



Peer Review-Paper

Beitrag von Informations- und Kommunikationstechnik zum intelligenten Energiesystem



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Publikationen bei WindNODE Die Publikation von Ergebnissen der WindNODE-Projektarbeit durch Verbundpartner, assoziierte Partner und Unterauftragnehmer erfolgt in drei Kategorien, die sich insbesondere in der Abstimmung unter den Partnern, dem Layout und der begleitenden Kommunikation über WindNODE-Kanäle unterscheiden.

Partner-Papers werden innerhalb einer Institution geschrieben, das heißt unilateral erarbeitet. Die entsprechenden Texte sind vor einer Veröffentlichung nicht notwendigerweise mit weiteren WindNODE-Partnern abgestimmt worden. Die Qualitätssicherung erfolgt durch die Autoren/Institution bzw. gegebenenfalls durch ein externes Lektorat. *Partner-Papers* werden im Layout der jeweiligen Institution veröffentlicht.

Peer Review-Papers sind unilateral erarbeitete Dokumente, die einen WindNODE-internen Qualitätssicherungsprozess in Form eines „Peer Review“ durch andere WindNODE-Partner durchlaufen haben. Die Partner haben fachliches Feedback zum Dokument gegeben, das berücksichtigt wurde. *Peer-Review-Papers* werden im ursprünglichen Layout der Institution veröffentlicht und mit einem einheitlichen (türkisen) WindNODE-Schutzumschlag versehen, veröffentlicht.

Signature-Papers werden im Rahmen der WindNODE-Koordinierungskomitees erarbeitet und dienen der übergeordneten Ergebniszusammenführung des Verbundprojekts. In den Koordinierungskomitees findet eine fortlaufende Qualitätssicherung und Abstimmung der Dokumente statt. *Signature-Papers* werden in einem einheitlichen (weißen) WindNODE-Schutzumschlag veröffentlicht.

Vorgelegt von Fachgebiet Energiesysteme, Institut für Energietechnik, Technische Universität Berlin, Einsteinufer 25, 10587 Berlin

Autoren Christopher Koch, TU Berlin, Simon Letzgus, TU Berlin

Dieses Dokument beruht auf Arbeiten, die mit Unterstützung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) im Rahmen des SINTEG-Programms „Schaufenster intelligente Energie - Digitale Agenda für die Energiewende“ im Schaufenster WindNODE erstellt wurden. Es wurde vor seiner Veröffentlichung den WindNODE-Partnern zur Durchsicht und Kommentierung zur Verfügung gestellt. Die hier enthaltenen Ansichten der Verfasser spiegeln nicht notwendigerweise die Ansichten des BMWi oder der übrigen WindNODE-Partner wieder.

Beitrag von Informations- und Kommunikationstechnik zum intelligenten Energiesystem

Technische Universität Berlin, Fachgebiet Energiesysteme

Erstellt im Rahmen des SINTEG-Projekts WindNODE



Institut

Fachgebiet Energiesysteme
Institut für Energietechnik
Technische Universität Berlin
Einsteinufer 25
10587 Berlin

Autoren

Christopher Koch
Simon Letzgus

Stand: 05/2020

Danksagung

Die Autoren bedanken sich bei Georg-Meyer-Braune, Felix Buchholz, Philipp Clasen, Arne Grein und Jörn Guder für ihre Bereitschaft zur Teilnahme an Experteninterviews. Die hierbei gewonnenen Erkenntnisse sind ein elementarer Bestandteil dieser Arbeit. Darüber hinaus bedanken wir uns bei Michael Wedler von B.A.U.M. Consult für seine Hinweise zum methodischen Vorgehen und zur Konzeptionierung von Interviews, Felix Vorwerk und Benedikt Kokert für ihre Recherchearbeit und David Schröder für seine wertvollen Kommentare. Nicht zuletzt gilt unser Dank dem Projektmanagement-Team von WindNODE für die Organisation des WindNODE-Peer-Reviews und den WindNODE-Partnern für das zur Verfügung stehen für weitere Hinweise im Rahmen dieses Prozesses.

Acknowledgement

Dieses Dokument beruht auf Arbeiten, die mit Unterstützung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) im Rahmen des SINTEG-Programms „Schaufenster intelligente Energie - Digitale Agenda für die Energiewende“ im Schaufenster WindNODE erstellt wurden. Die hier enthaltenen Ansichten der Verfasser spiegeln nicht notwendigerweise die Ansichten des BMWi oder der übrigen WindNODE-Partner wider.

Zusammenfassung

Die im Rahmen der Energiewende angestrebte Transformation des Energiesystems geht mit großen Herausforderungen einher. Insbesondere die wachsende Anzahl dezentraler, dargebotsabhängiger Erzeugungsanlagen erhöht die Komplexität in Bezug auf Regelung und Überwachung des Systems. Gleichzeitig findet die Digitalisierung auch im Energiesektor immer mehr Anwendungsbereiche und Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) gilt als zentraler Baustein zum Gelingen der Energiewende.

Doch welchen konkreten Beitrag kann IKT zu einem effizienteren Systembetrieb leisten? Dieser Fragestellung widmet sich die vorliegende Studie. Anhand von drei exemplarischen energiesystemspezifischen Herausforderungen wird untersucht, inwiefern IKT zu deren effizienten Bewältigung beitragen kann. Im Zentrum der Analyse stehen die Identifizierung und Aktivierung neuer Flexibilitätsoptionen, die Erweiterung des Netzengpassmanagements unter Berücksichtigung kleinteiliger Anlagen und die vorausschauende Wartung als Beitrag für eine effizientere Netzinstandhaltung.

Die Untersuchung zeigt, dass IKT bei der Aufnahme von Informationen, deren Verarbeitung für eine optimierte Entscheidungsfindung und der Automatisierung von Prozessen einen Mehrwert leisten kann, womit technische und wirtschaftliche Potenziale besser genutzt werden. Dabei wurden als zentrale Herausforderungen die Digitalisierung bestehender und neuer Informationen, die Kommunikation zwischen den beteiligten Akteuren, die Integration der neuen Prozesse in bestehende Strukturen und die Sicherheit bei der Datenübertragung und -speicherung identifiziert. Durch die Implementierung neuer Schnittstellen und Standards kann insbesondere der Aufwand bei der Erhebung und dem Austausch der relevanten Daten reduziert werden. Außerdem können teilweise Lösungsansätze und Algorithmen aus anderen Branchen mit ähnlichen Problemstellungen übernommen und Cloudlösungen verwendet werden, um performante Hardware kostengünstig zu nutzen.

Um den Beitrag von IKT zu einem intelligenteren Energiesystem konkret zu bewerten, wird der Intelligenzbegriff im gegebenen Kontext als pareto-optimale Lösung energiesystemspezifischer Herausforderungen hinsichtlich der im Konflikt stehenden Ziele des energiepolitischen Zieldreiecks definiert. Für die drei betrachteten Herausforderungen wird daher die potenzielle Auswirkung von IKT-Anwendungen auf die Dimensionen Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit untersucht. Ziel ist die Verbesserung mindestens einer Zieldimension, ohne dass sich eine andere verschlechtert. Dies kann bei allen drei Herausforderungen erreicht werden. Durch die Erweiterung des technischen Potenzials oder die effizientere Nutzung vorhandener Ressourcen können die energiesystemischen Kosten gesenkt werden. Speziell die bessere Ausnutzung bestehender Anlagen führt gleichzeitig auch dazu, dass positive Effekte auf die Umwelt zu erwarten sind. Die Versorgungssicherheit kann mittel- bis langfristig davon profitieren, dass kleinere Anlagen mithilfe von IKT Systemdienstleistungen erbringen können. Somit kann das Ziel eines intelligenteren Energiesystems im Rahmen der betrachteten Herausforderungen erreicht werden.

Inhalt

Zusammenfassung.....	III
Abbildungsverzeichnis.....	VI
Tabellenverzeichnis.....	VII
Abkürzungsverzeichnis.....	VIII
1. Einleitung.....	1
2. Hintergrund.....	3
2.1. Intelligenzbegriff im energietechnischen Kontext.....	3
2.2. Beitrag von IKT zur Energiesystemoptimierung.....	4
2.3. Definition von Intelligenz im Energiesystem.....	5
2.4. Auswahl der Herausforderungen.....	5
3. Methodik.....	7
3.1. Vorgehen.....	7
3.2. Experteninterviews.....	8
4. Intelligente Identifizierung und Aktivierung flexibler Erzeuger und Verbraucher.....	9
4.1. Prozess & Abgrenzung.....	9
4.2. IKT-Beitrag zur Prozessoptimierung.....	10
4.3. Systemwirkung.....	15
4.4. Kennzahldefinition & Erhebungsmethodik.....	16
5. Intelligentes Netzengpassmanagement.....	21
5.1. Prozess & Abgrenzung.....	21
5.2. IKT-Beitrag zur Prozessoptimierung.....	24
5.3. Systemwirkung.....	26
5.4. Kennzahldefinition & Erhebungsmethodik.....	27
6. Intelligente Netzinstandhaltung.....	32
6.1. Prozess und Abgrenzung.....	32
6.2. IKT-Beitrag zur Prozessoptimierung.....	34
6.3. Systemwirkung.....	36
6.4. Kennzahldefinition & Erhebung.....	37
7. Übergreifende Erkenntnisse.....	46
Literaturverzeichnis.....	50
A. Anhang.....	59

A.1. Protokoll Experteninterview „Intelligentes Energiesystem“ – Lastflexibilisierung in der Industrie 1	59
A.2. Protokoll Experteninterview „Intelligentes Energiesystem“ – Lastflexibilisierung in der Industrie 2	66
A.3. Protokoll Experteninterview „Intelligentes Energiesystem“ – Flexibilisierung verteilter Lasten und Erzeuger	71
A.4. Protokoll Experteninterview „Intelligentes Energiesystem“ – Forschungsprojekt Flexibilitätsplattform zur Netzengpassbewirtschaftung	78
A.5. Protokoll Experteninterview „Intelligentes Energiesystem“ – Netzprognose- und -instandhaltung.....	84

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Bausteine einer IKT-basierten Energiesystemoptimierung.....	4
Abbildung 2: Methodisches Vorgehen zur Wirkungsmessung des IKT-Beitrags in den einzelnen energiesystemspezifischen Herausforderungen.	7
Abbildung 3: Schaubild des Prozesses zur Identifikation und Aktivierung flexibler Anlagen..	10
Abbildung 4: Neu erschließbare Flexibilitätspotenziale und ihre Anwendungsfelder.	16
Abbildung 5: Schaubild des Prozesses zum Netzengpassmanagement.....	22
Abbildung 6: Schematische Darstellung der Abstimmungskaskade zur Netzengpassbewirtschaftung mithilfe der Flexibilitätsplattform.	23
Abbildung 7: Wartungsstrategien für die Instandhaltung technischer Komponenten.	33
Abbildung 8: Schaubild des Prozesses zur Wartungs- und Investitionsplanung von Transformatoren.	34
Abbildung 9: Veränderung des gesamtwirtschaftliches Investitionsvolumen für den Austausch von Hochspannungstransformatoren in Abhängigkeit der möglichen Verlängerung der Lebenszeit durch predictive Maintenance.	40
Abbildung 10: Ökologisch sinnvolle Laufzeitverlängerung in Bezug auf die CO ₂ -Emissionen in Abhängigkeit des Wirkungsgrades des alten Transformators.	43
Abbildung 11: Ökologisch sinnvolle Laufzeitverlängerung in Bezug auf den Materialbedarf in Abhängigkeit des Wirkungsgrades des alten Transformators.	44

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Interviewthemen und -partner.....	8
Tabelle 2: Zusammenfassung der Literaturstudie zu DSM.	20
Tabelle 3: Zeitlicher Ablauf der Prozesse zur Day-ahead (DA) und Intraday (ID) - Gebotsabgabe auf der Flexibilitätsplattform.	23
Tabelle 4: Prognose zusätzlich erschließbarer Redispatchpotentiale für das Jahr 2030.....	27
Tabelle 5: Übersicht der Systemwirkung eines erweiterten Netzengpassmanagements.	31
Tabelle 6: Ökologische Wirkung von Hochspannungstransformatoren.	42
Tabelle 7: Übersicht der Systemwirkung von predictive Maintenance für Hochspannungstransformatoren.	45
Tabelle 8: Zusammenfassung der Ergebnisse für die drei untersuchten energiesystemischen Herausforderungen.	47

Abkürzungsverzeichnis

BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BKartA	Bundeskartellamt
BMJV	Bundesministerium für Justiz und Verbraucherschutz
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
CIGRE	Conseil International des Grands Réseaux Électriques
dena	Deutsche Energie-Agentur
DIN	Deutsches Institut für Normung
DSM	Demand Side Management
EE	Erneuerbare Energien
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
ISO	Internationale Organisation für Normung
KI	Künstliche Intelligenz
LCA	Life Cycle Assessment / Lebenszyklusanalyse
SDL	Systemdienstleistung
SINTEG	Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDN	Verband der Netzbetreiber
VNB	Verteilungsnetzbetreiber
VPP	Virtual Power Plant

1. Einleitung

Die klimapolitischen Ziele Deutschlands sehen langfristig den Übergang zu einem weitestgehend CO₂-neutralen Energiesystem vor. Dies soll in erster Linie durch die Nutzung erneuerbarer Energien und die Reduktion des Primärenergieverbrauchs erreicht werden (BMW i 2010). Dies setzt einen fundamentalen Umbau des Stromversorgungssystems voraus. Ziel ist es, dass der Strom schon bis zum Jahr 2030 zu 65 % (CDU et al. 2018) und bis zum Jahr 2050 zu mindestens 80 % aus erneuerbaren Energien erzeugt wird (BMW i 2010). Dafür müssen zunehmend Kapazitäten zur Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik ausgebaut werden. Deren Stromproduktion ist jedoch abhängig vom Dargebot an Wind und solarer Einstrahlung und darüber hinaus auf viele dezentrale Erzeugungseinheiten verteilt. Mittel- und langfristig impliziert dies außerdem einen sinkenden Anteil steuerbarer Großanlagen (50Hertz et al. 2019; Ausfelder et al. 2017; Bründlinger et al. 2018).

Vor diesem Hintergrund ergeben sich Herausforderungen hinsichtlich der zeitlichen und räumlichen Verteilung von Erzeugung und Last. In einem Stromsystem, das von fluktuierenden erneuerbaren Energien dominiert wird, müssen Flexibilitätspotenziale von Verbrauchern und kleinteiligen Erzeugern gehoben werden, um die Systemstabilität zu gewährleisten. Die räumliche Entkopplung von Angebot und Nachfrage resultiert zudem in einem erhöhten Transportbedarf für das Stromnetz (50Hertz et al. 2019). Der notwendige Netzausbau ist aufgrund der aufwendigen Planungs- und Umsetzungsprozesse ein langwieriges Projekt. Somit besteht, zumindest vorübergehend, ein umfangreicher Bedarf für Netzengpassmanagement, bei dem ebenfalls zunehmend kleinere Anlagen genutzt werden müssen (BNetzA und BKartA 2019; Consentec 2019). Umso wichtiger ist aus ökonomischer und ökologischer Sicht eine effiziente Nutzung der vorhandenen Infrastruktur. Durch die Überwachung und Prognose des Betriebszustandes der Anlagen kann die Auslastung der Netzinfrastruktur optimiert werden. Außerdem lässt sich dadurch der technische Zustand der Anlagen genauer prognostizieren, wodurch kritischen Zuständen vorgebeugt und so die Lebensdauer verlängert werden kann.

Aus den dargelegten Änderungen resultieren zum einen hohe Anforderungen hinsichtlich der Kommunikation mit der größer werdenden Anzahl an Anlagen und intensive Abstimmungsprozesse zwischen den Akteuren. Zum anderen wird die Überwachung des Energiesystems und die Prognose künftiger Systemzustände deutlich komplexer. Dementsprechend wird der Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) bei der Bewältigung der zukünftigen Herausforderungen eine große Bedeutung zugeschrieben. Unter IKT wird hierbei Hard- und Software zur elektronischen Datenverarbeitung, -übertragung und -speicherung verstanden. Dies umfasst beispielsweise Sensorik, Kommunikationsinfrastruktur oder Optimierungsalgorithmen.

Eine Vielzahl an Studien widmet sich dem allgemeinen Potenzial der Digitalisierung entlang der energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette (A.T. Kearney et al. 2018; Vogel et al. 2019; Ernst & Young 2019; Maier 2018). Andere Arbeiten gehen näher auf die technischen Details bzgl. kommunikationstechnischer Anforderungen und Umsetzung (Bedi et al. 2018) oder notwendiger Schnittstellen und Standards (Limbacher und Richard 2018) ein. Der Beitrag von IKT zum effizienten Systembetrieb inklusive einer konkreten Wirkungsmessung ist jedoch kaum

erforscht. Diesem Thema widmet sich die vorliegende Studie. Ziel ist es, für konkrete energie-systemische Herausforderungen das Potenzial einer IKT-basierten Verbesserung aufzuzeigen und mögliche Systemwirkungen qualitativ und quantitativ zu bewerten. Dabei wird auf drei konkrete Herausforderungen eingegangen. Zum einen wird analysiert, inwiefern durch IKT neue Flexibilitätsoptionen identifiziert und aktiviert werden können. Zum zweiten wird der IKT-Beitrag für eine Netzengpassbewirtschaftung unter Einbeziehung kleinteiliger Anlagen untersucht. Als dritte Herausforderung wird das Potenzial der vorausschauenden Wartung als Beitrag für eine effizientere Netzinstandhaltung untersucht.

Der weitere Aufbau der Studie gliedert sich wie folgt: Kapitel 2 diskutiert den Intelligenzbegriff im Energiekontext und den Beitrag von IKT zur Energiesystemoptimierung. Darüber hinaus werden eine zweckdienliche Definition des Intelligenzbegriffs eingeführt und die Auswahl der untersuchten Herausforderungen motiviert. In Kapitel 3 wird die Methodik zur Beantwortung der Forschungsfrage erörtert. Diese wird in den Kapiteln 4 bis 6 auf die drei Themenbereiche „Identifizierung und Aktivierung von Flexibilitätsoptionen“, „Netzengpassmanagement“ und „Netzinstandhaltung“ angewendet. Anschließend erfolgt in Kapitel 7 eine Zusammenfassung der übergreifenden Erkenntnisse der Studie.

2. Hintergrund

Das Ziel dieser Studie ist es, den Beitrag von IKT zur intelligenteren Lösung energiesystemischer Herausforderungen zu bemessen. Hierzu wird in diesem Kapitel zunächst die Verwendung des Intelligenzbegriffes im energietechnischen Kontext analysiert (Abschnitt 2.1), um anschließend die notwendigen Schritte aufzuzeigen, wie IKT einen Beitrag zur Energiesystemoptimierung beisteuern kann (Abschnitt 2.2). Darauf aufbauend erfolgt eine Definition von Intelligenz im Energiesystem (Abschnitt 2.3) und eine begründete Auswahl der analysierten Herausforderungen (Abschnitt 2.4).

2.1. Intelligenzbegriff im energietechnischen Kontext

Soll der Beitrag von IKT zum intelligenten Energiesystem betrachtet werden, muss der Intelligenzbegriff zunächst im technischen und energietechnischen Kontext erläutert werden. Dies geschieht vor dem Hintergrund, dass Intelligenz selbst in Ihrem ursprünglichen Bezug auf Lebewesen sehr abstrakt und keineswegs eindeutig definiert ist (Wübbenhorst und Maier 2019). Auf dem Gebiet der Informationstechnik sind Technik und Intelligenzbegriff seit jeher eng verknüpft. Dies gilt insbesondere im Bereich der sogenannten künstlichen Intelligenz (KI), welcher in den letzten Jahren stärker in den Fokus der Öffentlichkeit gerückt ist. Aufgrund der digitalen Transformationsprozesse, welche unsere Gesellschaft erfasst haben, und der rasanten technologischen Entwicklung wird KI ein enormes Potential, auch für den Energiebereich, zugeschrieben (PWC 2018).

Auch im Energiekontext findet der Intelligenzbegriff immer häufiger Anwendung. So werden vielfach Teile der Wertschöpfungskette, Technologien oder Anwendungen als „Intelligent“ oder „Smart“ bezeichnet. Insbesondere die Begriffe „Smart Grid“ und „Smart Markets“ haben sich spätestens seit ihrer von der Bundesnetzagentur erarbeiteten Definitionen etabliert (BNetzA 2011). Demnach wird das Stromnetz zum Smart Grid, „wenn es durch Kommunikations-, Mess-, Steuer-, Regel- und Automatisierungstechnik sowie IT-Komponenten aufgerüstet wird. Im Ergebnis bedeutet „smart“, dass Netzzustände in Echtzeit erfasst werden können und Möglichkeiten zur Steuerung und Regelung der Netze bestehen, sodass die bestehende Netzkapazität tatsächlich voll genutzt werden kann“ (BNetzA 2011). Demgegenüber ist die Definition von Smart Markets offener gehalten und zeichnet sich vor allem durch die Berücksichtigung von Netzrestriktionen und einer großen Akteursvielfalt aus: „Smart Market ist der Bereich außerhalb des Netzes, in welchem Energiemengen oder daraus abgeleitete Dienstleistungen auf Grundlage der zur Verfügung stehenden Netzkapazität unter verschiedenen Marktpartnern gehandelt werden. Neben Produzenten und Verbrauchern sowie Prosumern könnten künftig sehr viele unterschiedliche Dienstleister in diesen Märkten aktiv sein (z. B. Energieeffizienzdienstleister, Aggregatoren etc.)“ (BNetzA 2011). Neben diesen zwei abgegrenzten Begriffen findet man in der energiewirtschaftlichen Diskussion unter anderem intelligente Messsysteme, Verbraucher, Erzeuger, Technologien etc. (BMW 2015), wobei angemerkt sei, dass der Intelligenzbegriff in vielen Fällen auch aus Marketinggründen angewendet wird. Aus dieser heterogenen Auflistung wird ersichtlich, dass für Energiesysteme heute keine

konsistente Intelligenzdefinition besteht, jedoch alle als „intelligent“ bezeichneten Komponenten oder Prozesse eine Verbesserung des Anwendernutzens unter Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) anstreben.

Eine Messung oder Bewertung von Intelligenz im technischen Kontext könnte in Anlehnung an die Bewertung von KI-Anwendungen geschehen. Diese werden meist über eine aufgabenspezifische Zielerreichung definiert. Ein solches Vorgehen erscheint bei der Intelligenzbewertung von Energiesystemen ebenfalls möglich, setzt aber eine eindeutige Definition des Intelligenzbegriffs und eine Formulierung spezifischer Ziele voraus. Beides folgt in den Kapiteln 2.3 und 2.4.

2.2. Beitrag von IKT zur Energiesystemoptimierung

Ein IKT-basierter Beitrag zur Optimierung eines Energiesystems kann in mehrere aufeinander aufbauende Bausteine (vgl. Abbildung 1) unterteilt werden. Zentrale Elemente sind hierbei die Aufnahme und Verarbeitung von Informationen, sowie das Auslösen resultierender Systemeingriffe und deren automatisierte Dokumentation. Die Bedeutung dieser automatischen Informationsverarbeitung nimmt mit steigender Systemkomplexität zu und wird ab einem bestimmten Grad essenziell, um einen sicheren und effizienten Systembetrieb zu gewährleisten.

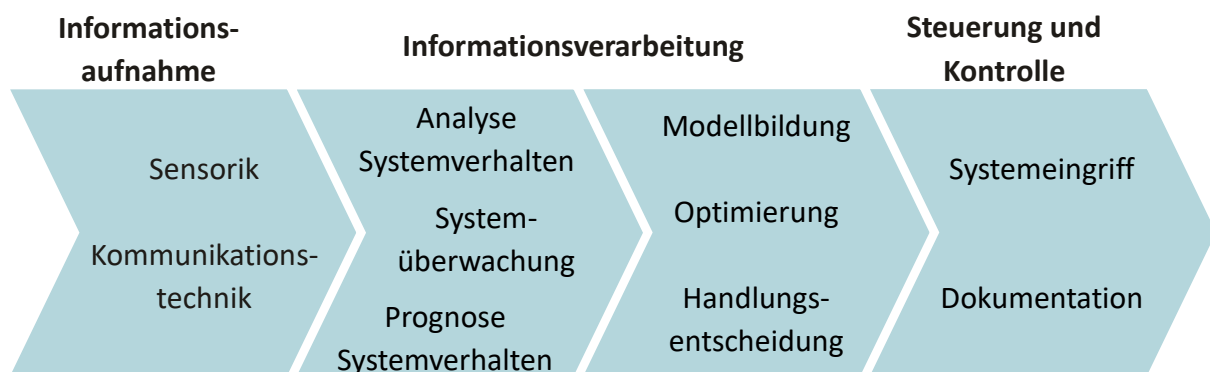


Abbildung 1: Bausteine einer IKT-basierten Energiesystemoptimierung.

Die Erfassung von Systemzuständen kann grundsätzlich über entsprechende Messinfrastruktur und deren Kommunikationsanbindung vorgenommen werden. Mithilfe dieser Information kann das Systemverhalten analysiert, überwacht und prognostiziert werden. Die Güte der Vorhersage hängt vom gewählten Zeithorizont, der Komplexität des zugrundeliegenden Systemverhaltens sowie der generellen Fähigkeit ab, das Verhalten adäquat zu beschreiben. Auf dieser Basis können dann informierte, oft modellbasierte Entscheidungen getroffen werden. Damit sich der erlangte Informationsgewinn auch in einer Systemoptimierung niederschlägt, ist es einerseits wichtig, dass relevante Akteure Zugriff auf vorhandene und entsprechend aufbereitete Daten haben. In der praktischen Anwendung ist dies ein kritischer Punkt, da Messsysteme in der Regel erst dann ausgebracht werden können, wenn Konsens zu den entsprechenden Zugriffsrechten und Datenschutzbestimmungen besteht (BSI 2018). Hierbei spielt der regulatorische Rahmen sowie dessen praktische Interpretation eine zentrale Rolle. Andererseits

kann eine Systemoptimierung nur dann vorgenommen werden, wenn die Möglichkeit und Berechtigung zum Eingriff ins System bestehen. Auch hier spielt IKT eine wichtige Rolle.

Im Idealfall führt dann die Erfassung und Verarbeitung der Information zu einem optimierten Systembetrieb auf Basis der erlangten Systemtransparenz. Dies setzt jedoch voraus, dass das System Informationen aufnehmen und verarbeiten kann. Eine Aufgabe, die in technischen Systemen von IKT übernommen wird.

2.3. Definition von Intelligenz im Energiesystem

Nachdem im vorigen Abschnitt der Beitrag von IKT zur optimierten Problemlösung unter Verarbeitung verfügbarer Informationen diskutiert wurde, soll im Folgenden definiert werden, wann eine solche Problemlösung als „intelligent“ zu bezeichnen ist. Diese formale Definition erscheint insbesondere im Hinblick auf die vieldeutige Verwendung des Intelligenzbegriffes im Energiesystem (vgl. Kapitel 2.1) notwendig, um den Beitrag von IKT zu eben jenem intelligenten System zu erfassen. Eine Herausforderung beim Verständnis von Intelligenz als optimierte Problemlösungsfähigkeit ist die mehrdimensionale Zielfunktion für Energiesysteme. Diese umfasst die Bereiche Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit (BMJV 2005). Um festzustellen, ob durch den Einsatz von IKT eine dominant bessere Alternative entsteht, muss eine Lösung angestrebt werden, die eine Annäherung an den pareto-optimalen Zustand ermöglicht. Das bedeutet, es muss eine Verbesserung in mindestens einer der Zieldimensionen erreicht werden, ohne dass eine Verschlechterung in einer der anderen Zieldimensionen auftritt. Demzufolge ist der Beitrag von IKT zum intelligenten Energiesystem definiert als:

Beitrag von Informations- und Kommunikationstechnik zur pareto-optimalen Lösung energiesystemspezifischer Herausforderungen hinsichtlich der im Konflikt stehenden Ziele des energiepolitischen Zieldreiecks.

Diese bewusst allgemein gehaltene Definition dient als Grundlage für die drei energiesystemischen Anwendungsfelder, die im nächsten Abschnitt näher erläutert werden.

2.4. Auswahl der Herausforderungen

Unter der Maßgabe der obenstehenden Intelligenz-Definition können verschiedene energiesystemspezifische Herausforderungen untersucht werden. So bescheinigen unterschiedliche Studien den potenziellen Mehrwert der Digitalisierung entlang der gesamten energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette, u.a. durch digitalisierte Netzplanung und -steuerung, präzisere Preisprognosen, energienahe Dienstleistungen (BDEW 2016) und intelligente Messsysteme (Ernst & Young 2013). Insbesondere die Anwendung bei der Flexibilisierung kleinteiliger Erzeugungs- und Lasteinheiten und durch eine verbesserte Netzauslastung können vermehrt erneuerbare Energien (EE) integriert und Effizienzpotenziale gehoben werden. Dies verspricht positive Auswirkungen auf die Dimensionen Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit

(Richard und Vogel 2017; Forum für Zukunftsenergien 2016). Somit konzentriert sich die vorliegende Studie auf die folgenden drei Themen:

- Identifizierung und Aktivierung von Flexibilitätsoptionen (Flexibilität aus Akteurssicht)
- Netzengpassmanagement (Flexibilität aus Netzsicht) und
- Optimierung des Netzbetriebs (Netzstandhaltungsmaßnahmen)

Die ersten beiden Themen finden sich in zwei der Haupthandlungsfelder des Projektes WindNODE wieder (WindNODE 2019). So lautet eines der übergeordneten Projektziele, dass möglichst umfangreiche Lastverschiebungspotenziale und Potenziale der Sektorkopplung identifiziert werden. Mit diesen sollen in Einzelprojekten praktische Erfahrungen mit der Teilnahme an den Strom- und Regelleistungsmärkten gesammelt werden. Kapitel 4 widmet sich dem potenziellen Beitrag von IKT für dieses Handlungsfeld.

Darüber hinaus wird im Rahmen von WindNODE eine Flexibilitätsplattform zur netzdienlichen Flexibilitätsnutzung entwickelt. Dabei geht es nicht nur darum, eine Marktplattform für netzdienliche Flexibilitätsnutzung zu implementieren, sondern insbesondere auch um die Etablierung der Kommunikationsstrukturen, die für die Nutzung vieler verteilter Anlagen zur Netzenpassbewirtschaftung notwendig sind (Kapitel 5). Dieses Projekt bildet den Kern des zweiten WindNODE-Handlungsfeldes „Flexibilitäten, Markt und Regulierung“.

Das dritte Thema der intelligenten Netzstandhaltung (Kapitel 6) wird im Rahmen von WindNODE zwar in keinem konkreten Teilprojekt bearbeitet, ist aber ebenso wie die vorgenannten Themenbereiche maßgeblich mit dem Einsatz von IKT verbunden. Somit ist es auch dem dritten WindNODE-Handlungsfeld „Energiesystem digitalisieren“ zuzuordnen, in dem die Möglichkeiten der Digitalisierung als Enabler für das Energiesystem und als eigener Mehrwertdienst diskutiert werden.

Auch mit Blick auf das gesamte Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) fügen sich die drei energiesystemspezifischen Herausforderungen in die gesetzten thematischen Schwerpunkte ein. So werden in der Ausschreibung als Kernthemen u.a. die Flexibilisierung von Erzeugung und Verbrauch (erste Herausforderung) und innovative Konzepte für den sicheren und effizienten Netzbetrieb genannt. Letzteres umfasst z. B. die Entwicklung und Erprobung von wettbewerblichen Verfahren und regulatorischen Anreizsystemen für die Teilnahme dezentraler Einheiten an der Systemsicherung (zweite Herausforderung) und die effizientere Nutzung der vorhandenen Netzstruktur (dritte Herausforderung) (BMW 2015).

3. Methodik

In diesem Abschnitt wird das methodische Vorgehen zur Wirkungsmessung des IKT-Beitrags in den drei genannten energiesystemischen Herausforderungen vorgestellt. Dabei werden zunächst in Abschnitt 3.1 die einzelnen Schritte von der Definition der Herausforderung bis zur Kennzahlenerhebung beschrieben. Anschließend wird in Abschnitt 3.2 näher auf die geführten Experteninterviews eingegangen.

3.1. Vorgehen

Wie in Kapitel 1 beschrieben ist das Ziel dieser Studie, die konkrete Wirkung der Anwendung von IKT für einzelne energiesystemische Herausforderungen aufzuzeigen. Dafür wird in einem ersten Schritt erörtert, ob IKT einen essenziellen Beitrag zur Prozessverbesserung leisten kann, um anschließend die möglichen Auswirkungen auf das Energiesystem zu quantifizieren (vgl. Abbildung 2).

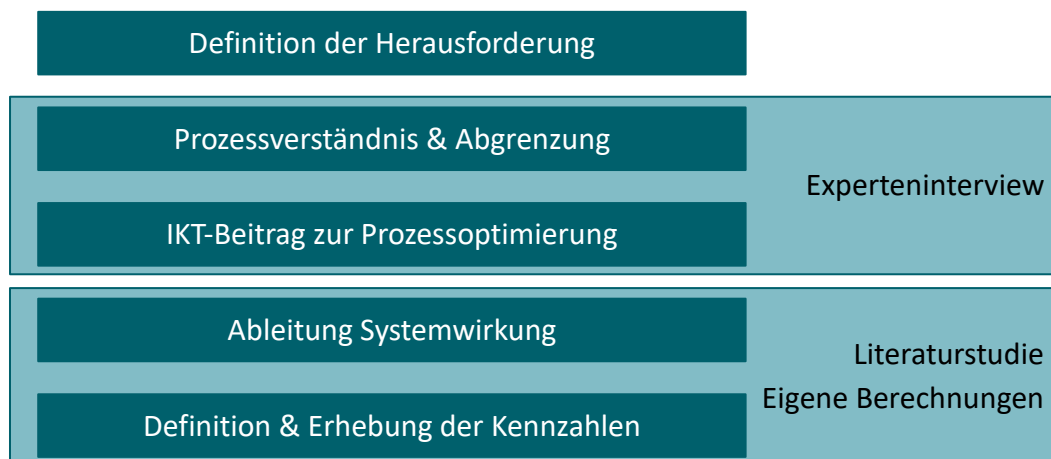


Abbildung 2: Methodisches Vorgehen zur Wirkungsmessung des IKT-Beitrags in den einzelnen energiesystemspezifischen Herausforderungen.

Nachdem die Herausforderung hinreichend klar definiert wurde, gilt es zunächst das notwendige Verständnis für den zugrundeliegenden Prozess zu entwickeln und wenn nötig eine weitere Eingrenzung der Fragestellung vorzunehmen. Hierfür wird für jede Fragestellung mindestens ein Experteninterview (vgl. Abschnitt 3.2) geführt, bei dem in erster Linie der Beitrag von IKT zur Optimierung des Prozesses im Mittelpunkt steht. Dabei werden für jeden der Prozessschritte die größten Herausforderungen und potenzielle Lösungsmöglichkeiten herausgearbeitet.

Anhand der erlangten Erkenntnisse wird klar, inwieweit sich durch die Anwendung von IKT neue Lösungsmöglichkeiten zur Bewältigung der Herausforderung ergeben. Die sich daraus ergebenden möglichen Auswirkungen auf das Energiesystem werden zunächst qualitativ beschrieben, wobei alle Dimensionen des energiepolitischen Zieldreiecks einbezogen werden. Für eine anschließende Quantifizierung werden konkrete Kennzahlen definiert, die dann mithilfe geeigneter Studien oder durch eigene Berechnungen erhoben werden.

3.2. Experteninterviews

Bei der Analyse der energiesystemischen Herausforderungen ist ein tiefergehender Einblick in die zugrundeliegenden Prozesse notwendig. Aufgrund der hohen Spezialisierung ist eine reine Literaturstudie nicht geeignet, um die Kenntnisse in der notwendigen Detailtiefe zu erlangen. Zur Aneignung des bereichsspezifischen Wissens wurden deshalb Interviews mit Experten aus der energiewirtschaftlichen Praxis geführt. Für die Vorbereitung des Interviews und die Konzipierung des Leitfadens wurde sich an den Richtlinien aus Miegl und Näf (2006) orientiert.

Die Vorbereitung des Interviews erfordert eine intensive Einarbeitung mithilfe geeigneter Literatur. Nur so können möglichst zielgerichtete und spezifische Fragen gestellt werden, um den Erkenntnisgewinn zu maximieren und die Aussagen der Experten kritisch einordnen zu können. Zusätzlich müssen im Vorfeld des Interviews die leitenden Forschungsfragen definiert werden. Für jede energiesystemische Herausforderung lauten diese: Welchen Einfluss hat IKT auf den zugrundeliegenden Prozess und können durch IKT neue Potenziale zur Bewältigung der Herausforderung gehoben werden?

Ausgehend von dieser Fragestellung müssen konkrete Hypothesen abgeleitet werden. Dazu wird für die entsprechende Fragestellung ein Prozessschaubild erarbeitet und es werden für die jeweiligen Prozessschritte Annahmen bzgl. des IKT-Beitrags getroffen. Diese Vorarbeiten sind die Basis für die Erstellung eines Leitfadens für die Interviews, mit dessen Hilfe die eigens aufgestellten Hypothesen anhand der Antworten des Experten überprüft werden. Insbesondere gilt es herauszufinden, wo neue Potentiale gehoben werden können und welche IKT-spezifischen Herausforderungen damit einhergehen. Hierdurch wird im Ergebnis das eigene Prozessverständnis mit der Sicht praktischer Anwender gespiegelt. Die Erkenntnisse werden im Nachgang zur Bestimmung des IKT-Mehrwerts für das System verarbeitet und zu Kennzahlen kondensiert.

Eine Übersicht der durchgeführten Interviews ist in Tabelle 1 zu sehen. Alle Gespräche wurden aufgenommen und die gesammelten Erkenntnisse in einem Protokoll zusammengefasst. Sie sind im Anhang der Studie ab Seite 59 zu finden.

Tabelle 1: Interviewthemen und -partner.

Interview-Thema	Akteur	Experte
Lastflexibilisierung in der Industrie	Industrieunternehmen	Jörn Guder Engineer
Lastflexibilisierung in der Industrie	Dienstleister Energiemanagement	Arne Grein Head of Energy Markets
Flexibilisierung verteilter Lasten und Erzeuger	Aggregator	Felix Buchholz Head of Trading and Optimization
Netzengpassmanagement	Übertragungsnetzbetreiber	Dr. Georg Meyer-Braune Projektleiter WindNODE
Netzinstandhaltung	Verteilungsnetzbetreiber	Philipp Clasen Data Analyst

4. Intelligente Identifizierung und Aktivierung flexibler Erzeuger und Verbraucher

Eine Besonderheit des Gutes Strom liegt darin, dass Erzeugung und Verbrauch jederzeit im Einklang stehen müssen. Insofern sind Anlagen, die ihre Stromproduktion oder ihren Strombezug flexibel anpassen können, essenziell um eine flächendeckende Versorgung kosteneffizient aufrechtzuerhalten. Auch zur Entlastung kritisch beanspruchter Netzbetriebsmittel können sie beitragen, um so den Stromtransport sicherzustellen.

Mit dem zunehmenden Ausbau erneuerbarer Energien und der erwarteten ausgeweiteten Nutzung von Strom in den Sektoren Wärme und Verkehr werden die Anforderungen an die Flexibilität des Stromsystems größer (IEA 2018). Gleichzeitig findet ein Rückbau großer konventioneller Kraftwerke statt. Dementsprechend müssen in einem künftigen Energiesystem kleinteiligere, verteilte Erzeugungsanlagen ebenso wie Verbrauchsanlagen Systemdienstleistungen erbringen können. Für die Identifizierung und Aktivierung der Flexibilität der Einheiten ist Informations- und Kommunikationstechnologie von zentraler Bedeutung. In diesem Handlungsfeld geht es daher um die Beantwortung der Leitfrage: Welche IKT-Infrastruktur und digitalen Prozesse braucht es zur Erschließung neuer Flexibilitätsoptionen und welche zusätzlichen Flexibilitätspotenziale können dadurch genutzt werden?¹

4.1. Prozess & Abgrenzung

In diesem Abschnitt wird das Potential der Anwendung von IKT bei der Identifizierung und Aktivierung flexibler Anlagen näher betrachtet. Dabei stehen Anlagen im Vordergrund, deren Flexibilitätspotential bislang nicht oder nur in Teilen gehoben wurde. Dies gilt insbesondere für die Verbrauchsseite, deren Flexibilität bisher in der Energiewirtschaft weitestgehend ungenutzt ist (Nolan und O'Malley 2015). Im Rahmen der vorliegenden Studie wurde sich insbesondere auf industrielle Verbraucher fokussiert, weil deren größere Anschlussleistungen eine höhere Effizienz bei der Hebung des Potenzials im Vergleich zu kleineren Verbrauchseinheiten verspricht. Dazu wurde zum einen ein Experteninterview mit einem Dienstleister und Beratungsunternehmen im Bereich der industriellen Energieeffizienz und Flexibilisierung geführt (Koch und Letzgus 22.06.2018). Zum anderen konnten Erfahrungen verarbeitet werden, die die Siemens AG im Rahmen von WindNODE bei der Flexibilisierung ihrer Produktionsstätten am Standort Berlin gesammelt haben (Koch und Letzgus 04.06.2018). Die daraus ableitbaren Erkenntnisse sind demnach auf Standorte mit industriellen Fertigungsprozessen übertragbar.

Auch das Flexibilitätspotenzial kleinerer Erzeugungsanlagen kann mithilfe von IKT-Lösungen nutzbar gemacht werden. Dafür ist eine Einbindung in einen größeren Anlagen-Pool und die Bündelung in einem sogenannten virtuellen Kraftwerk (engl. Virtual Power Plant, VPP) notwendig (Pudjianto et al. 2007). Dieses System ermöglicht die Nutzung dezentraler Einheiten

¹ Zum Aufbau eines tiefgehenden Prozessverständnisses und einer ersten Indikation der potenziellen Systemwirkung wurde die Experteninterviews Koch und Letzgus 04.06.2018, 22.06.2018, 19.07.2019 geführt.

durch die Zusammenführung in einem zentralen System, das die Koordinierung der Anlagen übernimmt und deren Handeln initiiert (Schucht 2016).

Die grundsätzlichen Prozessschritte zur Identifizierung und Aktivierung der Flexibilität (vgl. Abbildung 3) sind in den näher betrachteten Bereichen dieselben, auch wenn die praktische Ausgestaltung und die damit einhergehenden Herausforderungen in den einzelnen Schritten unterschiedlich ausgestaltet sein können. Bei der Identifikation des Flexibilitätspotenzials handelt es sich um initial durchzuführende Prozesse. Dies beginnt mit der Erfassung von Anlagenstammdaten und zeitlich ausreichend aufgelöster Leistungsmessungen der technischen Einheit. Zur Verarbeitung und Auswertung der Informationen müssen diese in die bestehenden Datenbankstrukturen eingebunden werden. Damit kann zunächst das technische Flexibilitätspotenzial der Anlage bestimmt und anschließend – unter Berücksichtigung von Nebenbedingungen bzgl. der Verfügbarkeit – der Einsatz zur Portfoliooptimierung simuliert werden. Damit wird letztlich das wirtschaftliche Potenzial der Flexibilisierung beurteilt.

Wird eine Anlage in das Vermarktungsportfolio aufgenommen, muss für jedes Optimierungszeitfenster neu die Entscheidung über die Aktivierung der Flexibilität getroffen werden. Dabei sind alle Vermarktungsoptionen zu berücksichtigen. Dies umfasst den Strom- und Regelleistungsmarkt sowie den Einsatz zur portfoliointernen Optimierung bspw. zur Reduzierung der Netznutzungsentgelte. Wird eine Aktivierungsentscheidung getroffen, setzt eine Kaskade an nacheinander ablaufenden Prozessen ein. Zunächst wird das Signal an die zu steuernde Einheit weitergegeben. Diese muss daraufhin die Leistungseinspeisung oder -entnahme über den vorgegebenen Zeitraum anpassen. Im Falle des Abrufs von Regelleistung wird der geänderte Betriebspunkt und damit die Erbringung der Systemdienstleistung der Anlage oder des gesamten Pools unverzüglich an den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) weitergegeben. Im Anschluss erfolgt die Abrechnung des Abrufs inklusive Fahrplanabwicklung und Vergütung.

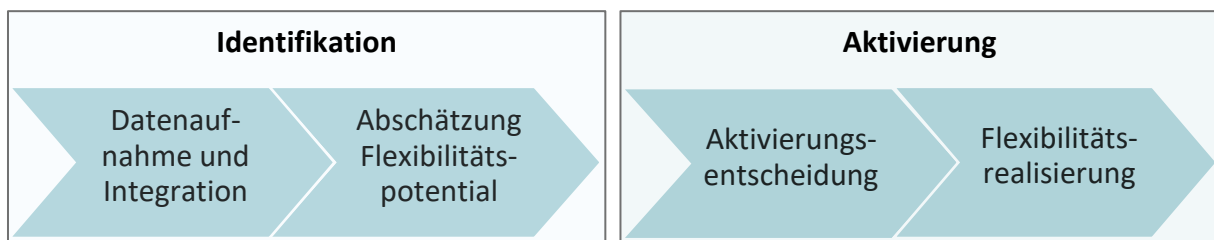


Abbildung 3: Schaubild des Prozesses zur Identifikation und Aktivierung flexibler Anlagen.

4.2. IKT-Beitrag zur Prozessoptimierung

Um die Bedeutung von IKT bei der Erschließung von Flexibilitätspotenzial zu analysieren, wird im Folgenden für die in Abbildung 3 genannten Prozessschritte jeweils der IKT-Beitrag hervorgehoben. Dabei werden die spezifischen Herausforderungen und Lösungsmöglichkeiten für industrielle Verbraucher und kleine Erzeugungseinheiten diskutiert.

Datenaufnahme und Integration

Voraussetzung für die Spezifikation der Leistungsanpassungsfähigkeit eines Industrieverbrauchers oder einer Erzeugungseinheit ist die Erfassung einer notwendigen Datenbasis. Dies umfasst zum einen die Anlagenstammdaten bzgl. minimaler und maximaler Anlagenleistung und dem Leistungsgradienten als Flexibilitätsparameter. Zum anderen müssen Bewegungsdaten in ausreichender Auflösung vorhanden sein, um typische Last- und Erzeugungsprofile zu erstellen und damit Rückschlüsse auf die Auslastung, Einsatz- und Stillstandzeiten ziehen zu können. Darüber hinaus müssen insbesondere bei industriellen Verbrauchern prozessbezogene Restriktionen festgehalten werden.

Die Ausgangslage bei der Erfassung der Daten unterscheidet sich zwischen Industrieverbrauchern und verteilten Erzeugungsanlagen erheblich. Verteilte Erzeuger werden schon im Zuge des Netzanschlusses mit umfassender Messtechnik ausgestattet, um abrechnungsrelevante Einspeisezeitreihen zu ermitteln. Die Identifikation von Flexibilität von industriellen Großverbrauchern kann eine deutlich fundamentalere Herausforderung darstellen und hängt stark vom Automatisierungsgrad des Produktionsstandortes ab. Bei wenig automatisierten, manufakturähnlichen Produktionsanlagen liegen Verbrauchszeitreihen oftmals nicht vor. Die Ausbringung der notwendigen Messinfrastruktur ist personell und finanziell sehr aufwendig und kann 2000 bis 3000 Euro pro Zählpunkt kosten (Koch und Letzgus 04.06.2018). Dies ist teilweise auch darauf zurückzuführen, dass die Messgeräte deutlich höheren Anforderungen genügen müssen, als für die reine Flexibilitätsvermarktung notwendig wäre. So liegt die zeitliche Auflösung der Leistungsmessung oft im Millisekundenbereich, um die Daten für andere Zwecke nutzen zu können (vgl. Absatz Abschätzung des Flexibilitätspotenzials). Eine erste Abschätzung des Flexibilitätspotenzials wird daher oftmals mithilfe von Produktionsplanern und dem Typenschild der Anlage durchgeführt. Dafür ist es nötig, dem zuständigen Personal das notwendige Verständnis für die Flexibilisierung zu vermitteln, um mit ihrer Hilfe die Parameter möglichst genau abschätzen können. Wird dabei ein ausreichendes Potenzial vermutet, wird ein Messgerät zur Erfassung der Bewegungsdaten installiert. Erst mit diesen Daten kann eine zuverlässige Potentialbestimmung durchgeführt werden, weil teils große Diskrepanzen zwischen den tatsächlichen Daten und den Informationen der Typenschilder bestehen.

Die hohen Kosten der Messinfrastruktur stellen eines der fundamentalen Hemmnisse bei der Erschließung von Flexibilitätspotenzialen auf der Verbrauchsseite dar. Die Unsicherheit bezüglich der erzielbaren Erträge beeinträchtigt den Willen zur Investition in Messsysteme, wodurch die Abschätzung des möglichen Gewinns erst gar nicht möglich ist (Nolan und O'Malley 2015). Zusätzlich darf die Ausbringung der Messinstrumente nicht den laufenden Produktionsbetrieb stören. Hochautomatisierte Fertigungsstandorte mit integriertem Leitsystem können jedoch bereits eine gute Datenbasis bereitstellen. Insbesondere stehen hier schon Informationen aus der Produktionsplanung zur Verfügung, was die Potentialabschätzung deutlich vereinfacht.

Damit identifizierte Flexibilitätsoptionen auch effizient in das Energiesystem eingebracht werden können, sind möglichst automatisierte Kommunikationsprozesse notwendig. Dies beginnt bei der Vermarktung kleiner, verteilter Anlagen durch einen Aggregator mit der Anwendung eines Customer-Relationship-Management-Systems. Dieses ermöglicht, dass der Austausch

mit den Kunden möglichst ohne weitere manuelle Interaktion vollzogen werden kann. Je effizienter dies geschieht, desto kleinteiliger sind die Flexibilitätspotenziale, die wirtschaftlich erschlossen werden können. Bei industriellen Verbrauchern existieren bei der Kommunikation hohe Anforderungen in Bezug auf die IT-Sicherheit. Insbesondere die Lastganginformationen der einzelnen Produktionsanlagen dürfen nicht veröffentlicht oder an Dritte weitergegeben werden, da sie interne Informationen der Auslastung der Anlagen enthalten. Es bedarf also einer geschützten internen Kommunikation zur Speicherung und Verarbeitung der Daten.

Die Anlagen müssen in das zentrale Leitsystem eingebunden und die Stamm- und Bewegungsdaten in einer Datenbank strukturiert erfasst und abgelegt werden. Die zeitliche Auflösung der Bewegungsdaten und die damit einhergehende anfallende Datenmenge ist dabei auch vom Anwendungsfall abhängig. So muss für die Erbringung von Sekundärregelleistung mindestens alle vier Sekunden der Betriebspunkt des Portfolios an den Übertragungsnetzbetreiber übermittelt werden. Demensprechend müssen die Leistungsdaten der Einzelanlagen in derselben Auflösung erfasst werden und die anwendungsgerechte Datenhaltung in einer geeigneten Datenbankstruktur stellt eine der zentralen Herausforderungen in diesem Bereich dar. Die Kernanforderungen sind dabei die Geschwindigkeit der Datenverarbeitung, die Frequenz der Datenübertragung und die notwendige Dauer der Datenvorhaltung. Die benötigten Datenformate und Datenbanken für die Haltung großer Datenmengen sind durchaus vorhanden und bereits in anderen Wirtschaftsbereichen etabliert. Allerdings bestehen insbesondere für die Erbringung von Regelleistung hohe regulatorische Sicherheitsanforderungen, weshalb günstige Cloud-Lösungen unter Umständen nicht möglich sind. Stattdessen muss die notwendige Hardware georedundant vorgehalten werden.

Abschätzung des Flexibilitätspotenzials

Auf Basis der zeitlich aufgelösten Leistungsmessung kann dann das technische und anschließend das wirtschaftliche Flexibilitätspotential bestimmt werden. Die Verwendung standardisierter Vorlagen ist aufgrund der unterschiedlichen und hoch individuellen Anforderungen bei industriellen Verbrauchern nur schwer möglich. Eine separate Einschätzung geschieht durch Algorithmen, die Handelsstrategien mit vergangenen Marktergebnissen testen und Prognosen künftiger Preisentwicklungen auf den relevanten Märkten berücksichtigen. Letzteres ist eine der zentralen Herausforderungen dieses Prozessschritts. Die kurzfristigen Strommärkte und der Regelleistungsmarkt sind zentrale Einsatzmöglichkeiten zur Generierung von Erlösen aus der Flexibilitätsvermarktung. Die Märkte waren in den letzten Jahren dynamischen Veränderungen unterworfen, weshalb die Prognose der Fortentwicklung mit großen Unsicherheiten behaftet ist. Kleinere Erzeugungsanlagen können auch zur Portfoliooptimierung, beispielsweise zur Vermeidung des Bezugs von Ausgleichsenergie, genutzt werden. Diese portfoliointerne Nutzung gilt umso mehr für flexible industrielle Verbrauchsanlagen, weil unter dem aktuellen regulatorischen Rahmen die Spitzenlastkappung ein sehr effizienter Hebel zur Kostenvermeidung ist. In diesem Bereich gestaltet sich die Prognose des wirtschaftlichen Potenzials deutlich einfacher, sie ist aber maßgeblich von der Regulatorik abhängig und somit ebenfalls einem Risiko ausgesetzt.

Zusätzlich müssen die jeweiligen Nebenbedingungen der Anlage, wie z. B. die Produktionsprozesse und die technische Beschränkung der fahrbaren Gradienten, beachtet werden. Die dadurch auftretenden Opportunitätskosten sind nur schwer zu bestimmen. Zumindest im Bereich der Fertigungsindustrie sind diese in der Regel aber so hoch, dass sie eine Flexibilitätsvermarktung unwirtschaftlich machen. Beispielsweise wäre es unsinnig, den Start eines Fertigungsprozesses in ein stromwirtschaftlich günstigeres Zeitfenster zu verlagern, wenn dadurch eine weitere Schicht besetzt werden müsste. Damit sind Flexibilitätspotenziale meist nur dann wirtschaftlich sinnvoll, wenn dies einen Zusatzerlös darstellt und der eigentliche Produktionsschritt unberührt bleibt. In die Gesamtkalkulation können aber auch weitere Erlöspotenziale einfließen, die nicht primär mit der eigentlichen Flexibilisierung im Zusammenhang stehen. So können die zu erhebenden Lastganginformationen gleichzeitig für das Qualitätsmanagement und die Fernwartung der Anlagen genutzt werden.

Aktivierungsentscheidung

Bevor der passende Markt ausgewählt werden kann, muss in einem ersten Schritt der aktuelle Zustand der Anlage überwacht werden. Hierfür bedarf es eine Einbindung von Echtzeitmessungen und anderer betriebsrelevanter Daten, z. B. der Produktionspläne im Falle von Industrieprozessen, in ein übergeordnetes Leitsystem. Ebenso muss die Kommunikationsschnittstelle für einen automatisierten Flexibilitätsabruf eingerichtet werden. Wie bereits bei der Identifikation von Flexibilitätspotentialen sind hierbei Produktionsstandorte mit hohem Automatisierungsgrad im Vorteil.

Aus Sicht eines Aggregators dezentraler industrieller Flexibilitätsoptionen stellt die Kommunikation mit dem Kunden und die Fremdsteuerung der Anlagen mit dauerhafter Verfügbarkeit ein Hemmnis dar, weil viele Kunden diese Form des Eingriffs ablehnen. Dementsprechend flexibel müssen die Software-Lösungen sein, die den Kunden angeboten werden können. So können mehr potenzielle Klienten angesprochen werden, wenn eine dezentrale Implementierung dezentral beim Kunden vor Ort möglich ist, bei dem die Optimierungssoftware Informationen über Gebotsstrukturen bereitstellt und die Aktivierungsentscheidung dem Kunden obliegt.

Die größte Herausforderung dieses Prozessschrittes ist jedoch die Optimierungsentscheidung selbst. Hierfür müssen Preisprognosen für volatile Märkte erstellt werden, auf deren Basis eine Entscheidung bzgl. der konkurrierenden Vermarktungsoptionen getroffen werden muss. Die zeitliche Kaskade der Märkte erfordert dabei teilweise einen relativ langen Prognosehorizont. So müssen für die Gebote an den Regelleistungsmärkten, die am Vortag abgegeben werden, und die potenziellen Erlöse des kontinuierlichen Intraday-Handels berücksichtigt werden. Weiterhin kann die Flexibilität für die Portfoliooptimierung z. B. zur Eigenverbrauchsoptimierung von erneuerbaren Energien Anlagen oder zur Spitzenlastkappung genutzt werden. Aufgrund der aktuellen Ausgestaltung des regulatorischen Rahmens birgt letztere das größte wirtschaftliche Potenzial für flexible industrielle Verbraucher, da die Reduzierung der Spitzenlast um ein Megawatt die zu zahlenden Netznutzungsentgelte je nach Netzebene um 30.000 bis 90.000 € im Jahr senken kann. Gleichzeitig passt diese Anwendung am besten zu den Anforderungen bzgl. der Planbarkeit und Integration in die Betriebsabläufe (Kondziella et al. 2019).

Solche Restriktionen sind bei flexiblen Erzeugern geringer. Hier müssen aber auch technische Randbedingungen berücksichtigt werden, die bspw. die Lebensdauer der Anlage reduzieren können. Außerdem müssen auch hier entgangene Gewinne wie die Marktprämie bei Biogasanlagen berücksichtigt werden.

Bei der Optimierungsentscheidung kann IKT einen essenziellen Beitrag leisten, indem sie für die Erstellung von Preisprognosen und für die Entwicklung der Vermarktungsstrategie über mehrere potenzielle Märkte hinweg eingesetzt werden kann. Je komplexer das Optimierungsproblem in Bezug auf die Anzahl der einbezogenen Märkte und ihre zeitliche Auflösung ist und je diverser das eigene Portfolio aufgestellt ist, desto eher sollten automatisierte Entscheidungsprozesse implementiert werden. Die Komplexität des Optimierungsmodells ist dabei beliebig steigerbar. Deshalb ist eine Kosten-Nutzen-Abwägung unabdingbar, bei der der zusätzliche Aufwand dem zusätzlichen Ertrag gegenübergestellt wird. Außerdem ist insbesondere bei kontinuierlichen Handelsplätzen die Rechendauer der Algorithmen zu berücksichtigen, da hier ein Kompromiss zwischen Handlungsschnelligkeit und einer höheren Genauigkeit durch aufwendige Modelle gefunden werden muss.

Eine weitere Entscheidung muss bei der Strukturierung der Softwarelösung getroffen werden. Die Frage ist, wie sich ändernde Bedingungen, beispielsweise die Einbindung neuer Vermarktungsoptionen oder Anlagentypen, eingepflegt werden sollen. Es scheint wenig sinnvoll zu sein, die Software so generisch aufzubauen, dass Märkte mit unbekanntenen Anforderungen uneingeschränkt integrierbar sind. Die damit einhergehende Komplexität der Programmierung würde den Gewinn durch einen geringeren Implementierungsaufwand übersteigen. Vielmehr kann das Prinzip der modularen Softwareentwicklung hilfreich sein, bei dem nur die Schnittstellen zwischen den Modulen kompatibel sein müssen und einzelne Bausteine bei sich ändernden Anforderungen ausgetauscht werden können.

Flexibilitätsrealisierung

Auch beim Abruf der Flexibilität werden IKT-Lösungen benötigt. Hierbei steht die Kommunikation mit dem Anlagenbetreiber und dem Netzbetreiber im Mittelpunkt. Die Fahrplanänderung muss an die Anlagen übermittelt werden und eine Rückmeldung über die tatsächliche Leistungsänderung erfolgen. Diese muss im Rahmen des Bilanzkreismanagements an die Anschlussnetzbetreiber gemeldet werden und letztlich die Abrechnung für jeden einzelnen Kunden erfolgen.

Die größte Herausforderung liegt dabei in der effizienten und fehlerfreien Kommunikation mit den zahlreichen Beteiligten. Grundvoraussetzung sind präzise definierte Prozesse in Bezug auf die Verarbeitung, Haltung und Aufarbeitung der Daten. Die Kommunikationsstrukturen werden noch komplexer, wenn der Bilanzkreisverantwortliche für die Anlage ein weiteres externes Unternehmen ist, mit dem die Fehlmengen ausgetauscht werden müssen. Die Verantwortlichkeiten wurden von der Bundesnetzagentur in ihrem Aggregator-Modell festgehalten (BNetzA 2018).

Auch für das Detektieren fehlerhafter Anlagen können IKT-basierte Prozesse etabliert werden, die Überprüfungs- und Wartungsprozessen auslösen. Auffällige Anlagen können mittels Algorithmen erkannt werden. Aufgrund der Komplexität der Parameter bedarf es in einigen Fällen einer manuellen Überprüfung, was durch eine zielgerichtete Visualisierung des eigenen Anlagenpools unterstützt werden kann. Die Fehler können in der Anlage selbst, aber auch bei der Kommunikation mit der Anlage liegen.

4.3. Systemwirkung

Wie in den vorherigen Abschnitten erläutert, können durch IKT neue Flexibilitätspotenziale im Bereich des Lastmanagements (engl. Demand Side Management, DSM), der Sektorkopplung und bei kleineren Erzeugungsanlagen gehoben werden. Aus Systemsicht bieten sich mehrere potenzielle Anwendungsfelder (vgl. Abbildung 4) an. Eine Vermarktung an den Kurzfristmärkten kann zur Glättung der Residuallast und der Lastgradienten beitragen. Dadurch können Lastspitzen vermieden werden, wodurch mittel- und langfristig weniger Kapazitätsreserveleistung aus konventionellen Erzeugungsanlagen vorgehalten werden muss. Dies reduziert die energiesystemischen Gesamtkosten und wirkt sich positiv auf die Emissionen und den Ressourcenbedarf des Energiesystems aus.

Außerdem können die neuen Flexibilitätsoptionen zur Erbringung von Regelleistung und weiterer Systemdienstleistungen (SDL), z. B. Spannungshaltung und in Teilen Schwarzstartfähigkeit, eingesetzt werden. Durch die Erhöhung des Wettbewerbs auf den Regelleistungsmärkten ist eine Kostensenkung möglich. Eine Verdrängung konventioneller Kraftwerke bei der Bereitstellung der SDL reduziert die Emissionen konventioneller Kraftwerke, weil diese nicht mehr in ineffizienten Betriebspunkten fahren oder als Must-Run-Kapazität laufen müssen.

Die Einbindung zusätzlicher Anlagen zum Netzengpassmanagement kann, je nach Wirkung auf den Engpass, eine günstigere Alternative, insbesondere zum vergleichsweise teuren Abschalten von EE-Anlagen, darstellen. Neben der Kostenbetrachtung können auch ökologische Auswirkungen folgen. Ob diese positiv oder negativ sind, hängt von der eingesetzten und ersetzten Technologie ab. In Abschnitt 5.4 werden die potenziellen Systemwirkungen detaillierter beschrieben.

Die Anwendung zur Portfoliooptimierung kann sich ebenfalls positiv auf die Systemkosten auswirken, z. B. indem der Abruf teurer Regelleistung vermieden wird. Je nach Ausgestaltung des regulatorischen Rahmens müssen betriebswirtschaftlich sinnvolle Entscheidungen aber nicht zwangsläufig auch zu volkswirtschaftlich geringeren Kosten führen.

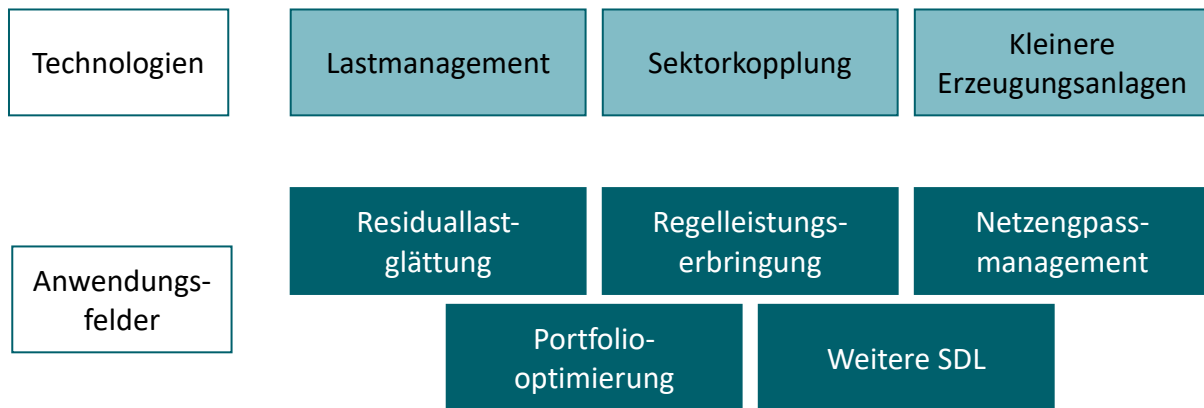


Abbildung 4: Neu erschließbare Flexibilitätspotenziale und ihre Anwendungsfelder.

4.4. Kennzahlendefinition & Erhebungsmethodik

Eine Quantifizierung der oben genannten Effekte kann in erster Instanz durch Modelle geschehen, die die Vermarktung an den Kurzfristmärkten, die Regelleistungserbringung und die Netzengpassbewirtschaftung abbilden. Hierbei können die Pools kleiner Erzeugungseinheiten, Technologien der Sektorenkopplung und die Flexibilitätsbereitstellung durch Verbraucher als neue Optionen abgebildet und mit entsprechenden Annahmen bzgl. der Kosten und Flexibilitätsparameter hinterlegt werden. Durch einen Vergleich der Modellierung mit und ohne diese Optionen kann die Kostendifferenz als wirtschaftliches Einsparpotenzial bestimmt werden. Außerdem lassen sich dadurch relevante Parameter für die Systemsicherheit, wie die Höhe der Residuallast, der Leistungsgradienten oder der notwendigen vorgehaltenen Regelleistung ermitteln. Das Ergebnis der Modellierung kann anschließend in eine Lebenszyklusanalyse überführt werden, um die ökologischen Auswirkungen hinsichtlich Emissionen und Ressourcenbedarf zu bestimmen.

Für eine Abschätzung der Systemwirkung, die aus der Erschließung neuer Flexibilitätspotenziale resultiert, wurde eine Literaturstudie durchgeführt. Da die Parametrisierung der Technologien sehr aufwendig ist, wird in der Regel nur eine der in Abbildung 4 genannten Technologiefelder näher untersucht. Um den Analysegegenstand einzugrenzen, wurden nur Studien berücksichtigt, die sich dem Thema DSM widmen und deren Potenzial für Deutschland (gegebenenfalls in einem überregionalen Kontext) abschätzen. Bei den Anwendungsfeldern liegt ein klarer Fokus der Arbeiten auf der Modellierung des Strommarktes zur Synchronisation von Angebot und Nachfrage. Wenige Studien beziehen zusätzlich die Vorhaltung von Regelleistung ein (Kohler et al. 2010; Steurer 2017). Darüber hinaus gibt es Arbeiten, die sich dezidiert mit den Auswirkungen von DSM auf den Ausbaubedarf des Verteilnetzes beschäftigen.² Die Ergebnisse der Publikationen sind in Tabelle 2 am Ende des Abschnitts zusammengefasst.

² Der Anwendungsfall des Netzengpassmanagements, der über kombinierte Strommarkt- und Netzmodelle analysiert werden kann, wird gesondert in Kapitel 5 untersucht.

Wirtschaftlichkeit

Die betrachteten Studien untersuchen vornehmlich das wirtschaftliche Potenzial von DSM, also die Möglichkeit durch DSM die Gesamtkosten des Energiesystems zu senken. Dabei bauen die meisten Studien auf einer Modellierung des künftigen Energiesystems auf. Kurz- bis mittelfristige Prognosen basieren auf konkreten Einschätzungen zur Entwicklung des Kraftwerksparks. Bei langfristigen Prognosen wird ein optimaler Investitionspfad mit und ohne DSM bestimmt und die Ergebnisse miteinander verglichen. Märkle-Huß et al. (2018) führen ihre Analyse dagegen auf Basis der tatsächlich realisierten Ergebnisse an der Day-Ahead-Strombörse durch.

Ein Einsparpotenzial durch DSM scheint vor allem deshalb möglich, weil bereits bestehende Anlagen besser ausgenutzt werden können. Dennoch entstehen Kosten zur Erschließung der Potenziale. Fixkosten sind vor allem durch die notwendige Ausbringung der Messinfrastruktur und weiterer IKT-Komponenten bedingt. Eine detaillierte Liste zu Kostenannahmen liefern hierfür Steurer et al. (2015). Operative Aufwendungen entstehen durch Opportunitätskosten sowie erhöhte Personal-, Material- oder Energieaufwendungen. Martin Steurer beschreibt in seiner Dissertation eine umfangreiche Kosten-Potential-Kurve für DSM-Maßnahmen in Deutschland (Steurer 2017). Verallgemeinernd lässt sich festhalten, dass bei industriellen Produktionsprozessen geringe spezifische Erschließungskosten anfallen, weil typischerweise die notwendige IKT-Ausstattung bereits vorhanden ist. Dies gilt insbesondere für energieintensive Prozesse. Da die Auslastung der Anlagen jedoch oftmals hoch ist, wäre ein Abruf mit Produktionsbeeinträchtigungen verbunden, die erhebliche variable Kosten verursachen. Aufgrund dieser Charakteristika und der hohen Verfügbarkeit des Abschaltpotenzials eignen sich diese Prozesse besonders für die Leistungsvorhaltung für Engpassituationen. Querschnittstechnologien wie Belüftung, Raumwärme oder Klimakälte eignen sich hingegen für häufige Abrufe, weil bei festgelegten Restriktionen keine wesentlichen Nutzungsbeeinträchtigungen auftreten. Dafür muss bei diesen Anwendungsfällen in der Regel mehr IKT neu installiert werden. Besonders hohe spezifische Investitionskosten entstehen bei Kleinanwendungen in Haushalten und Gewerbebetrieben.

Trotz der genannten Zusatzkosten führen alle Studien erhebliche Kostenersparnisse bei der Nutzung von DSM auf (vgl. Tabelle 2). Dabei gehen selbst die Studien von Kohler et al. (2010) und Paulus und Borggreffe (2011), die nur einen Zeitraum bis 2020 betrachten, von jährlichen Einsparpotenzialen im zweistelligen Millionenbereich aus. Modelle, die weiter in die Zukunft blicken und demnach höhere Anteile fluktuierender EE postulieren, beziffern die Reduktion der Gesamtkosten sogar auf 233-588 Mio. € pro Jahr (Gils 2016; Steurer 2017). Imperial College und NERA (2014) schätzen das europaweite Einsparpotenzial für den Analysezeitraum von 2020 bis 2030 auf 60-100 Mrd. € pro Jahr, wobei die notwendigen Investitionskosten allerdings nicht berücksichtigt werden. Diese werden bei der Studie von Mier und Weissbart (2020) inkludiert. Sie berechnen, dass der durchschnittliche Strompreis im Zeitraum bis 2050 je nach Szenario um 4 bis 8 % reduziert werden kann.

Eine übereinstimmende Erkenntnis der Studien lautet, dass der Hauptteil der Kostenreduktion durch die Vermeidung von Backup-Kapazitäten und nur in deutlich geringerem Maße durch

eingesparte variable Kosten erreicht wird. Somit hat die verschiebbare Leistung einen größeren Einfluss auf die Kostensenkung als die verschiebbare Energie. Eine detaillierte Aufschlüsselung der Einsparpotenziale liefert wiederum die Dissertation von Martin Steurer. Hier wird bei einer Modellierung des deutschen Energiesystems bis zum Jahr 2050 ein wirtschaftliches DSM-Potential von 8 GW_{el} angegeben. Für dessen Erschließung fallen ca. 28 Mio. €/a und für die Nutzung ca. 13 Mio. €/a an. Demgegenüber steht eine Reduktion der neu zu installierenden Erzeugerleistung um mehr als 20 %, wodurch im Jahr 2050 ca. 330 Mio. € eingespart werden. Durch die veränderte Lastkurve können Kraftwerke effizienter betrieben werden und sparen so jährlich 96 Mio. € an Brennstoff-, CO₂- und Anfahrkosten. Somit ergibt sich eine Einsparung von 385 Mio. €, was ca. 2 % der Strombereitstellungskosten entspricht.

Eine weitere Gruppe von Studien fokussiert sich auf die Auswirkungen von DSM auf den Verteilnetzausbau. Agricola et al. (2012) kommen hierbei zu dem Ergebnis, dass eine vornehmlich „netzgetriebene“ Nutzung von DSM nur zu einer marginalen Reduzierung des Ausbaubedarfs führt, wohingegen eine „marktgetriebene“ Nutzung der Potenziale den Ausbaubedarf sogar erhöhen würde. Büchner et al. (2014) sehen ebenfalls kein signifikantes Potenzial, den Netzausbaubedarf durch DSM zu verringern. Begründet wird dies damit, dass der größte Netzausbaubedarf in ländlichen Regionen mit verhältnismäßig niedrigen Lasten und entsprechend geringen Möglichkeiten zur Beeinflussung durch DSM besteht. Die Smart Meter-Studie der Deutschen Energie-Agentur (dena) geht hingegen bei einem umfassenden Rollout davon aus, dass eine Reduzierung des Netzausbaubedarfs um 8 % möglich ist (Agricola et al. 2014a). Allerdings wird hierbei eine vollständige Nutzung des technischen Potenzials unterstellt. Außerdem werden nur die Investitionen in das Netz betrachtet und die Kosten des Rollouts nicht berücksichtigt. Die drei genannten Studien berücksichtigen jedoch nicht, dass insbesondere durch neue Verbraucher wie Elektromobile gesteigerte Gleichzeitigkeitseffekte auftreten können, die die lokalen Netze stark beanspruchen können. Diesem Thema widmet sich die Studie Navigant et al. (2019). Die Autoren kommen zu dem Ergebnis, dass durch gesteuertes Laden die Investitionskosten im Mittel- und Niederspannungsbereich bis 2030 respektive 2050 um bis zu 36 Mrd. € verringert werden können.

Versorgungssicherheit

Momentan können Systemdienstleistungen, die zur Stabilisierung des Stromnetzes notwendig sind, kostengünstig durch konventionelle Erzeugungsanlagen gedeckt werden. Mittelfristig kann DSM durch den Umbau des Elektrizitätsversorgungssystems eine positive Auswirkung auf die Systemsicherheit haben, wenn zu wenige konventionelle Anlagen vorhanden sind, um den Bedarf an Systemdienstleistungen zu decken (Agricola et al. 2014b). Kohler et al. (2010) gehen in ihrer Analyse davon aus, dass 60 % des positiven und 2 % des negativen Regelleistungsbedarfs durch DSM gedeckt werden können.

Durch das erschließbare DSM-Potential ist außerdem eine Verringerung der Residuallast und ihrer Gradienten möglich. Können diese beiden Kennzahlen reduziert werden, ist das Energiesystem technisch einfacher zu beherrschen und somit kostengünstiger oder sicherer zu betreiben.

Einen weiteren positiven Effekt auf die Versorgungssicherheit kann DSM dann haben, wenn durch solche Maßnahmen Netzengpässe behoben werden können. Dies ist insbesondere dann entscheidend, wenn der Netzausbau nicht in der geplanten Geschwindigkeit voranschreitet. Die Möglichkeiten von DSM zur Behebung von Netzengpässen auf der Höchst- und Hochspannungsebene werden in Kapitel 5 eingehend beleuchtet. Für Verteilnetze kann die Verringerung des gleichzeitigen Strombezugs der Verbraucher die Netze deutlich entlasten, was die Untersuchung von Navigant et al. (2019) bestätigt. Um die Nutzung von Flexibilitätspotenzialen insbesondere im Niederspannungsnetz auch regulatorisch zu ermöglichen, wird derzeit eine Anpassung von §14a EnWG diskutiert. Dafür soll die Netznutzung in einen bedingten und unbedingten Anteil untergliedert werden. Klassische Verbraucher würden ihren Strom auch in diesem Regime jederzeit uneingeschränkt erhalten. Definierte neue Verbraucher wie Elektroautos hätten jedoch einen Anteil an bedingter Netznutzung. In einem für Verbraucher akzeptablen Rahmen könnte der Netzbetreiber die Leistung reduzieren, um einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten.

Umweltverträglichkeit

Konkrete Aussagen zu den ökologischen Auswirkungen von DSM werden in den analysierten Studien nicht getroffen. Demensprechend können die Angaben nur qualitativ eingeordnet werden. Der von Steurer (2017) beschriebene effizientere Kraftwerkseinsatz entsteht durch die Vermeidung ineffizienter Betriebspunkte. Dies kann beispielsweise dadurch erreicht werden, indem deren Regelleistungsbereitstellung durch DSM substituiert wird. Bei einer Energiesystemmodellierung werden solche Effekte jedoch meist indirekt durch einen höheren CO₂-Ausstoß in anderen Bereichen kompensiert, weil in der Regel ein CO₂-Gesamtbudget vorgegeben wird. Solche Effekte gilt es in der Realität durch geeignete regulatorische Maßnahmen zu vermeiden.

Auch die Reduzierung der notwendigen Erzeugungsleistung hat einen positiven Effekt auf die Umweltverträglichkeit. Steurer (2017) berechnet eine Reduktion des Neubaus von Erzeugungsleistung in Deutschland um 20 % bis 2050. Mier und Weissbart (2020) geben für ihre europaweite Analyse an, dass 9 % weniger Erzeugungsleistung im Jahr 2050 notwendig ist. Damit wird der Materialbedarf des Energiesystems reduziert und gleichzeitig fallen weniger Emissionen (Treibhausgase und andere Luftschadstoffe) bei der Herstellung an. Die genauen ökologischen Effekte könnten durch eine Verknüpfung von Energiesystemmodell und einer Lebenszyklusanalyse (engl. Life Cycle Assessment, LCA) erfasst werden. Dieser Ansatz ist insbesondere bei einem zunehmend materialintensiven Energiesystem, bei dem weniger Emissionen während der Nutzungsphase anfallen, notwendig, um sämtliche Umweltwirkungen zu evaluieren und genauere Analysen zum Treibhauseffekt durchführen zu können. Auch die ökologischen Effekte eines vermiedenen Netzausbaus könnten mithilfe einer LCA umfassend bewertet werden.

Tabelle 2: Zusammenfassung der Literaturstudie zu DSM.

Studie	Bezugszeitraum	Systemwirkung
Strommarktmodellierung – Potenzialanalyse für Deutschland		
Gils (2016)	Case Study, 70 % fluktuierende EE	Reduktion der Gesamtkosten zwischen 233 Mio. €/a und 588 Mio. €/a
Kohler et al. (2010)	2015-2020	Reduktion der Gesamtkosten in Höhe von 481 Mio. € ₂₀₀₇ Deckung des Bedarfs an positiver Regelleistung zu 60 % und negativer Regelleistung zu 2 % durch Lastmanagement
Märkle-Huß et al. (2018) ¹⁾	2014	Einsparpotenzial in Höhe von 500 Mio. €/a bei Nutzung von 25 % des technischen DSM-Potentials (Investitionskosten für DSM nicht berücksichtigt)
Paulus und Borggrefe (2011)	2007-2020	Reduktion der Gesamtkosten in Höhe von 481 Mio. € ₂₀₀₇
Steurer (2017)	2050	Reduktion der Gesamtkosten in Höhe von 385 Mio. € _{2015/a} 20 % weniger Erzeugungsleistung benötigt
Strommarktmodellierung – Potenzialanalyse für Europa ²⁾		
Imperial College und NERA (2014)	2020-2030	Einsparpotenzial in Höhe von 60-100 Mrd. €/a (Investitionskosten für DSM nicht berücksichtigt)
Mier und Weissbart (2020)	2015-2050	Reduzierung der Strompreise um durchschnittlich 4-8 % je nach DSM-Szenario Verringerung Residuallast um 33 % im Jahr 2050 9 % weniger Erzeugungsleistung im Jahr 2050
Modellierung des Verteilnetzausbaubedarfs für Deutschland		
Agricola et al. (2012)	2030	Verteilnetzausbaubedarf verringert sich durch „netzgetriebenes“ DSM marginal und könnte sich durch „marktgetriebenes“ DSM vergrößern
(Agricola et al. 2014a)	2016-2030	Verringerte Investitionen von 8 % beim Verteilnetzausbau bei Einführung von Smart Metern
Büchner et al. (2014)	2032	Keine signifikante Reduzierung des Verteilnetzausbaubedarfs
Navigant et al. (2019)	2021-2030/2050	Reduktion Investitionskosten durch gesteuertes Laden: Bis 2030: 14 bis 36 Mrd. € Bis 2050: 33 bis 36 Mrd. €
1) Deutschland und Österreich		
2) EU 28 (ohne Malta und Zypern) und Norwegen, Schweiz		

5. Intelligentes Netzengpassmanagement

Um eine möglichst kosteneffiziente Bereitstellung elektrischer Energie zu gewährleisten, wird die Erzeugung in Deutschland basierend auf marktlichen Prozessen organisiert. Allerdings lassen sich nicht alle Marktergebnisse aufgrund physikalischer Netzrestriktionen in vollem Maße realisieren. In diesem Fall müssen Netzbetreiber entsprechend kurzfristige Maßnahmen zum Netzengpassmanagement treffen, um einen sicheren Systembetrieb zu gewährleisten. Hierzu kann einerseits die Netztopologie durch entsprechende Schalthandlungen, andererseits die geografische Verteilung der Erzeugungsleistung durch den sogenannten Redispatch-Prozess und Einspeisemanagement angepasst werden. Bei diesen Prozessen werden steuerbare Erzeugungseinheiten die elektrisch „vor“ dem potenziellen Engpass liegen herunter- und Erzeugungseinheiten „dahinter“ hochgefahren, um Netzengpässe zu vermeiden. Redispatch bezieht sich dabei auf die Anpassung konventioneller Erzeugungsanlagen, Einspeisemanagement auf EE-Anlagen. Gemäß §13a Abs. 1 EnWG sind alle Erzeugungs- und Speichereinheiten mit einer Nennleistung ab 10 MW verpflichtet, am Redispatch-Prozess gegen Kostenerstattung teilzunehmen. Allerdings ist im Rahmen der Novellierung des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes bis Oktober 2021 eine Neuordnung des Redispatch-Prozesses vorgesehen. Dabei sollen unter anderem auch kleinere Erzeugungseinheiten (ab 100 kW) hinzugezogen werden (Bundestag 2019). Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, wie sowohl diese Einheiten als auch die Nachfrageseite, die weiterhin nicht für diesen Einsatzzweck vorgesehen ist, in das Netzengpassmanagement mit einbezogen werden können. In diesem Handlungsfeld geht es daher um die Beantwortung der Leitfrage: Wie können relevante Informationen über dezentrale Erzeuger und Verbraucher erfasst und dem Prozess des Netzengpassmanagements effizient zur Verfügung gestellt werden?³

5.1. Prozess & Abgrenzung

In diesem Abschnitt wird sich dem Thema des intelligenten Netzengpassmanagements am Beispiel der vom Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz entwickelten Flexibilitätsplattform gewidmet. Ziel des Vorhabens ist es, Erfahrungen bei der Einbindung weiterer Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten in den Mechanismus der Netzengpassbewirtschaftung zu erlangen. Mithilfe der Plattform können neue Flexibilitätsanbieter an einem standardisierten Prozess zur Gebotsabgabe und Abwicklung der Netzdienstleistungen teilnehmen.

Die grundsätzlichen Prozessschritte sind in Abbildung 5 dargestellt. Zunächst müssen die notwendigen Informationen aufgenommen werden. Dies umfasst einerseits die Daten der Anbieter und ihrer technischen Einheiten und andererseits Informationen über den aktuellen Netzzustand und Prognosen der Netzengpässe. Die Stammdaten der Anlagen (Ortsangaben, Netzanschluss und Leistungsdaten) werden dabei einmalig erfasst. Den Anbietern werden dafür

³ Zum Aufbau eines tiefgehenden Prozessverständnisses und einer ersten Indikation der potenziellen Systemwirkung wurde das Experteninterview Koch und Letzger am 19.12.2018 geführt.

verschiedene Wege zur Datenübermittlung ermöglicht. Um die Eintrittsbarriere möglichst gering zu halten, ist eine manuelle Eingabe über eine Eingabemaske möglich. Für die Übermittlung der Daten für eine Vielzahl von Anlagen wird der Upload von Dateien über ein Web-Portal oder die Nutzung einer Programmier-Schnittstelle angeboten. Als letztes müssen noch die Informationen zu den Geboten (verschiebbare Menge und Arbeitspreis) aufgenommen werden. Diese übermitteln die Anbieter einzeln für jede Viertelstunde.



Abbildung 5: Schaubild des Prozesses zum Netzengpassmanagement.

Die Abrufentscheidung findet bei den Netzbetreibern in zwei Iterationsschritten statt. Bereits am Vortag werden erste Anweisungen erteilt. Anschließend werden die Prognosen für den laufenden Tag (intraday) fortwährend aktualisiert, woraufhin weitere Abrufe initiiert werden (vgl. Tabelle 3). Dementsprechend sind auch die beiden Zeitfenster zur Übermittlung der Angebote gewählt (13 bis 16 Uhr am Vortag und 16 Uhr am Vortag bis zwei Stunden vor Lieferung). Diese Informationen werden nacheinander von den Netzbetreibern der verschiedenen Spannungsebenen verarbeitet, wobei zunächst die Verteilungsnetzbetreiber (VNB) die Gebote prüfen (vgl. Abbildung 6). Diese versehen die Gebote mit Informationen zu den Sensitivitäten in Bezug auf die Netzengpässe. Daraufhin können sie einige Gebote für die weitere Berücksichtigung blockieren oder selbst abrufen. Als Zeitraum steht ihnen dafür 16 bis 18 Uhr am Vortag und intraday rollierend die Zeitspanne zwischen zwei und eineinhalb Stunden vor dem Erfüllungszeitpunkt zur Verfügung. Die übrigen Gebote werden für die ÜNB freigegeben. deren Modellierung der vortäglichen Abrufentscheidung findet zwischen 18 und 22 Uhr statt und ein möglicher Abruf wird den Anlagenbetreibern ab 22 Uhr mitgeteilt. Für den Intraday-Prozess führen die ÜNB ihre Berechnungen zwischen eineinhalb und einer Stunde vor Lieferung durch. Die Abrufübermittlung erfolgt direkt im Anschluss. Die gesamte Kommunikation der Netzbetreiber untereinander und gegenüber den Anlagenbetreibern läuft dabei über die Plattform als „Single Point of Contact“ ab.

Nach dem Abruf der Anlagen findet die Abrechnung ex post statt. Dazu muss zunächst kontrolliert werden, ob die Leistungsänderung erbracht wurde. Wenn dem so ist, wird dies durch den ÜNB vergütet. Der Bilanzkreisausgleich ist aktuell so geregelt, dass dieser durch den Anbieter selbst erfolgt.

Tabelle 3: Zeitlicher Ablauf der Prozesse zur Day-ahead (DA) und Intraday (ID) -Gebotsabgabe auf der Flexibilitätsplattform.
Quelle: (Meyer-Braune 2018)

DA-Prozess	ID-Prozess	Name	Beschreibung
Vortag 13 Uhr	Vortag 16 Uhr	Gate Open	Der Anbieter kann Gebote abgeben
Vortag 16 Uhr	t-2h	Gate Closure	Die Gebote können nicht mehr verändert werden
Vortag 16-18 Uhr	t-2h bis t-1,5h	VNB-Prozesse	Sensitivitätsinformationen Einschränkungen von Geboten Abrufinformationen
Vortag 18-22 Uhr	t-1,5h bis t-1h	ÜNB-Prozesse	Abrufinformationen Bestätigung zur Übermittlung
Vortag 22 Uhr	t-1h	Abrufübermittlung	Um 22 Uhr werden den Anbietern die Bezuschlagung ihrer Gebote mitgeteilt.
Erbringungs- tag	Erbringungs- stunde	- keine Interaktion mit der Plattform -	
Ab 0 Uhr Folgetag	Ab 0 Uhr Folgetag	Eintragung Ist-Erbringung	Der Anbieter kann die Ist-Erbringung eintragen.

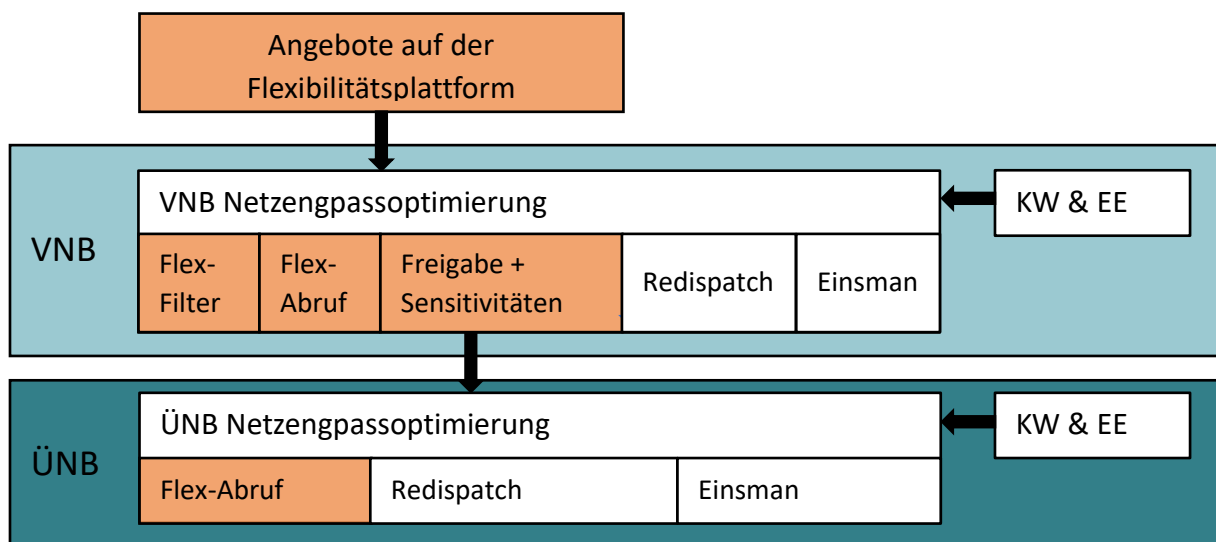


Abbildung 6: Schematische Darstellung der Abstimmungskaskade zur Netzengpassbewirtschaftung mithilfe der Flexibilitätsplattform.

Mit Blick auf die Novellierung des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (Bundestag 2019) erscheint es unwahrscheinlich, dass zeitnah eine marktliche Lösung wie die Flexibilitätsplattform zur Erweiterung des Flexibilitätspotenzials zur Netzengpassbewirtschaftung außerhalb von Forschungsprojekten umgesetzt wird. Doch auch für die geplante Ausweitung des verpflichtenden Redispatches braucht es eine vermehrte IKT-Einbindung. Zwar können die Netzbetreiber auf das Einholen von Preisangeboten verzichten, doch die koordinierte Erfassung der Anlagenstammdaten, der erhöhte Aufwand bei der Abrufentscheidung, die notwendigen

Abstimmungsprozesse zwischen den Netzbetreibern sowie die Koordination des Abrufs und der anschließenden Abrechnung bleiben. Insofern können die mit der Flexibilitätsplattform gesammelten Erkenntnisse für die Ausgestaltung der künftigen Lösung genutzt werden.

5.2. IKT-Beitrag zur Prozessoptimierung

Der Prozess zur Einbindung verteilter Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten in das Netzengpassmanagement ist ohne entsprechende IKT-Hard- und Software nicht zu gewährleisten. Dies gilt insbesondere für die automatisierten, wiederkehrenden Prozesse. Hierzu gehören unter anderem die Gebotsabgabe, die Abrufentscheidung sowie die organisatorische Abwicklung im Nachgang eines Abrufes. IKT unterstützt diese Prozesse durch Schnittstellen und Datenbanksysteme, um die zugrundeliegenden Bewegungsdaten aufzunehmen und zu verarbeiten. Diese Prozesse lassen sich erst durch einen hohen Automatisierungsgrad in der Form abbilden, sodass eine Einbindung vieler Anlagen mit kleinerer Nennleistung möglich ist. Im Folgenden wird für die vier in Abbildung 5 genannten Prozessschritte jeweils der IKT-Beitrag hervorgehoben und die spezifischen Herausforderungen und Lösungsmöglichkeiten diskutiert.

Datenaufnahme

Durch die Berücksichtigung einer größeren Anzahl an Anlagen für das Netzengpassmanagement steigt die Menge der relevanten Daten stark an. Diese können nur unter Einbindung von IKT effizient aufgenommen und zur Verfügung gestellt werden. Damit wird eine effiziente Datenübermittlung durch den Anbieter und eine automatische Überführung in die Datenbankstrukturen ermöglicht. Das Management der relevanten Daten (Stammdaten, Gebote und Netzzustand) erfordert die Implementierung geeigneter Prozesse und Softwarelösungen. Auch die Plausibilitätsprüfung der Angaben beim Freigabeprozess zur Aufnahme der Anlagen kann potenziell durch einen automatischen Abgleich mit dem Marktstammdatenregister erfolgen (BNetzA 2019b).

Die größten Herausforderungen bei der Aufnahme der relevanten Daten bestehen in der Prognose des Netzzustandes und in der Bestimmung der Sensitivität einer Anlage auf die Lösung eines Netzengpasses. Wenn der Netzzustand mithilfe verschiedener Algorithmen mit größerem zeitlichen Vorlauf präzise bestimmt werden kann, erhöht sich die Auswahl an Anlagen, die zur Lösung der Engpässe genutzt werden können. Die Sensitivität wird in bestimmtem Maße durch den tatsächlichen Lastfluss beeinflusst, was bereits während der Testphase der Flexibilitätsplattform teilweise berücksichtigt wird. Eine noch größere Wirkung haben die Schaltzustände des Netzes, weshalb diese vollständig bei der Berechnung der Sensitivitäten einkalkuliert werden. Die Schaltzustände sind jedoch selten dynamisch und zumeist durch bauliche Maßnahmen bedingt. Die Heterogenität der Daten und die Datenmengen werden als weniger problematisch erachtet.

Abrufentscheidung

Die Netzsimulation und Abrufoptimierung finden nicht auf der Flexibilitätsplattform statt, sind aber mit Blick auf den Gesamtprozess des Netzengpassmanagements elementar und sollen deshalb im Folgenden näher betrachtet werden.

Bei der Bestimmung der kostenoptimalen Entlastung von Netzengpässen ist zu berücksichtigen, dass jedes weitere Flexibilitätsangebot einen weiteren Freiheitsgrad darstellt, mit dem die Komplexität des Optimierungsproblems steigt. ÜNB setzen für die Modellierung spezialisierte Netzberechnungs-Software ein. Bei einer stark ansteigenden Anlagenzahl können eventuell Restriktionen in Bezug auf die Rechenkapazitäten relevant werden. In diesem Fall müsste die Komplexität des Optimierungsproblems reduziert werden, indem beispielsweise einzelne Anlagen mit ähnlichen Charakteristika bzgl. Standort und Kosten zusammengefasst werden. Dabei ist festzustellen, dass ähnlich automatisierte Prozesse bei der Aktivierung von Regelleistung zum Einsatz kommen, wobei der Regelleistungsprozess aufgrund seiner Zeitkritikalität als IKT-seitig anspruchsvoller einzuordnen ist. Auch kommen komplexe Netzsimulationen bereits heute zur Berechnung des konventionellen Redispatches zum Einsatz und die neuen Flexibilitätsoptionen können in diesem Rahmen mit abgebildet werden. Im Zentrum der Einbindung dezentraler Einheiten in den Prozess der Netzengpassbewirtschaftung stehen somit weniger die gesteigerten Anforderungen an die IKT-Infrastruktur als vielmehr deren effektive Einbindung in teilweise bestehende Prozesse.

Eine weitere Herausforderung besteht in der Abstimmung der Ergebnisse zwischen den Netzbetreibern. Im Rahmen der Flexibilitätsplattform ist dies durch eine klare zeitliche Taktung geregelt, bei der zunächst die VNB und anschließend die ÜNB ihre Optimierung durchführen. Für die Zukunft wäre es auch denkbar, dass die Auswahlentscheidung auf Basis einer Optimierung des gesamten Angebots über alle Netzebenen hinweg getroffen wird.

Abruf

Beim Abruf der Anlagen geht es bei einer steigenden Anzahl an Optionen in erster Linie darum, manuell ausgeführte durch automatisch initiierte Prozesse zu ersetzen. Dies gilt sowohl für die Übermittlung des Abrufs an die Anlagenbetreiber als auch für die Abstimmungsprozesse der Netzbetreiber auf europäischer Ebene. Das Signal für einen Abruf kann dem Anbieter wiederum über die drei in Abschnitt 5.1 genannten Schnittstellen (Eingabemaske, Datei-Upload oder Programmierschnittstelle) übermittelt werden. Der abrufende Netzbetreiber sieht anschließend, ob die Informationen zur Abrufanfrage vom Anbieter wahrgenommen wurden.

Abrechnung

Der Abruf selbst muss dem Netzbetreiber nicht bestätigt werden, aber es erfolgt ex post zum nachträglichen Abgleich eine Übergabe von Zeitreihen zur Überprüfung der tatsächlichen Erbringung. Dazu werden die Daten der Ist-Werte und der Baseline, also der eigentlich geplanten Erzeugung oder Last, an die Netzbetreiber weitergegeben. Eine Herausforderung besteht in

der Automatisierung der Kontrolle der Abrufherbringung. Potenziell ist es hier möglich, über statistische Auswertungen Auffälligkeiten zu detektieren und diese aufbereitet anzeigen zu lassen. Eine anschließende manuelle Analyse scheint aber unumgänglich zu sein.

Für die eigentliche Abrechnung der erbrachten Leistung gilt es wiederum automatisierte Prozesse aufzusetzen. Dazu müssen die Zeitreihen der abgerufenen Leistung mit den gebotenen Preisen (oder bei verpflichtendem Redispatch mit den angesetzten Kosten) zusammengebracht werden, um zu berechnen, welchen finanziellen Anspruch der jeweilige Anbieter über den Abrechnungszeitraum hat. Daraus müssen im Abrechnungssystem die korrekten Gutschriften erstellt werden. Auch hier kann auf bestehende Prozesse, die die Netzbetreiber im Rahmen der aktuellen Netzengpassbewirtschaftung etabliert haben, aufgebaut werden.

5.3. Systemwirkung

Die Gesamtkosten für Netzengpassmanagement sind in Deutschland in den letzten Jahren stark gestiegen. Sie betragen im Jahr 2018 ca. 1,5 Mrd. € (BNetzA und BKartA 2019). Die Einbindung weiterer Flexibilitätsanbieter in das Engpassmanagement hat somit das primäre Ziel, die Netzengpassbewirtschaftungskosten zu senken. Mithilfe der im vorigen Abschnitt beschriebenen Automatisierungsprozesse wird es möglich, auch Anbieter jenseits der aktuell verpflichtenden Größe von 10 MW Anschlussleistung zu aktivieren. Dies ist mit Blick auf die im Oktober 2021 in Kraft tretende Neuordnung des Redispatch-Prozesses notwendig, weil dann auch kleinere Erzeugungseinheiten (ab 100 kW) hinzugezogen werden sollen. Neben potenziellen Kosteneinsparungen ist jedoch auch die Absenkung der berücksichtigten Anlagengröße selbst von Bedeutung. Dies gilt insbesondere mit Blick auf das zukünftige Energiesystem, das voraussichtlich noch stärker von kleinteiligeren Erzeugungsstrukturen geprägt sein wird. Durch die in den Abschnitten 5.1 und 5.2 beschriebenen Prozesse werden erstmals Strukturen geschaffen und getestet, mit denen die Netzbetreiber beim Engpassmanagement nicht mehr ausschließlich auf Großkraftwerke angewiesen sind. Für das Jahr 2030 wird in der Studie Consentec (2019) angenommen, dass die Kapazität von Erzeugungsanlagen, die kleiner als 10 MW sind, für Deutschland etwa 1 % der prinzipiell als redispatchfähig angenommenen Anlagen umfasst. Es werden keine weiteren Details angegeben, welche Anlagentypen hierbei berücksichtigt sind und wie dieses Potenzial abgeschätzt wurde. Das zusätzliche Potenzial von PV-Batteriespeichern und Verbrauchseinheiten sowie deren Kosten wurde in einem separaten Arbeitspaket quantifiziert (Klobasa et al. 2019). Insgesamt ergeben sich Potenziale von bis zu 20 GW, wobei einige Anlagentypen nur zur Lasterhöhung oder zur Lastsenkung geeignet sind (vgl. Tabelle 4).

Einige der zusätzlichen Anlagen können, je nach Wirkung auf den Engpass, eine günstigere Alternative, insbesondere zum vergleichsweise teuren Abschalten von EE-Anlagen, darstellen. Neben der Kostenbetrachtung können auch ökologische Auswirkungen folgen. Ob diese positiv oder negativ sind, hängt von der eingesetzten und ersetzten Technologie ab. Dies spielt zwar im Vergleich zu den Emissionen aus dem regulären Betrieb eine untergeordnete Rolle, muss aber zur Bewertung der Intelligenzkriterien, wie sie in dieser Arbeit definiert werden

(vgl. Abschnitt 2.3), mitbetrachtet werden. Selbes gilt für die Versorgungssicherheit. Hier ist jedoch ein grundsätzlich positiver Beitrag festzustellen, da lediglich die Anzahl an Optionen zur Lösung von Netzengpässen vergrößert wird. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund eines voraussichtlich kleiner werdenden Anteils steuerbarer Großerzeuger von Bedeutung.

Tabelle 4: Prognose zusätzlich erschließbarer Redispatchpotentiale für das Jahr 2030.

Quelle: (Consentec 2019)

Technologie	Installierte Leistung [GW]	Maximal verfügbare Leistung [GW]	Kosten Lasterhöhung/-absenkung [EUR/MWh]
PV-Batteriespeicher	8	4	250/250
Konventionelle Lasten	12	12	--/1000
Wärmepumpen	5,8	0,97	max. 25 / min. 75
E-Mobilität	0,9	0,15	max. 25 / min. 75
Sonstige Lastflexibilität bei Haushalten und GHD	9,4	1,57	max. 25 / min. 75
Elektroheizer	1,2	1,2	90/--

5.4. Kennzahlendefinition & Erhebungsmethodik

Zur Quantifizierung des Systembeitrags der IKT-basierten Einbindung weiterer Anlagen in den Prozess des Netzengpassmanagements werden im Folgenden Ergebnisse der Studie Consentec (2019) ausgewertet. In dieser Arbeit wurden im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie quantitative Analysen zu Beschaffungskonzepten für Redispatch durchgeführt. Basis ist eine stündlich aufgelöste, gesamteuropäische Marktsimulation für das Jahr 2030. Der zugrundeliegende deutsche Kraftwerkspark folgt dabei dem Szenario aus (r2b et al. 2019). Ausländische Kraftwerkskapazitäten sind an Szenarien der europäischen Übertragungsnetzbetreiber angelehnt (ENTSO-E 2017, 2018). Für die Lastflusssimulation wurde für Deutschland das Netzmodell verwendet, das von den ÜNB für die Berechnungen des NEP 2017 erstellt wurde. Für alle weiteren Länder wurde ein Netzmodell von Consentec mit den geplanten Netzausbauprojekten aus ENTSO-E (2018) erweitert. Aufgrund der sorgfältigen Parametrierung und aufwendigen Modellierung bieten die Ergebnisse eine gute Projektion der Einsparpotenziale. Der angewendete Optimierungsalgorithmus folgt dabei einer strikten Kostenminimierung. Das heißt, neben der Wirksamkeit auf einen Engpass werden auch die Kosten der Anlagen berücksichtigt.

Wirtschaftlichkeit

Bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung des Anwendungsfalls müssen dem Kosteneinsparpotenzial durch die erhöhte Menge zur Verfügung stehender Anlagen die zusätzlichen Aufwendungen für die Implementierung und den operativen Betrieb gegenübergestellt werden. Zusätzliche Kosten entstehen durch den höheren Aufwand bei der Datenerhebung, der Modellierung und der Koordinierung und Abrechnung des Abrufs. Zumindest auf Seiten der ÜNB

kann hierbei die bestehende Infrastruktur genutzt werden, weshalb keine nennenswerten weiteren Aufwendungen für Hard- und Software zu erwarten sind. Allerdings werden für die Implementierung der neuen Prozessabläufe zusätzliche personelle Kapazitäten benötigt. Belastbare Kostenabschätzungen konnten weder anhand von Fachliteratur noch durch Angaben im Rahmen des durchgeführten Experteninterviews vorgenommen werden. Es ist allerdings davon auszugehen, dass diese im Vergleich zum möglichen Einsparpotenzial gering ausfallen (Koch und Letzgus 19.12.2018).

Die eingesparten Kosten können mithilfe der Consentec-Studie nur in Teilen bewertet werden. Wie in den vorangegangenen Abschnitten erläutert wurde, besteht ein Mehrwert der IKT-Nutzung darin, dass auch kleinere Erzeugungsanlagen für den Prozess des Netzengpassmanagements genutzt werden können. Die dadurch zu erwartenden Kosteneinsparpotenziale werden in der Studie nicht ausgewiesen. Einzig der Redispatch-Abruf von KWK-Anlagen wird einzeln angegeben. Dieser ist jedoch mit 0,1 TWh für das Herunterfahren gering. Dies hängt mit den höheren Abrufkosten aufgrund der notwendigen Ersatzwärmebeschaffung zusammen. Deshalb wurden die Kosten des Herunterfahrens mit 80 €/MWh angenommen. Dies gilt nicht für kleinere Erzeugungsanlagen ohne Wärmebereitstellung, weshalb diese vermutlich häufiger abgerufen werden. Im Rahmen der Studie wurde unter anderem eine Abschätzung des wirtschaftlichen Potenzials der Einbindung von Verbrauchseinheiten vorgenommen, worauf im Folgenden näher eingegangen wird.

Das modellierte Gesamtvolumen des Netzengpassmanagements für 2030 beträgt 44 TWh für das Herunterfahren und 38,5 TWh für das Hochfahren. In der Studie ist nicht dokumentiert, wie die signifikante Differenz zwischen den beiden Größen zustande kommt. Dazu tragen die flexiblen Verbraucher mit jeweils ca. 1 TWh bei. Die Gesamtmenge ist deutlich höher als der aktuelle Bedarf von etwa 10-15 TWh pro Richtung. Ein Grund liegt im gewählten Kostenminimierungsansatz. Wird stattdessen eine mengenminimierende Redispatch-Optimierung modelliert, belaufen sich die Volumina auf ca. 20 TWh pro Richtung. Weiterhin basiert die Modellierung auf dem Netzdatensatz des Bundesbedarfsplangesetzes. Gegebenenfalls durchgeführte Ad-hoc-Maßnahmen können also den Redispatch-Bedarf weiter reduzieren.

Die Gesamtkosten des Netzengpassmanagements betragen laut Modellierung 1,088 Mrd. €. Ohne Berücksichtigung der zusätzlichen Verbrauchsanlagen liegen sie bei 1,15 Mrd. €. Somit ergibt sich eine Ersparnis von 62 Mio. €/a, was etwa 5 % der Gesamtkosten entspricht. Im Verhältnis zu den leistungsmäßig großen Potenzialen erscheint dieser Betrag gering. Wesentliche Ursachen sind die vergleichsweise hohen Abrufkosten, die teils geringe Verfügbarkeit und die regionale Verteilung der Anlagen, weshalb nur eine Untermenge sinnvoll zur Behebung von Engpässen eingesetzt werden kann. Außerdem wird bei der Nutzung von EE-Anlagen aufgrund sinkender Marktprämien von relativ geringen Abrufkosten ausgegangen (Wind Onshore: 35 €/MWh, Wind Offshore: 50 €/MWh, PV-Freifläche: 50 €/MWh, PV-Dachanlagen: 100 €/MWh, Biomasse und sonstige EE: 120 €/MWh).

Würden die genannten Anlagen über marktbasierende Mechanismen für das Netzengpassmanagement genutzt werden, können zusätzlich volkswirtschaftlich negative Effekte auftreten. Zum einen besteht die Gefahr des Increase-Decrease-Gamings. Das bedeutet, dass Akteure

bei ihren Geboten am Strommarkt die erwarteten Preise am lokalen Redispatch-Markt berücksichtigen. Folgen wären die Verstärkung von Engpässen, investive Fehlanreize und Windfall Profits für einige Akteure (Hirth und Schlecht 2018). Bei einer Umstellung des Redispatch-Mechanismus vom kostenbasierten Ansatz auf einen Redispatch-Markt würden sich auch bei nicht perfekter Antizipation laut Consentec-Studie die Kosten aufgrund stark ansteigender Volumen verdreifachen. Außerdem ist die Marktkonzentration auf lokalen Märkten höher, was potenziell zur Ausübung von Marktmacht führen kann. Insofern erscheint eine Nutzung der Verbrauchspotenziale volkswirtschaftlich nur sinnvoll, wenn sie im aktuell gültigen kostenbasierten Redispatch integriert werden können. Dafür müsste eine wirtschaftlich neutrale Kompensation garantiert werden können, was mit Blick auf die stark fallspezifischen Kosten vergleichsweise schwierig ist (Consentec 2019).

Ein weiterer finanzieller Vorteil, der nicht im Rahmen der Consentec-Studie untersucht wurde, wäre der reduzierte Bedarf an Netzreservekraftwerken. Dabei handelt es sich um Kraftwerkskapazitäten für netzstabilisierende Redispatchmaßnahmen, deren Höhe jährlich von den ÜNB über eine Systemanalyse festgelegt wird (BNetzA 2019d). Die Gesamtkosten beliefen sich im Jahr 2018 auf 415 Mio. €, wobei alleine 330 Mio. € auf Kapazitätszahlungen für die Vorhaltung entfielen (BNetzA und BKartA 2019). Durch die Nutzung der Potenziale weiterer, sich im Betrieb befindenden Anlagen könnte ein Teil dieser Kosten entfallen.

Versorgungssicherheit

Die energiesystemische Herausforderung des Netzengpassmanagements dient der Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit bei gegebenen Netzrestriktionen. Den ÜNB muss insbesondere genügend Potenzial für eine Erhöhung der Erzeugungsleistung bzw. eine Verringerung der Last hinter einem Engpass zur Verfügung stehen. Bei einer fehlerhaften Umsetzung wären andernfalls Rückwirkungen auf das bilanzielle Systemgleichgewicht möglich, was durch Regelleistungseinsatz oder Lastabwurf kompensiert werden müsste.

Kurzfristig sind hier keine gravierenden Effekte erwartbar, da bislang, auch durch die Vorhaltung der Netzreserve, genügend Potenzial zur Deckung des Redispatch-Bedarfs vorhanden ist. Mittel- und langfristig müssen auch hier Mittel und Wege gefunden werden, den Einsatz von Großkraftwerken zum Netzengpassmanagement zu ersetzen. Grundsätzlich kann IKT hier einen positiven Beitrag leisten, da die Anzahl an Optionen zur Lösung von Netzengpässen vergrößert wird. Außerdem zeigen die Untersuchungen von Consentec (2019), dass die gesamten Redispatch-Mengen durch die Berücksichtigung von Verbrauchsanlagen reduziert werden können, da sie potenziell eine bessere Wirkung auf den Engpass haben können. Selbes gilt für die Einbindung kleinerer Erzeugungseinheiten. Dies kann zusätzlich für Entlastung bei der Lösung der Netzengpässe sorgen.

Umweltverträglichkeit

Da sich die Consentec-Studie auf die Betrachtung der wirtschaftlichen Effekte fokussiert und keine detaillierten Angaben zum Vergleich des Szenarios mit und ohne Berücksichtigung von

Verbrauchseinheiten gemacht werden, können ökologische Auswirkungen nur qualitativ beschrieben werden. Diese resultieren in erster Linie aus dem veränderten Betrieb der Anlagen, was die Emission von u.a. Treibhausgasen, Feinstaub und Stickoxiden beeinflussen kann. Da für das Netzengpassmanagement bestehende Anlagen genutzt und keine neuen Anlagen gebaut werden, sind Effekte auf den Materialbedarf nicht zu erwarten.

Eine positive Wirkung durch Maßnahmen, die in Flussrichtung vor dem Engpass liegen, ist insbesondere dann zu erwarten, wenn Einspeisemanagement vermieden werden kann. Anstatt EE-Anlagen abzuregeln, können kleine konventionelle Kraftwerke heruntergefahren werden oder der Verbrauch erhöht und damit in Zeiten vorverlagert werden, in denen ein hoher Anteil des Stroms aus regenerativen Energien produziert wird. Dies zieht eine Reduzierung des Brennstoffbedarfs mit positiver Umweltwirkung nach sich. Die Nutzung des Potenzials kleinerer Anlagen kann aber auch zu höheren Emissionen führen, wenn statt Braunkohlekraftwerke kleinere Gaskraftwerke heruntergefahren werden. Zum Ausgleich des systemweiten Bilanzgleichgewichts müssen hinter dem Engpass Kraftwerke hochgefahren werden. Dies sind aktuell konventionelle Erzeugungsanlagen, weil dargebotsabhängige EE nicht unterhalb des maximal möglichen Produktionspunktes gefahren werden. Insofern würde eine Reduzierung des Verbrauchs in diesen Situationen zur Vermeidung des höheren Kraftstoffverbrauchs konventioneller Kraftwerke führen.

Eine Zusammenfassung der antizipierten Systemwirkung durch die Verwendung von IKT bei der Netzengpassbewirtschaftung ist in Tabelle 5 dargestellt. Durch die Einbindung weiterer Anlagen in den Prozess ist ein positiver Einfluss auf die gesamtwirtschaftlichen Kosten und die Emissionen des Energiesystems zu erwarten. Kurzfristig wird die Versorgungssicherheit nicht beeinflusst. Mittel- und langfristig kann durch die Diversifizierung des Anlagenpools und eine größere Unabhängigkeit von Großkraftwerken eine höhere Resilienz erreicht werden.

Tabelle 5: Übersicht der Systemwirkung eines erweiterten Netzengpassmanagements. Datenquelle: Consentec (2019)

Dimension	Indikator	Systemwirkung
Wirtschaftlichkeit	Gesamtkosten	<p>Eingesparte Kosten des Netzengpassmanagements durch Berücksichtigung von Verbrauchsanlagen: 62 Mio. €/a</p> <p>Eingesparte Kosten für die Vorhaltung von Netzreservekraftwerken</p> <p>Zusätzliche Aufwendungen: Keine Angaben</p>
Versorgungssicherheit	Deckung des Redispatch-Bedarfs	<p>Kurzfristig keine erwarteten Auswirkungen</p> <p>Mittel- und langfristig positive Effekte durch Reduzierung der Gesamtmengen und Unabhängigkeit von Großkraftwerken</p>
Umweltverträglichkeit	Treibhauseffekt und weitere Emissionen	<p>Positive Effekte durch Vermeidung von Einspeisemanagement und die Vermeidung des Hochfahrens konventioneller Erzeugungseinheiten erwartbar</p>

6. Intelligente Netzinstandhaltung

Um seiner Versorgungsaufgabe gerecht zu werden muss ein elektrisches Energiesystem jederzeit in der Lage sein, den Strom am Ort der Nachfrage bereitzustellen. Hierbei sind in Deutschland vor allem die Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit der Netzinfrastruktur von entscheidender Bedeutung. Bei den insgesamt geringen ungeplanten Ausfallzeiten liegt die Ursache in mehr als der Hälfte der Fälle im Zuständigkeitsbereich des Netzbetreibers oder im vor- oder nachgelagerten Netz (BNetzA 2019a). Demensprechend hat eine adäquate Netzinstandhaltung einen signifikanten Einfluss auf die Versorgungssicherheit. Darüber hinaus stellen Investitionen für den Erhalt bzw. die Erneuerung von Netzbetriebsmitteln einen großen Kostenpunkt für die Netzbetreiber dar. Im Jahr 2018 beliefen sich die Gesamtinvestitionen in die Netzinfrastruktur auf 9,8 Mrd. Euro (BNetzA 2019c). In diesem Handlungsfeld geht es daher um die Beantwortung der Leitfrage: Wie kann durch IKT die maximale technische Lebensdauer von Netzbetriebsmitteln prognostiziert und gleichzeitig der hohe Versorgungssicherheitsstandard aufrechterhalten werden?⁴

6.1. Prozess und Abgrenzung

Im Fokus der betrachteten energiesystemischen Herausforderung steht die intelligente Wartungs- und Investitionsplanung von Energiesysteminfrastruktur am Beispiel von Transformatoren im Verteilnetz. Speziell geht es um die Frage, inwiefern mithilfe von IKT der aktuelle und künftig erwartete Betriebszustand von Transformatoren abgebildet werden kann. Da diese nicht gleichmäßig belastet werden, treten Verschleißerscheinungen, die zu einer Alterung des Betriebsmittels führen, unterschiedlich schnell auf. Eine genaue Bestimmung des technischen und elektrischen Zustandes ist nicht möglich, da kritische Faktoren, wie z. B. der Abbau der Zellulose aus der Lagenisolation der Wicklungen oder Faserbrückenbildungen, nur indirekt über sogenannte Gas-in-Öl-Messungen geschätzt werden können (Gill 2009; Imani et al. 2018), wofür zwischen unterschiedlichen Analysemethoden gewählt werden kann (Faria et al. 2015).

Für die Instandhaltung von technischen Komponenten können verschiedene Wartungskonzepte angewendet werden. Diese lassen sich in korrektive (*corrective Maintenance*) und präventive (*preventive Maintenance*) Maßnahmen unterteilen (vgl. Abbildung 7). Während bei der korrektiven Wartung ein Fehler nach dessen Entstehung beseitigt wird, soll bei der präventiven Wartung das Auftreten von Störungen oder Schäden, die den Betrieb der Komponente bzw. des Betriebsmittels stören, verhindert werden. Da Fehler in leitungsgebundener Infrastruktur mit einer Gefährdung der Versorgungstätigkeit einhergehen, ist die korrektive

⁴ Zum Aufbau eines tiefgehenden Prozessverständnisses und einer ersten Indikation der potenziellen Systemwirkung wurde das Experteninterview Koch und Letzgus (16.11.2018) geführt.

Wartung an zentralen Stellen des Energieversorgungssystems nicht angeraten.⁵ Zu diesen Stellen zählen in jedem Fall die Umspannwerke und damit auch die Leistungstransformatoren. Bei der Umsetzung der folglich notwendigen präventiven Wartung lässt sich, wie in Abbildung 7 dargestellt, zwischen vorgegebener (*predetermined Maintenance*), zustandsabhängiger (*condition-based Maintenance*) und vorausschauender (*predictive Maintenance*) Wartung unterscheiden (Azadeh und Abdolhossein Zadeh 2015). Vorgegebene Instandhaltungsmaßnahmen werden nach festgelegten Zyklen durchgeführt. Dieses Prinzip ist vor allem durch die geltenden Normen umgesetzt, welche eine Prüffrist von vier Jahren für elektrische Anlagen vorschreiben (DIN VDE 0105-100). Innerhalb dieses Zeitraums ergeben sich Handlungsspielräume der Netzbetreiber. Ohne den intensiven Einsatz von IKT beschränkt sich dies auf die Durchführung zustandsabhängiger Wartungen auf Basis der Ergebnisse bereits durchgeführter Wartungen. Nur wenn diese Auffälligkeiten aufweisen, werden künftige Wartung engmaschiger vorgenommen. In Abhängigkeit der Ergebnisse werden Ertüchtigungsmaßnahmen ebenso wie Investitionsentscheidungen über den Austausch beschlossen. Durch eine stärkere Nutzung von IKT kann durch die Einbindung weiterer Daten, z. B. über Kenngrößen des Betriebsmitteleinsatzes, nicht nur der aktuelle Zustand, sondern mithilfe von Modellen auch die künftige Entwicklung des Betriebsmittels prognostiziert werden. Außerdem ermöglicht es eine zentrale und damit fortlaufende Auswertung der Daten, die nur durch vereinzelte Messungen vor Ort unterstützt werden müssen.



Abbildung 7: Wartungsstrategien für die Instandhaltung technischer Komponenten. Eigene Darstellung nach Azadeh und Abdolhossein Zadeh (2015)

Bei der Wartung von Leistungstransformatoren ergeben sich bei einem Wartungsintervall von maximal vier Jahren und Investitionskosten im siebenstelligen Bereich (vgl. Abschnitt 6.4) deutliche Potenziale für den Einsatz von predictive Maintenance. Dafür müssen Daten aus unterschiedlichen Quellen aufgenommen und mithilfe entsprechender Modelle zu Zustands-

⁵ Für den größten Anteil der Leitungen, vor allem im Bereich der Mittel- und Niederspannung, wird die Instandhaltung im Hinblick auf die hohe Zuverlässigkeit sowie die Unzugänglichkeit der größtenteils verwendeten Erdkabel auf korrektive Maßnahmen beschränkt (Koch und Letzgun 16.11.2018).

prognosen verarbeitet werden. Diese Information kann dann in die Optimierung der Anlagenwartung und Investitionsplanung eingehen (vgl. Abbildung 8). Dadurch soll zum einen der Wartungsaufwand minimiert werden (insbesondere durch die Einsparung kostenintensiver Gas-in-Öl-Analysen) und die technische Lebensdauer des Transformators maximiert werden. Zum anderen ist eine vorausschauende Planung der Ersatzinvestitionen aufgrund der langen Lieferfristen für neue Transformatoren von großer betriebswirtschaftlicher Bedeutung.

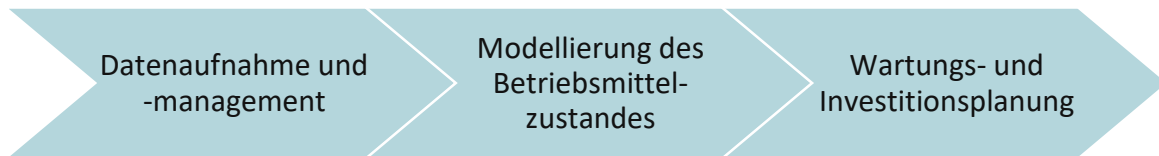


Abbildung 8: Schaubild des Prozesses zur Wartungs- und Investitionsplanung von Transformatoren.

Der Fokus der weiteren Betrachtung liegt auf Transformatoren, die beim Übergang von Hoch- auf Mittelspannung eingesetzt werden (also von 110 kV auf 10, 20 oder 30 kV). Für Ortsnetztransformatoren auf einem niedrigeren Spannungsniveau ist ein solcher Ansatz aufgrund der unzureichenden Datengrundlage nicht möglich. Außerdem können Ortsnetztransformatoren dank kürzerer Lieferfristen schneller beschafft und ausgetauscht werden. Prinzipiell kann der Ansatz der vorausschauenden Wartung auch auf Kabel und Freileitungen angewendet werden. Allerdings ist hier die Datenlage im Vergleich zu den Leistungstransformatoren schlechter und der Erhebungsaufwand größer, weil Daten von externen Dienstleistern, wie z. B. Wetterdaten, einbezogen werden müssten (Koch und Letzgus 16.11.2018). Deshalb wird dieser Bereich im Folgenden nicht näher betrachtet.

6.2. IKT-Beitrag zur Prozessoptimierung

Die Integrierung von IKT ist die zentrale Voraussetzung für die Durchführung von vorausschauendem Wartungsmanagement von Transformatoren. Im Folgenden wird für die drei in Abbildung 8 genannten Prozessschritte jeweils der IKT-Beitrag hervorgehoben und die spezifischen Herausforderungen und Lösungsmöglichkeiten diskutiert.

Datenaufnahme und -management

Als Basis für die Modellierung des Anlagenzustandes müssen zunächst Informationen aus unterschiedlichen Systemen erfasst und zusammengeführt werden. Dabei lassen sich prinzipiell zwei verschiedene Datenquellen unterscheiden. Das sogenannte Data Warehouse enthält Daten über Betriebsmittel, die eigentlich zu Unternehmenszwecken erfasst werden (Devlin 2000). Dies umfasst wichtige Informationen wie bspw. Hersteller und Baujahr eines Transformators. Insbesondere sind in diesem System auch die Wartungsprotokolle inklusive der Gas-in-Öl-Messungen hinterlegt. Auf diese Daten kann in der Regel direkt zugegriffen werden. Anders ist dies bei Daten über die Leistungsbeanspruchung der Anlagen, die aus dem Leitsystem

ausgelesen werden müssen. Hier muss aus Sicherheitsgründen eine Spiegelung der Daten erstellt werden, die dann zur Modellierung genutzt wird. Außerdem werden die Informationen in einer sehr hohen zeitlichen Auflösung erfasst, was eine Aggregation auf ein passendes Periodenformat erforderlich macht.

Die beschriebene Heterogenität der Daten ist gleichzeitig die größte Herausforderung in diesem Prozessschritt. Durch die große Anzahl unterschiedlicher Systeme und Datenbanken, insbesondere bei den Daten, die im „Business Warehouse“ vorhanden sind, ist die Erstellung eines konsistenten Datensatzes aufwendig. Dies kann dadurch erschwert werden, dass unterschiedliche Ansprechpartner im Unternehmen für einzelne Datenpakete verantwortlich sind. Zusätzlich müssen gelegentlich Datenbanken aufgrund der großen Datenmengen, die durch Messungen über mehrere Jahre oder sogar Jahrzehnte entstanden sind, migriert werden, um aktuellere und effizientere Datenbankstrukturen nutzen zu können. Darüber hinaus muss ein Teil der Daten erst in ein digitales, maschinenlesbares Format überführt werden. Ob solche Datensätze erhoben werden sollten, ist nach einer Einzelfallprüfung zu entscheiden, wobei die Erhebungskosten und der erwartete Nutzen durch die Verbesserung der Modelle mit Unsicherheiten behaftet sind. In jedem Fall ist eine Digitalisierung von Montageprotokollen zur Auswertung von Wartungsdaten sinnvoll. Hierfür können die Ergebnisse beispielsweise mithilfe von Tablets erfasst werden, wobei auf genau formulierte Ausfüllhinweise zu achten ist, um verwertbare Daten zu bekommen. Erfahrungsgemäß bietet diese Maßnahme ein gewinnbringendes Kosten-Nutzen-Verhältnis, da die Geräte gleichzeitig auch für eine effiziente Kommunikation, z. B. zur Routenplanung, genutzt werden können (vgl. Wartungs- und Investitionsplanung).

Modellierung des Betriebsmittelzustandes

Auf der geschaffenen Datenbasis können Methoden des maschinellen Lernens aufbauen, um den zukünftigen Zustand der Transformatoren vorherzusagen. Ziel ist es zu prognostizieren, ob ein Transformator innerhalb des turnusmäßigen Überprüfungszeitraums einen kritischen Systemzustand erreichen wird oder nicht. Damit soll auf statistischer Basis eine Kostenreduktion über das komplette Portfolio ermöglicht werden. Diese setzt sich einerseits aus optimierten Wartungskosten durch effektivere Wartungsplanung und präventive Maßnahmen an risikobehafteten Anlagen und andererseits aus einer verbesserten Auslastung der Transformatoren über die gesamte Lebensdauer der Anlagen zusammen. Dafür muss ein binäres Klassifizierungsproblem gelöst werden (Alpaydin 2010), wobei die Wahrscheinlichkeit für das Eintreten des kritischen Zustands geschätzt wird. Dazu wird sowohl der aktuelle Systemzustand als auch die prognostizierte weitere Belastung einbezogen. Für die Modellierung wird die Datenbasis in Trainings- und Testdaten unterteilt. Während erstere zur Anpassung der Modellgewichte verwendet werden, kommen letztere zur Validierung des Modells zum Einsatz (Kodratoff 2014).

Bei der Definition des Optimierungsproblems ist der große Kostenunterschied zwischen falsch positiven und falsch negativen Prognosen zu beachten. Wird ein Transformator als kritisch

klassifiziert, dessen Zustand in Wahrheit stabil ist, entstehen dem Netzbetreiber nur zusätzliche Kosten in Höhe des Wartungsaufwands (insbesondere der Gas-in-Öl-Analyse). Wird hingegen ein kritischer Transformator nicht erkannt, kann dies zu einem Totalschaden und einer notwendigen Neuanschaffung führen. Deswegen ist es wichtig, bei der Zielfunktion die erwarteten Kosten einzubeziehen und diese zu minimieren. Eine Optimierung des Modells anhand der insgesamt korrekt klassifizierten Transformatoren führt hingegen aus betriebswirtschaftlicher Sicht nicht zum bestmöglichen Ergebnis.

Zur Verbesserung der Prognose ist ein iteratives Vorgehen notwendig, das durchaus zeitintensiv und abhängig von der Portfoliogröße des Netzbetreibers in Gänze nicht immer kostenoptimal sein kann. So bedarf es für die sinnvolle Implementierung des Modells zumeist einiger Rückkopplungen zwischen den Datenanalysten und dem elektrotechnischen Fachpersonal. Die Skalierbarkeit der Anwendung durch eine Übertragung der Lösung auf weitere Netzgebiete muss in Bezug auf Methodik und Modellkonfiguration erst noch erprobt werden.

Wartungs- und Investitionsplanung

Die Ergebnisse der Modellierung des Betriebsmittelzustandes werden anschließend für die Wartungs- und Investitionsplanung genutzt. Zunächst wird festgelegt, wie viele und welche Transformatoren gewartet werden sollen. Daraus lässt sich in einem zweiten Schritt eine optimale Route für die Einsatzorte der Monteure bestimmen. Dies ist eine bekannte Aufgabe aus dem Bereich des Operations Research (Travelling-Salesman-Problem, (Miller et al. 1960)) und lässt sich je nach Komplexität mithilfe exakter Lösungsverfahren (Padberg und Rinaldi 1991) oder von Heuristiken lösen (Rego et al. 2011). Dabei ist es sinnvoll, dass die Monteure die Routenplanung über elektronische Endgeräte wie Tablets übermittelt bekommen. So können ihnen kurzfristige Änderungen bspw. aufgrund akuter Störfälle mitgeteilt werden. Gleichzeitig können sie die Geräte zur Aufnahme der Wartungsprotokolle nutzen, damit diese direkt in die Datenbanken überführt werden können.

Darüber hinaus wird die Prognose für eine langfristige Planung der Ersatzinvestitionen genutzt. Leistungstransformatoren für die Umwandlung von Hoch- auf Mittelspannung haben lange Lieferfristen, wodurch Ersatzinvestitionen langfristig geplant werden müssen. Aufgrund der hohen Investitionskosten und des regulierten Budgets der Verteilungsnetzbetreiber ist der Aufbau von Überkapazitäten zu vermeiden. In diesem Spannungsfeld muss das Modell eine Indikation für eine optimale Investitionsstrategie liefern.

6.3. Systemwirkung

Motiv für die Anwendung von predictive Maintenance-Strategien für Energiesysteminfrastruktur sind in erster Linie potenzielle Kosteneinsparungen. Mithilfe des Informationsgewinns über die aktuellen und künftigen Betriebsmittelzustände können Wartungsplanung, Anlagenbetrieb und Ersatzinvestitionen kostenoptimiert werden. Aus Systemsicht können hierdurch Netzkosten gesenkt werden. Diese Kosteneinsparungen werden zwar im Vergleich zu

den Kosten für den prognostizierten Ausbau der Verteilnetze gering ausfallen (Consentec und Fraunhofer ISI 2018), wirken sich aber trotzdem vergünstigend auf die Netzentgelte aus.

Neben finanziellen Vorteilen kann predictive Maintenance eine positive Wirkung auf die Versorgungssicherheit haben, da kritische Transformatoren und Verschleißteile mithilfe einer umfassenderen Datenbasis überwacht und Reparaturen frühzeitiger durchgeführt werden können. Kurzfristig auftretende netzseitige Störfälle wie Kurzschlüsse oder Überspannungen können zwar nicht vorhergesagt werden und auch die modellbasierten Prognosen sind mit Unsicherheiten behaftet. Dennoch werden vorhandene Informationen optimal genutzt, was eine verbesserte Verfügbarkeit der Anlagen zur Folge haben kann. Auch aus ökologischen Gesichtspunkten ist eine optimale Ausnutzung der Betriebsmittellebensdauer positiv zu bewerten. Dabei wird unterstellt, dass durch das angepasste Wartungsverhalten ein Lebensdauerertrag der Betriebsmittel erzielt werden kann. Damit stellt der beschriebene IKT-basierte Anwendungsfall eine potenzielle Verbesserung aller energiepolitischen Ziele dar.

6.4. Kennzahlendefinition & Erhebung

Im Folgenden werden für die vermehrte Anwendung von IKT bei der Wartung und Instandhaltung von Transformatoren die Auswirkungen auf die Dimensionen des energiepolitischen Ziel dreiecks näher analysiert. Im Bereich der Wirtschaftlichkeit erfolgt eine Abschätzung der potenziellen Kosteneinsparungen – insbesondere durch die mögliche Verlängerung der Lebensdauer der Transformatoren. Bei der Versorgungssicherheit wird eine etwaige Veränderung der Ausfallzeit der Stromversorgung näher betrachtet werden. Die potenzielle Umweltwirkung wird mithilfe einer Lebenszyklusanalyse anhand der Indikatoren Treibhauseffekt und Materialbedarf untersucht.

Wirtschaftlichkeit

Bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung des Anwendungsfalls werden den potenziell eingesparten Wartungskosten und reduzierten Ersatzinvestitionen die zusätzlichen Kosten gegenübergestellt. Letztere entstehen u.a. durch die Implementierung und den operativen Betrieb des predictive Maintenance aufgrund des höheren Aufwands bei der Datenerhebung und der Erstellung der Modelle zur Schätzung des Zustands des Betriebsmittels. Dabei sind die Personalkosten für die Datenanalysten und die Einbeziehung des elektrotechnischen Fachpersonals in der Regel höher anzusetzen als die Kosten der zusätzlich benötigten Hardware und Software (Koch und Letzgus 16.11.2018). Belastbare Kostenabschätzungen konnten hierzu weder anhand von Fachliteratur noch durch Angaben im Rahmen des durchgeführten Experteninterviews vorgenommen werden.

Ein weiterer volkswirtschaftlicher Kostenfaktor entsteht dadurch, dass durch die angestrebte Laufzeitverlängerung ein älterer Transformator länger genutzt wird, der im Vergleich zur Ersatzinvestition höhere energetische Verluste aufweist. Diese setzen sich aus konstanten Verlusten zur Magnetisierung des Kerns und aus lastabhängigen Verlusten zusammen. Letztere

sind Stromwärmeverluste aufgrund des ohmschen Widerstands der Kupferwicklung und steigen quadratisch mit der Last des Transformators an. Dementsprechend muss für eine Berechnung der energetischen Verluste ein Lastprofil angenommen werden. Die Kosten ergeben sich dann als Produkt der Gesamtenergie der Verluste und den Stromkosten (Wachter 2017). Die zusätzlichen Kosten eines ineffizienteren Transformators können in Abhängigkeit der Differenz des Wirkungsgrades berechnet werden. Für einen Hochspannungstransformator mit einer Leistung von 50 MVA, einer durchschnittlichen Auslastung von 50 % und einem aktuellen Strompreis von 37,70 €/MWh (durchschnittlicher Day-ahead-Preis für 2019 laut EPEX SPOT (2019)) würden mit jedem um 0,1 Prozentpunkte geringeren Wirkungsgrad zusätzliche Kosten in Höhe von 8250 € pro Jahr entstehen.

Aktuelle Transformatoren weisen energetische Verluste von unter 0,5 % auf (Jorge et al. 2012). Eine Entwicklung des Wirkungsgrads in Abhängigkeit vom Baujahr des Transformators konnte der einschlägigen Fachliteratur nicht entnommen werden. Insofern können hierzu nur qualitative Aussagen getroffen werden. Bei den lastunabhängigen Verlusten konnten durch technologische Fortschritte in den 50er und 60er Jahren größere Effizienzgewinne verzeichnet werden. Die meisten der aktuell genutzten Hochspannungstransformatoren wurden jedoch später gebaut. Seitdem haben sich die Technologiesprünge deutlich reduziert (Belmans et al. 2005). Außerdem verursachen die Magnetisierungsverluste bei Hochspannungstransformatoren nur etwa 15 % der gesamten energetischen Verluste (Jorge et al. 2012). Bei den Materialien für die Spulenwindungen konnten keine signifikanten Verbesserungen in den letzten Jahren verzeichnet werden (Belmans et al. 2005), weshalb davon auszugehen ist, dass die lastabhängigen Verluste relativ konstant geblieben sind. Dementsprechend ist anzunehmen, dass in den letzten Jahrzehnten Wirkungsgradsteigerungen nur im Bereich von Zehntel-Prozentpunkten verzeichnet werden konnten.

Für die Berechnung der möglichen kumulierten Kostenersparnisse ist zunächst die Anzahl an Hochspannungstransformatoren im deutschen Stromnetz zu bestimmen. Nach der letzten vollständig veröffentlichten Zählung durch den Verband der Netzbetreiber im Jahr 2007 liegt diese bei 7.500 Transformatoren (VDN 2007). Alle weiteren Einsparpotenziale werden mithilfe dieser Zahl skaliert.

Die Ersparnisse bei den Wartungskosten entstehen dadurch, dass Transformatoren nicht mehr nur turnusmäßig, sondern anhand ihres prognostizierten Zustands inspiziert werden. Dadurch wird der Wartungsaufwand bei kritischen Transformatoren erhöht, aber bei Transformatoren mit mittlerem und geringem Risiko verringert. Der Gesamtaufwand soll dadurch sinken. Die Höhe der Ersparnisse ist abhängig vom Schwellwert der Kritikalitätsbewertung, ab der eine Wartung empfohlen wird (vergleiche Abschnitt 6.2, Modellierung des Betriebsmittelzustandes). Im Rahmen der Literaturrecherche konnten keine unabhängigen Angaben zu möglichen Kostenersparnissen recherchiert werden. Westman et al. (2010) beschreiben allerdings ein Praxisbeispiel, bei dem die Softwarelösung des Herstellers ABB angewendet wurde. Sie beziffern die Reduzierung des jährlichen Instandhaltungsbudgets eines Kunden mit 128 Transformatoren auf etwa 275.000 € pro Jahr. Wäre dieser Fall für alle in Deutschland installierten Hochspannungstransformatoren repräsentativ, würde sich ein Gesamtpotenzial von bis zu

16 Mio. € ergeben. Allerdings ist die Objektivität der Angabe kritisch zu hinterfragen, da sie von einem Servicedienstleister stammt. Außerdem ist zu beachten, dass die Entwicklung eines Modells zeitintensiv ist. Ein so aufwendiges Verfahren kann möglicherweise für kleinere Verteilungsnetzbetreiber nicht kostenoptimal sein. Dies kann sich eventuell ändern, wenn unabhängige Dienstleister sich in diesem Segment etablieren und ihre entwickelten Modelle für mehrere Kunden anwenden können. Insofern ist der Wert von 16 Mio. € pro Jahr als Obergrenze der Kostenersparnis zu interpretieren.

Ziel der intensiveren Wartung von Transformatoren mit einem höherem Risiko ist es, die Lebensdauer der Transformatoren zu erhöhen. Diese müssen dann ersetzt werden, wenn sie für ihren Einsatzzweck, z. B. aufgrund einer veränderten Netztopologie, nicht mehr geeignet sind (strategisches Lebenszeitende), die Kosten eines Weiterbetriebs zu hoch wären (ökonomisches Lebenszeitende) oder ein tatsächlicher oder erwarteter Ausfall nicht repariert werden kann (technisches Lebenszeitende) (CIGRE 1995; Abu-Elanien und Salama 2010). Durch die vorausschauende Wartung sollen Fehler früher erkannt werden, wodurch ein ökonomisches oder technisches Lebenszeitende hinausgezögert werden kann.

Basis für die Ermittlung des deutschlandweiten Einsparpotentials bei den Ersatzinvestitionen ist eine Abschätzung der Anschaffungskosten für Leistungstransformatoren. Dazu gibt es von Seiten der Hersteller ebenso wie von Seiten der Netzbetreiber oder des Regulierers wenig verlässliche Angaben. Da jeder Transformator für seine spezielle Aufgabe und Verortung in der Netztopologie angepasst wird, wäre eine umfassende Erhebung der unterschiedlichen Preiskategorien notwendig, um einen fundierten durchschnittlichen Wert anzunehmen. Aufgrund der fehlenden Datengrundlage kann an dieser Stelle jedoch lediglich auf eine Beispielrechnung von Herstellerseite zurückgegriffen werden. Diesen Angaben zu Folge liegen die Kosten für einen Transformator der gefragten Kategorie bei etwa 2,75 Mio. € (Siemens 2014). Diese Angabe deckt sich mit der in Westman et al. (2010) angegebenen Bandbreite. Zusätzlich fallen nach dieser Quelle noch Kosten für die Entsorgung von Schadstoffen des alten Transformators, Arbeitskosten für die Installation und Inbetriebnahme und Kosten für zusätzliche Modifikationen und Arbeiten vor Ort an, die kumuliert auf etwa 800.000 bis 1.000.000 € geschätzt werden. Die mittleren Gesamtkosten einer Ersatzinvestition liegen demnach bei 3,65 Mio. €.

Darüber hinaus braucht es eine Angabe der durchschnittlichen Lebensdauer. Laut Angaben des Herstellers ABB erreichen Netztransformatoren nach etwa 50 Betriebsjahren kritische Ausfallraten (Westman et al. 2010). Für eine Berechnung der durchschnittlichen Anzahl an Ersatzinvestitionen wird eine gleichverteilte Altersstruktur der Transformatoren über ihre technische Lebensdauer zugrunde gelegt. Demnach müssen 150 neue Transformatoren pro Jahr für das deutsche Netzgebiet beschaffen werden, sogar wenn trotz steigender und anspruchsvollerer Versorgungsaufgaben von einer konstanten Anzahl von 7.500 Leistungstransformatoren im Netz ausgegangen wird.

Die jährlich eingesparten Investitionskosten sind final von der durchschnittlichen Verlängerung der Lebenszeit durch eine vorausschauende Wartung abhängig. Hierzu konnten im Rahmen der Literaturrecherche keine verlässlichen Angaben ermittelt werden. Daher muss der

Einfluss dieses Parameters über eine Sensitivitätsanalyse abgebildet werden. Könnte die Nutzungsdauer durchschnittlich um ein Jahr verlängert werden, würden 3 Transformatoren pro Jahr weniger ersetzt werden müssen. Bei einer Verlängerung um 10 Jahre wären es 25 Transformatoren pro Jahr. Abbildung 9 zeigt die Auswirkungen auf die gesamtwirtschaftlichen Investitionsvolumina für den Austausch der Betriebsmittel. Die Einsparungen liegen für die genannten Grenzfälle zwischen 10,7 Mio. € und 91,3 Mio. € pro Jahr.

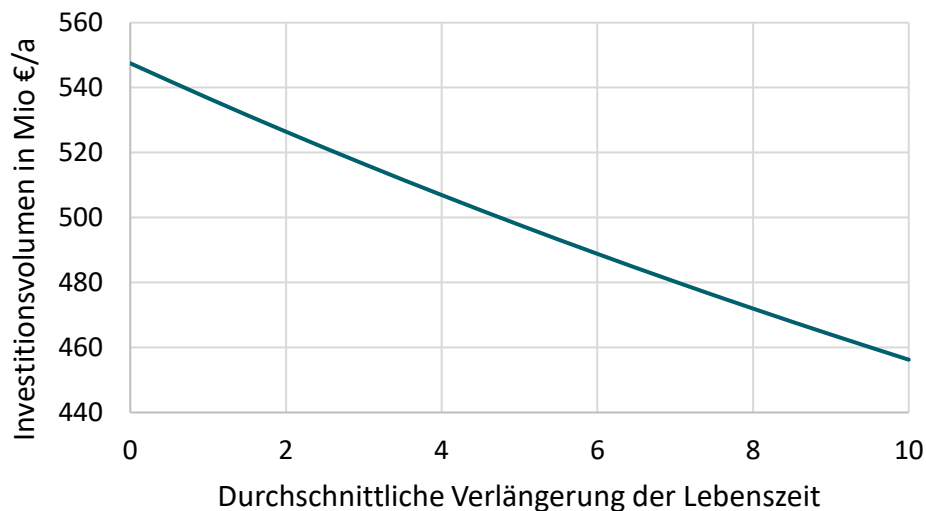


Abbildung 9: Veränderung des gesamtwirtschaftlichen Investitionsvolumen für den Austausch von Hochspannungstransformatoren in Abhängigkeit der möglichen Verlängerung der Lebenszeit durch predictive Maintenance. Eigene Berechnungen auf Basis der Daten von Westman et al. (2010) und Siemens (2014).

Damit lässt sich konstatieren, dass bereits bei einer vergleichsweise kleinen Verlängerung der durchschnittlichen Nutzungszeiträume von Transformatoren eine signifikante Verringerung der Investitionsvolumina und somit eine Reduzierung der volkswirtschaftlichen Gesamtkosten erzielt werden kann. Entsprechend der Struktur der Kostenwälzung für Betriebsmittel im deutschen Stromnetz nach § 21 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) werden die Investitionskosten der Netzbetreiber über die Netznutzungsentgelte an alle Letztverbraucher mit Anschluss an selbige oder eine niedrigere Spannungsebene umverteilt. Somit profitieren alle Netznutzer mit Ausnahme der wenigen direkt an das Übertragungsnetz angeschlossenen Industriekunden von Kosteneinsparungen bei der Umspannung von Hoch- auf Mittelspannung.

Versorgungssicherheit

Eine finanzielle Entlastung der Netznutzer durch die Anwendung von predictive Maintenance darf die Sicherheit der Elektrizitätsversorgung nicht negativ beeinflussen. Die Entscheidung über die Funktionstüchtigkeit jedes Betriebsmittels sollte dementsprechend immer vor dem Hintergrund der Versorgungssicherheit erfolgen.

Der Ausfall eines 110 kV-Transformators ist ein denkbares Szenario, das jedoch mit den aktuellen Wartungsgrundsätzen nur in Ausnahmefällen vorkommt. Sofern erste Schäden bekannt sind, werden Transformatoren repariert bzw. ausgetauscht bevor es zu einem Ausfall oder

größeren Schäden kommt (Koch und Letzgus 16.11.2018). Die seltenen Ausfälle können dann durch die vermehrte Einbindung von IKT bei der Wartung und Instandhaltung zu einem Teil vermieden werden, wenn kritische Transformatoren und Verschleißteile mithilfe der umfassenderen Datenbasis besser überwacht und Reparaturen frühzeitiger durchgeführt werden können.

Allerdings gilt für das Hochspannungsnetz üblicherweise das n-1 Kriterium als Planungsgrundsatz. Das heißt, dass auch bei einem Ausfall eines Transformators die Stromversorgung zumindest kurzfristig aufrechterhalten bleibt. Demnach sind größere positive Auswirkungen auf die durchschnittliche Unterbrechungsdauer pro Jahr und Letztverbraucher (System Average Interruption Duration Index; SAIDI) durch die Anwendung von IKT unter den aktuellen Gegebenheiten in diesem Anwendungsfeld nicht zu erwarten.

Umweltverträglichkeit

Die ökologischen Auswirkungen der vorausschauenden Wartung werden mit einer LCA bewertet. Mithilfe dieser systematischen Betrachtung kann die Umweltbelastung inklusive aller Vorketten, beispielsweise bei der Rohstoffgewinnung, berücksichtigt werden. Die Grundsätze und Rahmenbedingungen werden in einer eigenen Norm beschrieben (DIN EN ISO 14040). Für den konkreten Anwendungsfall können die zusätzlichen Aufwendungen für Hard- und Software genauso wie der geringere Wartungsaufwand im Vergleich zum ökologischen Einsparpotenzial durch die reduzierten Ersatzinvestitionen vernachlässigt werden. Die weitere Analyse fokussiert sich daher auf den letztgenannten Aspekt.

In der Studie von Jorge et al. (2012) wird die Umweltwirkung verschiedener Leistungstransformatoren mithilfe einer Lebenszyklusanalyse bewertet. Zur Charakterisierung wird jeweils eine Sachbilanz (englisch: Life Cycle Inventory Analysis, LCI) aufgestellt, bei der die Inputs und Outputs über den gesamten Lebenszyklus des Produkts quantifiziert werden (DIN EN ISO 14040). Grundlage für die verwendeten LCIs sind Angaben des Herstellers ABB, wobei Hochspannungstransformatoren mit 40, 50 und 63 MVA betrachtet werden. Hierbei handelt es sich um Produktbeschreibungen für Transformatoren aus dem Jahr 2003 (ABB 2003a, 2003b). Aufgrund des mittlerweile ausgeprägten Reifegrads der Technologie (Belmans et al. 2005) kann davon ausgegangen werden, dass derzeit verbaute Transformatoren vergleichbare Umweltwirkungen haben. Im Folgenden werden die Angaben zum Treibhauseffekt und Materialbedarf näher analysiert.

Insgesamt werden bei den Transformatoren der drei Leistungsklassen über die gesamte Lebensdauer zwischen 16,2 und 23,9 Kilotonnen CO₂-Äquivalente emittiert (vgl. Tabelle 6). Dabei treten allerdings 98 % der Emissionen durch Leistungsverluste während der Nutzungsphase auf, obwohl die energetischen Verluste lediglich 0,5 % betragen.⁶ Dementsprechend ist die Herstellung und Anlieferung eines neuen Transformators nur mit 0,32 bis 0,48 Kilotonnen

⁶ Die Autoren der Studie rechnen mit einer Nutzungsdauer der Transformatoren von 35 Jahren und einer durchschnittlichen Last von 50 %. Für die Berechnung der zusätzlichen Emissionen aufgrund der Verluste wurde mit einem durchschnittlichen europäischen Strommix gerechnet.

CO₂-Äquivalente verbunden. Wie in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung erläutert wurde, müssen bei einer durchschnittlichen Verlängerung der Nutzungsdauer von einem Jahr etwa 3 Transformatoren pro Jahr und bei 10 Jahren 25 Transformatoren weniger ausgetauscht werden. Wird davon ausgegangen, dass die drei Anlagentypen gleichverteilt verbaut würden, wäre mit dieser Ersparnis eine Reduktion von 1,22 bzw. 10,3 Kilotonnen CO₂-Äquivalente pro Jahr verbunden.

Tabella 6: Ökologische Wirkung von Hochspannungstransformatoren.
Quelle: Jorge et al. (2012).

		Transformatorleistung			
		40 MVA	50 MVA	63 MVA	Durchschnitt
Treibhauseffekt	Gesamt (kton CO₂-eq)	16,22	21,9	23,86	20,66
	Anteil Nutzungsphase	98 %	98 %	98 %	98 %
	Infrastruktur (kton CO₂-eq)	0,32	0,44	0,48	0,41
Materialbedarf	Gesamt (ton Fe-eq)	0,42	0,45	0,61	0,49
	Anteil Nutzungsphase	24 %	29 %	29 %	27 %
	Infrastruktur (ton Fe-eq)	0,32	0,32	0,43	0,36

Gleichzeitig würden aber ineffiziente Transformatoren länger genutzt werden. Ein Großteil der Emissionen entfallen auf die Nutzungsphase, weil durch die energetischen Verluste mehr Kraftwerke zur Deckung des Strombedarfs benötigt werden. Somit ist eine sinnvolle Verlängerung der Laufzeit mit Blick auf die CO₂-Emissionen im erheblichen Maße vom Wirkungsgrad des alten Transformators abhängig und im Einzelfall zu entscheiden. Abbildung 10 veranschaulicht diesen Zusammenhang. Ausgangspunkt ist die Annahme, dass ein neuer Transformator wie in Jorge et al. (2012) angegeben einen Wirkungsgrad von 99,54 % hätte. Schon für eine Laufzeitverlängerung von einem Jahr müsste der alte Transformator einen Wirkungsgrad von mindestens 99,2 % haben. Eine Laufzeitverlängerung von 10 Jahren wäre nur sinnvoll, wenn der alte Transformator einen Wirkungsgrad von 99,5 % hätte. Dabei muss jedoch berücksichtigt werden, dass der Ausstoß während der Nutzungsphase stark vom Kraftwerkspark zur Stromerzeugung abhängt. Jorge et al. (2012) verwenden nach eigener Aussage einen europäischen Strommix ohne Angabe des Referenzjahres oder der durchschnittlichen CO₂-Emissionen. Bei einer weiteren Dekarbonisierung des Stromsystems verschieben sich demnach die Grenzwerte.

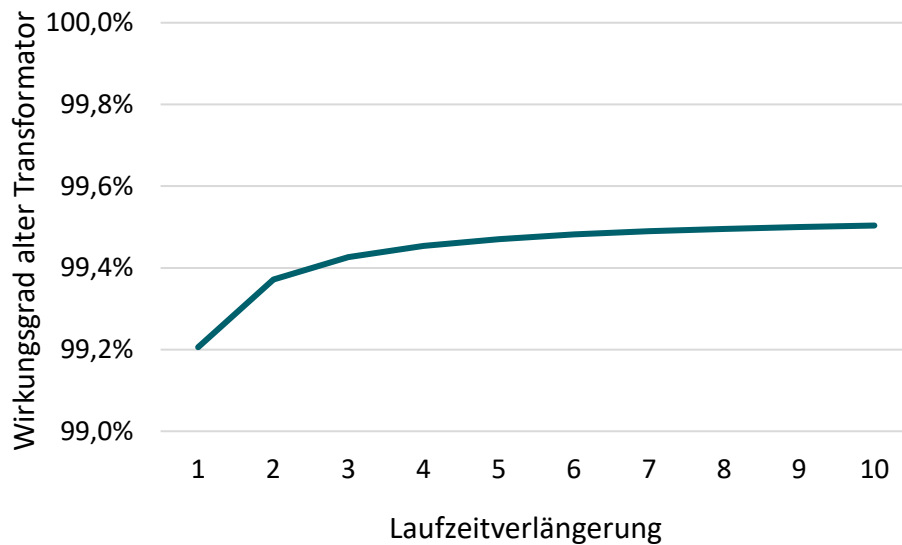


Abbildung 10: Ökologisch sinnvolle Laufzeitverlängerung in Bezug auf die CO₂-Emissionen in Abhängigkeit des Wirkungsgrades des alten Transformators.

Eigene Berechnung auf Basis der Daten von Jorge et al. (2012).

Beim Materialbedarf entfällt ein deutlich kleinerer Anteil des Aufwands auf die Nutzungsphase. Dieser entsteht analog zur Betrachtung der CO₂-Emissionen dadurch, dass aufgrund der Verluste mehr Erzeugungskapazitäten zur Deckung der Last benötigt werden. Die Herstellung eines neuen Transformators ist im Schnitt mit 0,36 Tonnen Eisenäquivalenten⁷ verbunden. Dabei wurde eine Recyclingquote berücksichtigt, die den Produktdatenblättern des Herstellers entnommen wurde. Da die Transformatoren aus großen Metallteilen bestehen, können sie relativ einfach für die Wiederverwendung aufbereitet werden. Insgesamt kann für die drei Leistungsklassen etwa 70 % des eingesetzten Materials wiederverwendet werden (ABB 2003a, 2003b). Kombiniert mit der geschätzten Anzahl ersparter Ersatzinvestitionen durch die Laufzeitverlängerung zwischen ein und zehn Jahren ergibt sich für das gesamte deutsche Netzgebiet ein eingesparter Materialbedarf zwischen 1,05 und 8,93 Tonnen Eisenäquivalenten pro Jahr. Da ein Großteil des Materials für die Herstellung verwendet wird, führt eine Laufzeitverlängerung eines Transformators auch über mehrere Jahre hinweg zu einem geringeren Bedarf (vgl. Abbildung 11). Selbst bei einem Wirkungsgrad von 95,3 % des alten Transformators, was aufgrund der schon seit geraumer Zeit ausgereiften Technologie als unwahrscheinlich niedrig erscheint (vgl. Abschnitt zur Wirtschaftlichkeit), wäre eine Laufzeitverlängerung von 10 Jahren sinnvoll.

⁷ Bei der Betrachtung des Materialbedarfs ist die unterschiedliche Wertigkeit verschiedener Mineralien zu beachten. In der Lebenszyklusanalyse werden dafür verschiedene Methoden verwendet, die zum Beispiel auf der Berücksichtigung von Ressourcen und Reserven oder des Exergiebedarfs basieren (Klinglmair et al. 2014). Die von Jorge et al. (2012) verwendete Methode ReCiPe 2008 betrachtet die marginale Erhöhung der Abbauskosten pro Kilogramm einer Ressource durch die notwendige Erschließung teurerer Abbaustätten. Um eine Summierung für verschiedene Mineralien zu ermöglichen, werden die Faktoren durch den Faktor für Eisen geteilt und somit normiert (Goedkoop et al. 2009).

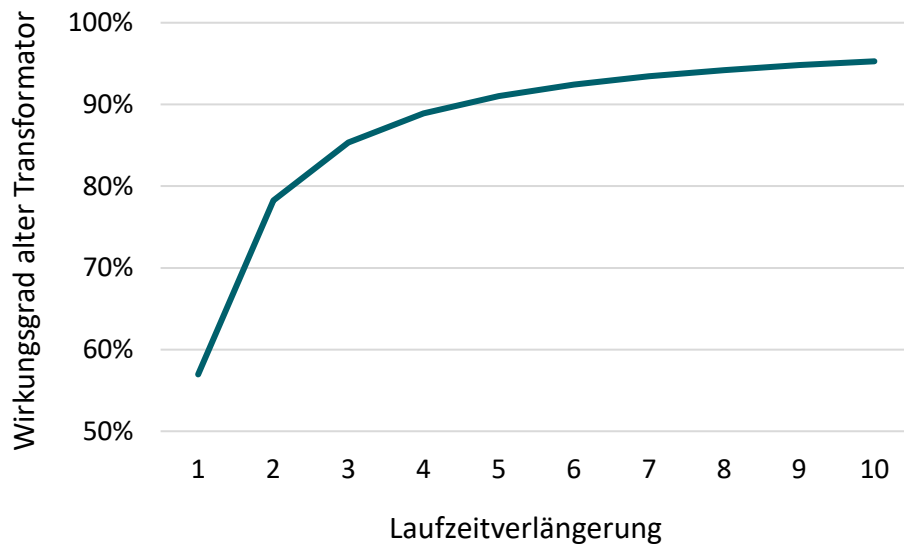


Abbildung 11: Ökologisch sinnvolle Laufzeitverlängerung in Bezug auf den Materialbedarf in Abhängigkeit des Wirkungsgrades des alten Transformators.
Eigene Berechnung auf Basis der Daten von Jorge et al. (2012).

Zusammengefasst lässt sich festhalten, dass durch predictive Maintenance von Hochspannungstransformatoren ein positiver Einfluss auf die gesamtwirtschaftlichen Kosten und den Materialbedarf zu erwarten ist. Die Auswirkungen auf den Treibhauseffekt hängen in erheblichem Maße von den Leistungsverlusten während der Nutzungsphase ab. Deswegen kann die verlängerte Nutzung eines weniger effizienten alten Transformators mehr CO₂-Äquivalente Emissionen verursachen als die vorzeitige Anschaffung eines neuen. Aufgrund des redundant ausgelegten Hochspannungsnetzes sind keine Auswirkungen im Bereich der Versorgungssicherheit anzunehmen. Eine Übersicht der Indikatoren und deren Quantifizierung findet sich in Tabelle 7.

Tabelle 7: Übersicht der Systemwirkung von predictive Maintenance für Hochspannungstransformatoren. Eigene Berechnungen auf Basis der Daten von Siemens (2014), Westman et al. (2010) und Jorge et al. (2012).

Dimension	Indikator	Systemwirkung
Wirtschaftlichkeit	Gesamtkosten	<p>Eingesparte Wartungskosten: Bis zu 16 Mio. €/a</p> <p>Eingesparte Investitionskosten: 10,7 – 91,3 Mio. €/a</p> <p>Zusätzliche Kosten energetischer Verluste: 8250 €/a pro 0,1 % Differenz pro Transformator (50 MVA, 50 % Auslastung)</p> <p>Zusätzlicher Implementierungsaufwand: Keine Angaben</p>
Versorgungssicherheit	SAIDI	Keine erwarteten Auswirkungen
Umweltverträglichkeit	Treibhauseffekt	<p>Eingesparte CO₂-Äquivalente durch vermiedene Anschaffung: 1,22 – 10,3 Kilotonnen pro Jahr</p> <p>Sinnhaftigkeit einer Laufzeitverlängerung vom möglichen Effizienzgewinn des neuen Transformators abhängig</p>
	Materialbedarf	<p>Eingesparte Fe-Äquivalente durch vermiedene Anschaffung: 1,05 – 8,93 Tonnen pro Jahr</p> <p>Laufzeitverlängerung auch über mehrere Jahre hinweg sinnvoll</p>

7. Übergreifende Erkenntnisse

In den vorangegangenen Kapiteln wurden einzelne Fallbeispiele für energiesystemische Herausforderungen diskutiert, bei denen IKT einen Mehrwert leisten kann. In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse zusammengefasst und in einen übergeordneten Kontext gesetzt. Dabei stehen die folgenden Fragen im Mittelpunkt:

1. Welche Ziele können durch eine intensive IKT-Nutzung erreicht werden?

Im Rahmen der betrachteten Anwendungen können neue Potenziale erschlossen oder die Lebensdauer der Anlagen erhöht und damit die bestehenden Ressourcen effizienter genutzt werden. Dadurch können die Anbieter höhere Einnahmen generieren oder die entstehenden Kosten verringert werden, was gleichzeitig zu einem effizienteren Gesamtsystem führen kann.

2. In welchen Bereichen kann IKT einen mehrwertstiftenden Beitrag leisten?

Diese Frage wird anhand der in Abbildung 1 auf Seite 4 aufgezeigten übergeordneten Kategorien Informationsaufnahme, Informationsverarbeitung und Steuerung und Kontrolle beantwortet.

3. Wo liegen die Herausforderungen?

Hierzu wurden aus den Experteninterviews Problemstellungen abgeleitet, die verallgemeinerbar auch für weitere energiesystemische Herausforderungen gelten sollen. Dies betrifft die Digitalisierung neuer Informationen, die internen und externen Kommunikationsprozesse, das Thema Datensicherheit und potenzielle Software- und Hardwarerestriktion, die die Möglichkeiten zur Problemlösung einschränken könnten.

4. Mit welchen Lösungsmöglichkeiten können die Herausforderungen adressiert werden?

Zur Bewältigung der genannten Herausforderungen konnten drei Strategien identifiziert werden. Durch die Implementierung neuer Schnittstellen und Standards kann insbesondere der Aufwand bei der Erhebung und dem Austausch der relevanten Daten verringert werden. Außerdem können teilweise bestimmte Lösungsansätze und Algorithmen aus anderen Branchen übernommen werden, in denen ähnliche Problemstellungen gelöst werden müssen. Darüber hinaus können vereinzelt Cloudlösungen verwendet werden, um performante Hardware kostengünstig zu nutzen.

5. Welche möglichen Systemwirkungen konnten herausgearbeitet werden?

Bei der Bewertung der Systemwirkung gilt es insbesondere zu beurteilen, ob die Nutzung von IKT zu einer intelligenteren Lösung der energiesystemischen Herausforderung führt. Unter Berücksichtigung der Intelligenzdefinition aus Abschnitt 2.3 wäre dies dann erreicht, wenn eine Verbesserung in mindestens einer Dimension des energiepolitischen Zieldreiecks erzielt werden kann, ohne dass dies negative Auswirkungen auf eine andere Dimension hat.

Die Fragestellungen werden für die in den Kapiteln 4 bis 6 präsentierten Anwendungsfälle beantwortet. Bei den Flexibilitätsoptionen findet zusätzlich eine Unterteilung in Erzeuger und Verbraucher statt, weil die Erschließung des verbrauchsseitigen Potenzials weniger etabliert ist und daher größere Herausforderungen mit sich bringt.

Tabelle 8 bietet eine Übersicht der Ergebnisse, die im Folgenden näher ausgeführt werden.

Tabelle 8: Zusammenfassung der Ergebnisse für die drei untersuchten energiesystemischen Herausforderungen.

	Flexibilitätsoptionen		Netzengpass- management	Netzinstand- haltung
	Erzeuger	Verbraucher		
1. Zielsetzung				
Potenzialerweiterung	ja	ja	ja	nein
Effizientere Ressourcennutzung	nein	nein	nein	ja
2. IKT-Beitrag				
Informationsaufnahme	ja	ja	ja	ja
Informationsverarbeitung	ja	ja	ja	ja
Steuerung und Kontrolle	ja	ja	ja	ja
3. Herausforderungen				
Neue Informationen digitalisieren	nein	ja	ja	ja
Kommunikation und Prozesse: intern	nein	ja	ja	ja
Kommunikation und Prozesse: extern	ja	ja	ja	nein
Datensicherheit	ja	ja	ja	ja
Software-/ Hardwarerestriktionen	nein	nein	nein	nein
4. Lösungsmöglichkeiten				
Neue Schnittstellen und Standards	ja	ja	ja	ja
Ansätze aus anderen Branchen	ja	ja	nein	ja
Cloudlösungen	ja ¹⁾	nein ²⁾	nein	nein
5. Positive Systemwirkung				
Wirtschaftlichkeit	ja		ja	ja
Versorgungssicherheit	ja ³⁾		ja ³⁾	nein ⁴⁾
Umweltverträglichkeit	ja		ja	ja ⁵⁾
¹⁾ Falls regulatorisch möglich ²⁾ Überwiegend sensible Daten deren Zugriff stark beschränkt werden muss ³⁾ Mittelfristig positive Effekte erwartbar ⁴⁾ Keine Auswirkungen wegen des redundant ausgelegten Netzes ⁵⁾ Das Potenzial für eine positive ökologische Wirkung ist vorhanden. Wirtschaftlich sinn- volle Entscheidungen müssen aber nicht zwangsläufig ökologisch nachhaltig sein.				

Bei den betrachteten energiewirtschaftlichen Handlungsoptionen wird IKT zum einen dazu genutzt, bestehende Ressourcen länger zu nutzen, wie das Beispiel der vorausschauenden Wartung für Hochspannungstransformatoren zeigt. Zum anderen können neue Potenziale bei der Nutzung der Anlagen gehoben werden. Dies gilt sowohl für die Anbieter durch die Erschließung neuer Vermarktungsmöglichkeiten als auch aus Systemsicht, indem neue Anlagentypen für die Lösung von Problemen genutzt werden. Dabei sind es stets vergleichbare Prozessschritte, bei denen eine intensive IKT-Einbindung notwendig ist. Zunächst müssen die umfangreichen Datenmengen strukturiert erfasst und eingebunden werden. Teilweise bedarf dies allerdings auch einer manuellen Datenerhebung wie bei der Abschätzung des Flexibilitätspotenzials individueller Verbrauchsanlagen oder der Verarbeitung handgeschriebener Messprotokolle. Die Verarbeitung der Informationen und die damit einhergehende Optimierungsentcheidung beruht hingegen vollständig auf der Verwendung spezieller Software und Algorithmen. Hierbei kann teilweise auf die Erfahrungen aus anderen Branchen zurückgegriffen werden. Die Wahl der bestmöglichen Vermarktungsoption gleicht bspw. den Optimierungsproblemen, die auf anderen Finanzmärkten bestehen. Auch predictive Maintenance ist ein Handlungsfeld, welches unter anderem bei der Wartung von Kraftfahrzeugen oder Flugzeugturbinen angewendet wird. Einzig beim Netzengpassmanagement scheint die Problemstellung zu spezifisch zu sein, um auf Optimierungsalgorithmen aus anderen Sektoren zurückzugreifen. Auch bei der Steuerung der Anlagen und Prozesse und der anschließend notwendigen Dokumentation muss IKT zur Koordination der komplexen Abläufe genutzt werden.

Eine der Herausforderungen für die zielgerichtete Anwendung von IKT ist die Erarbeitung der erforderlichen Informationsbasis. Die Erstellung eines konsistenten Datensatzes ist aufgrund der teilweise bestehenden Heterogenität der Daten und der Zusammenführung von Informationen aus verschiedenen Datenquellen schwierig. Müssen Daten erst erhoben werden, ist dies mit hohen initialen Kosten für die Hardware und personellen Aufwendungen verbunden, wie das Beispiel der Ausstattung von Verbrauchsanlagen mit neuen Messgeräten zeigt. Ein weiterer kritischer Punkt ist die Kommunikation zwischen den beteiligten Akteuren. Dieses Problem zeigt sich auf zwei Ebenen. Zum einen müssen unternehmensintern die Entscheidungsträger für das Vorhaben gewonnen und die Kompetenzen des Fachpersonals eingeholt werden. Zum anderen betrifft es die Abstimmungsprozesse und die Datenkommunikation zwischen relevanten Akteuren. Hierbei können sauber definierte Schnittstellen und die gemeinsame Entwicklung und Implementierung von Standards den Aufwand reduzieren. Ein Beispiel ist der offene Industriestandard VHPready, der die bidirektionale Kommunikation zwischen einzelnen Stromverbrauchs- oder Stromerzeugungsanlagen und dem Leitsystem eines virtuellen Kraftwerks vereinheitlicht. So soll der Entwicklungsaufwand individueller Lösungen bei der Kommunikation zwischen Anlagenbetreiber und Aggregator vermieden werden (VHPready 2020). Dasselbe Ziel wird mit den Schnittstellen zur Kommunikation zwischen ÜNB und VNB verfolgt, die für die Flexibilitätsplattform zur Netzengpassbewirtschaftung entwickelt wurden. Die neu erarbeiteten Prozesse müssen außerdem in die bestehenden Abläufe integriert werden. Dies zeigt sich zum Beispiel bei der Flexibilitätsbereitstellung durch Verbrauchsanlagen, die auf die Produktionsabläufe abgestimmt werden muss. Auch wenn bestehende

Abläufe erweitert werden, wie dies bei der beschriebenen Ausweitung des Netzengpassmanagements der Fall ist, muss die vorhandene Ablaufplanung berücksichtigt werden.

Eine weitere Herausforderung besteht in der Erfüllung der Anforderungen an die Datensicherheit. In allen drei beschriebenen Anwendungsfällen muss dieser Punkt berücksichtigt werden. Bei der Identifizierung und Aktivierung von Flexibilität dürfen unbefugte Dritte keinen Zugriff auf die Lastganginformationen erlangen. Insbesondere bei der Bereitstellung von Systemdienstleistungen bestehen hohe regulatorische Sicherheitsanforderungen bzgl. der Datenkommunikation. Selbes gilt für die Daten aus dem Netzleitsystem, die beim Fallbeispiel des vorausschauenden Wartung für Hochspannungstransformatoren genutzt werden. Um die notwendigen Anforderungen zu erfüllen, können Standards für die Verschlüsselung und Sicherung von Daten genutzt werden, die in anderen Bereichen wie der Telekommunikation bereits etabliert sind (ISO 9160). Gleichzeitig verhindern die hohen Sicherheitsanforderungen aber, dass einige effiziente Lösungen wie beispielsweise Clouddienste genutzt werden können. Dennoch gab keiner der befragten Experten an, dass trotz der hohen Anforderungen an die Frequenz der Datenübertragung und die Geschwindigkeit der Datenverarbeitung Software- oder Hardwarerestriktionen bestehen. Lösungsmöglichkeiten für die Verarbeitung großer Datenmengen und die Entwicklung effizienter Optimierungsalgorithmen können aus anderen Branchen adaptiert werden. Falls dennoch Probleme in Bezug auf die Rechenkapazität bestehen bleiben, können diese durch eine Reduzierung der Komplexität des Optimierungsproblems umgangen werden.

Bei der Analyse der Systemwirkung ist erkennbar, dass der Einsatz von IKT bei den drei betrachteten energiesystemischen Herausforderungen ursprünglich aus wirtschaftlichen Motiven erfolgt. Durch die Erweiterung des technischen Potenzials oder die effizientere Nutzung vorhandener Ressourcen sollen die aufzubringenden Kosten gesenkt bzw. weitere Erlösmöglichkeiten genutzt werden. Speziell die bessere Ausnutzung bestehender Anlagen führt gleichzeitig aber auch dazu, dass positive Effekte auf die Umwelt zu erwarten sind. Allerdings kann es auch sein, dass eine wirtschaftlich sinnvolle Laufzeitverlängerung einer ineffizienten Anlage aus ökologischer Sicht nachteilig ist, wie das Beispiel der Hochspannungstransformatoren in Bezug auf die CO₂-Emissionen zeigt. Kurzfristige Effekte auf die Versorgungssicherheit sind aufgrund der hohen aktuellen Sicherheitsanforderungen (Dimensionierung der Systemdienstleistungen, n-1-Kriterium bei der Nutzung des Stromnetzes) in den betrachteten IKT-Anwendungen kaum zu erwarten. Vielmehr ist das Ziel, die heutige Versorgungssicherheit mit einem möglichst effizienten Ressourceneinsatz zu erreichen. Dies kann sich jedoch mittel- und langfristig aufgrund des Umbaus des Energiesystems ändern. Wenn weniger Großkraftwerke am Stromnetz angeschlossen sind, müssen kleinere, verteilte Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen auch in der Lage sein, Systemdienstleistungen zu erbringen. Dies wird ohne einen entsprechenden IKT-Einsatz nicht möglich sein. Diese Ausführungen zeigen, dass bei den analysierten Herausforderungen und darüber hinaus der Einsatz von IKT dazu führen kann, dass einzelne Dimensionen des energiepolitischen Zieldreiecks verbessert werden, ohne dass andere Bereiche schlechter gestellt sind. Damit kann IKT in den drei Anwendungsfeldern einen positiven Beitrag zur Erreichung eines intelligenteren Energiesystems leisten.

Literaturverzeichnis

50Hertz; Amprion; TenneT; TrnasnetBW (2019): Netzentwicklungsplan Strom 2030. Version 2019, Zweiter Entwurf. Online verfügbar unter <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2030-2019>, zuletzt geprüft am 09.12.2019.

A.T. Kearney; Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW); IMProve (2018): Digital@EVU. Wo steht die deutsche Energiewirtschaft? Online verfügbar unter https://www.bdew.de/media/documents/201802_Paper-Digital-EVU.pdf, zuletzt geprüft am 06.12.2019.

ABB (2003a): Environmental Product Declaration. Large Distribution Transformer 40/50MVA (ONAN/ONAF). Hg. v. Italy Milano. Mailand.

ABB (2003b): Environmental Product Declaration. Power transformer TrafoStar 63 MVA. Ludvika.

Abu-Elanien, Ahmed E.B.; Salama, M.M.A. (2010): Asset management techniques for transformers. In: *Electric Power Systems Research* 80 (4), S. 456–464. DOI: 10.1016/j.epsr.2009.10.008.

Agricola, Annegret; Höflich, Bernd; Richard, Philipp; Völker, Jakob; Rehtanz, Christian; Greve, Marco et al. (2012): dena-Verteilnetzstudie. Ausbau-und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. Online verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9100_dena-Verteilnetzstudie_Abschlussbericht.pdf, zuletzt geprüft am 10.12.2019.

Agricola, Annegret; Richard, Philipp; Kobel, Hilmar; Einhellig, Ludwig; Behrens, Kamila; Preysing, Laetitia von et al. (2014a): Einführung von Smart Meter in Deutschland. Analyse von Rolloutszenarien und ihrer regulatorischen Implikationen. Online verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9092_dena-Smart-Meter-Studie.pdf, zuletzt geprüft am 10.12.2019.

Agricola, Annegret; Seidl, Hannes; Mischinger, Stefan; Rehtanz, Christian; Greve, Marco; Häger, Ulf et al. (2014b): Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Online verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9094_dena-Studie_Systemdienstleistungen_2030.pdf, zuletzt geprüft am 14.11.2019.

Alpaydin, Ethem (2010): Introduction to machine learning. 2nd ed. Cambridge, Mass: MIT Press (Adaptive computation and machine learning). Online verfügbar unter <http://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&scope=site&db=nlebk&db=nlabk&AN=307676>.

Ausfelder, Florian.; Drake, Frank-Detlef.; Erlach, Berit.; Fishedick, Manfred; Henning, Hans Martin.; Kost, Christoph Philipp et al. (2017): "Sektorkopplung" - Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems. Halle (Saale), Mainz, München:

Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e.V. - Nationale Akademie der Wissenschaften; Union der Deutschen Akademien der Wissenschaften e.V.; Acetech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e.V (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft).

Azadeh, Ali; Abdolhossein Zadeh, Saeed (2015): An integrated fuzzy analytic hierarchy process and fuzzy multiple-criteria decision-making simulation approach for maintenance policy selection. In: *SIMULATION* 92 (1), S. 3–18. DOI: 10.1177/0037549715616686.

Bedi, Guneet; Venayagamoorthy, Ganesh Kumar; Singh, Rajendra; Brooks, Richard R.; Wang, Kuang-Ching (2018): Review of Internet of Things (IoT) in Electric Power and Energy Systems. In: *IEEE Internet Things J.* 5 (2), S. 847–870. DOI: 10.1109/JIOT.2018.2802704.

Belmans, Ronnie; Declercq, Jan; Keulenaer, Hans de; Furuya, Katsuaki; Karmarkar, Mayur; Martinez et al. (2005): The Potential for Global Energy Savings from high Efficiency Distribution Transformers. Hg. v. European Copper Institute. Brüssel. Online verfügbar unter <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.549.3044&rep=rep1&type=pdf>, zuletzt geprüft am 01.11.2019.

DIN VDE 0105-100: Betrieb von elektrischen Anlagen. Online verfügbar unter <https://www.vde-verlag.de/normen/0100285/din-vde-0105-100-vde-0105-100-2015-10.html>, zuletzt geprüft am 16.10.2019.

BMJV (2005): Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz). EnWG, vom 2005. Fundstelle: 752-6. Online verfügbar unter http://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/___13a.html, zuletzt geprüft am 10.10.2019.

Bründlinger, Thomas; König, Julian Elizalde; Frank, Oliver; Gründig, Dietmar; Jugel, Christoph; Kraft, Patrizia et al. (2018): dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050. Online verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9262_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_Ergebnisbericht.pdf, zuletzt geprüft am 09.12.2019.

Büchner, Jens; Katzfey, Jörg; Flörcken, Ole; Moser, Albert; Schuster, Henning; Dierkes, Sebastian et al. (2014): Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie). Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie.pdf?__blob=publicationFile&v=5, zuletzt geprüft am 10.12.2019.

Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) (2018): Das Smart-Meter-Gateway. Cyber-Sicherheit für die Digitalisierung der Energiewende. Online verfügbar unter <https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/Broschuren/Smart-Meter-Gateway.html>, zuletzt geprüft am 06.12.2019.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2015): Bekanntmachung zur Förderung von Forschung, Entwicklung und Demonstration „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG). Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/sinteg.html>, zuletzt geprüft am 04.12.2019.

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/energiekonzept-2010.html>, zuletzt geprüft am 06.12.2019.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2011): "Smart Grid" und "Smart Market". Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/SmartGrid_SmartMarket/smartgrid_smartmarket-node.html.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2018): Vorschlag Aggregator-Modell. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/VortraegeVeranstaltungen/Aggregator_Modell_606.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 02.12.2019.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2019a): Einzelstörungsdaten der gemeldeten Versorgungsunterbrechungen. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Versorgungsunterbrechungen/Auswertung_Strom/Versorgungsunterbrech_Strom_node.html, zuletzt geprüft am 11.10.2019.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2019b): Marktstammdatenregister. Online verfügbar unter <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>, zuletzt geprüft am 18.12.2019.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2019c): Monitoringbericht 2018. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/Monitoring/Monitoringberichte/Monitoring_Berichte_node.html, zuletzt geprüft am 11.10.2019.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2019d): Netzreserve / Reservekraftwerksleistung. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/netzreserve-node.html, zuletzt geprüft am 11.12.2019.

Bundesnetzagentur (BNetzA); Bundeskartellamt (BKartA) (2019): Monitoringbericht 2019. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2019/Monitoringbericht_Energie2019.pdf?__blob=publicationFile&v=5, zuletzt geprüft am 09.12.2019.

Bundestag (2019): Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus. Bundesgesetzblatt Jahrgang 2019 (19). Online verfügbar unter https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBl&jumpTo=bgbl119s0706.pdf#__bgbl__%2F%2F%5B%40attr_id%3D%27bgbl119s0706.pdf%27%5D__1576055072557, zuletzt geprüft am 11.12.2019.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) (Hg.) (2016): Die digitale Energiewirtschaft. Agenda für Unternehmen und Politik. Online verfügbar unter

<https://www.bdew.de/service/publikationen/die-digitale-energiewirtschaft/>, zuletzt geprüft am 03.12.2019.

CDU; CSU; SPD (2018): Ein neuer Aufbruch für Europa. Eine neue Dynamik für Deutschland. Ein neuer Zusammenhalt für unser Land. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. Online verfügbar unter https://www.cdu.de/system/tdf/media/dokumente/koalitionsvertrag_2018.pdf?file=1, zuletzt geprüft am 09.12.2019.

CIGRE (1995): Thermal aspects of transformers (CIGRE Technical Brochure, 96). Online verfügbar unter <https://e-cigre.org/publication/96-thermal-aspects-of-transformers>, zuletzt geprüft am 31.10.2019.

Consentec (2019): Untersuchung zur Beschaffung von Redispatch. Quantitative Analysen zu Beschaffungskonzepten für Redispatch. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/untersuchung-zur-beschaffung-von-redispatch.html>, zuletzt geprüft am 10.12.2019.

Consentec; Fraunhofer ISI (2018): BMWi-Vorhaben „Netzentgelte“. Auswertung von Referenzstudien und Szenarioanalysen zur zukünftigen Entwicklung der Netzentgelte für Elektrizität. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/netzentgelte-auswertung-von-referenzstudien.pdf?__blob=publicationFile&v=6, zuletzt geprüft am 16.10.2019.

Devlin, Barry (2000): Data warehouse. From architecture to implementation. 6. printing. Reading, Mass.: Addison-Wesley.

ENTSO-E (2017): Mid Term Adequacy Forecast 2017. Online verfügbar unter <https://docs.entsoe.eu/dataset/maf-2017>, zuletzt geprüft am 10.12.2019.

ENTSO-E (2018): Ten Year Network Development Plan 2018. Online verfügbar unter <https://tyndp.entsoe.eu/maps-data/>, zuletzt geprüft am 10.12.2019.

EPEX SPOT (2019): Market data. Online verfügbar unter <https://www.epexspot.com/en/market-data>, zuletzt geprüft am 06.02.2020.

Ernst & Young (2013): Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/kosten-nutzen-analyse-fuer-flaechendeckenden-einsatz-intelligenterzaehler.html>, zuletzt geprüft am 03.12.2019.

Ernst & Young (2019): Barometer Digitalisierung der Energiewende. Modernisierungs- und Fortschrittsbarometer zum Grad der Digitalisierung der leitungsgebundenen Energiewirtschaft. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/barometer-digitalisierung-der-energievende.html>, zuletzt geprüft am 06.12.2019.

Faria, Haroldo de; Costa, João Gabriel Spir; Olivas, Jose Luis Mejia (2015): A review of monitoring methods for predictive maintenance of electric power transformers based on dissolved gas analysis. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 46, S. 201–209. DOI: 10.1016/j.rser.2015.02.052.

Forum für Zukunftsenergien (Hg.) (2016): Chancen und Herausforderungen durch die Digitalisierung der Wirtschaft (Schriftenreihe des Kuratoriums).

Gill, Paul (2009): *Electrical power equipment maintenance and testing*. 2nd ed. Boca Raton: CRC Press (Power engineering, 32). Online verfügbar unter <http://site.ebrary.com/lib/alltitles/docDetail.action?docID=10285366>.

Gils, Hans Christian (2016): Economic potential for future demand response in Germany – Modeling approach and case study. In: *Applied Energy* 162, S. 401–415. DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.10.083.

Goedkoop, Mark; Heijungs, Reinout; Huijbregts, Mark; Schryver, An De; Struijs, Jaap; van Zelm, Rosalie (2009): *ReCiPe 2008: A life cycle impact assessment method which comprises harmonised category indicators at the midpoint and the endpoint level*. First Edition. Report I. Ruimte en Milieu, Ministerie van Volkshuisvesting, Ruimtelijke Ordening en Milieubeheer. Online verfügbar unter https://www.leidenuniv.nl/cml/ssp/publications/recipe_characterisation.pdf, zuletzt geprüft am 06.11.2019.

Hirth, Lion; Schlecht, Ingmar (2018): Market-Based Redispatch in Zonal Electricity Markets. In: *SSRN Journal*. DOI: 10.2139/ssrn.3286798.

Imani, Mohammad Taghi; Homeier, Kristin; Werle, Peter; Dräger, Gerald (2018): Furane als Alterungsindikatoren für die Zustandsbestimmung der Zellulose in ölgefüllten Transformatoren. In: *VDE-Hochspannungstechnik*. Berlin: VDE-Verlag. Online verfügbar unter <https://www.vde-verlag.de/proceedings-de/454807044.html>, zuletzt geprüft am 15.10.2019.

Imperial College London (Imperial College); NERA Economic Consulting (NERA) (2014): *Integration of Renewable Energy in Europe*. Final Report. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/201406_report_renewables_integration_europe.pdf, zuletzt geprüft am 12.03.2020.

ISO 9160, 1988-02: Informationsverarbeitung; Datenverschlüsselung; Datenschlüsselungsanforderungen für Kommunikation in der Bit-Übertragungsschicht. Online verfügbar unter <https://www.beuth.de/de/norm/iso-9160/752952>, zuletzt geprüft am 24.03.2020.

International Energy Association (IEA) (2018): *World Energy Outlook 2018*. International Energy Agency. Paris.

Jorge, Raquel Santos; Hawkins, Troy R.; Hertwich, Edgar G. (2012): Life cycle assessment of electricity transmission and distribution—part 2. Transformers and substation equipment. In: *Int J Life Cycle Assess* 17 (2), S. 184–191. DOI: 10.1007/s11367-011-0336-0.

Klinglmair, Manfred; Sala, Serenella; Brandão, Miguel (2014): Assessing resource depletion in LCA. A review of methods and methodological issues. In: *Int J Life Cycle Assess* 19 (3), S. 580–592. DOI: 10.1007/s11367-013-0650-9.

Klobasa, Marian; Stute, Judith; Hilpert, Johannes; Fichter, Tobias; Nabe, Christian (2019): Redispatchpotenziale. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/untersuchung-zur-beschaffung-von-redispatch.html>, zuletzt geprüft am 10.12.2019.

Koch, Christopher; Letzgus, Simon (04.06.2018): Experteninterview „Intelligentes Energiesystem“. Intelligente Identifizierung und Aktivierung flexibler Erzeuger und Verbraucher. Interview mit Jörn Guder. Berlin.

Koch, Christopher; Letzgus, Simon (22.06.2018): Experteninterview „Intelligentes Energiesystem“. Intelligente Identifizierung und Aktivierung flexibler Erzeuger und Verbraucher. Interview mit Arne Grein. Berlin.

Koch, Christopher; Letzgus, Simon (16.11.2018): Experteninterview „Intelligentes Energiesystem“. Intelligente Netzinstandhaltung. Interview mit Philipp Clasen. Berlin.

Koch, Christopher; Letzgus, Simon (19.12.2018): Experteninterview „Intelligentes Energiesystem“. Intelligente Netzengpassbewirtschaftung. Interview mit Georg Meyer-Braune. Berlin.

Koch, Christopher; Letzgus, Simon (19.07.2019): Experteninterview „Intelligentes Energiesystem“. Intelligente Identifizierung und Aktivierung flexibler Erzeuger und Verbraucher. Interview mit Felix Buchholz. Berlin.

Kodratoff, Yves (2014): Introduction to Machine Learning. 1. Aufl. s.l.: Elsevier Reference Monographs. Online verfügbar unter <http://gbv.ebib.com/patron/FullRecord.aspx?p=1876685>.

Kohler, Stefan; Agricola, Annegret; Seidl, Hannes (2010): dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025. Berlin. Online verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Studien___Umfragen/Endbericht_dena-Netzstudie_II.PDF, zuletzt geprüft am 12.03.2020.

Kondziella, Hendrik; Graupner, Sören; Bruckner, Thomas; Doderer, Hannes, Schäfer-Stradowsky, Simon; Koch, Christopher; Letzgus, Simon et al. (2019): Marktdesign, Regulierung und Gesamteffizienz von Flexibilität im Stromsystem. Bestandsaufnahme und Herausforderungen. Online verfügbar unter <https://www.windnode.de/ergebnisse/publikationen/>, zuletzt geprüft am 14.11.2019.

Limbacher, Elie-Lukas; Richard, Philip (2018): Schnittstellen und Standards für die Digitalisierung der Energiewende – Übersicht, Status Quo und Handlungsbedarf. dena. Berlin. Online verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9240_Schnittstellen_und_Standards_fuer_die_Digitalisierung_der_Energiewende.pdf, zuletzt geprüft am 11.10.2019.

Maier, Magnus (2018): Forschungsradar Energiewende. Metaanalyse: Digitalisierung der Energiewende. Agentur für Erneuerbare Energien e.V. Online verfügbar unter http://www.forschungsradar.de/fileadmin/content/bilder/Vergleichsgrafiken/meta_digitalisierung_aug18/AEE_Metanalyse_Digitalisierung_aug18.pdf, zuletzt geprüft am 11.10.2019.

Märkle-Huß, Joscha; Feuerriegel, Stefan; Neumann, Dirk (2018): Large-scale demand response and its implications for spot prices, load and policies. Insights from the German-Austrian electricity market. In: *Applied Energy* 210, S. 1290–1298. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.08.039.

Meyer-Braune, Georg (2018): WindNODE Flexibilitätsplattform. Informationsveranstaltung zur Testphase, 28.09.2018.

Mieg, Harald A.; Näf, Matthias (2006): Experteninterviews in den Umwelt- und Planungswissenschaften. Eine Einführung und Anleitung. Lengerich: Pabst Science Publ. Online verfügbar unter http://deposit.d-nb.de/cgi-bin/dokserv?id=2875666&prov=M&dok_var=1&dok_ext=htm.

Mier, Mathias; Weissbart, Christoph (2020): Power markets in transition. Decarbonization, energy efficiency, and short-term demand response. In: *Energy Economics* 86, S. 104644. DOI: 10.1016/j.eneco.2019.104644.

Miller, C. E.; Tucker, A. W.; Zemlin, R. A. (1960): Integer Programming Formulation of Traveling Salesman Problems. In: *J. ACM* 7 (4), S. 326–329. DOI: 10.1145/321043.321046.

Navigant; Kompetenzzentrum Elektromobilität; RE-xpertise (2019): Verteilnetzausbau für die Energiewende. Elektromobilität im Fokus. Online verfügbar unter https://www.agora-energie-wende.de/fileadmin2/Projekte/2018/Netzausbau_Elektromobilitaet/Agora-Verkehrswende_Agora-Energiewende_EV-Grid_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 03.03.2020.

Nolan, Sheila; O'Malley, Mark (2015): Challenges and barriers to demand response deployment and evaluation. In: *Applied Energy* 152, S. 1–10. DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.04.083.

Padberg, Manfred; Rinaldi, Giovanni (1991): A Branch-and-Cut Algorithm for the Resolution of Large-Scale Symmetric Traveling Salesman Problems. In: *SIAM Rev.* 33 (1), S. 60–100. DOI: 10.1137/1033004.

Paulus, Moritz; Borggreffe, Frieder (2011): The potential of demand-side management in energy-intensive industries for electricity markets in Germany. In: *Applied Energy* 88 (2), S. 432–441. DOI: 10.1016/j.apenergy.2010.03.017.

PricewaterhouseCoopers International (PWC) (2018): Mit Künstlicher Intelligenz gegen den Klimawandel. Online verfügbar unter <https://www.pwc.de/de/nachhaltigkeit/studie-mit-kuenstlicher-intelligenz-gegen-den-klimawandel.html>, zuletzt geprüft am 06.12.2019.

Pudjianto, D.; Ramsay, C.; Strbac, G. (2007): Virtual power plant and system integration of distributed energy resources. In: *IET Renew. Power Gener.* 1 (1), S. 10. DOI: 10.1049/iet-rpg:20060023.

r2b energy consulting (r2b); Consentec; Fraunhofer ISI; TEP Energy (2019): Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten. Köln. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/definition-und-monitoring-der-versorgungssicherheit-an-den-europaeischen-strommaerkten.html>, zuletzt geprüft am 10.12.2019.

Rego, César; Gamboa, Dorabela; Glover, Fred; Osterman, Colin (2011): Traveling salesman problem heuristics. Leading methods, implementations and latest advances. In: *European Journal of Operational Research* 211 (3), S. 427–441. DOI: 10.1016/j.ejor.2010.09.010.

Richard, Philipp; Vogel, Lukas (2017): Digitalisierung als Enabler für die Steigerung der Energieeffizienz. Eine Analyse digitaler Energiedienstleistungen sowie Handlungsempfehlungen zur verstärkten Nutzung ihrer Potenziale. dena. Online verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9228_dena-Analyse_Digitalisierung_Enabler_Steigerung_Energieeffizienz.pdf, zuletzt geprüft am 04.12.2019.

Schucht, Boris (2016): Digitalisierung in der Energiewende – Komplexität braucht Vernetzung aller Akteure. In: Forum für Zukunftsenergien (Hg.): Chancen und Herausforderungen durch die Digitalisierung der Wirtschaft (Schriftenreihe des Kuratoriums), S. 222–225. Online verfügbar unter http://www.zukunftsenergien.de/fileadmin/user_upload/zukunftsenergien/Dokumente/FfZ_KuratSchri_Band9_Digitalisierung.pdf, zuletzt geprüft am 12.11.2019.

Siemens (2014): Leistungstransformatoren. Maschinen- und Netztransformatoren von 30 bis über 1.300 MVA. Online verfügbar unter <https://w5.siemens.com/web/at/de/energy/trafo-linz/home/Documents/E50001-G640-A241%20Leistungstransformatoren%20von%2030%20bis%20%C3%BCber%201300MVA.pdf>, zuletzt geprüft am 30.10.2019.

Steurer, Martin (2017): Analyse von Demand Side Integration im Hinblick auf eine effiziente und umweltfreundliche Energieversorgung. Dissertation. Universität Stuttgart, Stuttgart. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Online verfügbar unter https://elib.uni-stuttgart.de/bitstream/11682/9198/3/Dissertation_Martin_Steurer.pdf, zuletzt geprüft am 10.12.2019.

Steurer, Martin; Miller, Michael; Fahl, Ulrich; Hufendiek, Kai (2015): Enabling demand side integration. Assessment of appropriate information and communication technology infrastructures, their costs and possible impacts on the electricity system. In: *Proceedings Smarter Europe, E-world energy & water*.

DIN EN ISO 14040: Umweltmanagement - Ökobilanz - Grundsätze und Rahmenbedingungen. Online verfügbar unter <https://www.din.de/de/mitwirken/normenausschuesse/nagus/normen/wdc-beuth:din21:122442325>, zuletzt geprüft am 25.09.2019.

VDN (2007): Stromnetz in Deutschland. Daten und Fakten 2007. Berlin.

VHPready Services GmbH (VHPready) (2020): Was ist VHPready? Online verfügbar unter <https://www.vhpready.de/de/home/>, zuletzt geprüft am 12.02.2020.

Vogel, Lukas; Richard, Philipp; Brey, Michael; Mamel, Sara; Schätz, Konstantin (2019): Künstliche Intelligenz für die integrierte Energiewende. dena. Online verfügbar unter <https://www.dena.de/newsroom/publikationsdetailansicht/pub/dena-analyse-kuenstliche-intelligenz-fuer-die-integrierte-energiewende/>, zuletzt geprüft am 06.12.2019.

Wachter, Bruno de (2017): Application Note MV Transformer Replacement Decision. Online verfügbar unter <https://de.slideshare.net/sustenergy/mv-transformer-replacement-decisions>, zuletzt geprüft am 06.02.2020.

Westman, Thomas; Lorin, Pierre; Ammann, Paul (2010): Fit mit 50. Verlängerung der Lebensdauer alternder Transformatoren mit ABB TrafoAsset Management-Proactive Services. ABB. Online verfügbar unter

https://library.e.abb.com/public/7aeb01454159c2b6c12577bb0036a359/ABB_Review_Fit_at_50_German.pdf, zuletzt geprüft am 30.10.2019.

WindNODE (2019): Die vier WindNODE-Handlungsfelder. Online verfügbar unter <https://www.windnode.de/handlungsfelder/ueberblick/>, zuletzt geprüft am 04.12.2019.

Wübbenhorst, Klaus; Maier, Günter (2019): Psychologische Testverfahren. Online verfügbar unter <https://wirtschaftslexikon.gabler.de/definition/psychologische-testverfahren-43388/version-266718>, zuletzt geprüft am 06.12.2019.

A. Anhang

A.1. Protokoll Experteninterview „Intelligentes Energiesystem“ – Lastflexibilisierung in der Industrie 1

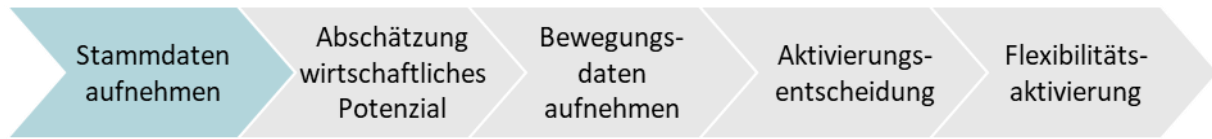
Zeit	04.06.2018 – 10:00 bis 12:00 Uhr
Ort	Siemens AG, Siemensdamm 50, 13629 Berlin
Interviewpartner	Jörn Guder (Engineer, Siemens AG)
Interview-Leitung	Christopher Koch, Simon Letzgus, Felix Vorwerk (alle TU Berlin)

1. Besprechung des konzeptionellen Ansatzes der Arbeitsgruppe

Bearbeitung der Prozessschritte

- Reihenfolge der Prozessschritte sollte angepasst werden:
 - Im industriellen Betrieb werden zunächst die Bewegungsdaten durch IKT-Messsysteme aufgenommen und anschließend werden auf Grundlage dieser Daten die „Stammdaten“ abgeleitet. Begriff „Bewegungsdaten“ könnte noch umbenannt werden. Generelle Differenzierung zwischen Stamm- und Bewegungsdaten grundsätzlich sinnvoll.
- Eventuell weiterer Schritt: Implementierung beim Aggregator
- Umbenennung Schritt 4:
 - Flexibilitätsrealisierung statt Flexibilitätsaktivierung

2. IKT im Prozess der Lastflexibilisierung



Erfassung von Anlageninformationen und externen Informationen aus den Bereichen

- **Verbrauchscharakteristika (z. B. Minimum, Maximum, Leistungsgradient)**
- **Prozesscharakteristika (z. B. Einsatzzeiten, Auslastung, Stillstandszeiten)**
- **Anreizcharakteristika (z. B. Zeitverhalten, Preisanreize, potenzielle Erträge...)**

sowie deren Einbindung ins Leitsystem

Beschreibung

- Addendum Anlageninformation und externe Informationen
- Bisheriges Vorgehen bei Siemens: Manuelle Erfassung der Informationen, IKT Beitrag lediglich Excel Auswertung der Daten, standardisierte Erfassung von Leistung, Arbeit, Verschiebbarkeit...
- Jeweils Flexibilitätskennzahl am Ende des Erfassungsprozesses
- Einbau von Messsystemen auf der Grundlage einer manuellen Ersterfassung
- Folge der digitalen Messung zeigt teils extreme Diskrepanzen zwischen den tatsächlichen Daten und den Informationen der Typenschilder
- Stammdaten sind nicht entscheidend für die Entscheidung über den Einsatz der Flexibilität bzw. der Bewertung der Flexibilität
- Messsysteme wurden dauerhaft verbaut
- Es wurde ein cloudbasiertes, integriertes Programm (Spectrum Power 5) und eine eigene MindSphere App implementiert, mit der der Produktionsleiter selbst optimieren kann

IKT-Beitrag

Motivation

- Geringe Bedeutung
- Wenn es ein funktionsfähiges Messsystem gibt, dann hat es eine hohe Bedeutung

Aufwand

- Vorgehen Siemens während Pilotphase personalaufwendig (Verständnis muss geschaffen und Personal motiviert werden, Daten müssen beschaffen werden)
- Entsprechend qualifiziertes und zuständiges Personal wird benötigt und muss aktiv am Prozess mitarbeiten, um überhaupt eine Flexibilisierung zu ermöglichen
- Teilweise (in modernen Geräten) serienmäßige Ausstattung
- Schnittstellen stellen hohen Aufwand dar
- Auslesen der Informationen oft einfacher als Übernahme der Daten in zentrales System

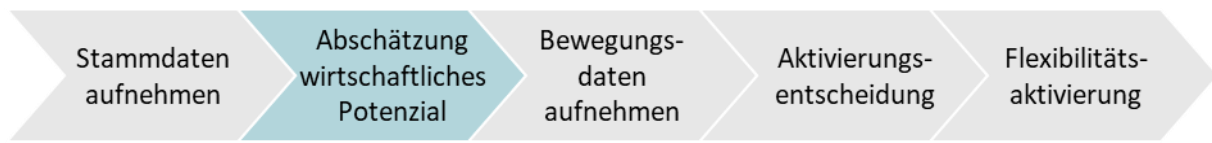
- Informationen teilweise aufgrund der Anforderungen der ISO 50001 vorhanden

Standards

- Erstellter Fragebogen als interner Standard (jedoch nur als Leitfaden nicht als strenge/starre Vorgabe)
- Gedankenstütze und Erinnerungshilfe
- Audit (50001) standardisiertes Verfahren
- 50001 wird mithilfe interner Messsysteme umgesetzt
- DIN Spec bisher nicht bekannt und entsprechend nicht umgesetzt

IT-Sicherheit

- Daten nicht veröffentlichen, vor allem Lastgänge (weil Insider Info Börsenrechtlich nicht erlaubt)
- Geschützte interne Kommunikation



Berechnung des wirtschaftlichen Potenzials sowie der Opportunitätskosten der Flexibilisierung anhand der Stammdaten und historischer Marktdaten

Beschreibung

- Prinzipielle Betrachtung des Bereichs unter Berücksichtigung unterschiedlicher Potenziale und Märkte für Flexibilität
- Cross Selling (Qualitätssicherung, Fernwartung...)
- Nur Bereiche wirtschaftlich für Flexibilität sinnvoll, wenn es selbst einen Zusatzerlös darstellt
- Zeitliche Verschiebung des Produktionsschritts möglich
- IKT als Treiber (wenn IKT eingebaut wird, kann es auch für Flexibilitätsbereitstellung genutzt werden)

IKT-Beitrag

- Tool zur Abschätzung des wirtschaftlichen Potenzials (Erlös pro Jahr) für den Einsatz einer etwaigen Flexibilität
- Bestimmung der Opportunitätskosten ist aufwendiger
- Programm zur Bestimmung der Kosten mithilfe fixer und variabler Kosten
 - Opportunitätskosten sind häufig schwer abschätzbar, teilweise aber auch einfach 0
 - Falls Opportunitätskosten auftreten, sind diese in der Regel so hoch, dass sie eine Flex-Vermarktung unwirtschaftlich machen
 - Beispiele: weitere Schicht einsetzen (20k EUR fix), Vorzeitiges aufheizen einer Maschine

Motivation

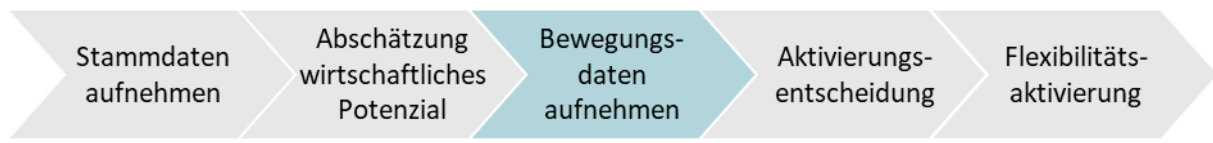
- Hilfreich
- Bei Simulation größere Bedeutung

Aufwand

- Geringer Aufwand der Berechnung von Kosten (da bisher keine Simulation, sondern nur grobe Kostenabschätzung)
- Höherer Aufwand bei Simulation der Opportunitäten
- Wichtig ist, mit der Messung mehrere Anwendungsfälle, wie z.B. auch Wartung, Abrechnung, ISO 50001, zu erledigen, damit der Anwendungsfall schnell wirtschaftlich wird
- Erlöse sind deutlich zu klein, um Flexibilitätspotentiale zu heben
- Für künftige Prozesse Optimierung (inkl. Simulation) serienmäßig

Standards

IT-Sicherheit



Erfassung von Bewegungsdaten aus den Bereichen

- **Verbrauchscharakteristika (z. B. Minimum, Maximum, Leistungsgradient)**
- **Prozesscharakteristika (z. B. Einsatzzeiten, Auslastung, Stillstandszeiten)**
- **Anreizcharakteristika (z. B. Zeitverhalten Preisanreize, potenzielle Erträge...)**

sowie deren Einbindung ins Leitsystem.

Beschreibung

- Geänderte Bedeutung des Prozessschrittes: Verifizierung der Stammdaten

IKT-Beitrag

- Aufnahme von Lastprofilen
- Datenbestimmung mithilfe einzelner Grundinformationen (Maschine, Temperatur, Masse)
→ Lastgang wird dann maschinenspezifisch aufgestellt
- Dadurch keine individuelle Nutzung notwendig (erfolgt trotzdem)
- Charakterisierung der Lastgänge vor der Optimierung (z. B. durch Mittelwerterstellung) → weil entsprechender Lastgang im Vorhinein unbekannt ist
- Zentrales Leitsystem für die gesamte Anlage

Motivation

- Notwendig
- IKT ist dieser Prozessschritt nicht möglich

Aufwand

- Extrem hoher Aufwand
- Schwerpunkt Messsysteme installieren
- Abschaltung alleine erfordert hohe Sicherheitsanforderungen
- Hoher monetärer Aufwand (Kostenabschätzung: 2000-3000 EUR pro Zählpunkt)
- Hohe Unsicherheit bei Installation
- Kein finanzieller Mehrwert außerhalb des Förderprogramms (WindNODE)
- Hohe Auflösung der Messgeräte (Oberschwingungen, geeicht auf Auflösung in Millisekunden, etc.)
- Standardisiertes Lastmanagement-System (wie VNB es verwenden würde)
- LMS hat deutlich mehr Funktionen als eigentlich notwendig
- Software monetär und bezüglich des Personals sehr aufwendig
- Aufwand ist bezüglich der betrachteten Aufgabenstellung Flexibilität deutlich zu hoch, da auch Funktionen deutlich weitreichender sind

Standards

IT-Sicherheit

- Externe Kommunikation da Dienstleister (Cloud)
- Kommuniziert wird lediglich die Messstelle der entsprechenden Aus- bzw. Einspeisung
- Quernutzung der Daten erfolgt jedoch bei jeweiligem Hinzuziehen externer Partner

Stammdaten
aufnehmen

Abschätzung
wirtschaftliches
Potenzial

Bewegungs-
daten
aufnehmen

Aktivierungs-
entscheidung

Flexibilitäts-
aktivierung

Entscheidung über die vorteilhafteste Vermarktung der Flexibilität auf Basis der Bewegungsdaten

Beschreibung

- Atypische Netznutzung
- 50Hertz-Flexplattform
- Optimierung der Strombeschaffung
- Vorgedacht: Netzdienliches Verhalten
- Vorgedacht: Marktdienliches Verhalten
- Nach der wirtschaftlichen Abschätzung erfolgt der Rest der Prozesskette automatisch, da IKT die Aufgaben übernimmt
- Einzelne Flexibilitätsoptionen sind im Vergleich zum Fahrplan äußerst gering

IKT-Beitrag

- Optimierungs-Tool zur Ermittlung des Kostenoptimums (zu Zeiten der A-Typik wird entsprechender Preisanreiz berücksichtigt)
- Opportunitätskosten werden nur als Rahmendaten bei Abschätzung des wirtschaftlichen Potentials geschätzt
- Software ist elementarer Beitrag
- Mensch an der Maschine muss jedoch mitgenommen werden (Ampel am Messgerät, E-Mail, Wiki, etc.)

Motivation

- Notwendig
- IKT übernimmt die Handlungsempfehlungen und die Abläufe, bis auf eine notwendige manuelle Entscheidung

Aufwand

- Aufwand besteht im Bereich der Optimierung der Software
- Rahmendaten kommen aus der Abschätzung des wirtschaftlichen Potentials
- Auswertung des Prozesses und Rückmeldung an den entsprechend handelnden Akteur (Interaktion Schnittstelle Mensch)
- Interaktion Schnittstelle zwischen den Prozessschritten
- IKT ist beliebig optimierbar, jedoch sollte das günstigste Aufwand-Nutzen-Verhältnis angestrebt werden
- Zu intensiver Einsatz von IKT ist oft nicht sinnvoll aber ex ante nicht abschätzbar

Standards

IT-Sicherheit

- Daten bleiben intern (außer Cloud-Dienste die genutzt werden)
- Externe Dienstleister können zur Auswertung herangezogen werden

Stammdaten
aufnehmen

Abschätzung
wirtschaftliches
Potenzial

Bewegungs-
daten
aufnehmen

Aktivierungs-
entscheidung

Flexibilitäts-
aktivierung

Ansteuerung der Produktionsanlage zur Leistungsreduktion sowie deren Kommunikation nach extern und Berücksichtigung der geänderten Fahrweise.

Beschreibung

- Je einfacher die Abrechnungsstruktur / Kommunikation zwischen Kunden (=Flexibilitätsanbieter) und Versorger desto geringer wird Notwendigkeit für wechselseitige Kommunikation über Fahrpläne

IKT-Beitrag

- Nicht im Rahmen des Unternehmens Siemens
- Abschätzung in diesem Bereich sinnvoller bei Trennung der Vermarktung und der Anwendung/Erbringung der Flexibilität

Motivation

- Notwendig
- Für Umsetzung muss IKT integriert sein

Aufwand

- Geringer Aufwand bei der Visualisierung/Umsetzung/Realisierung der Entscheidung (komplexe Messsystem sind in der Lage auch Ausgaben anzuzeigen)

Standards

IT-Sicherheit

- Information relevant bei Trennung Vermarktung und Erbringung
- Aufwand ergibt sich als Hürde jedoch deutlich mehr an anderer Stelle als bei der IT-Sicherheit und der Optimierung

A.2. Protokoll Experteninterview „Intelligentes Energiesystem“ – Lastflexibilisierung in der Industrie 2

Zeit	22.06.2018
Ort	TU Berlin, Einsteinufer 25, 10587 Berlin
Interviewpartner	Arne Grein (Head of Energy Markets, ÖKOTEC Energiemanagement GmbH)
Interview-Leitung	Christopher Koch, Simon Letzgus, Felix Vorwerk (alle TU Berlin)

1. Vorstellung Tätigkeiten Ökotec

1. Tätigkeitsbereiche

- Modellierung von Flexibilitätseinsätzen
- Standardisierung von Restriktionen/Inputfaktoren/Parametern zur Erstellung von Einsatzfahrplänen

2. Herausforderungen

- Bestimmung der Kapazitäten
- Zeitliche Restriktionen

3. Partner

- Industriepartner
 - Kälte / Wärme
 - Druckluft
- Verkehrsbetriebe
 - Ladestrategie
- Infrastrukturbetriebe
 - Wasserversorgung

4. Ziele

- Beratung / Erstellung von Fahrplänen
- Nicht: Aggregator Tätigkeiten
- Nicht: Bilanzkreisoptimierung
- Kernkundengruppe: Versorger

2. Lastflexibilisierung in der Industrie



Erfassung von statischen/dynamischen Anlageninformationen bezüglich Verbrauchscharakteristika, Prozesscharakteristika und Anreizcharakteristika, Einbindung in Leitsystem

Beschreibung

- Aufteilung von Markt und Aktivierung (Entscheidungsgewalt und Informationen bleiben beim Kunden, kein Eingriff von außen durch den Vermarkter)

IKT-basierte Prozessoptimierung

- Automatisierung/Dynamisierung mit IKT (Gleichzeitigkeit/ Verfügbarkeit)
- Bisher: Kennzahlensysteme / Kennzahlenkonzepte (Effizienzüberwachung von Anlagen und Betriebsprozessschritten)
- Jetzt: Erweiterung um Abschätzung des Potentials für Flexibilität, Vermarktung der Flexibilität und Prognosen
- Zusätzlich notwendige Daten: Prozessbezogene Restriktionen

Herausforderungen / Hemmnisse

- Notwendigkeit der IKT Ausstattung der Anlage (Messsysteme, zentrale Datenerfassung, dezentrale Datenerfassung), bei zu geringer Ausstattung u.U. nicht für Intraday-Markt geeignet

Lösungsmöglichkeiten

- Aufnahme von Daten im jeweiligen Betrieb, Einpflegen in zentrale Datenstruktur/Datenerfassung, gegenseitig Ansteuerung der Anlagen für den Einsatz der Flexibilität



Berechnung des wirtschaftlichen Potenzials sowie der Opportunitätskosten der Flexibilisierung anhand der Stamm- und historischer Marktdaten

Beschreibung

- 1. Schritt: vergangenes Jahr, Rückblick auf Kosten, Preise
- 2. Schritt: technische Anbindung (prinzipielle Einsatzentscheidung)
- 3. Schritt: marktseitige Einsatzentscheidung (wer übernimmt die Vermarktung)
- Effekte von Flexibilität einzelner Anlagen auf weitere Produktionsschritte (Restriktion: Einsatzplanung, Abhängigkeiten zwischen den Produktionsschritten)
- Optimierung auch hinsichtlich Fixkosten der Produktion (Personalkosten, Ausschusskosten, Anfahrtkosten etc.)
- Wirtschaftlich sinnvollste Einsatzmöglichkeiten: Glättung der Spitzenlast, Ausnutzung von Anreizmodellen (statt systemeffizienter Nutzung), Intraday, Day-Ahead

IKT-basierte Prozessoptimierung

- Abbildung des gesamten Produktionsverfahrens über alle Schritte (bei Unwissenheit/ Nicht-Abbildbarkeit als unveränderbarer Wert angenommen, nicht berücksichtigt)
- Wirtschaftliche Optimierung der Prozesse und Identifikation des Potentials für Flexibilität
- Standardisierte Vorlage aufgrund der unterschiedlichen und hoch individuellen Anforderungen schwer möglich
- A priori Abschätzung möglich, Auswertung bedarf individueller Betrachtung
- Per se keine Musterlösung (Nutzen und Aufwand ergeben sich für jede Anlage/ jeden Betrieb individuell)

Herausforderungen / Hemmnisse

- Marktpreisprognose (keine eigene Prognose der Marktpreise)
 - Day-ahead möglich
 - Andere Marktpreise nicht/schlecht prognostizierbar (z. B. Intraday, RL)
- Anreizsetzung erschwert durch Unsicherheit bezüglich der Marktpreise und damit der möglichen Erträge durch Flexibilität
- Vergütungsangebot muss vom Versorger als Anreiz dienen

Lösungsmöglichkeiten

- Standardisierung und Parametrisierung der spezifischen Faktoren für den Einsatz für die Flexibilität
- Bei bisherige Kunden Flexibilitätsvermarktung betreiben
- Über Versorger an Kunden herantreten



Entscheidung über die vorteilhafteste Vermarktung der Flexibilität auf Bewegungsdatenbasis Welches Verbesserungspotential besteht bei der Einsatzplanung?

Beschreibung

- Komplexität variiert zwischen den Anlagen
- Bewertung anhand der aktuellen Marktdaten oder auf Grundlage von Prognosen/ gekoppelter Gebote
- Steuersignal erfolgt durch Anlagenbetreiber

IKT-basierte Prozessoptimierung

- Software (lokal oder dezentral) implementiert und ermöglicht dem Betreiber (u.U. dem Vermarkter) die Aktivierungsentscheidung
- Software stellt Informationen über Gebotsstruktur bereit und ermöglichen dem Betreiber die Übersicht über die Rahmenbedingungen der jeweiligen Aktivierungsentscheidung

Herausforderungen / Hemmnisse

- Fremdsteuerung der Anlage mit dauerhafter Verfügbarkeit als Hemmnis
- Noch keine vollständige Software mit Marktanbindung mit Fahrplanmanagement (Steuerung im technischen Bereich ist bereits erfolgreich getestet)
- Evtl. Konkurrenz durch Anbieter technischer Steuerungslösungen (fehlt jedoch der Zugriff auf Gesamtsystem bzw. übergreifende Systemschritte)
- Änderungen im Betrieb oder im Markt stellen keine größeren Hindernisse/Herausforderungen dar
- Anbindung an zusätzliche Marktplattformen technisch ohne großen Zusatzaufwand möglich

Lösungsmöglichkeiten

- Aktivierungsentscheidung erfolgt durch Anlagenbetreiber und erfolgt nicht dauerhaft, sondern zeitlich variabel
- Marktanforderungen stellen die Rahmenbedingung für die Software-Lösung
- Bündelung der Informationen bzw. Gebote aus den Flexibilitätsoptionen beim Versorger für optimale Vermarktung
- Standard-Software vs. Individuelle Software Lösung
 - Wahrscheinlich einheitliche Software in Zukunft durch geförderte Projekte (z. B. Fraunhofer)
 - Keine Notwendigkeit für Normungsprozesse



Ansteuerung der Produktionsanlage zur Leistungsänderung sowie deren Kommunikation nach extern und Berücksichtigung der geänderten Fahrweise. Herausforderungen

IKT-basierte Prozessoptimierung

- Unter Umständen abgeschlossenes System wegen Datensicherheit (Daten bleiben vor Ort beim Anbieter)
- Bei kleineren Anbietern können Daten auch beim Versorger gepflegt werden
- Live Messung „verifiziert“ Prognose/Base-Line zur Aktivierungsentscheidung
- Keine Notwendigkeit zur 100 % Messung und Abdeckung des gesamten Prozesses (im Gegensatz zur Vermarktung von RL kein Hemmnis)
- Kommunikationsprozess als Grundlage für Optimierung von Prognosen und durch Validierung der Prognose durch Messungen der tatsächlichen Verbräuche trägt durch Anpassung zur Optimierung der Prozesse bei

Herausforderungen / Hemmnisse

- Durch Flexibilisierung/ Einsatz von Flexibilitätsoptionen ergibt sich cross benefit (bestimmte Anlagen und Prozessschritte fallen bei der Prognose und Messung besonders auf)

Lösungsmöglichkeiten

A.3. Protokoll Experteninterview „Intelligentes Energiesystem“ – Flexibilisierung verteilter Lasten und Erzeuger

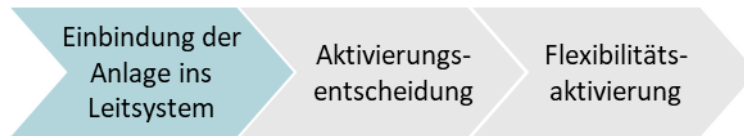
Zeit	19.07.2018 – 14:00 bis 15:00 Uhr
Ort	Entelios AG, Reinhardtstraße 47, 10117 Berlin
Interviewpartner	Felix Buchholz (Head of Trading and Optimization, Entelios GmbH)
Interview-Leitung	Christopher Koch, Simon Letzgus, Felix Vorwerk (alle TU Berlin)

1. Einleitung und Besprechung Prozessverständnis

Erläuterung des Prozessablaufs

- (CRM) Systeme für die Vorbereitung zur Erleichterung der Durchlaufprozesse
- „Sales Force“
- Standardisiertes System mit vorhandenen Schnittstellen für Stammdatenorganisation
- Ziel: effizienterer Prozess (u. A. für die Einbindung kleinerer Anlagen)
- Derzeit Prozess ausgelegt für mittlere und größere Anlagen
- Einbindung kleiner Anlagen und Kleinstanlagen bedürfen eigener Prozesskette, die automatisiert die Anlagen erfassen
- Entscheidung über Aufnahme von Kleinstanlagen erfolgt über Sub-Aggregatoren, ansonsten nur oberhalb eines Leistungsminimums (ex-ante festgelegt)
- Unterscheidung neben Leistung auch nach Technologie
 - Einmalige Analyse der Wirtschaftlichkeit
- Überwachung als Prozessschritt auch IKT-basiert

2. Anlageneinbindung Leitsystem



Möglichst effiziente und standardisierte Einbindung der Anlage in bestehendes Leitsystem

Ergänzung: Datenhaltung

IKT-basierte Prozessoptimierung

Standardisierte Kommunikationsschnittstellen und -protokolle

- VHPready als Standardlösung zur Effizienzsteigerung der Datenübersicht (unter anderem 50Hertz involviert)
- Standardisierte Abbildung der heterogenen Anlagentypen, jedoch bei jedem Unternehmen unterschiedlich geregelt
 - Übersetzung von Datensätzen für Integration in andere Datenstrukturen möglich

Datenbankanwendung zur strukturierten Datenorganisation

- Abhängig von der Anzahl der Datensätze (je nach Anzahl der Anlagen und Art der Regelleistung)
 - Je mehr Anlagen und je detaillierter die Anforderungen der Regelleistung desto höher sind die Anforderungen an die Datenbank (Datendurchsatz ist von entscheidenderer Bedeutung als Anlagenanzahl)
 - Datenauflösung
 - Geschwindigkeit der Datenverarbeitung
 - Frequenz der Datenübertragung
 - Historische Dauer der Datenvorhaltung (nach den Regeln der ÜNB)
 - Auch der Markt als Treiber für hohe Datenstruktur (Bsp. erneuerbare Energien benötigen höhere Datenauflösung für effiziente Vermarktung)
 - Abstimmung der Datenbankstruktur auf die Kommunikationsschnittstellen
 - (Geo-)Redundanz der zugrundeliegenden Hardware Ausstattung (Back-Up Möglichkeiten)
- Welche Art von Hardware ist möglich und welche Art von Hardware ist zulässig (für ÜNB etc.)

Herausforderungen / Hemmnisse

Heterogenität der Flexibilitätsanlagen

- Herausforderung eher hinsichtlich der Art der Vermarktung als hinsichtlich der Anzahl/Art der Anlagen im Portfolio
- Datendurchsatz wird maßgeblich von der Art der Vermarktung bestimmt
- Treiber für Datenanforderungen sind Regulatorik und Markt
 - Bsp.: EE benötigen deutlich höhere Datenauflösung für effiziente Vermarktung

Beherrschbarkeit der Datenmengen

- Datenformate bzw. Datenhaltungsformate für große Datenaufösungen und -mengen sind durchaus vorhanden / in anderen Bereichen bereits etabliert

- Hohe Anforderungen durch Regulatorik („günstige“ Cloud-Lösungen unter Umständen nicht möglich)
- Trade-Off zwischen hoher Qualität der Datenhaltung und -verarbeitung und hoher Kosten für die Einrichtung von Strukturen (keine technischen Restriktionen)

Zuverlässigkeit der Kommunikationsinfrastruktur

- Frage der Redundanz und der technischen Ausgestaltung,
- Lässt sich je nach Redundanz und Preislage auf jeden Fall mit hoher Zuverlässigkeit ausgestalten
 - Service Level Agreements
 - Direktleitungen
 - Etc.
- Standardisierte Schnittstellen zur Kommunikation mit dem Markt existieren bereits

Lösungsmöglichkeiten

Typisierung von Anlagen (Leistung, Verschiebedauer, Anzahl der Abrufe) durch Datenbankabgleich

- Anlagentyp ist entscheiden aber auch bisherige Nutzung und Auslegung der Anlage
 - Fahrplan, Volllast, Teillast
- Definition der Flexibilitätsmöglichkeiten je nach Anlage, Definition Marktpotentiale → Optimierung Flexibilität
 - Abbildung der Freiheitsgrade der Anlagen und Optimierung mit Input Daten aus den Märkten

Einbindung der
Anlage ins
Leitsystem

Aktivierungs-
entscheidung

Flexibilitäts-
aktivierung

Entscheidung über die vorteilhafteste Vermarktung der Flexibilität

IKT-basierte Prozessoptimierung

Modellbasierte Vermarktungsentscheidung

- Prozesse werden zunehmend automatisiert und optimiert, Entscheidungsfindung erfolgt auf Grundlage einer Optimierung
- Wechsel der Vermarktung (bspw. SRL auf MRL) als sinnvolles Ergebnis der Optimierung möglich
- Trade-Off zwischen dem Aufwand der Optimierung und der (zusätzlichen) Gewinne durch Optimierungsergebnisse
- Entscheidung über Verkaufszeitpunkt bzw. Entscheidung durch Trader erfolgt teilweise automatisiert, ist aber noch zu großen Teilen in der Verantwortung des Traders (wie groß der Anteil automatisierter Flexibilitätsvermarktung derzeit ist, ist schwer einzuschätzen)
- Prädestiniert für automatisierte Vermarktungsentscheidungen sind Märkte mit vielen Zeitscheiben bzw. bei Möglichkeiten an mehreren Märkten gleichzeitig tätig zu sein (Je diversifizierter das Portfolio, desto größer wird die Komplexität)

Prognosebasierte Vermarktungsentscheidungen (Intra-Day Markt)

- Neben der Prognosequalität auch von Strategie und Präferenz der Vermarktung abhängig
- Spekulation auf Markt- bzw. Preisentwicklung möglich
- Herausforderungen der Prognose von Intraday Preisen ist immer noch gegeben, IKT Einsatz verstärkt bei Vermarktungsentscheidung über verschiedene Märkte und Produkte bei großen und diversifizierten Portfolios statt lediglich zur Verbesserung des Forecasts

Herausforderungen / Hemmnisse

Komplexes Optimierungsproblem

- Vielzahl an möglichen Vermarktungsoptionen
 - Stundenprodukte, Halbstundenprodukte, Viertelstundenprodukte, kontinuierlicher Intraday Markt, X-Bid System, Wechsel zwischen Orderbüchern
- Komplexität beliebig steigerbar: Welcher zusätzliche Aufwand bringt welchen zusätzlichen Ertrag?
- Trade-Off zwischen Aufwand der Optimierung und möglichen (zusätzlichen) Gewinnen durch Optimierung

Bottlenecks bei Rechenkapazitäten

Rollierende Optimierung über die Zeit

- Optimierung bezüglich der besten Vermarktungsmöglichkeiten, anschließend optimale Vermarktung der verbleibenden Flexibilität
- Kontinuierlicher automatisierter Prozess bietet sich an

Offenheit des Systems bezüglich zukünftiger Änderungen (Anbindung neuer Märkte)

- Klassische IT-Fragestellung:
- Wie generisch werden Teile der Software aufgebaut? Gestalte ich die Software so offen, das unbekannte neue Märkte angebunden werden kann? (Sehr schwierig)

- Generell eher neuer Aufschlag bzw. neue Gestaltung der IT-Lösung unter Berücksichtigung der bisherigen Erkenntnisse als sehr generische Gestaltung ex-ante
- IOT: Wie ist die Verbindung von unterschiedlichen Schnittstellen möglich, welche Lösungen gibt es in diesem Bereich, welche Module kann ich aufnehmen?
- Modularisierung ist grundsätzlich positiv in der Gestaltung, wenn einzelne Module ausgetauscht, bzw. erweitert werden können

Lösungsmöglichkeiten

Cloud-Lösungen

- Rechenleistung ist kostenintensiv, Cloud-Lösungen nicht allgemein günstiger als individuelle Hardwarelösung
- Geschwindigkeit im Trade-Off mit Kosten

Einbindung der
Anlage ins
Leitsystem

Aktivierungs-
entscheidung

Flexibilitäts-
aktivierung

Anweisung zur Ansteuerung der Flex-Option zur Leistungsänderung, Überprüfung der geänderten Fahrweise und Kommunikation zu Systemverantwortlichen

IKT-basierte Prozessoptimierung

- Fahrplanvorgabe an Anlagenbetreiber und Rückmeldung über tatsächliche Aktivierung.
- Übertragung der relevanten Information an Netzbetreiber und Bilanzkreismanager
 - Unterscheidung zwischen Direktvermarktungsanlagen und sonstigen Anlagen
 - DV immer im Bilanzkreis des Direktvermarkters
 - Höhere Probleme bei Anlage, die nicht im BK des Direktvermarkters
 - Austausch von Fehlmengen zwischen den Bilanzkreisen erforderlich (mittlerweile können Kosten durch BKV für Fahrplanmeldungen angesetzt werden)
 - Bei externer Bilanzkreisbewirtschaftung Dritter im Auftrag des BKV als Dienstleistung erhöhen sich die Kommunikationsprobleme noch
 - Verhältnis zu vielen VNB/ÜNB durch Diversifikation des Portfolios, geringere Problematik durch bessere Automatisierung

Herausforderungen / Hemmnisse

Bilanzkreismanagement

- Nicht so große Herausforderungen, wenn technisch sauber aufgesetzt wurde
- Bei unsauberer Automatisierung ergeben sich bspw. Probleme bei Zeitreihenerfassungen realer Zählpunkte u.Ä.

Kommunikation/Planbarkeit beim Kunden

- Nach Implementierung sind validierte Daten von der Anlage live möglich
 - Abrufbereite installierte Leistung
 - Aktuelle Flexibilität in der Vermarktung

Monitoring

- Relativ einfache Lösungen möglich
- Prüfung der Vorhaltung lässt sich nach (möglicherweise intensiver) Implementierung einfach durchführen
- Erbringung der Anlagen ist eine Frage der sauberen Datenaufbereitung und Datenhaltung, bei sauberer Aufbereitung ist Überprüfung und Visualisierung ohne größere Herausforderungen machbar
- Zielzustand (sauberer Datenaufbereitung und Visualisierung) ist jedoch bisher oft nicht erreicht wegen uneinheitlicher Entwicklung (Stichwort „technische Schulden“); nachträgliche Vereinheitlichung der Datenstruktur erfolgt oft nicht

Zusätzliche Technologien /Anlagentypen

- Frage der Einteilung von Sicherheitsschichten / Sicherheitspolstern zur Vereinfachung bzw. Absicherung von Prozessen
- Berücksichtigung der Freiheitsgrade unterschiedlicher Anlagentypen

3. Sonstiges und Feedback

Bieten bestehende Anlagen einen potenziellen Systemnutzen, der heute nicht vergütet wird?

- Einspeisemanagement: Gesamtes System bietet die Möglichkeiten einzelne Anlagen vom Netz abzuschalten
- Bisheriger Prozess ist nicht offen am Markt, ist ineffizient ausgestaltet

A.4. **Protokoll Experteninterview „Intelligentes Energiesystem“ – Forschungsprojekt Flexibilitätsplattform zur Netzengpassbewirtschaftung**

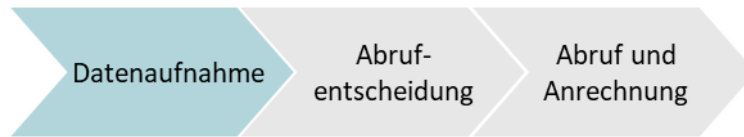
Zeit	19.12.2018 – 13:00 bis 14:30 Uhr
Ort	50 Hertz, Heidestraße 2, 10557 Berlin
Interviewpartner	Georg Meyer-Braune (Projektleiter WindNODE, 50Hertz)
Interview-Leitung	Christopher Koch, Simon Letzgus (alle TU Berlin)

1. Vorab

Trennung von Abruf und Abrechnung sinnvoll aufgrund unterschiedlicher Art der Prozesse

- Abruf zeitkritisch
- Abrechnung Ex post-Prozess nach der Erbringung (nicht zeitkritisch)

2. IKT bei der Netzenspassbewirtschaftung



Eingabe der Stammdaten der Anbieter und deren technische Einheiten über Webseite, Freigabe der technischen Einheit, Aufnahme der Gebote, Übermittlung des Netzzustands (Prognose der Netzenspässe), teilweise statische Berechnung der Sensitivitäten auf zugeordnete Übergabepunkte?

- Unterschiedliche Wege der Datenübermittlung (auch für Stammdaten)
 - Eingabemaske
 - Upload von Dateien über Web-Portal (für Vielzahl von Anlagen)
 - Über API
 - Zusätzlich müssen VNB die Angebote einsehen und bewerten (filtern)

IKT-basierte Prozessoptimierung

- Einfache Datenübermittlung durch Anbieter und automatische Überführung in Datenbank
- Plausibilitätsprüfung beim Freigabeprozess (potenziell automatisiert, z. B. MSR-Abgleich)
- Automatisierte Gebotsaufnahme über mehrere Wege (API, Datei-Upload, Eingabemaske)
- Datenmanagement (Stammdaten, Gebote, Netzzustand)

Herausforderungen Lösungsmöglichkeiten

Berücksichtigung der Sensitivität

- Teil des Gebots nicht der Stammdaten
- Kurzfristige Abbildung unterschiedlicher Schaltzustände bzw. Anlagenzustände
- Sensitivität somit abhängig von Verteilnetzen (selten dynamische Schaltmaßnahmen, meistens baulich bedingte Schaltmaßnahmen)

Einfluss der aktuellen Leitungsbelastung auf die Sensitivität

- Derzeit nicht mit abgebildet (vernachlässigbar)
- Prüfung des Einflusses läuft derzeit
- Schaltzustände haben deutlich größeren Einfluss (werden auch berücksichtigt)

Heterogenität der Daten als Herausforderung

- Heterogenität der Daten vor allem in Bezug auf die Gebote weniger problematisch
 - Fehlgebote oder ähnliche Fehler eher selten
 - Große Erfahrung mit RL-Ausschreibungen
 - Testumgebung bietet ausreichend Möglichkeiten der Vorbeugung
- Bei Stammdaten großer Abstimmungsaufwand und manuelle Rückfragen
 - MSR mögliche Lösung, bzw. Verlagerung des Problems auf früheren Prozessschritt

Datenmengen als Herausforderung

- Besteht nicht

Fragen

Was ist eine technische Einheit? Sind auch räumlich zusammenhängende gepoolte Einheiten möglich?

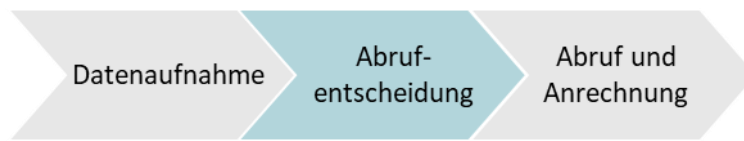
- Poolen ist möglich für einheitlichen Standort → eine technische Anlage bestehend aus mehreren Einheiten an selben Netzanschlusspunkt
- Perspektivisch Poolung von unterschiedlichen TEs im Angebot (dann jedoch nicht zu einer technischen Einheit, sondern nur zu einem Angebot)
 - Voraussetzung: gleiche Sensitivität

Was wird bei der Freigabe der technischen Einheit (automatisch?) geprüft?

- Aktuell: Bei der Anmeldung einer technischen Einheit führt der jeweilige Netzbetreiber den Freigabeprozess durch
 - Prüft die Richtigkeit der Stammdaten (Übereinstimmung mit der tatsächlichen Anlage)
 - Prüfung auf Plausibilität
- Angedacht: Weitere technische Prüfkriterien (allerdings noch nicht in der Testphase)
- Angedacht: Abgleich mit MSR
 - MSR ist noch nicht verfügbar, Dauer bis zur Vervollständigung geht über Projektlaufzeit hinaus
- Technische Anforderungen weniger relevant als bei der RL

Braucht es zusätzliche Hardware/Software oder können bestehende Systeme genutzt werden?

- nein



Prozessablauf

- Skizze angefertigt
- Kommunikation der Netzbetreiber läuft über die Plattform als Single Point of Contact
- Erst haben VNB Zeitintervall für ihre Prozesse (Filter, Abruf, Sensitivitäten)
- Ergebnisse werden in Plattform hinterlegt und anschließend vom ÜNB abgerufen
- Zeitlicher Ablauf:
 - Zeiten sind mit aktuellen Prozessen des Netzengpassmanagements abgestimmt (ÜNB DA 18-22 Uhr)
 - Intraday Abrufmitteilung 1 h vor Lieferung, da aktuell BK-Ausgleich durch Anlagenbetreiber selbst erfolgt (aufgrund des ordnungsrechtlichen Rahmens; künftig durch ÜNB möglich)
- Effizienz des DA-Prozesses abhängig von Abrufwahrscheinlichkeit
 - Day-ahead-Flexibilitätsvermarktung beinhaltet größeres Risiko, nicht oder nicht in voller Höhe aktiviert zu werden
 - Mögliche Lösung: Day-ahead Handel von Optionen bei ausreichender Wahrscheinlichkeit
 - Abhängig von der Liquidität der beiden Flexibilitätsmärkte
- Ausblick:
 - Regelzonenübergreifende Maßnahmen (mehrere ÜNBs in Beteiligung) grundsätzlich denkbar. Prozesse dann zu definieren.
 - Engpassbewirtschaftung bei den VNB unterschiedlich
 - Aktuell Entwicklung von Ist- zu Planwerten

IKT-basierte Prozessoptimierung

- Netzberechnung und Abrufoptimierung finden nicht auf der Plattform selbst statt, sondern in Nachfolgeprozessen
 - Bei 50Hertz schon implementiert

Lösungsmöglichkeiten/ Herausforderungen

Einsicht der Ergebnisse und Abstimmung zwischen den Netzebenen / -betreibern

- Klare zeitliche Taktung vor und nach Gate-Closure
 - Zuerst: Prüfung und Auswahl für VNB (hat geringere Auswahl, deshalb Vorrecht)
 - Danach: ÜNB (aufgrund überregionaler Alternativen)
- Auswahlentscheidung auch mit Optimierung über das gesamte Angebot zeitgleich über alle Netzebenen denkbar
 - Realisierung fraglich

Fragen

Komplexität bei der Optimierungsaufgabe?

- Vermaschung als Treiber der Schwierigkeit der Optimierungsaufgabe
- Größere Anzahl an Einzelpotentialen → größerer Rechenaufwand für das Tool

In welchem Umfang werden neue Anbieter auf der Flex-Plattform erwartet (Anzahl/MW)?

- Theoretisch keine Limitierung der Anlagengröße, 100 kW ist eine realistische Zielgröße
- Insgesamt werden heute ca. 10.000 Anlagen bei der Netzengpassbewirtschaftung eingesetzt

Braucht es zusätzliche Hardware/Software oder können bestehende Systeme genutzt werden? /

Führt Erweiterung des Prozesses zu enormem Mehraufwand?

- Wirksamkeit wird Umspannwerken zugerechnet, dadurch auf Anzahl der USWs begrenzt
- Bei mehreren Möglichkeiten für gleiches USW Einzelentscheidung
- Bei stark ansteigender Anlagenzahl evtl. Performance-Restriktionen -> Komplexitätsreduktion
 - Entweder direkt an den Eingangsdaten (durch Cluster-Bildung)
 - Oder beim Optimierer mit automatischer Zuordnung der Merit Order pro USW und automatisierter Auswahl (Problem Einwirkung auf mehrere USWs)

Kostenabschätzung Flex-Plattform Einrichtung und Betrieb?

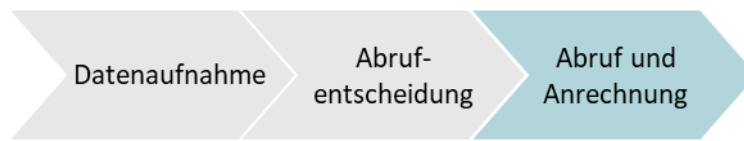
- **Plattform**
 - Kosten sollten sich im Vergleich zum erhofften Einsparpotenzial amortisieren
 - Kosten-/Nutzenanalyse wird als Teil des Projektes durchgeführt
- **Anbieterseitig**
 - Je kleiner die Anlagen desto größer die Transaktionskosten
 - Abhängig von standardisierter Messinfrastruktur, automatisierter Steuerung

Welches Kriterium führt zu einer Stunde Vorlaufzeit (Komplexität der Entscheidung, Planungssicherheit Anbieter...?) Ist es zielführend die Vorlaufzeit von 1h (intraday) weiter zu verkürzen?

- Siehe oben (Prozessablauf)

Berücksichtigung von Erfahrungswerten bei Optimierung oder automatisiertem Abruf?

- Derzeit nicht in der Anwendung, aber durchaus als Möglichkeit für weitere Optimierung des Prozesses



Übermittlung des Abrufs an den Anlagenbetreiber, Kontrolle der Erbringung, Vergütung der erbrachten Leistung, Bilanzkreisausgleich erfolgt durch Anbieter selbst

IKT-basierte Prozessoptimierung

- Größter Teil Vorbereitung und Optimierung
 - Derzeit noch manuelle Bestätigung für EinsMan bei Netzengpassituationen
 - Manuelle Abstimmungsprozesse auf europäischer Ebene (Abgleich der Änderungen vom Dispatch)
- Abruf erfolgt anschließend lediglich über Signal an den Anbieter (API, Datei-Upload, Eingabemaske), abrufender Netzbetreiber sieht, ob die Information zur Abrufanfrage eingeholt wurde

Herausforderungen/ Lösungsmöglichkeiten

- Kontrolle der Abrufleistung
 - Statistische Auswertungen über Zählwerte, Auffälligkeiten werden angezeigt und manuell analysiert

Fragen

Muss der Abruf bestätigt werden?

- Nein, aber ex post Übermittlung der tatsächlichen Erbringung (zum nachträglichen Abgleich)
- Probleme anbieterseitig
 - Technische Ausgestaltung, Automatisierung der Flexibilitätsrealisierung
 - Technische Lösungen sind allerdings durchaus verfügbar

Wie erfolgt der Nachweis des Einsatzes und dessen Prüfung? Durch Zähler auslesen oder durch Meldung des Anbieters?

Kontrolle der Erbringung

- Über Ist-Werte aus Zählwerten (Smart-Meter Daten 15-Min Werte) ausreichend
- In Kombination mit Baseline (aus Angebot) Überprüfbarkeit gegeben
- Vollständige Erbringungskontrolle aufwändig

Wie ist der Bilanzkreisausgleich geregelt?

- BKV bzw. Anbieter ist selbst für den Ausgleich der Bilanzkreise verantwortlich
- Während Testlaufzeit keine Übernahme durch Netzbetreiber
 - Würde jedoch das Gate-Closure deutlich verkürzen
- Durch die Verantwortung für den Ausgleich noch hohe Sicherheitsaufschläge notwendig

A.5. Protokoll Experteninterview „Intelligentes Energiesystem“ – Netzprognose- und -instandhaltung

Zeit	16.11.2018 – 09:00 bis 11:00 Uhr
Ort	TU Berlin, Einsteinufer 25, 10587 Berlin (via Skype)
Interviewpartner	Philipp Clasen (Data Analyst und freier Mitarbeiter bei innogy)
Interview-Leitung	Christopher Koch, Simon Letzgus, Felix Vorwerk (alle TU Berlin)

1. Impulsvortrag Philipp Clasen

1. Data Science bei innogy G&I

- Problembezogene Analyse in Form konkreter Use Cases
- Nicht generell extern vermarktbar
- Aus dem laufenden Betrieb generell die häufigere Quelle für Use Cases
- Interdisziplinäre Teamstrukturen (Controller, Data Scientist & Experten, Koordinatoren...)

2. Use case 110kV Transformers

- 110/10 kV Trafo Zustandsprognose
- Welche Transformatoren sollen zu welchem Zeitpunkt ersetzt werden?
- Betriebsalterung entspricht nicht dem realen Alter des Betriebsmittels
- Vorhersage des zukünftigen Zustands zur Beurteilung welche Transformatoren zuerst einen kritischen Zustand erreichen
- Unterschiedliche Datenquellen werden genutzt mit verschiedenen Eigenschaften (Auflösung der Daten, Zugang aufgrund von Sicherheitsbestimmungen)
 - Business-Warehouse: SAP-Datenbank mit Daten aus Planwerken für geschäftliche Zwecke, auch Gas-in-Öl-Messungen (für diese ist Datendokumentation meist über mehrere Jahre digital vorhanden); direkter Zugriff möglich
 - SCADA-Daten aus dem Leitsystem über Leistungskennzahlen (erschwerter Zugang aufgrund von Sicherheitsrichtlinien; deswegen Spiegelung der Daten); hohe zeitliche Auflösung → Aggregation notwendig
 - Potenziell könnten auch Hersteller oder Baujahr etc. als Klassifizierungsfeature mit eingegeben werden, wenn Analyse ergibt, dass bestimmte Gruppen anfälliger sind
- Zugriff: Spiegelung der SCADA Daten zu Geschäftszwecken/planerischen Tätigkeiten, im Gegensatz zum unmittelbaren technischen Betrieb
- Optimierungsproblem
 - Fehler in der Prognose einseitig deutlich kostenintensiver (Ausfall eines kritischen Trafos nicht erkannt vs. falsch positiv (Kosten nur eine Ölmessung)) → Optimierung nicht anhand der korrekt klassifizierten Trafos, sondern Cost-Sensitive Calculation
 - Ranking der Transformatoren, die laut Modell kritischsten zuoberst
 - Wie viele der so gerankten Trafos muss ich mit Gas-in-Öl-Messungen versehen, damit ich möglichst viele kritische Trafos erwische?

- Nach Norm nicht erkannte kritische Trafos müssen nicht direkt einen Totalschaden verursachen. Es gibt einen Erwartungswert, was ein nicht identifizierter Trafo kostet
- Minimierung der erwarteten Gesamtkosten

Schlussfolgerungen:

- Individuellere Maintenance Methode als einheitliche Bewertung aufgrund von durchschnittlichen Lebensdauern
- Letztendlich ist durch die Prognoseungenauigkeit immer eine Frage der Risikoaschätzung und Kosteneffizienz
- Keine Bestimmung der genauen technischen Alterung möglich (Zelluloseabbau, Faserbrückenbildung, etc.)
- Keine Abschätzung über Störfälle möglich (Gradiente Überspannungen, Kurzschluss, etc.)
- Sehr lange Lieferzeiten für Transformatoren, deshalb redundante Netzgestaltung (teilweise doppelte Ausstattung mit Transformatoren)

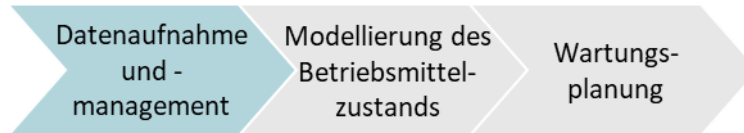
3. Prognose von Ladesäulen (E-Mobility-Prognose für die Netzplanung)

- Problem besteht im Bestand bei schneller Entwicklung der Elektromobilität in bestimmten Netzbereichen
- Einteilung: privat, gewerblich, halb-öffentlich und öffentlich
- Öffentliche Großprojekte weniger kritisch, da Netzbetreiber frühzeitig in Planung involviert
- Fokus auf privat → besondere Herausforderungen bezüglich Transparenz und Planbarkeit
- Auflösung 100m X 100m „Kacheln“ ohne Bezug zum jeweiligen Netz des einzelnen Netzbetreibers (Entspricht Auflösung sozio-ökonomischer Daten)
- Prognose jeweils bezogen auf Entwicklungspfad (z. B. 1Mio E-Fahrzeuge im Jahr X)
- Kombination von Sozioökonomischen Daten, Geomarketingdaten, Kartenmaterial, Bestandsdaten, Gebäudestrukturdaten
- Daten sind größtenteils frei verfügbar (Google-Bezug ist kostenpflichtig)
- Daten wurden eigen-beschafft und nicht von Netzbetreibern
- Hochlaufsznarien beziehen sich auf die Entwicklung der Elektromobilität (welche sozialen Bereiche sind wie weit betroffen, welche Fahrzeugtypen werden in welchem Umfang angemeldet)

4. Stromausfall.de

- Nutzerportal zur Erfassung von Stromausfällen (entweder von Seiten der Nutzer oder von Seiten des Netzbetreibers)
- Anschluss an Google Analytics
 - Auswahl und Visualisierung der Daten zu Stromausfällen
- Sinnvoller Einsatz: Information die Kunden (Verwendung als Informationsplattform)
- Nutzung zur Fehlererkennung bei größeren Netzbetreibern nicht notwendig (Leitsystem ist vorhanden)
- Kleinere Netzbetreiber können das Tool auch zur Fehlerortung nutzen

2. IKT bei der Instandhaltung von Verteilnetzen



Aufnahme und Bereitstellung elektrischer Basisdaten zur Netzinfrastruktur, Sachdaten der Anlagen (z. B. Hersteller, Verfügbarkeitsdaten, Kosten...) und Personalplanung

Herausforderungen

- TOP: Heterogenität der Daten
 - Große Anzahl einzelner Systeme/Datenbanken (insbesondere im „Business Warehouse“)
 - Zusätzlich müssen einzelne Datenbanken aufgrund der großen Datenmenge migriert werden, um aktuellere und effizientere Datenbanksysteme (bzw. -strukturen) nutzen zu können
- Benötigte Daten, teilweise bisher nicht erfasst
- Unterschiedliche Ansprechpartner (siehe Frage unten)

Lösungsmöglichkeiten

- Digitalisierung von Montageprotokollen und Auswertung bestimmter Daten, die bisher nicht automatisch übertragen bzw. erfasst werden
- Generell Einzelfallprüfung für die Erhebung fehlender Daten

Wie detailliert sind die Informationen zu den Anlagen erfasst? (Hersteller)

- Statistische Unterschiede von unterschiedlichen Herstellern als Kategorie möglicher Teil der Betrachtung, im konkreten Fall jedoch herstellerunabhängige Betrachtung

Lohnt sich eine Aufbesserung der Datenlage oder ist der Aufwand zu groß / der Nutzen zu gering?

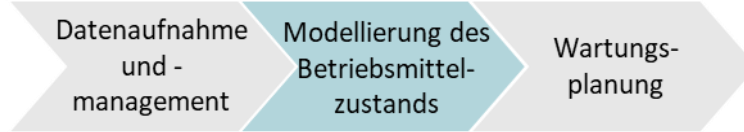
- In bestimmten Bereichen durchaus Bereiche fehlender sinnvoller Daten
- Allerdings besteht Unsicherheit bezüglich der Kosteneffizienz von zusätzlichen Messungen/ zusätzlicher Datenerhebung (wie hoch sind Erhebungskosten, wie hoch ist der Nutzen?)
- Einzelfallunterscheidung notwendig

Gibt es bei den Netzbetreibern einen jeweiligen Verantwortlichen mit Übersicht über alle Datenbankstrukturen

- Nein, mehrere Positionen/Personen müssen angesprochen werden
- Allerdings durchaus ohne größere Probleme möglich den jeweiligen Verantwortlichen zu identifizieren

Professionalität der Netzbetreiber im Hinblick auf die Datenstrukturen

- Historisch gesehen großer Umfang an Datenaufnahme vorhanden
- Im regulierten Bereich kommen zusätzliche Bereiche der Datenaufnahme und Datennutzung hinzu
- Das Thema ist bei Netzbetreibern durchaus prominent vorhanden



Überführung der bereitgestellten Anlagendaten in ein Modell & Modellierung des Zustandes der Betriebsmittel und Berechnung der erwarteten Restnutzungsdauer

Herausforderungen

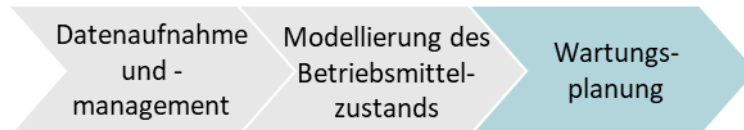
- Business Case: Auch bei umfänglicher Datenlage ist die Entwicklung eines Modells durchaus zeitintensiv und nicht immer kostenoptimal
- Iteratives Vorgehen bei der Modellentwicklung stellt Herausforderung dar
 - Skalierbarkeit der Anwendung/Übertragung der Lösung auf mehrere Netzbetreiber: Welches Modell und welche Konfiguration liefern bestes Ergebnis? Welche Daten sind vorhanden?
 - Rückkopplung zwischen Datenanalyst und Elektrotechnik-Experten zeitintensiv
- Skalierbarkeit von Ergebnissen ist nicht immer gegeben (je nach Spezifität der Use Cases)
 - Kleinere Netzbetreiber stellen darüber hinaus insgesamt einen zu geringen Datenumfang zur Verfügung, um sinnvolle Prognose zu ermitteln

Für welche Komponenten ist eine Anwendung sinnvoll (Trafos und andere Komponenten)?

- Kabel und Freileitung (große Anzahl, hoher Wert)
- Datenlage ist jedoch vergleichsweise schlechter
- Auf externe Datenmengen angewiesen (Wetterdaten etc.)

Gibt es Möglichkeiten zur Datenaufnahme von Betriebsmitteln Kabel und Freileitung?

- Durchaus Möglichkeiten vorhanden allerdings nur für Neuanlagen und nicht für Bestands-Assets



Zusammenführung der Informationen über die Betriebsmittelzustände mit Informationen zur Personalplanung und externer Randbedingungen zur Erstellung des Wartungsplans

Herausforderung:

- Möglichst aktuelle Routenplanung
- Intuitive und eindeutige Eingabe der Messergebnisse

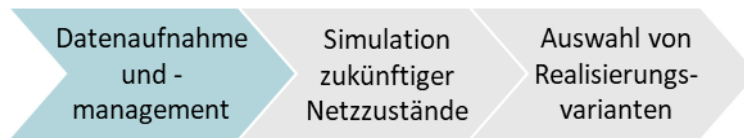
Lösungsmöglichkeiten:

- Datenübermittlung über Tablets/Smartphones
- Intuitive Eingabemaske; Überarbeitung nach Rücksprache mit Monteur

Welches Verbesserungspotential besteht bei der Einsatzplanung (Traveling Salesman Problem)?

- Teil einer separaten Betrachtung, Daten werden erfasst und genutzt, Digitalisierung und Optimierung von Personalprozessabläufen findet bei vielen Netzbetreibern statt
- Ausstattung mit technischem Equipment zur direkten Digitalisierung der Bestandsaufnahme/ Wartungsvorgänge (Workforce-Enabler)
- Einsatzplanungsoptimierung

3. IKT bei der Zielnetzplanung



Aufnahme und Bereitstellung elektrischer Basisdaten zur Netzinfrastruktur, Last- und Einspeisereihen sowie weiterer Planungsdaten (Geodaten; Wartungsdaten; kommerzielle Daten wie z. B. Kosten, ...)

Herausforderungen

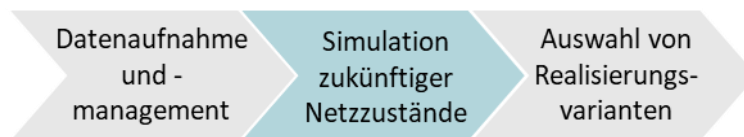
- Siehe Impuls Lastprognose

Welchen Stellenwert/“Professionalisierungsgrad“ hat die Datenhaltung bei Verteilnetzbetreibern heute?

- Unterschiedliche GIS-Systeme im Einsatz
- Professionelle, digitale Datenhaltung
- Schnittstellen zur Einbindung neuer Informationen meist vorhanden

Welche „neuen“ Daten werden hier von Interesse?

- E-Mobility als ein Baustein, allerdings weiterer Umfang an notwendigen Bestandteilen



Überführung der bereitgestellten Daten in ein Netzmodell; Integration der Planungsdaten als Modellparameter oder Randbedingungen; Prognosen für Einspeisung und Lastverlauf; Ableiten von Netzausbauvarianten basierend auf den Simulationsergebnissen

Herausforderungen

- E-Mob stellt derzeit die größte Herausforderung für die Verteilnetzbetreiber dar
- Entwicklung geht hin zu höherer Ladeleistung, was durchaus zu kritischen Zuständen in den Verteilnetzen führen kann
 - Vergleichbarer Effekt durch PV-Auf-Dach Installation (Spannungshaltung)
- Zubau von dezentraler EE stellt vergleichsweise geringere Herausforderung dar (durch Lerneffekte und geringeren Zubau im Vergleich zu vergangenen Jahren)
- Veränderungen, die im bestehenden Netz und in großem Umfang erfolgen (Änderung der Netzsituation ohne Anpassung der Infrastruktur oder sogar ohne Wissen des Netzbetreibers)
- Grundlage der Prognosen sind Studien, nicht historische Daten: größerer Umfang von (mit Unsicherheit verbundenen) Annahmen bei der Bewertung zukünftiger Netzzustände
- Annahmen mit größter Sensitivität: Gewichtung der sozio-ökonomischen Features
-> Parametrisierung

Bezüglich der Daten

- Kleine VNBs haben nicht die Mittel (personell, monetär) um hochauflösende sozioökonomische Modelle umzusetzen

Bezüglich des Modells Use Case 2

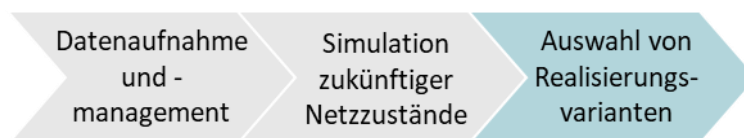
- Kein klassischer Ansatz des Machine Learnings
- Sehr viele Annahmen müssen getroffen werden, sehr viele Interpretationen bleiben möglich
- Wie werden die sozioökonomischen Daten gewichtet (welche Faktoren haben welchen Einfluss auf das Ergebnis)
 - In den Details des Prozesses durchaus subjektive Einschätzungen notwendig

Lösungsmöglichkeiten

- Auf die größere Unsicherheit, die sich aus der E-Mob und deren Prognose auf Grundlage sozioökonomischer Daten ergeben, lässt sich mit voraussehender Investition reagieren
- Bei ohnehin notwendigen Baumaßnahmen: Verlegung von Leerrohren für die spätere Erweiterung des Netzes an relevanten und erwartbar lastintensiven Stellen (die dann ohne bauliche Maßnahme durchführbar ist)
 - Neue Baumaßnahme für das Verlegen von Kabeln ist immer mit großem Aufwand verbunden

Inwiefern helfen historische Daten das zukünftige Nutzerverhalten vorherzusagen, wenn dieses durch neue Technologien maßgeblich verändert werden wird?

- Aktueller Prozess basiert auf historischen Daten und Erfahrungen aus der Vergangenheit



Auswahl der bevorzugten Variante unter Berücksichtigung weiterer Restriktionen

- Keine weiteren Erkenntnisse

Anhang

Welche Arten von Leistungstransformatoren werden im Zuge des Predictive Maintenance berücksichtigt? Lohnt sich der Einsatz bereits bei Ortsnetztransformatoren, bzw. gibt es bei diesen überhaupt eine ausreichende Datengrundlage?

- Im vorgestellten Anwendungsfall werden nur HS/MS-Transformatoren berücksichtigt (110/10 kV bzw. 110/20 kV)
- Bei ONTs gibt es keine vergleichbare/hinreichende Datengrundlage
- Zudem können Ortsnetztransformatoren notfalls schneller angeschafft und ausgetauscht werden

Welches Ziel wird bei dem Prozess maßgeblich verfolgt: Die Vermeidung unvorhergesehener Ausfälle oder die Vermeidung unnötiger Wartungsprozesse?

- Im regulierten Netzgeschäft wird (je nach Asset) eher das Ziel verfolgt, Investitionsentscheidungen mit Prognosen über die Lebensdauer des Assets zu unterstützen.

Ist ein Ausfall von (110kV-) Transformatoren ein denkbares und vorkommendes Szenario oder werden die Transformatoren ausgetauscht bevor weitreichende Schäden entstehen?

- Der Ausfall eines 110kV Transformators ist ein denkbares Szenario, das allerdings mit den aktuellen Wartungsgrundsätzen nur in Ausnahmefällen vorkommt.
- Sofern Schäden bekannt sind, werden Transformatoren repariert bzw. ausgetauscht bevor es zum Ausfall bzw. schwereren Schäden kommt.

Wie groß sind die regelmäßigen Wartungsintervalle für (110kV-) Transformatoren? Welche gesetzlichen oder normentechnischen Mindestintervalle müssen eingehalten werden?

- Nach meinem Kenntnisstand werden Gas-in-Öl-Analysen bei Netztransformatoren alle 5 Jahre durchgeführt. Bei neuen Trafos, Auffälligkeiten und Industriekunden häufiger

Wie hoch ist das maximale Einsparpotential durch die Optimierung der Wartungsplanung? Wie hoch sind die Wartungskosten pro Einheit (verursacht durch den Personalaufwand, die Ausschaltung des Trafos während des Wartungsprozesses, eine eventuelle Mehr-Belastung anderer Betriebsmittel für den Zeitraum der Wartung, etc.)?

- Prinzipiell sind Wartungskosten gut planbar und gering im Vergleich zu unvorhergesehenen Investitionskosten z. B. durch den Ausfall eines Transformators.

Welche Auswirkungen würden sich durch den Ausfall von 110kV-Transformatoren auf die Versorgungssicherheit und -qualität ergeben? Sind die Betriebsmittel nach dem n-1 Kriterium redundant abgesichert?

- Für das 110kV Netz gilt üblicherweise das n-1 Kriterium als Planungsgrundsatz

Welche finanziellen Auswirkungen würden sich durch den Ausfall von Transformatoren auf das Unternehmensergebnis von Verteilnetzbetreibern ergeben (Kapitalkosten, Personalkosten, Auswirkungen auf die Q-Komponente bei der Festlegung der Erlösobergrenze seitens der BNetzA)?

- Prinzipiell müsste ein Transformator bei einem Ausfall ersetzt werden. Regulatorisch gibt es durch die Netzkostenermittlung ein "Budget" für Erneuerungen, die Ausfällen vorbeugen sollen. In Bezug auf die vorletzte Frage ist also wichtig die "richtigen" Transformatoren bei einem begrenzten Budget zu ersetzen.

Ansprechpartner in der WindNODE-Verbundkoordination

Niko Rogler
niko.rogler@windnode.de

WindNODE-Geschäftsstelle
c/o 50Hertz Transmission GmbH
Heidestr. 2
10557 Berlin
info@windnode.de
www.windnode.de