



Weissbuch Smart Grid Vol. 2

Verein Smart Grid Schweiz VSGS

31. Dezember 2015

AET - Azienda Elettrica Ticinese

AEW Energie AG

Axpo Power AG

BKW Energie AG

CKW - Centralschweizerische Kraftwerke AG

EKZ - Elektrizitätswerke des Kantons Zürich

ewb - Energie Wasser Bern

ewz - Elektrizitätswerk der Stadt Zürich

Groupe E SA

IWB

Repower AG

Romande Energie SA

SIG

Inhalt

Vorwort	4
----------------------	----------

K A P I T E L 1

Smart Energy	6
1.1 Ausgangslage.....	6
1.2 Was bedeutet Smart Energy	11
1.3 Verein Smart Grid Schweiz (VSGS).....	13
1.4 Treiber für Smart Energy	14

K A P I T E L 2

Smart Grid	16
2.1 Auswirkungen der dezentralen Einspeisung auf Verteilnetze	16
2.2 Massnahmen zur Bewältigung der Auswirkungen	18
2.3 Konkrete quantitative Betrachtungen	20
2.4 Intelligente Trafostationen auf Netzebene 6	27
2.5 Fazit und Empfehlungen	36

K A P I T E L 3

Smart Meter	38
3.1 Mindestanforderungen für Smart Meter	38
3.2 Planung eines Smart Meter Rollouts.....	40
3.3 Smart Meter im Einsatz	42

KAPITEL 4

Smart Market	44
4.1 Smart Market im Zusammenspiel mit Smart Grid	44
4.2 Marktmechanismen heute und morgen	45
4.3 Neue Player treffen auf alte Regeln: 5 Thesen	51
4.4 Die Branche im Umbruch – Eine Analogie	55
4.5 Fazit und Empfehlungen	57

KAPITEL 5

Information und Kommunikation	58
5.1 Methodik, Use Cases und Kommunikationstechnologien	59
5.2 Use Cases mit Anforderungen	61
5.3 Lösungsvarianten und Bewertung	64
5.4 Fazit und Empfehlungen	65

Zusammenfassung	69
------------------------------	-----------

Vorwort

Die Energiestrategie 2050 bringt Veränderungen für die Energieversorgung im Allgemeinen und die Elektrizitätsversorgung im Speziellen mit sich. Zur Meisterung der Herausforderungen wird das zukünftige Elektrizitätssystem intelligenter, flexibler und reaktiver werden. Was bedeutet dies genau? Erste Ideen werden bereits implementiert, andere sind noch Theorie. Wie die Gesamtheit der Lösungen im Detail aussehen wird, ist noch überhaupt nicht klar.

Das vorliegende Weissbuch «Smart Grid, Vol. 2» möchte einen Beitrag zur Klärung der offenen Fragen leisten. Es will eine gemeinsame Basis schaffen bezüglich Begrifflichkeiten, erwarteten Auswirkungen, notwendigen Massnahmen und erreichten Resultaten zu «Smart Energy», und zwar hauptsächlich aus dem Blickwinkel eines Verteilnetzbetreibers. Es richtet sich an alle an einem Schweizer Smart Grid und Smart Energy System interessierten Personen. Dazu baut es auf dem Weissbuch «Smart Grid» vom Februar 2013 auf, bildet aber ein eigenständiges Dokument. Die wichtigsten Erkenntnisse werden zur leichteren Lesbarkeit in gekürzter Form wiederholt.

Das Weissbuch fasst in Kapitel 1 als Ausgangslage das aktuelle energiepolitische Umfeld zusammen. Smart Energy mit seinen Unterbegriffen Smart Grid, Smart Meter und Smart Market werden erklärt. Zentral ist zudem die Funktion des Informationsaustausches. Der Verein Smart Grid Schweiz (VSGS) wird vorgestellt. Die Treiber für Veränderungen hin zum System Smart Energy sind «Dezentrale Einspeisung ins Niederspannungsnetz», «Erhöhte Energieeffizienz» und «Veränderliche Stromproduktion aufgrund von Meteor-Einflüssen» sowie «Informations- und Vernetzungsbedarf». Diese werden beschrieben.

Kapitel 2 fokussiert auf Smart Grid im engeren Sinne. Es rekapituliert die Auswirkungen der «Dezentralen Stromproduktion» in der bereits eingeführten Systematik sowie die möglichen Massnahmen zur Beherrschung dieser Auswirkungen. Nach dieser qualitativen Betrachtung folgen quantitative Untersuchungen von konkreten Verteilnetzen. Veränderungen von Spannungen und Strömen auf Grund von PV-Anlagen werden berechnet und übersichtlich dargestellt. Schliesslich wird vorgeschlagen, welche Betrachtungen für eine intelligente Trafostation auf Netzebene 6 gemacht werden sollten, und wie eine solche Anlage aussehen könnte. Trotz der unterschiedlichen Netzsituationen werden Fazit und Empfehlungen formuliert.

Im Hinblick auf einen Rollout von Smart Meter rekapituliert Kapitel 3 die Mindestanforderungen und zeigt eine mögliche Projektplanung auf. Eine statistische Erhebung bei den VSGS Mitglieder zeigt die bereits vorhandene Verbreitung im Bereich der Smart Meter.

Mit den erwarteten Veränderungen wird sich auch der Elektrizitätsmarkt verändern. Kapitel 4 beschreibt den Smart Market, vergleicht die Marktmechanismen heute und morgen, schlägt fünf Thesen für die optimale Funktionsweise eines Smart Market vor, nutzt Analogien zum Telekommunikationsmarkt und schliesst mit Fazit und Empfehlungen.

Kapitel 2 bis 4 weisen mehrfach darauf hin, dass die neuen Lösungen einen erweiterten Informationsaustausch benötigen. Kapitel 5 nimmt diesen Hinweis auf, trägt die Anforderungen zusammen und schlägt Lösungen vor.

Die Zusammenfassung schliesslich trägt die Hauptresultate im Sinne eines Management Summary zusammen.

K A P I T E L 1

Smart Energy

Smart Energy ist die Erweiterung des Begriffes Smart Grid – Intelligente Stromnetze – auf das gesamte (elektrische) Energiesystem. Klar ist, dass dieses System in seiner Gesamtheit künftig intelligenter, eben smarter werden soll. Was das im Detail bedeutet, ist allerdings noch recht offen. Die Hoffnung und das Ziel bestehen, dass mit dem intelligenten Zusammenspiel aller Komponenten im Gesamtsystem die Energiewende erfolgreich gemeistert werden kann. Das vorliegende Weissbuch will dazu einen Beitrag leisten. Es erklärt Begriffe, beschreibt die Herausforderungen sowie Lösungskonzepte und schlägt nächste Schritte zu einem Smart Energy System Schweiz vor.

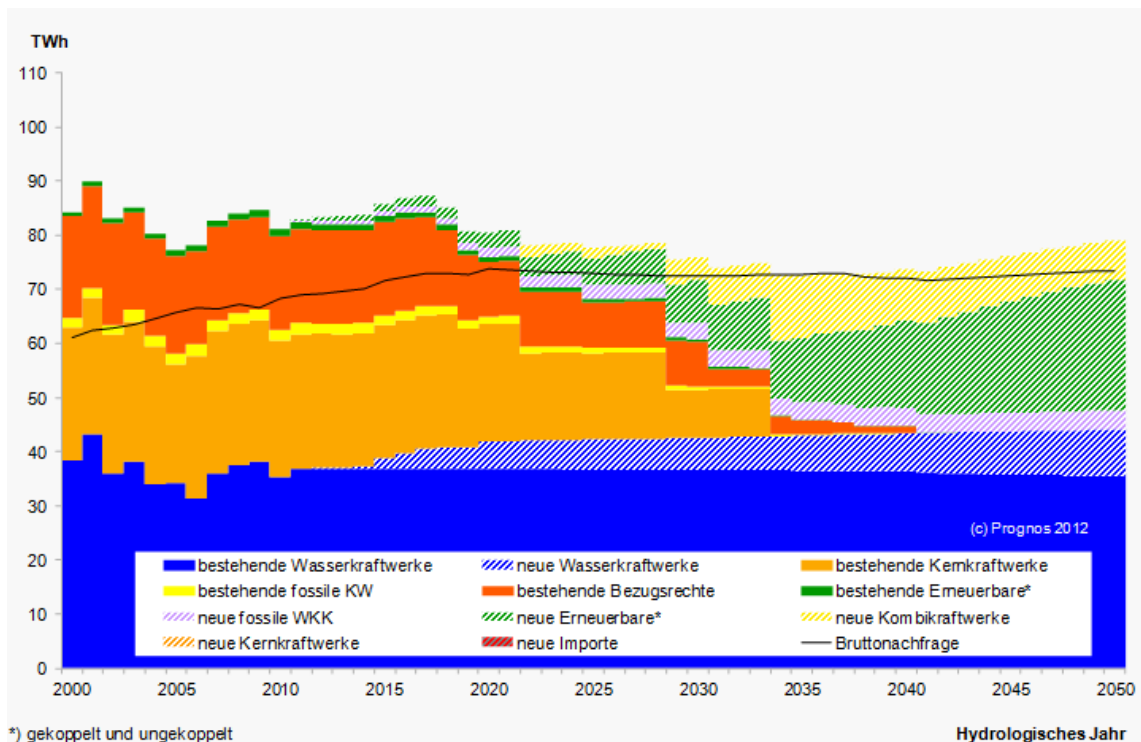
1.1 Ausgangslage

Der Verein Smart Grid Schweiz (VSGS) hat im Februar 2013 sein «Weissbuch Smart Grid» [1] veröffentlicht. Das vorliegende «Weissbuch Smart Grid, Vol. 2» baut auf jenem auf, bildet aber ein eigenständiges Dokument. Es rekapituliert einen Teil der ursprünglichen Erkenntnisse in gekürzter Form und aktualisiert respektive erweitert diese.

Am 4. Sept. 2013 verabschiedete der Bundesrat die Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 mit sieben Stossrichtungen [2]. Unter anderem soll der Energie- und Stromverbrauch gesenkt, der Anteil der erneuerbaren Energie erhöht und die elektrischen Netze um- und ausgebaut werden. Die Kosten für Um- und Ausbau der Stromübertragungs- und Verteilnetze bis 2050 wurden auf 18 Mia. CHF geschätzt. Es wird erwartet, dass diese Kosten durch Smart Grid Lösungen reduziert werden können.

Um die prognostizierte Bruttonachfrage nach elektrischer Energie auch bei wegfallenden Kernkraftkapazitäten decken zu können, ist ein Zubau der Produktion notwendig. Der Hauptanteil soll dabei von der Stromproduktion aus neuen Erneuerbaren Energien insbesondere Photovoltaik sowie neuen Kombikraftwerken geleistet werden.

Entwicklung der Energieproduktion



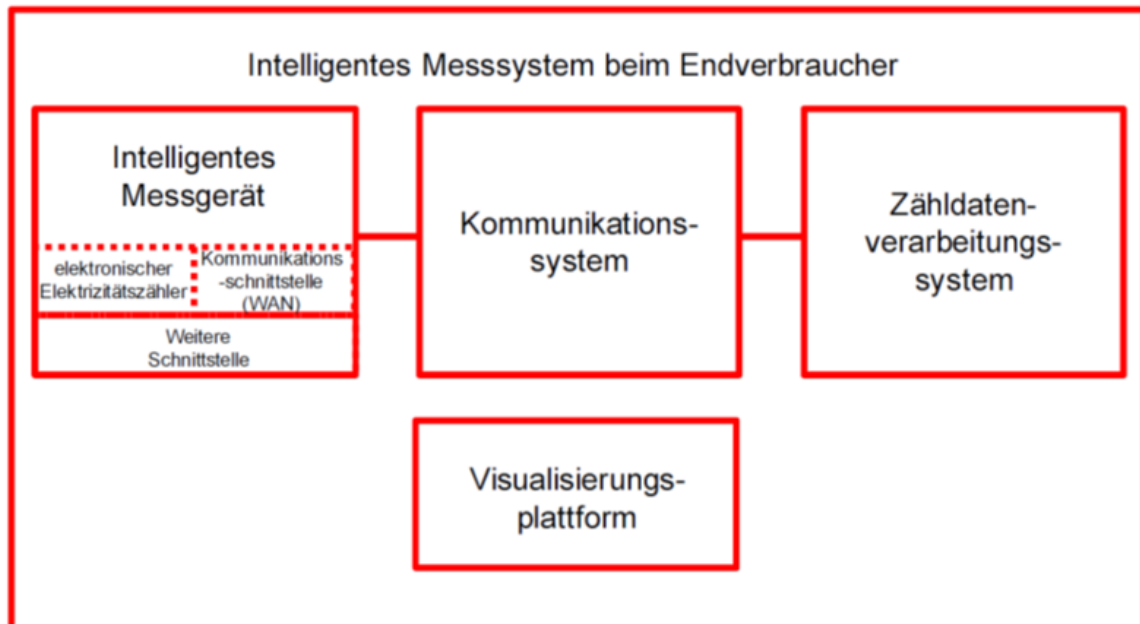
Zusammensetzung des Elektrizitätsangebots (reine Inlandproduktion) bis 2020, 2035, 2050 auf der Basis des vorliegenden Massnahmenpakets des UVEK (Quelle: Prognos)

Netzbetreiber müssen also auf die zu erwartenden Entwicklungen von Energieverbrauch und Energieproduktion vorbereitet sein. Es ist sinnvoll und notwendig, die Stromnetze zu Smart Grids auszubauen. Intelligenter Stromnetze sind einerseits nötig, um die anstehenden Herausforderungen zu meistern und bringen andererseits neue Geschäftsmöglichkeiten.

Unter der Leitung des Bundesamtes für Energie (BFE) wurden in zwei breit abgestützten Arbeitsgruppen jeweils ein Grundlagendokument zu den Themen Smart Grid und Smart Metering erarbeitet. Der VSGS beteiligte sich an beiden Arbeiten.

Am 17. Nov. 2014 lag das erste Grundlagendokument vor: Die «Mindestanforderungen für Smart Meter» oder mit vollständigem Titel die «Grundlagen der Ausgestaltung einer Einführung intelligenter Messsysteme beim Endverbraucher in der Schweiz; Technische Mindestanforderungen und Einführungsmodalitäten» [3]. Das intelligente Messsystem enthält dabei nicht nur Smart Meter, sondern weitere Einrichtungen, die für die volle Funktionalität notwendig sind (s. Illustration). Dies sind beispielsweise ein funktionsfähiges Kommunikationssystem und ein Zähldatenverarbeitungssystem, aber auch eine Visualisierungsplattform.

Intelligentes Messsystem und seine Hauptkomponenten



Mindestanforderungen und Einführungsmodalitäten beziehen sich auf das intelligente Messsystem als Gesamtes, nicht nur die Smart Meter (Quelle: BFE)

Smart Metering ist von der Botschaft und dem Gesetzesentwurf vom 4. Sept. 2013 betroffen. So sollen Betriebs- und Kapitalkosten gesetzlich vorgeschriebener, intelligenter Messsysteme beim Endverbraucher als anrechenbare Kosten gelten. Vorgesehen ist eine Delegationsnorm an den Bundesrat zur Einführung dieser Systeme, insbesondere betreffend zeitlichem Verlauf einer Einführung und technischen Mindestanforderungen. Die erarbeiteten Mindestanforderungen für Smart Meter werden als Grundlage für die Ausarbeitung der Verordnung dienen.

Die Mindestanforderungen für Smart Meter unterscheiden zwischen den möglichen gesetzlichen Mindestanforderungen

- Erfassung, Verarbeitung, Übertragung und Speicherung von Messwerten sowie Protokollierung von Ereignissen
- Endkundenorientierte Anforderungen an intelligente Messsysteme
- Datensicherheit und Datenschutzaspekte
- Effizienzanforderungen an intelligente Messsysteme

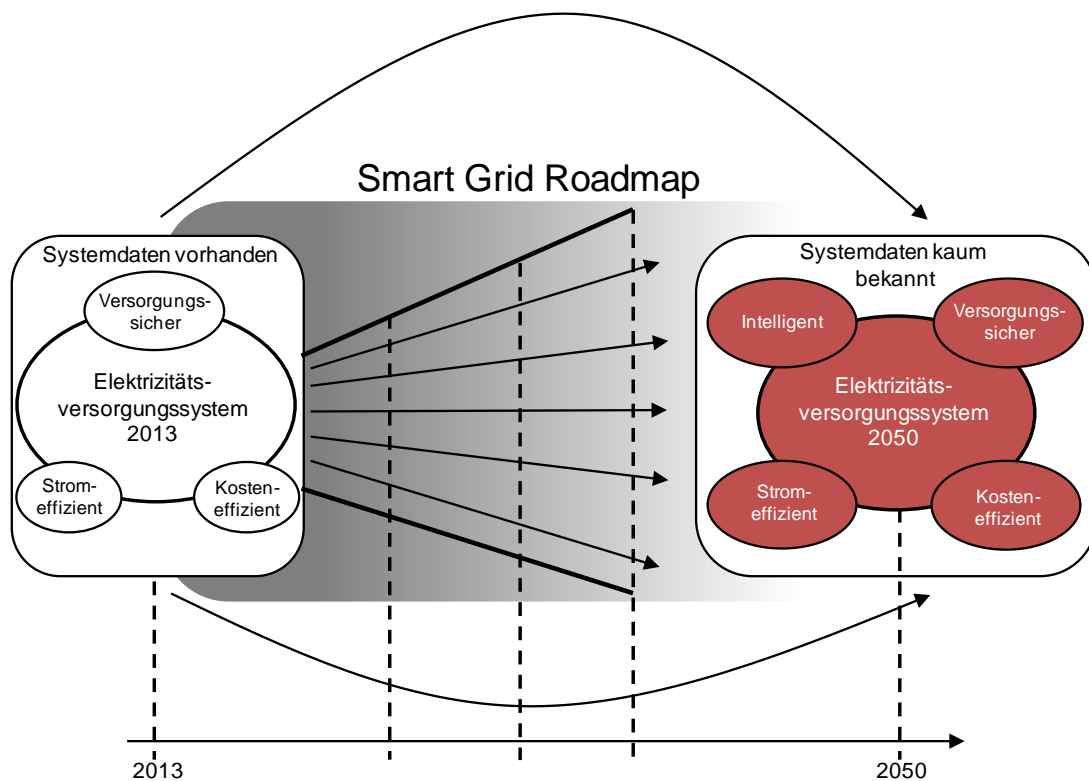
und den weiteren Eigenschaften

- Überwachung des Netzzustands
- Steuerung von Verbrauch und Einspeisung
- Beschränkung eines Anschlusses.

Vorgeschlagen wird eine flächendeckende (80% Abdeckung) Einführung von intelligenten Messsystemen bis 2025. Dies bedeutet schweizweit eine Umstellung von etwa vier Millionen Elektrizitätszählern, die dann im Gegensatz zur heutigen manuellen Ablesung automatisch fernausgelesen werden können. Weitere Funktionalitäten sind vorgesehen.

Das zweite Grundlagendokument wurde am 27. März 2015 veröffentlicht: Die «Smart Grid Roadmap» mit vollständigem Titel die «Smart Grid Roadmap Schweiz; Wege in die Zukunft der Schweizer Elektrizitätsnetze» [4]. Die Smart Grid Roadmap zeigt die Bedeutung von Smart Grid und Wege zur Bewältigung der Herausforderungen im energiewirtschaftlichen Wandel. Sie schafft ein gemeinsames Grundverständnis – eine Vision von Smart Grid – und stellt zukünftig nötige und zu erwartende Entwicklungen dar. Weiter identifiziert sie Handlungsbedarf in verschiedenen Feldern und dient als Wegweiser für involvierte Akteure.

Smart Grid Roadmap Schweiz



Inhalt der Smart Grid Roadmap und erwartete Wirkung (Quelle: BFE)

1.2 Was bedeutet Smart Energy

Üblicherweise wird der Begriff «Smart Grid» auf zwei unterschiedliche Art und Weisen verwendet: Einerseits wird im engeren Sinne die Gesamtheit der zu erwartenden Veränderungen von Stromnetzen bezeichnet, andererseits wird im breiteren Sinne das ganze intelligente Zusammenspiel von Stromproduktion, Stromverbrauch und Stromspeicherung, inklusive neuer zukünftiger Akteure und Rollen gemeint.

Hier unterscheiden wir strikt zwischen den Begriffen «Smart Grid» für Netzbelange und «Smart Energy» für das gesamte Elektrizitätssystem. Smart Grid ist somit ein Teilaspekt von Smart Energy. Wichtige Teilaspekte von Smart Energy aus Sicht eines Elektrizitätswerkes oder Netzbetreibers sind

- Smart Grid
- Smart Meter
- Smart Market
- Information und Kommunikation.

Diese werden im vorliegenden Weissbuch betrachtet. Nicht untersucht werden weitere Elemente von Smart Energy wie beispielsweise

- Smart Home.

Smart Grid: Im hier betrachteten engeren Sinne gehören zu Smart Grid die Gesamtheit der zu erwartenden Veränderungen von und in Stromnetzen. Dies sind beispielsweise zusätzliche Sensoren zur Erfassung des Netzzustandes und zusätzliche Steuerelemente zur Steuerung und Regelung des Netzes. Diese Komponenten sind mittels einer Kommunikationsinfrastruktur untereinander, und meist mit einer zentralen Steuerlogik, verbunden. Das intelligente Zusammenspiel all dieser Infrastrukturelemente soll den optimalen und effizienten Umgang mit komplexen Situationen in Stromnetzen ermöglichen.

Smart Meter: Smart Meter sind in erster Linie intelligente Messgeräte zur Messung von produziertem und verbrauchtem Strom. Neben dieser Basisfunktionalität zu Abrechnungszwecken haben die Messgeräte oft weitere Funktionalitäten. So können wichtige Parameter wie Strom, Spannung, Blindleistung, Spannungsunterbrüche o.ä. zur Beurteilung des Netzzustandes gemessen werden. Ergänzend zur Messfunktionalität kann eine Steuerfunktionalität Lasten schalten. Auch Smart Meter müssen zur Übermittlung der Messwerte und zum Empfang der Steuersignale mittels einer Kommunikationsinfrastruktur mit dem zentralen System verbunden sein.

Smart Market: Der Smart Market soll die Umsetzung der Energiewende unterstützen. Damit die Versorgung gewährleistet werden kann, muss im Elektrizitätsnetz die zugeführte und abgeführte Energie jederzeit gleich sein. Zur Sicherstellung dieses Gleichgewichtes muss das Zusammenspiel von Stromproduktion, Stromverbrauch und Stromspeicherung intelligenter werden. Beispielsweise könnte der Stromverbrauch an die vorhandene Stromproduktion angepasst werden (Demand Side Management, Demand Response). Die (dezentrale) Stromproduktion selber könnte lokale Netzzustände berücksichtigen und bei einem Stromüberangebot die Produktionsmenge reduzieren oder steuerbare Verbraucher zuschalten. Schliesslich ist denkbar, dass Stromspeicher soweit entwickelt werden, dass sie zum Ausgleich von Produktion und Verbrauch wirtschaftlich eingesetzt werden können.

Die Abgrenzung zwischen Smart Grid und Smart Market ist nicht immer eindeutig. Die Bundesnetzagentur hat in ihrem Eckpunktepapier «*Smart Grid*» und «*Smart Market*» [5] dazu folgenden Ansatz präsentiert:

Netzkapazitätsfragen werden im Grid und Fragen im Zusammenhang mit Energiemengen im Markt behandelt. Für Themen, die dazwischen liegen, müssen hybride Lösungsansätze gesucht werden. Sie bilden eine spezielle Herausforderung für das Unbundling von Energiemarkt und Energienetz.

Information und Kommunikation: Die oben beschriebenen Teilaspekte von Smart Energy benötigen alle einen erweiterten Informationsaustausch. Es braucht also eine oder mehrere Kommunikationsinfrastrukturen. Neue Infrastrukturen sind sehr kostenintensiv. Dies gilt es zu optimieren. «Intelligente Kommunikationslösungen» sind darum ein weiterer, wichtiger Teilaspekt von Smart Energy.

1.3 Verein Smart Grid Schweiz (VSGS)

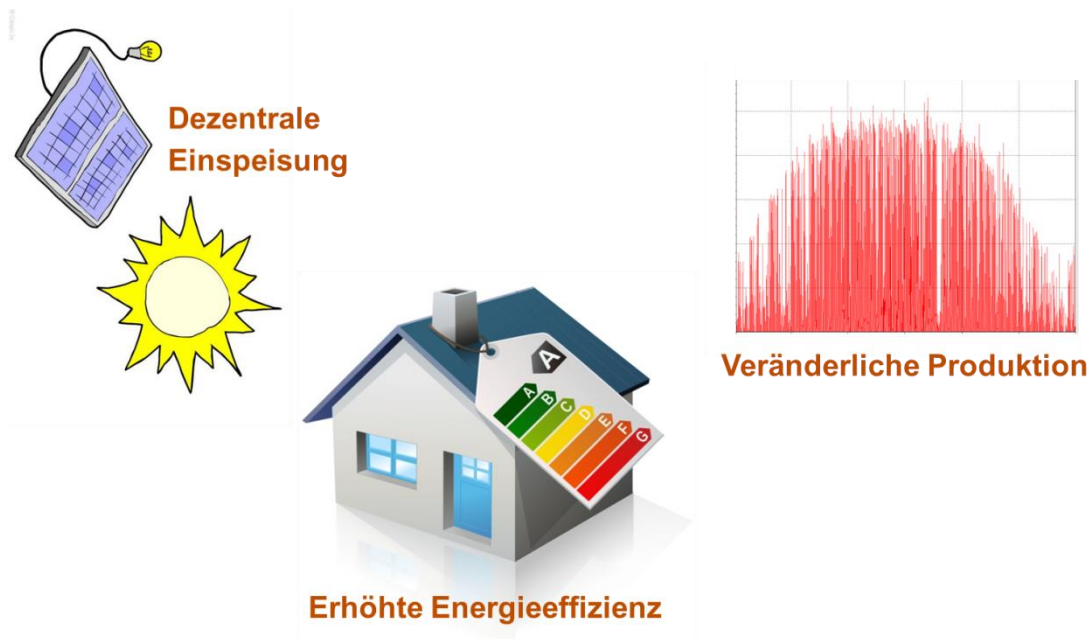
Der VSGS bündelt die Aktivitäten von zwölf Schweizer Elektrizitätsunternehmen im Bereich Smart Grid. Er wurde im Sommer 2011 gegründet. Ziel des Vereins ist es, die Einführung des Smart Grid voranzutreiben und die Realisierung zu unterstützen. Dafür entwickelte der Verein als ersten Schritt ein gemeinsames Verständnis für Begriff und Funktionalität des Smart Grid. Die Resultate der Arbeiten mit Fokus auf Smart Grid und Smart Meter wurden im Weissbuch Smart Grid veröffentlicht.

Der VSGS hat erkannt, dass neben den Themen Smart Grid und Smart Meter auch Smart Market und die Informations- und Kommunikationstechnologie relevant sind. Diese vier Themen wurden in einzelnen Arbeitsgruppen mit ausgewählten spezifischen Aufgabenstellungen untersucht. Das vorliegende Weissbuch fasst die Hauptresultate dieser Arbeiten zusammen. Der VSGS nimmt dabei in erster Linie die Sicht der Netzbetreiber ein. Sein Fokus liegt auf den Verteilnetzen.

1.4 Treiber für Smart Energy

Schon im Weissbuch Smart Grid wurden die Treiber für Veränderungen in Verteilnetzen identifiziert. Diese sind weiterhin relevant und werden hier zusammengefasst.

Relevante Treiber für Veränderungen in Verteilnetzen



Treiber 1 – Dezentrale Einspeisung: In Ergänzung zu zentralen Kraftwerken wird Strom künftig vermehrt dezentral produziert und eingespeist. Diese Einspeisung kann sowohl von eher stochastischer Natur (Photovoltaik, Windkraft), als auch von eher kontinuierlicher Natur (Blockheizkraftwerk) sein. Dies erfordert die Anpassung der Stromnetze, insbesondere der für die Auspeisung konzipierten Netzebenen 5 bis 7 (Verteilnetze). Ebenso müssen ändernde Lasten wie Wärmepumpen und Elektromobile berücksichtigt werden. Die Anpassungen reichen von konventionellen Netzverstärkungen (erhöhte Übertragungskapazität auf Leitungen und Transformatoren) bis zu intelligenter Steuerung der Verteilnetze. Dieser Aspekt wird im Kapitel 2 «**Smart Grid**» ausführlich besprochen.

Treiber 2 – Erhöhte Energieeffizienz: Ein Eckpfeiler der Energiestrategie 2050 ist die Reduktion des Stromverbrauchs. Der Verbraucher muss aktiv werden. Dazu braucht er Informationen über seinen Stromverbrauch. Kapitel 3 «**Smart Meter**» untersucht ein mögliches Hilfsmittel dafür. Eine intelligente Steuerung (Smart Home) kann zusätzlich unterstützen.

Treiber 3 – Veränderliche Produktion: Die Stromproduktion wird fluktuierender und stochastischer. Dies gilt sowohl für die dezentrale als auch für die zentrale Produktion. Das kontinuierliche Sicherstellen des Gleichgewichts zwischen Stromproduktion und Stromkonsum wird damit komplexer. Zur Beherrschung der veränderlichen Produktion genügen reine Netzaspekte nicht mehr. Es braucht neue Instrumente wie z.B. flexible Tarife, Demand Response oder Energiespeicher. Das Marktdesign muss über entsprechende Mechanismen und Produkte ermöglichen, dass sich die kostengünstigsten Lösungen durchsetzen können. Dies kann ein zeitweiser Verzicht auf Produktion oder Nachfrage sein. Kapitel 4 «**Smart Market**» bespricht diesen Aspekt von Smart Energy. Für die neuen Rollen und die neuen Möglichkeiten braucht es ergänzende Regeln.

Diese drei Treiber mit ihren Auswirkungen generieren zusammen einen vierten Treiber:

Treiber 4 – Informations- und Vernetzungsbedarf: Die meisten der erwarteten neuen Konzepte für Smart Grid, Smart Meter und Smart Market brauchen einen Informationsaustausch. Eine wichtige Basis dafür ist also die Kommunikationsinfrastruktur. Idealerweise befriedigt eine gemeinsame Lösung die Anforderungen aller Teilaspekte für Smart Energy. Kapitel 5 «**Information und Kommunikation**» zeigt die Überlegungen und Empfehlungen dazu auf.

K A P I T E L 2

Smart Grid

Wie im Kapitel 1 aufgezeigt, wird die dezentrale Einspeisung in Verteilnetze künftig zunehmen. Im «Weissbuch Smart Grid» [1] wurden die Auswirkungen dieser Einspeisung sowie mögliche Massnahmen zu deren Bewältigung ausführlich diskutiert und in eine übersichtliche Systematik gebracht. Das vorliegende Kapitel fasst die Erkenntnisse aus diesen qualitativen Betrachtungen zusammen und quantifiziert sie dann mittels Berechnungen an konkreten Verteilnetzabschnitten. Diese Resultate wiederum erlauben es aufzuzeigen, was bei einem Bau einer NE6 – Trafostation sinnvollerweise schon heute zu berücksichtigen ist.

2.1 Auswirkungen der dezentralen Einspeisung auf Verteilnetze

Für eine übersichtliche Systematik lassen sich vier Hauptauswirkungen der dezentralen Einspeisung unterscheiden:

- Umkehr der Energieflussrichtung
- Leistungsvergrösserung
- Veränderung der Kurzschlussleistung
- Veränderung der Netzurückwirkungen.

Umkehr der Energieflussrichtung: Der Energiefluss wird umgekehrt, wenn die Produktionsleistung die Verbraucherleistung übersteigt. Dies betrifft in erster Linie Leitungen der Netzebene 7, kann aber via Rückspeisung über Transformatoren der Netzebene 6 auch Auswirkungen auf die Netzebene 5 haben.

Die Umkehr der Energieflussrichtung hat nachgelagerte Auswirkungen. So wird beispielsweise die Spannung am Einspeisepunkt beeinflusst, in der Regel erhöht. Ohne Massnahmen wird das erlaubte Spannungsband unter Umständen nicht mehr eingehalten. Eine ungleiche Verteilung der Erzeugungsanlagen auf die drei Phasen kann diesen Effekt verstärken. Für Arbeiten an Netzteilen muss berücksichtigt werden, dass infolge von Rückspeisungen einseitige Abschaltungen der Netzabschnitte nicht mehr ausreichen. Im Falle eines Fehlers im Netz müssen sämtliche möglichen Quellen rasch und automatisch vom Netz getrennt werden. Neben der heute üblichen Regelung der Netzstabilität auf der Produktionsseite, muss die Regelung vermehrt auch auf der Verbraucherseite erfolgen. Ebenso müssen dezentrale Einspeisungen steuerbar, das heisst reduzierbar oder abschaltbar, sein.

Leistungsvergrösserung: Ob das Verteilnetz aufgrund von neuen, dezentralen Stromerzeugungsanlagen erweitert werden muss, hängt von der lokalen Netzstruktur ab. In Netzen mit hohen Lastdichten sind teilweise keine oder nur geringe Netzausbauten nötig um dezentrale Erzeugungsanlagen anzuschliessen. In ländlichen Gebieten ist der Netzanschluss aufwändiger. Wenn in landwirtschaftlichen Siedlungen grosse Dachflächen mit Photovoltaikanlagen ausgerüstet oder Biogasanlagen zur Stromerzeugung erstellt werden, sind oft umfangreiche Netzausbauten nötig. Die langfristige Netzplanung wird erschwert: Soll der Netzbetreiber beim Anschluss der ersten Rücklieferanlage nur diese Anlage in seiner Netzplanung betrachten oder soll er weitere potenzielle Rücklieferanlagen miteinbeziehen? Auch wenn mehrere Rücklieferanlagen zeitlich versetzt angeschlossen werden, muss sichergestellt werden, dass keine ineffizienten Netzkonfigurationen entstehen.

Veränderung der Kurzschlussleistung: Im Fehlerfall liefern sowohl das Netz wie auch die dezentrale Erzeugungsanlage einen Kurzschluss- bzw.

Fehlerstrom. Der Anschluss von Erzeugungsanlagen erhöht also den Kurzschlussstrom der Netze. Dies muss beim Auslegen der Schutzkonzepte für Netz und Erzeugungsanlage berücksichtigt werden. Bemessungswerte können überschritten werden bzw. Massnahmen zur Begrenzung werden nötig. Im Fehlerfall besteht Potenzial, dass ein Inselnetzbetrieb entsteht, mit der Gefahr, dass die vorhandene Kurzschlussleistung nicht mehr für ein sicheres Abschalten genügt. Personen- und Sachschäden können die Folge sein.

Veränderung der Netzurückwirkungen: Der Verteilnetzbetreiber ist verpflichtet, die Netzqualität gemäss Norm EN 50160 einzuhalten. Der Einsatz dezentraler Erzeugungsanlagen mit stochastischer Produktion (Fotovoltaik, Windkraft) in den Netzebenen 5 bis 7 hat Einfluss auf die Qualität der Versorgung. Mögliche Rückwirkungen sind Spannungsänderungen, Flicker, Oberschwingungen, Blindleistung, Kommutierungseinbrüche, Rückwirkungen auf Signalübertragung, Asymmetrien und Weitere.

2.2 Massnahmen zur Bewältigung der Auswirkungen

Von den beschriebenen Auswirkungen sind Spannungs- und Leistungsveränderung die wichtigsten. Den Auswirkungen muss mit adäquaten Massnahmen begegnet werden. Schon heute verfügbare Massnahmen greifen an verschiedenen topologischen Punkten ein:

- Beim dezentralen Stromproduzenten mit Regelung von Blindleistung und Begrenzung der Stromproduktion
- Auf Netzebene 7 mit konventionellem Netzausbau, Leitungsverstärkungen und Vermaschung
- Sowie auf Netzebene 6 mit konventionellem Netzausbau, Verstärkung der Transformatoren und regelbaren Ortsnetztransformatoren.

Diese Massnahmen können zukünftig ergänzt werden beispielsweise durch

- Dynamische Steuerung von Lasten oder Energiespeicherung.

Regelung beim dezentralen Stromproduzenten: Mit der Umkehr der Energieflussrichtung durch die dezentralen Einspeisungen wird die Spannung am Einspeisepunkt beeinflusst. Die Blindleistung der Erzeugungsanlage muss regelbar sein, damit Spannungsanhebungen reduziert werden können. In Extremsituationen soll die Stromerzeugung begrenzt werden. Diese Begrenzung kann automatisch vor Ort oder ferngesteuert aktiviert werden. Die dezentrale Erzeugungsanlage ist nicht im Eigentum des Verteilnetzbetreibers. Um die Produktion trotzdem im Sinne des Stromnetzes steuern zu können, muss dies im Netzanschlussvertrag geregelt sein.

Massnahmen auf Netzebene 7: Mittels Parallelleitungen oder erhöhten Leitungsquerschnitten kann eine höhere Leistung übertragen und der Spannungsabfall verkleinert werden. Der Ausbau bedingt, dass Transformatoren mit grösseren Leistungen oder zusätzliche Transformatoren eingebaut werden. Je nach Stationsgrösse sind diese in Abhängigkeit der angeschlossenen Einspeisung ebenfalls zu erweitern. Alternativ kann die Erzeugungsanlage über separate Leitungen an einem alternativen Netzanschlusspunkt angeschlossen werden. Konventioneller Netzausbau ist eine der Kernaufgaben der Verteilnetzbetreiber. Entsprechend ist die Technik etabliert. Knowhow und Erfahrungen sind gut vorhanden. Vermaschter Betrieb kann Versorgungssicherheit, Spannungshaltung, Kurzschlussleistung und zum Teil Belastung in einem Verbraucherverteilnetz gegenüber einem reinen Strahlennetz verbessern.

Intelligente Trafostationen: Ortsnetztransformatoren mit Spannungsregelung erlauben automatisch auf den Betriebszustand im Verteilnetz zu reagieren. Dadurch wird der nutzbare Spannungsbereich punktuell vergrössert. Spannungsgeregelte Transformatoren für Netzebene 6 sind seit Kurzem verfügbar. Es bestehen keine Langzeiterfahrungen.

Dynamische Laststeuerung und Energiespeicherung: Die Steuerung von verschiebbaren oder abschaltbaren Lasten ist seit Langem Realität. Das Ziel der Laststeuerung ändert nun von der Leistungsglättung hin zur Aufnahme von lokaler stochastischer Produktion. Voraussetzung für die Steuerung von Lasten sind flexible Preismodelle, die Bereitschaft der Kunden und die monetären Anreize. Die Regelung der Lasten muss lokal erfolgen und mit dem Laden und Entladen von Speichern und der dezentralen Produktion koordiniert werden. Energiespeicherung kann ein wesentlicher Bestandteil eines zukünftigen Smart Grid sein. In Abhängigkeit von der lokalen Netzbelastungssituation können Energiespeicher eine Lösung zur Vermeidung von Netzausbau darstellen. Speicher können sowohl netzorientiert als auch marktorientiert betrieben werden.

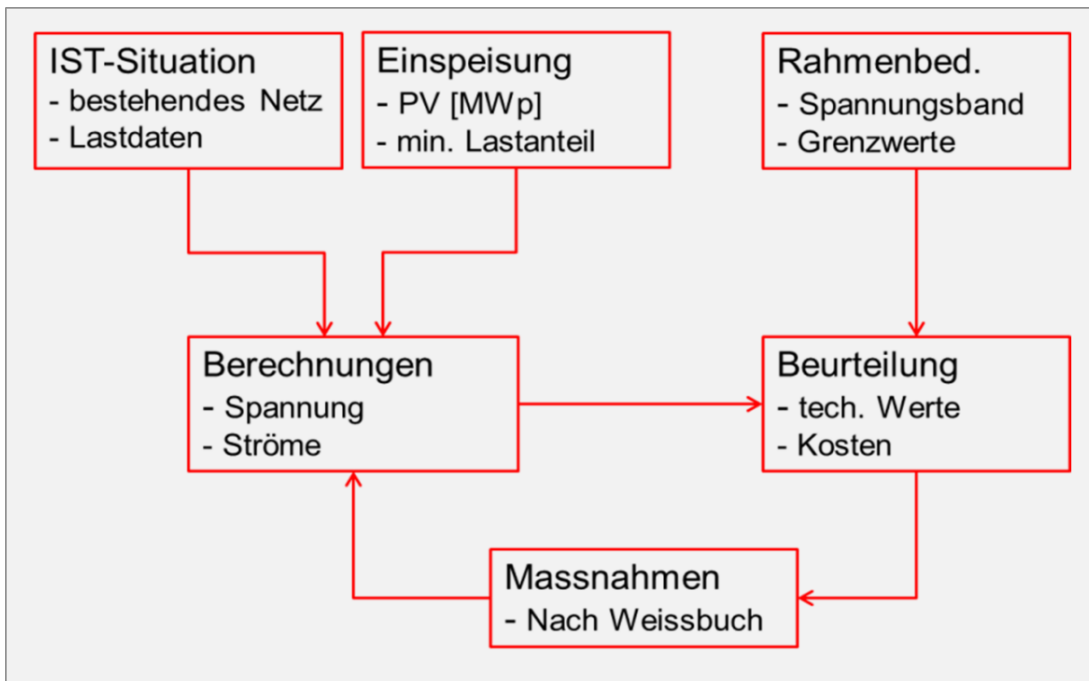
Einige der genannten Massnahmen benötigen zur Bewältigung der «Herausforderung Dezentrale Einspeisung» Datenkommunikationslösungen. Kapitel 5 geht näher auf solche Kommunikationslösungen ein.

2.3 Konkrete quantitative Betrachtungen

Sieben Mitglieder des VSGS – AEW, BKW, CKW, EKZ, ewb, ewz und Repower – führten an ausgewählten konkreten Verteilnetzabschnitten Berechnungen für eine maximale mögliche Stromeinspeisung durch. Auf Basis der vorhandenen Dachflächen wurde das Potenzial von PV-Anlagen abgeschätzt und die Auswirkungen dieser dezentralen Stromeinspeisung berechnet.

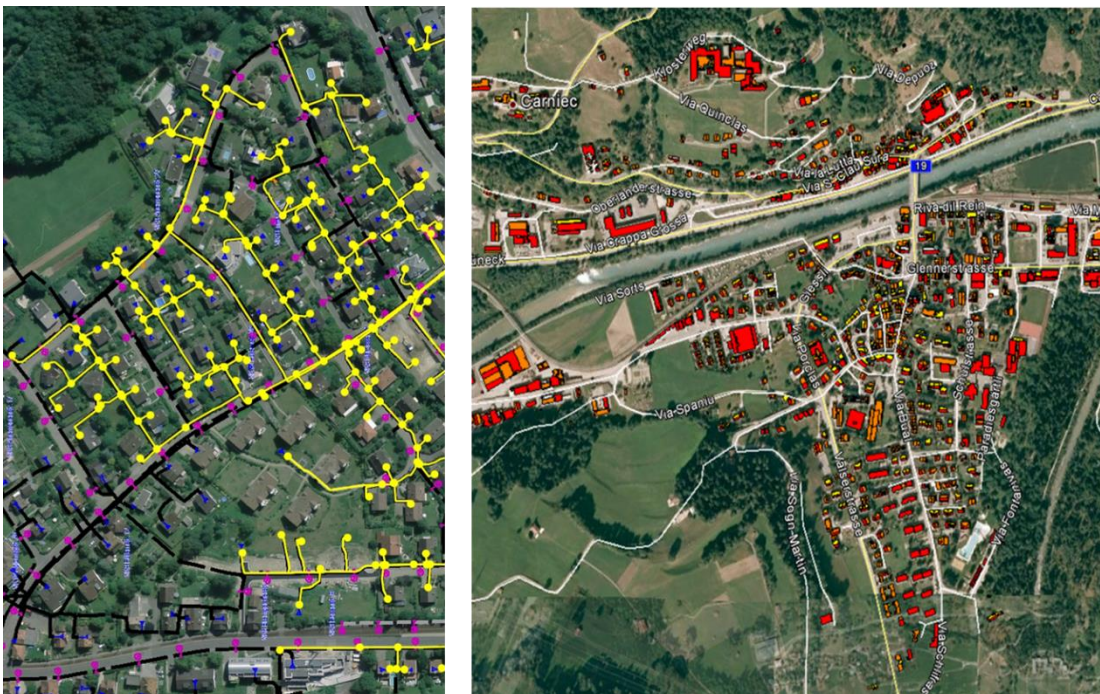
Die nachfolgende Grafik illustriert die verwendete Berechnungsmethodik. Das bestehende Netz inklusive den bekannten Lastdaten wird schrittweise bis zur maximal sinnvoll möglichen PV-Einspeisung gemäss örtlichen Begebenheiten belastet. Die resultierenden Spannungen und Ströme werden berechnet. Dort wo Grenzen überschritten werden, werden rechnerisch Massnahmen implementiert und deren Wirksamkeiten und Kosten beurteilt.

Verwendete Untersuchungsmethodik



Verwendete Methodik zur Beurteilung der maximalen Einspeisung in konkrete Verteilnetze

Ausgangslage: Netzbeispiel und Solarkataster



Verwendet wurden konkrete reale Verteilnetzabschnitt und Solarkataster falls verfügbar

Die zur Untersuchung ausgewählten Netzabschnitte wurden so gewählt, dass die Gesamtheit der Resultate unterschiedliche Situationen abbildet (s. Grafik für Beispiele). Entsprechend wurden sowohl städtische als auch ländliche Netze mit unterschiedlichen Lastdichten ausgewählt. Die berechneten Netzabschnitte umfassen je zwischen 20 und 400 Hausanschlüsse. Die Nutzerprofile enthalten Gewerbe und Haushalt. Aus maximaler Last und Einspeisung werden Einspeiseszenarien festgelegt. Diese sind:

- 100% Last, 0% Einspeisung (typisch für einen Wintertag)
- 0% Last, abgestufte Einspeisung von 20%, 50%, 70% und 100%
- Individuelle festgelegte Schwachlast, 100% Einspeisung (Sommertag).

Um den resultierenden Auswirkungen entgegen zu wirken, wurden folgende Massnahmen geprüft:

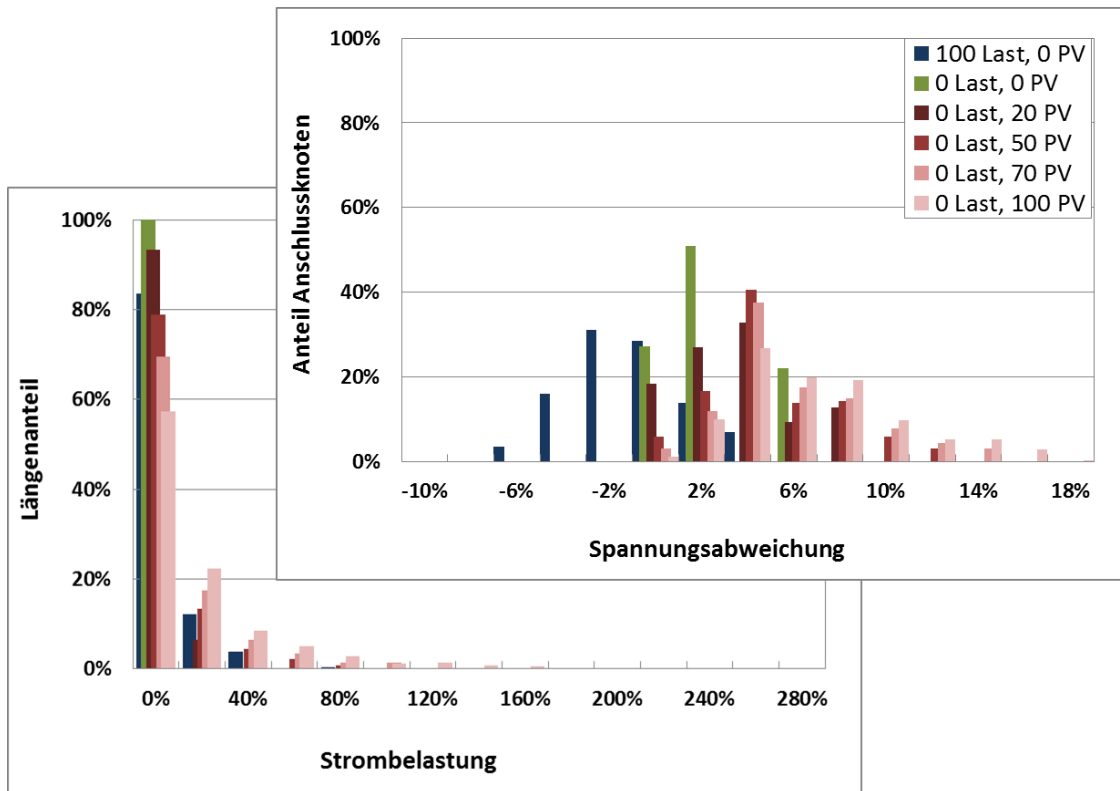
- Blindleistungsregelung
- Begrenzung PV-Einspeisung
- Konventioneller Netzausbau
- Spannungsregelung im Netz.

Für jedes Szenario wurden die Spannungen an allen Knoten und die Ströme in allen Leitungssegmenten berechnet und in Histogramme wie folgt dargestellt:

- Spannung: Anteil der Netzknoten, der eine bestimmte Spannungserhöhung oder -absenkung erfährt
- Strom: Längenanteil der Leitung mit einer bestimmten Strombelastung.

Die Veränderung dieser Histogramme für die verschiedenen Szenarien macht die Auswirkungen der zunehmenden dezentralen Einspeisung sichtbar.

Einfluss der Einspeiseszenarien in einem konkreten Verteilnetzabschnitt

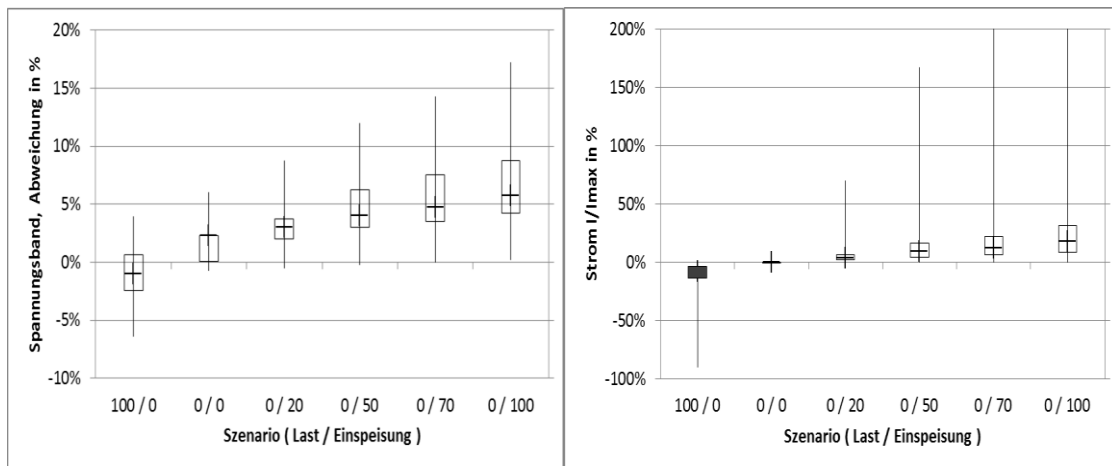


Zunehmende Einspeisung erhöht Strom- und Spannungswerte.

Lesebeispiel: Bei maximaler Last (blaue Balken) sind die Spannungen maximal 7% (6 +/- 1%) abgesenkt. Die unbelasteten Anschlüsse (grüne Balken) zeigen eine Spannungsabweichung um 0%. Die Verteilung zeigt in erster Linie die Einstellungen an den Transformatoren. Die roten Balken zeigen die Verteilung für PV-Einspeisung und 0% Last. Dabei bedeuten hellere Balken stärkere Einspeisung. Es ist klar ersichtlich, dass die Spannungsabweichungen mit zunehmender Einspeisung (dunkelrot nach hellrot) ansteigen. Ebenso steigt der Anteil der Leitungen mit höheren Belastungen.

Die Veränderungen der Histogramme als Funktion der zunehmenden Einspeisung sind im Folgenden als Boxplots dargestellt. Pro Szenario auf der X-Achse ist die Verteilung der berechneten Werte ersichtlich. So werden die Spannungsbänder und die Bandbreite der Leitungsbelastungen sichtbar.

Einfluss der Einspeiseszenarien, Boxplots



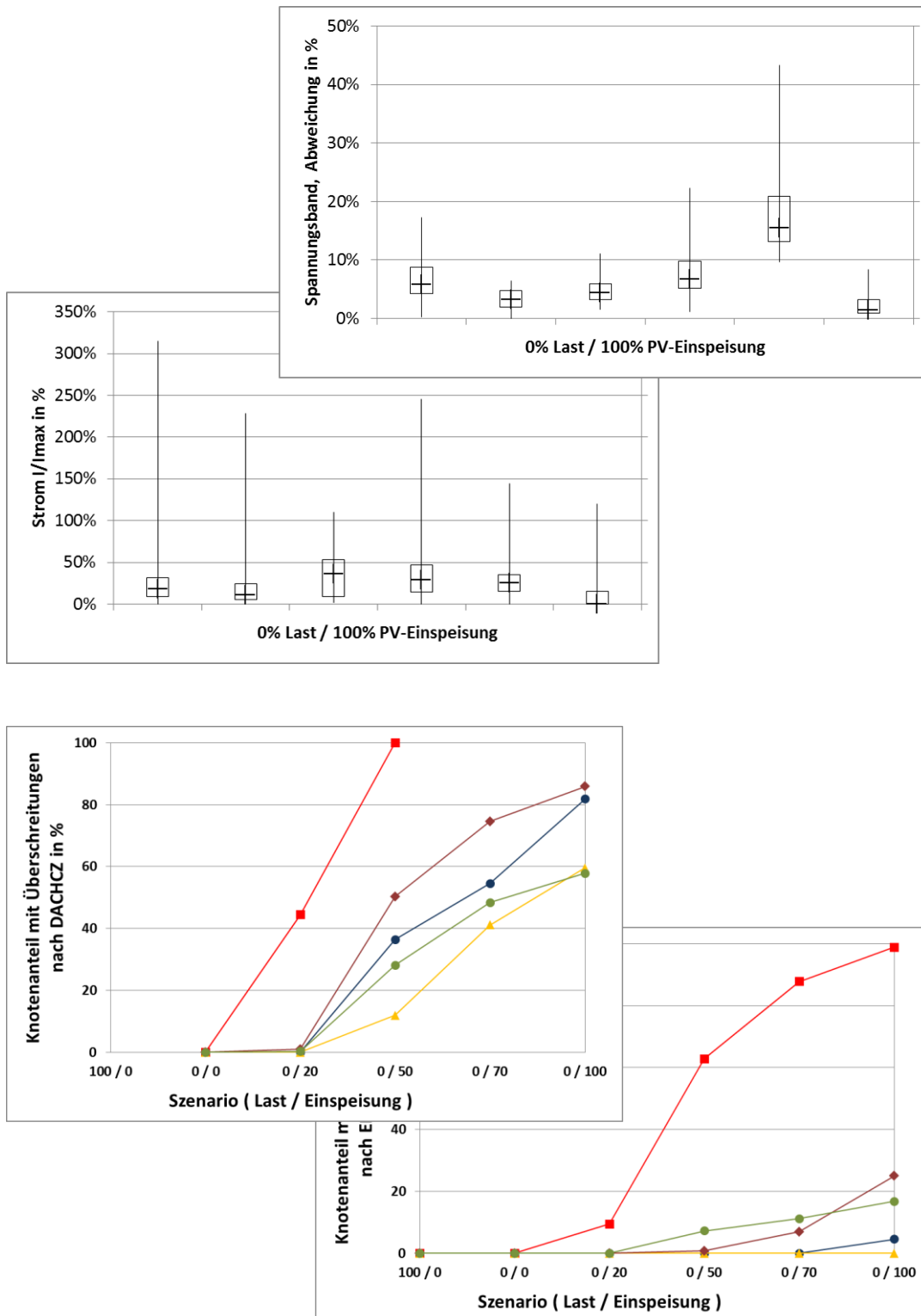
Zunehmende Einspeisung erhöhen Strom- und Spannungswerte.

Legende: Die vertikale Linie erstreckt sich zwischen Minimal- und Maximalwert. Das Rechteck (Box) enthält 50% der Werte, wobei die unteren 25% und die oberen 25% der Werte ausserhalb der Box sind. Die horizontale Linie in der Box markiert den Medianwert.

Wie man in der linken Grafik sieht, wird das Spannungsband zwischen der minimalen und maximalen Spannung mit zunehmender PV-Einspeisung grösser. Ab einer PV-Einspeisung von 50% kann im betrachteten Beispiel bei einzelnen Knoten das Spannungsband von +/-10% nicht mehr eingehalten werden. Über alle Szenarien bleiben jedoch über 50% der Knoten innerhalb des Spannungsbandes von +/-10%. In der rechten Grafik ist ersichtlich, dass ab einer PV-Einspeisung von 50% einzelne Leitungsabschnitte überlastet werden. Bei 100% PV-Einspeisung sind Leitungsabschnitte mit über 200% belastet. In allen Szenarien ist die Belastung bei der Mehrheit der Leitungen jedoch unter 40%.

Die nächste Grafik vergleicht die verschiedenen betrachteten Verteilnetzabschnitte. Die Reaktion auf die zunehmende Einspeisung ist sowohl für die Spannungsabweichungen wie auch für die Strombelastung der Leitungen recht unterschiedlich. Dies zeigt auch die Darstellung der Grenzwertverletzungen sowohl nach DACHCZ als auch nach EN50160.

Vergleich der untersuchten Verteilnetzabschnitte



Verschiedene Verteilnetze reagieren auf die zunehmende Einspeisung sehr unterschiedlich

Schliesslich wurden die Massnahmen inklusive deren Kosten untersucht. Der optimale Massnahmenmix ist abhängig vom betrachteten Spezialfall. Das nachfolgende Fazit zeigt lediglich die gefundene Tendenz zu den möglichen Massnahmen inklusive der zugehörigen Kostenbetrachtung auf.

Die gemachten Untersuchungen berücksichtigten Auswirkungen und Massnahmen zu einem fixen Zeitpunkt. Als Folge davon wird der produzierte Strom entweder eingespeist oder begrenzt. Betrachtet man zusätzlich die Zeitachse, so sind weitere Massnahmen wie Lastverschiebung mittels Rundsteuerung, Einsatz von Speichern, Demand Side Management und ähnliche Massnahmen zu betrachten.

Zusammenfassend haben die quantitativen Untersuchungen der Auswirkungen von dezentraler PV-Einspeisung gezeigt:

Die heutigen Verteilnetze können die maximale PV-Einspeisung nicht ohne Grenzverletzungen aufnehmen. Es braucht Begleitmassnahmen.

- Die Netze sind heterogen. Darum sind die Auswirkungen der PV-Einspeisung jeweils unterschiedlich
- Für die heterogenen Netze sind Einzelbetrachtungen nötig (auf Ebenen Netzabschnitt und/oder Einzelanlage)
- Transformatoren kommen meist zuerst an die Belastungsgrenze
- «Spannungshaltung» ist praktisch überall relevant, im Detail aber abhängig von der Lastdichte
- «Strombelastung der Leitungen» ist meist kein generelles Problem.

Um die PV-Einspeisung zu ermöglichen sind verschiedene Massnahmen denkbar. Der optimale Massnahmenmix ist wiederum abhängig von der konkreten Situation. Die gefundene Tendenz zeigt:

Abregelung respektive Begrenzung der maximalen PV-Einspeisung ist am günstigsten, konventionelle Verstärkungen gehören häufig zu den teureren Lösungen.

Allerdings werden die ergebniswirksamen Kosten für konventionelle Massnahmen viel niedriger, wenn die zu ersetzenden Betriebsmittel zum Investitionszeitpunkt ohnehin fast das Ende ihrer Lebenszeit erreicht haben und sowieso bald ersetzt werden müssen.

Die Betrachtung der möglichen Massnahmen kann wie folgt priorisiert werden:

1. Abregelung (oder dezentrale Speicher)
2. $\cos(\phi)$, evtl. mit Regelung
3. Regeltrafo falls die Problematik flächendeckend ist
4. Konventionelle Verstärkung

2.4 Intelligente Trafostationen auf Netzebene 6

Was bedeutet dies nun für den Neubau einer Trafostation? Sollten neue Konzepte berücksichtigt werden, um den effizienten Netzbetrieb weiterhin zu ermöglichen?

Wie in den vorherigen Abschnitten gezeigt, verlangt die Zukunft ein aktives Management der Verteilnetze, was wiederum intelligente Trafostationen und einen Informationsaustausch im Niederspannungsnetz bedingt. Ausgehend von den Haupttreibern für Veränderungen

- Zunehmende dezentrale Einspeisung
- Verändertes Lastverhalten wie beispielsweise Elektromobilität und Wärmepumpen
- Zunehmender Kostendruck
- Erhöhte Anforderungen von Seiten Regulierung mit Auskunftspflicht

zeigt die folgende Tabelle die logische Kette, mit der zukünftig erforderliche Funktionalitäten abgeleitet werden. Die Veränderungen bedingen erweiterte Funktionalitäten der Trafostation auf Netzebene 6 (NE6) in den Bereichen Messen, Auswerten, Analysieren, Steuern und Regeln.

Treiber für Veränderungen und ihre Auswirkungen

Treiber			
Dezentrale Einspeisung	E-Mobilität Wärmepumpen	Kostendruck	Regulierung Auskunftspflicht
Auswirkungen			
Trafobelastung Spannungshaltung Leitungsbelastung Kurzschlussleistung	Trafobelastung Spannungshaltung Leitungsbelastung	Netzbau und Betrieb müssen optimiert werden	Vermehrtes Reporting
Massnahmen			
Abregeln Blindleistung Spannungsregelung konv. Ausbau	Demand Side Management Spannungsregelung konv. Ausbau	Optimierung von Prävention Fehlerlokalisierung Fehlerbehebung	Power Quality und weitere Messungen
Erweiterte Funktionalitäten			
messen / auswerten analysieren steuern / regeln	messen / auswerten analysieren steuern / regeln	messen / auswerten analysieren steuern / regeln	messen / auswerten

Logische Kette: Treiber → Auswirkungen → Massnahmen → Funktionalitäten

Die möglichen Auswirkungen auf eine Trafostation werden anhand der drei Use Cases «Ersatz oder Sanierung einer Trafostation», «Anschluss einer grossen PV-Anlage auf Bauernhof» sowie der «Kommunikationsanbindung einer Trafostation» aufgezeigt. Betriebliche Aspekte werden nicht vollständig berücksichtigt.

Übersicht über Funktionalitäten der NE6: Als verbindendes Netzelement kommen auf den Trafo der NE6 veränderte Anforderungen aus dem

vorgelagerten Mittel- (NE5) sowie aus dem nachgelagerten Niederspannungsnetz (NE7) zu. Aus der NE5 sind dies beispielsweise Wirk- und Blindleistungsmanagement, virtuelle Kraftwerke, automatisierte Fehlereingrenzung, dynamische Rekonfiguration sowie Steuer- und Kommunikationsaufgaben. Aus der NE7 sind es Einhaltung der Spannungs- und Stromqualität, Demand Side Management, virtuelle Kraftwerke, Vermeidung oder Management von Inselnetzen.

Die Funktionalität einer intelligenten Trafostation umfasst die Bereiche:

- Messdatenakquisition aus der Mittelspannungs- (MS) und Niederspannungsseite (NS) sowie allenfalls beim Hausanschluss
- Messwerterfassung und -speicherung
- Messdatenverarbeitung mit vorgegebener Logik sowie Erzeugung von Ausgabegrössen
- Gerätesteuerung mittels der Ausgabegrössen, wie beispielsweise Trafo, Leistungsschalter, PV-Anlage
- Übergeordnete Kommunikation mit der Netzleitzentrale.

Use Case «Ersatz oder Sanierung einer Trafostation»

Der Anforderungskatalog für den Ersatz oder die Sanierung einer Trafostation wurde für ein konkretes Beispiel wie folgt festgelegt:

- Gesamtsanierung
→ umfasst MS / Trafo / NS / Kommunikation / Gebäude
- Netzposition der Trafostation ist «eingeschlauft»
→ NS und MS Leitungen bestehen, alles verkabelt, 8 NS Abgänge
- 630 kVA, Einfach-Trafo, genügend Platz vorhanden
- Kommunikationsanbindung Richtung Zentrale (Glasfaser, Mobile)
- Anbindung steuerbarer Lasten, Produktion, Speicher, Smart Meter, öffentliche Beleuchtung.

Mittelspannung: Mit einer optimalen Netztopologie und gezielten Messungen zwecks Fehlerortung können mit Leistungsschaltern bestimmte MS-Stränge abgeschaltet und die intakten Abschnitte mit Lasttrennschaltern wieder zugeschaltet werden. Die Wahl der MS-Elemente und deren Kosten sind vom gewählten Konzept abhängig.

Transformator: Die Kosten für einen Verteilnetztrafo von 630 kVA liegen im Bereich von 25'000 CHF. Beim Ersatz oder bei der Sanierung einer Trafostation kann ein regelbarer Ortsnetztrafo (RONT) eingebaut werden. Die bestehenden Platzverhältnisse in einer begehbaren Trafostation erlauben dies in den allermeisten Fällen (s. nachfolgende Grafik). Grob geschätzt werden die Kosten der Transformatoren in etwa verdoppelt, künftig allenfalls reduziert infolge grösserer Stückzahlen. Wesentlicher Treiber für die notwendige Bemessungsleistung sind die erwartete PV-Leistung sowie die erwarteten Lasten wie beispielsweise für Wärmepumpen oder Elektromobilität im entsprechenden NS-Gebiet. Bei Erreichen der Belastungsgrenzen könnte ein Batteriespeichersystem Abhilfe schaffen, allerdings mit relativ grossem zusätzlichem Platzbedarf.

Beispiel einer begehbaren Trafostation mit Leittechnik



Niederspannung: Die Kosten für eine komplette Niederspannungsverteilung mit einem Trafefeld sowie acht Niederspannungsabgängen belaufen sich auf ca. 15'000 – 20'000 CHF. Für eine Überwachung können die Abgänge mit unterschiedlichen Messgeräten ausgestattet werden. Je nach Typ und Anzahl der Funktionen sind 500 – 1500 CHF pro Gerät zu budgetieren.

Kommunikationstechnik: Für Überwachung und Steuerung ist die intelligente Trafostation an die zentrale Netzleitstelle anzubinden. Es wird empfohlen, die Station mit einem zentralen Stationsleitgerät auszurüsten, welches die notwendigen Schnittstellen zur Anbindung der einzelnen Anlagenkomponenten bietet. Ein modularer Aufbau des Gerätes erlaubt eine nachträgliche Erweiterung des Systems und somit einen vereinfachten Zubau weiterer Funktionalitäten. Für die Kommunikation zwischen der Trafostation und den Endkunden/Produktionsanlagen bietet sich PLC (Power Line Kommunikation auf dem 400 V Netz) an. Die Technologie wird für Smart Meter Systeme bereits heute verwendet. Auf demselben Kanal kann die Kommunikation mit Lastschaltgeräten erfolgen (Ersatz Rundsteuerung). Falls vorhanden kann eine Kommunikation über Glasfaser genutzt werden.

Eigenbedarf und Überwachung: Um die Überwachung inklusive Übermittlung der Messwerte auch im Falle eines Stromunterbruches sicherzustellen, wird eine Notstromversorgung benötigt.

Use Case «Anschluss einer grossen PV-Anlage auf Bauernhof»

Bei diesem Fallbeispiel steht die Vorgehensweise und nicht die Lösung im Vordergrund. Es ist in erster Linie ein Thema für ländliche Netzbetreiber mit vielfältigen Einflussfaktoren, was eine allgemeingültige Standardlösung ausschliesst. Ab wann eine PV-Anlage als «gross» respektive «kritisch» zu bezeichnen ist, ist vor allem im Verhältnis zur installierten Trafogrösse sowie

zur «elektrischen Entfernung» (Leitungsimpedanz und Länge) zwischen Trafostation und PV-Anlage zu beantworten.

Use Case «Anschluss einer grossen PV-Anlage auf Bauernhof»



Relevant für die Beurteilung ist die Spannungsanhebung, welche durch die maximal mögliche Einspeisung aller PV-Anlagen (ohne Verbrauchslasten) verursacht wird. In der Ausgangslage (s. Grafik) wird der gültige Grenzwert an beiden Stellen ohne Massnahmen nicht eingehalten. Zur Behebung wurden verschiedene Lösungsvarianten verglichen.

Die Basisoption ist eine konventionelle Netzverstärkung. Im konkreten Fall müsste die Hälfte der gesamten Stromkreislänge in diesem Netz durch stärkere

Kabel ersetzt werden. Die Investitionskosten einschliesslich Tiefbau liegen dafür in der Grössenordnung von 120'000 CHF.

Als nächstes wurde geprüft, inwieweit sich die Spannungsanhebung durch Blindleistungsregelung am PV-Wechselrichter reduzieren lässt. In der vorliegenden Situation genügt dies nicht. Netzverstärkungsmassnahmen sind trotzdem notwendig, was zu Investitionskosten von etwa 100'000 CHF führt.

Weiter kommen spannungsregelnde Betriebsmittel in Frage. Im Wesentlichen geht es dabei um den Regelbaren Ortsnetztransformator (RONT) sowie den Einzelstrangregler (ESR, s. folgenden Grafik). Während der RONT einen bestehenden Verteiltransformator ersetzt und somit auf das gesamte Niederspannungsnetz wirkt, kann ein ESR grundsätzlich überall im Niederspannungsnetz positioniert werden. Der geregelte Bereich hinter dem RONT oder ESR wird von den Schwankungen des vorgelagerten Netzes entkoppelt. Im vorliegenden Beispiel sind zwei Stränge von Spannungsproblemen betroffen. Damit kommt ein RONT oder ein ESR zwischen Verteiltransformator und dessen NS-Verteilung in Frage. Da bei einem Trafotausch kein zusätzlicher Platzbedarf besteht, wird diesem hier der Vorzug gegeben wird. Die Investitionskosten liegen im Bereich von 50'000 CHF.

Regelbarer Ortsnetztrafo als Maststation sowie Einzelstrangregler



Das beschriebene Beispiel ist nicht allgemeingültig, aber zumindest typisch für Situationen in einem ländlichen Netz. Die angestellten Überlegungen sind grundsätzlicher Art und berücksichtigen keine Lebenszykluskosten wie möglicherweise höhere Instandhaltungskosten (z.B. mehr Störungen) bei neuen Betriebsmitteln. Spezielle Gegebenheiten vor Ort wie z. B. anstehende Verkabelungen können dazu führen, dass nicht immer die Variante mit den geringsten Investitionskosten ausgeführt wird.

Use Case «Kommunikationsanbindung einer Trafostation»

Aus topologischer Sicht gibt es drei Typen von Kommunikationsverbindungen:

- Anlage \Leftrightarrow Trafostation
- Trafostation \Leftrightarrow Zentralsystem
- Anlage \Leftrightarrow Zentralsystem

Dabei wird unter «Anlage» der gesamte dezentrale Kommunikationsbedarf subsumiert, beispielsweise Laststeuerung, PQ-Messungen an ausgewählten Netzpunkten, Verteilkästen und Produktionsanlagen.

Die Messwerte der Anlage werden periodisch zur Trafostation und/oder zum Zentralsystem übermittelt. Bei einer Grenzwertverletzung wird – falls vorhanden – der lokale Algorithmus der Trafostation diese analysieren und korrigieren. Kann die Grenzwertverletzung nicht durch Massnahmen in der Trafostation behoben werden, erfolgt eine Eskalation der Alarmsituation zum Zentralsystem.

Zur Überwachung der Trafostation werden weitere Informationen wie Schaltzustände oder Alarme von Brandmeldern übermittelt. Im Falle eines Stromunterbruches soll die Kommunikation mindestens für etwa eine Stunde möglich bleiben.

Die Kommunikationslösung selber wird im Kapitel 5 näher untersucht.

Die Resultate für eine intelligente Trafostation lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Die identifizierten Veränderungen verlangen ein aktiveres Management der NS-Netze, was wiederum intelligente Trafostationen und vermehrten Informationsaustausch im NS-Netz bedingt.
- Eine intelligente Trafostation liefert heute schon einen Beitrag zur Erhöhung der Netzverfügbarkeit. Weitere Funktionen sind Schritt für Schritt zufügbar. Platz soll dafür vorgehalten werden.
- Der Anschluss einer grossen PV-Anlage in einem ländlichen Netz ist nicht allgemeingültig behandelbar.
- Die kommenden Anforderungen an die Kommunikationstechnologie sind relativ moderat. Wichtig ist, wie die Kommunikationslösung eingeführt wird (→ Infrastrukturprojekt).
- Der Bau von intelligenten Lösungen mit Zusatzfunktionen in der Trafostation soll als mögliche Option bei der Netzplanung heute schon berücksichtigt werden. Eingriffsmöglichkeiten auf Lasten und Produktion müssen dabei möglich sein, um optimal steuern und regeln zu können.

2.5 Fazit und Empfehlungen

Die vier Hauptauswirkungen der dezentralen Einspeisung von Strom in die Verteilnetze sind Umkehr der Energieflussrichtung, Leistungsvergrösserung, Veränderung der Kurzschlussleistung und Veränderung der Netzurückwirkungen. Diesen Auswirkungen muss mit Massnahmen begegnet werden. Neben konventionellem Netzausbau können intelligente Regelungen eingesetzt werden, und zwar sowohl beim Stromproduzenten (Wirkleistung, Blindleistung) als auch bei den Ortsnetztransformatoren (Spannungsregelung).

Die quantitativen Untersuchungen zeigen: Die heutigen Verteilnetze können die maximale PV-Einspeisung nicht einfach ohne Grenzverletzungen aufnehmen.

Es braucht Begleitmassnahmen. Wegen der Heterogenität der Verteilnetze sind auch die Auswirkungen der PV-Einspeisung unterschiedlich. Plakativ kann gesagt werden, Transformatoren kommen meist zuerst an die Belastungsgrenze, «Spannungshaltung» ist praktisch überall relevant und «Strombelastung der Leitungen» ist meist kein generelles Problem.

Auch der optimale Massnahmenmix ist abhängig von der betrachteten Situation. Tendenziell ist Abregelung respektive Begrenzung der maximalen PV-Einspeisung am günstigsten, konventionelle Verstärkungen gehören häufig zu den teureren Lösungen. Allerdings werden die ergebniswirksamen Kosten für konventionelle Massnahmen viel niedriger, wenn die zu ersetzenden Betriebsmittel ohnehin fast das Ende ihrer Lebenszeit erreicht haben. Die betrachteten Massnahmen sollten wie folgt priorisiert werden:

1. Abregelung, 2. $\cos(\phi)$, 3. Regeltrafo, 4. Konventionelle Verstärkung.

Für ein aktiveres Management der Niederspannungsnetze braucht es intelligente Trafostationen und vermehrten Informationsaustausch. Eine smarte Trafostation liefert einen Beitrag zur Erhöhung der Netzverfügbarkeit und Netzkapazität. Weitere Funktionen sind Schritt für Schritt zufügbar. Intelligente Lösungen sollen heute schon als Alternative zum herkömmlichen Netzausbau mit in Erwägung gezogen werden. Eingriffsmöglichkeiten auf Lasten und Produktion sind hilfreich, um optimal steuern und regeln zu können.

Die Entwicklung hin zu Smart Grid wird in Schritten entlang den veränderten Anforderungen geschehen, evolutionär und nicht revolutionär.

K A P I T E L 3

Smart Meter

Wie im Kapitel 1 aufgezeigt, sind Smart Meter in erster Linie intelligente Messgeräte zur Messung von produziertem und verbrauchtem Strom, allenfalls erweitert mit zusätzlichen Funktionalitäten. Die Messdaten können via Kommunikationssystem ausgelesen und verschiedenen Anwendern respektive Applikationen zur Verfügung gestellt werden. Zur direkten Information des Endkunden über Verbrauchsdaten kommt allenfalls eine weitere Schnittstelle dazu.

3.1 Mindestanforderungen für Smart Meter

Die im «Weissbuch Smart Grid» [1] vorgeschlagenen Minimalanforderungen werden hier nochmals kurz zusammengefasst. Sie wurden in die Arbeitsgruppe des BFE zur Erarbeitung der «Mindestanforderungen für Smart Meter» [3] eingebracht, wurden dort übernommen und weiter präzisiert.

Messdaten für den Endkunden: Der Endkunde ist Eigentümer der Messdaten. Er hat darauf Zugriff via einer lokalen Schnittstelle oder eines Web-Interface.

Messfrequenz genügend für Energieeinsparungen: Dazu ist eine Visualisierung der aktuellen Verbrauchswerte in Echtzeit (z.B. 2 Sek.) nötig.

Fernauslesung: Messdaten können vom Netzbetreiber fern ausgelesen werden. Die Datenübermittlung erfolgt periodisch oder bei Bedarf (on-demand).

Zwei-Weg-Kommunikation: Neben der offensichtlichen Übermittlung der Messdaten ist auch ein Remote Upgrade der Firmware, eine Überwachung und Alarmierung sowie die Zeitsynchronisierung notwendig.

Messfrequenz genügend für Netzplanung: Ergibt keine Zusatzanforderung.

Unterstützung von Tarifsyste-men: Zukünftige Tarifsyste-me werden flexibler sein als heutige. Dies ergibt eine Anforderung an das Gesamtsyste-m, allerdings nicht zwingend an die Smart Meter selbst.

Unterbrechung des Anschlusses: Der Anschluss kann ausgeschaltet werden, und zwar sowohl vor Ort als auch Remote.

Datenschutz: Anforderungen von Datenschutz werden erfüllt und die relevanten Gesetze eingehalten. Nur autorisierter Zugang ist möglich.

Detektion und Verhinderung von Missbrauch: Die Smart Meter sind so aufgebaut, dass eine Manipulation verhindert respektive alarmiert wird.

Stromfluss in beide Richtungen: Die Messung funktioniert für beide Stromrichtungen. Dezentrale Stromeinspeisung wird damit unterstützt.

Rundsteuerungsersatz: Smart Meter oder Smart Grid Systeme müssen die Funktionalitäten der heutigen Rundsteuerungen ersetzen können.

Plug&Play: Smart Meter müssen sowohl systemtechnisch als auch installationstechnisch Plug&Play sein.

Energieverbrauch: Der Energieverbrauch der Smart Meter inklusive Umsysteme muss minimal sein.

Basierend auf Standards: Smart Meter, respektive deren Interfaces, erfüllen anerkannte Standards. Das Kommunikationsprotokoll ist vorzugsweise IP.

Alle diese Anforderungen wurden in der Arbeitsgruppe des BFE weiter präzisiert und als «mögliche, gesetzliche Mindestanforderungen» übernommen. Eine Ausnahme bilden die Steuermöglichkeiten, Anschlussunterbrechung und Rundsteuerersatz welche als «Weitere Eigenschaften» übernommen wurden. Weiter wurde ein Rollout vorgeschlagen für eine flächendeckende (80% Abdeckung) Einführung von intelligenten Messsystemen bis 2025.

3.2 Planung eines Smart Meter Rollouts

Zur Hilfestellung für einen Rollout hat der VSGS ein generisches Rolloutkonzept für Smart Meter erarbeitet, welches die wesentlichen Themen aufgreift und beschreibt. Um einen Rollout erfolgreich zu realisieren, sind umfangreiche Vorleistungen unumgänglich. Dazu sollten Erfahrungen und Resultate aus Vorprojekten miteinbezogen werden. Ist kein eigenes Vorprojekt realisiert worden, so ist ein Musterprojekt auszuwählen, welches den eigenen Voraussetzungen entspricht. Ganz zu Beginn der Planung sind einige richtungsweisende Entscheide zu fällen. Wichtig ist: «In welcher Zeit soll der Rollout realisiert sein?». Die weitere Planung muss danach darauf abgestimmt sein.

Voraussetzungen und Rahmenbedingungen: Ein Projekt dieser Grössenordnung und Komplexität (Spezifikation, Evaluation, Beschaffung, Kunden-Kommunikation, Logistik, Rollout, Betrieb usw.) macht es notwendig, dass die Projektorganisation als «Unternehmens-Projekt» aufgestellt und gewichtet wird. Submissionsgesetze und -verordnungen müssen beachtet werden. Neben Technik, Finanzen und Produkten bilden die Prozesse eine entscheidende Rolle. Diese sind über die ganze MeterToCash Kette, einem unternehmenskritischen Prozess, verteilt. Smart Metering ist eine Aufgabe des Verteilnetzbetreibers und die entsprechenden Investitionen müssen als anrechenbare Kosten für die Netznutzung gelten. Begleitende Kundenkommunikation muss gewährleistet werden.

Projektorganisation und Prozesse: Für die Projektorganisation werden die anerkannten Standards für Projektleitung und Projektaufgaben eingesetzt. Die bestehenden Prozesse des Zählermanagements sind klar abgetrennt und sequentiell bearbeitbar. Der Subprozess «Gerätewechsel geplant» kommt einem Smart Meter Rollout in seinen Grundzügen am nächsten, jedoch sind Anpassungen notwendig. Um die Systeme nicht über Monate mit offenen, aber

nicht zur Verarbeitung frei gegebenen Aufträgen zu belasten, ist eine Priorisierung der Rollout Aufträge wichtig. Das führende System generiert die entsprechenden Aufträge und stellt die benötigten Informationen den nachgelagerten Prozessschritten zur Verfügung. Vor der Zählermontage ist zu klären, ob (Vor-) Arbeiten an den vorhandenen Installationen notwendig sind. Aus Sicht der Logistik sind Fragen der Lagerfläche und Materialanlieferung zu klären. Für Querverbundunternehmen muss klar sein, wie die weiteren Medien integriert werden sollen. Gleich im Anschluss an die Montage muss überprüft werden, ob der richtige Smart Meter installiert wurde, und ob er vom System erreichbar ist. Je nach Prozessgestaltung sind vorgängig Anpassungen an der Organisation vorzunehmen. Mit einem Workforce-Management-System können verschiedene Prozesse der Einsatzplanung und Disposition vereinfacht und optimiert werden.

Umfeld Systemlandschaft: Ein Smart Metering System besteht einerseits aus Zählerelementen und andererseits aus einem zentralen Informatiksystem. Die Kommunikationsprinzipien und die Datenverschlüsselungen müssen unabhängig vom verwendeten Kommunikationsmedium sein. Das Verrechnungssystem importiert die nötigen Verbrauchsdaten. Das Kundenportal ist im Rahmen der Energieeffizienzförderung wichtig. Es hilft, besser zu verstehen, wie die Elektrizität verbraucht wird. Die Smart Metering Infrastruktur erlaubt ein gezieltes Lastenmanagement und bringt mehr Flexibilität (Demand Side Management).

Risiken: Die vorhandenen Risiken haben zum Teil hohe Eintrittswahrscheinlichkeiten und Auswirkungen und damit hohe Kostenfolgen. Zu beachten sind technische, finanzielle sowie gesetzgeberische und politische Risiken.

3.3 Smart Meter im Einsatz

Wie im «Weissbuch Smart Grid» aufgezeigt, hatten schon Anfang 2013 die meisten VSGS Mitglieder Pilotprojekte mit Smart Metern durchgeführt und einen guten Erfüllungsgrad der Anforderungen erreicht. Einzelne VSGS Mitglieder haben seither einen breiteren Einsatz von Smart Metern lanciert.

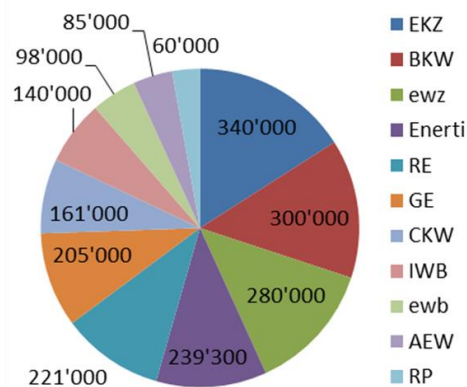
Als erster grosser Energieversorger der Schweiz haben sich die Elektrizitätswerke des Kantons Zürich (EKZ) für den flächendeckenden Einsatz von Smart Metern entschieden. Innerhalb von zwei Jahren werden rund 50'000 Smart Meter im Austausch mit älteren Zählern oder in Neubauten installiert. Anfangs funktionieren die Smart Meter noch wie die herkömmlichen Zähler. Wenn bei genügend Kunden eines Quartiers ein Smart Meter installiert ist, wird die volle Funktionalität aufgeschaltet. Bis das gesamte EKZ Versorgungsgebiet mit Smart Metern ausgerüstet ist, dauert es voraussichtlich 15 bis 20 Jahre.

Auch IWB setzt Smart Meter ein. Zurzeit werden rund 45'000 Smart Meter automatisiert ausgelesen. Die neuen digitalen Zähler können alle 15 Minuten einen gemittelten Stromverbrauch erfassen. Zusammengenommen ergeben diese Werte den so genannten Lastgang, welcher am Folgetag ausgelesen wird. Der Lastgang macht die tageszeitlichen Schwankungen des Stromverbrauchs sichtbar. Die Kenntnis dieser Schwankungen ist für IWB als Netzbetreiber wichtig, weil Strom nicht im Netz gespeichert werden kann, aber die bereitgestellte elektrische Energie trotzdem exakt den zeitlichen Schwankungen des Stromverbrauchs entsprechen muss. Das ist ein wesentlicher Nutzen, der allen Stromkunden zu Gute kommt. Die Daten werden pseudonymisiert erfasst und in aggregierter Form zur Optimierung der Versorgung und der Stromnetze gespeichert. Damit ist eine Zuordnung dieser Daten zu einzelnen Kunden grundsätzlich ausgeschlossen.

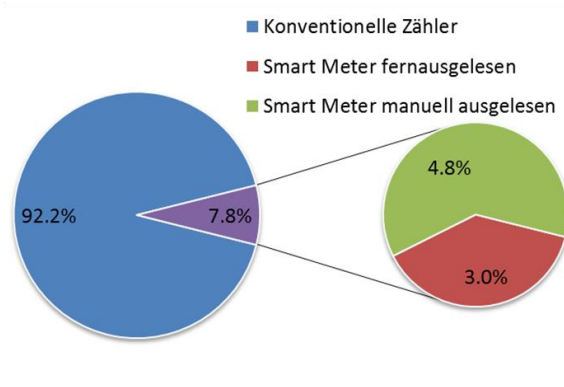
Per Anfang 2014 hat der VSGS bei seinen Mitgliedern einen Überblick über den Stand der eingesetzten Smart Meter erarbeitet. Die folgende Grafik zeigt das Resultat. Dort wo ein breiterer Einsatz von Smart Metern lanciert wurde (s. oben), haben diese Zahlen stark zugenommen.

Smart Meter im VSGS per Anfang 2014

2.13 Mio. Elektrizitätszähler



165'000 Smart Meter



Anfang 2014 setzten VSGS Mitglieder für 7.8% der Elektrizitätszähler Smart Meter ein. Diese Anzahl hat seither zugenommen.

Ausserhalb des VSGS haben weitere Verteilnetzbetreiber eine wesentliche Anzahl von Smart Metern im Einsatz, bei mittleren und kleineren Netzgebieten oft flächendeckend. Ohne Anspruch auf Vollständigkeit sind dies:

- Energie Arbon AG: Die Stadt mit ihren 14'000 Einwohnern hat als erste in der Schweiz flächendeckend Smart Meter installiert
- Smart Linth Region: Technische Betriebe Glarus Nord, Glarus Süd, Energieversorgung Schänis AG
- SWG Grenchen
- die werke - Versorgung Wallisellen AG
- Werkbetriebe Frauenfeld.

K A P I T E L 4

Smart Market

Die Energiewende bringt Veränderungen, der Elektrizitätsmarkt wird sich anpassen. Der VSGS untersuchte die Auswirkungen dieser Veränderungen auf das Zusammenspiel von Elektrizitätsnetzen und Elektrizitätsmarkt und entwickelte fünf Thesen, welche aus Sicht der Verteilnetzbetreiber die Chancen und Risiken des Smart Market beschreiben [6]. Naturgemäss bedeutet dies, dass Chancen des freien Marktes den Herausforderungen der regulierten Netzinfrastruktur gegenüber stehen. Ausgehend von den heutigen Marktmechanismen werden zukünftige Möglichkeiten und Erweiterungen beschrieben.

4.1 Smart Market im Zusammenspiel mit Smart Grid

Wie in Kapitel 1 aufgezeigt braucht es zukünftig zur Beherrschung der veränderlichen Produktion neue Instrumente. Grundlegende Änderungen zeichnen sich ab. Klar ist schon jetzt, die Infrastruktur Smart Grid wird die Basis für den Smart Market bilden. Das zugehörige Marktmodell muss dabei bewirken, dass sich ein Optimum zwischen Infrastruktur- und Energiekosten unter Berücksichtigung der Versorgungssicherheit einstellen kann. Dabei wird die traditionelle, hauptsächlich lineare Wertschöpfungskette vernetzter.

Verschiedene Ideen wurden schon genannt:

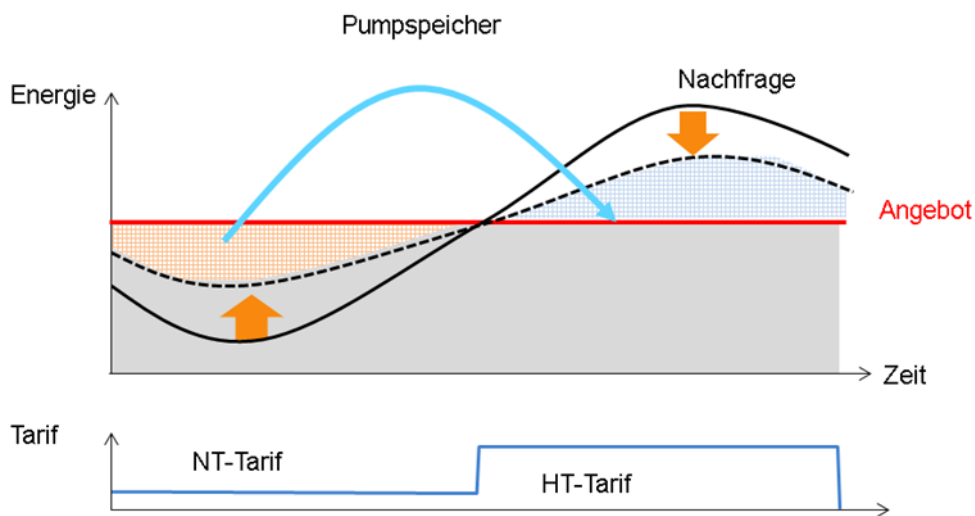
- Anpassung des Stromverbrauchs an die vorhandene Stromproduktion
 - a) mit festen Steuersignalen (Demand Side Management) oder
 - b) mit Hilfe einer flexibleren Tarifstruktur (Demand Response)
- Berücksichtigung lokaler Netzzustände durch die (dezentrale) Stromproduktion: Reduktion der Produktion oder Zuschalten von Lasten
- Ausgleich von Produktion und Verbrauch mit Stromspeichern.

Batteriespeicher von Elektromobilen könnten für eine Kombination dieser Funktionen genutzt werden.

Mit intelligenteren Netzen und intelligenteren Prozessen werden auch neue Akteure mit neuen Rollen im Markt auftauchen. Eine Spezialisierung einzelner Akteure auf Teilaspekte ist absehbar. Damit die neuen Mechanismen, die neuen Rollen und Akteuren zusammen eine sinnvolle Gesamtlösung ergeben, müssen Elektrizitätsnetze und Elektrizitätsmärkte aufeinander abgestimmt bleiben

4.2 Marktmechanismen heute und morgen

Ausgleich von Stromangebot und Nachfrage



Beispiel Stromnachfrage (schwarz) und Stromangebot aus Bandenergie (rot). Stromangebot folgt der Stromnachfrage.

Heute wird Strom überwiegend in zentralen Grosskraftwerken erzeugt. Das Stromangebot (die Produktion) folgt dabei der Stromnachfrage (dem Verbrauch). Typischerweise ist der Stromverbrauch während des Tages höher als während der Nacht. Der Höchstwert wird um die Mittagszeit, der Tiefstwert in der Nacht erreicht (s. Grafik). Stromproduktion und Stromverbrauch müssen

aus Gründen der Netzstabilität immer im Gleichgewicht sein. Dies wird heute mit Hilfe verschiedener Möglichkeiten erreicht.

Ausgleich Tagesschwankungen mittels Preissignalen: Mittels unterschiedlicher Preistarife während der Tages- und Nachtzeit wird versucht, die Stromnachfrage dem Stromangebot anzunähern (schwarze gestrichelte Kurve in der Grafik). Verbraucher mit Speichern werden so gesteuert, dass sie während der Nacht (Niedertarif, NT), wenn wenig Energie verbraucht wird, aufgeladen werden. Waschmaschinen können während der Mittagszeit blockiert werden, so dass nicht während der Mittagsspitze (Hochtarif, HT) gewaschen wird. Die Endgeräte können die Tarifinformationen nicht selbstständig abrufen. Sie werden zentral ein- und ausgeschaltet mittels einer sogenannten Rundsteueranlage.

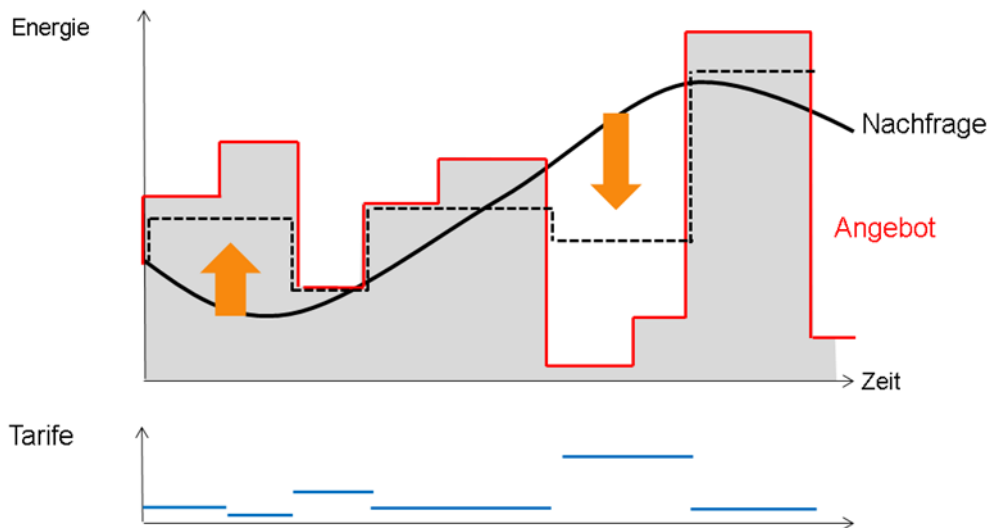
Ausgleich Tagesschwankungen aus Pumpspeicherkraftwerken: Mittels Pumpspeicherkraftwerken wird die Überschussenergie der Nacht (oranger Bereich in der Grafik) in den Tag verschoben (blauer Bereich). Dadurch wird die Stromproduktion besser auf den Stromverbrauch abgestimmt.

Ausgleich saisonaler Schwankungen mit Pumpspeicherkraftwerken: Neben tageszeitlichen Unterschieden gibt es auch saisonale Unterschiede. Diese werden ebenfalls mittels Speicherkraftwerken ausgeglichen, gegebenenfalls unterstützt durch saisonale Stromtarife.

Ausgleich von Minutenschwankungen (Systemdienstleistung): Zur kurzfristigen Aufrechterhaltung des Gleichgewichtes zwischen Produktion und Verbrauch werden Regelkraftwerke eingesetzt. Diese stellen als Systemdienstleistung (SDL) Primär-, Sekundär- und Tertiärregelenergie bereit. Der Markt der SDL-Lieferanten war bis vor kurzem auf wenige zentrale Anlagenbetreiber begrenzt.

Zukünftig drohen Stromnachfrage (Verbrauch) und Stromangebot (Produktion) durch die Zunahme aus volatiler Einspeisung aus erneuerbaren Energien zunehmend aus dem Gleichgewicht zu geraten (s. nachfolgende Grafik). Die Nachfrage (schwarze Kurve) muss somit künftig dem Stromangebot (rote volatile Kurve) viel differenzierter folgen (schwarze gestrichelte Kurve). Es braucht zusätzliche Mittel zur Anpassung von Verbrauch und Produktion (orange Pfeile).

Differenzierter Ausgleich von Stromangebot und Nachfrage



Beispiel Stromnachfrage (schwarz) und volatiles Stromangebot (rot)

Energieeffizienz: Um die Steigerung des Stromverbrauchs zu limitieren, sind umfangreiche Energieeffizienzmassnahmen nötig wie z.B. Wärmedämmungsmassnahmen an Gebäuden. Transparente Verbrauchsanzeigen beim Endkunden (sogenannte Feedbacktechnologien) können diese Massnahmen unterstützen.

Variable Tarife: Der Stromverbrauch soll stärker mit variablen, angebots- und nachfrageabhängigen Tarifen beeinflusst werden. Die Tarifstruktur über den Tag verteilt wird komplexer (blau in der Grafik). Stromverbrauch und

Stromproduktion werden sich einander annähern (schwarz gestrichelte Kurve). Das Angebot kann mittels Prognosetechniken vorhergesagt werden.

Tägliche Stromspeicherung: Der Zyklus für Pumpspeicherkraftwerke wird viel kürzer werden. Die Kraftwerke werden intensiver in beide Richtungen genutzt und werden so an Bedeutung gewinnen. Aus technischer Sicht bilden Pumpspeicherkraftwerke eine der effizientesten Methode um Strom zu speichern. Auf Grund der aktuellen Preisentwicklung (Price Spread) ist ihr Einsatz allerdings zunehmend mit betriebswirtschaftlichen Risiken verbunden.

Saisonale Stromspeicherung: Saisonale Unterschiede können ebenso durch Speicherkraftwerke ausgeglichen werden. Dabei muss geprüft werden, ob die vorhandenen Speicherkapazitäten ausreichen.

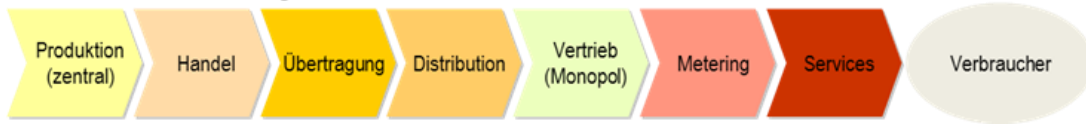
Kraftwerkspooling, Demand Side Management, Regelenergie: Der heutige Ausgleich mittels Regelenergie – Primär-, Sekundär- und Tertiärregelenergie – wird in Zukunft massiv an Bedeutung gewinnen. Bei einem Überangebot an Energie kann die Produktion gedrosselt (Regelkraftwerke, Solar- und Windanlagen) oder der Verbrauch erhöht werden (Speicher aufladen: Kühlhäuser, Wärmepumpen, Batterien usw.). Bei einem Unterangebot kann die Produktion erhöht (Regelkraftwerke, Wärmekraftkopplungsanlagen, Speicher entladen) oder der Verbrauch gedrosselt werden (Speicher nicht aufladen).

Einführung eines Leistungs- respektive Kapazitätsmarktes: Zur Sicherstellung von genügend Reservekapazitäten könnte ein Leistungs- oder Kapazitätsmarkt etabliert werden.

All diese Möglichkeiten setzen eine umfassende Vernetzung und automatische Steuerung von mobilen und immobilen Verbrauchern voraus. Es ergeben sich neue Anforderungen an das elektrische Energiesystem, welche auch die Wertschöpfungsketten beeinflussen werden.

Traditionelle Wertschöpfungskette ist linear

- Produktion folgt Verbrauch



Die traditionelle Wertschöpfungskette eines klassischen Elektrizitätsversorgungsunternehmens (EVU) ist linear, von der (zentralen) Produktion bis zum Verbraucher. Nicht alle EVU in der Schweiz verfügen über alle Stufen der Wertschöpfung. Die EVU können dabei in drei Kategorien eingeteilt werden:

1. produktionsbasierte Unternehmen (Produktion und Handel)
2. Verteiler (Distribution und Vertrieb) mit Endkunden, aber ohne eigene Produktion oder mit unbedeutendem Anteil
3. vertikalintegrierte Unternehmen, aktiv in der gesamten Wertschöpfungskette

Produktion: Unter der Wertschöpfungsstufe Produktion werden Anlagen subsumiert, die Strom aus konventionellen oder erneuerbaren Energiequellen erzeugen und in das Stromnetz einspeisen. Im heutigen Marktmodell sind es hauptsächlich grosse Kraftwerke, die zentral Strom produzieren. Entweder ist das EVU Kraftwerkbesitzer und -betreiber oder die Produktion wird auf verschiedene Partner verteilt. Die Stufe Produktion bewirtschaftet ein Produktionsportfolio mit eigenen Kraftwerken, Partnerwerken oder gepachteten Kraftwerken.

Handel: Unter dieser Wertschöpfungsstufe werden alle Aktivitäten im Zusammenhang mit der Bewirtschaftung der Produktions- und Vertriebsportfolios zusammengefasst. Der Handel stellt als Energiedrehscheibe die Vernetzung sämtlicher Energieflüsse innerhalb der Wertschöpfungskette

sicher. In der Regel sichert der Handel die Positionen (Kauf der fehlenden Energie und Verkauf des Überschusses) einige Jahre im Voraus. Der Handel ist auch zuständig für die Bilanzgruppe (Produktion und Vertrieb). Der Handel erstellt die Prognose, optimiert die Bilanzgruppe im Intraday-Markt (d.h. am gleichen Tag), optimiert die Ausgleichsenergie, oder verkauft Systemdienstleistungen aus den flexiblen Kraftwerken des Portfolios.

Übertragung: Diese Stufe dient der Übertragung des produzierten Stroms über die oberen Netzebenen 3 und 4 (Netzebenen 1 und 2 sind bei swissgrid).

Distribution: Unter dieser Wertschöpfungsstufe sind alle Aktivitäten des Verteilnetzbetreibers subsumiert, d.h. auf den unteren Netzebenen 5 bis 7. Hauptziel ist die Versorgungssicherheit in dem Versorgungsgebiet zu gewährleisten.

Vertrieb: Unter dieser Wertschöpfungsstufe sind alle Aktivitäten, die direkt mit dem Endkunden zu tun haben, zusammengefasst. Der Vertrieb gewährleistet den direkten Kontakt zum Kunden insbesondere Kundendienst, Produkt- und Preiskommunikation sowie Abrechnung.

Metering: Auf dieser Stufe wird der Stromverbrauch mit einem Stromzähler gemessen. Hierzu werden Messstellen betrieben, die der Abrechnung des Verbrauchs beim Kunden dienen.

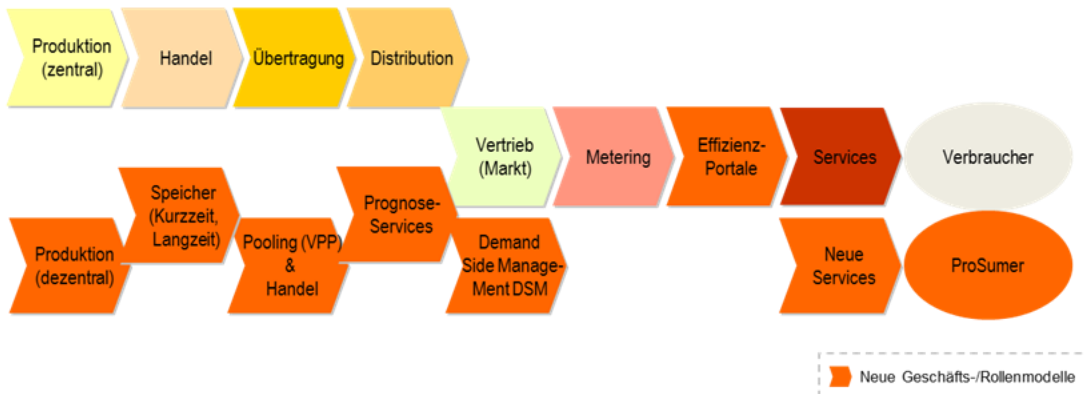
Services: Um die Netzstabilität zu gewährleisten werden verschiedenste Systemdienstleistungen benötigt, beispielsweise Tertiärregelenergie. Darüber hinaus können dem Kunden Energiedienstleistungen wie Energieeffizienzberatungen angeboten werden.

Verbraucher: Der Verbraucher ist der Endkunde der Wertschöpfungskette, der den Strom für sich selbst verbraucht. Unterschiedliche Kundentypen wie Haushalt, Gewerbe, Industrie usw. haben unterschiedliche Bedürfnisse.

Durch die erwähnte Veränderung des Energiesystems werden neue, parallele und vernetzte Wertschöpfungsketten mit neuen Marktakteuren entstehen, beispielsweise Anbieter, die dezentrale Produktionsanlagen bauen, bewirtschaften oder im Verbund betreiben (Pooling), oder Anbieter von Stromspeicherlösungen, Prognoseservices für Wind- und Photovoltaikanlagen bis hin zu Anbietern, die kleine Verbraucher zusammenschalten und gemeinsam steuern werden. Denkbar ist auch ein Leistungsmarkt (Kapazitätsmarkt): Derjenige, der gesicherte Stromerzeugung (Kraftwerke, Speicher) anbietet, erhält zukünftig für die Bereitstellung ein Entgelt.

Zukünftige Wertschöpfungsketten sind vernetzt

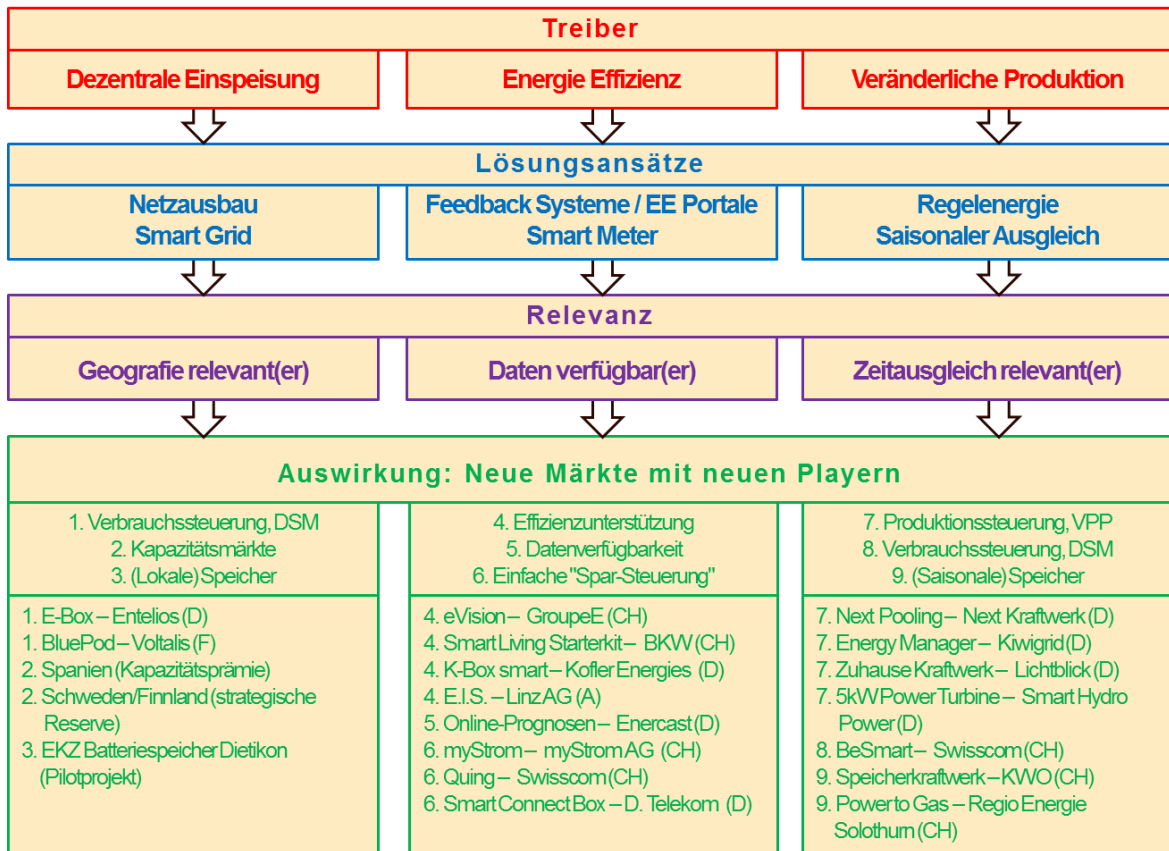
- Parallel und vernetzt
- Verbrauch folgt Produktion



4.3 Neue Player treffen auf alte Regeln: 5 Thesen

Die verschiedenen Treiber schaffen Platz und Möglichkeiten für neue Märkte und Akteure. Das folgende Bild zeigt einige Beispiele ohne Anspruch auf Vollständigkeit.

Neue Player im Smart Market

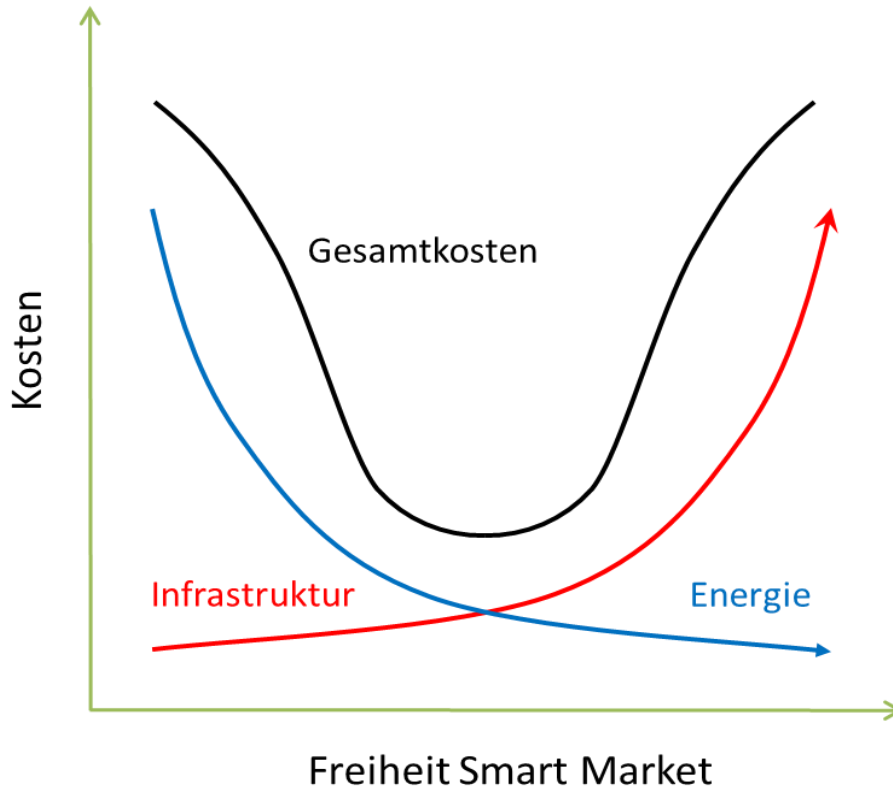


Neben den klassischen Elementen der beschriebenen linearen Wertschöpfungskette wird es wie erwähnt neue Anbieter geben. Jeder Akteur verfolgt gemäss seiner Rolle bestimmte Ziele. Je nach Ausrichtung ergibt dies unterschiedliche Handlungen, die auch im Widerspruch stehen können. So wird beispielsweise ein Stromproduzent (Einzelkraftwerk oder Schwarmkraftwerk) mit dem Ziel «Netzregelung, Netzstützung» anders agieren als ein Stromproduzent mit dem Ziel «Optimierung am Energiemarkt» oder ein Verbraucher mit dem Ziel «Stromsparen».

Der neue Energiemarkt bringt auch neue Chancen für die beteiligten Akteure. Damit diese optimal genutzt werden können, müssen die (potenziellen) Konflikte gelöst werden. Es besteht ein Spannungsfeld zwischen Markt- und Planwirtschaft. Der Markt soll zugunsten der Energiewende genutzt werden. Zur

Sicherstellung der Versorgungssicherheit muss aber auch der freie Markt die für das Elektrizitätsnetz geltenden physikalischen Gesetze berücksichtigen.

Kosten des Gesamtsystems hängen vom Marktmodell ab



In einem einfachen Bild vermag ein freier Markt die Energiekosten (blau) zu senken. Mit zunehmendem Freiheitsgrad steigen dafür die Infrastrukturkosten (rot). Die Marktregeln sollen helfen, das Gesamtsystem mit ihren Kosten (schwarz) zu optimieren.

Es besteht ein Zusammenhang zwischen den Kosten für die Infrastruktur und der Freiheit des Smart Market. Grössere Marktfreiheit bedingt eine stärker ausgebaute Infrastruktur und damit höhere Infrastrukturkosten (s. Grafik). Gleichzeitig wird vom Markt eine Effizienzsteigerung und damit tiefere Kosten für Energiebeschaffung, -transport und -nutzung erwartet. Zunehmende Marktfreiheit reduziert die Energiekosten. Zwischen zunehmenden Infrastrukturkosten und abnehmenden Energiekosten besteht ein Optimum für

die Gesamtkosten. Diesen Punkt gilt es zu finden. Dabei ist zu beachten, dass der regulierte Bereich (Infrastruktur) und das freie Marktgeschehen gut zusammen spielen. Und genau dafür braucht es die neuen Marktregeln.

Mit diesen Betrachtungen, den Chancen und Konflikten, können aus Sicht der Verteilnetzbetreiber fünf Thesen formuliert werden.

These 1 – Elektrizitätsmarkt orientiert sich an Netzkapazitäten: Der Smart Market ist ein integrierter Elektrizitätsmarkt zur Unterstützung der Energiewende. Die Energiewende bringt verstärkt Stromproduktion aus erneuerbaren Energien. Damit wird die Stromproduktion dezentraler und stochastischer. Der Austausch von elektrischer Energie geschieht über die Elektrizitätsnetze. Die Kapazität der heutigen Netze ist limitiert. Darum müssen die Netzkapazitäten in den Elektrizitätsmarkt integriert werden.

These 2 – Erweitertes Netzkapazitätsmanagement ist nötig: Optimales, effizientes Management (Planung, Bau, Betrieb) der zweckmässigen Netzkapazität ist notwendig zur Unterstützung des Smart Market. Intelligentes, IT-gestütztes Management von zeitlichen und örtlichen Grenzen der Netzkapazitäten kann günstiger sein als ein praktisch unbegrenzter Ausbau der Netzkapazität. Dies gilt insbesondere in kritischen Situationen. Intelligentes Management erlaubt kleinere Reserven der Netzkapazität.

These 3 – Netzkapazitätsmanagement ist prioritär: Der Verteilnetzbetreiber ist gemäss der gesetzlichen Bestimmungen für den sicheren und zuverlässigen Betrieb des Verteilnetzes und die Qualität der Stromversorgung verantwortlich. Drohen Kapazitätsengpässe im Netz, welche zu Netzinstabilitäten oder Ausfällen führen könnten, muss das Netzkapazitätsmanagement Vorrang haben und andere Aktivitäten übersteuern können.

These 4 – Neue Produkte zur Beeinflussung des Bedarfs an Netzkapazität

sind nötig: Neben den oben beschriebenen Massnahmen zur Sicherstellung der vorhandenen Netzkapazität sollen auch Produkte ermöglicht werden, die den Bedarf an Netzkapazität beeinflussen. Lastmanagement ist ein wichtiges solches Produkt. Es soll zuerst durch Marktmechanismen (finanzielle Anreize, Netzprodukte zur Glättung der Last usw.) und erst dann durch die Steuerung des Verbrauchs und die Einschränkung der Produktion eingreifen. Ein Lastmanagement-Markt wird sich im Netzgebiet durch spezifische Netz-Produkte konkretisieren. Es werden heute schon Netzprodukte angeboten (z.B. sperrbare Zeit). Analog zu Systemdienstleistungen sind Dienstleistungen für die lokale Netzstabilität möglich.

These 5 – Der Smart Market braucht klare Spielregeln: Um den Smart Market als optimale Unterstützung für die Energiewende aufbauen zu können, müssen die Chancen genutzt und die potenziellen Konflikte gelöst werden. Dazu braucht es klare Regeln für die unterschiedlichen Akteure. Der Einsatz von Speichern ist wie oben beschrieben ein Beispiel dazu.

4.4 Die Branche im Umbruch – Eine Analogie

Es stellt sich die Frage, ob zur Bewältigung der erwarteten grundlegenden Änderungen im Marktmodell die Erfahrungen der Telekommunikationsbranche Orientierung geben könnten (s. nachfolgende Tabelle):

- Mit der vollen Marktliberalisierung wird der geografische Zusammenhang aufgebrochen und das Management der Bilanzgruppen wird komplizierter. In dem N x M – Geflecht muss der Verteilnetzbetreiber für den Austausch der Energiedaten jeden möglichen Lieferanten kennen. Zur effizienten Zuteilung der Energiemengen werden neue Mechanismen benötigt. Die Telekommunikationsindustrie kennt mit der «NumberPortability» einen analogen Mechanismus.

Vergleich von Elektrizitäts- und Telekommunikationsbranchen

Elektrizitätsbranche	Telekommunikationsbranche
Zum Teil geografisch geprägte Bilanzgruppen. Noch ortsabhängig	Ortsunabhängig. Routing / Number Portabilität
ca. 20 grosse und 750 kleinere EVUs. Viele mit weniger als 1000 Kunden	3 grosse Anbieter
Tarifierung dezentral am Zähler. Im Wesentlichen zwei Tarife für Haushaltskunden (HT, NT)	Zentral über Billing. Unterschiedliche Preispläne. Prepaid / Postpaid Angebot
Netznutzung über Energiemenge abgerechnet	«Netznutzung» über «Anschlussleistung» d.h. via zur Verfügung gestellte Bandbreite.
Energie (kWh)	Datenmenge MB
Leistung (kW)	Bandbreite MB/s
Volumenabhängige Abrechnung	Flatrate, volumenunabhängig

- Eine Konsolidierung des Marktes ist wahrscheinlich, mindestens aber eine engere Zusammenarbeit über Partnerschaften. Es ergeben sich interessante Kooperations- und Dienstleistungsmöglichkeiten.
- Zur Flexibilisierung des Energiemarktes muss die Tarifierung flexibler werden. Die heutige dezentrale Abbildung der Tarifzeiten in jedem Zähler bedeutete in Analogie, dass für jede Tarifanpassung das Handy des Benutzers angepasst würde! Die Tarifierung geschieht aber zentral auf Basis von Call Data Records (CDR) mit individuellem Preisplan und einer Billing Engine. Analog könnten Energieverbrauchsdaten auf der Basis von «Energy Data Records» verrechnet werden.
- Im Zusammenhang mit der zunehmenden dezentralen Einspeisung stellt sich die Frage der Ent-Sozialisierung der Netzkosten. Das heutige Ausspeisemodell verrechnet nur beim Bezug von Energie Netznutzungsgelte. Dies scheint nicht verursachergerecht zu sein. Für die notwendige Überarbeitung dieses Modells könnten Lösungen aus der Telekommunikation als Inspiration dienen: Verrechnet wird gemäss der zur Verfügung gestellten Bandbreite (entspricht «Anschlussleistung»).

4.5 Fazit und Empfehlungen

Die Integration der dezentralen Einspeisung und die zeitliche Veränderlichkeit bringen neue Herausforderungen für die Verteilnetze. Dazu kommen verstärkte Aktivitäten von neuen Marktakteuren. Die Wertschöpfungskette ist nicht mehr linear sondern zunehmend vernetzt.

Der Elektrizitätsmarkt basiert auf den Elektrizitätsnetzen. Darum ist Management der Kapazität dieser Netze wichtig. Zumindest in kritischen Situationen muss Versorgungssicherheit und damit die Netzsicht Priorität haben. Es wird sogar Sinn machen, den Bedarf an Netzkapazität zu beeinflussen, beispielsweise mittels Lastmanagement oder anderen Produkten. Um der zunehmenden Komplexität des Marktes gerecht zu werden, braucht es allerdings klare Spielregeln.

Diese Überlegungen, die Auswirkungen und die notwendigen Massnahmen aus Sicht der Verteilnetzbetreiber, wurden in fünf Thesen zusammengefasst:

- **Elektrizitätsmarkt orientiert sich an Netzkapazitäten**
- **Erweitertes Netzkapazitätsmanagement ist nötig**
- **Netzkapazitätsmanagement ist prioritär**
- **Neue Produkte zur Beeinflussung des Bedarfs an Netzkapazität sind nötig**
- **Der Smart Market braucht klare Spielregeln.**

Smart Market wurde dabei als der Elektrizitätsmarkt, ausgestaltet zur Unterstützung der Energiewende, definiert. Aus Sicht der Verteilnetzbetreiber braucht es dazu mehr Netzkapazitätsmanagement als bisher. Und dazu braucht es die richtigen Spielregeln. Nur dann können Investitionen weiterhin optimal getätigt werden.

K A P I T E L 5

Information und Kommunikation

Den im Kapitel 1 beschriebenen Teilaspekten von Smart Energy ist gemeinsam, dass sie einen erweiterten Informationsaustausch benötigen. Dazu braucht es – falls neu zu bauen: kostenintensive – Kommunikationsinfrastrukturen.

Intelligente Kommunikationslösungen sind darum ein zentraler Teilaspekt von Smart Energy. Die Bereitstellung der Kommunikationslösung liegt primär im Verantwortungsbereich der Verteilnetzbetreiber.

Der Hauptfokus dieses Kapitels liegt auf der Verbindung zwischen Trafostation und Gebäude, konkreten Anlagen oder spezifischen Messpunkten. Zusätzlich werden Aussagen zur Kommunikation zwischen Trafostation und Zentrale gemacht. Nicht betrachtet werden weitere Anwendungsbereiche wie TV, Internet, Telefonie, Smart Home oder Gebäudeautomation.

Smart Meter: Vor Ort gemessene Energiedaten werden zur Weiterbearbeitung an die Zentralsysteme übermittelt. Neben dieser Grundfunktionalität sollen die Smart Meter zentral betrieben werden, inklusive Parametrierung, Software Updates und ähnlichen Funktionen. Messdaten sollen dem Endkunden zur Verfügung gestellt werden können.

Smart Grid: Die Stromnetze werden zunehmend komplexer. Darum werden mehr Sensoren und mehr Aktoren eingesetzt, welche für die intelligente Funktionalität mittels Datenkommunikation verknüpft werden müssen.

Smart Market: Das Gleichgewicht Stromproduktion – Stromverbrauch wird mit zunehmend volatiler Stromproduktion aufwändiger sicherzustellen. Es braucht neue Marktinstrumente, welche eine Vernetzung benötigen.

Diese drei Bereiche von Smart Energy stellen erweiterte, aber unterschiedliche Anforderungen an die Datenkommunikation, welche durch eine gemeinsame Kommunikationsinfrastruktur abgedeckt werden müssen. Dazu kommen Anforderungen für das Funktionieren der Marktöffnung.

Marktöffnung: Die schrittweise Liberalisierung des Schweizer Strommarktes ermöglicht die freie Wahl des Stromlieferanten. Damit wird der Datenaustausch zwischen Netzbetreibern und Stromlieferanten vielfältiger und anspruchsvoller. Diese Anforderungen können nur mit einer zunehmenden Automatisierung der Geschäftsprozesse mithilfe Datenkommunikation bewältigt werden.

Im vorliegenden Kapitel wird die Kommunikation für Smart Meter, Smart Grid und Smart Market untersucht. Mögliche Lösungen werden beschrieben, bewertet und empfohlen. Dabei wird der Datenaustausch betrachtet. Datenbanken oder andere Applikationen gehören nicht dazu.

5.1 Methodik, Use Cases und Kommunikationstechnologien

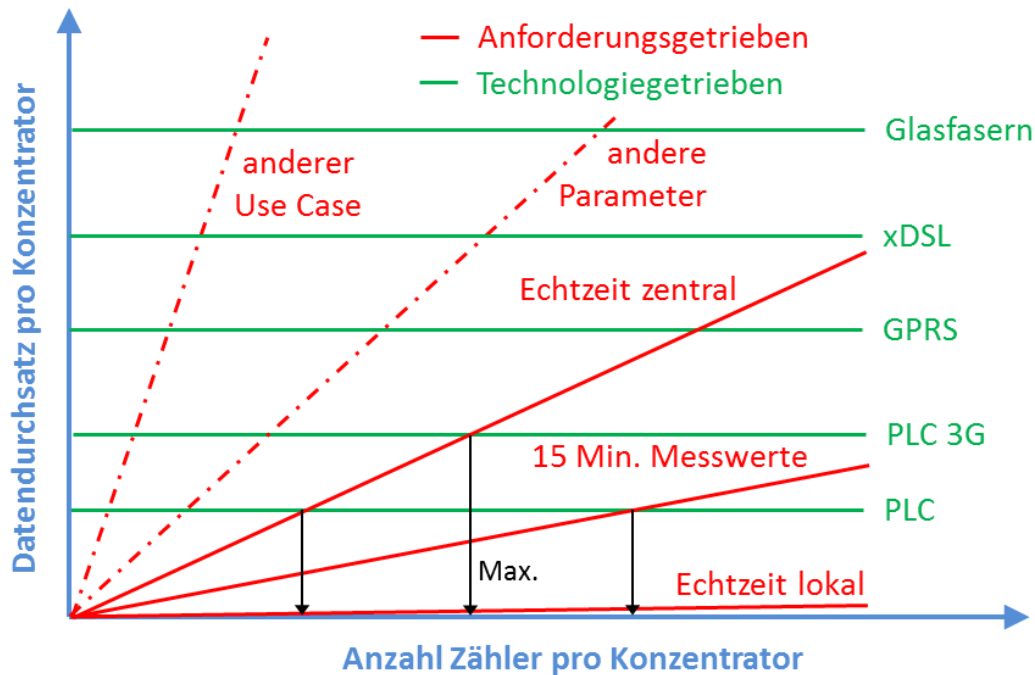
Die Übersicht über die Kommunikationslösungen kann mit unterschiedlichem Ansatz erstellt werden: **anforderungsgetrieben** oder **technologiegetrieben**.

Beim ersten Ansatz werden zuerst Anforderungen und Funktionalitäten definiert. Diese Anforderungen liefern dann Kommunikationsparameter wie Bandbreite, Latenzzeit, Datendurchsatz u. ä. Insbesondere die Mindestanforderungen für Smart Meter gemäss BFE oder eine gewünschte quasi-Realtime Anzeige via Fernauslesung müssen auf diese Art und Weise betrachtet werden.

Der zweite Ansatz geht davon aus, dass die Technologien mit ihren Möglichkeiten gegeben sind. Darauf basierend wird untersucht, wie weit eine gewünschte Funktionalität implementiert werden kann. Insbesondere eine

möglichst flächendeckende, maximale Abdeckung durch den Smart Meter Rollout muss auf diese Art und Weise untersucht werden.

Zwei Ansätze: Anforderungsgetrieben ⇔ Technologiegetrieben



Müssen bestimmte Anforderungen erfüllt werden (anforderungsgetrieben, rot), so nimmt der geforderte Datendurchsatz mit zunehmender Zähleranzahl zu. Sind die Technologien gegeben (technologiegetrieben, grün), so ist der mögliche Datendurchsatz konstant. Damit existiert eine maximale Zähleranzahl pro Technologie, mit welcher eine Funktion implementiert werden kann.

Use Cases → Anforderungsgetrieben

Mit dieser Methodik werden die zwei Anwendungsbereiche «Smart Meter Rollout» und «Smart Grid Umsetzung» betrachtet und in Use Cases abgebildet: Eine generelle Anforderung an die Kommunikationslösung(en) ist die Interoperabilität. Dazu müssen offene Standards verwendet werden wie beispielsweise IP oder IDIS.

Kommunikationstechnologien → Technologiegetrieben

Als Haupt – Kommunikationstechnologien kommen PLC oder FTTH in Frage.

5.2 Use Cases mit Anforderungen

Die Use Cases decken Smart Meter und Smart Grid Anwendungen ab.

Use Cases Smart Meter Rollout

Ein Smart Meter Rollout ist umfangreich und hat verschiedene Facetten. Er wird zur Präzisierung durch die vier Use Cases A) bis D) dargestellt:

A) Fernauslesung gemäss Mindestanforderungen des BFE: Die Mindestanforderungen im Bereich Fernauslesung sollen erfüllt werden. Die wichtigsten Eckpunkte dazu sind:

- Energiemesswerte in Intervallen von 15 Minuten
- Messwerte zur Netzqualität: Ereignisse und Grenzwertverletzungen
- tägliche Auslesung der Messwerte
- Abdeckung von mindestens 80%.

B) Lokale quasi-Realtime Anzeige gemäss Mindestanforderungen des BFE: Hier sollen die Mindestanforderungen im Bereich lokale quasi-Realtime Anzeige erfüllt werden. Die wichtigsten Eckpunkte dazu sind:

- Anzeige der Energiemesswerte via ein lokales Interface (evtl. punktuell implementiert)
- Anzeige in quasi-Realtime, d. h. innerhalb von 1 – 3 Sek.

Diese Funktionalität wird lokal sichergestellt. Es ergeben sich daraus keine Anforderungen an die Kommunikationsebene.

C) Erweiterte quasi-Realtime Anzeige via Fernauslesung, optionale Erweiterung: Hier sollen die Mindestanforderungen im Bereich quasi-Realtime Anzeige erfüllt werden, allerdings nicht via ein lokales Interface, sondern mittels

Fernauslesungen und Internet (optionale Erweiterung der Mindestanforderungen gemäss BFE). Die wichtigsten Eckpunkte dazu sind:

- Anzeige der Energiemesswerte via Fernauslesungen und Internet
- Serviceinitialisierung: 10 Sek., Servicebeendigung nach 10 Min.
- Antwortzeit: 3 Sek., Update-Periode: 3 Sek.
- Mengengerüst: gleichzeitig max. 5% pro Trafostation
- Wirkleistung (keine Blindleistung) für Verbrauch und/oder Produktion
- Funktionierender Internetzugang für die Anzeige wird vorausgesetzt.

D) Maximale Abdeckung mit Smart Metern Richtung 100%: Hier soll mittels vorhandener Technologien eine maximale Abdeckung mit Smart Metern erreicht werden. Dabei ist es eine Kosten-Nutzen Betrachtung, ob effektiv 100% Abdeckung erreicht werden kann. Es ist zu prüfen, welche Abdeckung mit welchem Aufwand möglich ist (technologiegetriebener Ansatz).

Use Cases Smart Grid Umsetzung

Auch Smart Grid Anwendungen sind umfangreich und haben verschiedene Facetten. Zur Beschreibung werden die drei weiteren Use Cases E) bis G) präzisiert.

Smart Grid Funktionen haben Priorität.

E) Grenzwertverletzung und Reaktion darauf: Hier wird aufgezeigt, welche Anforderungen an die Kommunikation im Falle einer Grenzwertverletzung bestehen. Je nach Ausrüstung der Trafostation mit oder ohne lokale Intelligenz erfolgt die Kommunikation zur Trafostation oder zur Zentrale. Die wichtigsten Eckpunkte sind:

- Alarmierung zur Trafostation (Ann.: lokale Intelligenz in der Trafostation)

- Abholen aller Messwerte für Netzzustand: Typ. 20 Punkte mit 10 Werten
- Steuerung zur Behebung der Grenzwertverletzung
- Systemantwort in 30 Sek.
- Verfügbarkeit, Erreichbarkeit: annähernd 100% für Alarmer
- Datenmenge: max. 100 kByte pro Ereignis
- Stromunterbruch: Kommunikation darf wegfallen
- Eskalation, falls lokal nicht behebbar. Werte wie oben, aber weniger oft
- Ohne lokale Intelligenz: Werte wie oben, gleich oft pro Trafostation.

F) Kontinuierliche Messung zur Betriebsüberwachung: Zur

Betriebsüberwachung werden kontinuierlich Messwerte übermittelt, entweder an die Trafostation oder direkt an die Zentrale. Die wichtigsten Eckpunkte dieser Anwendung sind:

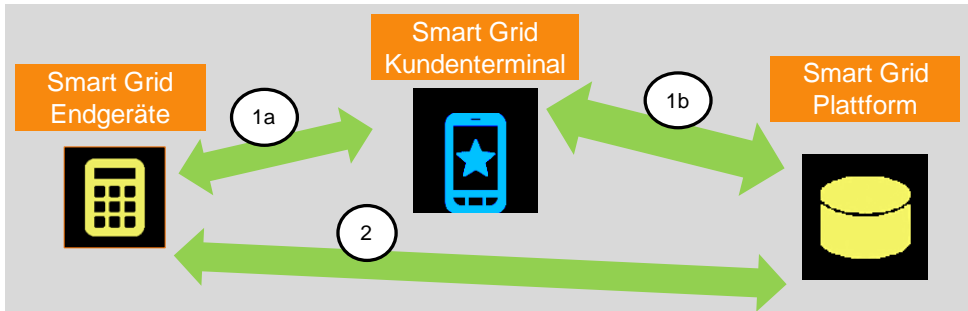
- Messwerte wie oben: typisch 20 Messpunkte mit 10 Messwerten
- Periodizität: 10 Min., Übermittlungszeit nicht kritisch für Normalbetrieb.

G) Überwachung und Kommunikation mit der Trafostation: Die Trafostation selbst wird überwacht und gesteuert. Die Funktion «Steuern / Schalten» soll im Fehlerfalle noch begrenzte Zeit, beispielsweise während einer Stunde, verfügbar sein. Die wichtigsten Eckpunkte sind:

- Meldung von Brandmelder, Schaltzuständen etc.
- Steuern, Schalten
- Stromunterbruch: Kommunikation muss ca. 1h möglich sein (Achtung Mobile-Ausfall)
- Verfügbarkeit: annähernd 100%.

5.3 Lösungsvarianten und Bewertung

Kommunikationsarchitektur: Notwendige Kommunikationspfade



Die Kommunikationsarchitektur besteht aus zwei Teilen:

- Anschluss der Kundenterminal:
Entweder lokal (1a) oder global (1b) an die Smart Grid Plattform
- Anschluss der Endgeräte an die Smart Grid Plattform (2)

Die geforderten Reaktionszeiten haben einen wesentlichen Einfluss auf die verwendbaren Kommunikationstechnologien. Darum werden die Endgeräte in drei Gruppen nach Reaktionszeit segmentiert:

- **Reaktionszeit < 1 Sek.:** Notwendige synchrone Messungen, wichtige Steuerung oder Schutzmechanismen. Bsp.: Kraftwerkssteuerung.
- **Reaktionszeit 1 Sek. – 10 Sek.:** Messungen, für die eine langsame Synchronisation genügt. Steuerung, für die ein kleines Delay erlaubt ist. Bsp.: Anzeige von aktuellen Verbrauchsdaten.
- **Reaktionszeit > 10 Sek.:** Tiefe Anforderungen. Bsp.: Übermittlung von Lastgangdaten mit etwa täglicher zentraler Speicherung. Die Messgenauigkeit ist durch die interne Uhr der Smart Meter gewährleistet.

Zur Beurteilung der verschiedenen Kommunikationslösungen wurde die Kommunikationsstrecke in Segmente unterteilt (beispielsweise Hausanschluss

– Verteilkasten – Trafostation – Unterwerk – Zentralsystem) und mit unterschiedlichen Kommunikationstechnologien modelliert. Die Betrachtungen wurden für zwei Beispielregionen, eine städtische und eine ländliche durchgeführt. Bewertet wurden Parameter wie Erfüllung der Anforderungen, Kosten (Capex und Opex auf 10 Jahre) und weitere Aspekte wie Flexibilität, Ausbaubarkeit, Lebensdauer, Kosten Inhouse für weitere Anschlüsse.

Lösungsansätze, welche die Daten im Haus konzentrieren, schneiden besser ab als Lösungen mit Konzentration in der Trafostation oder gar in der Zentrale. Dies stimmt für die Annahmen mit mehreren zu steuernden Geräten pro Gebäude. Die Verbindung vom Konzentrationspunkt im Haus bis zur Zentrale des Elektrizitätsversorgungsunternehmens kann je nach vorhandener Infrastruktur unterschiedlich mit Glasfasern, Kupfer, GSM oder Koax realisiert werden. PLC Lösungen sind oft am günstigsten. Die Gewichtung des Kostenfaktors beeinflusst die Beurteilung allerdings stark.

5.4 Fazit und Empfehlungen

Die Überlegungen für die Wahl der Kommunikationstechnologie fassen wir wie folgt zusammen:

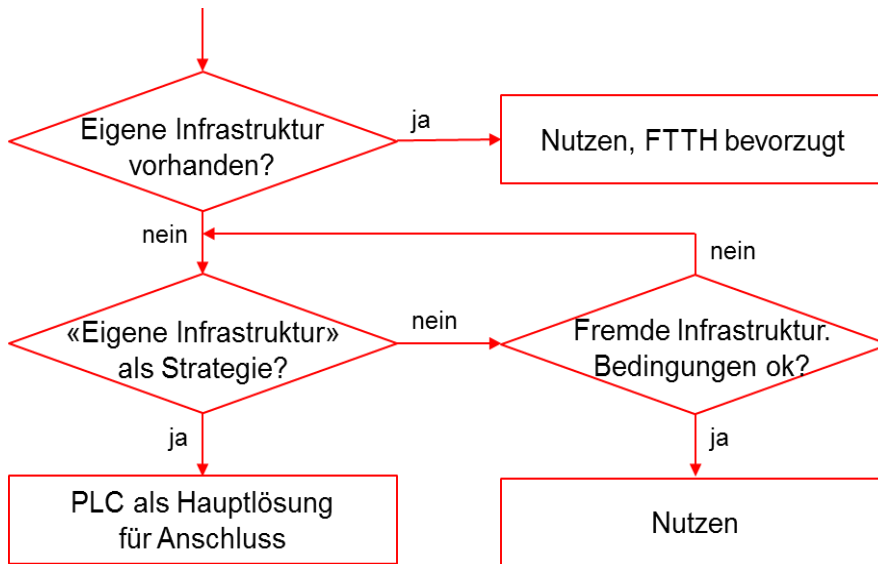
- Für den Kommunikationsanschluss nach aussen ist FTTH am fortschrittlichsten, insbesondere wenn bereits eine eigene Infrastruktur vorhanden ist (Kostensicht). FTTH ist aber zu teuer, wenn es explizit gebaut werden muss.
- Falls keine eigene Kommunikationsinfrastruktur vorhanden ist, muss als strategische Frage geklärt werden, ob eine eigene Infrastruktur notwendig ist.
- Wenn ein eigenes Kommunikationsnetz gebaut werden soll, dann ist PLC die kostengünstigste Lösung für die Kommunikation nach aussen,

wenn neben dem Elektrizitätsnetz keine weitere Infrastruktur vorhanden ist. PLC ist allerdings eine komplexe Technologie.

- GPRS ist im Einzelfall eine gute Ersatzlösung für Problemfälle.

Die folgenden zwei Grafiken zeigen den Entscheidungsbaum, welcher obige Überlegungen illustriert. Die erste Grafik zeigt den Entscheidungsprozess für die Wahl der Hauptlösung.

Auswahl der Hauptlösung für die Kommunikation



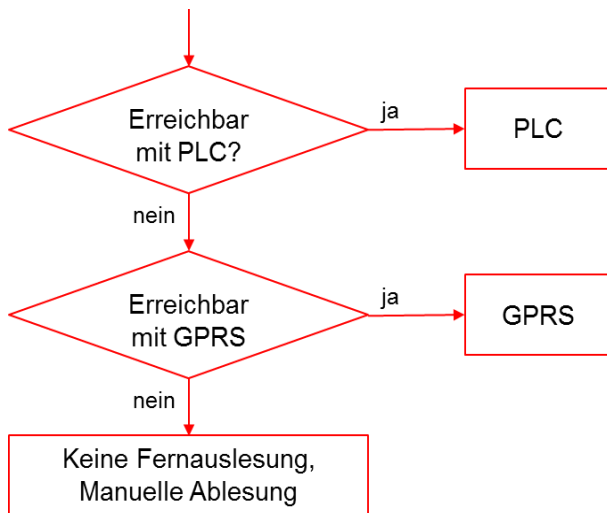
Lesebeispiel: Ist eine eigene Kommunikationsinfrastruktur vorhanden, so soll diese genutzt werden. Im Idealfall ist dies FTTH. Falls noch keine eigene Infrastruktur vorhanden ist, so ist strategisch zu beantworten, ob eine eigene Infrastruktur gebaut werden soll. Falls dem nicht so ist, so können fremde verfügbare Infrastrukturen geprüft werden.

Wenn eine eigene Infrastruktur erwünscht ist, dies aber noch nicht vorhanden ist und darum erst gebaut werden müsste, so wird sinnvollerweise PLC als Hauptlösung eingesetzt.

Mit einer gewählten Hauptlösung für die Kommunikationsanbindungen können üblicherweise nicht 100% der Anlagen erreicht werden. In einzelnen Fällen braucht es alternative Ersatzlösungen. Das bedeutet, dass die individuelle

Anschlussart nochmals pro Anschluss zu prüfen ist. Natürlich sind die Ausnahmen möglichst zu vermeiden. Für den Fall, das PLC als Hauptlösung ausgewählt wurde, zeigt folgender Entscheidungsbaum auf, wie pro Anschluss vorgegangen werden könnte.

Auswahl der individuellen Anschlusslösung für PLC als Hauptlösung



Lesebeispiel:

Ist der Anschluss erreichbar mit PLC, so soll PLC genutzt werden.

Falls nicht, so soll GPRS als Ersatzlösung geprüft und falls möglich eingesetzt werden.

Gibt es weder für PLC noch für GPRS eine Erreichbarkeit, so soll in diesem Fall keine Fernauslesung gemacht werden.

Fazit und Empfehlungen aus diesen Untersuchungen sind wie folgt:

- Use Cases für Smart Meter und Smart Grid Anwendungen wurden identifiziert. Sie stellen unterschiedliche Anforderungen an die Kommunikationsinfrastruktur.
- Plakativ kann zusammengefasst werden:
Smart Metering definiert die notwendige Bandbreite, Smart Grid und gegebenenfalls eine Anzeigefunktion die Geschwindigkeit respektive die maximalen Antwortzeiten.
- Smart Grid Funktionen haben Priorität.
- Wenn immer möglich sollen mit einer einzigen Kommunikationsinfrastruktur alle Bedürfnisse abgedeckt werden.

- Wenn für gewisse Anwendungen diese Kommunikationsinfrastruktur nicht genügt, müssen dafür entsprechende Ausnahmen oder Erweiterungen definiert werden.
- Entscheidend für die optimale Lösung ist, welche Infrastruktur (Kommunikationsmedium) schon vorhanden ist:
 - A) Kommunikationsinfrastruktur vorhanden → nutzen
 - B) keine Kommunikationsinfrastruktur vorhanden
 - G3-PLC einsetzen und – wo notwendig – mit Telecom-Services der Telecom-Provider ergänzen.
- Hauptvorteil von G3 – PLC ist, dass die Stromnetzinfrastruktur vorhanden ist. Die Performance von G3-PLC ist abhängig vom konkreten Netz. Dies gilt es weiter zu untersuchen. Empfohlen wird, G3-PLC in der Praxis einzusetzen und möglichst die Performance in Abhängigkeit der Verteilnetzkonfiguration aufzuzeigen.
- Der Betrieb einer eigenen Lösung muss organisiert werden.
- IT-Sicherheitsaspekte müssen berücksichtigt werden.

Zusammenfassung

Das vorliegende Weissbuch des Vereins Smart Grid Schweiz (VSGS) fasst die Grundlage von Smart Energy, dem intelligenten elektrischen Energiesystem in kompakter Form zusammen. Die wesentlichen Treiber sind dezentrale Einspeisung, erhöhte Energieeffizienz und veränderliche Stromproduktion. Zusammen generieren diese den vierten Treiber Informations- und Vernetzungsbedarf. Die Treiber fordern Lösungen in den Bereichen Smart Grid, Smart Meter, Smart Market sowie der Informations- und Kommunikationstechnologie – oder zusammengefasst Smart Energy.

Das Weissbuch rekapituliert die Auswirkungen der dezentralen Einspeisung und Massnahmen zu deren Bewältigung in der Systematik Umkehr der Energieflussrichtung, Leistungsvergrösserung, Veränderung der Kurzschlussleistung und Veränderung der Netzurückwirkungen. Die wichtigsten Auswirkungen sind Spannungs- und Leistungsveränderungen. Diese werden an konkreten Verteilnetzen quantitativ beurteilt und übersichtlich dargestellt.

Die heutigen Verteilnetze können die maximale PV-Einspeisung nicht einfach ohne Grenzverletzungen aufnehmen. Es braucht Begleitmassnahmen. Vereinfacht kann gesagt werden, Transformatoren kommen meist zuerst an die Belastungsgrenze, «Spannungshaltung» ist praktisch überall relevant und «Strombelastung der Leitungen» ist meist kein generelles Problem.

Der optimale Massnahmenmix ist abhängig von der betrachteten Situation. Die betrachteten Massnahmen sollten wie folgt priorisiert werden:

1. Abregelung, 2. $\cos(\phi)$, 3. Regeltrafo, 4. Konventionelle Verstärkung.

Eine smarte Trafostation liefert einen Beitrag zur Erhöhung der Netzverfügbarkeit und Netzkapazität. Intelligente Lösungen sollten als Alternative zum herkömmlichen Netzausbau mit in Erwägung gezogen werden.

Im Hinblick auf einen Rollout von Smart Meter werden die Mindestanforderungen sowie eine mögliche Projektplanung aufgezeigt. Schon heute finden Smart Meter eine zunehmende Verbreitung.

Dezentrale Einspeisung, zeitliche Veränderlichkeit, neue Marktakteure und vernetzte Wertschöpfungsketten verändern das Marktumfeld. Dennoch basiert der Elektrizitätsmarkt auf den Elektrizitätsnetzen. Zumindest in kritischen Situationen muss Versorgungssicherheit und damit die Netzsicht Priorität haben. Diese und weiterführende Überlegungen wurden in fünf Thesen zusammengefasst:

- Elektrizitätsmarkt orientiert sich an Netzkapazitäten
- Erweitertes Netzkapazitätsmanagement ist nötig
- Netzkapazitätsmanagement ist prioritär
- Neue Produkte zur Beeinflussung des Bedarfs an Netzkapazität sind nötig
- Der Smart Market braucht klare Spielregeln

Mit den richtigen Spielregeln werden Investitionen weiterhin optimal getätigt.

Für den erweiterten Informationsaustausch braucht es intelligente Kommunikationslösungen. Die Bereiche von Smart Energy stellen unterschiedliche Anforderungen an die Datenkommunikation, welche durch eine gemeinsame Kommunikationsinfrastruktur abgedeckt werden müssen. Diese wurden an Hand von Use Cases für Smart Meter und Smart Grid identifiziert. Mögliche Lösungen wurden beschrieben, bewertet und empfohlen, inklusive zwei Entscheidungsbäumen zur Wahl der Lösung. Plakativ kann zusammengefasst werden «Smart Metering definiert die notwendige Bandbreite, Smart Grid und gegebenenfalls eine Anzeigefunktion die Geschwindigkeit respektive die maximalen Antwortzeiten». Smart Grid Funktionen haben Priorität.

Literatur

- [1] Verein Smart Grid Schweiz (VSGS): Weissbuch Smart Grid (28. Feb. 2013).
http://www.smartgrid-schweiz.ch/Files/publikationen/weissbuch_smart_grid.pdf
- [2] Bundesamt für Energie (BFE): Botschaft des Bundesrates zur Energiestrategie 2050 (4. Sept. 2013).
<https://www.news.admin.ch/message/index.html?lang=de&msg-id=50123>
- [3] Bundesamt für Energie (BFE): Grundlagen der Ausgestaltung einer Einführung intelligenter Messsysteme beim Endverbraucher in der Schweiz; Technische Mindestanforderungen und Einführungsmodalitäten (17. Nov. 2014).
<http://www.news.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/37458.pdf>
- [4] Bundesamt für Energie (BFE): Smart Grid Roadmap Schweiz; Wege in die Zukunft der Schweizer Elektrizitätsnetze (27. März 2015).
<http://www.news.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/38814.pdf>
- [5] Bundesnetzagentur: „Smart Grid“ und „Smart Market“; Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems (Dez. 2011).
http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1422/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/SmartGrid_SmartMarket/smartgrid_smartmarket-node.html
- [6] Ch. Aichele, O. D. Doleski: Smart Market; Vom Smart Grid zum intelligenten Energiemarkt, Springer (Mai 2014). O. Krone, M. Bachmann, Smart Market aus Sicht der Schweiz (Kapitel 7, S. 167 ff.)