

Zeitschrift: Bulletin Electrosuisse
Herausgeber: Electrosuisse, Verband für Elektro-, Energie- und Informationstechnik
Band: 106 (2015)
Heft: 9

Artikel: Stromnetze : mehr Intelligenz und weniger Kupfer
Autor: Galus, Matthias
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-856700>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. [Siehe Rechtliche Hinweise.](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. [Voir Informations légales.](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. [See Legal notice.](#)

Download PDF: 30.03.2025

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>

Stromnetze: Mehr Intelligenz und weniger Kupfer

Die Smart Grid Roadmap zeigt Wege in die Zukunft der Stromnetze

Mehr und mehr Sonnen- und Windenergie sollen in das System integriert werden. Hierbei haben sich v.a. die Verteilnetze zahlreichen neuen Herausforderungen zu stellen. Doch die Welt hat sich verändert: Es wird mehr Intelligenz gefordert, um die neuen Ressourcen zu bewirtschaften. Elektromobile, Speicher, Verbrauch, Fotovoltaik, ganze Gebäude oder gar Mikronetze sollen über Smart-Grid-Lösungen effizient und kostengünstig in die Netze eingebunden und untereinander vernetzt werden. Eine Roadmap zeigt, welche aktive Rolle Smart Grids in der künftigen Energieversorgung übernehmen könnten.

Matthias Galus

Der Ausbau der neuen erneuerbaren Energien ist neben der Erhöhung der Energieeffizienz eines der wichtigsten Ziele der Energiestrategie 2050.[1] So sollen bis 2050 neben Wind, Wasserkraft und Wärmekraftkopplung allein ca. 11 GW an Fotovoltaik in der Schweiz ausgebaut werden. Es ist möglich, dass sogar mehr neue erneuerbare Energien in die Schweizer Netze integriert werden könnten. Ihr Preis wird aufgrund von Skaleneffekten weiter fallen.[2,3] Dadurch bilden sich auch neue Arten von Verbrauchern bzw. Prosumern: Elektromobile, Eigenverbrauchskonstrukte und andere dezentrale Konzepte führen in ihren Anreizen fort von einem System der zentral organisierten Stromversorgung. Der Paradigmenwechsel zu einer vermehrt dezentral organisierten Versorgung führt zu vielen Herausforderungen vor allem in Verteilnetzen, wo diese neue Produktion angeschlossen wird. Eine Vielzahl an Lösungen hierfür wird unter dem Begriff «Smart Grids» subsumiert.

Sinn und Zweck einer Roadmap: Wohin geht die Reise?

Doch was genau fällt unter den Begriff «Smart Grids»? Klar erscheint, dass man nicht nur Kupfer in den Boden legen kann. In einer Welt voller Applikationen und technischer Lösungen, die es sogar ermöglichen, Fussballspiele am anderen Ende der Welt in Echtzeit zu schauen, sind andere Lösungen gefragt. Was heisst das aber für die elektrischen Netze und wie sieht ihre

Zukunft aus, wenn sie denn nicht nur «kupfern» glänzt? Mit dieser Frage haben sich unzählige Untersuchungen beschäftigt, und neuartige Lösungen wurden als «smart» postuliert. Eine Differenzierung fand kaum statt. Hier setzt die Smart Grid Roadmap an. Die Roadmap wurde unter der Leitung des Bundesamtes für Energie mit zahlreichen externen Akteuren aus verschiedenen Bereichen – Umwelt, Energiewirtschaft, Informationstechnologiewirtschaft, Herstellern und Regulator – erarbeitet.

Herausforderungen

Die Roadmap schafft eine gemeinsame Arbeitsbasis, indem sie zunächst fünf Bereiche von Herausforderungen differenziert:

- Netzkapazität
- Gleichgewicht Produktion und Verbrauch
- Netzschutz
- Datenmanagement
- Stromeffizienz

Lösungen sollten dementsprechend gemäss diesen Bereichen differenziert werden. Wichtig zu verstehen ist, dass zwischen Lösungen im Netz selbst – als reguliertem Monopolbereich – und sonstigen, marktorientierten Lösungen weiter unterschieden werden muss. Derartige Differenzierungen fanden in der Vergangenheit kaum statt.

Harmonisierung Sichtweisen

Unterschiedliche Verständnisse, Sichtweisen, Meinungen und Vorstellungen hinsichtlich der identifizierten Herausforderungen und deren Möglichkeiten zur Überwindung werden in der Roadmap zusammengebracht und harmonisiert. So wird ein einheitliches Bild von

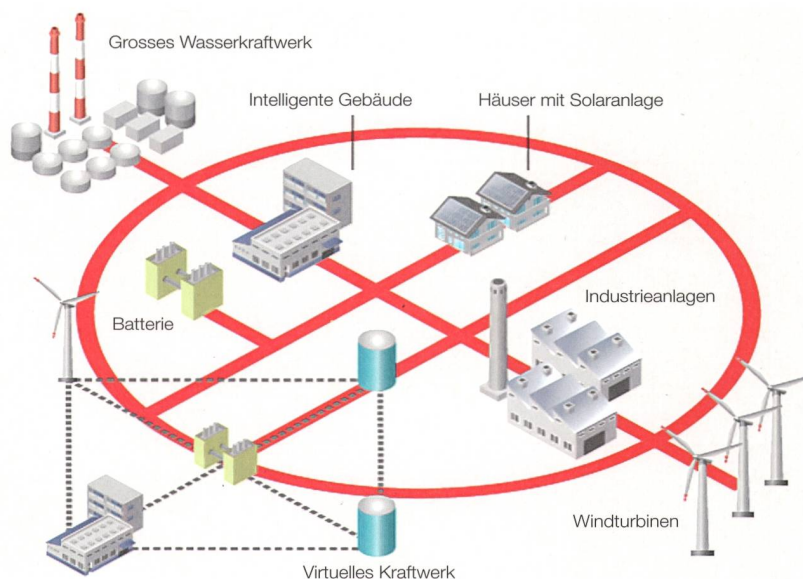


Bild 1 In Smart Grids werden verschiedene Technologien integriert und ermöglichen neue Funktionalitäten der Stromnetze. Das Bild zeigt das Zusammenspiel einiger Technologien (vgl. hierzu European Technology Plattform, www.smartgrids.eu).

Smart Grids in der Schweiz gezeichnet, damit man letztlich vom Gleichen spricht – per se kein leichtes Unterfangen vor dem Hintergrund eines so komplexen Themas. Die Arbeiten zur Roadmap fanden daher in einem breiten Gremium statt. Es wurde das sogenannte Backcasting als State-of-the-Art-Vorgehensweise gewählt. Es wird bisher erfolgreich in diversen anderen Industriezweigen benutzt, um Entwicklungen zu antizipieren und sich darauf einzustellen. [4,5]

Definition

Nach dem Motto «Wenn ich weiss, wohin ich will, werde ich den Weg finden» gibt die Roadmap auf Basis des geschaffenen gemeinsamen Verständnisses eine Definition und darauf aufbauend eine konkretere Idee der zukünftigen Netze im Stromversorgungssystem. Die Definition lautet folgendermassen: «Smart Grids sind elektrische Netze, die unter Einbezug von Mess-, Informations- und Kommunikationsinfrastruktur (IKT) den Austausch elektrischer Energie intelligent und effizient sicherstellen.»

Vision

Um die obige Definition zu konkretisieren, wurde eine gemeinsame Vision entwickelt. Diese zeichnet ein Bild des flexiblen Zusammenspiels von Verbrauchern, Eigenverbrauchern und Prosumern, Elektromobilen, Speichern sowie erneuerbaren Energiequellen, die in den Verteilnetzen

interagieren (Bild 1). Das Zusammenspiel der Ressourcen erfolgt marktbasierend. Das Netz bietet dafür eine effiziente und aktive Plattform. Virtuelle Kraftwerke vernetzen zentrale und dezentrale Erzeuger ortsunabhängig in Verteilnetzen und gleichen Produktionsschwankungen aus. Ein intelligentes Lastmanagement flexibilisiert den Verbrauch für unterschiedliche Anwendungen – von der Maximierung des Eigenverbrauchs bis hin zur Stabilisierung des gesamten Systems. Selektive Eingriffe durch das Netz in Verbrauch, Stromspeicher und Produktion reduzieren die benötigte Infrastruktur und ermöglichen einen weiterhin sicheren Netzbetrieb ohne Verletzungen der Spannungsbänder oder der Strombelastbarkeit der Leitungen. Hierzu ist eine IKT notwendig, die vorausschauend Engpässe in Verteilnetzen erkennt und über Koordinationsmöglichkeiten verfügt, die unterschiedlichen Ziele der Marktakteure mit den Bedürfnissen des Netzes in Einklang zu bringen. Das Netz kann auf Basis der Koordination Schaltaktionen durchführen, um auftretende Probleme zu beheben. Es greift also am richtigen Ort zur richtigen Zeit in das Zusammenspiel der Ressourcen ein. Die dazu nötige IKT ist vor Missbrauch geschützt. Rückfalllösungen bestehen im Falle von Ausfällen. Nicht zuletzt setzt das Netz für seine Benutzung die richtigen Anreize. Eine Nutzung wird verursachergerecht verrechnet. Somit sorgt das Netz für ein Gleichgewicht zwischen marktli-

chen Interessen und einer sinnvollen Nutzung seiner Kapazitäten – oder anders ausgedrückt: Dynamische Tarife, welche auch Signale der Netzauslastung beinhalten, werden an die dezentralen Ressourcen als Anreiz weitergegeben.

Funktionalitäten

Eine Umsetzung der Vision von Smart Grids, d.h. die zunehmende Vernetzung der Ressourcen über IKT, liegt noch in weiter Ferne. Klar ist, dass die Entwicklung von Smart Grids evolutionär erfolgen wird. Eine weitere Konkretisierung der Vision ist zunächst wichtig, um zu verstehen, was in gewissen Bereichen unternommen werden muss zur Initiierung von wünschbaren Entwicklungen. Dazu grenzt die Roadmap technische Funktionalitäten des zukünftigen Netzes gegeneinander ab. Hierbei wird klar zwischen Netz- und Marktfunktionalitäten differenziert. Insgesamt werden 18 verschiedene Funktionalitäten genannt, wovon 10 als Basisfunktionalitäten eingestuft werden. Hierzu zählen:

- Bereitstellung von Informationen über aktive Netzelemente
- Bereitstellung von Informationen über Netzzustand
- Bereitstellung von Informationen über Verbrauch und Produktion für Netzbetreiber
- Bereitstellung von Informationen über Produktion und Verbrauch für Ein- und Ausspeiser

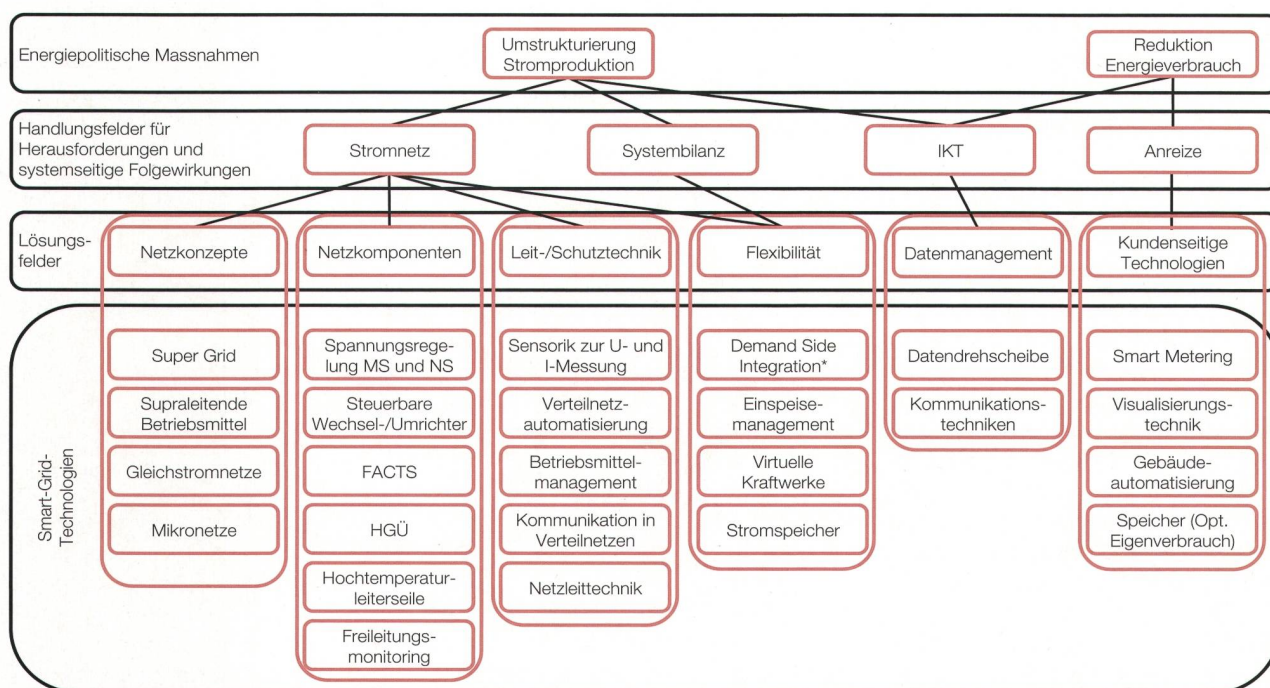


Bild 2 Werkzeugkasten der Smart-Grid-Technologien und ihre Abgrenzung bezüglich den von Herausforderungen betroffenen Bereichen.

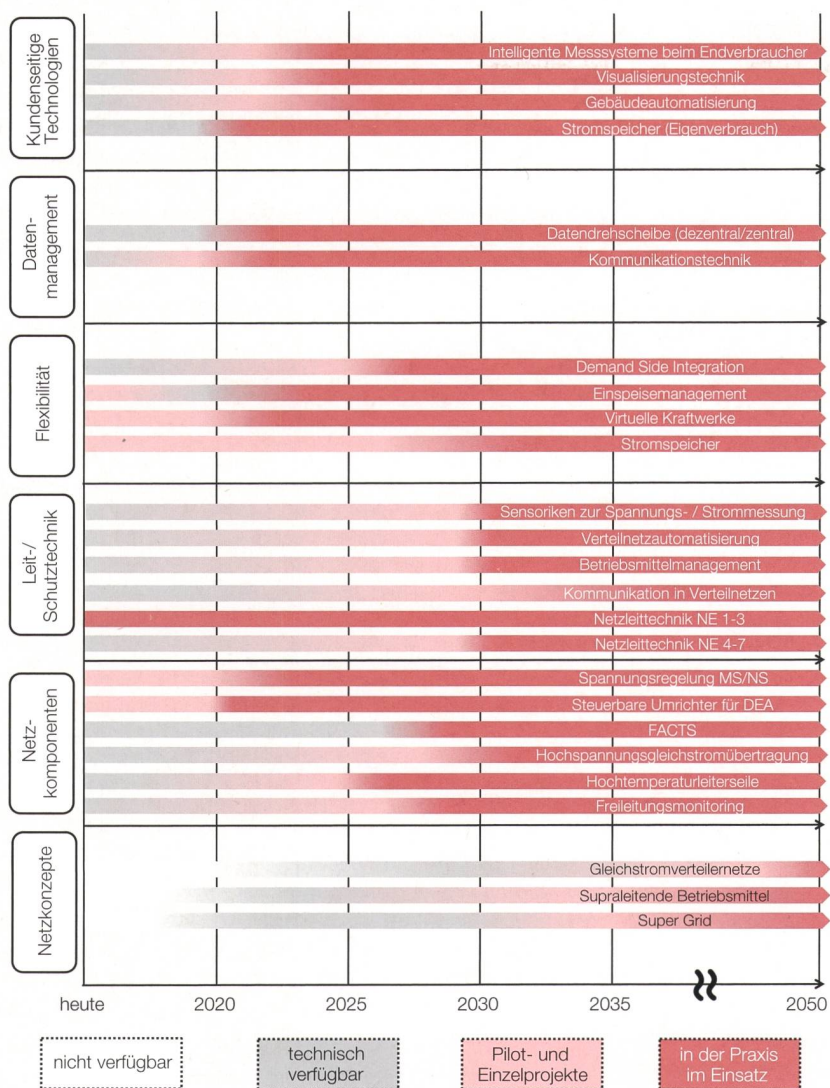


Bild 3 Verfügbarkeiten von Smart-Grid-Technologien und ihre Anwendung in den Netzen.

- Steuerung von Produktion, Speicherung und Verbrauch
- Ermöglichung individueller Systemdienstleistungen
- Cybersicherheit und Rückfalllösungen
- Weitgehende Marktpartizipation von Verbrauchern und Produzenten
- Lösungen zur Beeinflussung des Verbraucherverhaltens
- Einfacherer Kundenwechsel

Technologien für Netz-funktionalitäten der Zukunft

Zur Realisierung von Funktionalitäten sind Technologien, konkret also Betriebsmittel und clevere Steuerungen, im Feld nötig. Bild 2 gibt einen Überblick über dazu wesentliche Technologien. Sie werden Lösungsfeldern zugeordnet, die sich wiederum den Herausforderungen (s.o.) zuordnen lassen. Die Abbildung zeigt einen Strauss an Werkzeugen. Die Roadmap ordnet diese matrixartig den

Funktionalitäten zu, und der zu deren Realisierung geleistete Beitrag wird eingestuft. Gewisse Funktionalitäten lassen sich durch Kombinationen verschiedener Technologien umsetzen. [6] Bild 3 zeigt die betrachteten Technologien und deren zeitliche Entwicklung für Smart Grids. Zugegeben: Gewissermassen ist das ein Blick in die Glaskugel. Die Prognosen haben sich jedoch in vielen Expertengesprächen bisher als realistische Einschätzung für die nächsten Jahre entpuppt. Insbesondere bei den zur Umsetzung vieler Basisfunktionalitäten wichtigen Technologien – hierzu zählen intelligente Messsysteme, dezentrale Stromspeicher, Einspeisemanagement und kommunikationstechnische Lösungen – ist bis 2025 eine gewisse Verfügbarkeit in den elektrischen Netzen zu erwarten. Nicht zuletzt scheint gerade die Einschätzung hinsichtlich Speicher im Eigenverbrauch realistisch. [7]

Kosten und Nutzen ausgewählter Technologien

Eine vieldiskutierte Frage ist, inwiefern innovative Lösungen überhaupt einen Nutzen gegenüber konventionellen Lösungen wie Stromleitungen generieren. Die Roadmap hat diese Frage für ausgewählte Technologien vertieft. Das Kosten-Nutzen-Verhältnis von intelligenten Lösungen, wie z. B. einer Blindleistungsregelung, regelbaren Ortsnetztransformatoren (RONT) oder eines Einspeisemanagements, ist klar positiv. Gerade wenn das Verteilnetz aufgrund der dezentralen Einspeisung und eines Bedarfs zur Spannungshaltung ausgebaut werden müsste, zeigen sich Kosteneinsparungen (Nutzen) durch die Verwendung von RONT, Strangreglern oder eines Blindleistungsmanagements gegenüber konventionellem Netzausbau – also vermehrtem Kupfer im Boden. Ein Einspeisemanagement – in Form einer Kappung der Einspeisespitzen von neuen erneuerbaren Energien – ist eine weitere sinnvolle Massnahme für den Netzbetreiber. [8]

Der Einsatz von dezentralen Stromspeichern (Batterien) aus rein netzdienlichen Gesichtspunkten – hier sind Grossbatterien mit mehreren hundert kW und einigen MWh gemeint – kann auf längere Zeit kaum als volkswirtschaftlich sinnvoll gesehen werden. [9,10] Für den Bedarf der Systemstabilität und einen daraus resultierenden Einsatz aus system- und markt-dienlichen Gesichtspunkten können solche Speicher jedoch gut genutzt werden. Die lokale Engpassvermeidung im Netz kann dann einen zusätzlichen Beitrag zur Wirtschaftlichkeit der dezentralen Stromspeicher leisten, jedoch nur, wenn sie am richtigen Ort und verfügbar sind.

Eine Laststeuerung wirft aus Netzplanungssicht für die Mittel- und Niederspannungsebene ein Problem der Verfügbarkeit und Verlässlichkeit auf und kann daher nur einen geringfügigen Beitrag zur Reduktion des Netzausbaubedarfs leisten. Anders verhält es sich bezüglich ihres Beitrages zur Systemstabilität (Systemdienstleistungen) oder ggf. in der Bilanzierung; also auf dem Markt. Hier konkurrieren Speicher, Laststeuerungen, konventionelle Kraftwerke und nicht zuletzt in einigen Jahren die Elektromobilität. [11] Laststeuerungen, zusammen mit dezentralen Speichern, können zudem einen Nutzen innerhalb der Eigenverbrauchsregelung generieren, indem sie den Selbstversorgungsgrad erhöhen. Hier wären sie auch eingeschränkt für andere Anwendungen, wie z.B. Systemdienstleistungen, verfügbar.

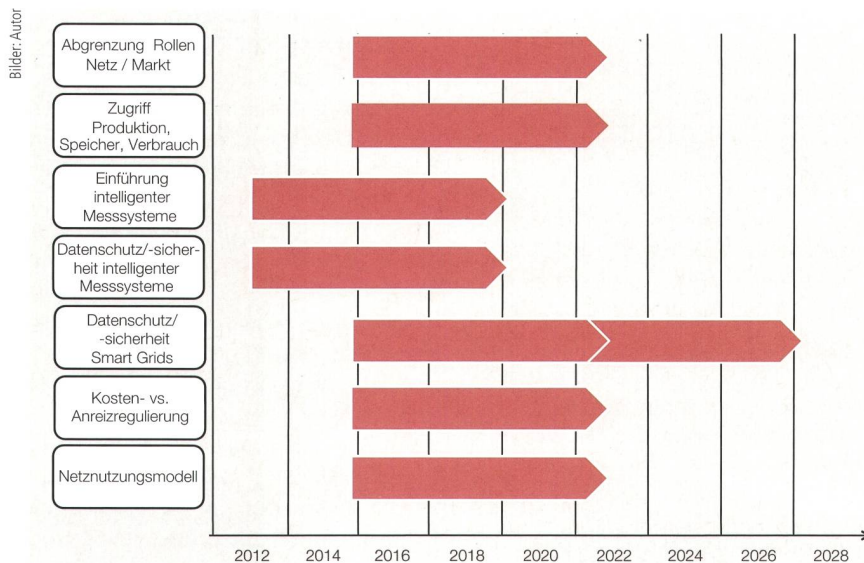


Bild 4 Arbeiten zur Beseitigung von Hemmnissen für Smart Grids auf regulatorischer Ebene.

Die Einführung intelligenter Messsysteme beim Endverbraucher (Smart-Metering-Systeme) weist ein positives Kosten-Nutzen-Verhältnis von knapp 1 Mrd. CHF über 20 Jahre auf. [12] Neuere Erkenntnisse verfestigen diese Einschätzung noch, selbst unter dem Einfluss des Wechselkurses. [13] Die Systeme tragen zu einem einfachen Endverbraucher- und Mieterwechsel sowie einer stark vereinfachten Stromablesung bei. Insgesamt wird auch der Umgang mit der Eigenverbrauchsregelung sowie mit Wechselprozessen stark vereinfacht. Eine Visualisierung des Verbrauchs fördert Stromeinsparungen: Energiedienstleistungsmärkte werden unterstützt, Effizienzpotenziale in der Produktions- und Netzplanung gehoben und teure Ausgleichsenergie über verbesserte Prognosen eingespart. Weitergehende als die bisher eher rudimentären, über die Rundsteuerung durchgeführten, Steuerungsfunktionalitäten verursachen zwar Mehrkosten, können jedoch in Einzelfällen gerechtfertigt sein, z.B. bei dem Ersatz einer in die Jahre gekommenen Rundsteuerung. [13,14]

Vernetzung und Digitalisierung

Die IKT wird zunehmend eine wichtige Rolle in Smart Grids einnehmen. So ist ein Einsatz in einfachsten Umsetzungsvarianten der genannten Technologien kaum nötig. Die Kombination von verschiedenen Technologien, z.B. von Einspeisemanagement mit RONT, kann aber noch effektiver sein, bedingt dann jedoch zunehmende Nutzung von IKT. Perspektivisch wird sie auch für eine Koordination zwischen Netz und Markt nötig werden.

Langfristig wird vermehrt IKT eingesetzt und eine gewisse Vernetzung der Technologien im Netz stattfinden. Dies erhöht die Komplexität des Systems, aber auch die Beobachtbarkeit bzw. die Steuerbarkeit des Netzes. Grundsätzlich handelt es sich bei einem grossen Teil der zu erfassenden Datenströme entweder um Personendaten, bei deren Bearbeitung datenschutzrechtliche Vorgaben zu beachten bzw. noch zu erarbeiten sind, oder um Daten im Netzbereich, deren Sicherung aus Gründen der Versorgungssicherheit gewährleistet werden muss. [15]

Insgesamt ist ein weitergehender Standardisierungs- bzw. Sicherungsbedarf unterschiedlicher Ausprägung feststellbar. Bei der Einführung von Smart-Metering-Systemen sind Standards und Normen wichtig, um Interoperabilität zu gewährleisten. Hier laufen international bereits Arbeiten, von denen die Schweiz profitieren kann. So weisen Systeme in Frankreich und Spanien eine übergreifende Interoperabilität auf, die durch Vorgaben der grossen Unternehmen erreicht wurde. Es gibt aber auch technische Lösungen, z.B. den DLMS-Cosem-Standard, die Interoperabilität gerade auch für kleinere Energieversorgungsunternehmen leisten.

Die bisher so nicht gekannte und zunehmende Datenflut ist eine Herausforderung und treibt Transaktionskosten, gerade auch in einem Strommarkt mit immer mehr und verschiedenen Akteuren. Für die effiziente Vernetzung der Akteure und einen Markt mit möglichst geringen Transaktionskosten gilt es verschiedene Wege zu prüfen, um die notwendigen Daten bereitzustellen. Hier wurden in den nordischen Staaten Daten-

plattformen (Datahubs) mit definierten Schnittstellen und standardisierten Formaten etabliert. Klar ist, dass der Datenschutz hierfür zu gewährleisten bleibt.

Die zunehmende Vernetzung in Smart Grids und durch Smart Metering bringt auch gewisse Sicherheitsrisiken. Fragestellungen dazu werden derzeit in der nationalen Cyberstrategie bearbeitet. [16] Momentan setzt sich auch das BFE intensiv mit diesem Thema auseinander. [17]

Die Rolle des Bundes – «smarte» Regulierung?

Neben technischen Fortschritten und Standardisierungsarbeiten wird die Entwicklung von Smart Grids durch regulatorische Rahmenbedingungen stark beeinflusst. Es gilt, die richtigen Anreize für die nötigen Entwicklungen zu setzen. So dient die Roadmap auch den hierzu nötigen Grundlagenarbeiten. Flexibilität in den Verteilnetzen (Produktion, dezentrale Stromspeicher, Verbraucher) ist von erheblicher Bedeutung. [18] Eine verbesserte Abgrenzung zwischen Netz und Markt ist anzustreben, und Fragestellungen hinsichtlich des Zugriffs auf Flexibilitäten im Netz sind zu klären. Rechte und Pflichten für involvierte Akteure innerhalb einer Koordination durch den Netzbetreiber prägen das Marktdesign der Zukunft und stossen Innovation im Netzbereich und neue Geschäftsfälle an. Weitere regulatorische Handlungsfelder sind in **Bild 4** veranschaulicht und nicht unabhängig voneinander zu sehen.

Der erste Schritt in eine smartere Welt findet sich schon in der Energiestrategie 2050 durch die Einführung von Smart-Metering-Systemen. [1] Einführungsmodalitäten und technische Mindestanforderungen sind zwar schon konkreter [14], sie sind aber noch auf regulatorischer Ebene festzulegen. Ein brennendes Thema ist hier die Frage des Datenschutzes. Es besteht bisher eine Parallelität von Bundesrecht und kantonalem Recht. Landesweite einheitliche Anforderungen im Bereich des Datenschutzes und der Sicherheit sind für die Umsetzung der Nutzen und Innovation unumgänglich. Dazu muss der Datenschutz die Verwendung von Lastgangdaten in nötiger Periodizität zweckgebunden und einheitlich regeln.

Weitere – eher grundsätzliche – Ziele einer «smarten» Regulierung bestehen u.a. darin, geeignete Anreize zu setzen, innovative Lösungen in den Netzen tatsächlich einzusetzen. Obwohl sie oft bereits ein positives Kosten-Nutzen-Verhältnis zeigen, fehlen oft noch Erfahrungs-

gen im Betrieb, weshalb z.B. die Verlässlichkeit dieser Lösungen gegebenenfalls zu konservativ bewertet wird, um sie wirklich einzuführen. Auch bleibt zu untersuchen, inwiefern innovative Lösungen, die betriebskostenintensiv sind, aber Kapitalkosten einsparen können, überhaupt genügend durch das Regulierungsregime beanreizt werden. [19,20] Perspektivisch wird zu prüfen sein, wie in Kosten- oder Anreizregulierung geeignete, technologieneutrale Anreize für eine volkswirtschaftlich wünschenswerte Durchdringung der Netze mit intelligenten Lösungen gesetzt werden können.

Etwaige derzeitige Unsicherheiten bei Fragen der Anrechenbarkeit hemmen zudem die Anwendung innovativer Lösungen. Das BFE bietet im Rahmen des Pilot-, Demonstrations-, und Leuchtturmprogramms (P+D+L) Möglichkeiten zur Finanzierung. Hier werden nur 40% (in Ausnahmefällen bis zu 60%) der nicht-amortisierbaren Mehrkosten finanziert. Bisher waren die restlichen Kosten im Netz anrechenbar. Dies ist derzeit nicht mehr der Fall. Durch den Kostendruck aus dem Strommarkt heraus und durch die Unsicherheiten bezüglich einer Anrechenbarkeit dürfte diese Situation dazu führen, dass Aufwendungen für Intelligenz im Netz vermehrt zum Erliegen kommen. Die Erfahrungen aus anderen Ländern zeigen, dass in solchen Situationen zusätzliche Innovationsanreize nötig sind. [21] Innerhalb laufender, regulatorischer Arbeiten werden für die Schweiz sogenannte Innovationsbudgets im kleineren Rahmen vorgeschlagen.

Fazit

Die Smart Grid Roadmap zeigt den Weg in die Zukunft der Schweizer Netze und hin zu neuen Funktionalitäten auf. Hierzu sind neue Technologien und eine zunehmende Vernetzung notwendig. Durch intelligente Lösungen wie Netzbereichsüberwachung im Zusammenspiel mit gezielten Eingriffen seitens der Netzbetreiber – z. B. im Sinne von Einspeisemanagement – oder wie regelbaren Einheiten (RONT) können Kupfer und Netzausbaukosten eingespart und der Strommarkt weiterentwickelt werden. Erste Entwicklungen, die neue Netzfunktionen ermöglichen, sind bereits losgetreten – z. B. Smart Metering in der Energiestrategie 2050 –, weitere folgen auf dem Fusse. So schlägt die Strategie Stromnetze spezielle Budgets für Netzbetreiber vor, um innovative Massnahmen umzusetzen. Dies soll den Netzbetreibern den

Freiraum geben, neue Lösungen zu erproben. Die grossen Weichen werden in absehbarer Zukunft gestellt, insbesondere hinsichtlich Fragen der Flexibilität in Verteilnetzen, der Anrechenbarkeit oder der Tarifierung. Die Roadmap dient dazu als wegweisendes Grundlagendokument, das wesentliche Handlungsstränge identifiziert. Daneben kann sie zur Ausarbeitung von P+D+L-Projekten verwendet werden. Die Netze werden so – Schritt für Schritt – immer intelligenter, flexibler und «fitter» für die Energiestrategie 2050.

Referenzen

- [1] Bundesamt für Energie, Botschaft zum 1. Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050.
- [2] International Energy Agency (IEA), Technology Roadmap – Solar Photovoltaic Energy, Paris, France, 2014.
- [3] Agora Energiewende, Current and Future Cost of Photovoltaics, Berlin, Deutschland, 2015.
- [4] R. Kostoff, R. Schaller, Science and Technology Roadmaps, IEEE Transactions on Engineering Management, vol 48, No. 2, 2001.
- [5] P. Zernial, Technology Roadmap Deployment – Eine Methode zur Unterstützung der integrierten, strategischen Planung technologischer Innovationen, Dissertationsschrift, RWTH Aachen, Aachen, Deutschland, 2007.
- [6] Consentec, Zustandsanalyse und Entwicklungsbedarf von Technologien für ein Schweizer Smart Grid, Bern, Schweiz, 2013.
- [7] Tesla Motors, Medienmitteilung Powerwall. www.teslamotors.com/de_DE/powerwall, 2015.
- [8] Consentec, Entwicklung der Netzkosten in der Schweiz vor dem Hintergrund des derzeitigen Bedarfs, der Energiestrategie 2050 und der Strategie Stromnetze. Studie im Auftrag des BFE. www.bfe.admin.ch.
- [9] Kema Consulting GmbH, Energiespeicher in der Schweiz; Bedarf, Wirtschaftlichkeit und Rahmenbedingungen im Kontext der Energiestrategie 2050, Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern, Schweiz, 2013. www.bfe.admin.ch/smartgrids.
- [10] BET Dynamo Suisse, Kosten und Nutzenaspekte von ausgewählten Technologien für ein Schweizer Smart Grid. Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern, Schweiz, 2014. www.bfe.admin.ch/smartgrids.
- [11] M. Galus, S. Koch, G. Andersson, Provision of Load Frequency Control by PHEVs, controllable Loads and a Cogeneration Unit, IEEE Transactions on industrial electronics, vol. 58, no. 10, 2011.
- [12] Bits to Energy Lab, Ecoplan AG, Weisskopf Partner GmbH, ENCO AG. Folgeabschätzung einer Einfüh-

rung von «Smart Metering» im Zusammenhang mit «Smart Grids» in der Schweiz, Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern, Schweiz, 2012. www.bfe.admin.ch/smartgrids.

- [13] Ecoplan, Smart Metering Rollout – Kosten und Nutzen, Aktualisierung des Smart Metering Impact Assessment 2012, Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern, Schweiz, 2015. www.bfe.admin.ch/smartgrids.
- [14] Bundesamt für Energie, Grundlagen der Ausgestaltung einer Einführung intelligenter Messsysteme beim Endverbraucher in der Schweiz, Bern, Schweiz, 2014. www.bfe.admin.ch/smartgrids.
- [15] AWK Group AG, Datensicherheit und Datenschutz für Smart Grids: Offene Fragen und mögliche Lösungsansätze, Bern, Schweiz, 2014. www.bfe.admin.ch/smartgrids.
- [16] Eidgenössisches Departement für Verteidigung, Bevölkerungsschutz und Sport, Nationale Strategie zum Schutz der Schweiz vor Cyber-Risiken, Bern, Schweiz 2013. www.vbs.admin.ch/internet/vbs/de/home/documentation/news/news_detail.45138.nsb.html.
- [17] B. Le Roy, M. Galus, Pistes vers l'avenir des réseaux électriques suisses – La protection et la sécurité des données, un défi identifié par la Feuille de route pour un réseau intelligent, 2015.
- [18] Smart Grid Task Force, Regulatory recommendations for the deployment of flexibility, Brüssel, Belgien, 2015. ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/EG3%20Final%20-%20January%202015.pdf
- [19] Council of European Energy Regulators (CEER), Status review on European regulatory approaches enabling smart grid solutions («smart regulation»), Brüssel, Belgien, 2014.
- [20] P. M. Costa, N. Bento, V. Marques, Dealing with technological risk in a regulatory context: the case of smart grids, Working paper, Universität von Coimbra, Coimbra, Portugal, 2014.
- [21] Ofgem, Network regulation the Revenue= Incentives+ Innovation + Outputs (RIIO) Model, www.ofgem.gov.uk/network-regulation-riio-model.

Autor

Dr. **Matthias Galus** ist in der Sektion Netze am Bundesamt für Energie tätig. Er studierte Elektrotechnik und Wirtschaftsingenieurwesen an der RWTH Aachen und promovierte an der ETH Zürich im Bereich elektrische Energieübertragung. Er fungierte als Projektleiter zur Erarbeitung der Smart Grid Roadmap, leitet die Arbeiten zu den Smart-Meter-Mindestanforderungen, zur Gestaltung des Datenschutzes, der Datensicherheit und der Datenverwaltung. Weitere Themengebiete umfassen die Aktivierung von Flexibilität in Verteilnetzen, Fragen der Anrechenbarkeit, Eigenverbrauch und intelligente Tarife. Er setzt sich zudem mit Netzentwicklung und Netzausbau auseinander.

Bundesamt für Energie, 3003 Bern
matthias.galus@bfe.admin.ch

Résumé

Réseaux électriques: plus d'intelligence, moins de cuivre

La « Feuille de route pour un réseau intelligent » présente les options possibles pour les réseaux électriques

En collaboration avec de nombreux acteurs externes issus de différents domaines – environnement, économie énergétique, économie des technologies de l'information, producteurs et régulateur –, l'Office fédéral de l'énergie a élaboré la « Feuille de route pour un réseau intelligent ». Celle-ci résume les défis à venir, crée une compréhension commune de ces réseaux, définit les notions-clés et bâtit une vision de l'avenir à partir de ces éléments. Elle analyse enfin les fonctionnalités techniques nécessaires à la concrétisation du futur réseau. La Feuille de route constitue ainsi un guide pour la future diffusion des réseaux intelligents en Suisse, un document de base qui identifie différents scénarios possibles. Pour plus d'informations à ce sujet, consultez l'article « Pistes vers l'avenir des réseaux électriques suisses », page 14 de cette édition. Se