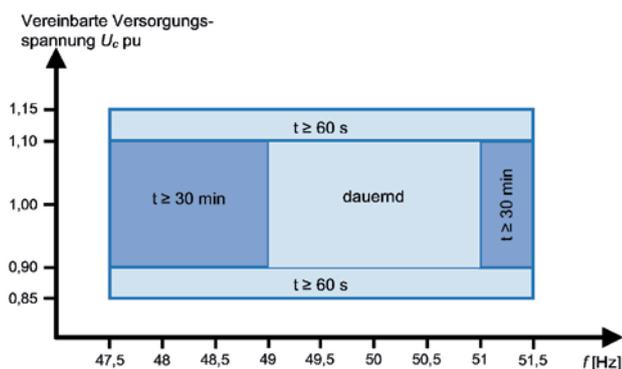


Abbildung 4-6: Anforderungen an den quasistationären Betrieb von Erzeugungsanlagen (eigene Darstellung analog zu VDE-AR-N 4110)

Die Frequenz- und Spannungsbänder in **Abbildung 4-6** müssen um zusätzliche Bänder erweitert werden, damit sich eine Zelle oder ein Zellcluster im Inselbetrieb fangen und stabilisieren kann. Damit lässt sich im zellularen Energiesystem eine mehrstufige Versorgungsredundanz realisieren.

Bei der **Trennung durch Fehler- oder Kurzschlussabschaltungen** im Netz müssen zwei grundlegende Fehlermöglichkeiten berücksichtigt werden:

- Fehler in Richtung des nachgelagerten Netzes: Möglich wäre eine Netztrennung in Schnellzeit. Dabei muss jedoch das Thema der Selektivität noch weiter ausgearbeitet werden.
- Fehler in Richtung des vorgelagerten Netzes: Empfiehlt sich, wenn eine schnelle Trennung möglich ist. Die Bereitstellung von Kurzschlussleistung muss in diesen Zusammenhang jedoch noch näher betrachtet werden.

Ein grundsätzliches Problem bei der dezentralen Erzeugungsstruktur ist, dass von beiden Seiten ein Fehlerstrom zum Fehlerpunkt im Netz getrieben wird, wodurch die Detektion erschwert wird. Gegebenenfalls müssen neuartige Schutzkonzepte entwickelt und angewandt werden, die z.B. Kurzschlüsse über Spannungseinbrüche detektieren. Grundsätzlich gilt jedoch, dass eine Netztrennung immer nur das letzte Mittel sein darf, um einen Zusammenbruch der jeweiligen Zelle durch vorgelagerte Störungen zu vermeiden.

Im Zuge der Umsetzung von zellularen Energiesystemen mit Inselnetzfähigkeit für den Notfall gibt es einige Aspekte, die einen Übergang in den geregelten Inselnetzbetrieb behindern:

- **Inselnetzkerkennungen** (z.B. basierend auf Frequenzshift- oder Impedanzmessung) dürfen keine Abschaltung von dezentralen Erzeugungsanlagen bewirken. Es wäre zu untersuchen, ob die Funktionen an den betroffenen Anlagen z.B. auf die Frequenzsteifigkeit oder Impedanz des kleinstmöglich regulierbaren Inselnetzes angepasst werden können.
- **Eigentumsgrenzen und Sternpunktbehandlung:** Inselfähige Netze werden immer an die Eigentumsgrenzen des jeweiligen Netzbetreibers/Kunden gebunden. So besitzen untergeordnete Netzbetreiber/Kunden in der Regel nur einzelne Zuleitungen zum Umspannwerk und haben damit keinen Zugriff auf den Umspanntransformator bzw. den Sternpunkt des Netzes. Bei einer Inselnetzschtaltung würde dementsprechend der Sternpunkt abgeschaltet werden.

Die folgenden Fragestellungen müssen in zukünftigen Studien weiter untersucht werden:

- Wie kann im Inselnetz der Sternpunkt behandelt werden?
- Wie kann die Erdschlusskompensation weiter funktionieren?
- Wie schafft man eine Resynchronisation ohne zentralen Netzbildner?

4.2.4 Zusammenfassung – Betrieb zellularer Energiesysteme

Das zellulare Energiesystem wird durch dezentrale Managementsysteme gestützt. Sogenannte Zell-Manager besitzen die Kontrolle über eine begrenzte, lokal verknüpfte Infrastruktur, in der Erzeuger, Verbraucher, Speicher und Wandler inbegriffen sein können. Zell-Manager, die wiederum andere Zellen enthalten und verwalten, kann man auch als Zellcluster-Manager bezeichnen. Die logische Zellstruktur kann/muss sich dabei weitgehend von der physikalischen Struktur der Netze ableiten. Jede Information sollte in der Ebene bearbeitet bzw. aufbereitet werden, an der dies zum ersten Mal möglich ist. Verbundene Clustermanager haben dadurch genaue Informationen über den Netzzustand und das Flexibilitätspotential des Zellclusters.

Zellen sollen möglichst allein durch automatische Abläufe dezentraler Anlagen stabilisiert werden.

Alle Anweisungen an Erzeuger, Speicher und Verbraucher, die an das Netz angeschlossen sind, haben grundsätzlich höchste Priorität. Dazu zählen die Bereitstellung passiv stabilisierender Betriebsmittel als auch der Abruf aktiv stabilisierender Betriebsmittel.

Die Energieflüsse werden über einen internationalen und vielleicht zellularen Markt mit regionalen und lokalen Submärkten geregelt. Die lokale Netzsituation muss bei diesen Marktmechanismen berücksichtigt werden.

Prinzipiell ist es demnach möglich, dass sich Zellen im Notfall auch autark als Inselnetz weiterversorgen können. Der Inselnetzbetrieb im zellularen Energiesystem soll nur im Notfall eine Option sein. Im Normalfall sind der Verbundbetrieb und die Solidarität die Regel.

Textstelle	Zuständigkeit	Vorbereitende Maßnahmen für Roadmaps
4.2.1	Forschung / Industrie	Entwicklung eines optimalen Zell-Managers
4.2.2	Forschung / VNB / Dienstleister / Industrie / alle Netznutzer	Netznutzer und -betreiber müssen befähigt, werden Systemdienstleistungen bereitzustellen (automatische Stabilisierung und präventives Netzsicherheitsmanagement)
4.2.3	ÜNB / BNetzA / Politik	Definition von Kriterien für die Trennung von kontrollierten / gemanagten Inselnetzen
4.2.3	Forschung / Netzbetreiber	Entwicklung von neuen Netzschutzkonzepten (auf Grund der bidirektionalen Energieflüsse)
4.2.3	Forschung / Netzbetreiber	Verfahren zur Inselnetzerkennung an den zellularen Betrieb anpassen

Tabelle 4-3: Zusammenfassung der Maßnahmen und Zuständigkeiten

Literatur zu Abschnitt 4.2:

- [1] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.: Schutz und Automatisierung in aktiven Verteilnetzen, Frankfurt am Main, 2016
- [2] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: Praxis-Leitfaden für unterstützende Maßnahmen von Stromnetzbetreibern, Berlin, 31. Oktober 2014
https://www.bdew.de/media/documents/Awh_20141031_BDEW-VKU-Leitfaden-Massnahmen-Stromnetzbetreiber-3-0.pdf
- [3] Waffenschmidt, E.: Netzregelung mit LED-Lampentreibern für zukünftige Stromnetze ohne rotierende Massen, 4. Ottilien-Konferenz „Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien“, Berlin, 2017
- [4] Bundesnetzagentur: Monitoringbericht 2018, 2018
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2018/Monitoringbericht_Energie2018.pdf?__blob=publication-File&v=3
- [5] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.: Regionale Flexibilitätsmärkte – Marktbasierte Nutzung von regionalen Flexibilitätsoptionen als Baustein zur erfolgreichen Integration von erneuerbaren Energien in die Verteilnetze, Frankfurt am Main, 2014
- [6] Petermann, T.; Bradke, H.; Lüllmann, A.; Poetzsch, M.; Riehm, U.: Was bei einem Blackout geschieht – Folgen eines langandauernden und großflächigen Stromausfalls, Nomos Verlag, Berlin, 2011

4.3 Sektorenkopplung – Voraussetzungen für den Einbau von Energiewandlern

Jens Hüttenrauch, Finn Grohmann, Philipp Jahnke

4.3.1 Herausforderungen im Zellularen Energiesystem

Die Herausforderungen im Energiesystem liegen, aufgrund der Verteilung der Potenziale der erneuerbaren Energien und deren weitestgehend volatiler und bedarfsunabhängiger Erzeugung, sowohl in der räumlichen als auch der zeitlichen Differenz zwischen Energiebereitstellung und -bedarf, vor allem in den Stromnetzen. Während den räumlichen Aspekten mit Stromnetzausbau auf allen Ebenen begegnet wird, erfordert die zeitliche Diskrepanz Möglichkeiten zur kurzfristigen Verschiebung des Bedarfs (z.B. Demand Side Management) und zur kurz- bis langfristigen Speicherung von überschüssiger Energie.

Darüber hinaus sind zur Dekarbonisierung des gesamten Energiesystems Technologien zur Sektorenkopplung erforderlich, um Strom aus Erneuerbaren Energien auch in den Sektoren Wärme und Mobilität einsetzen zu können. Neben den rechtlichen Voraussetzungen, welche in diesem Beitrag nicht näher betrachtet werden, müssen für den Einbau von Speichern eine Reihe von technischen Voraussetzungen erfüllt werden. Dies trifft im Allgemeinen auf Sektorenkopplungstechnologien wie Power-to-Gas zu. Im Zellularen Energiesystem gibt es darüber hinaus noch weitere Aspekte zu berücksichtigen.

4.3.2 Übersicht Energiespeicher und -wandler

Die verschiedenen Arten von *Energiespeichern* und *-wandlern* unterscheiden sich signifikant hinsichtlich der zugrundeliegenden Technologie, Leistung und Kapazität und somit auch hinsichtlich des Nutzens für die jeweilige Energiezelle und den Zellverbund, sowie der Netzebene, in die sie eingebunden werden können. Eine Übersicht über die möglichen Speicherkapazitäten und Ausspeicherdauern

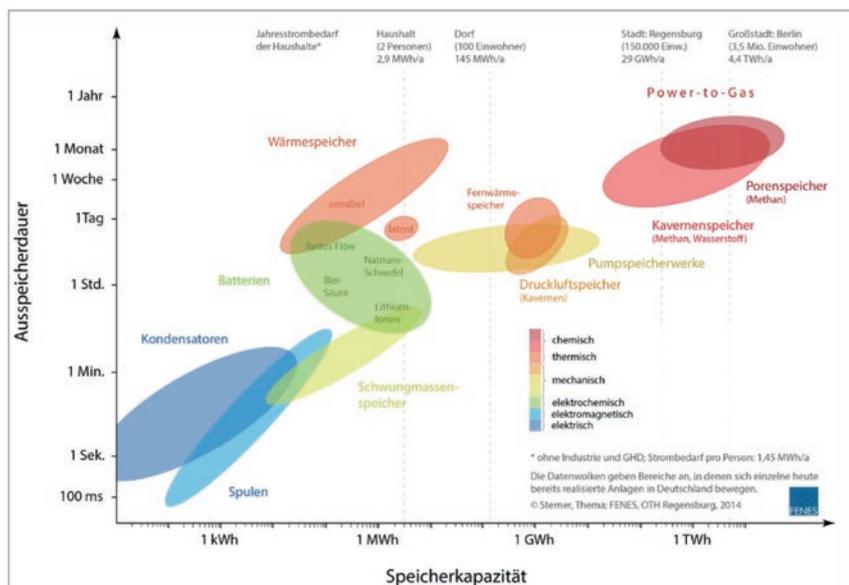


Abbildung 4-7: Speichertechnologien [1]

Im Folgenden werden die wesentlichen Energiespeicher und -wandler hinsichtlich ihrer Kapazitäten, Leistungsklassen und des jeweiligen hauptsächlichlichen Einsatzzweckes dargestellt.

Speicher

Schwungmassenspeicher sind neben *Spulen* und *Kondensatoren* Kurzzeitspeicher. Der Einsatz von Kurzzeitspeichern dient der Netzstabilisierung (Ausgleich kurzzeitiger Leistungs- und Spannungsschwankungen). Dies ist im direkten Netzbetrieb (fluktuierende Einspeisung durch Erneuerbare Energien) essentiell [2].

Der Einsatz von *Batteriespeichern* erfolgt vorwiegend im untertägigen Bereich, z.B. zum Ausgleich schwankender PV-Stromerzeugung.

Pumpspeicherwerke zählen ebenso wie *Druckluftspeicher* zur Kategorie der Langzeitspeicher. Der Einsatz der mechanischen Speicherung erfolgt u.a. bei der untertägigen Spitzenbedarfsdeckung bis hin zum Wochenbereich.

Wärmespeicher sind thermische Speicher, welche z.B. in Einfamilienhäusern in Kombination mit Wärmepumpen oder Solarthermieanlagen eingesetzt werden. Wärmespeicher werden sowohl zur Überbrückung der fluktuierenden Wärmebereitstellung mittels Wärmepumpen oder Solarthermie, als auch in Wärmenetzen, die mit thermischer Energie aus EE-Überschussstrom gespeist werden, eingesetzt.

Gasspeicher sind langfristige Reservespeicher, welche neben ihrem Einsatz zur Kostenoptimierung, den saisonalen Ausgleich zwischen Sommer und Winter in der Gasversorgung herstellen können (Sommer: vorrangige Einspeisung, Winter: Ausspeisung).

Wandler und Kopplungselemente

EE-Strom kann mittels *Power-to-Gas-Anlagen* in chemische Energie (Wasserstoff und Methan) umgewandelt und so über Tage, Wochen und Monate zwischengespeichert sowie allen anderen Sektoren als Kraft-/Brennstoff zur Verfügung gestellt werden.

Die *Wasserstoffmobilität* und *Gasmobilität* sind Technologien zur Dekarbonisierung des Verkehrssektors. Durch Erdgas wird bereits eine hohe Emissionseinsparung realisiert, welche durch die Nutzung von Erneuerbaren Gasen weiter erhöht wird.

Flüssigkraftstoffe bieten die Möglichkeit der Dekarbonisierung des Verkehrssektors. Mit *Power-to-Liquids* (PtL) werden Wasser und Kohlenstoffdioxid mittels elektrischer Energie (EE-Strom) in mehreren Stufen zu flüssigem Kraftstoff umgewandelt.

KWK-Anlagen (Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen) sind als Kopplungselement zwischen Gasnetz und Stromnetz sowie Gasnetz und Wärmenetz ein wichtiger Baustein des künftigen Energiesystems [3]. Durch den Einsatz von erneuerbaren statt fossilen Brennstoffen (Biogas, Biomasse und EE-Wasserstoff) kann zudem die Dekarbonisierung des Strom- und Wärmesektors gesteigert werden. Ein stromnetzdienlicher Betrieb erfolgt, wenn KWK-Anlagen stromgeführt eingesetzt werden.

Elektrofahrzeuge (Power-to-Mobility) ermöglichen die Kopplung von Strom und Mobilität. Deren Batterien, können im untertägigen Bereich während des Ladevorgangs auch zur Netzentlastung eingesetzt werden.

Power-to-Heat (PtH), d.h. die Umwandlung von Strom (bevorzugt Überschussstrom aus Erneuerbaren Energien) in Wärme, kann im Bedarfsfall das Stromnetz entlasten und trägt zudem positiv zur Dekarbonisierung des Wärmesektors bei.

Der größten Herausforderung im Rahmen der Energiewende steht durch steigende, volatile und dezentrale Einspeisung das Stromverteilnetz gegenüber. KWK, Power-to-Heat und Power-to-Gas stehen als Technologien zur Sektorenkopplung und damit zur Entlastung in den NS- und auch MS-Netzen durch Energieumwandlung zur Verfügung. Auch im Mobilitätsbereich ist durch Power-to-Mobility, Wasserstoffmobilität und Power-to-Liquids eine Netzkopplung in den unteren Netzebenen möglich.

Im durch Off- und Onshore-Windanlagen geprägten HöS- und HS-Netz reduziert sich der mögliche Einsatz von Energiewandlern auf Power-to-Gas- und KWK-(GuD-)Anlagen. Die Power-to-Gas-Technologie mit der Möglichkeit der saisonalen Speicherung unter Nutzung der bestehenden Gasinfrastruktur bietet eine wichtige Flexibilitätsoption.

4.3.3 Rolle der Energiespeicher und -wandler im zellularen Energiesystem

Energiespeicher und -wandler spielen in einem zellularen Energiesystem für die Kopplung der Energienetze und -sektoren eine zentrale Rolle: Strom, Gas, Wärme und Mobilität, zur Erhöhung der intrazellularen (zellinternen) Flexibilität und des Eigenversorgungsgrads, sowie bei der Minimierung des Energieaustauschs mit angrenzenden und überlagerten Zellen.

Zur Erreichung der Zielstellung eines hohen Anteils an EE zur Energieversorgung in allen Sektoren (hoher Eigenversorgungsgrad), müssen die jeweiligen Vorteile der verschiedenen Energiesektoren genutzt und kombiniert werden. Getragen durch die Technologien zur Energieerzeugung, Energieverbrauch, Energiespeicherung und -wandlung ergibt sich je nach verfügbaren Netzen und Technologien eine zuverlässige, von hohem Anteil an EE durchdrungene und optimierte Energieversorgung.

4.3.4 Technische Voraussetzungen für den Einbau von Speichern bzw. Energiewandlern und Sektorenkopplung

Im Gas- und Stromnetz muss der optimale Standort und die jeweilige Größe von Power-to-Gas-Anlagen geklärt werden, um das Optimum zwischen Gasproduktion, Stromnetzentlastung, Netzdienlichkeit und Aufnahmekapazitäten ins Gasnetz zu finden. Hierzu ist eine gemeinsame Netzplanung erforderlich, um zu ermitteln welche Kapazitäten, die laut Studien bis zu mehreren Hundert GW an Power-to-Gas bis 2050 betragen müssen¹, an den volkswirtschaftlich sinnvollsten Standorten zu bauen sind.

Es ist eine Netzautomatisierung erforderlich, welche die Einhaltung der zulässigen Netzbetriebsgrenzen auch spartenübergreifend sicherstellt, darüber hinaus aber auch die vorhandenen Speicher und Wandler, inkl. der Sektorenkopplungselemente, automatisiert einsetzen kann, unter Berücksichtigung von deren Begrenzungen hinsichtlich u. a. Leistung und Kapazität. Für die Kommunikation zwischen den verschiedenen Netzen, Speichern und Wandlern werden entsprechende Schnittstellen und Kommunikationsprotokolle benötigt, sowie auch eine geeignete Kommunikationsinfrastruktur.

Im Stromnetz müssen alternative Flexibilitätsoptionen als Mittel zur Stromnetzentlastung anstelle von Stromnetzausbau geprüft und finanziell für Netzbetreiber vergütet werden.

Im Gasnetz muss die Wasserstofftoleranz bis zu einem technisch/ökonomisch vertretbaren Level erhöht werden, um höhere Anteile des energetisch und ökonomisch günstiger herstellbaren Wasserstoffes über die Gasnetze transportieren zu können. Hierzu müssen ebenfalls die gegenüber Wasserstoff sensiblen Gas-Verbraucher angepasst werden. Die Einspeisung von aus Erneuerbaren Energien gewonnenem Methan (EE-Methan) ist unkritisch.

Die Normungsinstitutionen müssen die Technische Sicherheit gewährleisten, als Energieanlage fällt dies laut dem Energiewirtschaftsgesetz auf Stromebene dem VDE/DKE und auf Gasebene dem DVGW zu. Der AGFW stellt ein Regelwerk zur Fernwärmeversorgung bereit.

Zuständigkeit	Vorbereitende Maßnahmen für Roadmaps
Netzbetreiber	Ausrollen digitaler Schnittstellen zwischen Strom- Gas- und Wärmenetz
Netzbetreiber Strom/Gas	Gemeinsame Planung von Netzentwicklungsplänen
DVGW/Netzbetreiber	Erhöhung der Wasserstofftoleranz des Gasnetzes um höhere Mengen Wasserstoff aufzunehmen
DVGW/VDE/DKE/AGFW	Sicherstellen der Technischen Sicherheit durch Technische Regeln

Tabelle 4-4: Zusammenfassung der Maßnahmen und Zuständigkeiten

Literatur zu Kapitel 4.3:

- [1] Sterner, M.; Stadler, I.: Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration, Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, 2014
- [2] Mahnke, E.; Mühlenhoff, J.: Renwes Spezial – Ausgabe 57, Agentur für Erneuerbare Energien e.V., Berlin, 2012
- [3] AGSI: <https://agsi.gie.eu/#/> [Zugriff am 19.09.2018]
- [4] Nitsch, J.: Die Energiewende nach COP 21 – Aktuelle Szenarien der deutschen Energieversorgung, Kurzstudie für den Bundesverband Erneuerbare Energien e.V., 7. März 2016 https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/Joachim_Nitsch_Energiewende_nach_COP21_Langversion.pdf [Zugriff am 22. September 2017]
- [5] Göbelbecker, J.: Chemietechnik, 17. April 2018 <https://www.chemietechnik.de/kraftstoffe-aus-power-to-liquid-verfahren/> [Zugriff am 06. September 2018]

4.4 Digitalisierung im zellularen Energiesystem

Guido Remmers

Die rasant steigende regenerative Erzeugungsleistung muss ohne Gefährdung der Netzstabilität sicher ihre Abnehmer erreichen. Im Übertragungsnetz werden dazu die Stromautobahnen ausgebaut. Der Großteil der Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien (ca. 95 %) erfolgt aber auf Ebene der Verteilnetze (siehe [1] Abschnitt 1). Hier kann eine Zellulare Struktur unter der Voraussetzung einer geeigneten Prozessanbindung das Netz stabilisieren bzw. einen weiteren Netzausbau ggf. vermeiden oder verzögern.

4.4.1 Die Ausgangssituation in den Mittel- und Niederspannungsnetzen

Der Umfang der Digitalisierung im Mittelspannungsnetz ist heute beschränkt auf Umspannanlagen (110 kV/Mittelspannung), größere Übergabestationen und wenige Ortsnetzstationen. Die Berechnungsmethoden außerhalb dieser Anlagen beruhen daher traditionell weitestgehend auf Schätzungen im Rahmen von Knotenlastanpassungen. Erschwert werden diese Berechnungen durch den heute erheblichen Einfluss der erneuerbaren Erzeugungsleistung, die in vielen Fällen mit Hilfe von Referenzanlagen ebenfalls nur abgeschätzt werden kann.

Das Niederspannungsnetz ist aktuell nur sehr selten in Netzleitsystemen sichtbar. Dies erfolgt mehr aus informativem Charakter durch Import aus GIS-Systemen zur Verbesserung der Störungsanalyse. Weder Netzführung noch Netzberechnungen sind heute in der Niederspannung etabliert.

Für den Betrieb zellulärer Strukturen sind damit heute nahezu keine bestehenden Informationskanäle vorhanden. In diesem Abschnitt soll daher gezeigt werden, welche Aktivitäten im Rahmen der Digitalisierung auf allen Ebenen eines zellularen Energiesystems angestoßen werden müssen, damit die dezentrale Regelung der Energieflüsse über Zell- und Sektorengrenzen hinweg umgesetzt werden kann.

Wie in der Einleitung zu **Kapitel 4** beschrieben, ist das Energiezellenmanagementsystem (EZM) der Kernbaustein einer Energiezelle. Das EZM regelt dabei automatisch sämtliche Energieflüsse innerhalb der Zelle und „verhandelt“ außerdem Energieangebot und -bedarf mit vorgelagerten oder benachbarten Zellen. Das EZM muss damit in der Lage sein, alle relevanten Informationen von Verbrauchern, Erzeugern und Energiewandlern bzw. Speichern einer Zelle zu erfassen, zu verarbeiten und zu verwalten. Wesentlich ist der Austausch von Daten und Informationen mit externen IT-Systemen von benachbarten bzw. vorgelagerten Zellen, Energiemarktteilnehmern und Prognosesystemen (Last- oder Wetterprognosen). Während für das Energiemanagement innerhalb einer Zelle bereits zahlreiche individuell entwickelte Lösungen existieren (siehe **Kapitel 5**), sind für die Kommunikation mit externen IT-Systemen Mechanismen (Softwarebausteine) zu entwickeln, die einen (zuverlässigen, sicheren und dem Datenschutz gerecht werdenden, diskriminierungsfreien Zugriff erlauben.

Die Mechanismen selbst sind nicht neu, sie werden seit vielen Jahren u.a. im Geldwirtschaftsverkehr, der Logistik oder in automatisierten Produktionsanlagen der Halbleiterindustrie eingesetzt. Beim Aufbau einer sicheren Verbindung unabhängig (= zellular) arbeitender IT-Systeme werden dort u.a. Technologien zur Absicherung von Transaktionen (z.B. Blockchains) oder Authentifizierungs- und Autorisierungsmechanismen eingesetzt.

So dürfen von einer Zelle nur Informationen an andere Systeme weitergegeben werden, wenn sich diese Systeme zuvor an der Zelle anmelden (= authentifizieren) und durch das EZM entsprechend zur Kommunikation autorisiert werden. Die Zelle wird auch nach Autorisierung nur solche Informationen austauschen, die für die Kommunikation bzw. für die Transaktion mit dem externen System vorgesehen sind. Im Bedarfsfall können Informationen, die nach außen gelangen sollen zuvor aggregiert, anonymisiert oder sogar verschlüsselt werden. In jedem Fall ist vorgesehen, dass relevante Zellendaten und Informationen lokal erfasst, verarbeitet und auch lokal verwaltet (= gespeichert und archiviert) werden.

4.4.2 Aktuelle Entwicklungen und zukünftige Versorgungsaufgaben

Die zukünftige Versorgungsaufgabe ist durch folgende Entwicklungen geprägt:

- weiter steigende dezentrale Erzeugung insbesondere durch Wind-, Photovoltaik-, Biomasse- und KWK-Anlagen
- steigende Anzahl von Elektrofahrzeugen, die vom Netz geladen werden, möglichst auch mit der netzdienlichen Nutzung von Fahrzeugbatterien als Energiespeicher
- neue Stromspeichertechnologien im Netz und auch in den Haushalten
- zunehmender Roll-Out von Smart Metern
- hohe Anzahl von zeit- und lastflexiblen Tarifen
- Zunahme der Zahl Endkunden mit wachsendem Eigenversorgungsgrad, verbunden mit dem Einsatz smarterer Haustechnik und -geräte
- stark integrierter europäischer Energiemarkt.

Mit diesen Entwicklungen ist zukünftig auch ein höherer möglicher Grad an Steuerbarkeit insbesondere von Einspeisern aber auch des Lastverhaltens von Verbrauchern zu erwarten.

4.4.3 Potenziale durch dezentrale, verteilte Intelligenz

Der Betrieb von Zellen setzt ein Mindestmaß an Beobachtungs- und Steuermöglichkeiten voraus. Aufgrund der ungenügenden Ausgangssituation, ist die Forderung nach einer vollständigen Digitalisierung in den Mittel- und Niederspannungsnetzen illusorisch. Interessant ist jedoch die Frage nach den Minimalanforderungen an die Digitalisierung in zellularen Strukturen.

Dabei ist keine hundertprozentige Ausstattung aller Haushalte mit Mess- und Steuertechnik erforderlich. In bisherigen Forschungsarbeiten haben 5 bis 10 Prozent aller Messpunkte in einem Ortsnetz ausgereicht, um vollständige Transparenz über Spannungen und Ströme im Netz zu erhalten [2]. Dabei reichen Spannungsmessdaten von einem geringen Prozentsatz intelligenter Messsysteme bezogen auf die jeweilige Zahl von Anschlusspunkte zur Netzbeurteilung aus, sodass der Aufbau separater Messstellen im Netz nicht erforderlich ist. Voraussetzung ist jedoch die Zugriffsmöglichkeit des Netzbetreibers auf die ausgewählte Messdaten (Spannung).

Mit dieser minimalen Ausstattung der Mittel- und Niederspannungsnetze mit Mess-, Steuer- und Regelungstechnik kann klassischer Netzausbau vermieden werden. Die Spannungsverhältnisse werden in Abhängigkeit der Last- und Erzeugungsprognosen mithilfe von innovativer Technik gesteuert, z.B. regelbarer Ortsnetztransformator (RONT).

Das Herzstück der Zellstruktur bildet das Energiezellenmanagement (EZM) (siehe auch **Abbildung 4-1**). Dieses Gerät sammelt pro Zelle im einfachsten Fall alle notwendigen Informationen und ist mit Algorithmen ausgestattet, die in unterschiedlichen Szenarien eine möglichst eigenverbrauchsoptimierte Fahrweise der Zelle ermöglicht. Im zweiten Schritt kann auch die Kommunikation von Zellen untereinander abgebildet werden, wobei mit übergeordneten Algorithmen weitere Ausgleichsvorgänge möglich werden.

Mit dem EZM können u.a. folgende Ziele erreicht werden [2]:

- Netzoptimierung im Verteilnetz durch Steuerung von schwankenden regenerativen Einspeisungen und Lasten, wobei auch in der Niederspannung Erzeugungs- und Lastspitzen durch Lastverschiebung und bestenfalls sogar Zwischenspeicherung reduziert werden können
- Nutzung dezentral erzeugten „grünen Stromes“ direkt vor Ort
- Entlastung der Mittelspannungsnetze durch die Steuerungen im Ortsnetz
- Gezielte interzellulare Abregelung von Einspeiseanlagen bei Spannungsüberschreitungen bzw. Laden von Speichern
- Mit der EZM werden Leistungs- und Energiebilanz (Eigenversorgungsgrad) der Zelle sichtbar
- Die Steuerzentrale kann in günstigen Fällen (mind. Frequenzregeleinrichtung im Netz) für einen Schwarzstart der Zelle verwendet werden

Weitere Effizienz im Netz schaffen innovative Betriebsmittel wie RONT und fernsteuerbare NSP-Schalter an strategischen Stellen im Niederspannungsnetz. Fernsteuerbare Ladesäulen sind zur Leistungsreduzierung bei Netzengpässen einsetzbar. Auch diese Geräte werden vom Steuergerät geführt.

Wesentlich Voraussetzung für den erfolgreichen Betrieb der zellularen Struktur ist eine sichere Informations- und Kommunikationstechnik:

- Lichtwellenleiter (LWL)- und Powerline-Communication (PLC)-Netze sind wegen der zuverlässigen Übertragung großer Datenmengen für Mess- und Steuerungssysteme geeignet. Alternativ kann auf Funklösungen zurückgegriffen werden.
- Für vorausschauende Steuerung der Aktoren ist die Zugriffsmöglichkeit auf Wetterinformationen erforderlich.

4.4.4 Technische Aspekte beim Aufbau einer zellularen Steuerung

In **Abbildung 4-8** ist der prinzipielle Aufbau einer Zellstruktur dargestellt. Wesentliche Komponenten sind das EZM und die angebundenen Aktoren.

Die systemtechnische Basis kann ein Hutschienen geeigneter Rechner für industrielle Umgebungsbedingungen sein, der die Steuerungsalgorithmen beherbergt. Mit Standardschnittstellen kann auf die dezentralen Netzkomponenten auch im Niederspannungsnetz zugegriffen werden. Die Software ist sinnvollerweise als Baukasten mit Funktionsbibliotheken für die Implementierung von unterschiedlichen Algorithmen zu realisieren. Wichtigster Baustein ist immer ein Rechenkern für Lastflussberechnungen. Über die Webanbindung kann der aktuelle Status abgefragt und dargestellt werden.

Im Niederspannungsnetz können damit Schnittstellen z.B. zu folgenden Systemkomponenten genutzt werden:

- Sensoren und Aktoren im Niederspannungsnetz sowie in der Ortsnetzstation (Messpunkte, RONT, Niederspannungsschaltgeräte)
- Stationäre Speicher
- Ladesäulen (die Kommunikation geschieht über ein Backend-System)
- Home Energy Controller (HEC)
- Intelligente Zähler
- Wetterstation (auch als Webservice)

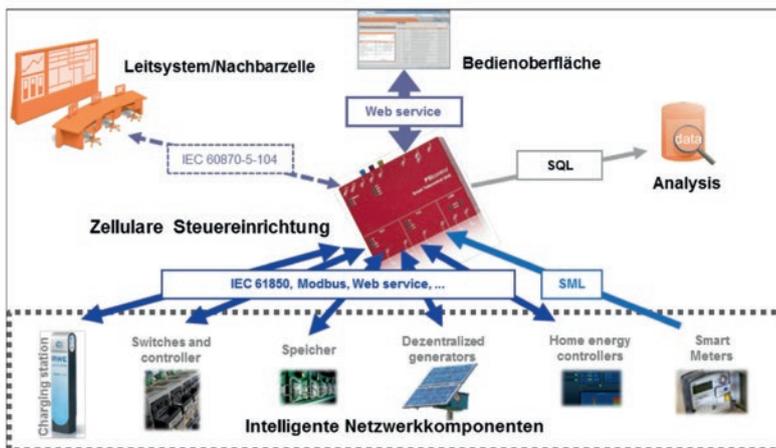


Abbildung 4-8: Konzeption des Energiezellenmanagement mit den intelligenten Komponenten

4.4.5 Wirkung der zellularen Steuereinrichtung

Ein Beispiel für die Wirksamkeit einer zellularen Steuereinrichtung wird in den folgenden beiden Grafiken verdeutlicht (**Abbildung 4-9**).

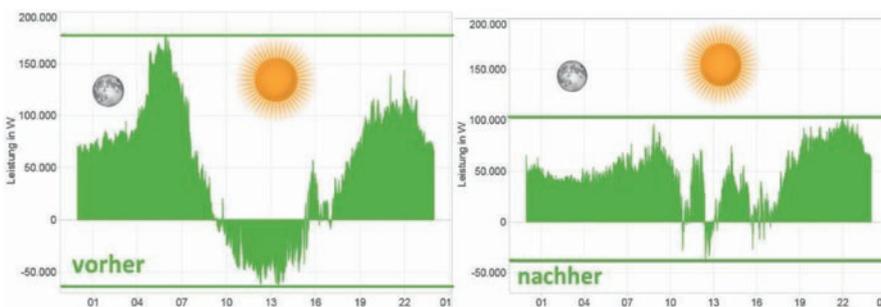


Abbildung 4-9: Prinzipielle Darstellung des Sommertagesleistungsflusses am Ortsnetztrafo mit und ohne zellulare Steuereinrichtung [4]

Eine zellulare Steuereinrichtung kann damit zu einer gleichmäßigen Netzauslastung durch die Nutzung von ansteuerbaren Lasten und Netzspeicher zur Zwischenspeicherung von überschüssiger Sonnenenergie führen. Hierdurch werden Last- und Erzeugungsspitzen reduziert und die Spannungen und Stromauslastungen im Ortsnetz verbessert.

Die Kurven lassen auf die Leistungs- und Energiebilanz einer Zelle schließen und stellen damit den Eigenversorgungsgrad der Zelle dar.

Zukünftig werden die Einzelzellen zu einem Gesamtsystem auf den unterschiedlichen Ebenen aggregiert. Flexibilität kann damit gebündelt und sowohl netz- als auch marktdienlich effizient eingesetzt werden.

4.4.6 Handlungsempfehlungen zum Thema Digitalisierung

Aus den vorangegangenen Abschnitten ergeben sich in tabellarischer Form folgende Handlungsempfehlungen, die sich Großteils auch in der Roadmap und den Studien der europäischen Initiative zur Digitalisierung in der Energieversorgung ETIP-SNET [5] wiederfinden (siehe **Tabelle 4-5**).

Textstelle	Zuständigkeit	Vorbereitende Maßnahmen für Roadmaps
4.4.1	VNB	Analyse des Mittelspannungsnetzes und Einbau von Messwerten in wenigen Ortsnetzstationen zur optimalen Beobachtbarkeit des Netzes
4.4.2	VNB	Ausrollen intelligenter Messzähler mit Zugriffsmöglichkeit u.a. auf Spannungswerte
4.4.3	VNB	Kommunikationsinfrastruktur zur Datenübertragung sowie zur Steuerung regelbarer Lasten implementieren
4.4.3	Systemanbieter (SW)	Agentenbasierte EMS (Energie Management Systeme) Softwarekomponenten und SCADA Systeme in modularer Bauweise zur Verfügung stellen
4.4.4	Systemanbieter (HW)	Hardware für robuste Umgebung mit geeignetem Schnittstellenpotential zur Verfügung stellen.
4.4.4	Systemanbieter (HW)	Hardware zur sicheren Kommunikation und Datenübertragung inklusive Installation und Service anbieten
4.4.5	Forschung	Entwicklung von Modellen zur Simulation des Systemverhaltens zellular geprägter Energiesysteme = Digital Twins. Solche können zur Planung und Auslegung zellulärer Systeme sowie für Vorhersagen (Last- bzw. Wetterprognosen) im Betrieb eingesetzt werden.
4.4	VDE DKE	Richtlinien und Regelwerke zur sicheren Kommunikation und für sichere Transaktionen im Betrieb herausgeben
4.4	Gesetzgeber	Datenschutz: Verwendung von Prosumer-Messdaten für den Netzbetrieb ermöglichen

Tabelle 4-5: Handlungsempfehlungen zum Thema Digitalisierung

Der Zugriff auf die Daten intelligenter Messzähler (**4.4.2**) muss in diesem Fall nicht zwingend auf der Niederspannungsebene erfolgen. Möglich ist auch eine Aggregation der Daten in der Niederspannung auf die topologisch zugehörige Ortsnetzstation als Summenwert.

Bei den Softwarebausteinen und SCADA Systemen (**4.4.3**) sind die entsprechenden Security-Aspekte zu beachten. Dies gilt insbesondere für den die Wartung der Systeme, die einheitlich über zentrale Server (siehe auch **Kapitel 4.5**).

Literatur zu Kapitel 4.4:

- [1] BMWi: Moderne Verteilnetze für Deutschland (Verteilernetzstudie, Abschlussbericht), Forschungsprojekt 44/12, Berlin, 2014
- [2] Innogy-Broschüre „Umschalten auf Energiewende. Ergebnisse des Smart-OperatorProjekts“, Juli 2017
- [3] CIRED – International Conference on Electricity Distribution Paper 1111 „SMART OPERATOR, THE PROJECT FOR THE EFFICIENT CONTROL AND MONITORING OF THE LOW-VOLTAGE GRID“, Lyon, 15-18 June 2015
- [4] Innogy-Broschüre „Smart Operator Intelligenz für mehr Effizienz im Netz“, 08.10.2018
- [5] ETIP-SNET Studie „Digitalization of the Energy System and Customer Participation“, European Technology & Innovation Platforms (ETIP) - Smart Networks for Energy Transition (SNET) publication, Brussels, Vienna Utility Week 2018
<https://www.etip-snet.eu/publications/etip-publications/>

4.5 Informationssicherheit in zellularen Energiesystemen

Gerhard Jost

Die Informationssicherheit erlangt in zellularen Energiesystemen eine sehr große Bedeutung, da die Kommunikationsstrukturen mit der wachsenden Anzahl von einzubindenden Anlagen zunehmend komplexer werden. Dabei sind die Sicherheitsanforderungen von Anfang an zu berücksichtigen, weil sie vielfach nachträglich nicht mehr oder nur mit unverhältnismäßig hohem Aufwand einzubeziehen sind.

Auch die Architektur der IT- und Kommunikationssysteme und die Systeme selbst müssen so ausgerüstet und verbunden sein, dass ein zellulärer Betrieb möglich ist. Zunächst einmal ist es erforderlich, dass alle für den Betrieb einer Zelle notwendigen IKT-Komponenten mit Strom versorgt werden können, der daher entweder aus entsprechend zu dimensionierenden Backup-Lösungen (Akkumulatoren, Dieselgenerator, etc.) bzw. aus der Zelle selbst kommen muss. Dabei ist darauf zu achten, dass nicht nur die primären IKT-Komponenten wie etwa Steuerrechner berücksichtigt werden müssen, sondern auch sekundäre IKT-Komponenten, wie beispielsweise Router oder Switches, die insbesondere für die Aufrechterhaltung der Kommunikation notwendig sind. Hierbei ist zu beachten, dass unterschiedliche Kommunikationstechnologien (drahtgebunden, Funk, etc.) unterschiedliche Anforderungen bezüglich der minimal notwendigen Komponenten zur Gewährleistung der Kommunikationsverbindung haben [1].

4.5.1 Strukturierung der Informationssicherheit durch ein Managementsystem

Grundlegende Standards für Informationssicherheit und Informationssicherheits-Managementsysteme (ISMS) werden in der Normenreihe DIN ISO/IEC 2700X definiert. Für den Bereich der Energieversorgungssysteme sind folgende Standards relevant:

- DIN EN^oISO/IEC 27001:2017-06 definiert Anforderungen an Informationssicherheit-Managementsysteme und umzusetzende Kontrollziele (kompatibel mit dem IT-Grundschutz nach BSI-100-1).
- DIN EN^oISO/IEC 27002:2017-06 definiert grundlegende Maßnahmen zur Umsetzung der Kontrollziele in den Bereichen Organisation, Prozesse, Betrieb und (indirekt) Technik.
- DIN ISO/IEC TR 27019:2015-03 (ISO/IEC TR 27019:2013) ergänzt Anforderungen und konkretisiert Maßnahmen im Bereich von Energieversorgungssystemen. Der internationale Standard ist zur Anpassung an die Strukturänderungen in ISO/IEC 27002:2013 überarbeitet worden. Die deutsche Übersetzung liegt als DIN^oISO/IEC^o27019:2018-08 im Entwurf vor. Der Standard konkretisiert Informationssicherheitsmaßnahmen für Prozesssteuerungssysteme der Energieversorgung unter Berücksichtigung der typischen Organisationsstrukturen. Die darin genannten Prozesssteuerungssysteme umfassen Leit- und Automatisierungssysteme, Schutztechnik, Messtechnik und zugehörige Kommunikations- und Fernwirktechnik.

Ergänzende Umsetzungsempfehlungen werden im BDEW-Whitepaper „Anforderungen an sichere Steuerungs- und Telekommunikationssysteme“ spezifiziert, das im Mai 2018 in einer vollständig überarbeiteten Version 2.0 erschienen ist. Darin werden primär Anforderungen an Systeme und Komponenten sowie die entsprechenden Entwicklungs- und Wartungsprozesse formuliert. Betriebsprozesse auf Betreiberseite und organisatorische Anforderungen eines Informationssicherheits-Managementsystems sind nicht im direkten Fokus des Whitepapers.

4.5.2 Standards zur sicheren Datenübertragung in der Prozessdatenkommunikation

Für die Kommunikation und das Datenmanagement im Prozessnetz haben sich in den letzten Jahren u.a. die IKT-Standards IEC 60870 (Datenmodelle für Energiemanagement) und IEC 61850 (Kommunikation) etabliert. Für die gestiegenen Sicherheitsanforderungen ist in Ergänzung zu den IKT-Standards die IEC 62351 veröffentlicht worden, die strukturell in Analogie zu den einzelnen IKT-Standards Sicherheitsmerkmale definiert.

Die Prozessdatenkommunikation mit einer Vielzahl von Marktpartnern wie Anlagenbetreibern, benachbarten Netzbetreibern bringt es mit sich, dass zunehmend auch außerhalb des eigenen Kommunikationsnetzes des Verteilnetzbetreibers über öffentliche Netze Datenübertragungswege aufgebaut werden müssen. Es wird dringend empfohlen, diese über klar definierte, möglichst wenige, gut geschützte und überwachte Schnittstellen mit dem eigenen Kommunikationsnetz zu verbinden.

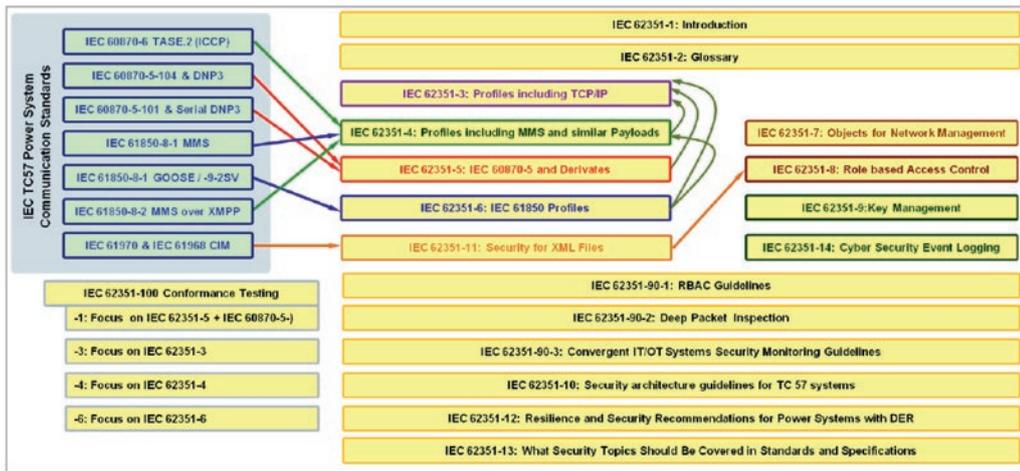


Abbildung 4-10: Zuordnung der IKT-Standards IEC 60870, 61850 u.a. zu den Teilen der Sicherheitsstandards der IEC 62351 (Quelle: IEC)

4.5.3 Bedeutung des Datenschutzes wächst

Mit der Zunahme der Informations- und Kommunikationstechnik in den zellularen Energiesystemen wird auch die Frage der Beachtung des Datenschutzes eine höhere Bedeutung erhalten. Die Informationsdichte ist bislang so gering, dass weder personenbezogene Daten mit den Steuerungs- und Überwachungskomponenten erfasst werden, noch Rückschlüsse auf personenbezogene Daten gezogen werden können. Dies wird sich mit zunehmender Dichte der erfassten und übertragenen Informationen ändern. Entsprechend ist schon in der Planungsphase dem Schutzziel Vertraulichkeit eine höhere Bedeutung beizumessen als bei heutigen Verteilnetzen erforderlich. Dies kann im Rahmen des Informationssicherheitsmanagementsystems organisatorisch bei Berücksichtigung der Anforderungen der Datenschutzgrundverordnung gut geregelt werden. Mögliche Maßnahmen sind eine restriktive Zugangsüberwachung zu den Informationen und eine Anonymisierung der Prozessinformationen, um Rückschlüsse auf persönliche Daten zu vermeiden.

4.5.4 Struktur der Informations- und Kommunikationstechnik analog der Primärtechnik

Die Systemstruktur des zellularen Energiesystems sollte möglichst verteilt aufgebaut sein, d.h. die Steuerung und Überwachung der beteiligten Anlagen und Systeme auf der niedrigst möglichen Ebene erfolgen. Das ist die wirtschaftliche Alternative zu einer zentralen Lösung, bei der die beteiligten Komponenten der Informations- und Kommunikationstechnik redundant und hochverfügbar ausgelegt werden müssten. Bei einer Verteilung der Überwachungs- und Steuerungsfunktionalität fallen nur die von einem Komponentenausfall betroffenen Anlagen, z.B. Unterbrechung einer Kommunikationsleitung, aus und können möglicherweise sogar den Betrieb autark aufrechterhalten. Damit kann eine hohe Verfügbarkeit und Fehlertoleranz der Zelle erreicht werden.

Textstelle	Zuständigkeit	Vorbereitende Maßnahmen für Roadmaps
4.5	Netzbetreiber, Anlagenbetreiber	IT-Security bereits bei der Planung von Energiezellen berücksichtigen
4.5.1	Netzbetreiber, Anlagenbetreiber, Hersteller und Errichter von IKT-Systemen	Organisation der Informationssicherheit durch Einführung eines zertifizierten Informationssicherheitsmanagementsystems
4.5.2	Netzbetreiber, Anlagenbetreiber	Einführung sicherer Prozessdatenkommunikation, z.B. nach IEC 62351
4.5.3	Netzbetreiber, Anlagenbetreiber	Beachtung Datenschutz durch höhere Gewichtung des Schutzziels Vertraulichkeit im ISMS
4.5.4	Planer, Netzbetreiber	Planung einer verteilten, an die Struktur der Primärtechnik der Zelle angelehnten IKT-Systemstruktur zur Erhöhung der Verfügbarkeit

Tabelle 4-6: Zusammenfassung der Maßnahmen und Zuständigkeiten

Literatur zu Kapitel 4.5:

- [1] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.: Smart Grid Security – Energieinformationsnetze und –systeme, Frankfurt am Main, Dezember 2014
<https://shop.vde.com/de/vde-positions-papier-smart-grid-security>
- [2] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.: Schutz- und Automatisierungstechnik in aktiven Verteilnetzen, Frankfurt am Main, April 2016
<https://www.vde.com/de/etg/publikationen/studien/studie-sua>

5 Fallbeispiele und Projekte für zellulare Energiesysteme

Gerhard Kleineidam

„Die Energiewende hat die Aufgaben und die Rolle des Verteilnetzbetreibers verändert. Rund 95 Prozent der installierten EE-Leistung sind an die Verteilnetze angeschlossen. In einzelnen Netzen ist nicht mehr die Verbrauchslast, sondern die Einspeisung zur bestimmenden Größe der Netzauslegung geworden“ (siehe [1] Abschnitt 1). Im zellular geprägten Energiesystem wird die physikalische Balance zwischen Energieangebot und nachfrage bestmöglich bereits auf regionaler, lokaler Ebene hergestellt. Neben der großen technischen Herausforderung bietet dieser Wandel jedoch auch neue Geschäftsmodelle für kommunale Energieversorgungsunternehmen, die über die reine Vergütung von Netzdienstleistungen am Regelenergiemarkt hinausgeht. Einige innovative Stadtwerke haben beschlossen, den weiteren Ausbau regenerativer Energieerzeugung zu unterstützen und das Klimakonzept der Bundesregierung und der EU in ihrer Region durch die Nutzung von Flexibilitätspotenzialen und zellularen Strukturen umzusetzen. Es wurden und werden richtungsweisende Projekte durchgeführt, die sich vor allem mit der Integration von Speichern, der Sektorenkopplung, der Digitalisierung und der Erschließung neuer Geschäftsfelder beschäftigen. Privatwirtschaftlich wird das zellulare Prinzip längst ausgiebig genutzt, indem intelligente Energiemanagementsysteme und Energiespeicher Versorgungssicherheit gewährleisten, die Eigenverbrauchsquote zu steigern und die Netzanschlussleistung zu minimieren.

5.1 C/sells – Zellularität, Partizipation und Vielfaltigkeit

Das Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende (SINTEG)“ des BMWi befasst sich mit dem Ausbau intelligenter Netze und mit der Frage, wie die Energieversorgung von morgen und übermorgen aussehen wird. C/sells ist eine von fünf Schaufensterregionen, die zu diesem Zweck mit einem Projektvolumen von insgesamt rund 200 Millionen Euro gefördert werden. C/sells ist Europas einzigartiges Schaufenster für die dezentrale Energiewende mit einem intelligenten Energiesystem (Smart Grid). C/sells zeigt, wie die Energiewende aussehen wird: zellular, partizipativ und vielseitig. Mehr unter www.csells.net

5.2 Zellulares System – Werk Max Bögl Neumarkt / Oberpfalz

Max Bögl Forschungsvorhaben mit der OTH Regensburg zum „Inselbetrieb eines Industrienetzes (im Schwarzfall) mit Beitrag zum Netzwiederaufbau des öffentlichen Versorgungsnetzes“

Ziel des Projekts ist die Ertüchtigung eines Industrienetzes unter Einbindung lokaler regenerativer Energiequellen und eines Batteriespeichers zum Inselnetzbetrieb im Schwarzfall sowie zur Erbringung von Systemdienstleistungen und hierbei insbesondere die Netzstützung zum Netzwiederaufbau des öffentlichen Versorgungsnetzes.

Das geplante Forschungsvorhaben der Firma Max Bögl kann als weltweit einmaliges Leuchtturmprojekt angesehen werden, weil es die Eigenabsicherung mit minimaler Speicherauslegung unter Zuhilfenahme regenerativer Erzeuger umsetzen möchte. Zukunftsfähige Lösungen bedingen ein äußerst sparsames Asset, mit dem durch intelligente Kombination von Geschäftsmodellen ein hohes Reinvest erreicht wird.

So steht zwar die Eigenabsicherung im Fokus, aber verbunden mit dem Vorhaben ist auch die Möglichkeit verschiedene Systemdienstleistungen den Netzbetreibern anbieten zu können. Neben der Eigenabsicherung und den Optimierungsmöglichkeiten im eigenen Beschaffungsportfolio zählen hier die Möglichkeit zur Bereitstellung von Regelleistung, Blindleistung und Momentanreserve. Aber auch beim Netzwiederaufbau wird mit dem zu entwickelnden Konzept ein Beitrag geleistet werden, der sich aus dem Trade-Off mit der Eigenabsicherung ergibt. Insofern darf dieses Projekt als Grundlagenarbeit für die Entwicklung (und überhaupt Ermöglichung) zukünftiger regenerativer Energienetze gesehen werden. Max Bögl setzt somit als eine der ersten Anbieter den zellularen Ansatz in der Praxis in einem großen Industrienetz um.

Die Zelle Max Bögl Neumarkt: 30 km Mittelspannungsnetz; 30 Trafostationen; 26 GWh Verbrauch pro Jahr; 25,5 GWh/a regenerative Erzeugung; 1,5 MW Batteriespeicher; umfassendes Monitoring des Mittel- und Niederspannungsnetz.

Ansprechpartner: Josef Bayer, Fa. Max Bögl; Prof. Dr.-Ing. Oliver Brückl, OTH Regensburg

5.3 Projekt IREN2 Wildpoldsried

Mit Hilfe von Biogas-, PV- und Windkraft-Anlagen erzeugt die Gemeinde Wildpoldsried im Allgäu bereits heute aus dezentralen, erneuerbaren Quellen fünfmal so viel Energie, wie sie selbst verbraucht. Das Forschungsprojekt IREN2 untersuchte neuartige Netzstrukturen, sowie Steuerungs-Mechanismen, um bidirektionale Energieflüsse und große Schwankungen im Netz zu bewältigen. Zudem wurde die wirtschaftliche und technische Betriebsführung eines solchen Systems untersucht. Durch eine intelligente Netzplanung, Implementierung von Messtechnik an neuralgischen Punkten, regelbare Netzkomponenten sowie dem Einsatz von modernen Microgrid-Kontrollsystemen konnte nachgewiesen werden, dass Versorgungsnetze mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Erzeugern stabil und wirtschaftlich betrieben werden können. Zudem wurde nachgewiesen, dass ein autarker Betrieb als Inselnetz sowie eine Stabilisierung des Netzes beim Schwarzstart, sowie bei der Resynchronisation mit dem vorgelagerten Netz möglich sind. Allesamt Anforderungen, wie sie in einem **vernetzten zellularen Energiesystem** zu erwarten sind.

An dem vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) geförderten Projekt waren beteiligt: Siemens AG, Allgäuer Überlandwerk GmbH, AllgäuNetz GmbH & Co. KG, RWTH Aachen, Hochschule Kempten und ID.KOM Networks GmbH. Mehr unter www.IREN2.de

5.4 Smarte Netzzelle SoLAR – Allensbach-Radolfzell

Bereits 2010 begann die lokale Agenda Allensbach mit Überlegungen zur 75%igen Reduktion von CO₂. Neben dem Ausbau von PV wurden dabei Sektorenkopplung Strom/Wärme (Wärmepumpen und BHKW) sowie Elektromobilität betrachtet. 2018 erhielt das Projekt SoLAR eine Förderzusage des Baden-Württembergischen Ministeriums für Umwelt und Energie: In einer neu bebauten Liegenschaft (Netzzelle) mit 22 Wohneinheiten koordinieren sich PV-Anlagen, zwölf Wärmepumpen, ein BHKW, Ladesäulen und Hausgeräte völlig dezentral und selbstständig, um minimalen Energieaustausch mit dem überlagerten Netz zu erreichen. Das Besondere dabei: Die für Netzzellen typische Eigenschaft der physikalischen Balance zwischen Erzeugung und Verbrauch wird über einen lokalen Energiemarkt erreicht, die digitale Intelligenz direkt in die Verbrauchergeräte integriert. Dies erlaubt geringen Aufwand und hohe Standards an Datenschutz, Resilienz sowie eine Betriebsführung in Echtzeit (Sekunden), so dass in der Zelle auch Regelleistung erbracht werden kann.

Hauptpartner des Projektes sind das ISC Konstanz, EIFER Karlsruhe, die Stadtwerke Radolfzell. Easy Smart Grid aus Karlsruhe liefert die Basistechnologie, Kaufmann Bau ist Entwickler und Bauträger. Bis Mitte 2019 werden Planung und Simulation abgeschlossen, danach die Technologie implementiert und evaluiert. Ziel ist Übertragung auf weitere Projekte durch die effiziente Nutzung auch kleiner Flexibilität (Wärmepumpen, Hausgeräte, Slow Charging).

Ansprechpartner: Stefan Werner, Sprecher lokale Agenda Allensbach und Solution Manager Easy Smart Grid. Mehr unter www.easysg.de

5.5 Projekt LINDA Niederschönfeld

Silvan Rummeny, TH Köln

Im Projekt LINDA (Lokale Inselnetzversorgung und beschleunigter Netzwiederaufbau mit dezentralen Erzeugungsanlagen bei großflächigen Stromausfällen) wird eine Inselnetzfähigkeit der Gemeinde Niederschönfeld mit einem großen Wasserkraftwerk als Führungskraftwerk sowie Biogas- und Photovoltaikanlagen zur Unterstützung ermöglicht. Dabei ist die Technik in dem Netz der LEW Verteilnetz GmbH (LVN) darauf ausgelegt auch noch im Normalbetrieb den technischen Richtlinien des FNN und der ENTSO-E zu entsprechen, also den vollen Beitrag zur Systemstabilität zu leisten. Aufgebaut wird der Inselnetzbetrieb nach der Schalthandlung durch einen Schwarzstart und Inselnetzaufbau durch

das Führungskraftwerk. In dem Konzept wird mit Ausnahme des Führungskraftwerks auf eine Kommunikationsinfrastruktur für eine spezielle Parametrierung der dezentralen Erzeuger verzichtet. Zudem soll die Wiederherstellung des Verbundbetriebs mit Hilfe einer Synchronisation erprobt werden. Nach **Abbildung 4-5** entspräche das dem Handlungspfad A>C>F.

5.6 Projekt der Versorgungsbetriebe Bordesholm

Silvan Rummeny, TH Köln

Die Versorgungsbetriebe Bordesholm (VBB) wollen ihr Mittelspannungsnetz mit ihrem Projekt „Stromversorgungsnetz-Inselbetrieb in Bordesholm aus Erneuerbarer Energie mit Batteriespeicher“ bis zum Sommer 2019 inselnetzfähig machen. So soll ein zentraler Batteriespeicher (Li-Ion-Mn-Technologie oder vergleichbar), mit einer Leistung von 10 MW und Kapazität von 15 MWh, installiert und als Führungskraftwerk genutzt werden. Die Versorgung der Kleinstadt wird von 4 MW Biogasanlagen und 2 MWp Photovoltaikanlagen im Netzgebiet unterstützt. Der Inselnetzbetrieb soll im Notfall direkt bei einer Schalthandlung aufgebaut werden und mit einer Synchronisation unterbrechungsfrei wieder in den Verbundbetrieb übergehen. Nach **Abbildung 4-5** entspräche das dem Handlungspfad B>F. Außerdem sind mit den Biogasanlagen schwarzstartfähige Kraftwerke verfügbar, die im Notfall das Inselnetz wieder aufbauen können (Option D>C). Das Projekt wird durch die res Deutschland GmbH umgesetzt und von der Technischen Hochschule Köln wissenschaftlich begleitet.

Im Normalbetrieb refinanziert sich der große Batteriespeicher mit dem Handel am Primärregelmarkt und trägt damit zur Stabilisierung des Gesamtsystems bei.

5.7 Projekt grid-control – Netzlabor Freiamt

Ein Konsortium aus neun Partnern unter Führung der Netze BW erprobte im südbadischen Freiamt wie Verteilnetze, regionale Stromerzeugung, steuerbare Verbraucher und Marktteilnehmer automatisiert zusammenspielen können. Das Verteilnetz in der Gemeinde Freiamt zeichnet sich durch eine hohe Einspeisung aus Solar- und Windenergie aus, welche die Last um das Dreifache übersteigt. Somit kann hier bereits heute gezeigt werden wie die zukünftigen Herausforderungen im Verteilnetz gelöst werden können.

Den Rahmen bildete das vom BMWi geförderte Forschungsprojekt grid-control mit einem Projektvolumen von rund 9 Millionen Euro, das Ende 2018 nach dreieinhalb Jahren Laufzeit abgeschlossen wurde. Herzstück des Gesamtkonzeptes ist die quotenbasierte Umsetzung der Netzampel, welche den Einsatz von Flexibilität im Verteilnetz koordiniert.

Im Projekt wurde untersucht wie lokale Netzengpässe in der gelben Ampelphase präventiv vermieden werden können. Weiterhin kam ein Regionales Energiemanagement System (REMS) zum automatisierten Einspeise- und Lastmanagement in der Mittel- und Niederspannung zum Einsatz, wenn im Rahmen der roten Ampelphase ein direktes Eingreifen des Netzbetreibers erforderlich war. 30 Photovoltaikanlagen mit rund 700 kW Anlagenleistung sowie die Ortsnetzstationen eines Mittelspannungsstrangs wurden hierfür mit Mess- und Steuertechnik ausgerüstet und an das REMS angebunden. Weiterhin wurden in einem Ortsnetz drei Speicher in Haushalten sowie ein ebenfalls steuerbarer 120 kWh Quartierspeicher als Flexibilität eingesetzt.

Im Rahmen des Feldtests wurde nachgewiesen, dass Engpässe korrekt prognostiziert und über die quotenbasierte Flexibilitätsnutzung präventiv vermieden werden können. Ebenfalls konnten Engpässe an Betriebsmitteln in Echtzeit erkannt und automatisiert durch eine bedarfsgerechte Ansteuerung von Anlagen behoben werden. Bei Engpässen im übergelagerten Netz bündelt das REMS die fluktuierenden Einspeiser auf Mittel- und Niederspannungsebene zu einem Flächenkraftwerk und steuert gezielt den Lastfluss an einem Bilanzknoten (z.B. Umspannwerk). Außerdem wurde untersucht wie durch den Einsatz einer State Estimation ein optimaler Einsatz von Messtechnik in den Verteilnetzen erfolgen kann. Mehr unter <http://projekt-grid-control.de/>

5.8 Intelligente Gebäudeautomatisierung und Energiemanagement-Zelle mit Sektorenkopplung bei Phoenix Contact

Am Technologiestandort Bad Pyrmont beweist Phoenix Contact bereits heute die Machbarkeit, eine Energiemanagement-Zelle zur Versorgung seiner industriellen Fertigung inkl. Bürokomplex einzusetzen. Dabei wurde nicht allein eine technische Lösung umgesetzt, sondern die Zelle seitdem erfolgreich unter wirtschaftlichen Rahmenbedingungen betrieben. Grundlage für die Zelle war zudem eine vollständige Sektorenkopplung. So werden Strombezug, -erzeugung und -verbrauch wie auch Gaseinsatz im BHKW zusammen mit einem Wärme- wie auch Kältenetz orchestriert. In Verbindung mit einem intelligenten Speichermanagement für Strom, Wärme und Kälte sowie Prognose der einzelnen Verbräuche konnten dadurch die Gesamtkosten des Betriebs gegenüber herkömmlicher Standard-Nutzung optimiert werden.

Grundlegende Voraussetzung ist die Informationsgewinnung über alle relevanten Anlagen und Energieflüsse, welche auch die unterschiedlichen Kosten enthalten sowie stets aktuelle Prognosen über den weiteren Verlauf. Die systematisch eingesetzte Sensorik und Automatisierung erlaubt eine kontinuierliche Optimierung des Betriebs über selbstlernende Regelung. Einbezogen werden unter anderem Sensorik und Aktorik im Bereich von BHKWs, PV-Anlage, Stromspeicher, Wärme- und Kältenetz, Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen, bis hin zur thermischen Speichermöglichkeit eines großen Löschwassertanks und der intelligent geregelten Klimatechnik.

Folgende Ziele konnten im heutigen Ausbau somit bereits erreicht werden:

- Kosten optimierter Betrieb des Standorts
- Peak-Shaving des Leistungsbedarfs
- temporäre Autarkie (Teilbereich inkl. Produktion) vom öffentlichen Netz
- Sicherheit gegen Ausfall
- Schwarzstartfähigkeit für einen Teilbereich

Prinzipiell sind die Voraussetzungen gegeben, um verschiedene Systemdienstleistungen gegenüber dem Netzbetreiber anzubieten. Hiermit beweist Phoenix Contact, dass selbst unter harten betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten eines Produktionsstandorts ein zelluläres System nicht nur machbar sondern auch vorteilhaft ist und mit heutiger Technik konsequent umgesetzt werden kann.

5.9 Weitere Projekte, die den Zellularen Ansatz verfolgen

Die Energiewende hat zu einer Vielfalt von Aktivitäten mit neuen Chancen für die Kommunen und Regionen mit den zugehörigen Stadtwerken und Verteilnetzbetreibern als auch für die Bürger und die Unternehmen mit neuen Gestaltungsmöglichkeiten auf Basis zellulärer Energiekreisläufe geführt. Ausschnitte dieses Handelns finden sich auch im Blog⁷ unter dem Titel „Dokumentation der Energiewende“. Im Folgenden sind Energieprojekte aufgelistet, die sich schon seit Längerem mit dem Grundgedanken des „Zellularen Ansatzes“ beschäftigen:

- SWARM ist das gemeinsame Pilotprojekt der NERGIE und der Caterna GmbH, das 65 in Privathaushalten betriebene Energiespeichersysteme zu einem virtuellen Großspeicher verbindet. SWARM dient der Stabilisierung des Stromnetzes auf Verteilnetzebene. Mehr zum Thema: „Studie Dezentralität und zelluläre Optimierung“ – Download unter www.n-ergie.de -> Unternehmen -> Publikationen.
- Das Projekt „SmartRegion Pellworm“ beschreitet bereits seit 2012 neue Wege für eine umweltfreundliche und marktorientierte Elektrizitätsversorgung. Auf Basis erneuerbarer Energien und mit Hilfe hybrider Speichertechnologie soll gezeigt werden, dass deutlich mehr von der vor Ort erzeugten, CO₂-freien Energie auch vor Ort verwendet werden kann. Viel mehr dazu unter: www.hansewerk.com
- „Energy Seeds“ ist ein Bayern gefördertes Projekt am Fraunhofer Institut in Erlangen, das die Kopplung einzelner Speicher- und Energiemanagementtechnologien für nachhaltige und effiziente Energieversorgung im industriellen Maßstab entwickelt. www.energy-seeds.org
- Das Stadtwerk Haßfurt leistet mit zukunftsweisenden Projekten in der Region Unterfranken einen wesentlichen Beitrag zum Gelingen der Energiewende. Als erstes Stadtwerk realisierte es den flächendeckenden Einbau der sogenannten Smart Meter, um vor allem den Kunden eine genauere Überwachung sowie eine bedarfsgerechte Steuerung ihres Energieverbrauchs zu ermöglichen. Über eine Kooperation mit Greenpeace Energy bietet das Stadtwerk einen Ökostromtarif an, in-

⁷ Andreas Kießling (Hrsg.): Energiezellen – Dokumentation der Energiewende. Blog, <https://energieorganismus.de> Leimen, ISSN 2569-7447

vestiert in Power-to-Gas Technologien und fördert Bürgerbeteiligungen am Ausbau erneuerbarer Energien. Impulsvortrag von Norbert Zösch auf dem VDE Workshop „Der Zellulare Ansatz“ am 24.01.2018 in Nürnberg. www.vde.com/workshopzellulareransatz

- Das Bundesforschungsprojekt PolyEnergyNet (PEN), das unter der Führung der Stadtwerke Saarlouis durchgeführt wurde, befasste sich über einen Zeitraum von drei Jahren mit der zukünftigen Sicherung der Energieversorgung und der zunehmend dezentralen Einspeisung von erneuerbaren Energien. Hauptinteresse von PolyEnergyNet war die Schaffung und Nutzung einer geeigneten Informationsbasis, die es erlaubt, kritische Netzzustände zu erkennen und durch geeignete Maßnahmen zu beheben. Zudem soll die Versorgung möglichst weiträumig in einem Notbetrieb aufrechterhalten werden, bzw. Teile des Ortsnetzes in Quarantäne gesetzt werden, bis eine Wiedereingliederung in das Gesamtsystem möglich ist. Impulsvortrag von Dr. Ralf Levacher auf dem VDE Workshop „Der Zellulare Ansatz“ am 24.01.2018 in Nürnberg. www.vde.com/workshopzellulareransatz
- Auf Basis des „Zellularen Ansatzes“ hat das Versorgungsunternehmen SWW der Stadt Wunsiedel mehrere Forschungsprojekte auf Basis ihrer Roadmap „Wunsiedler Weg – Energie^{8a}“ durchgeführt, die sich vor allem mit der Erfassung und Nutzung von Flexibilitätspotenzialen im Versorgungsgebiet und dem Schutz kritischer Infrastrukturen⁹ vor Cyberangriffen beschäftigen. Auch das Thema Sektorenkopplung wird in Wunsiedel groß geschrieben. Hier liegt der Schwerpunkt in der Nutzung und Verwertung der natürlichen Ressource Holz, bei der u.a. auch die Abwärme eines Hackschnitzelkraftwerks zur Herstellung von Holzpellets verwendet wird – Power-to-Chemicals.
- Die Stadtwerke Speyer SWS haben in dem 2008 vom Stadtrat der Stadt Speyer beschlossenen Klimakonzept die Aufgabe übernommen, Motor des energetischen Umbaus hin zu einer 100% regenerativ versorgten Stadt zu sein. Die SW Speyer haben dieses Ziel zum Kernbestandteil ihrer Unternehmensstrategie gemacht und richtungsweisende Projekte durchgeführt, die sich vor allem mit der Integration von Speichern, der Digitalisierung und der Erschließung neuer Geschäftsfelder beschäftigen. Wolfgang Bühring beschreibt¹⁰ anhand des deutsch-japanischen Projekts „Smart Community“, mit welchen Technologien und mit welchen Geschäftsmodellen ökologisch und in Zukunft ökonomisch sinnvolle und von den Kunden akzeptierte Versorgungslösungen installiert und ausgerollt werden können.
- Grid4EU-Projekt – Unter dem Projekt „Grid4EU“ sind sechs europäische Demonstrationsprojekte zusammengeführt. Das deutsche Teilprojekt wurde durch die Partner RWE, ABB und TU Dortmund durchgeführt und hatte zum Ziel einen Demonstrator für eine autonome Netzsteuerung in einem Mittelspannungsnetz der Westnetz zu integrieren. Autonome Module werden an neuralgischen Punkten ins Netz eingebracht, um kontinuierlich Netzdaten an ein lokales Fernwirkgerät (Remote Terminal Unit, RTU) im Umspannwerk zu senden. Durch fernsteuerbare, motorgetriebene Schalter können offene Trennstellen verlagert werden, um das Netz an die jeweilige Last- und Einspeisesituation anpassen zu können. Die RTU verarbeitet die eingehenden Daten und führt durch Ansteuerung der fernsteuerbaren Schalter Netzoptimierungen durch. Mit Hilfe des dezentralen und autonomen Systems lassen sich folgende Use-Cases erreichen: Vermeidung von Überspannungen und Überströmen, Beschleunigung der Wiederversorgung bei Netzstörungen und Reduzierung der Netzverluste.
- Quirinus-Projekt – Das Projekt Quirinus beschäftigt sich mit der Energieversorgung der Zukunft und wählt den Ansatz eines virtuellen Flächenkraftwerks aus Blockheizkraftwerken und Schwungradspeichern sowie Wind- und PV-Anlagen zur optimalen Erbringung von Energie. Dabei liegt ein besonderer Fokus auf der Erbringung von Systemdienstleistungen wie der Spannungs- oder Frequenzhaltung. Dazu sind detaillierte Analysen notwendig, weswegen im ersten Schritt ein Blockheizkraftwerk und ein Schwungradspeicher detailliert dynamisch modelliert worden sind, um die Inselnetzfähigkeit und Systemdienstleistungserbringung zu simulieren und zu analysieren. Hierbei steht eine realitätsnahe Modellierung im Vordergrund, die durch mehrere Feldtests mit diesem Hybrid in einem realen Inselnetz und dem Abgleich der Messdaten mit den Simulationsdaten, realisiert werden konnte. Eine Untersuchung in einem realen Verteilnetz wird zukünftige Anforderungen an das Netz und zukünftige Grid Codes ableiten. (Bearbeitung durch die ef.Ruhr GmbH, 2018-2019)

⁸ Kleineidam, G., Krasser, M., Reichböck, M.: The Cellular Approach – Smart Energy Region Wunsiedel, Testbed for Smart Grid, Smart Metering and Smart Home Solutions, Springer Electrical Engineering (2016). doi:10.1007/s00202-016-0417-y

⁹ Kleineidam, G., Krasser, M., Schmid, L., Koch, B.: „Kritische Infrastrukturen – Sicherheitsanforderungen an die Informations- und Kommunikationstechnik aus Sicht eines Versorgungsunternehmens“, Springer e&i Elektrotechnik & Informationstechnik (471), 2017, doi: 10.1007/s00502-017-0471-9

¹⁰ Vortrag: „Geschäftsmodelle mit intelligenten, energieeffizienten Gebäuden für den beschleunigten Ausbau erneuerbarer Energien“ auf dem ETG Kongress 2019, Stuttgart

Anhang zu Abschnitt 3 – Anforderungen an ein zellulares Energiesystem

Heinrich Hoppe-Oehl

Aus dem VDE-Workshop „Der zellulare Ansatz“ (siehe [6] Abschnitt 1) ergaben sich aus den Übersichtsvorträgen, Keynotes und Impulsvorträgen im Einzelnen folgende wesentlichen Ergebnisse und Fragen.

A3.1 Grundsätzliche Themen und Positionen

Um das Primärziel „Reduzierung der Treibhausgasemission“ zu erreichen, sind alle 3 Sektoren (Strom, Wärme, Verkehr) bezüglich ihres Potentials zu betrachten und zu optimieren. Neben der Einzeloptimierung der Sektoren ist die Kopplung der Systeme notwendig (Sektorenkopplung), um das Primärziel zu erreichen. Im Rahmen der Optimierung des Gesamtsystems durch Sektorenkopplung werden der Stromverbrauch und die Anforderung an „Verteilnetze“ deutlich zunehmen. Sektorenkopplung inkl. der Anforderungen an das zukünftige Energie-/Netzsystem müssen sich unter Beachtung wirtschaftlicher Erfordernisse mit dem zellularen Ansatz realisieren lassen. Der Zellulare Ansatz ist gekennzeichnet durch:

- Ausgleich von Erzeugung und Last auf der niedrigsten möglichen Ebene (Systemdienliche Integration von Erzeugung und Verbrauch, beim Stromsystem auf der niedrigsten möglichen Spannungsebene)
- Beteiligung an Systemdienstleistungen

Die Differenz, d.h. das Residuum wird an übergeordnete Zellen weitergegeben. Das Zusammenwirken muss nach festgelegten Spielregeln erfolgen. Zellular und zentral sind kein Widerspruch, sondern ergänzen sich.

Die Stabilität des Systems wird durch Flexibilität sichergestellt. Flexibilität ist die Möglichkeit, dem Energiesystem auf Anforderung eine Leistungsänderung zu einem definierten Zeitpunkt an einem definierten Ort zur Verfügung zu stellen. Flexibilitätspotential ergibt sich aus Leistungsveränderung und / oder durch veränderte Last.

Der Verbund bzw. die Kopplung der Energienetze stellt den stabilen Netzbetrieb im Normalbetrieb überregional, regional und lokal sicher.

Inselnetze ermöglichen Ersatzversorgungen in Fehlerfällen und erhöhen somit die Resilienz. Relevante Technologien liegen bisher teilweise als Prototypen vor. Anbindung von Flexibilitäten sind in Inseln derzeit aufwendig und sehr teuer.

Zellulare Ansätze funktionieren nur bei ganzheitlicher Betrachtung.

Jede Zelle basiert auf der Sektorenkopplung und trägt zur Netzstabilität bei.

Jede Zelle braucht dezentrale und zentrale Intelligenz.

Zur Steuerung des Energieflusses bei Sicherstellung der Stabilität eines Zellularen Gesamtenergiesystems kommt der IK-Technologie die entscheidende Bedeutung zu.

IK-Technologie ist für ein zellulares Energiesystem mit Blick auf die Sektoren, die Koppellemente und die notwendige Infrastruktur (z.B. für Strom und Gas) übergreifend auszubilden.

Artikel 16 Absatz 2 der Strombinnenmarkttrichtlinie beschreibt „Local Energy Communities“. Diese lokalen Energiegemeinschaften können als eine mögliche Keimzelle von zellularen Strukturen angesehen werden. Die Local Energy Communities bedeuten je nach Ausprägung und Überführung in nationales Recht Chancen und Risiken für kleine und große Netzbetreiber. „Local Energy Communities“ werden aktuell auch „Micro Grids“ genannt.

Rund 95 Prozent der erneuerbaren Energien werden von den Verteilnetzen aufgenommen. Da kann eine zentrale Lösung – wie von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagen – nicht richtig sein.

Regionale Wertschöpfung und ein reduzierter Netzausbau fördern die Akzeptanz der Energiewende und damit den weiteren Ausbau von erneuerbaren Energien und Innovationsleistungen wie Speichertechnologien.

Der zellulare Ansatz ist ein wichtiger Schlüssel zur Realisierung der Energiewende, da er

- die Erneuerbaren Energien verbrauchernah und optimal in die Netze integriert,
- einen wichtigen Beitrag zur Erbringung von Systemdienstleistungen leisten kann,
- im Querverbund (Strom, Gas, Wärme, Mobilität) realisiert wird,
- die Resilienz des Energieversorgungssystems unterstützt,
- die Akzeptanz für die Energiewende erhöht,
- Chancen für neue Geschäftsmodelle bietet,
- vorhandene Flexibilitäten des Energiesystems nutzt und
- sowieso passiert.

A3.2 Anforderungen an Netzplanung und Netzbetrieb

Gemäß gesetzlichem Auftrag, haben Netzbetreiber von Energieversorgungsnetzen jedermann [...] diskriminierungsfrei Netzzugang zu gewähren (§20, EnWG). Betreiber von Energieversorgungsnetzen sind verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen (§11, EnWG).

Netzbetreiber müssen Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien [...] unverzüglich vorrangig [...] an ihr Netz anschließen (§8, EEG).

Netzbetreiber müssen [...] unverzüglich ihre Netze [...] optimieren, verstärken und ausbauen (§12, EEG).

An die Netzplanung und an den Netzbetrieb stellen sich folgende Fragen:

- Verlust von Synergien und Redundanzen?
- Kompensation regionaler Besonderheiten?
- Einfluss auf Versorgungssicherheit?
- Anforderungen an Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit?
- Mehrwert für den Netzkunden?
- Transferkonzepte und Hybridsysteme?
- Bereitstellung von Systemdienstleistungen?
- Durchführung von Wartung und Instandhaltung?
- Welche alternativen Netzkonzepte erlaubt der aktuelle Rechtsrahmen?
- Müssen die Netzanschlussregeln weiter entwickelt werden?

Im gestörten Betrieb werden temporäre, autarke Energiezellen auf Basis der vorhandenen dezentralen Erzeugungsanlagen gebildet und betrieben. Dabei sind Fragen zur Weiterversorgung in Energiezellen bei lokalen/überregionalen Netzstörungen mit Kriterien zur Netztrennung, zum Inselbetrieb und ggf. zur Resynchronisation zu klären.

Die Zellen können Systemdienstleistungen bereitstellen, Flexibilitäten in den Zellen und für die Zellen müssen genutzt werden.

Verschiedene Aspekte der Dezentralität sind hinsichtlich Beherrschbarkeit zu untersuchen.

Es gibt Lösungen für verschiedene Zellenarten:

- Zelle „Haushalt“ – „Stromerzeugende“ Heizung, PV, Batterie
- Zelle „Baugebiet“ – „Kalte“ Nahwärme, Wärmepumpen, BHKW, Kollektoren
- Zelle „Krankenhaus“ – KWKK mit BHKW
- Zelle „Industrie“ – Mikrogasturbine zur Dampferzeugung
- Zelle „Wasserwerk“ – Kritische Infrastruktur mit PV, Notstrom und Batterie
- Zelle „Stadt“ – Power-to-Gas-Anlage, Batteriegroßspeicher, PV, Biogas, Windenergie und KWK

Zur Systemintegration und in der Nutzung von Zellen gibt es neue oder veränderte Aufgaben, Verantwortlichkeiten und Akteure:

- Energiebereitstellung
- Energietransport
- Energieverteilung
- Handel, Bilanzierung
- Anbieten von Flexibilität
- Bereitstellung von Flexibilität
- Koordinierungsaufgaben
- Netzbetrieb/-steuerung, Netzzustandsbewertung, Instandhaltung
- Erbringung von Systemdienstleistungen
- Steuerungsaufgaben, Organisation
- Vertriebs-/ Dienstleistungsaufgaben

A3.3 IKT und Schnittstellen

Mit der Dezentralisierung wächst die Vielfalt aktiver Teilnehmer sowie der Grad der Vernetzung. Neue Organisationsformen führen zu steigender Komplexität:

- Interoperabilität in der Interaktion von zellularen Systemen
- Gewährleistung von IKT-Verlässlichkeit, Informationssicherheit und Datenschutz
- Autonome, automatisierte Strukturen zur Gewährleistung von Reaktionsschnelligkeit
- Informationsaustausch und Feedback im Systemverbund auf Basis einer gemeinsamen Informationsinfrastruktur

Für die Schnittstellen sind folgende Themen zu klären und abzustimmen:

- Anwendungsfälle und Prozessdefinitionen
- Normenprofile für neue Nachrichtentypen (z.B. IEC 61970-Profile)
- Visualisierung Energieflüsse
- Erweiterung von Anlagen und Subzellen
- Energiemanager (EM) und EM-Gateway
- Intelligentes Messsystem, geschützte Kommunikation
- Gateway-Admin und CLS-Management
- Integration in Märkte und Communities
- Lokale und regionale Prognosen

Bei privaten Subzellen sind intelligente Messsysteme und sichere Kommunikation mit Smart Meter Gateway sowie Steuersysteme in intelligenten Zellen (Energiemanagement Gateways / Steuerbox) als Basis der Informationsschnittstelle zu Markt, Leitwarte und Station zu nutzen.

Die Informationsinfrastruktur in öffentliche Netzzellen muss die Schnittstellen zwischen ÜNB und VNB 1. Ordnung sowie zwischen den VNBs verschiedener Ordnung unterstützen. Es werden die notwendigen Daten im Rahmen der Kaskade ausgetauscht, es werden Systemdienstleistungen zwischen den verschiedenen Ebenen unterstützt (Energieinformationsnetz, Netzsicherheitsmanagement, Redispatch, ...).

VDE Verband der Elektrotechnik
Elektronik Informationstechnik e.V.
Energietechnische Gesellschaft im
VDE (ETG)

Stresemannallee 15
60596 Frankfurt am Main
Tel. +49 69 6308-346
etg@vde.com

VDE