

Verteilnetze in Nordrhein-Westfalen

Handlungsempfehlungen für Netzbetrieb und Systementwicklung

NRW-Verteilnetze als intelligente Plattform für die Energiewende

Handlungsempfehlungen und Ergebnispapier der Expertengruppe AG 2 „Netzbetrieb und Systementwicklung“ im Netzwerk Netze und Speicher der EnergieAgentur.NRW im Auftrag des Landes Nordrhein-Westfalen.

Vorbemerkung:

Dieses Positionspapier gibt gemeinsame Erkenntnisse der Mitglieder der Expertengruppe wieder. Die Gemeinschaftsergebnisse wurden im konstruktiven Dialog aus häufig unterschiedlichen Positionen erarbeitet. Dieses Positionspapier spiegelt daher nicht unbedingt die Meinung der durch ihre Mitarbeiter vertretenen Unternehmen und Institutionen wieder.

Empfohlene Zitierweise:

Zdrallek, M.; Aundrup, T.; e.a.:

NRW-Verteilnetze als intelligente Plattform für die Energiewende

Handlungsempfehlungen einer Expertengruppe im Netzwerk Netze und Speicher der EnergieAgentur.NRW im Auftrag des Landes Nordrhein-Westfalen.

NRW (Oktober 2016)

Autoren:

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek (Bergische Universität Wuppertal - EVT)

Thomas Aundrup (Westnetz GmbH)

Dr. Ulrik Dietzler (Energieversorgung Leverkusen GmbH & Co. KG)

Reiner Timmreck (Stadtwerke Iserlohn GmbH)

Joachim Jaeschke (Dortmunder Netz GmbH)

Sebastian Fischer (Bergische Universität Wuppertal – EVT)

Frank Schäfer (EnergieAgentur.NRW GmbH)

Christof Epe (NGN Netzgesellschaft Niederrhein mbH)

Eckhard Klinkhammer (Energie Nordeifel GmbH & Co. KG)

Bernhard Lange (Netzgesellschaft Düsseldorf mbH)

Bruno Kramer (Stadtwerke Ahaus GmbH)

Julian Deymann (EnergieAgentur.NRW GmbH)

Inhaltsverzeichnis

1.	Handlungsempfehlungen der Arbeitsgruppe	4
1.1.	Keine Energiewende ohne Nordrhein-Westfalen	4
1.2.	Ausgangspunkt der Energiewende ist das Verteilnetz	4
1.3.	Versorgungsqualität entsteht im Netz	4
1.4.	Versorgungssicherheit und Markt brauchen Beobachtbarkeit und Steuerfähigkeit und somit direkten Datenzugriff	4
1.5.	Netzbetrieb braucht zukünftig noch verlässlichere Kommunikation – auch im Krisenfall und beim Netzwiederaufbau	5
1.6.	Dezentrale Erzeugung erfordert Systemdienstleistungen aus dem Verteilnetz	5
1.7.	Schaffung eines Anreizsystems für intelligente Technologien	5
1.8.	Sektorenkopplung im Verteilnetz schafft neue Möglichkeiten	6
2.	Charakteristika der Verteilnetzaufgabe in Nordrhein-Westfalen	7
2.1.	Besonderheiten Nordrhein-Westfalens	7
2.2.	Klimapolitische Ziele 2025 und die Entwicklung dahin	8
3.	Das Verteilnetz als kritische Infrastruktur	12
3.1.	Rahmenbedingungen	12
3.2.	Sensibilität: Energieversorgungsnetze als kritische Infrastruktur	12
3.3.	Verfügbarkeit und Versorgungsqualität	14
3.4.	Auswirkungen zunehmenden Ausbaus Erneuerbarer Energien	14
3.5.	IT-Sicherheit /Konflikte	15
3.6.	Anforderungen	15
4.	Einflussgrößen und Wechselwirkungen	16
4.1.	Elektromobilität	16
4.2.	Wärmepumpen	16
4.3.	Geschäftsmodelle EEG und KWKG	17
4.4.	Dezentralität und Eigenbedarfsoptimierung / Marktmechanismen	17
4.5.	Speicher	18
4.6.	Smart Meter	18
4.7.	Tele- und Datenkommunikation	19
4.8.	Konformität zum Netzbetrieb (u.a. MS-RL Anlagenzertifikate)	20
4.9.	Rechtliche Rahmenbedingungen	20
5.	Technische Lösungen	21
5.1.	Smart Meter	21
5.2.	Informations- und Kommunikationstechnik	21
5.3.	Schnittstellen zwischen Netz und Markt	21
5.4.	Intelligenter Netzausbau	23
5.5.	Sektorenkopplung	24
6.	Zukünftige Rolle der Verteilnetzbetreiber	26
7.	Literaturverzeichnis	27

1. Handlungsempfehlungen der Arbeitsgruppe

1.1. Keine Energiewende ohne Nordrhein-Westfalen

NRW sollte eine Vorreiterrolle in der Energiewende einnehmen.

NRW als bevölkerungsreichstes Bundesland, als Lastschwerpunkt (etwa 1/4 der deutschlandweiten Last) und großer Industriestandort stellt besondere Anforderungen an die Versorgungsqualität. Der Strukturwandel in der Erzeugung führt wegen des hohen Anteils konventioneller Kraftwerkskapazität in NRW zu erheblichem Umbaubedarf der Verteil- und Übertragungsnetze. Gleichzeitig gibt es in keinem anderen Bundesland eine so enge räumliche Nähe zwischen Lastschwerpunkten und Potentialflächen für erneuerbare Energien.

1.2. Ausgangspunkt der Energiewende ist das Verteilnetz

Das Verteilnetz muss ebenso wie das Übertragungsnetz für die Energiewende erüchtigt werden.

Über 90 % der erneuerbaren Energie werden ins Verteilnetz eingespeist. Die Aufgabe besteht darin, diese möglichst vollständig „einzusammeln“ und sie dann den Verbrauchern weiterzuleiten. Die Einspeisestruktur in NRW wird sich in Abhängigkeit des erneuerbaren Energiedangebotes von den Großkraftwerken in der Kölner Bucht und im Ruhrgebiet hin zu den erneuerbaren Energien im Münsterland, Ostwestfalen-Lippe, Sauerland und Eifel verlagern. Insbesondere in den zuletzt genannten Regionen sind Investitionen in Netzausbau und innovative Technologien durch geeignete Rahmenbedingungen zu unterstützen.

1.3. Versorgungsqualität entsteht im Netz

Trotz steigender Komplexität sollte hohe Versorgungsqualität als Wettbewerbsvorteil erhalten werden.

Deutschland hat im weltweiten Vergleich eine hervorragende Versorgungsqualität. Diese stellt ein hohes volkswirtschaftliches Gut dar – die Versorgungszuverlässigkeit ist einer der Grundsteine, auf denen die Leistungsfähigkeit der deutschen und der NRW-Wirtschaft fußt. Dabei werden neue Anforderungen der Kunden an die Versorgungsqualität im digitalen Zeitalter hinzukommen. Die u. a. dafür nötige Spannungshaltung und Wiederversorgung nach Störungen sind Aufgaben, die im Wesentlichen im Verteilnetz erbracht werden.

1.4. Versorgungssicherheit und Markt brauchen Beobachtbarkeit und Steuerfähigkeit und somit direkten Datenzugriff

Die Betreiber der Verteilnetze müssen Netz- und Marktdaten betriebsmittelscharf verknüpfen (online und im forecast), um Versorgungssicherheit zu garantieren und Markt zu ermöglichen.

Dezentrale Stromerzeugung und Kunden, die zwischen Verbrauch und Einspeisung wechseln (Prosumer), führen zu „ungerichteten“ Energieflüssen im Netz. Zudem werden Marktsignale zukünftig das Verbraucherverhalten stärker beeinflussen (Verbrauchsspitzen z. B. Laden von E-Fahrzeugen, Happy Hour Strom). Beides hat erhebliche Auswirkungen auf die Verteilnetze, die dafür heute nicht dimensioniert sind. Die erfolgreiche Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen und demografische Einflüsse werden die Verbrauchssituation zudem maßgeblich

beeinflussen. Zu deren Beherrschung müssen Verteilnetze bis hin zur Niederspannung beobachtet und gesteuert werden, damit der Markt ermöglicht und die Versorgungssicherheit nicht gefährdet wird – natürlich unter Berücksichtigung des Datenschutzes. Unabhängig von den Festlegungen im Digitalisierungsgesetz ist es unumgänglich, dass ein Verteilnetzbetreiber jederzeit auf alle Daten aus „seinem“ Netz (Netzschnittstellen) zugreifen kann, um je Betriebsmittel die Verfügbarkeit bzw. Funktion abzuleiten. Als „unbundelter“ Bereich sollte er diese Daten in der benötigten Granularität auch an alle berechtigten Stellen weiterleiten (Datendrehscheibe). Die Datenaggregation entsprechend den Schaltzuständen des Netzes kann im Zusammenspiel der Verteilnetzbetreiber bis hin zum Übertragungsnetz erfolgen.

1.5. Netzbetrieb braucht zukünftig noch verlässlichere Kommunikation – auch im Krisenfall und beim Netzwiederaufbau

Alle NRW-Netzbetreiber (und die zuständigen Behörden) sollten sich auf einen Qualitäts-Kommunikationsstandard einigen, auch in Hinsicht auf einen bundesweiten Standard. Die Kosten dafür sind im Rahmen der Regulierung nach behördlicher Festlegung anzuerkennen.

Die schon heute stark belasteten Netze verlangen eine erhöhte Beobachtbarkeit und zuverlässige Steuerbarkeit. Insbesondere über den Einsatz von Smart Grids wird die Auslastbarkeit der Verteilnetze erhöht. Dazu ist es erforderlich, Netzdaten – gerade in kritischen Situationen – verlässlich aufzunehmen, zu transportieren und zu verarbeiten. Eine verlässliche proprietäre Kommunikationsinfrastruktur ist auch im Verteilnetz unabdingbar notwendig insbesondere auch für den Netzwiederaufbau im „Blackout“-Fall, wenn keine öffentliche IKT-Struktur zur Verfügung steht. Der Zugang zu dieser Infrastruktur sollte im wirtschaftlichen Kontext zu den Verbraucherinteressen ermöglicht werden.

1.6. Dezentrale Erzeugung erfordert Systemdienstleistungen aus dem Verteilnetz

Systemdienstleistungsprodukte sollten auch für Verteilnetzbetreiber eingeführt werden.

Der Ersatz zentraler, konventioneller, jederzeit verfügbarer Erzeugungsleistung durch dezentrale Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien erfordert, dass auch Regelleistung durch dezentrale Flexibilitäten (Speicher, Power-to-Heat, Power-to-Gas, KWK, Lastmanagement) bereitgestellt werden können. Für einen sicheren Betrieb aller Netze über alle Spannungsebenen müssen Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber kooperieren. Jeder muss seinen Beitrag zur Erbringung der Systemdienstleistungen leisten.

1.7. Schaffung eines Anreizsystems für intelligente Technologien

Parallel zur bisherigen Regulierung sollte ein Anreizsystem für smarte Technologien geschaffen werden.

Wissenschaftliche Studien (BMW, dena, ...) belegen, dass intelligente Betriebsführungskonzepte und intelligente Betriebsmittel volkswirtschaftlich oft die wesentlich günstigere Lösung als konventioneller Netzausbau sind (z.B.: BMW Verteilernetzstudie: Ausbaubedarf kann um mehr als 40 % gesenkt werden). Für intelligenten Netzausbau im Verteilnetz gibt es jedoch auch nach der Novellierung

der Anreizregulierungsverordnung keinen angemessenen regulatorischen Anreiz. Diese Technologien sind regulatorisch angemessen zu berücksichtigen um die Benachteiligung der volkswirtschaftlich sinnvolleren Lösung zu beenden.

1.8. Sektorenkopplung im Verteilnetz schafft neue Möglichkeiten

NRW mit seinen Lastschwerpunkten sollte eine Vorreiterrolle im Bereich der Sektorenkopplung übernehmen und entsprechende Rahmenbedingungen schaffen.

Die fortschreitende Entkopplung von Erzeugungs- und Lastschwerpunkten fordert erhöhten Energietransportbedarf. Hierbei bleibt das Potential der vorhandenen Gas- und Wärmenetze als Speicher und ggfs. Transportmittel weitgehend ungenutzt (vorhandene Infrastruktur). Zur Entlastung der Stromnetze sollten daher zusätzlich Flexibilitäten aus den Gas- und Wärmenetzen nutzbar gemacht werden. Dazu sollten die verschiedenen Energieträger grundsätzlich gleich behandelt (z.B. weniger Abgaben auf Strom) und Anreizsysteme für Koppelemente zwischen diesen Sektoren geschaffen werden.

2. Charakteristika der Verteilnetzaufgabe in Nordrhein-Westfalen

Nordrhein-Westfalen (NRW) spielt in der Energiewende eine entscheidende Schlüsselrolle. Es ist das bevölkerungsreichste deutsche Bundesland, die größte Metropolregion Deutschlands liegt mit fast 10 Mio. Einwohnern mitten in NRW an Rhein und Ruhr. Mit 139,3 TWh/a entfällt auf NRW nahezu ein Viertel des deutschen Bruttostromverbrauchs [1]. Gleichzeitig ist NRW eine Hochburg der Kohleverstromung. In keinem anderen Bundesland wird so viel elektrische Energie aus Kohle erzeugt [2]. NRW liegt im Vergleich der Bundesländer mit einem Anteil von rund 12 % (im Jahr 2015) der erneuerbaren Energien (EE) an der Bruttostromerzeugung unter den letzten drei. Die Energiewende stellt NRW daher vor eine besondere Herausforderung.

2.1. Besonderheiten Nordrhein-Westfalens

Die Einspeise-Situation in NRW ist stark durch die Nutzung der Braun- und Steinkohle geprägt. Über 75 % der Bruttostromerzeugung in NRW stammt aus Kohlekraftwerken [3]. Die großen Braunkohlekraftwerke des Rheinischen Reviers im Westen prägen den Energieerzeugungsmix ebenso wie die Steinkohlekraftwerke, die nördlich des Ruhrgebietes an den Ufern der Lippe liegen [4]. Im Gegensatz zu den Braunkohlekraftwerken sind diese jedoch größtenteils auf importierte Kohle aus dem Ausland angewiesen, seit die Steinkohleförderung im Ruhrgebiet und Deutschland insgesamt weitestgehend eingestellt wurde [5][6]. Die erneuerbaren Energie-Anlagen konzentrieren sich in NRW vor allem in den ländlichen Gebieten wie dem Münsterland und Ostwestfalen, in den Ballungszentren an Rhein und Ruhr dagegen gibt es kaum erneuerbare Energieerzeugung [7]. Seit in den 80er bzw. 90er Jahren die Kraftwerke Hamm-Uentrop und Würgassen stillgelegt wurden gibt es in NRW keine kommerziellen Kernkraftwerke mehr [8].

Nordrhein-Westfalen weist heute hinsichtlich der Lastdichte große Unterschiede auf. Die Lastdichte reicht von 0,1 bis 0,2 MW/km² (Steinfurt, HSK, Coesfeld, Lippe, Kleve, Euskirchen, Düren, Höxter, Soest, Borken, Warendorf) bis zu 2,5 MW/km² (Herne, Essen, Köln, Gelsenkirchen, Oberhausen, Düsseldorf, Bochum). Die Kundenstruktur in NRW ist zudem sehr vielschichtig. Besonders sensible Kunden sind der Berg- und Tagebau, die Aluminiumindustrie, die chemische Industrie sowie große mittelständische Industrien, welche z.T. auch einzeln in Gebieten mit niedriger Lastdichte liegen. Diese Industrien fordern eine besonders hohe Netzzuverlässigkeit.

Die heterogene Struktur NRWs spiegelt sich auch in der Netzstruktur wider. In den städtischen Gebieten sind die Netze vermascht und bedingt durch die (zum Teil ehemals) ansässige energieintensive Industrie sehr robust ausgeführt. In den ländlichen Regionen sind oft nur einzelne 110kV-Stränge vorhanden, die zwar redundant aufgebaut, aber meist nur als Stich ausgeführt sind. Die mittlere Übertragungsentfernung ist hier zwei bis dreimal so hoch wie in den Städten. Die städtischen Netze sind daher eher für eine hohe Strombelastung dimensioniert, die ländlichen Netze hingegen für die Spannungshaltung ausgelegt.

Leistungsdifferenz und 110kV Verteilnetz - 2015

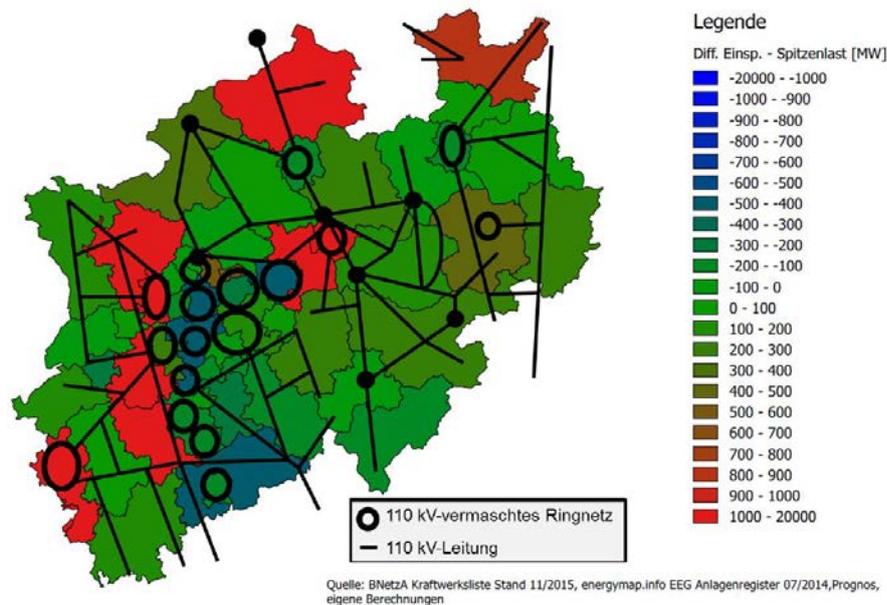


Abbildung 1: Differenz der installierten Einspeiseleistung und Spitzenlast - 2015

Abbildung 1 zeigt die Differenz zwischen gesamter installierter Einspeiseleistung und der Spitzenlast in NRW auf Kreisebene im Jahr 2015. Zusätzlich sind die 110 kV Leitungstrassen schematisch eingezeichnet.

Niederspannungsnetze werden über Ortsnetztransformatoren (ONT) an die Mittelspannungsnetze angeschlossen. Dabei orientiert sich die Struktur der Mittelspannungsnetze an der Lastdichte. Über einen ONT wird je nach Geografie jeweils ein Niederspannungsnetz mit bis zu 600 kW Spitzenlast versorgt. Somit lässt sich aus der Zahl der ONT je Fläche im Umkehrschluss die Lastdichte eines Gebietes abschätzen. Das Mittelspannungsnetz mit 10 kV oder 20 kV Spannung ist – zum Teil auch über Zwischenspannungsebenen mit 30 kV oder 60 kV an das 110 kV Hochspannungsnetz angeschlossen. Die gesamte Netzstruktur ist auf einen unidirektionalen Leistungsfluss von höherer zu niedrigerer Spannungsebene ausgerichtet. Für die Einspeisung von erneuerbarer Energie in der Niederspannung sind die Netze nicht ausgelegt. Gebiete mit hoher Lastdichte besitzen überwiegend Kabelnetze – insbesondere in der Mittelspannung zu 100 % und zu über 95 % in der Niederspannung. Im innerstädtischen Bereich sind auch die 110 kV Leitungen als Kabel ausgeführt. In ländlichen Gebieten ist im Mittelspannungsnetz dagegen nur ein Verkabelungsgrad von 50 % bis 80 % üblich [9].

2.2. Klimapolitische Ziele 2025 und die Entwicklung dahin

Die Landesregierung hat sich mit dem Klimaschutzgesetz und dem Klimaschutzplan Ende 2015 ihre Ziele für die weitere Energiewende gesetzt. Bis zum Jahr 2020 soll der Ausstoß von Treibhausgasen um 25 %, bis 2050 um mindestens 80 % im Vergleich zum Stützjahr 1990 reduziert werden¹. Dazu soll der Anteil der erneuerbaren Energie an der Stromversorgung bereits bis 2025 auf 30 % gesteigert werden. Im Jahr 2050 soll schließlich das bundesweite Ziel von 80 % erneuerbarer Energie erreicht werden [10].

Der Klimaschutzplan der Landesregierung sieht vor allem in der Windkraft und der Photovoltaik (PV) die größten Potentiale für erneuerbare Energien in

¹ Gesetz zur Förderung des Klimaschutzes in Nordrhein-Westfalen (Klimaschutzgesetz NRW) §6, Stand: 05.09.2016

NRW [3]. Im Jahr 2025 sollen mehr als 30 % des Stromverbrauches von erneuerbaren Energien gedeckt werden. Dies entspricht etwa 41 TWh/a [11]. Die Windkraft soll daran den größten Anteil, etwa 28 TWh/a tragen, die Photovoltaik mit 7,8 TWh/a den zweitgrößten Anteil [11][12]. Für die Windkraft bedeutet dies einen Ausbau der installierten Leistung um den Faktor vier, die installierte PV-Leistung müsste verdoppelt werden [11][12]. Der Biomasse hingegen wird wegen der Nutzungskonkurrenz zu anderen Agrarbereichen auf den begrenzten Flächen eine Stagnation bei den heutigen 4,95 TWh/a vorhergesagt.

Der konventionelle Kraftwerkspark in NRW soll lediglich modernisiert werden. Die fossilen Kraftwerke sollen für Flexibilität sorgen und nach Möglichkeit als Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen weiter betrieben werden [3]. Es ist zwar anzunehmen, dass ältere Kraftwerksblöcke, die keine Wärmeauskopplung bieten mittel- bis langfristig vom Netz gehen. Besonders Gaskraftwerke haben mit ihrer hohen Flexibilität jedoch eine Schlüsselrolle in der Energiewende und sollen daher weiter betrieben werden [3]. Im Folgenden wird angenommen, dass Kraftwerksblöcke ohne Wärmeauskopplung, die vor dem Jahr 1990 in Betrieb genommen wurden, bis zum Jahr 2025 planmäßig vom Netz gehen. Die restlichen Kraftwerke mit fossilen Energieträgern werden im Jahr 2025 weiterhin einspeisen.

Bis zum Jahr 2025 wird der größte Bevölkerungsrückgang mit rund 10 % die ländlichen Gebiete Hochsauerlandkreis, Höxter, Hagen, Märkischer Kreis und Remscheid betreffen. Jedoch ist das prognostizierte Wirtschaftswachstum mit rund 1,1 % in diesen Regionen so hoch, dass insgesamt nur von einem gemäßigten Lastrückgang gesprochen werden kann. Dem entgegenstehen die Gebiete Köln, Münster und Bonn mit einer Steigerung der Bevölkerung und einem ebenfalls hohen Wirtschaftswachstums von 1,3 %. Dieses bedingt einen steigenden Energiebedarf in diesen Regionen. In den Ruhrgebietsstädten Dortmund bis Duisburg ist ein nur leichter Bevölkerungsrückgang, aber das schwächste Wirtschaftswachstum mit 0,8 % zu verzeichnen. Somit ist auf eine näherungsweise Stagnation der Last in diesen Gebieten zu schließen. Diese Aussagen beruhen jedoch lediglich auf Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung. Zurzeit wird in den großen Ruhrgebietsstädten sogar ein bis zwei Prozent Lastrückgang pro Jahr verzeichnet. Das Ausmaß der Auswirkungen von Effizienzsteigerungen (Lastrückgang) und E-Mobility (Lastzuwachs) sind derzeit unklar. Diese werden separat in Kapitel 4 betrachtet.

Für die reine Lastentwicklung sind die heutigen Netzstrukturen ausreichend. Die Lastverschiebung/-verringern in den ehemals strukturstarke Gebieten bedingt jedoch schon heute eine Restrukturierung des Mittel- und Hochspannungsnetzes. Hier ist sogar z.T. ein Netzzrückbau zu verzeichnen. Diese Gebiete weisen historisch bedingt auch die Netze mit der höchsten Altersstruktur auf. Eine neue Herausforderung könnte in diesem Zusammenhang allerdings E-Mobility mit ihrer hohen Installationsleistung insbesondere in den Städten sein.

Trotz der günstigen Lastentwicklung wird in den ländlichen Gebieten NRW der Netzausbau, welcher sich zunehmend auch in die höheren Spannungsebenen hineinzieht, die zukünftige Richtung sein. Die Entwicklung der Einspeiseleistungen erneuerbarer Energien führt dazu, dass vielerorts die für reine Last ausgelegten Netze zunehmend an ihre Grenzen stoßen. Daher ist insbesondere in ländlichen Gebieten ein erheblicher Ausbau der Verteilnetze notwendig.

Leistungsdifferenz und 110kV Verteilnetz - Prognose 2025

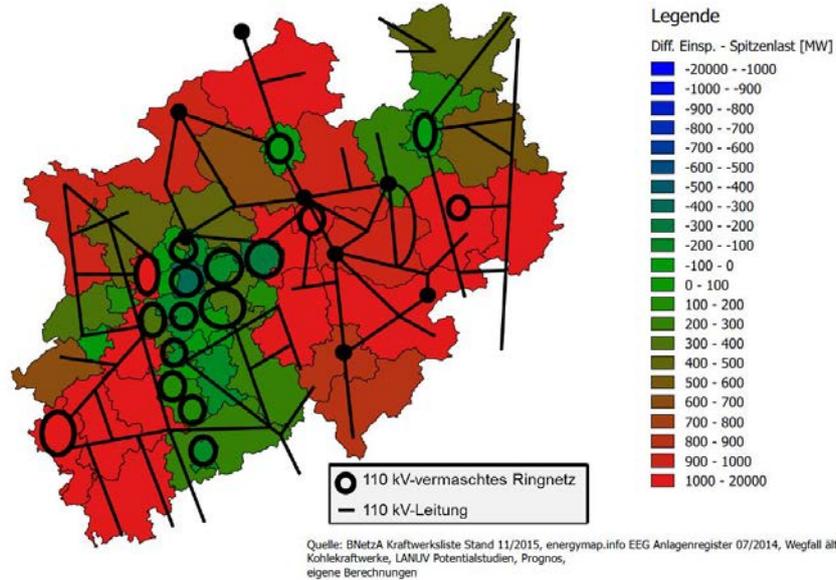


Abbildung 2: Differenz der installierten Einspeiseleistung und Spitzenlast – 2025

In Abbildung 2 ist erneut die Differenz der Einspeiseleistung und Spitzenlast in NRW auf Kreisebene dargestellt. Hier handelt es sich jedoch um die für 2025 prognostizierten Werte. Es fällt auf, dass ländliche, zuvor lastgeprägte Gebiete nun einspeisegeprägt sind. Die 110 kV Leitungen wurden in dieser Darstellung nicht verändert. Die Abbildung verdeutlicht somit die Problematik des einspeisebedingten Netzausbaubedarfs.

Abbildung 3 und Abbildung 4 verdeutlichen die Veränderungen im elektrischen Energiesystem durch die Energiewende. Ein Großteil der Veränderungen findet im Verteilnetz statt, wo neue Einspeiser und Lasten angeschlossen werden und die Energie oft direkt vor Ort umverteilt werden muss.

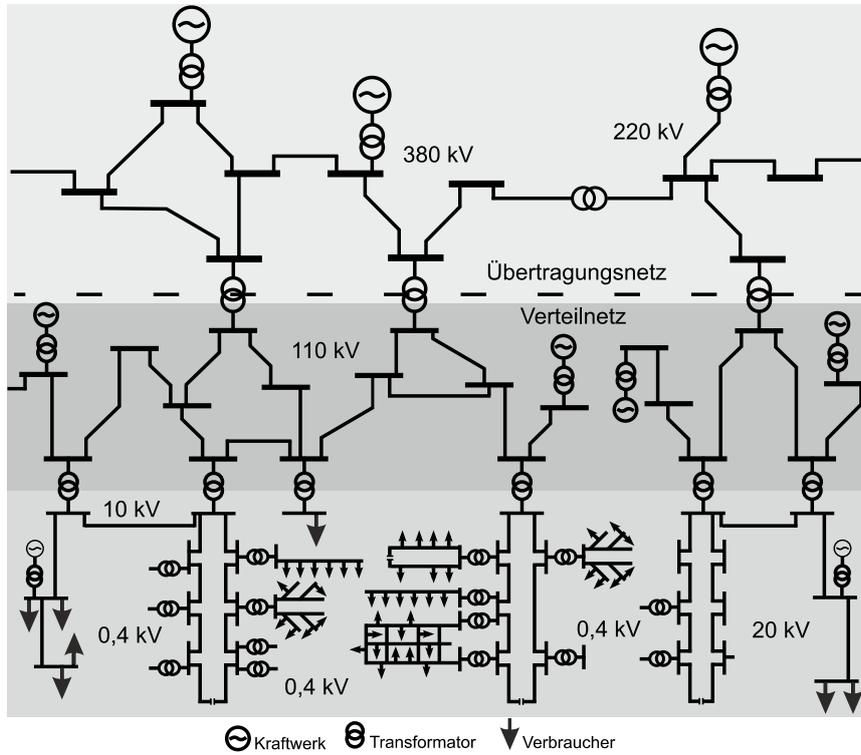


Abbildung 3: Darstellung Netzebenen vor Energiewende

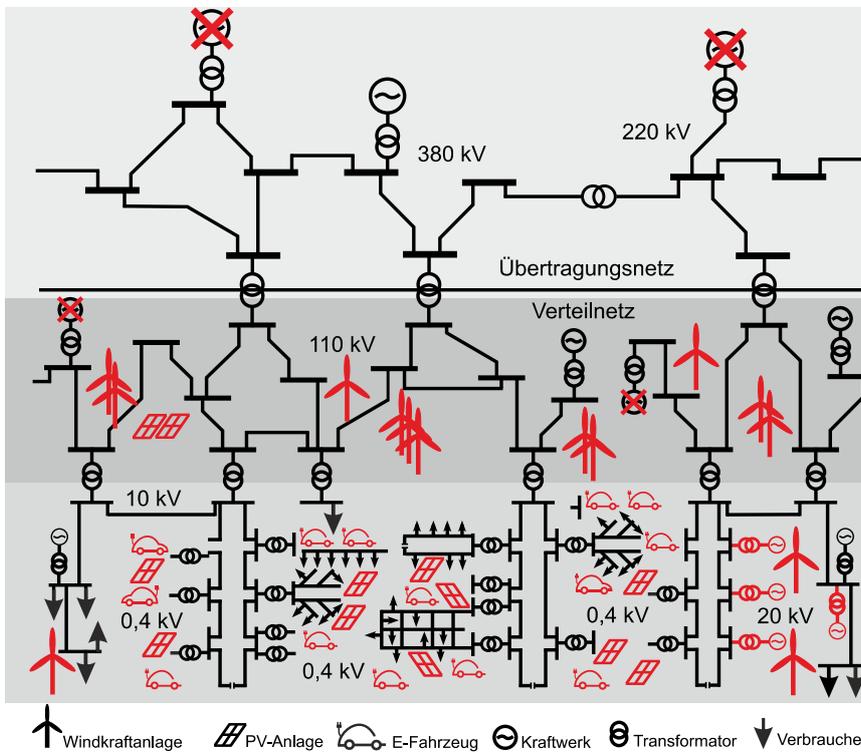


Abbildung 4: Darstellung Netzebenen nach Energiewende

3. Das Verteilnetz als kritische Infrastruktur

3.1. Rahmenbedingungen

Der verstärkte Ausbau der Erneuerbaren Energien führt dazu, dass der Lastfluss in den Stromnetzen nicht mehr „gerade“, also von den konventionellen Kraftwerken hin zum Verbraucher bzw. von „oben nach unten“, sondern vielmehr nur unsicher prognostizierbar auch von „unten nach oben“ und von „rechts nach links“ stattfindet. Dies macht Steuerungsmaßnahmen auch im Verteilnetz erforderlich. Die BMWI-Verteilnetzstudie stellt das Abregeln von 3 % der Einspeisemenge und den Einsatz intelligenter Betriebsmittel, resp. eine intelligente Netzsteuerung als die wirtschaftlichsten Maßnahmen zur Bewältigung dieser Aufgabe heraus [13]. Dennoch wird der Einsatz intelligenter Betriebsmittel im Regulierungsregime nicht angemessen berücksichtigt.

Im Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende wird festgelegt, dass künftig die Erhebung der Verbrauchsdaten in einem eigenständigen Tätigkeitsbereich (buchhalterisch entflochten) erfolgt². (Stichworte: MSB, Smart Meter Gateway) Einerseits wird argumentiert, Smart Meter würden netzdienliche Daten generieren, andererseits wird den für die Netzsteuerung verantwortlichen Netzbetreibern der direkte Zugang zu diesen Daten verwehrt.

3.2. Sensibilität: Energieversorgungsnetze als kritische Infrastruktur

Definition kritischer Infrastrukturen gemäß Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe (BBK): Kritische Infrastrukturen (KRITIS) sind Organisationen oder Einrichtungen mit wichtiger Bedeutung für das staatliche Gemeinwesen, bei deren Ausfall oder Beeinträchtigung nachhaltig wirkende Versorgungsengpässe, erhebliche Störungen der öffentlichen Sicherheit oder andere dramatische Folgen eintreten würden [14]. Das BBK definiert hierzu 9 Sektoren:

- Energie (Strom, Gas, Mineralöle),
- Informationstechnik und Telekommunikation
- Gesundheit
- Wasser
- Ernährung
- Transport und Verkehr
- Finanz- und Versicherungswesen
- Staat und Verwaltung
- Medien und Kultur

die wir, vor dem Hintergrund des Industriestandortes NRW um den Sektor

- Industrie (Chemie, Petro, Stahl,...)

erweitern. Durch Interdependenzen (Abbildung 5) wird das Risiko von Ausfällen durch Dominoeffekte noch verstärkt. Besondere Bedeutung kommt hier den Sektoren Informations- und Kommunikationstechnik und (insbesondere der elektrischen) Energieversorgung zu. Viele Prozesse funktionieren ohne elektrische Energie nicht. Beeinträchtigungen der IKT wirken direkt auf die in vielen Prozessen verbaute Steuerungs- und/oder Automatisierungstechnik in anderen Sektoren und die IKT funktioniert ohne elektrische Energie nicht.

² Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende, Stand: 05.09.2016

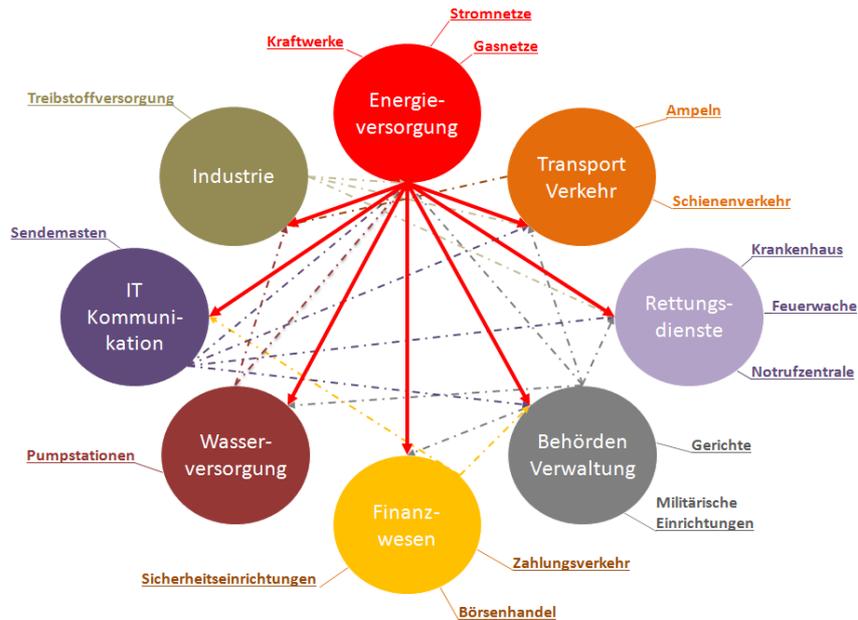


Abbildung 5: Abhängigkeiten zwischen einzelnen Sektoren oder Branchen

Der Trend der fortschreitenden Digitalisierung verschiebt das Ungleichgewicht weiter in Richtung der Bedeutung der IKT und damit auch weiter in Richtung der Bedeutung der elektrischen Energieversorgung. Hierbei hat auch die Versorgungsqualität eine besondere Rolle, denn Steuerungssysteme können schon bei kurzfristigen Spannungseinbrüchen oder Stromspitzen ausfallen. Daraus resultierende, länger andauernde Versorgungsunterbrechungen setzen z.B. die Notstromversorgung der Mobilfunk-Sendemasten oder der Krankenhäuser außer Funktion. Wichtige Pumpen etwa bei der Wasserversorgung aber auch bei der Abwasserentsorgung funktionieren nicht mehr. Nicht versorgte Zapfsäulen verhindern das Betanken von Notstromanlagen



Abbildung 6: Folgen eines flächendeckenden Stromausfalls nach Dauer [15]

In Abbildung 6 sind beispielhafte Folgen eines flächendeckenden Stromausfalls gestaffelt nach der Dauer des Ausfalls benannt. Die Bedeutung kritischer Infrastrukturen für das Leben in Deutschland wird jedoch noch weiter zunehmen. Energiesysteme werden z.B. immer stärker mit Informationstechnik (z.B. Intelligente Stromnetze) vernetzt und setzen für ihre ordnungsgemäße Funktion verlässliche Kommunikationstechnik voraus.

3.3 Verfügbarkeit und Versorgungsqualität

Nicht zuletzt durch die Bereitstellung von sicherer Energie in Ballungs- und Industriezentren ist es NRW gelungen, eine nachhaltige Ansiedlung von Schlüsselindustrien an den bekannten Stahl-Standorten des Landes zu ermöglichen, für die die Verfügbarkeit sicherer Energie ein globaler Wettbewerbsvorteil ist. Die Versorgungsqualität im Stromnetz ist jedoch abhängig vom Gleichgewicht der Ein- und Ausspeisung. Bereits geringe Abweichungen führen zu Störungen des Gesamtsystems und verursachen mitunter Versorgungsunterbrechungen.

Während kritische Infrastrukturen üblicherweise gegen die Auswirkungen von z.B. Flickern und kurzzeitigen Spannungsunterbrechungen abgesichert sind, sind es die Rechner (Systeme) „normaler“ Haushalte und Gewerbetreibender nicht. Im guten Fall ist der Rechner nach einer Spannungsunterbrechung nur aus, im schlechten Fall ist die Hardware beschädigt, was zu weiteren Folgeschäden führen kann.

3.4. Auswirkungen zunehmenden Ausbaus Erneuerbarer Energien

Die dezentrale Einspeisung erneuerbarer Energien mit ihrer nur in Grenzen prognostizierbaren Einspeiseleistung fordert schnelle Laständerungen anderer zur Systemstabilität eingesetzter Betriebsmittel. Maßnahmen zur Sicherstellung der Netzqualität, d.h. das Ausregeln von Spannung und Netzfrequenz, sollten möglichst in den Verteilnetzen erfolgen, da sich Effekte wie z.B. Überlast aufgrund wechselnder Lastflüsse in höheren Spannungsebenen nicht mehr feststellen lassen. Zudem speisen ca. 90 % der Erneuerbaren ohnehin direkt in die Verteilnetze ein [13].

Die Auslegung der Netzinfrastruktur basierte in der Vergangenheit auf der Bereitstellung von Leistung und Leistungsspitzen an den Verbrauchsstellen. Dabei wurde ein bestimmtes Lastverhalten, z.B. bei Haushalten unterstellt (Bsp.: nicht alle Haushalte waschen zur gleichen Zeit – sog. Gleichzeitigkeitsfaktor). Aktuell werden die Netze mit zusätzlichen dezentralen Einspeiseanlagen beaufschlagt, die für eine ständige Veränderung der Lastflüsse sorgen. Um zukünftig die zunehmende Volatilität der erneuerbaren Energien durch steuerbare Verbraucher zu beeinflussen, sind zeit- oder lastvariable Stromtarife erforderlich. Diese werden marktgetrieben (z.B. durch einen günstigen Börsenpreis in einem bestimmten Zeitfenster) zu einer ad-hoc Laständerung (hier Zunahme) führen, die im Netz ohne weiteres nicht mehr prognostizierbar und somit nicht mehr ausregelbar sein wird. Dies erfordert ein enges Monitoring, bis in die Niederspannungsnetze hinein, verbunden mit Regelungsmöglichkeiten für die Netzbetreiber.

3.5. IT-Sicherheit /Konflikte

IKT und Versorgungsinfrastruktur wachsen zusammen. Erstens erfordert die Integration volatiler Erneuerbarer Energien eine intelligente Netzsteuerung, die auf Basis der tatsächlich im Netz herrschenden Beanspruchung regelnd eingreift – dazu braucht es Sensorik, Aktorik, Steuerungsmechanismen und Kommunikationsverbindungen. Zweitens ist mit der Verabschiedung des Digitalisierungsgesetzes der Einbau von intelligenten Messsystemen bei vielen Verbrauchergruppen beschlossen worden. Diese intelligenten Messsysteme benötigen Kommunikationsverbindungen zu den, die Messwerte weiterverarbeitenden Systemen und zu den, die transportierenden Systemen.

Alle per Kommunikationsverbindung auch indirekt an Netzführungssysteme angebundenen Bauteile sind potentielle Schwachstellen, über die sich Unbefugte Zugang verschaffen können (wie beispielhaft im Roman „Blackout“ von Marc Elsberg beschrieben). Durch die gesetzlichen Vorgaben (IT Sicherheitsmanagementsystem) wird die potentielle Gefährdung zwar reduziert, jedoch nicht vollständig ausgeschlossen.

3.6. Anforderungen

Somit müssen geeignete Maßnahmen entwickelt werden, die zum einen die Versorgungsqualität sicherstellen, als auch den Marktmechanismen Rechnung tragen. Dabei gilt es festzustellen, dass eine marktgetriebene Erhöhung des Gleichzeitigkeitsfaktors eine Netzsteuerung erfordert, die Abschaltung einzelner Lasten wie auch Einspeiser durch den Netzbetreiber zulassen muss (Ampelregelung) oder die Einbeziehung des Netzbetreibers in die Ansteuerung der marktgetriebenen Produkte garantiert. So würde eine individuelle Netzsituation bestimmte Angebote unterstützen (vgl. Ausbau Breitband in Bezug auf Internetgeschwindigkeit und Datenvolumen). Und hierbei ist es wichtig, dass die Netzbetreiber direkten Zugriff auf alle Daten und alle Steuerungsmöglichkeiten bekommen. Ein „Umweg“ über den ÜNB oder über einen Smart-Meter-Gateway-Administrator gefährdet die Fähigkeit des Netzbetreibers, in seinem Netz seinen Beitrag zur Stabilität zu leisten (in den Grenzen, in denen er es kann).

4. Einflussgrößen und Wechselwirkungen

Die langfristige Stabilität der Netzebenen hängt auch von politischen Rahmenbedingungen und dem Zusammenwirken der beteiligten Akteure der Elektrizitätsversorgung ab. Die Entwicklung bestimmter Einflussgrößen beeinflusst die Systemstabilität insgesamt aber auch partiell über die Versorgungssicherheit von Verteilnetzen bis in die Teilnetze und die häusliche Versorgung. Daher werden nachfolgend Einflussgrößen und Wechselwirkungen aufgezeigt, um daraus geeignete Maßnahmen abzuleiten.

- Elektromobilität
- Wärmepumpen
- Geschäftsmodelle EEG und KWKG
- Dezentralität und Eigenbedarfsoptimierung / Marktmechanismen
- Speicher
- Smart Meter
- Tele- und Datenkommunikation
- Konformität zum Netzbetrieb
- Rechtliche Rahmenbedingungen

4.1. Elektromobilität

Nach den Zielen der Bundesregierung sollen bis 2020 eine halbe Millionen und bis 2030 sechs Millionen Elektrofahrzeuge auf deutschen Straßen fahren [16]. Heruntergerechnet auf NRW wären dies bis 2025 rund 700.000 Elektrofahrzeuge. Eine typische Großstadt mit ca. 600.000 Einwohnern und ca. 100.000 Gebäuden liegt dann bei rund 25.000 E-Fahrzeugen. Die Bereitstellung der Ladepunkte muss über zusätzliche oder anzupassende Hausanschlüsse in Privathaushalten, auf Firmenparkplätzen und im öffentlichen Bereich erfolgen.

Die Bereitstellung der Ladeinfrastruktur erfordert in den Verteilnetzen zusätzliche Hausanschlüsse, die über vorhandene Ortsnetzstationen versorgt werden müssen. Insbesondere in den Großstädten und Ballungszentren ist davon auszugehen, dass nur geringfügige Reserven für zusätzliche Verbrauchseinrichtungen zur Verfügung stehen. Werden Elektrofahrzeuge ausschließlich nach Marktbedingungen (Preise, Wirtschaftlichkeit) geladen, besteht aufgrund der hohen Gleichzeitigkeit die Gefahr, dass Betriebsmittel überlastet und beschädigt werden können. Theoretisch können diese Effekte bis in die vorgelagerten Netzbereiche zurückwirken. Um den Austausch von Betriebsmitteln (z.B. Ortsnetztransformatoren) oder die Verlegung zusätzlicher Kabel auf ein Minimum zu reduzieren, sind intelligente Kommunikationssysteme erforderlich, die den Verteilnetzbetreibern eine überlagerte Steuerung des Ladevorgangs der Elektrofahrzeuge erlauben.

4.2. Wärmepumpen

Der Primärenergieverbrauch soll bis 2050 um 50 % (gegenüber 2008) reduziert werden. Bis 2025 sind dies rund 20 %. Ferner ist davon auszugehen, dass der Anteil fossiler Energieträger zur Wärmeversorgung von Neubauten weiterhin auf niedrigem Niveau bleibt und bei Bestandsbauten aufgrund energetischer Sanierungsmaßnahmen sukzessive abnimmt. Die Entwicklung des Ausbaus von Wärmepumpen für die Wärmeversorgung wird durch das Lastmanagement (Demand-Side-Management) begünstigt. Gemäß Leitszenario des BMU (2010) soll das schwankende Angebot von Wind- und Solarstrom teilweise durch Erzeugungs- und Lastmanagement ausgeglichen werden [17]. Neben Elektrofahrzeugen sollen auch Wärmepumpen zum Lastmanagement genutzt werden. Die VDE-Studie zu Lastverschiebungspotenzialen in Deutschland geht davon aus, dass bis 2025 bundesweit insgesamt 1.785.000 Wärmepumpen (NRW: 352.799) installiert sind [18]. Damit wird der elektrische Leistungsbedarf in NRW um rund 1.100 MW ansteigen. Für eine Großstadt (600.000 EW) ist mit einer Leistungserhöhung von

40 MW zu rechnen. Eine Anpassung der Netze ist nur langfristig möglich, so dass hier Planungssicherheit für die Verteilnetzbetreiber geschaffen werden muss.

4.3. Geschäftsmodelle EEG und KWKG

Netzbetreiber dürfen in die Erzeugung bestimmter Anlagen eingreifen, wenn dies netz- oder systembedingt erforderlich ist. Mit der Direktvermarktung werden immer mehr Anlagen von Händlern gesteuert. Wenn Händler im großem Umfang die Erzeugungsleistungen ändern, stellt dies das komplette System vor Probleme, da Kraftwerkskapazitäten nicht schnell genug zur Verfügung stehen.

Ferner passen Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber ihre Infrastruktur zunehmend auf die Einspeisesituation durch EEG-Anlagen an. Mit dem Auslaufen der Förderung (erste Anlagen in 2020) von EEG-Anlagen ist ungewiss, ob die Erzeugungsstandorte erhalten bleiben oder ggf. stillgelegt werden. Aufgrund der geänderten gesetzlichen Rahmenbedingungen werden Anlagen, die bis Ende 2016 genehmigt werden und bis Ende 2018 in Betrieb gehen noch nach dem alten Modell gefördert. Dies hat dazu geführt, dass allein für NRW insgesamt rund 600 Genehmigungsverfahren laufen (+50 % im Vergleich zu 2015). Sollten diese Projekte realisiert werden ist für NRW mit einem kurzfristigen Zubau von 2 GW zu rechnen. Daher muss für Netzbetreiber ein Planbarkeit sowohl bei der Errichtung neuer Anlagen als auch beim langfristigen Einsatz der EEG-Anlagen zur Sicherstellung der Energieversorgung gewährleistet werden.

Anders als EEG-Anlagen sind KWK-Anlagen im Rahmen der Energiewende ein stabilisierendes Element. Der Ausbau der Anlagen hat in den letzten Jahren erfreulicherweise zugenommen. Auch hier bestehen mit dem Auslaufen der Förderung für Anlagenbetreiber erhebliche wirtschaftliche Risiken (hohe Gaspreise, niedrige Strompreise), die zur Stilllegung solcher Anlagen führen können. Auch hier bestehen seitens der Netzbetreiber Anforderungen an die Planbarkeit.

4.4. Dezentralität und Eigenbedarfsoptimierung / Marktmechanismen

Der Strommarkt 2.0 setzt zukünftig verstärkt auf einen freien Markt³. Es wird hierzu eine nationale Informationsplattform sowie ein zentrales Marktstammdatenregister eingerichtet. Zudem soll die Bilanzkreistreue erhöht werden, so dass die verantwortlichen Stromversorger und -händler zeit- und bedarfsgerecht Strom einkaufen. Auf diesem Markt sollen sich auch die Verteilnetzbetreiber (über Vertriebe) betätigen. Einerseits können langfristig eingekaufte Flexibilitäten planerisch berücksichtigt werden, um Netzausbau zu vermeiden. Andererseits können kurzfristig eingekaufte Flexibilitäten (heute für morgen) temporäre Netzengpässe vermeiden. Als Flexibilität werden hierbei Einspeisungen, Lastabnahmen und Speicher einbezogen [19]. Für Deutschland wird für das Jahr 2050 ein elektrisches Flexibilitätpotential von mehr als 65 GW gesehen [20].

Unter der Voraussetzung dieser Prämissen werden neben dem bisherigen stochastischen Verhalten der Einspeisungen und Lastabnahmen, welche bislang aus Umwelt(Wetter)-daten und Tageszeit ableitbar waren, auch Marktanreize das Last- und Einspeiseverhalten beeinflussen. Über Wetterprognosen, den vermarkteten Energiemengen und Leistungen sowie der optional vermarkteten Leistungen z.B. Regelenergien wird versucht die Netzbelastung abzuschätzen. Dies erfordert zusätzlichen Koordinationsaufwand (Betriebsaufwand) mit den Marktpartnern und beeinflussenden Netzbetreibern sowie zusätzliche Infrastrukturen/Software zur Beherrschung des Netzbetriebes.

³ Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz), Stand: 26.06.2016

Innerhalb NRW stellt dieses mit einer Vielzahl von Verteilnetzbetreibern und großen Industrieunternehmen, aber auch einem starken Mittelstand eine Herausforderung dar. Zudem sind die Flexibilitäten regional sehr unterschiedlich ausgeprägt, so dass deren Management anspruchsvoller wird.

4.5. Speicher

Speichereinsatz kann grundsätzlich zwischen Kurz- und Langzeitspeicherung unterschieden werden. Beide sind für die Bewältigung der Energiewende notwendig. Nach einer VDE Studie werden die Langzeitspeicher als Stoffspeicher (Wasserstoff oder Gas) gesehen und stehen heute schon ausreichend zur Verfügung (10 % des Speichervolumens der heutigen Erdgasspeicher werden benötigt) [19]. Eine NRW-Studie (2016) zeigt, dass ein deutlicher Ausbau der derzeitigen Pumpspeicherkapazitäten in NRW technisch realisierbar wäre [21]. Somit verfügt NRW neben den Kavernenspeichern in Gronau über weiteres erhebliches Potential an Kurz- und Langzeitspeichervolumen.

Eine zweite VDE-Studie untersucht die Nutzung von Kurzzeit-Batteriespeichern im Verteilnetz mit dem Ergebnis, dass sich der Einsatz nur für spezielle Netzkonstellationen und nur bei mehrfacher Vermarktung zurzeit rechnet. In Bezug auf NRW wird deshalb ein Speichereinsatz nur in strukturschwachen Gebieten erfolgen. [22]

Falls Speicher auf Grund anderer Nutzungsverwendung vorhanden sind, wird die Vermarktung vornehmlich am Regelenergiemarkt erfolgen und stellt ggfs. eine zusätzliche Belastung des Verteilnetzes dar. Marktgeführte Speicher verhalten sich nicht immer netzkonform. Über ein regionales reguliertes Marktregime könnten Speicher netzdienlich für einen regionalen Flexibilitätsmarkt eingesetzt werden. Bei einem ausgeglichenen Energiemanagement würde dies auch den Bedarf an Ausgleichsenergie (Regelenergie) der Transportnetzbetreiber reduzieren. Allerdings ist dies sehr personal- und rechenintensiv und führt zu zusätzlichem Betriebsaufwand.

4.6. Smart Meter

Intelligente Zähler und Messsysteme bilden zukünftig die Schnittstelle zwischen Verbrauchern und den intelligenten Netzen. Einerseits erhalten Verbraucher über diese Systeme höhere Transparenz. Andererseits werden auch Anreize geschaffen werden, um das Verbrauchsverhalten dem Marktangebot anzupassen (variable Tarife). Letzteres wird in erster Linie durch Marktpartner getrieben und gesteuert. Es ist zwar davon auszugehen, dass marktgetriebene Maßnahmen einen Beitrag zur Stabilität der Netze leisten können. Allerdings kann auch nicht ausgeschlossen werden, dass marktgetriebene Maßnahmen ganz eigenen Gesetzmäßigkeiten folgen und möglicherweise die System- und Netzstabilität negativ beeinflusst. Auch können marktbezogene Maßnahmen makroskopisch betrachtet durchaus Sinn machen, aber in unterlagerten Netzen die Stabilität und Versorgungssicherheit negativ beeinträchtigen.

4.7. Tele- und Datenkommunikation

Prozessdatenkommunikation

Die Digitalisierung und Vernetzung schreitet auch in den Energieversorgungsnetzen unaufhaltsam voran. I.d.R. werden die Stationen und Betriebsmittel in den Netzen über eigene Leitstellen überwacht, geschaltet und gesteuert. Die Datenkommunikation von der Leitstelle in die Stationen (Umspannanlagen, HVSTs) erfolgt in großen Teilen über eigene Telekommunikationskabel (Kupfer, Lichtwellenleiter). Teilweise erfolgt sie aber auch über öffentliche Telekommunikations- oder Mobilfunknetze, wo die Verlegung eigener Kabel aus wirtschaftlichen Gründen nicht möglich ist.

Die Datenübertragung für die 110 kV Ebene ist autark und damit unabhängig von öffentlichen Netzen. Die der unteren Spannungsebenen greifen heute auf die öffentlichen Kommunikationsnetze zurück. Insofern orientiert sich die Ausfallsicherheit dieser Netze am Bedarf der Netzbetreiber, kann aber individuell unterschiedlich sein. Insgesamt ist die Absicherung dieser Netze deutlich besser als in den öffentlichen Netzen. Bei einem flächendeckenden Stromausfall muss davon ausgegangen werden, dass das öffentliche Festnetz innerhalb von 1,5 Stunden und das Mobilfunknetz innerhalb von 30 Minuten nicht mehr zur Verfügung stehen. Die Stromnetzbetreiber sind auch nach Ausfall der öffentlichen Netze weiterhin handlungsfähig, um Anlagen und Betriebsmittel in den Elektrizitätsnetzen schalten zu können. Mittlerweile werden Netzbetreiber jedoch zunehmend verpflichtet Dritten Dienste auf eigenen Kommunikationskabeln zur Verfügung zu stellen (Infrastrukturatlas BNetzA). Dies führt zunehmend zu einer Vermaschung der Netze und andererseits zu fehlenden Reserven bei den Energieversorgern, die dann im Bedarfsfall auf unsicherere öffentliche Netze zurückgreifen oder aber wieder eigene Kabel verlegen müssen.

Durch neue Märkte mit Flexibilitäten bis in den Niederspannungsbereich werden z.T. online Referenzmesswerte für den Netzbetrieb aus Smart Metern benötigt, um die aktuelle sowie die geplante Netzauslastung beurteilen zu können. Zudem werden zukünftig Steuerboxen (Vertriebs- und Netzschnittstelle in einem Gerät) eingesetzt, welche zur Lastflusssteuerung und Marktprodukten dienen. Hier müssen Konzepte entwickelt werden, dass ein TK-Ausfall nicht zu Schäden im Netz oder Systemausfällen führen kann.

Sprachkommunikation (Betriebliche Kommunikation)

Die Handlungsfähigkeit der Netzbetreiber hängt neben den Datenübertragungsnetzen auch ganz wesentlich von der Sprachkommunikation ab. Bei Ausfall des öffentlichen Festnetzes und der Mobilfunktelefonie verfügen Flächenversorger zunehmend nicht mehr über ein eigenes Backupsystem (z.B. Betriebsfunk). Betriebsbereiche werden teilweise mit Satellitentelefonen ausgestattet, die im Bedarfsfall eine Kommunikation möglich machen sollen. Bei Verteilnetzbetreibern sind zwar häufig noch Betriebsfunknetze vorhanden, die aber aus Kostengründen immer weiter zurückgebaut werden.

Sowohl für die Datenkommunikation als auch für die Telefonie sind autarke und entsprechend abgesicherte Systeme zwingend erforderlich, da ansonsten die Handlungsfähigkeit der Netzbetreiber nicht gewährleistet werden kann. Zudem ist langfristig, mit zunehmender Automatisierung, über die Architektur der TK-Systeme nachzudenken. Logische Fehler oder zentrale Fehler können zu einem Erliegen aller Automatisierungen führen. Dieses ist jedoch systemrelevant und ein zellenorientierter, regionaler Ansatz würde die Stabilität des Stromnetzes erhöhen.

4.8. Konformität zum Netzbetrieb (u.a. MS-RL Anlagenzertifikate)

Mit dem Rückgang des Einsatzes der Synchronmaschinen für die Stromerzeugung entfallen auch zunehmend deren Leistungen wie z.B. Schwungmasse, Kurzschlussleistung, Spannungsregelung, Blindleistungsbereitstellung etc. Diese Leistungen werden allerdings vom bestehenden elektrischen System benötigt, da viele Funktionen wie die Sicherung, die Spannungsregelung oder das Verhalten nach Kurzschlüssen hierauf abgestimmt sind. Deshalb müssen nach und nach die Erneuerbaren Energie-Anlagen diese Leistungen übernehmen. Die größte Herausforderung ist hierbei, dass alle Anlagen ein netz- und systemkonformes Verhalten aufweisen müssen. Die Anforderungen sind in den technischen Anschlussbedingungen der Verteilnetzbetreiber zwar niedergeschrieben, eine Überprüfung jeder Einzelanlage ist durch den Verteilnetzbetreiber jedoch kaum noch möglich.

Auf Grund der Vielzahl von Anlagenherstellern, Inbetriebnehmern etc. ist für den Verteilnetzbetreiber die Kontrolle über ein system- und netzkonformes Verhalten dieser Anlagen nicht möglich. Mängel werden meistens erst festgestellt, wenn die Anlagen nicht das gewünschte Verhalten zeigen. Eine Qualitätssicherung durch einen Dritten (unabhängigen Prüfer) ist daher zwingend erforderlich.

4.9. Rechtliche Rahmenbedingungen

In den vorangegangenen Kapiteln wurde ausführlich dargestellt, dass der technische Netzbetrieb durch die zunehmende dezentrale Erzeugung und ein verändertes Kundenverhalten vom Konsumenten zum Prosumer zunehmend komplexer wird. Dieser Trend wird durch die aktuelle Gesetzgebung deutlich verstärkt, die ein beständiges Ansteigen der Anforderungen an die Netzbetreiber zur Folge hat. Beispielhaft seien hier das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende, das IT-Sicherheitsgesetz, das Energieeffizienzgesetz, das Strommarktgesetz, die EEG-Novelle und die Novelle der Anreizregulierungsverordnung genannt. Während auf der einen Seite der Kostendruck durch die Regulierungsbehörde und die entsprechenden Verordnungen verschärft werden, werden gleichzeitig die Anforderungen an die Prozesse, die IT-Sicherheit und den Datenschutz deutlich erhöht. In diesem Dilemma kommt für die Netzbetreiber zusätzlich erschwerend hinzu, dass die einzelnen Gesetze nicht zwingend widerspruchsfrei formuliert werden und somit eine rechtskonforme Umsetzung erschwert wird.

5. Technische Lösungen

Die im vorherigen Kapitel angeführten Einflussgrößen sorgen in den nächsten Jahren für erhebliche Planungsunsicherheiten bei sehr langfristigen Investitionsentscheidungen. Der eigentliche Netzbetrieb wird immer komplexer und die kritische Infrastruktur Verteilnetz anfälliger. Um diesen Entwicklungen zu begegnen, gibt es bereits heute eine Reihe von technisch realisierbaren Lösungen, zu denen die Netzbetreiber derzeit jedoch kaum oder keinen Zugang haben bzw. die durch die derzeitige Regulierung erheblich benachteiligt werden.

5.1. Smart Meter

Wie in Kapitel 4.6 bereits erläutert ist es möglich, dass sich marktgeführtes Verbraucherverhalten unter Umständen auch negativ auf die Stabilität im Verteilnetz auswirkt. Die als Schnittstelle fungierenden Smart Meter können aber auch einen Beitrag zur Lösung der kommenden Problematik liefern. Der direkte Zugriff auf Smart Meter sowie die übergeordnete Verbrauchssteuerung bzw. das Zu- und Abschalten von Verbrauchern und Erzeugern über Steuerboxen wäre für Verteilnetzbetreiber von erheblichem Nutzen zur Vermeidung von Betriebsmittelüberlastungen. Ebenso von Nutzen wäre der direkte Zugriff auf technisch notwendige Messdaten (nicht Verbrauchsdaten). Hier müssen Regelungen geschaffen werden, die Marktakteuren und Netzbetreibern über alle Versorgungsstufen eine abgestimmte, sichere, kaskadierte und priorisierte Steuerung möglich machen.

5.2. Informations- und Kommunikationstechnik

Wie unter 4.7 beschrieben, haben Prozessdaten- und Sprachkommunikation einen erheblichen Einfluss auf einen sicheren Netzbetrieb. Dies gilt einerseits um die Stabilität der Netze zu erhalten und andererseits um bei Versorgungsausfällen die Wiederversorgung schnellstmöglich zu gewährleisten.

Wichtige Anforderungen an die Prozessdatenkommunikation sind daher:

- hochverfügbare, von öffentlichen Netzen unabhängige Kommunikationsinfrastruktur (Kupfer, Lichtwellenleiter, VPN),
- abgesicherte Eigenbedarfsversorgung über mindestens acht Stunden und
- unmittelbarer Zugriff auf die eigenen Daten (Messdaten)

Für die Sprachkommunikation sind

- hochverfügbare Mobilfunknetze mit einer Priorisierung von Teilnehmergruppen,
- Nutzung des Behördenfunks (BOS) oder
- autarke Funknetze (Digital)

adäquate Lösungen.

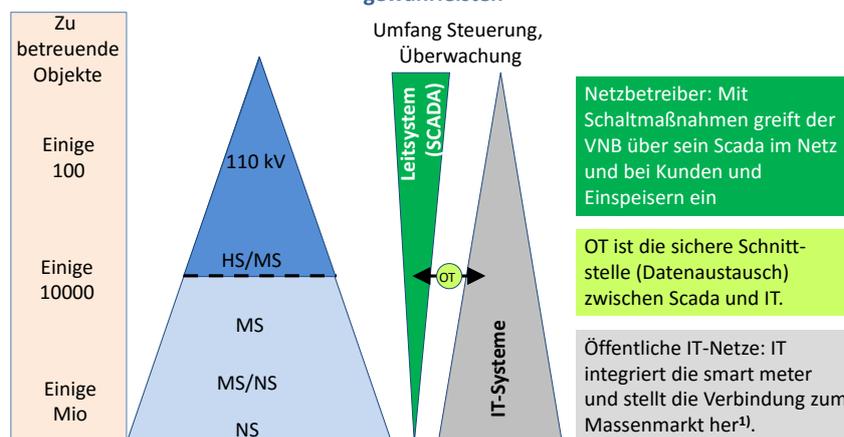
5.3. Schnittstellen zwischen Netz und Markt

Die Einrichtung von Schnittstellen zwischen Netz und Markt führt zur Vernetzung von Daten und ist damit ein wichtiger Schritt zur Digitalisierung der Energiewende. Markt und Netz benötigen die Daten für ihr jeweiliges Geschäftsmodell bzw. zur Gewährleistung der Versorgungszuverlässigkeit und dem Schutz der für die Volkswirtschaft wichtigen Assets⁴.

⁴ In folgenden werden interne Schnittstellen von Vertrieb und Netzbetreiber nicht dargestellt z.B. Beeinflussung des Verlustdifferenzbilanzkreises

Der Kunde hat immer eine Netzschnittstelle und eine Marktschnittstelle. Während in den Höchst- und Hochspannung diese Schnittstellen oft unabhängig voneinander sind, rücken sie in der Niederspannung – im Haushalt – näher zusammen⁵. Deshalb werden die Sensoren und Aktoren der höheren Spannungsebenen an der Netzschnittstelle über eigene TK-Netze angesprochen, während im Verteilnetz- und Vertriebsbereich in den unteren Spannungsebenen das öffentliche Netz genutzt wird (Abbildung 7).

Kosten-Effizienz und IT-Sicherheit sind im Verteilnetz nur durch koordiniertes Zusammenspiel von Netzbetreibersystemen und öffentlichen Systemen zu gewährleisten



¹Einbauverpflichtung für ein intelligentes Messsystem nach MsbG besteht bei EEG-Anlagen ab einer inst. Leistung von 7 kW

Abbildung 7: Zusammenspiel Netzbetreibersysteme und öffentliche Systeme

Für die Nutzung der Informationen und Steuerungen auch der unteren Spannungsebenen wird der Netzbetreiber eine Kopplung (Firewall) aufbauen müssen, um die IT-Sicherheit zu gewährleisten.

Um für die Versorgungssicherheit (Assetschutz) die Netzbelastung bis in das Niederspannungsnetz abschätzen zu können, benötigt der Netzbetreiber das Verhalten je Kunde (z.T. über Statistiken oder Fahrpläne). Dieses erfordert online eine geografische Verortung des Last- und Einspeiseverhaltens des Kunden. Neben der Online-Betrachtung wird ferner die Prognose (Fahrplanmanagement) über das beabsichtigte Verhalten des Kunden bzw. des Vertriebes notwendig (bis 5 Tage in die Zukunft). Treten prognostizierte Netzengpässe auf, kann der Netzbetreiber ggfs. Flexibilitäten zur Vermeidung des Netzengpasses auf dem Markt nachfragen. Die Schnittstelle zwischen Vertrieb und Verteilnetzbetreiber ist daher über ein Fahrplanmanagement für benötigte und Flexibilitätsleistung je Kunde auszuprägen.

Die Schnittstellen zwischen den einzelnen Verteilnetzbetreibern oder zwischen Verteilnetzbetreibern und Transportnetzbetreibern sollte so gestaltet werden, dass aggregierte Leistungen an den Übergabepunkten schaltzustandsabhängig übermittelt werden.

Ein weiteres Fahrplanmanagement ist zwischen den Transportnetzbetreibern und Händlern notwendig. Hier werden allerdings die kumulierten, verkauften Leistungen innerhalb einer Regelzone bzw. die optionalen Flexibilitäten ausgetauscht (Bilanzkreismanagement). Alternativ können auch die Daten aus der Schnittstelle Vertrieb/Verteilnetzbetreiber vom Verteilnetzbetreiber aggregiert weitergegeben werden.

⁵ Beispiele: Ein Kunde (Last und/oder Einspeiser) kann zwei Anschlüsse haben (zwei 110/Mspg Transformatoren) und ist nur ein Marktteilnehmer oder es gibt eine Netzschnittstelle, wo mehrere Kunden (Marktteilnehmer) angeschlossen sind (Hochhaus bis 110 kV). Über die IP-Technik wird sich entwickeln, dass ein Kunde auch an unterschiedlichen Märkten teilnehmen kann, z. B. mit seiner Heizungsanlage, weiße Ware, etc., weil die Hersteller eigene Steuer- und Wartungsschnittstellen aufbauen. Diese Schnittstellen werden auch die Vertriebe nutzen.

Eingriffe der Netzbetreiber (3 % Abregelung, Einspeisemanagement, Netzsicherheitsmanagement u.a. für Wartungsarbeiten, ...) erfordern eine Meldung an die Händler, weil deren Kunden oder ggfs. Marktpartner eingeschränkt werden. Dieses hat als Prognose wie auch online bzw. im Nachhinein zu erfolgen. Neben den Händlern muss dieses auch den Transportnetzbetreibern mitgeteilt werden, damit diese die Fahrpläne ihrer Bilanzkreise korrigieren. Dies ist bei der Auslegung der jeweiligen Schnittstellen zu berücksichtigen.

Zur Abrechnung der Leistungen zwischen den Marktteilnehmern (Vertrieb, Kunde) sowie Netznutzern (Vertrieb/Netz bzw. Netz/Netz) muss das Metering Daten ebenfalls über eine geeignete Schnittstelle bereitstellen.

Die technischen Anforderungen an die Schnittstellen fokussieren sich insbesondere auf die Bereitstellung von abrechnungsrelevanten Daten, Messdaten, Wetterprognosen, etc., die dem Markt sowie den Netzbetreibern Online zur Verfügung stehen müssen. Die Ausprägung dieser Schnittstellen ist z.T. noch in der Entwicklung. Einige Pilotprojekte zum Datenaustausch z.B. zwischen Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber über TASE2 wurden bereits realisiert. Dieser Weg soll im Rahmen dieses Arbeitspapiers jedoch nicht weiter betrachtet werden.

5.4. Intelligenter Netzausbau

Neben der konventionellen Ertüchtigung von elektrischen Netzen z.B. in Form von der Verstärkung von Kabeln gibt es auch die Möglichkeit zum intelligenten Netzausbau. Beim intelligenten Netzausbau wird die vorhandene Kapazität des Netzes effektiver ausgenutzt und auf eine physikalische Erweiterung der Netzkapazität möglichst verzichtet. Es können zwei wesentliche Arten von intelligentem Netzausbau unterschieden werden, die auch miteinander kombiniert werden können.

Es können einzelne intelligente spannungsregelnde Betriebsmittel wie das regelbare Ortsnetz Transformator (rONT) oder der Einzelstrangregler (ESR) eingesetzt werden. Beide Betriebsmittel überwachen die anliegende Spannung und regeln daraufhin über die Stufenstellung ihre Übersetzung. Beim rONT wird das Übersetzungsverhältnis von Mittel- zu Niederspannung geregelt. Der ESR transformiert die Spannung nicht auf eine andere Ebene sondern regelt die Spannung lediglich in geringem Maße auf gleicher Ebene. Diese beiden Betriebsmittel reagieren flexibel auf die Spannung im Netz und halten sie so innerhalb des Spannungsbandes. Spannungsbandverletzungen sind die häufigsten Probleme die bei hoher Integration erneuerbarer Energie-Anlagen auftreten. Wie beim rONT kann auch die Sammelschienenspannung am Umspannwerk (USW) geregelt werden, um die Spannung im gesamten Netzgebiet zu regeln. Wird dabei auf eine Spannung geregelt, die weit vom USW entfernt gemessen wird, spricht man von Weitbereichsregelung.

Zudem gibt es Netzautomatisierungssysteme, die über Sensoren den Netzzustand als Ganzes überwachen und bei Bedarf über Aktoren das Netz beeinflussen. Netzautomatisierungssysteme können dazu gezielt die Wirk- und Blindleistung von Einspeisern oder Lasten regeln, greifen dabei aber stets auf den minimalinvasivsten Eingriff zurück. So werden problematische Netzzustände, die nur an wenigen Stunden im Jahr auftreten verhindert. Neben der direkten Regelung von Lasten und Einspeisern kann die nötige Regelungsleistung auch über einen regionalen Flexibilitätsmarkt eingekauft werden. Der Einsatz von elektrischen Speichern kann ebenfalls dem intelligenten Netzausbau dienen, sofern er mit einer netzdienlichen Lade- und Entladeregulierung versehen ist oder als Aktor eines Netzautomatisierungssystems dient. Ein solcher Speicher reagiert auf den Netzzustand in dem er Energie aufnimmt oder einspeist.

Intelligenter Netzausbau stellt für viele Verteilnetze eine kostengünstige Alternative zum konventionellen Netzausbau dar, insbesondere in der Mittelspannungsebene lässt sich so ein Großteil der Ausbaurkosten einsparen. Die derzeitige Regulierung benachteiligt die Nutzung intelligenter Steuerungssysteme jedoch. Die damit verbundenen Kosten sollten in der Regulierung auch für die Niederspannung angemessen berücksichtigt werden (CAPEX->OPEX).

5.5. Sektorenkopplung

Zur Umsetzung der Pariser Beschlüsse ist eine erheblich schnellere Dekarbonisierung der Sektoren Stromerzeugung, Wärmebereitstellung, Mobilität sowie des Industriesektors notwendig. Dazu wären in allen Sektoren die technisch möglichen Effizienzmaßnahmen auszuschöpfen und überwiegend Technologien auf Basis regenerativer Stromerzeugung einzusetzen. Aktuelle Studien gehen davon aus, dass im Jahr 2040 über regenerative Stromerzeugungsanlagen mehr als doppelt so viel Strom bereitgestellt werden müsste als aktuell verbraucht wird. Diese Szenarien stehen im Widerspruch zum derzeit auf Bundesebene verfolgten moderaten Ausbau der erneuerbaren Energien. Je nach verfolgtem Zeitplan des Ausbaus der erneuerbaren Energien werden Technologien zur Flexibilisierung der Stromerzeugung bzw. des Verbrauchs sowie der Sektorenkopplung mit zunehmenden Anteilen der fluktuierenden Erneuerbaren Energien eine größere Rolle spielen.

Die Energieversorgung wird sich stärker von einer top-down- hin zu einer bottom-up-Versorgung entwickeln, was in besonderer Weise die bestehende Netzstruktur (Strom, Wärme, Gas), insbesondere die Verteilnetze betrifft. Auch erfordert die zunehmend fluktuierende und dezentrale Einspeisung regenerativer Energiesysteme den Einsatz leistungsfähiger Speichersysteme sowie deren Integration in die Stromverteilsysteme unter Stabilitäts- und Kapazitätsgesichtspunkten. Dabei sind infolge verschiedener Anforderungen an den Transport- und Speicherbedarf alle relevanten Technologien wie mechanische, chemische und elektrochemische aber auch thermische Speicherung sowie der notwendige Netzausbau zu berücksichtigen.

Zur Nutzung sogenannter Überschusskapazitäten – vor allem in der Stromerzeugung aus regenerativen Energien – stehen verschiedene Technologiepfade zur Weiternutzung dieser Energiemengen zur Verfügung, die hier auszugswise genannt werden:

- Nutzung in direkten E-Mobilitätsanwendungen
- Thermische Nutzung (Power-to-Heat (PtH), Wärmepumpen),
- Elektrische Zwischenspeicherung mit Batteriesystemen, Pumpspeichern etc.,
- Chemische Speicherung in Form von H₂ oder Methan (Power-to-Gas (PtG)),
- Nutzung von H₂ oder Methan in Mobilitätsanwendungen,
- Rückverstromung von H₂ oder Methan (KWK/ Fuel-Cell-Anlagen),
- Erzeugung von chemischen Grundstoffen (PtC),
- Großtechnische Nutzung von regenerativem H₂ als Ersatz für konventionell erzeugtem H₂ (Einsatz z.B. in Raffinerien oder der Grundstoffindustrie)

Mit Ausnahme der großtechnischen Anwendungen sowie Pumpspeicher- und großen Batterieanlagen werden diese Technologien überwiegend in Verteilnetzen zur Anwendung kommen. Kurzfristig werden vor allem die Anwendung von direkter Elektromobilität sowie Wärmeanwendungen (Power-to-Heat und ein verstärkter Einsatz von Wärmepumpen) zu berücksichtigen sein. Größere PtH-Anlagen werden in Nah- oder Fernwärmenetze eingebunden. Mittelfristig werden vermehrt Speichertechnologien relevant, zunächst Batterietechnologien, später aber auch PtG-Anlagen. PtG-Anlagen werden dabei sowohl in der Nähe von Erzeugungsan-

lagen in Kombination mit Gasleitungen, als auch in der Nähe der Lastschwerpunkte (Tankstellen, chem. Industrie) zum Einsatz kommen. Das größte Potenzial dieser Anwendungen liegt im Bereich der Verteilnetze.

Rechtzeitig installierte Technologien der Sektorenkopplung mit Nutzung der Gasinfrastruktur können eine erhebliche Reduzierung des Stromnetzausbaus bewirken. Die Umsetzung dieser i.d.R. anwendungsreifen Technologien scheitert momentan an den rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, die überwiegend auf Bundesebene festgelegt werden.

6. Zukünftige Rolle der Verteilnetzbetreiber

Die Energiewende in Deutschland und die daraus folgende Gesetzgebung/Regulierung verändert das gesamte Markt- und Bilanzierungssystem im Energiesektor. Marktrollen und regulierte Elemente verzahnen sich durch die fortschreitende Digitalisierung. Somit erhält auch die bisherige Rolle der Netzbetreiber neue Elemente, welche zu definieren sind.

Fokussiert sich das Gesamtsystem weiter auf das bisherige Regulierungsregime, den regulierten Betrieb der Netze, so kann ein kostspieliger Netzausbau die Folge sein, welcher die Verbraucherpreise weiter ansteigen lässt. Die durch die Digitalisierung hervorgerufenen Abrechnungs- und Steuermöglichkeiten werden Vertriebe für neue Produkte nutzen. Dieses führt zu einem geänderten Nutzungs- und Netzbelastungsverhalten. Die bisherigen Stochastiken (VDEW-Lastprofile, Gleichzeitigkeiten, ...) werden sich verändern bzw. müssen neu definiert werden. Die Auslegung der Netze auf diese Maximalwerte kann die Konsequenz sein, solange intelligente Netzsysteme regulatorisch benachteiligt werden. Eine Förderung intelligenter Netze (Smart Grid) bewirkt auch auf der Verteilnetzebene sinnvolle Lösungen zur Stabilisierung der Versorgungssicherheit. Somit könnte trotz erhöhter Dezentralität von Einspeisungen die Stabilisierung der Netze auf Verteilnetzebene erfolgen. Dies erfordert eine Verarbeitung der netztechnischen Daten dort wo sie netzdienlich zur Sicherung der Versorgungsqualität und ggfs. Systemdienstleistungen im Verteilnetz eingesetzt werden. Die Steuerungs- und Informationskaskade baut sich vom Verteilnetz zum Transportnetz auf. Dieser sinnvolle Aufbau der Datenkaskade, ermöglicht die Informations- und Steuerungsbedarfe in Echtzeit zukünftig schon in Verteilnetzzellen und nur ein Überlauf in die nächsthöhere /-größere Netzebene muss wahrgenommen werden. Das Übertragungsnetz würde regelungstechnisch ohne Qualitätsverlust entlastet. Im aktuellen Regulierungsrahmen sind Systemdienstleistungen ausschließlich nur für die Übertragungsnetzbetreiber vorgesehen. Demzufolge können auch nur von den Übertragungsnetzbetreibern für die Aufgabe Kosten geltend gemacht werden. Zur Optimierung des Gesamtsystems ist es erforderlich, dass auch Verteilnetzbetreiber regulatorisch anerkannt Systemdienstleistungen erbringen und Flexibilitäten vermarkten können. Regulatorische Hindernisse, diese zusätzliche Rolle auszuprägen, sind auch im Sinne der Kosteneffizienz abzubauen. Hierzu gehört der Einsatz von Speichertechnologien gleich welcher Art, um volatile erneuerbare Erzeugungsanlagen effizient in das Energiesystem einzubinden und das Kostenoptimum für die Verbraucher zu erreichen. Investitionen in Erzeugungsüberkapazitäten sind zu vermeiden, dafür sind Speichertechnologien weiter zu fördern. Vorhandene Infrastrukturen wie Gas- und Wärmenetze bieten hierzu bereits eine technische Option.

Wesentlicher Faktor ist hier die Weiterentwicklung der regulatorischen Rahmenbedingungen, um Marktverzerrungen zwischen einzelnen Technologien und Flexibilisierungsoptionen zu verhindern. Rückgrat der dezentralen Energieversorgung wird die intelligente vor-Ort-Steuerung der Einspeiser und Lasten sein. Dieses kann u.a. zukünftig in sog. virtuellen Kraftwerken, welche eine sinnvolle Stabilisierungsplattform im Energiesystem bilden, erfolgen. Hier sind netzdienliche Komponenten mit Marktelementen zu optimieren, um Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit zu erhalten. Die strategische Investition in dieses Bindeglied im Energiesystem ist zwingend für eine erfolgreiche Dekarbonisierung des Energiesystems und für die Umsetzung der Energiewende in Deutschland. Anreize für die Innovation sind bisher nur zögerlich wahrzunehmen. Aufgrund der Industriedichte der Metropolregionen und der ländlichen Strukturen kann NRW mit der Vorgabe zukunftsweisender Rahmenbedingungen Taktgeber bei der Weiterentwicklung dieses Wettbewerbsmotors sein.

7. Literaturverzeichnis

- [1] Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR): *NRW-Energie-statistik*. <http://www.energiestatistik-nrw.de/energie/strom/stromverbrauch>, abgerufen am 05.09.2016
- [2] Agentur für Erneuerbare Energien e.V.: *Föederal Erneuerbar Bundesländer mit neuer Energie*. http://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/bundesland/NRW/kategorie/strom/auswahl/747-bruttostromerzeugung/#goto_747, abgerufen am 05.09.2016
- [3] Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen: *Klimaschutzplan Nordrhein-Westfalen Klimaschutz und Klimafolgenanpassung*.
- [4] Bundesnetzagentur (BNetzA): *Kraftwerksliste Bundesnetzagentur*. Stand 10.11.15.
- [5] Statista: *Förderung von Steinkohle in Deutschland in den Jahren 1970 bis 2015*.
- [6] Statista: *Gesamte Einfuhr von Steinkohle nach Deutschland in den Jahren 1991 bis 2014*.
- [7] Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen (LANUV NRW): *Energieatlas Nordrhein-Westfalen*. <http://www.energieatlasnrw.de>, abgerufen am 05.09.2016
- [8] Bund für Umwelt und Naturschutz Landesverband NRW e.V. (BUND NRW): *Atomland NRW*. http://www.bund-nrw.de/themen_und_projekte/energie_klima/atom-energie/atomland_nrw, abgerufen am 05.09.2016
- [9] Wertebereiche der Netzgesellschaften, deren Mitarbeiter an dieser Studie beteiligt sind.
- [10] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): *Die Energiewende, Erneuerbar. Effizient. Erfolgreich. Deutschlands Weg in eine umweltfreundliche Zukunft, Berlin, 08.2016*
- [11] Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen: *Potenzialstudie Erneuerbare Energien NRW Teil 1 – Windenergie*.
- [12] Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen: *Potenzialstudie Erneuerbare Energien NRW Teil 2 – Solarenergie*.
- [13] Büchner, Jens et al: *Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie) Abschlussbericht, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2014*
- [14] Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe (BBK): *Definition Kritische Infrastrukturen*, http://www.kritis.bund.de/DE/AufgabenundAusstattung/KritischeInfrastrukturen/kritischeinfrastrukturen_node.html, abgerufen am 05.09.2016
- [15] Westnetz GmbH: *Grafik: Folgen eines flächendeckenden Stromausfalls nach Dauer*
- [16] Die Bundesregierung: *Regierungsprogramm Elektromobilität*. Stand 05.2011
- [17] Nitsch, Joachim et al: *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Studie im Auftrag des BMU, Stand 23.09.2012*
- [18] Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE): *VDE-Studie Demand Side Integration – Lastverschiebungspotenziale in Deutschland, 2012*
- [19] Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE): *VDE-Studie Energiespeicher für die Energiewende, 2012*
- [20] Elsner, Peter, et al: *Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050, 2015*
- [21] Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen: *Potenzialstudie Pumpspeicherkraftwerke Nordrhein-Westfalen, LANUV-Fachbericht 62, 2016*
- [22] Energietechnische Gesellschaft (ETG) im VDE: *Batteriespeicher in der Mittel- und Niederspannung, 2015*

Impressum

EnergieAgentur.NRW GmbH
Roßstraße 92
40476 Düsseldorf

Telefon: 0211/8 3719 30
hotline@energieagentur.nrw
www.energieagentur.nrw

© EnergieAgentur.NRW GmbH/EA471

Stand

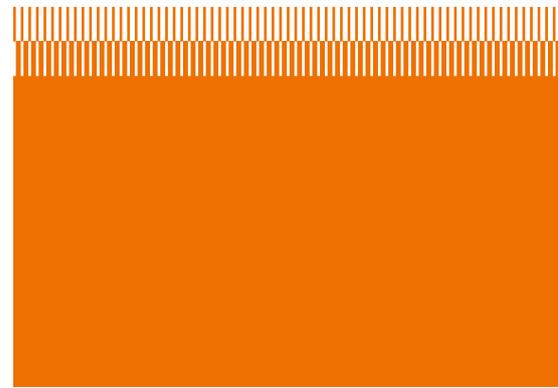
01/2017

Ansprechpartner

EnergieAgentur.NRW
Kompetenzzentrum Systemtransformation
Energieinfrastruktur
Frank Schäfer
schaefer@energieagentur.nrw

Bildnachweis

Titel: Fotolia.com/ag visuell



Die EnergieAgentur.NRW GmbH verwendet in ihren Veröffentlichungen allein aus Gründen der Lesbarkeit die männliche Form von Substantiven; diese impliziert jedoch stets auch die weibliche Form.



EUROPÄISCHE UNION
Investition in unsere Zukunft
Europäischer Fonds
für regionale Entwicklung

