

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek
Roman Uhlig, M.Sc.
Christopher Johae, M.Sc.
Sebastian Harnisch, M.Sc.

Wuppertal, den 9. Dezember 2016

Zusammenfassung – Management Summary

Im Zuge der Energiewende wird das Energieversorgungssystem in Deutschland grundlegend verändert. Die elektrische Energieversorgung ist dabei in besonderem Maße betroffen und befindet sich in einem nie dagewesenen Wandlungsprozess – mit signifikanten Auswirkungen auf das gesamte System. Die bisherige Verteilung von Verantwortung und Aufgaben zwischen Verteilungs- und Übertragungsnetzbetreibern verändert sich damit maßgeblich. Durch die Substitution der konventionellen Großkraftwerke mit kleinen dezentralen Erzeugungsanlagen wird sich der Großteil der Regelungsaktorik des Gesamtsystems zukünftig in der Verteilungsebene befinden. Somit werden die Verteilungsnetzbetreiber neben der Eigennetzbewirtschaftung auch in erheblichem Umfang Dienstleistungen für das Gesamtsystem bereitstellen müssen. Dazu gehören insbesondere:

- **Betriebsführung:** Netzzustandsregelung in Form eines Engpassmanagements
- **Spannungshaltung:** Blindleistungsregelung
- **Frequenzhaltung:** Wirkleistungsregelung
- **Versorgungswiederaufbau:** Zusammenführung und Betrieb einzelner lokaler Versorgungseinheiten zum Wiederaufbau

Darüber hinaus werden die Verteilungsnetzbetreiber ebenfalls weitere Aufgaben im Bereich der Bilanzierung hinzugewinnen.

In der Eigennetzbewirtschaftung erfüllen die Verteilungsnetzbetreiber bereits heute einen Großteil der auch zukünftig relevanten Aufgaben. Die Betriebsführung in Form der Netzzustandsprognose, -erfassung und -regelung wird jedoch komplexer und die Spannungshaltung in Form von Blind- und Wirkleistungsregelungen wird an Bedeutung gewinnen.

Dies erfordert sehr detaillierte Kenntnisse über die Beschaffenheit des elektrischen Netzes und dessen Kunden (Verbraucher, Einspeiser, Speicher etc.) sowie präzise Einspeise- und Lastprognosen. Der Datenbedarf aller Netzbetreiber – insbesondere aber jener der Verteilungsnetzbetreiber – wächst folglich erheblich. Die Daten müssen

geeignet erhoben, verarbeitet und aggregiert werden und benötigen folglich eine klare Ausgestaltung der Datenhaltung und Kommunikationsstruktur.

Die gesetzliche Grundlage der Datenbereitstellung ist mit § 12 Abs. 4 EnWG prinzipiell gegeben und der Gesetzgeber hat die Bundesnetzagentur ermächtigt, diese Ausgestaltung vorzunehmen und dadurch ein sogenanntes Energieinformationsnetz (EIN) zu realisieren.

Grundsätzlich bieten sich dabei verschiedene Ausgestaltungsmöglichkeiten an, unter Berücksichtigung der Datenhaltungsgrundsätze ist bei ganzheitlicher Betrachtung jedoch der kaskadierte Aufbau des EIN zu präferieren.

Dieser Ansatz entspricht dem grundsätzlichen Aufbau des Energieversorgungssystems und sorgt für eine aufgabenorientierte Aggregation der benötigten Daten ausgehend von den unteren Verteilungsebenen hin zum Übertragungsnetz. Für den aggregierten Datenaustausch ergeben sich Schnittstellen sowohl zwischen zwei Spannungsebenen auf vertikaler als auch an den Kuppelleitungen zwischen zwei Netzbetreibern auf horizontaler Ebene.

Die Aggregation umfasst veredelte Daten. Diese bestehen aus Gesamtleistungsprognosen, Fahrplänen und Echtzeitmesswerten an den jeweiligen Kuppelstellen, welche aus detaillierten Leistungsfluss- und Einspeiseprognosen erstellt und zusammengefasst werden. Spezifische Daten einzelner Anlagen werden nicht weitergegeben, sofern kein unmittelbarer Bedarf besteht. Die Verteilungsnetzbetreiber können den zukünftigen Aufgaben damit nachkommen, indem sie uneingeschränkten und dauerhaften Zugriff auf alle benötigten Daten erhalten. Den Übertragungsnetzbetreibern obliegt weiterhin die Gesamtsystemverantwortung, wozu sie indes im Regelfall keinen anlagenscharfen Datenzugriff in der Verteilungsebene benötigen. Zur Wahrung ihrer Aufgaben ist es ferner sinnvoll, dass sie Gesamtleistungsprognosen, Fahrpläne und aggregierte Echtzeitmesswerte an den jeweiligen Kuppelstellen zu den unterlagerten Verteilungsnetzbetreibern erhalten. Der Regelungsbedarf innerhalb des Gesamtsystems ist dann unter Beachtung der Restriktionen auf Verteilungsebene und unter Einhaltung zu definierender Qualitätsstandards und Reaktionszeiten zu realisieren (beispielsweise in einem kaskadierten System).

Im Bedarfsfall fordert der überlagerte Netzbetreiber notwendige Maßnahmen der unterlagerten Netzbetreiber nach einem festzulegenden Kommunikationsstandard an. Die

Disaggregation der Anforderung aus dem überlagerten Netz übernimmt der unterlagerte Netzbetreiber unter Berücksichtigung der Betriebsführung seines eigenen Netzes eigenverantwortlich. Er kann die Aufgaben durch die an das eigene Netz angeschlossene Aktorik erfüllen oder diese auch an weitere unterlagerte Netzbetreiber delegieren (ähnlich der bereits heute praktizierten Kaskade (vgl. E VDE-AR-N 4140)). Damit behält jeder Netzbetreiber die alleinige Hoheit über das von ihm verantwortete Netz, sodass ein „Durchgriff“ auf Fremdnetze vermieden wird und der verantwortliche Netzbetreiber sämtliche in seinem Netz vorherrschenden Restriktionen berücksichtigen kann.

Die Datenhaltungsinfrastruktur muss bei einem kaskadierten Aufbau des EIN bei jedem einzelnen Verteilungsnetzbetreiber nach den Grundsätzen der sicheren Datenhaltung aufgebaut werden. Zudem müssen die bereitgestellten Daten geeignet empfangen, aufbereitet, verarbeitet, ausgewertet und wiederum aggregiert mit der erforderlichen Detailtiefe für die überlagerten Netzbetreiber bereitgestellt werden können. Bei kleinen Netzbetreibern kann diese Aufgabe auch von einem Dienstleister (z. B. dem überlagerten Verteilungsnetzbetreiber) übernommen werden.

Insgesamt lassen sich folgende Grundsätze für die Ausgestaltung des EIN ableiten:

1. Es sollte dem massiven Wandel des Energieversorgungssystems mit einer weiter steigenden Bedeutung der Verteilungsnetze (Betriebsführung, Spannungshaltung, Frequenzhaltung, Versorgungswiederaufbau, Bilanzierung etc.) Rechnung getragen und nicht nur die aktuelle Situation abbilden. Die wachsende Dezentralität sollte daher auch in der Datenhaltung abgebildet werden. Bei kaskadierter Datenhaltung werden die Daten ausschließlich dort erhoben und verarbeitet, wo sie benötigt werden und in kumulierter Form an den überlagerten Netzbetreibern weitergegeben.
2. Auch die Grundsätze der Datenhaltung (Sparsamkeit, Sicherheit, Interoperabilität, Ressourceneffizienz und Aufgabenerfüllung) lassen sich in der vorgeschlagenen kaskadierten Datenhaltung insgesamt bestmöglich erfüllen.
3. Eine kaskadierte Datenhaltung bietet zudem die höchstmögliche Sicherheit im Falle einer großflächigen Versorgungsunterbrechung („Black-Out“) für Inselnetzbetrieb und Versorgungswiederaufbau aus der Verteilungsebene.
4. Netzplanungen und –prognosen obliegen dem jeweiligen Netzbetreiber. Auch hier stellt die kaskadierte Datenhaltung das effizienteste Verfahren dar, da

aggregierte und veredelte Daten an den überlagerten Netzbetreiber weitergegeben werden.

5. Zusätzlich vereinfacht eine kaskadierte Datenhaltung auf Verteilungsebene die zukünftige Sektorkopplung (Strom, Gas, Wärme, Mobilität) deutlich.
6. Die Erhebung und Plausibilisierung weiterer Daten – über die dem Verteilungsbetreiber bereits vorliegenden Daten hinaus – ist durch die direkte Kundenbeziehung für den Verteilungsbetreiber signifikant erleichtert.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung – Management Summary	ii
Inhaltsverzeichnis	vi
Abbildungsverzeichnis.....	ix
Tabellenverzeichnis	ix
1 Einleitung.....	1
2 Konventionelle Aufgabenverteilung der elektrischen Energieversorgungsnetze	3
3 Wandel der Energieversorgung im Rahmen der Energiewende	5
3.1 Veränderung der Energieerzeugung	5
3.2 Einbindung neuer Flexibilitäten	6
3.3 Ausblick auf das zukünftige Energieversorgungssystem	6
4 Anpassung der Aufgaben der Verteilungsnetzbetreiber zur Wahrung einer zuverlässigen Energieversorgung.....	9
4.1 Aufgaben der Eigennetzbewirtschaftung	9
4.1.1 Betriebsführung.....	9
4.1.2 Spannungshaltung	10
4.1.3 Versorgungswiederaufbau.....	11
4.2 Dienstleistungserbringung für das Gesamtsystem	12
Betriebsführung	12
Spannungshaltung.....	13
Versorgungswiederaufbau	13
Frequenzhaltung	13
4.3 Weitere Tätigkeitsfelder	14
4.3.1 Strategische Netzplanung.....	14
4.3.2 Abrechnung und Bilanzierung	14
4.4 Zusammenfassung	15

5	Datenbedarf zur Wahrung einer zuverlässigen Energieversorgung.....	16
5.1	Definition der Datenkategorien	16
5.1.1	Stammdaten	16
5.1.2	Planungsdaten.....	17
5.1.3	Echtzeitdaten	18
5.1.4	Zähldaten	19
5.2	Aus den Aufgaben resultierender Datenbedarf	19
5.3	Detaillierte Datenzuordnung	21
5.3.1	Stammdaten	21
5.3.2	Planungsdaten.....	26
5.3.3	Echtzeitdaten	29
5.3.4	Zähldaten	30
5.4	Zusammenfassung	31
6	Ableitung von Handlungsempfehlungen zur Ausgestaltung des Energieinformationsnetzes.....	32
6.1	Grundsätze der Datenhaltung	32
6.1.1	Aufgabenerfüllung	32
6.1.2	Datenschutz	33
6.1.3	Technische Realisierung	35
6.2	Ausgestaltungsmöglichkeiten der Datenhaltung des Energieinformationsnetzes.	36
6.2.1	Zentrale Datenhaltung	36
6.2.2	Sternförmige Datenhaltung	38
6.2.3	Dezentrale Datenhaltung	40
6.2.4	Auswahl des geeigneten Datenhaltungsformat	43
6.3	Ausgestaltung des EIN	44
6.3.1	Aggregationskonzept.....	44

6.3.2 Aufbau der Datenhaltungsinfrastruktur.....	46
6.4 Notwendige Ausgestaltung des regulatorischen Rahmens.....	47
7 Ausblick.....	49
8 Literaturverzeichnis.....	50

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Wandel der Energieversorgung im Rahmen der Energiewende.....	7
Abbildung 2: Zukünftiges Energieversorgungssystem.....	8
Abbildung 3: Darstellung des extern aufgebauten EIN	36
Abbildung 4: Darstellung des sternförmig aufgebauten EIN	39
Abbildung 5: Darstellung des kaskadiert aufgebauten EIN.....	41
Abbildung 6: Struktur des Energieversorgungssystems und abgeleitete Schnittstellen .	45
Abbildung 7: Beispielhafter Aufbau der Kommunikationsinfrastruktur	47

Tabellenverzeichnis

Tabelle 4-1: Zukünftige Aufgaben der Betriebsführung der Verteilungsnetzbetreiber..	10
Tabelle 4-2: Zukünftige Aufgaben der Verteilungsnetzbetreiber.....	15
Tabelle 5-1: Aus den Teilprozessen resultierender Datenbedarf je Kategorie für das eigene Netz	20
Tabelle 6-1: Auswahlmatrix Datenhaltung.....	43

1 Einleitung

Im Kontext der Transformation des Energiesystems hin zu einer nachhaltigen Versorgung nehmen die Anforderungen an die Stromnetze immer weiter zu. Dies betrifft in besonderem Maße Stromverteilungsnetze, die bereits heute den größten Anteil regenerativ erzeugter elektrischer Energie aufnehmen und verteilen. Der Verantwortungs- und Aufgabenbereich der Verteilungsnetzbetreiber wird hierdurch ebenfalls vergrößert.

Mit der Verlagerung der Erzeugungsleistung in die unteren Spannungsebenen nimmt die Systemrelevanz der Verteilungsnetze deutlich zu. Sie müssen folglich einen entscheidenden Teil der Systemverantwortung übernehmen. Hieraus ergibt sich ein unmittelbarer und umfassender Informationsbedarf für die unterschiedlichen Prozesse der Netz- und Betriebsplanung sowie der Betriebs- und Systemführung.

Die rechtliche Grundlage für die Informationsbereitstellung schafft § 12 Abs. 4 EnWG. Auf dieser Basis soll ein Energieinformationsnetz (EIN) aufgebaut werden [1], das die Erhebung und Verteilung von Daten ermöglicht, die einen sicheren und zuverlässigen Betrieb der elektrischen Versorgungsinfrastruktur ermöglichen. Der Gesetzgeber überlässt die konkrete Ausgestaltung des EIN allerdings der Regulierungsbehörde. Während der konkrete Datenbedarf bereits vielfach diskutiert wird und sich teilweise in Abstimmungsprozessen befindet (vgl. [2]), herrscht noch große Uneinigkeit über die optimale Struktur des EIN selbst. Hierbei sind zentrale Fragestellungen, wer die benötigten Daten verwaltet und damit auch, welche Kommunikationswege vorzusehen sind.

In diesem Gutachten wird der aktuelle und künftige Datenbedarf von Verteilungsnetzbetreibern analysiert und darauf aufbauend eine geeignete Struktur des EIN abgeleitet. Auf Basis der bisherigen Aufgabenverteilung und den künftigen Anforderungen durch den Transformationsprozess des Energiesystems (Kapitel 3) werden in Kapitel 4 die künftigen Aufgaben und Prozesse der Verteilungsnetzbetreiber detailliert beschrieben. Zur Implementierung dieser (Teil-)Prozesse werden Informationen benötigt, die aus den in Kapitel 5 genannten Daten gewonnen werden. In Kapitel 6 werden schließlich Kriterien definiert, die der Bewertung verschiedener Ausgestaltungsmöglichkeiten des EIN dienen und dabei die Art der benötigten Daten berücksichtigen. Auf dieser Basis wird eine geeignete Struktur ermittelt und aufgezeigt, welche grundsätzlichen rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen für eine erfolgreiche Umsetzung des EIN zu schaffen sind.

2 Konventionelle Aufgabenverteilung der elektrischen Energieversorgungsnetze

Das historisch gewachsene elektrische Energieversorgungsnetz lässt sich grundsätzlich in zwei Bereiche unterteilen: Während die Verteilungsnetze die Energieverteilung an die Verbraucher übernehmen, sind die Übertragungsnetze für die Aufnahme des Großteils der Erzeugungsleistung und den überregionalen Energieaustausch verantwortlich. Grundsätzlich verantworten die Netzbetreiber die Planung, den Ausbau sowie den Betrieb ihres eigenen Netzes und führen die Abrechnung der Netznutzung und die Bilanzierung von Energiemengen durch. Im Folgenden werden die Aufgaben der Netzbetreiber und deren Interaktionen im konventionellen Energieversorgungssystem kurz beschrieben.

Verteilungsnetzbetreiber

In Deutschland bewirtschaften insgesamt rund 900 Verteilungsnetzbetreiber Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetze mit einer Gesamtlänge von 1,7 Millionen Kilometern. Dies entspricht einem Anteil von ca. 98 % der Netzlänge des deutschen Stromnetzes [3]. Ihre Hauptaufgabe liegt dabei in einer zuverlässigen und sicheren Energieversorgung der in ihrem Netz angeschlossenen Kunden.

Nach § 14 EnWG besitzen Verteilungsnetzbetreiber im Rahmen ihrer Verteilungsaufgaben Systemverantwortung. Die zur Wahrung einer zuverlässigen Elektrizitätsversorgung notwendigen Eingriffe in den Netzbetrieb waren in der Vergangenheit jedoch eher begrenzt, da die Verteilungsnetze für die lastgeprägten Versorgungsaufgaben größtenteils ausreichend dimensioniert waren. Mit dem massiven Zubau regenerativer Einspeiser in den letzten Jahren sind jedoch vermehrte Eingriffe zur Spannungsregelung und Vermeidung von Netzengpässen erforderlich geworden (siehe Kapitel 3). Entsprechend ergeben sich folgende Aufgaben, die über die bereits genannten hinausgehen [4], [5]:

- Anschluss von Kunden an das elektrische Energieversorgungsnetz
- Integration regenerativer Energien
- Netzsicherheitsmanagement
- Einspeisemanagement

Übertragungsnetzbetreiber

Die zentrale Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber ist der großflächige Transport von Energie. Darüber hinaus ermöglichen sie einen internationalen Energiehandel im europäischen Binnenmarkt und tragen nach § 13 EnWG die Verantwortung für die Sicherheit und Zuverlässigkeit des elektrischen Netzes auf der Übertragungsnetzebene. Zu diesem Zweck koordinieren sie die Bereitstellung von Dienstleistungen für das Gesamtsystem (vgl. § 22 EnWG). Sie übernehmen zudem die Koordination zwischen dem Strommarkt (Händler, Bilanzierung etc.) und den Systembetreibern (Verteilungsnetzbetreiber, Anlagenbetreiber, Energiedienstleister etc.).

Zusammenspiel zwischen den Netzbetreibern

Bei der Netzintegration von regenerativen Energien sowie dem komplexer werdenden Netzmanagement ist bereits heute eine intensive Zusammenarbeit zwischen Verteilungs- und Übertragungsnetzbetreibern erforderlich. Nach § 14 Abs. 1c EnWG können Übertragungsnetzbetreiber Leistungsanpassungen im Verantwortungsbereich der Verteilungsnetzbetreiber anfordern. Dabei kommt ein kaskadiertes Verfahren zum Einsatz, das über definierte Schnittstellen eine effiziente Zusammenarbeit garantiert. Gleichzeitig bleibt jeder Netzbetreiber für die konkreten Maßnahmen in seinem Netzbereich verantwortlich. Die Verteilungsnetzbetreiber greifen zur Erfüllung der angeforderten Dienstleistungen gegebenenfalls auf die ihnen wiederum unterlagerten Verteilungsnetzbetreiber zurück.

3 Wandel der Energieversorgung im Rahmen der Energiewende

Kapitel 3 gibt einen Überblick über aktuelle Trends und deren Auswirkungen auf das zukünftige Energieversorgungssystem. Hierbei werden die bereits absehbaren Tendenzen aufgezeigt, wobei eine exakte Ausgestaltung zu diesem Zeitpunkt noch nicht abschließend beschrieben werden kann.

3.1 Veränderung der Energieerzeugung

Das Energieversorgungssystem in Deutschland unterliegt aktuell einem nie dagewesenen Transformationsprozess – weg von einer konventionell geprägten hin zu einer mehrheitlich regenerativen Energieversorgung. Dem Stromsektor kommt bei der Umstellung eine entscheidende Bedeutung zu, da eine Energieumwandlung aus regenerativen Quellen in Strom prozesstechnisch deutlich einfacher möglich ist, als in die meisten sonstigen Energieformen. Demzufolge wurden in den vergangenen Jahren verstärkt dezentrale regenerative Einspeiser in den elektrischen Netzen in Betrieb genommen [3]. Mittlerweile besteht bereits etwa die Hälfte der gesamten installierten Kraftwerksleistung aus regenerativen Einspeisern [6], wobei 95% dieser Anlagen in den Verteilungsnetzen angeschlossen sind. Dieser Trend dürfte auf Grund der typischen Anlagengrößen auch langfristig bestehen bleiben (vgl. [3]). Damit konnten beispielsweise am 8. Mai 2016 kurzzeitig bereits knapp 88 % des deutschen Strombedarfs aus regenerativen Einspeisern gedeckt werden [7].

Gleichzeitig wird die Anzahl der zentralen Erzeugungsanlagen (konventionelle Kraftwerke) im Höchst- und Hochspannungsnetz kontinuierlich weiter reduziert. So ist der Kernenergieausstieg Deutschlands und damit der Wegfall einer Vielzahl von Grundlastkraftwerken über das Atomgesetz, insbesondere über den § 7 Abs. 1a AtG geregelt. Bedingt durch dieses Gesetz werden die letzten Kernkraftwerke in Deutschland spätestens im Jahr 2022 stillgelegt. Zudem werden in Zukunft auch vermehrt Kohlekraftwerke außer Dienst gestellt (§ 13g EnWG), um die klimapolitischen Ziele der Bundesregierung zu erreichen.

Durch den beschriebenen Wandel verändern sich die Lastflüsse im elektrischen Energieversorgungsnetz zunehmend. Auf Grund der lokalen Erzeugung können sich

Energieflüsse zeitweise direkt auf der Verteilungsnetzebene ausgleichen. Die volatilen regenerativen Einspeisungen konzentrieren sich jedoch häufig in ländlichen Regionen, in denen den Einspeisungen kein adäquater Verbrauch gegenübersteht. In diesen Fällen kehren sich die konventionellen Leistungsflüsse in Zeiten hoher Einspeisung vermehrt um.

3.2 Einbindung neuer Flexibilitäten

Durch den Rückgang der konventionellen Energieerzeugung entfallen die bisher eingesetzten Reserven zur Bereitstellung von Flexibilität (Regelungsmöglichkeiten von Wirk- und Blindleistung) im Übertragungsnetz, die somit anderweitig ausgeglichen werden müssen [8]. Dieser Regelungsbedarf wird durch den zunehmenden Ausbau volatiler dezentraler Erzeugungsanlagen (insb. Solar- und Windenergie) zukünftig noch weiter verstärkt. Um diesem entgegenzuwirken bietet sich neben der Einspeiseregulierung auch die Einbindung flexibler Netzkunden wie regelbare Verbraucher (z.B. flexible Industrieprozesse) und stationäre Energiespeicher (z.B. PV-Speicher) an. Zudem können Elektrofahrzeuge nicht nur als regelbare Lasten, sondern auch als mobile Speicher dienen.

Insbesondere in den Bereichen Frequenzhaltung und Versorgungswiederaufbau wird zukünftig ein großes dezentrales Speicherpotential benötigt. Dieses kann entweder neu geschaffen oder durch eine Einbindung vorhandener Speicherpotentiale der Netzkunden (Eigenbedarfsspeicher, Elektrofahrzeuge etc.) gedeckt werden. Gerade hierbei sind auch intermodale Speichertechnologien – wie Power-to-Gas – zu berücksichtigen, die verschiedene Energiesektoren koppeln können.

3.3 Ausblick auf das zukünftige Energieversorgungssystem

Zukünftig werden viele Netzkunden keine reinen Konsumenten mehr sein, sondern sich stattdessen zu sogenannten „Prosumern“ (Produzent und Konsument in einem) entwickeln. Diese beziehen nicht nur Energie aus dem Netz, sondern stellen in gewissen Zeiträumen auch Energie für das Netz bereit oder vermarkten diese direkt. Dadurch verändert sich das Lastverhalten der Netzkunden maßgeblich. Die aktiven Netzkunden bilden folglich eine zentrale Säule der zukünftigen Energieversorgung (Abbildung 1).

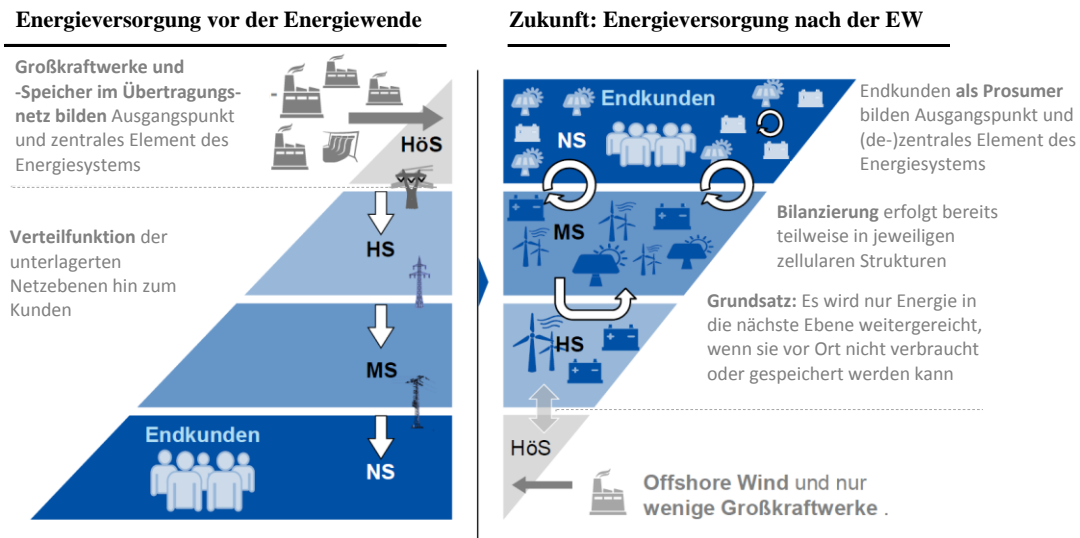


Abbildung 1: Wandel der Energieversorgung im Rahmen der Energiewende nach [9]

Langfristig verändern sich auch die jeweiligen Netzstrukturen, wie z.B. die Energietechnische Gesellschaft (ETG) im VDE skizziert hat. Dabei wird angenommen, dass die zukünftige Energieversorgung vermehrt durch vernetzte lokale Versorgungseinheiten erfolgt, deren Energiebedarf teilweise aus diesen selbst heraus gesichert wird.

Bei Energiebedarf oder -überschuss wird der Ausgleich über die jeweilige Vernetzung einzelner Versorgungseinheiten geschaffen. Die Größe der jeweiligen Einheit, der Grad der Autarkie sowie deren Ausprägung (Haushalte, Gewerbe-, Handels-, Dienstleistungs- sowie Industrieunternehmen) können dabei regional variieren. Grundsätzlich ist auch die erwähnte Sektorkopplung im Energieversorgungssystem zu berücksichtigen, bei welcher eine Versorgungseinheit nicht ausschließlich durch die Versorgung konventioneller elektrischer Verbraucher, sondern beispielsweise auch durch eine Wärme- und Mobilitätsbereitstellung charakterisiert wird. Hierzu ist auch eine Kopplung mit der Gasinfrastruktur denkbar, die letztendlich einen Zugang zur Speicherkapazität des Gasnetzes ermöglicht.

Um die Netze an die hieraus erwachsenden Anforderungen anzupassen, werden vermehrt Kommunikations- und Informationstechnik sowie innovative Technologien und Planungsansätze benötigt.

Eine mögliche Ausgestaltung des zukünftigen Energieversorgungssystems ist in Abbildung 2 vereinfacht dargestellt.

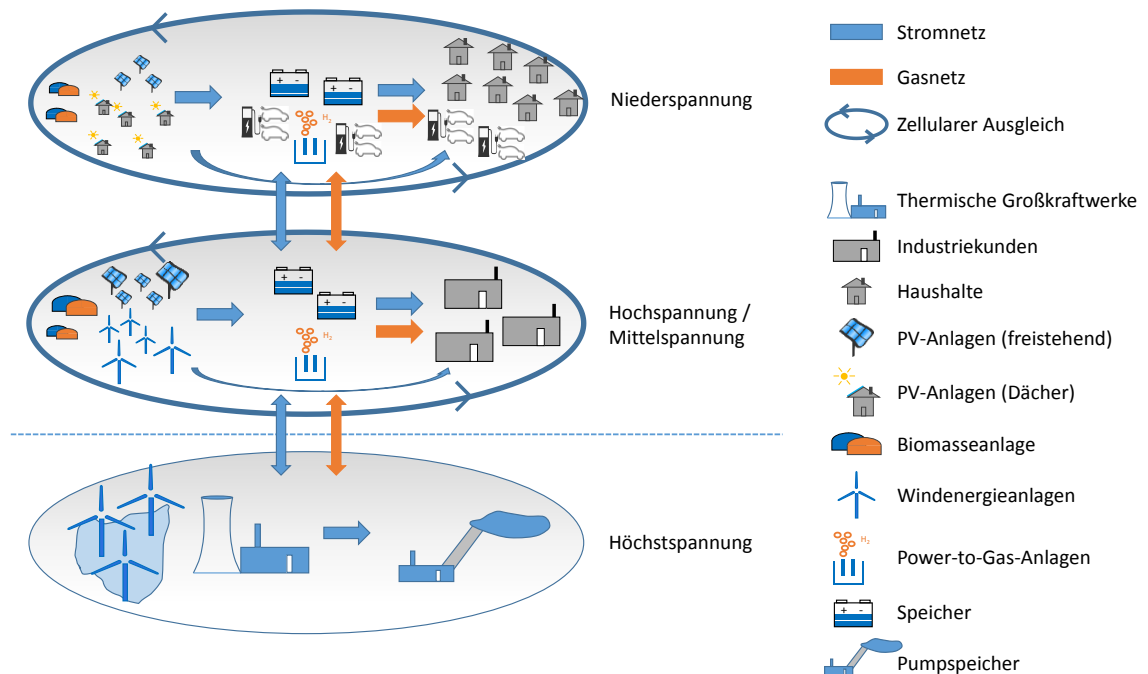


Abbildung 2: Zukünftiges Energieversorgungssystem

Aus den dargestellten Veränderungen des Energieversorgungssystems ergeben sich neue Aufgaben und Verantwortungen der Netzbetreiber. Der Anpassungsbedarf der Verteilungsnetzbetreiber wird im folgenden Kapitel aufgezeigt.

4 Anpassung der Aufgaben der Verteilungsnetzbetreiber zur Wahrung einer zuverlässigen Energieversorgung

Der zuvor dargestellte Wandel in der elektrischen Energieversorgung führt zu einer wesentlichen Veränderung: Die derzeit von gut regelbaren thermischen Großkraftwerken bereitgestellte Erzeugungsflexibilität, wird zukünftig nicht mehr in ausreichendem Umfang zur Verfügung stehen. Stattdessen muss dieses fehlende Regelungspotential durch eine erhöhte Flexibilität der versorgten Verbraucher (Demand-Side-Management) und dezentralen Einspeiser sowie durch Energiespeicher kompensiert werden.

Da sich sowohl die Verbraucher als auch die Einspeiser zukünftig größtenteils im Verteilungsnetz befinden, dürfte die zur Systemsteuerung notwendige Flexibilität langfristig nicht mehr ausreichend von der Übertragungsnetzebene bereitgestellt werden können. Auf Grund dieser Veränderungen ergeben sich zwangsläufig neue Aufgabenverteilungen und Verantwortlichkeiten, wobei insbesondere die Verteilungsnetzbetreiber neue Aufgaben hinzugewinnen und mehr Verantwortung übernehmen werden. Die Gesamtheit der neuen, zusätzlichen Aufgaben lässt sich in zwei Bereiche aufteilen: Diese betreffen die Bewirtschaftung des eigenen Netzes (Eigennetzbewirtschaftung) und die Bereitstellung von Dienstleistungen für das Gesamtsystem.

4.1 Aufgaben der Eigennetzbewirtschaftung

In diesem Abschnitt werden die zukünftigen Aufgaben der Verteilungsnetzbetreiber zur Bewirtschaftung ihres verantworteten Netzgebietes aufgeführt. Sie werden in die Bereiche Betriebsführung, Spannungshaltung und Versorgungswiederaufbau aufgeteilt.

4.1.1 Betriebsführung

Unter der Betriebsführung wird die Überwachung und Steuerung der Netze sowie seiner Betriebsmittel verstanden [10]. Ein wesentlicher Bestandteil der Betriebsführung auf Verteilungsnetzebene ist neben der Prognose die Erkennung und Abwendung von Gefährdungen des ordnungsgemäßen Netzzustands. Diese können zum einen durch Ausfälle von Betriebsmitteln, zum anderen aber auch durch Einspeiser und Lasten hervorgerufen werden. Die Volatilität der Mehrheit der regenerativen Einspeiser und die

kurzfristigen Vermarktungsmechanismen, welche derzeit ohne Informationsaustausch mit dem Netzbetreiber erfolgen, erschweren dabei die Betriebsführung erheblich. Um auch langfristig einen sicheren Netzbetrieb gewährleisten zu können, muss ein Gesamtprozess implementiert werden, der auf Basis detaillierter Prognosen neue Akteure einsetzen kann und somit eine aktive Regelung der Netzauslastung ermöglicht. Die einzelnen Prozessschritte sind in Tabelle 4-1 dargestellt.

Tabelle 4-1: Zukünftige Aufgaben der Betriebsführung der Verteilungsnetzbetreiber

Prozess	Prozessschritte
Netzzustandserfassung und -prognose	<ul style="list-style-type: none"> • Erzeugungs- und Verbrauchserfassung • Prognoseerstellung • Zustandsestimation • Vorausschauende Netzzustandsbewertung
Netzzustandsregelung	<ul style="list-style-type: none"> • Bestimmung des Korrekturbedarfs • Auswahl und Koordination geeigneter Maßnahmen wie beispielsweise Einspeise-/Lastmanagement

4.1.2 Spannungshaltung

Um die Anforderungen im Bereich der Spannungshaltung zu erfüllen, genügt den Verteilungsnetzbetreibern in der Vergangenheit zumeist Spannungsregelungen an den Transformatoren ihrer Umspannanlagen, da das nachgelagerte Netz in der Regel ausreichend dimensioniert war. Die sich verändernden Einspeise- und Laststrukturen führen jedoch insbesondere im Mittel- und Niederspannungsnetz dazu, dass diese allein genommen zunehmend nicht mehr ausreichend sind. Zur Vermeidung eines andernfalls nötigen Netzausbaus werden daher verstärkt weitere Maßnahmen ergriffen. So stehen heute im Wesentlichen drei Konzepte zur Verfügung (vgl. [11]), bei denen nachstehendes Anpassungspotential besteht:

- **Spannungsregelung durch Stufensteller von Transformatoren:** Zwischen der Hoch- und der Mittelspannungsebene werden in der Regel mit einem Stufensteller ausgerüstete Transformatoren eingesetzt. Durch Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren wird dieses Konzept auch auf die Kopplung von Mittel- und Niederspannungsnetzen übertragen. Je nach Anforderungen der konkreten Netze können alternativ auch Einzelstrangregler innerhalb der Mittel- bzw. Niederspannungsebene eingesetzt werden.
- **Blindleistungsmanagement:** Durch die Einspeisung oder Aufnahme von induktiver bzw. kapazitiver Blindleistung kann der Blindleistungsbedarf des Netzes gedeckt und der Spannungsabfall bzw. -anstieg über den Leitungsimpedanzen beeinflusst werden. Mit regelbarer Aktorik wie beispielsweise Wechselrichtern von Einspeisern wird das Blindleistungsmanagement vermehrt auch in Verteilungsnetzen eingesetzt.
- **Schalt- und Regemaßnahmen von Leitungen, Lasten und Einspeisern:** Durch Schaltmaßnahmen von Leitungen oder Steuerung von Lasten und Einspeisern können die Leistungsflüsse so korrigiert werden, dass die Spannungen an den Netzknoten in zulässigen Grenzen gehalten werden. In Zukunft sollten flexible Einspeiser, Lasten und Speicher gezielt eingesetzt werden, um die Spannung im Sinne eines Einspeisemanagements durch Änderung der Wirkleistungsabgabe bzw. -aufnahme zu beeinflussen. Dies trifft auf Grund der elektrischen Parameter der Betriebsmittel (R/X -Verhältnis) in besonderem Maße auf Mittel- und Niederspannungsnetze zu.

4.1.3 Versorgungswiederaufbau

Im Falle eines großflächigen Versorgungsausfalls können sich Verteilungsnetze zukünftig unter Umständen im Inselnetzbetrieb fangen, wozu sie eine lokale Bereitstellung aller Systemdienstleistungen benötigen. Auch ein lokaler Versorgungswiederaufbau der Insel ist möglich, erfordert dann allerdings schwarzstartfähige Einspeiser.

4.2 Dienstleistungserbringung für das Gesamtsystem

In diesem Abschnitt werden die zukünftigen Aufgaben der Verteilungsnetzbetreiber zur Erbringung von Dienstleistungen für das Gesamtsystem beschrieben. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Bereitstellung dieser Dienstleistungen negative Auswirkungen auf das bereitstellende lokale Netzgebiet haben kann, da Regelungsmaßnahmen in beiden Gebieten wirken.

Benötigt beispielsweise das Gesamtsystem eine Erhöhung der Einspeiseleistung des Verteilungsnetzes zur Frequenzhaltung, steigt dadurch auch die dortige Spannung. Gegebenenfalls führt dies zu lokalen Grenzwertverletzungen, die wiederum eine Abschaltung von Einspeisern hervorruft. Dieser Zielkonflikt ist letztendlich durch eine Abstimmung aller betroffenen Netzbetreiber zu lösen, damit sich Netzgebiete ohne lokale Grenzwertverletzungen stärker beteiligen können.

Insgesamt werden zukünftig folgende Dienstleistungen aus der Verteilungsebene für das Gesamtsystem erbracht:

Betriebsführung

In Ergänzung zu den Ausführungen in Kapitel 4.1.1 beinhaltet die Betriebsführung des Gesamtsystems insbesondere auch das Netzengpassmanagement auf Übertragungsnetzebene. Der Managementbedarf wird durch einen netzbetreiberübergreifenden Stromhandel über Kuppelstellen des europäischen Verbundnetzes mit begrenzter Übertragungskapazität zusätzlich vergrößert. Die Flexibilität zur Erfüllung dieser Aufgaben ist zukünftig auch durch die Verteilungsnetzbetreiber bereitzustellen. Dieser kann durch Regelungsmaßnahmen in seinem Netzgebiet die Leistungsflüsse des Gesamtsystems so beeinflussen, dass dortige Netzengpässe vermieden werden.

Spannungshaltung

Die Spannungsregelung des Gesamtsystems erfolgt grundsätzlich ebenfalls nach den in Kapitel 4.1.2 genannten Konzepten. Hierbei bedarf insbesondere das Blind- und Wirkleistungsmanagement auf Übertragungsnetzebene zukünftig Anpassungen. Derzeit wird der Großteil des Blindleistungsbedarfs auf der Übertragungsnetzebene durch eine Blindleistungsregelung der Generatoren von Großkraftwerken gedeckt. Stehen diese künftig nicht mehr zur Verfügung, müssen anderweitige Kompensationsmaßnahmen ergriffen werden, die vermehrt aus der Verteilungsnetzebene heraus zu leisten sind.

Versorgungswiederaufbau

Im Falle eines großflächigen Versorgungsausfalls („Black-Out“) wird das Gesamtsystem heutzutage von der Übertragungsnetzebene aus durch Großkraftwerke wieder in Betrieb genommen [10]. Da die Erzeugung zukünftig hauptsächlich in der Verteilungsnetzebene erfolgen wird, ist auch der Versorgungswiederaufbau aus dieser bereitzustellen. Dies erfordert zukünftig auch die Schwarzstartfähigkeit größerer Verteilungsnetzeinspeisungen insbesondere in der Hochspannungsebene, die mit einer geeigneten Kommunikationsinfrastruktur auszustatten sind.

Dabei ist ebenfalls zu berücksichtigen, dass ein Versorgungsausfall auf der Übertragungsnetzebene langfristig nicht automatisch zu Versorgungsausfällen in allen Verteilungsnetzen führen muss, da sich einige Versorgungseinheiten auch im eigenversorgenden Inselnetz fangen könnten. Die erneute Kopplung der eigenversorgenden Inseln ermöglicht die großflächige Wiederherstellung der Versorgung.

Frequenzhaltung

Der systemkritische Ausgleich von Einspeisung und Entnahme (die Frequenzhaltung) wird derzeit ausschließlich durch die Übertragungsnetzbetreiber koordiniert (§ 22 EnWG). Die Frequenz wird indes von sämtlichen Netzkunden innerhalb des gesamten Energieversorgungssystems beeinflusst. Da sich die flexiblen Einspeiser und Verbraucher zukünftig hauptsächlich in der Verteilungsnetzebene befinden, wird auch die Frequenzhaltung vermehrt aus dieser heraus erbracht werden.

4.3 Weitere Tätigkeitsfelder

Zur Erfüllung der oben erläuterten Anforderungen sind weitere Tätigkeitsfelder erforderlich. Der Anpassungsbedarf in diesen Tätigkeitsfeldern wird im Folgenden anhand zweier Beispiele kurz erläutert, steht allerdings nicht im Fokus dieses Gutachtens. Daher wird der hieraus resultierende zusätzliche Datenbedarf im weiteren Verlauf nicht berücksichtigt.

4.3.1 Strategische Netzplanung

Als Grundlage von strategischen Netzplanungen sind Netzbetreiber aller Spannungsebenen auf die Erstellung eines Szenariorahmens für die künftigen Einspeise- und Lastverhältnisse angewiesen. Auf dieser Basis kann die technische Auslegung des jeweiligen Netzes hinsichtlich der Spannungshaltung und Betriebsmittelauslastung sowie weiterer Kriterien technisch und wirtschaftlich bewertet werden. Zukünftig sind Rückwirkungen der vor- und nachgelagerten Netze in der Netzplanung ebenfalls zu berücksichtigen und die Szenarientwicklung hierauf abzustimmen.

Auf Grund der Vielzahl neuer Einspeiser, Lasten und Flexibilitäten sowie innovativer Betriebsmittel (z.B. dezentrale Automatisierungssysteme) genügt die Auslegung anhand zweier maximaler Betriebspunkte vielfach nicht mehr. Das dynamische Verhalten der Netze und der dort angeschlossenen Anlagen ist stattdessen mit Hilfe von Simulationen auf Basis von Netznutzungssituationen oder Zeitreihen abzubilden.

4.3.2 Abrechnung und Bilanzierung

Im Rahmen der Abrechnung und Bilanzierung fallen weitere Aufgaben für die Verteilungsnetzbetreiber an. So müssen beispielsweise Differenzbilanzkreise bewirtschaftet (Ausgleich der erwarteten Abweichungen am Strommarkt) und Maßnahmen im Bereich des Einspeise- und Lastmanagements abgerechnet werden. Zukünftig ist auch eine Überarbeitung der Bilanzkreissystematik denkbar, um den geänderten Erzeugungs- und Versorgungsstrukturen Rechnung zu tragen. Dies könnte zu weiterführenden Aufgaben der Verteilungsnetzbetreiber führen, die an dieser Stelle nicht weiter ausgeführt werden.

4.4 Zusammenfassung

Die vorstehend ermittelten Aufgaben der Eigennetzbewirtschaftung sowie der Erbringung von Dienstleistungen für das Gesamtsystem werden in Tabelle 4-2 zusammenfassend dargestellt.

Tabelle 4-2: Zukünftige Aufgaben der Verteilungsnetzbetreiber

Tätigkeitsfeld	Prozess	
	Eigennetzbewirtschaftung	Dienstleistungen für das Gesamtsystem
Betriebsführung	<ul style="list-style-type: none"> • Netzzustandsprognose • Netzzustandserfassung • Netzzustandsregelung: Engpassmanagement • Administration 	Netzzustandsregelung: Engpassmanagement
Spannungshaltung	<ul style="list-style-type: none"> • Blindleistungsregelung • Wirkleistungsregelung 	Blindleistungsregelung
Versorgungswiederaufbau	Lokaler Wiederaufbau	Wiederaufbau des Gesamtsystem
Frequenzhaltung	Wirkleistungsregelung im Inselnetzbetrieb	Wirkleistungsregelung

Aus dieser neuen Aufgabenstruktur ergeben sich zusätzliche Anforderungen an die Verteilungsnetzbetreiber, die in den folgenden Kapiteln berücksichtigt werden. Dazu gehören insbesondere der Aufbau und Betrieb einer sicheren IKT-Struktur sowie ein Datenmanagement für eine Vielzahl von Zähl-, Stamm-, Planungs- und Echtzeitdaten aus dem Verteilungsnetz.

5 Datenbedarf zur Wahrung einer zuverlässigen Energieversorgung

In diesem Kapitel wird aufgezeigt, welche Daten die Verteilungsnetzbetreiber im Rahmen ihrer in Kapitel 4 beschriebenen zukünftigen Aufgaben benötigen, um eine zuverlässige Energieversorgung innerhalb ihres verantworteten Netzgebietes gewährleisten zu können. Hierbei liegt der Fokus auf den in Kapitel 4.4 dargestellten Aufgaben. Weiterer Datenbedarf, wie beispielsweise zur strategischen Netzplanung und Bilanzierung wird an dieser Stelle nicht aufgeführt, da deren Datenbereitstellung zeitlich unkritischer ist.

Um den Datenbedarf sinnvoll gliedern zu können, werden zunächst die jeweils relevanten Datenkategorien (Stammdaten, Zähl- und Echtzeitdaten und Planungsdaten) definiert und weiter untergliedert. Anschließend wird eine Übersicht über die Datenbedarfe der einzelnen Aufgaben und Prozesse gegeben. In Abschnitt 5.3 werden schließlich die wichtigsten benötigten Daten und ihre Anwendung in der gegebenen Struktur detaillierter erläutert.

5.1 Definition der Datenkategorien

5.1.1 Stammdaten

Definitionsgemäß liefern Stammdaten die Grundinformationen zu den für die Energieversorgung relevanten Objekten. Zu diesen gehören beispielsweise Einspeise- und Lastdaten, die zur grundsätzlichen Planung des Energieversorgungssystems dienen. Zusätzlich klassifizieren die Stammdaten die Objekte genauer und stellen weitergehende Informationen bereit. Stammdaten sind zumeist statisch, sodass sie nur einmalig erhoben und bei seltenen Änderungen angepasst werden.

Zur besseren Übersicht werden die Stammdaten in folgende Unterkategorien eingeteilt:

- Verbraucherspezifische Stammdaten: Diese bilden die Eigenschaften der ans Netz angeschlossenen Verbraucher ab, so zum Beispiel die Leistungsflexibilität und die Leistungsgradienten
- Einspeiserspezifische Stammdaten: In dieser Kategorie werden die besonderen Eigenschaften der Einspeiser beschrieben, wie zum Beispiel deren Typ und Ansteuerbarkeit
- Speicherspezifische Stammdaten: Hierunter fallen alle Stammdaten, die die Eigenschaften der Speicher beschreiben. Dies sind beispielsweise Wirkungsgrad und Speicherkapazität.
- Netzspezifische Stammdaten: Diese umfassen die statischen Informationen des Energieversorgungsnetzes und bestehen hauptsächlich aus Geoinformationsdaten (GIS-Daten) und Betriebsmitteldaten

Zusätzlich werden übergeordnete Stammdaten erhoben. Diese Daten werden für sämtliche Netzkunden nahezu identisch erhoben und sind daher jeder vorstehenden Unterkategorie zuzuordnen, zum Beispiel Kontaktdaten und Identifizierungs-codes.

5.1.2 Planungsdaten

Planungsdaten ermöglichen eine Abschätzung der zukünftigen Betriebsparameter des betrachteten Netzgebietes. Darunter fallen beispielsweise Last- oder Einspeiseprognosen für einen definierten Zeitraum. Planungsdaten werden mindestens einen Tag im Voraus benötigt (day-ahead) und bedürfen der ständigen Aktualisierung. Die bereitgestellten Daten sollten mindestens in einer Auflösung von 15-Minuten Intervallen vorliegen.

Die Untergliederung der Planungsdaten erfolgt entsprechend der Unterstruktur der Stammdaten und beinhaltet folgende Unterkategorien:

- Verbraucherspezifische Planungsdaten: Hier werden Daten eingeordnet, die zur Planung der Verbraucher benötigt werden, so z.B. etwaige geplante marktbasierende Regelungen
- Einspeiserspezifische Planungsdaten: Planungsdaten, die von Einspeisern benötigt werden sind zum Beispiel die geplante maximale oder minimale Einspeisung
- Speicherspezifische Planungsdaten: Diese Daten umfassen die geplanten Einsätze der angeschlossenen Speicher. Hier sind beispielsweise die geplante Regelleistungsvorhaltung oder das geplante netzdienliche Flexibilitätspotential zu nennen
- Netzspezifische Planungsdaten: In dieser Kategorie werden geplante Netzeigenschaften gesammelt, wie beispielsweise die geplanten Schalterstellungen

Es werden weiterhin übergeordnete Planungsdaten erhoben. In diese Kategorie fallen Planungsdaten, die von allen Netzkunden benötigt werden, wie beispielsweise die geplante Leistung oder die geplante Nichtverfügbarkeit.

5.1.3 Echtzeitdaten

Echtzeitdaten liefern eine Abbildung der aktuell vorliegenden Netzsituation, wobei auch Abweichungen im Sekundenbereich erfasst und übermittelt werden können. Echtzeitdaten dienen einer permanenten Überwachung des Netzes hinsichtlich der Einhaltung zulässiger Betriebszustände und bilden bei Abweichungen die Informationsbasis für den Einsatz von Regelungsmaßnahmen. Dabei handelt es sich um Bewegungsdaten, die ein kontinuierliches Abbild der für den Netzbetrieb relevanten Zustandsinformationen liefern. Echtzeitdaten können z.B. durch Netzautomatisierungssysteme bereitgestellt werden, die gleichzeitig Regelungseingriffe in ihrem überwachten Gebiet ermöglichen bzw. autark durchführen können. Sie müssen permanent aktuell vorliegen.

Die Echtzeitdaten werden im Folgenden in zwei Kategorien aufgeteilt:

- Netzkundenmessungen: Hierunter fallen Messwerte, die beim Netzkunden ermittelt werden, wie etwa die aktuelle Einspeise- und Entnahmeleistung.
- Netzmessungen: Diese umfassen direkt im Netz ermittelte Messwerte wie Schalterstellungen und Sensormesswerte

5.1.4 Zähl­daten

Zähl­daten dienen primär der Abrechnung der genutzten Energiemengen und werden daher in bestimmten festgelegten Perioden ermittelt und übermittelt. Diese Perioden unterscheiden sich je nach Art der gemessenen Anlage und der umgesetzten Energie. Durch den in § 21c EnWG vorgesehenen Einsatz von intelligenten Messsystemen und dem geplanten großflächigen Rollout werden neben den reinen Energiewerten gegebenenfalls auch weitere Netzzustandsinformationen zur Verfügung stehen. Dabei können diese Zähl­daten jedoch in der Regel nicht für die permanente sekundenscharfe Überwachung der Spannungshaltung und Leistungsflüsse im Verteilungsnetz eingesetzt werden, da sie aktuell nur in Viertelstunden-Intervallen übermittelt werden (§ 60 MsbG). Der Verbesserung der Lastprognosen können diese Werte allerdings dennoch dienen. Langfristig ist die Ausprägung so zu gestalten, dass sie den Anforderungen der Abrechnungs- und Bilanzierungsprozesse entspricht. Die Zähl­daten benötigen keine Unterkategorisierung.

5.2 Aus den Aufgaben resultierender Datenbedarf

Die in Kapitel 4 abgeleiteten Aufgaben und zugehörigen Prozesse erfordern jeweils Daten unterschiedlicher Kategorien in verschiedenen Umfängen. Die jeweiligen Datenumfänge werden in Tabelle 5-1 qualitativ bewertet. Dabei wird zwischen umfassendem, geringem und nicht vorhandenem Datenbedarf je Prozess unterschieden.

Tabelle 5-1: Aus den Teilprozessen resultierender Datenbedarf je Kategorie für das eigene Netz

+: umfassender Datenbedarf, ○: geringer Datenbedarf, -: kein Datenbedarf

Prozess	Stammdaten				Planungsdaten				Echtzeitdaten		Zähldaten
	Verbraucherspezifisch	Einspeiserspezifisch	Speicherspezifisch	Netzspezifisch	Verbraucherspezifisch	Einspeiserspezifisch	Speicherspezifisch	Netzspezifisch	Anlagenspezifisch*	Netzspezifisch	Zählpunktspezifisch
Betriebsführung											
Netzzustandsprognose	+	+	+	+	+	+	+	+	○	○	○
Netzzustandserfassung	+	+	+	+	-	-	-	-	+	+	○
Netzzustandsregelung	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-
Spannungshaltung											
Blind- und Wirkleistungsregelung	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-
Versorgungswiederaufbau											
Lokal/Gesamtsystem	+	+	+	+	+	+	-	-	+	+	-
Frequenzhaltung											
Wirkleistungsregelung	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-

* für die Systemführung benötigte Echtzeitdaten von Einspeisern, Verbrauchern und Speichern

Es ist zu erkennen, dass Verteilungsnetzbetreiber einen weitreichenden Datenbedarf zur Erfüllung ihrer Aufgaben besitzen. So werden in sämtlichen Prozessen die Stammdaten aller Datenunterkategorien benötigt. Planungsdaten werden mit Ausnahme der Netzzustandserfassung, die lediglich den aktuellen Netzzustand berücksichtigt, ebenfalls in allen Prozessen verwendet. Für den Versorgungswiederaufbau sind speicher- und netzspezifische Planungsdaten allerdings nicht erforderlich, da deren ursprüngliche Fahrpläne durch die Versorgungsunterbrechung hinfällig sind. Verbraucher- und einspeiserspezifische Planungsdaten behalten dagegen Relevanz: Insbesondere ungesteuerte Verbraucher und Einspeiser führen ihren ursprünglichen Fahrplan fort. Echtzeitdaten werden grundsätzlich in allen Prozessen verarbeitet, wobei zur Netzzustandsprognose historische Echtzeitdaten eingesetzt werden. Zähldaten fließen lediglich in die Netzzustandsprognose und -erfassung ein, da diese nicht in einer für die übrigen Prozesse erforderlichen Zeitauflösung zur Verfügung stehen. Zur detaillierteren Zuordnung werden in Kapitel 5.3 die wichtigsten Daten und deren Einsatz aufgeführt.

5.3 Detaillierte Datenzuordnung

Im Folgenden werden die Daten aufgelistet, deren Bedarf bereits heutzutage gegeben bzw. für die zukünftigen Aufgaben absehbar ist. Die Auflistung erhebt dabei keinen Anspruch auf Vollständigkeit, da weder alle zukünftigen Aufgaben (und somit auch deren Datenbedarfe) noch die Verfügbarkeit weiterer Daten abschließend vorherzusehen sind.

5.3.1 Stammdaten

5.3.1.1 Verbraucherspezifische Stammdaten

Minimale und maximale Leistungsflexibilität

Das Leistungsflexibilitätspotential wird in der Betriebsführung zur Ermittlung der optimalen Anpassungsmaßnahmen benötigt. Mit Kenntnis der Flexibilität können Regelungsmaßnahmen im eigenen Netz und für das Gesamtsystem geplant werden.

Leistungsgradienten (positiv und negativ)

Informationen über potentielle Leistungsgradienten von Verbrauchern dienen der Betriebsführung zur Planung und gegebenenfalls zur Anpassung von Lastflüssen innerhalb des Netzes. Dabei ist entscheidend wie schnell sie bei unplanmäßigen Netzsituationen angesteuert und angepasst werden können.

Mindestbetriebs- und Stillstandzeit

Siehe „minimale und maximale Leistungsflexibilität“. Die Mindestbetriebs- und Stillstandzeit beeinflusst direkt das Flexibilitätspotential.

Fernsteuerbarkeit von Verbrauchern

Im Rahmen der Betriebsführung sind Informationen über die Fernsteuerbarkeit von Verbrauchern vorzuhalten. Hierdurch kann das anlagenseitige Potential zur Erbringung von Dienstleistungen für die Eigennetzbewirtschaftung und das Gesamtsystem bestimmt werden. Dabei kann der Zugriff über Fernwirktechnik oder Funkrundsteuerung erfolgen.

5.3.1.2 Einspeiserspezifische Stammdaten

Mindesteinspeiseleistung

Sofern Einspeiser oder Speicher eine minimale Einspeiseleistung vorweisen, ist diese dem Verteilungsnetzbetreiber mitzuteilen, damit die Information in der Betriebsführung bei der Eigennetzbewirtschaftung und der Dienstleistungsbereitstellung für das Gesamtsystem berücksichtigt werden kann.

Anlagentyp und Energieträger von Erzeugungsanlagen

Die Einspeisecharakteristiken der regenerativen Einspeiser können sich je nach Energieträger, Hersteller und Anlagentyp unterscheiden. Eine Berücksichtigung der individuellen Einspeisecharakteristik trägt in der Betriebsführung zur Verbesserung der Einspeiseprognosen bei.

Anfahrts- und Hochfahrzeiten

Anfahrtszeiten bis zur Netzsynchronisation entscheiden über die Einsatzmöglichkeiten von Einspeisern in der Betriebsführung. Nur unter deren Berücksichtigung ist die zeitliche Einsatzverfügbarkeit planbar. Neben der Dauer bis zur Synchronisation wird auch die Hochfahrzeit bis zum Erreichen der Mindesteinspeiseleistung benötigt, da nur so Anpassungsmaßnahmen im Netz geeignet berücksichtigt werden können.

Minimale und maximale Leistungsflexibilität

Siehe verbraucherspezifische Stammdaten

Leistungsgradienten (positiv und negativ)

Siehe verbraucherspezifische Stammdaten

Mindestbetriebs- und Stillstandzeit

Siehe verbraucherspezifische Stammdaten

Fernsteuerbarkeit von Verbrauchern

Siehe verbraucherspezifische Stammdaten

Nabenhöhe

Die Nabenhöhen von Windkraftanlagen werden in der Betriebsführung zur Verbesserung der Einspeiseprognosen benötigt, da die zur Prognose relevanten Windgeschwindigkeiten von der jeweiligen Nabenhöhe abhängig sind.

Ausrichtung von PV-Anlagen

Die dargebotsabhängige Einspeiseleistung von PV-Anlagen ist im hohen Maße von der Ausrichtung (inkl. Neigungswinkel) dieser abhängig. Aufgrund dessen verbessert die Kenntnis darüber die Güte der Einspeiseprognose und ist damit für die Netzplanung und Betriebsführung essentiell.

Nachführbarkeit von PV Anlagen

Informationen über die Nachführbarkeit einer PV-Anlage werden sowohl für eine realitätsnahe Einspeiseprognose als auch für die Netzzustandsprognose benötigt, da nachgeführte Anlagen im Vergleich zu nicht nachgeführten einen signifikant unterschiedlichen Einspeiseverlauf aufweisen.

Permanente Einspeisungsbegrenzung

Nach § 9 Abs. 2 Nr. 2b EEG besteht die Möglichkeit, bei PV-Anlagen mit einer Leistung von höchstens 30 kW auf eine Fernsteuerbarkeit zu verzichten und stattdessen die maximale Wirkleistungseinspeisung am Netzverknüpfungspunkt auf 70 % der installierten Leistung zu begrenzen. Informationen über die Nutzung dieser Einspeisebegrenzung werden insbesondere für Einspeiseprognosen benötigt, da die Spitzenleistung dieser Anlagen deutlich reduziert wird.

Schwarzstartfähigkeit

Die Schwarzstartfähigkeit von Einspeisern und Speichern ist im Falle eines notwendigen Netzwiederaufbaus eine wichtige Eigenschaft, die im Rahmen der Betriebsführung zu berücksichtigen ist.

Einsatzverantwortlicher

Nach Festlegung der Bundesnetzagentur (BK-6-200) ist ein Einsatzverantwortlicher von Erzeugungsanlagen mit Datenübermittlungspflicht zu benennen. Sind entsprechende Anlagen im Verteilungsnetz angeschlossen, sollte der betroffene Betreiber diese Information erhalten, um bei Klärungsbedarf bezüglich Daten einer Anlage direkt einen Ansprechpartner kontaktieren zu können.

Direktvermarktungsanteil

Der Anteil der Direktvermarktung ist für die Betriebsführung relevant, da das markt- und dargebotsabhängige Einspeiseverhalten von Einspeisern und Speichern Einfluss auf die Prognosegüte besitzen.

5.3.1.3 Speicherspezifische Stammdaten

Minimale und maximale Leistungsflexibilität

Siehe verbraucherstpezifische Stammdaten

Leistungsgradienten (positiv und negativ)

Siehe verbraucherstpezifische Stammdaten

Anfahrts- und Hochfahrzeiten

Siehe einspeiserspezifische Stammdaten

Mindestbetriebs- und Stillstandzeit

Siehe verbraucherstpezifische Stammdaten

Speicherdaten

Um Speicher in die Prognosen der Netzplanung und Betriebsführung realitätsgerecht miteinbeziehen zu können, werden zusätzlich folgende Daten benötigt.

- Die potentielle Zuordnung eines Speichers zu einem regenerativen Einspeiser
- Der Wirkungsgrad
- Der Energieinhalt (Speicherkapazität)
- Die maximal abrufbare Leistung zur Ein- und Ausspeicherung

Fernsteuerbarkeit von Speichern

Siehe verbraucherstpezifische Stammdaten

Schwarzstartfähigkeit

Siehe einspeiserspezifische Stammdaten

5.3.1.4 Netzspezifische Stammdaten

Geoinformations-Daten

Basis der Betriebsführung eines Verteilungsnetzbetreibers ist ein detailliertes Geoinformationssystem (GIS), das das Netzgebiet abbildet und in dem Betriebsmitteldaten erfasst, verwaltet und analysiert werden. Die benötigten Daten umfassen beispielweise strukturelle Daten wie Leitungslängen, Leitungsort und Schaltmöglichkeiten, jedoch auch technische Angaben wie die Bemessungsleistung. Der genaue Standort von Verbrauchern und Einspeisern und die Zuordnung zu einem Netzknoten werden benötigt, um eine knotenpunktscharfe Bestimmung von Last und Einspeisung zu ermöglichen. Zur Berücksichtigung der Wechselwirkung mit unterlagerten Netzen werden deren strukturelle Daten zusätzlich benötigt.

5.3.1.5 Übergeordnete Stammdaten

Identifizierungs-Codes

Um einzelne Anlagen im Netz identifizieren und anlagenbezogene Daten beispielsweise zur Abrechnung eindeutig zuordnen zu können, benötigt der Verteilungsnetzbetreiber den jeweiligen Energy Identification Code (EIC). Dieser lässt sowohl unmittelbar auf die Art des Betriebsmittels (Umspannwerk, Leitungen, Einspeiser, Messpunkt, Datenlieferant) als auch auf die zugeordnete Regelzone schließen.

Inbetriebnahme- und Stilllegungszeitpunkt

Zur Betriebsführung in einem Verteilungsnetz ist die möglichst genaue Kenntnis der geplanten bzw. prognostizierten Einspeisung und des Verbrauchs nötig. Damit verbunden ist unmittelbar die zeitliche Abhängigkeit in Form des Inbetriebnahme- oder Stilllegungszeitpunkts. Zur Differenzierung ist dabei zwischen erstmaliger und kommerzieller Inbetriebnahme, sowie vorläufiger und endgültiger Stilllegung zu unterscheiden.

Nennleistung (installierte Leistung) und Netzanschlusskapazität

Im Rahmen von Prognoserechnungen sowohl für die Betriebsführung werden die Nennleistung (installierte Leistung) und Netzanschlusskapazität der verschiedenen Einspeiser, Lasten und Speicher benötigt.

Messumfang

Im Rahmen der Betriebsführung ist die Art der Messung einer Einspeisung bzw. eines Verbrauchers entscheidend. Hierbei muss unterscheiden werden, ob die Messung jeweils nur den betrachteten Einspeiser bzw. Verbraucher selbst umfasst oder es sich um eine Messung der Gesamtlast am Netzverknüpfungspunkt handelt.

5.3.2 Planungsdaten

Die benötigten Planungsdaten sind für Einspeiser „mit einer Netto-Nennleistung größer oder gleich 10 MW“ die „an die Spannungsebene 110 kV oder höher“ angeschlossen sind größtenteils bereits von der Regulierungsbehörde festgelegt [1]. Die für den Verteilungsnetzbetrieb relevanten Planungsdaten für Einspeiser, Lasten und Speicher in allen Spannungsebenen werden nachfolgend aufgeführt.

5.3.2.1 Verbraucherspezifische Planungsdaten

Marktbasierte Regelungen

Eine durch Marktteilnahme hervorgerufene geplante Regelung von Verbrauchern kann ohne entsprechende Informationen kaum prognostiziert werden. Insbesondere in den unteren Spannungsebenen kann der marktgetriebene Einsatz von Verbrauchern zu einer hohen Gleichzeitigkeit führen. Erst mit Hilfe von Informationen über marktbasierende Abregelungen können Leistungsflussprognosen korrigiert und damit Netzzustandsprognosen in der Netzplanung und Betriebsführung belastbar durchgeführt werden.

Regelleistungsvorhaltung

Das Datum beschreibt den Umfang (Leistung) und die Ausprägung (Regelleistungsprodukt) der Regelleistungsbereitstellung für das Gesamtsystem. Es wird zur Koordination des lokalen Engpassmanagements und der Maßnahmen zur lokalen Spannungshaltung mit der Regelleistungsbereitstellung des Gesamtsystems benötigt.

Netz- und systemdienliches Flexibilitätpotential

Mit Hilfe von Informationen über das netz- und systemdienliche Flexibilitätpotential durch Verbraucher wird der Netzbetreiber in die Lage versetzt, den möglichen Umfang von Maßnahmen durch eine Leistungsanpassung zu bestimmen (z.B. lokaler Redispatch, Spannungshaltung, Engpassmanagement).

5.3.2.2 Einspeisespezifische Planungsdaten

Obere und untere Leistungsgrenze

Die obere Leistungsgrenze ist insbesondere dann relevant, wenn sie unter der installierten Leistung liegt. Die untere Leistungsgrenze beschreibt die dauerhaft einspeisbare Leistung einer Erzeugungsanlage unter Berücksichtigung sämtlicher betrieblicher Restriktionen innerhalb des Planungshorizonts. Die Informationen sämtlicher angeschlossener Erzeugungsanlagen werden für die Betriebsplanung und -führung benötigt, um innerhalb der technischen Grenzen geeignete Maßnahmen für ein Engpassmanagement sowie zur Spannungsregelung identifizieren und erfolgreich ausführen zu können. Darüber hinaus geht die untere Leistungsgrenze als Randbedingung in die koordinierte Regelung einer Versorgungseinheit ein und wird beim Versorgungswiederaufbau innerhalb einer Einheit benötigt.

Marktbasierte Regelungen

Siehe verbraucherspezifische Planungsdaten

Regelleistungsvorhaltung

Siehe verbraucherspezifische Planungsdaten

Netzdienliches Flexibilitätpotential

Siehe verbraucherspezifische Planungsdaten

Leistungsbesicherung

Die Besicherungsleistung gibt an, welches Flexibilitätpotential ausschließlich zur Besicherung eines Einspeiserausfalls vorgehalten wird und somit nicht für andere Flexibilitätszwecke zur Verfügung steht.

5.3.2.3 Speicherspezifische Planungsdaten

Marktbasierte Regelungen

Siehe verbraucherstpezifische Planungsdaten

Regelleistungsvorhaltung

Siehe verbraucherstpezifische Planungsdaten

Netzdienliches Flexibilitätspotential

Siehe verbraucherstpezifische Planungsdaten

Leistungsbesicherung

Siehe einspeiserstpezifische Planungsdaten

5.3.2.4 Netzspezifische Planungsdaten

Schalterstellungen

Die Kenntnis der exakten Netztopologie ist im Rahmen der Zustandsestimation zu berücksichtigen. Außerdem können dadurch bereits Umschaltmaßnahmen geplant werden, um im Störfall einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten.

Austauschleistung

Zur Planung der Lastflüsse im eigenen Netz, wird die geplante Austauschleistung mit gekoppelten Netzen anderer Netzbetreiber benötigt.

5.3.2.5 Übergeordnete Planungsdaten

Geplante Netzeinspeiseleistung

Auf Grund einer zunehmenden Vermarktung der Einspeiseleistung können Einspeisungen entstehen, die nicht prognostizierbar sind, aber den Leistungsfluss maßgeblich beeinflussen. Zusätzlich ist auch die Lastsituation zu berücksichtigen. Das Datum wird für die koordinierte Regelung von Verteilungsnetzen auf Basis einer Netzzustandsprognose und beim Versorgungswiederaufbau benötigt.

Geplante und ungeplante Nichtverfügbarkeit

Das Datum beschreibt die geplante Nichtverfügbarkeit von Erzeugungsanlagen und Speichern beispielsweise auf Grund von Wartungsarbeiten sowie die ungeplante Nichtverfügbarkeit auf Grund von Störungen.

5.3.3 Echtzeitdaten

5.3.3.1 Kundenmessung

Gemessene Einspeiseleistung

Messungen von Einspeiseleistungen (Wirk- und Blindleistung) werden in der Betriebsführung zur Ermittlung der aktuellen Leistungsflüsse und somit zur Netzzustandsbewertung benötigt. Bei volatilen regenerativen Einspeisern wie PV- und Windkraftanlagen können sie ebenfalls als Referenzmesswerte (nur Wirkleistung) für lokal angrenzende Anlagen dienen, die auf Grund ihrer geringen installierten Leistung nicht überwacht/gemessen werden. Ist die speisende Anlage steuerbar, so trägt die Einspeiseleistung weiterhin zur Ermittlung des Regelungspotentials bei.

Gemessene Entnahmeleistung

Analog zur Einspeiseleistung wird die momentane Entnahmeleistung überwachter Verbraucher in der Betriebsführung zur Ermittlung der aktuellen Leistungsflüsse und somit des Netzzustandes benötigt. Bei steuerbaren Verbrauchern dient sie gleichfalls der Bewertung des Regelungspotentials. Auch zur Entwicklung eines Maßnahmenkataloges zur Vermeidung unzulässiger Betriebszustände durch kritische Lastmuster sowie zur Ableitung typischer Lastszenarien werden diese Daten benötigt.

Marktbedingte Regelung steuerbarer Einspeiser

Informationen über marktbedingte Leistungsregelungen regenerativer Einspeiser werden in der Betriebsführung sowohl zur Verbesserung der Einspeisungserfassung als auch zur Anpassung und Verbesserung der Einspeisungsprognosen benötigt. Außerdem ist diese Information eine Voraussetzung zur Ermittlung des verbliebenen Regelungspotentials der Anlage.

Marktbedingte Regelungen steuerbarer Lasten

Informationen über marktbedingte Regelungen steuerbarer Lasten werden entsprechend den vorstehenden Ausführungen der marktbedingten Erzeugungsregelung zur Verbesserung der Lasterfassung und –prognose sowie der Bestimmung des verbliebenen Regelungspotentials benötigt.

Netzbedingte Regelung steuerbarer Einspeiser

Siehe „Marktbedingte Regelung steuerbarer Einspeiser“. Zusätzlich dienen die Informationen einer verbesserten Planung für kritische Netzbereiche.

Netzbedingte Regelungen steuerbarer Verbraucher

Siehe „Marktbedingte Regelungen steuerbarer Verbraucher“. Zusätzlich dienen auch diese Informationen einer verbesserten Planung für kritische Netzbereiche.

5.3.3.2 Netzmessung

Schalterstellungen

Zur Erfassung der für die Leistungsflussberechnung benötigten aktuellen Topologie werden in der Betriebsführung sowohl die Schalterstellungen im Netz als auch die Stufenschalterstellungen der Transformatoren benötigt.

Spannungs- und Strommesswerte

Spannungs- und Strommesswerte werden in der Betriebsführung sowohl zur Berechnung des aktuellen Leistungsflusses als auch zur Verbesserung der Prognosegüte benötigt.

5.3.4 Zähldaten

Gemessene eingespeiste Energiemenge

Die eingespeiste Energiemenge (viertelstundenscharfe Zählerwerte) wird in der Betriebsführung für eine Verbesserung der Leistungsflussprognosen benötigt. Darüber hinaus kann der ordnungsgemäße Verlauf etwaiger Regelungsmaßnahmen nachträglich überprüft werden.

Gemessene entnommene Energiemenge

Entsprechend den Messwerten der eingespeisten Energiemenge (viertelstundenscharfe Zählerwerte) wird auch die entnommene Energiemenge für Leistungsflussprognosen sowie zur Validierung der Netzzustandsprognosen und zur Überprüfung von Regelungsmaßnahmen benötigt.

5.4 Zusammenfassung

Aus der neuen Aufgabenverteilung und den zugehörigen Verantwortlichkeiten konnte ein umfassender Datenbedarf abgeleitet werden. Hierzu wurden die Datenkategorien Stammdaten, Planungsdaten, Echtzeitdaten und Zähldaten eingeführt und diese weiter hinsichtlich ihres Ursprungs untergliedert. Anschließend wurde der Datenbedarf der einzelnen Prozesse abgeleitet und der erforderliche Datenumfang qualitativ bewertet. Hierbei zeigte sich ein weitreichender Datenbedarf, der auf Einzeldatenebene detailliert beschrieben wurde. Für die Haltung dieser Daten wird ein geeignetes System benötigt, dessen Ausgestaltung im Folgenden diskutiert wird.

6 Ableitung von Handlungsempfehlungen zur Ausgestaltung des Energieinformationsnetzes

Die Ausgestaltung der Datenübermittlung obliegt gemäß § 12 Abs. 6 EnWG der Regulierungsbehörde. Hierzu ist die Bundesnetzagentur angehalten, das einleitend erwähnte EIN zu entwickeln (vgl. [1]). Während sich der genaue Datenbedarf bereits in Teilen in Abstimmungsprozessen befindet, ist ein Konzept zur Datenhaltung und -übermittlung noch nicht definiert. In den nachfolgenden Abschnitten werden zunächst die Grundsätze der Datenhaltung erläutert, die verschiedenen potentiellen Datenhaltungsformen vorgestellt und bezüglich ihrer jeweiligen Eignung bewertet. Daran anschließend wird eine mögliche Ausgestaltung des EIN skizziert und der notwendige regulatorische Anpassungsbedarf abgeleitet.

6.1 Grundsätze der Datenhaltung

Da die Datenhaltung einer Vielzahl rechtlicher und technischer Anforderungen unterliegt, werden zunächst die für die Ausgestaltung des EIN wichtigsten Grundsätze der Datenhaltung erläutert. Diese bilden die Bewertungsbasis für die Auswahl eines geeigneten Datenhaltungskonzepts. Die jeweiligen anfallenden Daten umfassen dabei zum Teil sensible Netz- und Kundendaten, mit denen Rückschlüsse auf das Verhalten der Kunden und ggf. deren Betriebsgeheimnisse sowie auf kritische Infrastrukturen möglich werden. Daher sind neben technischen Aspekten auch Datenschutzgrundsätze zu berücksichtigen.

6.1.1 Aufgabenerfüllung

Grundsätzlich sollte eine Datenstruktur so ausgelegt werden, dass diese sich an den gestellten Aufgaben orientiert und deren Durchführung unterstützt. Die zeitliche Verfügbarkeit und die Ausgestaltung der Daten müssen den Anforderungen entsprechen. Darüber hinaus sind Konflikte zwischen unterschiedlichen Datenempfängern zu vermeiden, welche beispielsweise durch verschiedene Interpretationen identischer Daten hervorgerufen werden können. Außerdem sollten sich die Verantwortlichkeiten der einzelnen Datenempfänger auch in der Datenstruktur wiederfinden lassen.

6.1.2 Datenschutz

Der Datenschutz ist im Bundesdatenschutzgesetz (BDSG) verankert. Dieses regelt zusammen mit den Datenschutzgesetzen der einzelnen Länder unter anderem den Umgang mit Daten, die über die Informations- und Kommunikationssysteme erhoben und weiterverarbeitet werden. Das BDSG setzt dabei die Richtlinie 95/46/EG des Europäischen Parlaments und Rates zum Schutz natürlicher Personen bei der Verarbeitung personenbezogener Daten und zum freien Datenverkehr um. Da auch im Rahmen des EIN teils personenbezogene Daten (Zähl- und Echtzeitdaten), aber auch weitere Daten (Stammdaten, Planungsdaten) verarbeitet werden, müssen die Grundsätze zur Datenhaltung in diesem Zusammenhang ebenfalls Berücksichtigung finden.

Der Datenschutz dient dazu, personenbezogene Daten zu schützen und Missbrauch dieser Daten abzuwenden. Er umfasst ebenfalls den technischen Schutz vor Verlust, Veränderung oder Diebstahl. Die Hauptprinzipien des Datenschutzes sind dabei die „Datenvermeidung und Datensparsamkeit“ (§ 3a BDSG), die „Erforderlichkeit“ sowie die „Zweckbindung“.

Datensparsamkeit

Die Datensparsamkeit bzw. Datenvermeidung ist in § 3a BDSG gesetzlich geregelt und stellt ein zentrales Element des Datenschutzes dar, welches auch für die Ausgestaltung technischer Systeme berücksichtigt werden muss. „Die Erhebung, Verarbeitung und Nutzung personenbezogener Daten und die Auswahl und Gestaltung von Datenverarbeitungssystemen sind an dem Ziel auszurichten, so wenig personenbezogene Daten wie möglich zu erheben, zu verarbeiten oder zu nutzen. Insbesondere sind personenbezogene Daten zu anonymisieren oder zu pseudonymisieren, soweit dies nach dem Verwendungszweck möglich ist (...)“ (§ 3a BDSG). Damit wird deutlich, dass das Erheben von personalisierten Daten – falls unvermeidlich – auf ein Minimum beschränkt werden muss [12].

Datensicherheit

Bei Erhebung, Verarbeitung und Haltung personenbezogener Daten sind die gesetzlichen Anforderungen an die Datensicherheit einzuhalten (insb. Anlage (zu § 9 Satz 1) BDSG).

Hierunter fallen u.a. folgende Punkte:

- Zutrittskontrolle: Kein unbefugter Zutritt zu Datenverarbeitungsanlagen
- Zugangskontrolle: Keine unbefugte Nutzung eines Datenverarbeitungssystems
- Zugriffskontrolle: Ausschließlicher Zugriff auf berechtigte Daten
- Weitergabekontrolle: Keine unbefugte Weitergabe
- Eingabekontrolle: Nachträgliche Überprüfbarkeit jedweder Dateneingabe
- Verfügbarkeitskontrolle: Vermeidung von Zerstörung oder Verlust

Folglich ist ein persistenter Datenschutz durch technische und organisatorische Maßnahmen sicherzustellen.

Für Datenerhebungen im Bereich der Energieversorgung muss weiterhin gewährleistet werden, dass die Anforderungen gemäß § 12 Abs. 5 EnWG erfüllt werden. Insbesondere ist sicherzustellen, „dass die Betreiber der Elektrizitätsversorgungsnetze (...) die Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse (...) ausschließlich so zu den dort genannten Zwecken (...) (nutzen), dass deren unbefugte Offenbarung ausgeschlossen ist“.

6.1.3 Technische Realisierung

Interoperabilität

Unter Interoperabilität wird die Fähigkeit einer möglichst anpassungsarmen und nahtlosen Zusammenarbeit verschiedenartiger Systeme verstanden. Zu diesem Zweck besitzen interoperable (Teil-)Systeme geeignete standardisierte Schnittstellen, um den benötigten Datenaustausch auch bei Verwendung unterschiedlicher Hard- und Softwarekomponenten sicherzustellen. Über eine Standardisierung von Hardwareschnittstellen und Übertragungstechnologien hinaus sind daher auch abgestimmte Datei- und Datenformate sowie Codierungen und Protokolle anzuwenden oder zu entwickeln.

Im hier betrachteten Zusammenhang liegt der Fokus auf einer einheitlichen Datenschnittstelle, welche die von den verschiedenen Akteuren zur Verfügung gestellten Daten aufwandsminimal nutzbar macht.

Ressourceneffizienz

Ressourceneffizienz steht in diesem Fall für eine möglichst speicher- und rechenzeiteffiziente Datenhaltung. Insbesondere sind Datenredundanzen und potentielle Inkonsistenzen zu vermeiden. Zur Umsetzung bedarf es klarer Anforderungs- und Aufgabenzuweisungen, die eine Datendopplung ausschließen bzw. im Bedarfsfall beheben sowie die strikte Sicherstellung der Datenkonsistenz. Darüber hinaus werden allgemeine Zugriffsregelungen benötigt, die ein durchgehend schnelles Bearbeiten der Datenanfragen jedes berechtigten Nutzers ermöglichen.

6.2 Ausgestaltungsmöglichkeiten der Datenhaltung des Energieinformationsnetzes

In diesem Abschnitt werden basierend auf dem identifizierten Datenbedarf verschiedene Ausgestaltungsmöglichkeiten der Datenhaltung vorgestellt und hinsichtlich ihrer Vor- und Nachteile bewertet.

6.2.1 Zentrale Datenhaltung

Bei der zentralen Datenhaltung werden die Daten in voller Detailtiefe aus allen Ebenen gebündelt bereitgestellt. Dabei läuft an einer zentralen Stelle eine Vielzahl von Daten zusammen, die geeignet zu verarbeiten sind. Werden Daten von beteiligten Parteien zur Erfüllung ihrer Aufgaben benötigt, werden die entsprechenden Daten an sie weiterverteilt.

Der zentrale Ansatz zur Datenhaltung des EIN ist am Beispiel eines externen Dienstleisters in Abbildung 3 dargestellt.

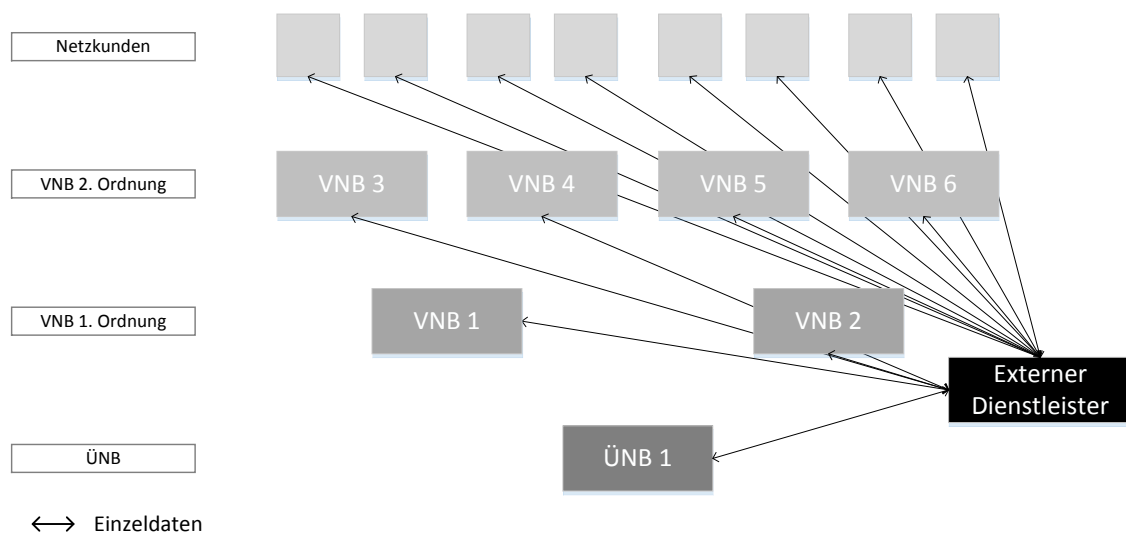


Abbildung 3: Darstellung des extern aufgebauten EIN

Nachstehend werden die Vor- und Nachteile der zentralen Datenhaltung gemäß der unter Kapitel 6.1 definierten Bewertungskriterien erläutert.

Aufgabenerfüllung

Eine zentrale Datenhaltung erfordert die Erstellung separater Prognosen bei verschiedenen Netzbetreibern. Zum einen ist dieses Vorgehen redundant und damit ineffizient, zum anderen können daraus widersprüchliche Prognoseergebnisse resultieren, aus denen unter Umständen gegensätzliche Maßnahmen abgeleitet werden. Im ungünstigen Fall kann hierdurch die Systemstabilität beeinträchtigt werden. Darüber hinaus führt der Ausfall eines zentralen EIN zu einer flächendeckenden Beeinträchtigung des Energieversorgungssystems. Im Falle eines großflächigen Versorgungsausfalls („Black-Out“) ist ebenfalls zu berücksichtigen, dass notwendige Daten eventuell nicht mehr über die vorhandenen Kommunikationswege ausgetauscht werden können.

Generell erfordert der Ansatz daher eine gespiegelte Datenhaltung für den gesamten Datenbestand, die dauerhaft zur Verfügung steht und einen Ausfall kompensieren kann (n-1 Sicherheit). Außerdem trägt der Datenhaltungsdienstleister die Verantwortung für eine permanente IT-Systemverfügbarkeit einschließlich der Kommunikationswege zu den Netzbetreibern und Netzkunden. Kann er diese nicht sicherstellen, so sind zusätzlich dezentrale Kopien bei den einzelnen Netzbetreibern vorzuhalten, die dem Systemansatz grundsätzlich widersprechen.

Datenschutz

Bei externer Datenverwaltung wird der größte Teil aller Daten zur Weiterverwendung wieder zum Entstehungsort übermittelt, nachdem sie zur zentralen Verwaltung übertragen wurden. Aus diesem Grund können Probleme im Sinne der Datensparsamkeit entstehen, da die Daten hierbei weit verbreitet werden und nicht nur soweit, wie es zwingend erforderlich ist.

Durch die zentrale Struktur sind ferner umfangreiche Maßnahmen zu ergreifen, welche die inhärenten Grenzen einer dezentralen Datenverwaltung hinsichtlich der Datensicherheit abbilden. IT-Systemfehler können die Daten- und letztlich auch die Versorgungssicherheit gefährden.

Technische Realisierung

Eine zentrale Ausgestaltung des EIN bietet Vorteile bezüglich der Interoperabilität, da die Daten an einer zentralen Stelle gespeichert und verarbeitet werden. Die Kommunikation kann hierbei über eine klar definierte singuläre Schnittstelle erfolgen. Außerdem erleichtert der zentrale Ansatz eine ressourceneffiziente Datenhaltung und reduziert Redundanzen, allerdings nur solange keine dezentralen Kopien erforderlich werden. Darüber hinaus ist zu beachten, dass die geforderte permanente Systemverfügbarkeit sehr hohe Anforderungen an die IT-Infrastruktur und deren Schnittstellen stellt.

6.2.2 Sternförmige Datenhaltung

Eine weitere Ausgestaltungsmöglichkeit des EIN basiert auf einer sternförmigen Kommunikationsstruktur. Dabei werden die an Einspeisern und Lasten anfallenden Daten denjenigen Netzbetreibern bilateral zugänglich gemacht, die sie aufgrund ihrer Aufgaben benötigen. Gegebenenfalls erfolgt die Datenübermittlung erst nach Senden einer Anfrage.

Die Komplexität des Netzes bei sternförmiger Ausgestaltung steigt mit der Schnittmenge der Datenbedarfe der Netzbetreiber, d.h. je mehr Bedarfsanfragen einen Netzkunden erreichen, desto mehr Kommunikationswege sind gleichsam zu etablieren. Im Vergleich zur zentralen Ausgestaltung, bei der die Verteilungsnetzbetreiber auf *einem* Weg vom Übertragungsnetzbetreiber die *gesamten* benötigten Daten erhalten, bestehen im sternförmigen Ansatz Verbindungen zu jeder Datenquelle. Abbildung 4 zeigt das Schema einer sternförmigen Ausgestaltung des Energieinformationssystems.

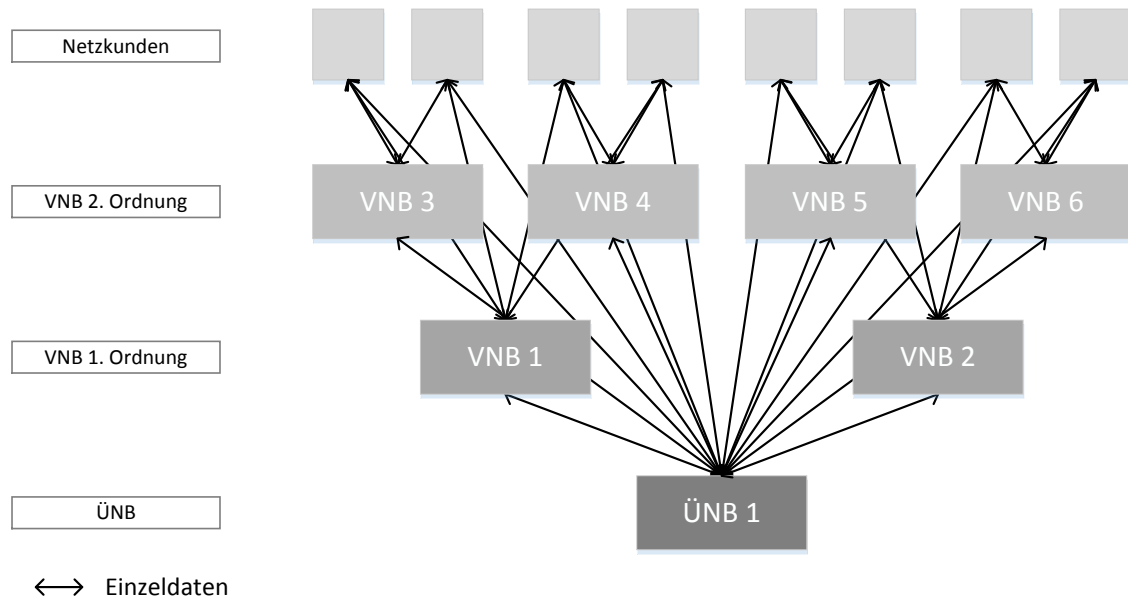


Abbildung 4: Darstellung des sternförmig aufgebauten EIN

Aufgabenerfüllung

Bei sternförmiger Verteilung der Daten werden gewisse Schritte, wie beispielsweise Plausibilisierung und Aggregation auf Seiten der Übertragungsnetzbetreiber und der Verteilungsnetzbetreiber gleichsam (redundant) durchgeführt. Dies führt zu einem vergleichsweise weniger effizienten und fehleranfälligerem Prozess. Darüber hinaus kann die unabhängige Verarbeitung trotz identischer Quelldaten zu unterschiedlichen Ergebnissen führen. Gerade für Einspeise- und darauf aufbauende Leistungsflussprognosen birgt dies die Gefahr der Ableitung unterschiedlicher, im ungünstigen Fall konträrer Regulationsmaßnahmen. Inkonsistente Leistungsflussprognosen erschweren außerdem einen koordinierten Versorgungswiederaufbau.

Datenschutz

Im Rahmen der sternförmigen Datenhaltung werden jedem berechtigten Akteur nicht-aggregierte Daten zur Verfügung gestellt. Durch die Übertragung der Einzeldaten in einer ggf. nicht für die Systemführung benötigten Detailtiefe werden die Anforderungen des Grundsatzes der Datensparsamkeit nur eingeschränkt erfüllt. Außerdem bietet die erhöhte Anzahl von Kommunikationswegen mehr Angriffspunkte für einen unautorisierten Zugriff.

Technische Realisierung

In Bezug auf die Laufzeiten der Daten zeigt das sternförmige System Vorteile, da die benötigten Daten direkt zur Verfügung gestellt werden. Außerdem ist eine sternförmige Datenhaltungsstruktur einfach zu implementieren und wird durch einzelne Komponentenausfälle geringstmöglich beeinflusst. Die bilaterale Kommunikation zwischen Datenquelle und jedem Akteur, der das spezielle Datum benötigt, kann sich jedoch negativ auf die Interoperabilität des Systems auswirken. Zudem erfordern die vielen Kommunikationswege eine vergleichsweise komplexe und folglich kostenintensivere informationstechnische Ausgestaltung.

6.2.3 Dezentrale Datenhaltung

In den vorstehend genannten Varianten der zentralen und sternförmigen Datenhaltung steigt der über die IKT-Strukturen zu verarbeitende und transportierende Datenbedarf mit steigender Spannungsebene der betrachteten Netzebene stark an. Dabei ist jedoch fraglich, ob ein Großteil der Daten überhaupt eine Relevanz für die Netzbetreiber der höheren Spannungsebenen besitzt. Spezifische Details über einzelne Anlagen und Strukturen der unterlagerten Spannungsebenen bieten in der Regel keinen nutzbaren Informationsgewinn für die eigenen Aufgaben. Vielmehr sind nur die Rückwirkungen fremder gekoppelter Netze auf das eigene zu berücksichtigen. So sind beispielsweise aktuelle und geplante Übergabeleistungen an Netzverknüpfungspunkten für den überlagerten Netzbetreiber relevant, die einzelnen beteiligten Einspeiser und Verbraucher jedoch nicht.

Dementsprechend bietet sich eine dezentrale Datenhaltung mit kaskadierter Datenübermittlung an. Hierbei werden die in einer Netzebene benötigten Daten in dieser selbst erhoben, gespeichert und verarbeitet und der überlagerten Ebene lediglich in benötigter aggregierter Form zur Verfügung gestellt. Die unterlagerten bzw. benachbarten Ebenen erhalten bei Bedarf benötigte Informationen in gleicher Weise. Die prinzipielle Ausgestaltung dieser Datenhaltungsvariante ist in Abbildung 5 dargestellt.

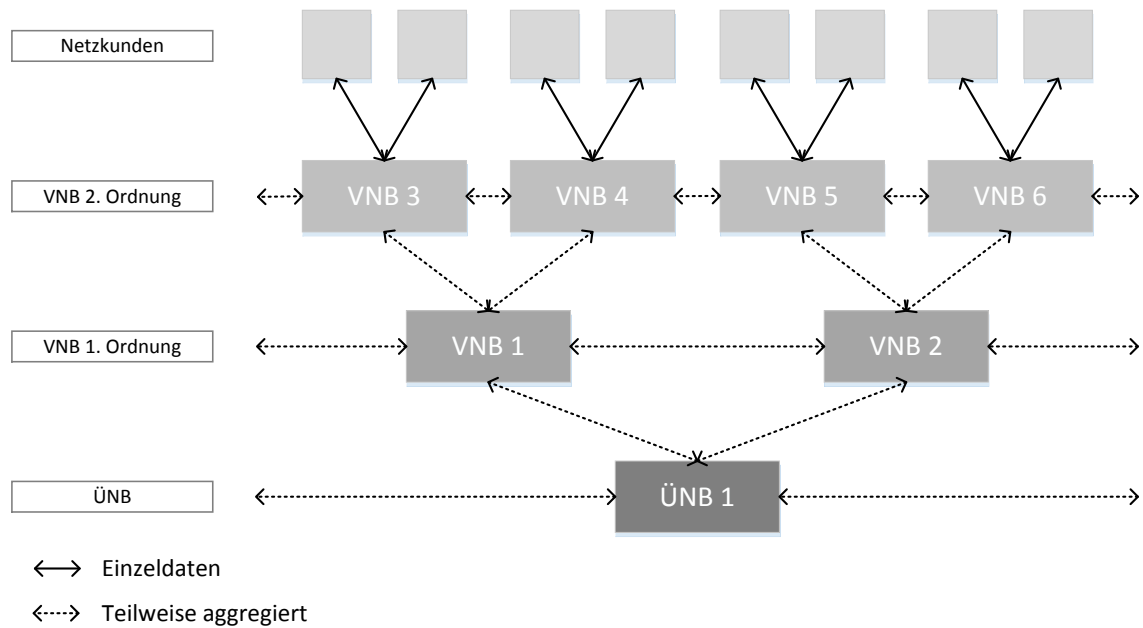


Abbildung 5: Darstellung des kaskadiert aufgebauten EIN

Aufgabenerfüllung

Auf Grund der Datenaggregation stehen jedem Netzbetreiber genau jene Informationen zur Verfügung, die er zur Wahrnehmung seiner Versorgungsaufgaben benötigt. Zudem bildet der unterlagerte Netzbetreiber beispielsweise bereits Last- und Einspeiseprognosen der angeschlossenen Netzkunden und validiert diese. Auch Ersatzwerte für nicht überwachte Anlagen kann der unterlagerte Netzbetreiber deutlich effektiver bestimmen. Hierdurch werden inkonsistente Prognosen und daraus abgeleitete widersprüchliche Maßnahmen vermieden.

Darüber hinaus bildet die Datenkaskadierung die zukünftig stärker in Versorgungseinheiten gegliederten Netzstrukturen ab. Jeder Versorgungseinheit stehen die benötigten Informationen eigenständig zur Verfügung, sodass ein ordnungsgemäßer Netzbetrieb auch bei Kommunikationsausfällen gewährleistet werden kann. Dies ist einerseits eine Grundvoraussetzung zur etwaigen Inselnetzbildung bzw. zum Versorgungswiederaufbau im Falle eines „Black-Outs“ und erleichtert andererseits lokale intersektorale Ausgleichsprozesse. So kommt insbesondere der ganzheitlichen Betrachtung von Strom- und Wärmeanwendungen im Endkundenbereich eine entscheidende Bedeutung zu, da Strom- und Wärmeinfrastruktur auf der Verteilungsnetzebene häufig gleiche Eigentümer aufweisen.

Datenschutz

Die überlagerten Netzbetreiber erhalten bereits durch den unterlagerten Netzbetreiber aufbereitete und qualitätsgesicherte Daten, die damit gegenüber Einzeldaten einen hohen Mehrwert liefern. Dies reduziert den Datenhaltungs- und Aufbereitungsaufwand der einzelnen Netzbetreiber erheblich und steht in direktem Einklang mit den Prinzipien der Datensparsamkeit. Darüber hinaus ist ebenfalls zu berücksichtigen, dass Netzkunden ihre Daten unter Umständen eher ihrem lokalen Verteilungsnetzbetreiber zur Verfügung stellen als einem intransparenten Gesamtdatennetzwerk. Auch die Datensicherheit wird durch die dezentrale Datenhaltung erhöht, da jeweils nur Zugriff auf einen bestimmten Teil der Datenmenge erlangt werden kann.

Technische Realisierung

Die Sicherstellung der Interoperabilität erfordert auf Grund der hohen Anzahl der Aggregationspunkte einfache, klare und standardisierte Strukturen. Für die Gewährleistung einer hohen Datenqualität ist der jeweilige Netzbetreiber verantwortlich. Daher sind einheitliche Prozesse zu definieren und Methoden zu entwickeln. Diese werden auch für eine Vermeidung von Redundanzen und Inkonsistenzen benötigt. Anzumerken ist, dass auch im kaskadierten Aufbau des Systems die Geschwindigkeit der Datenbereitstellung sowie deren Qualität den Anforderungen zu entsprechen haben.

6.2.4 Auswahl des geeigneten Datenhaltungsformat

Nachstehende Tabelle fasst die Eignung der einzelnen Datenhaltungsformate in Abhängigkeit der einzelnen Datenkategorien und der Datenhaltungskriterien zusammen. Dabei wird zwischen hoher, teilweiser und geringer Eignung unterschieden.

Tabelle 6-1: Auswahlmatrix Datenhaltung

+: geeignet, ○: teilweise geeignet, -: weniger geeignet

Kriterium	Zentral				Dezentral				Stern			
	Stammdaten	Planungsdaten	Echtzeitdaten	Zählraten	Stammdaten	Planungsdaten	Echtzeitdaten	Zählraten	Stammdaten	Planungsdaten	Echtzeitdaten	Zählraten
Aufgabenerfüllung												
Aufgabenerfüllung	+	○	-	+	+	+	+	+	+	+	○	+
Datenschutz												
Datensparsamkeit	○	-	-	○	+	+	+	+	○	-	-	○
Datensicherheit	-	-	-	-	+	+	+	+	○	○	○	○
Technische Realisierung												
Interoperabilität	+	○	○	+	○	○	○	○	-	○	+	+
Ressourceneffizienz	+	+	○	+	-	+	+	○	-	-	-	-

Wichtigstes Kriterium zur Ausgestaltung des EIN ist die Aufgabenerfüllung. Hierbei weist der dezentrale Ansatz für alle Datenkategorien die höchste Eignung auf, da er potentiell systemkritische widersprüchliche Regulationsmaßnahmen verhindert und einen dezentralen Versorgungswiederaufbau im Falle eines „Black-Outs“ ermöglicht (vgl. Kapitel 6.2.3). Auf Grund der aggregierten Bereitstellung von Daten realisiert der dezentrale Ansatz auch den besten Datenschutz. Im Bereich der technischen Realisierung zeigt die zentrale Datenhaltung leichte Vorteile, sofern eine permanente Systemverfügbarkeit ohne Vorhaltung dezentraler Kopien gewährleistet werden kann.

Insgesamt ist somit zu erkennen, dass die dezentrale bzw. kaskadierte Datenhaltungsvariante unter Berücksichtigung aller Kriterien für die hier gestellten Anforderungen die vorteilhafteste Variante ist. Die auf dieser Struktur basierende Ausgestaltung des EIN wird im Folgenden beschrieben.

6.3 Ausgestaltung des EIN

Die Bewertung der Vor- und Nachteile der verschiedenen Datenhaltungsvarianten zeigt deutlich, dass ein kaskadierter Aufbau des EIN zu bevorzugen ist. Dieser Aufbau findet beispielsweise bei Notfallmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG bereits im aktuellen Energieversorgungssystem Anwendung und erfährt eine steigende Bedeutung mit zunehmender Dezentralisierung. Nachstehend wird die mögliche Ausgestaltung dieses Ansatzes skizziert.

6.3.1 Aggregationskonzept

Als Grundlage für eine effiziente Realisierung des EIN sind die einzelnen Aggregationsebenen und die zugehörigen Schnittstellen zu definieren und zu beschreiben. Die Struktur des kaskadierten EIN lehnt sich an jene des Energieversorgungssystems selbst an, sodass jeder Netzbetreiber einer Aggregationsebene der Daten entspricht (siehe Abbildung 6). Die in Kapitel 5 beschriebenen benötigten Daten werden so aggregiert, dass sie den physikalischen Schnittstellen (Transformatoren bzw. Sammelschienen) zwischen zwei Spannungsebenen zugeordnet werden können. In horizontaler Richtung kennzeichnen Kuppelleitungen die physikalische Schnittstelle zwischen Netzen gleicher Spannungsebene, aber unterschiedlicher Netzbetreiber.

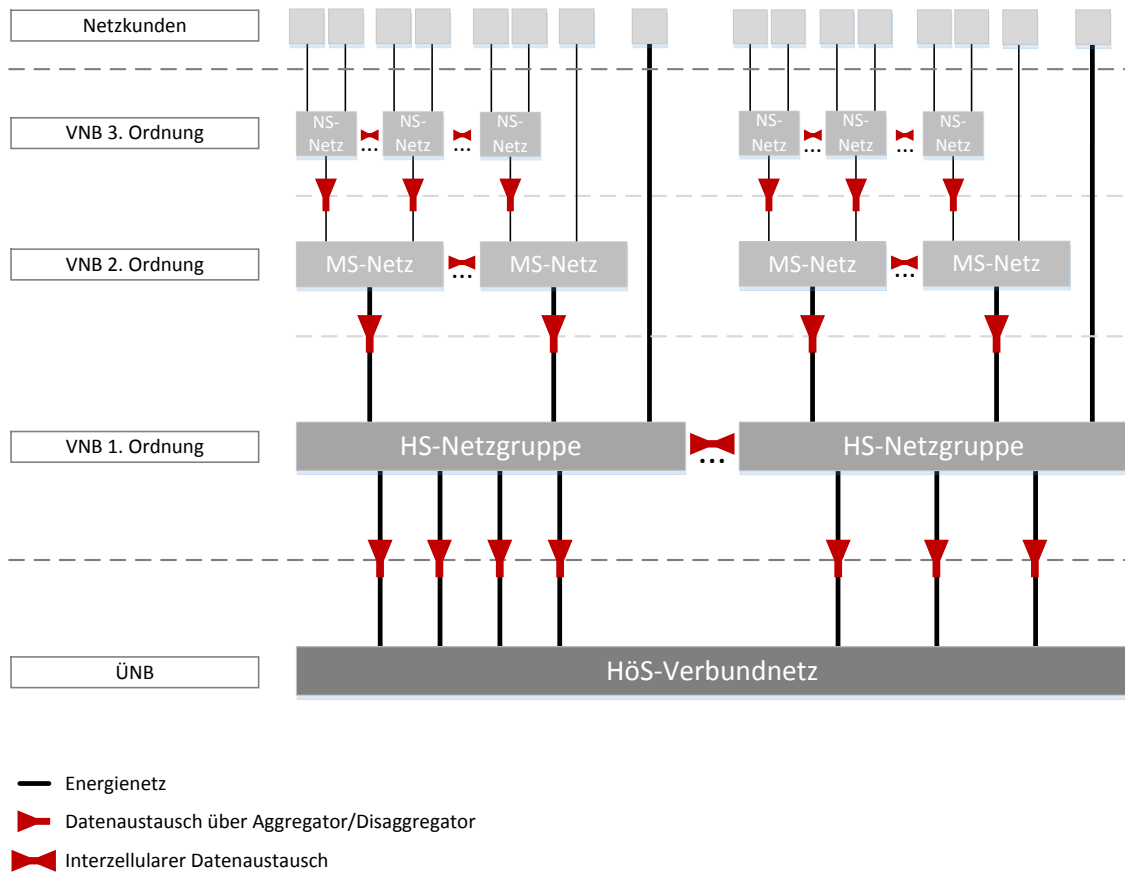


Abbildung 6: Struktur des Energieversorgungssystems und abgeleitete Schnittstellen

Der überlagerte Netzbetreiber verarbeitet die vorliegenden Daten und kann etwaige Maßnahmen, die Anlagen der unterlagerten Netze betreffen, von den jeweiligen Netzbetreibern anfordern. Hierbei übernimmt der unterlagerte und bereits für die Aggregation der Daten verantwortliche Verteilungsnetzbetreiber die Umsetzung einer Anforderung in konkrete Maßnahmen in seinem Netz. Zu diesem Zwecke stehen dem verantwortlichen Netzbetreiber grundsätzlich sämtliche Daten des eigenen Netzes sowie die aggregierten Daten der unterlagerten Netze zur Verfügung, um eine optimale Erfüllung der Anforderung zu gewährleisten. Gegebenenfalls kann er die Anforderung ganz oder teilweise auch an wiederum unterlagerte Verteilungsnetzbetreiber 2. bzw. 3. Ordnung weitergeben. Hier wird also ein direkter „Durchgriff“ auf Anlagen innerhalb eines Fremdnetzes vermieden, sodass der verantwortliche Verteilungsnetzbetreiber die „betriebliche Hoheit“ über sein Netz behält und sämtliche technische Restriktionen berücksichtigen kann.

Hat beispielsweise ein Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen einer Netzzustandsprognose auf Basis der gelieferten Daten einen Blindleistungsbedarf zur Spannungshaltung identifiziert, so analysiert er das gemeldete Flexibilitätspotential aus der 110 kV-Ebene und fordert einen entsprechenden Beitrag an. Dem Verteilungsnetzbetreiber obliegt nun die Aufgabe, unter Berücksichtigung der eigenen Netzzustandsprognosen für die Blindleistungsbereitstellung geeignete Anlagen zu selektieren und anzusteuern. Er kann die Anforderung gegebenenfalls (teilweise) an einen geeigneten unterlagerten Verteilungsnetzbetreiber weiterreichen.

6.3.2 Aufbau der Datenhaltungsinfrastruktur

Das Konzept der dezentralen Datenhaltung erfordert den Aufbau einer eigenen Datenhaltungsinfrastruktur bei jedem Verteilungsnetzbetreiber. Diese muss in der Lage sein, die von den angeschlossenen Anlagen bzw. vom vorgelagerten Netzbetreiber bereitgestellten Daten sicher zu empfangen, aufzubereiten und dem nachgelagerten Netzbetreiber in geeigneter Form zur Verfügung zu stellen. Dabei sind die in Kapitel 6.1 geforderten Datenhaltungsgrundsätze durch geeignete Sicherheitsvorkehrungen und Kommunikationsschnittstellen sicherzustellen. Bei kleinen Netzbetreibern kann diese Aufgabe auch von einem Dienstleister (z. B. dem überlagerten Verteilungsnetzbetreiber) übernommen werden.

Ungeachtet dessen, benötigt jede Datenhaltungsstruktur (zentral, dezentral, sternförmig) eine einheitliche hoch verfügbare Kommunikationsinfrastruktur. Dabei ist zu prüfen, ob bestehende öffentliche Kommunikationskanäle (Internet und Mobilfunk) den Anforderungen an Datensicherheit und Verfügbarkeit der kritischen Infrastruktur gerecht werden können. Insbesondere die zeitkritischen Übertragungen von Echtzeitdaten und aggregierten Leistungsflussberechnungen erfordern voraussichtlich parallele Kommunikationsverbindungen. Stammdaten stellen als statische Daten geringe Anforderungen an das Zeitverhalten der Kommunikation und können daher auch über bestehende (und günstigere) Kommunikationskanäle übertragen werden, sodass ungesteuerte Anlagen nicht parallel angebunden werden müssen.

Abbildung 7 zeigt zur Verdeutlichung den beispielhaften Aufbau der Kommunikationsausgestaltung des EIN.

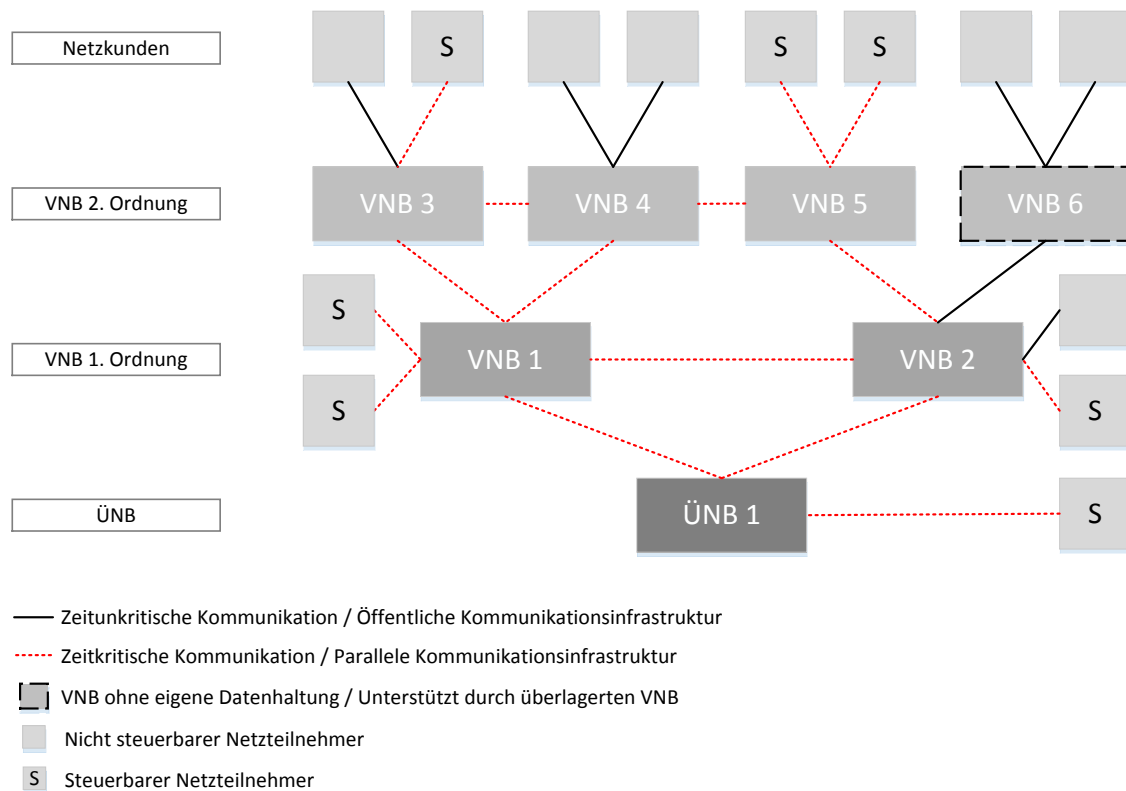


Abbildung 7: Beispielhafter Aufbau der Kommunikationsinfrastruktur

6.4 Notwendige Ausgestaltung des regulatorischen Rahmens

Um den Informationsbedarf der Verteilungsnetzbetreiber im Rahmen ihrer zukünftigen Aufgabenerfüllung zu decken, bedarf es regulatorischer und ordnungspolitischer Anpassungen. Im Rahmen dieses Gutachtens sind dafür die zukünftigen Aufgaben und die sich daraus ergebenden Datenbedarfe der Verteilungsnetzbetreiber herausgestellt worden. Um eine reibungslose Aufgabenerfüllung zu gewährleisten, sind Etablierung und Regelung der Datenflüsse notwendig. Zum einen kann dies durch Festlegungen und Vereinbarungen von Fachgremien und Fachverbänden der Energiewirtschaft, zum anderen durch Festlegung des Gesetzgebers und der beauftragten Behörden geschehen.

In Bezug auf den regulatorischen und ordnungspolitischen Rahmen müssen einige Gesetze bzw. Verordnungen für die zukünftige Ausgestaltung des EIN angepasst werden.

Im EnWG muss beispielweise die Rolle der Verteilungsnetzbetreiber bezüglich der Systemverantwortung gestärkt werden, um den Zugriff auf bestimmte Daten zu ermöglichen. Hierzu sollten die Verteilungsnetzbetreiber an der Bereitstellung zusätzlicher Netzreserven und der Regelenergiebeschaffung beteiligt werden. Darüber hinaus besteht für die Bundesnetzagentur die Möglichkeit, spezifizierende Festlegungen bezüglich der Ausgestaltung eines EIN zu treffen. Im Beschluss BK6-13-200 zur Festlegung von Datenaustauschprozessen im Rahmen eines EIN (Strom) sind bereits auf die Übertragungsnetzbetreiber zugeschnittene Regelungen getroffen worden. Gemäß den hier getroffenen Ausführungen ist die in BK6-13-200 explizit in Aussicht gestellte Einbindung der Verteilungsnetzbetreiber in den Informationsfluss als zwingend notwendig anzusehen.

Unabhängig gesetzlicher Vorgaben besteht weiterhin die Möglichkeit, die Ausgestaltung eines EIN durch gemeinsame Übereinkünfte der Verbände der Energiewirtschaft zu erreichen. Diese können entsprechend in den Gesetzgebungs- oder Festlegungsverfahren der Behörden zusammenfließen.

7 Ausblick

Der in diesem Gutachten dargelegte Wandel der Energieversorgung erfordert die uneingeschränkte Berücksichtigung der Datenanforderungen der Verteilungsnetze bei der Entwicklung eines EIN, da diese zukünftig eine maßgebliche Rolle im Energieversorgungssystem einnehmen. In Ergänzung zur Eigennetzbewirtschaftung sind dann auch Dienstleistungen für das Gesamtsystem bereitzustellen.

Zur Erfüllung dieser Aufgaben sind detaillierte Kenntnisse über die elektrischen Netze und deren Kunden (Verbraucher, Einspeiser, Speicher etc.) sowie präzise Einspeise- und Lastprognosen erforderlich. Dadurch wächst der Datenbedarf insbesondere der Verteilungsnetzbetreiber erheblich, sodass eine geeignete Datenhaltungs- und Kommunikationsinfrastruktur zur Erhebung, Verarbeitung und Aggregation benötigt wird.

Hierbei hat sich gezeigt, dass die dezentrale kaskadierte Datenhaltung eine sichere Energieversorgung ermöglicht und daher in der Ausgestaltung des EIN durch die Projektgruppe „PG EIN“ umgesetzt werden sollte. Die Kommunikationsinfrastruktur ist in geeigneter Weise zu konzipieren und der konkrete Datenbedarf an die zukünftigen Erfordernisse fortwährend anzupassen. Anschließend bleibt der regulatorische Rahmen entsprechend der Ausgestaltung des EIN umzusetzen.

8 Literaturverzeichnis

- [1] Bundesnetzagentur, „Beschluss BK6-13-200,“ Bonn, 2014.
- [2] bdew, „Ergänzende Stammdatenmeldung zum Redispatch-Vermögen im Rahmen der Festlegung BK-6-13-200 (Energieinformationsnetz),“ Berlin, 2016.
- [3] J. Büchner, J. Katzfey, O. Flörcken, A. Moser, H. Schuster, S. Dierkes, T. van Leeuwen, L. Verheggen, M. Uslar und M. van Amelsvoort, „Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie),“ E-Bridge Consulting GmbH, Bonn, 2014.
- [4] Europäische Union, *Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates*, 2009.
- [5] E. Jennes, „Die Rolle der kommunalen Verteilnetzbetreiber bei der Energiewende,“ Berlin, 2012.
- [6] Bundesnetzagentur, „Kraftwerkliste (Stand 10.05.2016),“ Bonn, 2016.
- [7] dpa, „Sonne an Muttertag treibt Ökostromproduktion auf Rekordhoch,“ *Süddeutsche Zeitung*, 11 Mai 2016.
- [8] 50hertz, *Das Energieinformationsnetz als Grundlage der Digitalisierung*, Erfurt, 2016.
- [9] S. Lissek, „Braucht ein Verteilnetzbetreiber Systemdienstleistungen?,“ Göttingen, 2016.
- [10] H. Berndt, M. Hermann, H. D. Kreye, R. Reinisch, U. Scherer und J. Vanzetta, „TransmissionCode 2007,“ Berlin, 2007.

- [11] Deutsche Energie-Agentur GmbH, „dena-Studie Systemdienstleistungen 2030,“ Berlin, 2014.
- [12] Baden-Württemberg, Landesbeauftragte für den Datenschutz, „Ein modernes Datenschutzrecht für das 21. Jahrhundert,“ Stuttgart, 2010.
- [13] Bundesnetzagentur, „Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen - Erstes Quartal 2016,“ Bonn, 2016.
- [14] Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland, „Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV),“ Bonn, 2016.
- [15] VDE, „Technische Anforderungen an die automatische Frequenzentlastung,“ Berlin, 2012.
- [16] M. Wietschel, S. Ullrich, P. Markewitz und F. Schulte, Energietechnologien der Zukunft - Erzeugung, Speicherung, Effizienz und Netze, Wiesbaden: Springer Fachmedien, 2015.
- [17] ETG Task Force Grundsätzliche Auslegung neuer Netze, „Der zellulare Ansatz - Grundlage einer erfolgreichen, regionenübergreifenden Energiewende,“ Energietechnische Gesellschaft (ETG) im VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. , Frankfurt, 2015.
- [18] BMWi, „Verordnung zur Gewährleistung der technischen Sicherheit und Systemstabilität des Elektrizitätsversorgungsnetzes (SysStabV),“ Berlin, 2016.