



# VSGS, Arbeitsgruppe Smart Grid Smart Grid Projekte in der Übersicht

7. November 2016

Leitung: Verein Smart Grid Schweiz (VSGS)  
Maurus Bachmann

Projektteam: AEW Energie AG  
Patrick Hauser  
BKW Energie AG  
Marc Eisenreich  
CKW - Centralschweizerische Kraftwerke AG  
Jürgen Müller  
EKZ - Elektrizitätswerke des Kantons Zürich  
Marina González Vayá, Michael Koller  
ewb - Energie Wasser Bern  
Michael Früh  
ewz - Elektrizitätswerk der Stadt Zürich  
Florian Kienzle  
IWB  
Adrian Bürki  
Repower AG  
Florian Felix  
Romande Energie  
Arnoud Bifrare, Thierry Chollet

## **Management Summary**

Smart Grids sind die intelligenten Elektrizitätsnetze der Zukunft, welche teilweise bereits heute ~~jetzt~~ realisiert werden. Die Arbeitsgruppe Smart Grid des VSGS hat beschlossen, eine Übersicht zu konkreten Smart Grid Projekten bei den VSGS-Mitglieder zu erarbeiten. Reine Smart Metering Lösungen wurden dabei ausgeklammert. Dennoch ist eine erstaunliche Menge an verschiedenen Projekten mit einer grossen inhaltlichen Vielfalt zusammen gekommen. Die Übersicht ist eine Sammlung der laufenden Arbeiten, ohne Anspruch auf Vollständigkeit. Die Sammlung will nicht bewerten oder gar eine Empfehlung abgeben.

Die Smart Grid Projekte der neun VSGS Mitglieder AEW, BKW, CKW, EKZ, ewb, ewz, IWB, Repower und Romande Energie zeigen klar, dass schon viel Richtung Smart Grid getan wird. Knapp die Hälfte der über 30 beschriebenen Projekte sind ausgereift und kommen standardmässig zum Einsatz. Dabei geht es um Steuerungslösungen im Verteilnetz, netzübergreifende Lösungen, Konzepte mit Einbezug des Kunden bis hin zu Leistungstarifen. Dazu kommen Konzepte die noch mehrheitlich Pilot- oder Forschungscharakter haben.

Die vorliegende Übersicht über Smart Grid Projekt zeigt klar, die Verteilnetzbetreiber arbeiten aktiv an der Zukunft mit Smart Grid Lösungen.

## Inhaltsverzeichnis

Management Summary .....	2
1 Einleitung .....	4
2 Smart Grid Gesamtkonzepte für die Zukunft.....	4
3 Smart Grid im Verteilnetz im Einsatz .....	6
3.1 Spannungsregelung .....	6
3.2 Laststeuerung .....	6
3.3 Einspeiseregulung PV .....	7
3.4 Virtuelles Kraftwerk .....	8
3.5 Visualisierung.....	8
3.6 Smart Manager .....	9
3.7 Energieeffizienz.....	9
3.8 Eigenverbrauchsoptimierung.....	9
3.9 Elektromobilität.....	10
3.10 Leistungstarife.....	12
4 Smart Grid Komponenten auf dem Prüfstand.....	13
4.1 Dezentrales Mess- und Steuersystem im Verteilnetz.....	13
4.2 Smarte Überwachung und Steuerung der Trafostation.....	15
4.3 PV und Lastmanagement.....	16
4.4 Batteriespeicher .....	18
5 Smart Grid Technologien mit Potenzial .....	19
5.1 Kommunikation im Verteilnetz .....	19
5.2 Swinging Grids .....	20
5.3 Microgrid .....	20
5.4 VEiN – Verteilte Einspeisung in Niederspannungsnetze.....	20
5.5 Lastprofilmanagement.....	21
6 Fazit .....	22

## **1 Einleitung**

Smart Grid ist ein oft benutztes Schlagwort geworden. Obwohl meist nicht klar definiert wird, was denn Smart Grids genau sind, wird erwartet, dass damit alle Herausforderungen im Elektrizitätsnetz gemeistert werden können. Fast ebenso häufig hört man die Aussage, dass Smart Grids gar nicht, oder sicher zu langsam umgesetzt werden.

Im Weissbuch «Smart Grid, Vol. 1 und 2» ([www.smartgrid-schweiz.ch](http://www.smartgrid-schweiz.ch)) hat der VSGS aufgezeigt, welches die Herausforderungen im neuen Elektrizitätssystem sind und welche Beiträge Smart Grids zur Bearbeitung dieser Herausforderungen leisten können. Die vorliegende Übersicht zeigt auf, wo die VSGS-Mitglieder 2016 mit der konkreten Umsetzung von Smart Grid Konzepten stehen. Reine Smart Metering Projekte wurden dabei bewusst ausgeklammert. Diese wurden bereits im Weissbuch beschrieben. Dennoch konnte eine erstaunliche Vielfalt von Projekten zusammen getragen werden.

Die vorliegende Übersicht erhebt nicht den Anspruch, die Projekte zu bewerten oder gar Empfehlungen für Netzbetreiber abzugeben. Ebenso erhebt sie keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Sie ist lediglich eine Sammlung der laufenden Arbeiten. Die Projekte wurden nach ihrem Reifegrad gruppiert. Kapitel 2 gibt eine einleitende Übersicht über Smart Grid Gesamtkonzepte der Zukunft. Die Kapitel 3 bis 5 stellen anschliessend konkrete Projekte vor. Kapitel 3 beschreibt Smart Grid Projekte die im Verteilnetz bereits regelmässig im Einsatz sind. Die Projekte im Kapitel 4 beschreiben Pilot- und Demoprojekte – Smart Grid Komponenten auf dem Prüfstand. In Kapitel 5 sind Arbeiten beschrieben die eher als Forschungsprojekte bezeichnet werden können – Smart Grid Technologien mit Potenzial. Die Zuteilung der einzelnen Projekte auf die einzelnen Kapitel war dabei nicht immer einfach. Erfolgreiche Konzepte, Technologien und Komponenten wandeln sich kontinuierlich vom Forschungsgegenstand über ein Demoprojekt bis hin zum Normaleinsatz.

## **2 Smart Grid Gesamtkonzepte für die Zukunft**

Eine Aufgabe der Verteilnetzbetreiber ist es, neue Anlagen wie dezentrale Energieerzeugungsanlagen (EEA), Wärmepumpen, Ladestationen für Elektrofahrzeuge oder dezentrale Batteriespeicher in ihr Netz zu integrieren. Dabei haben sie verschiedene Gesamtkonzepte zur Verfügung, um trotz dieser neuen Herausforderungen auch in Zukunft für einen sicheren Netzbetrieb und ein kosteneffizientes Verteilnetz zu sorgen:

1. **«Smarte» Netztarife:** Verursachergerechte Netztarife sorgen zum einen für Fairness unter den verschiedenen Netznutzern, zum anderen setzen sie Anreize für ein netzdienliches Verhalten der Netznutzer.
2. **Aktives Netzmanagement (ANM):** Durch ein ANM, das auf Echtzeit-Messungen im Netz basiert, können drohende kritische Netzsituationen durch rechtzeitiges Eingreifen vermieden werden. Beispielsweise kann ein solches ANM auf den Netzebenen 6 und 7 umgesetzt werden, wo die meisten der oben genannten Herausforderungen entstehen. Die entsprechenden Eingriffe können Massnahmen wie Einspeisemanagement von EEAs oder Lastmanagement bei der Ladung von Elektrofahrzeugen umfassen. Allgemeiner formuliert kann durch ein ANM die Einspeisung von Wirk- und Blindleistung an den Netzanschlusspunkten der Netznutzer so beeinflusst werden, dass kritische Netzsituationen vermieden werden. Beispiele für ANM-Systeme, die bereits von VSGS-Mitgliedern erprobt wurden, sind GridEye und GridBox.
3. **Microgrid:** Ein Microgrid wird üblicherweise als Subnetz verstanden, das im Normalfall an das traditionelle (Macro-)Grid angeschlossen ist, für eine gewisse Zeit aber autonom betrieben werden kann, sofern dies ökonomisch Sinn macht bzw. technisch erforderlich ist. Ein Beispiel für ein Microgrid ist das NICE GRID Projekt in Südfrankreich (<http://www.grid4eu.eu/project-demonstrators/demonstrators/demo-6.aspx>), wo das Microgrid im Falle eines Stromausfalls im unzureichend an das französische Übertragungsnetz angeschlossenen Südfrankreich, dank dezentraler EEAs und Speicher für 3 bis 4 Stunden die Versorgung sicherstellen kann.
4. **Virtuelle Kraftwerke:** Virtuelle Kraftwerke poolen eine Vielzahl an flexiblen Anlagen (verschiebbare Lasten, Speicher, steuerbare Erzeugung), um die daraus resultierende Gesamtflexibilität in aggregierter Form auf den Spot- bzw. Regelreservemärkten zu vermarkten. Sie werden nicht durch Verteilnetzbetreiber betrieben. Da die Anlagen innerhalb der Virtuellen Kraftwerke in den allermeisten Fällen am Verteilnetz angeschlossen sind, kann die Steuerung dieser Anlagen aber eine Koordination mit den jeweiligen Verteilnetzbetreibern notwendig machen.

Das Smart Grid der Zukunft wird sich als Zusammenspiel dieser und allfälliger weiterer Konzepte ergeben. Damit dieses Zusammenspiel, an dem viele verschiedene Akteure (Netznutzer bzw. Prosumer, VNBS, ÜNBs, Energielieferanten, Betreiber von Virtuellen Kraftwerken usw.) beteiligt sind, effizient funktionieren kann, braucht es neben den richtigen Technologien auch adäquate Standards und Koordinationsmechanismen.

### 3 Smart Grid im Verteilnetz im Einsatz

Kapitel 3 gibt eine Übersicht über ausgereifte Smart Grid Lösungen, die schon im Einsatz sind. Diese Übersicht zeigt eine erstaunliche Vielfalt. Die Beispiele gehen von technischen Lösungen für die Netzkontrolle über Visualisierungen und technischen Lösungen für den Endkunden bis hin zu einem Anreizsystem mittels Leistungstarif für die Netznutzung.

#### 3.1 Spannungsregelung

Für Spannungsregelung werden RONT (Regelbarer Ortsnetztrafo, BKW) und Längsregler/ESR (Einzelstrangregler, BKW und CKW) untersucht.

**BKW:** Im Rahmen der Bewertung von Technischen Anschlussgesuchen (hauptsächlich für PV-Anlagen) ist in einigen Fällen die Einhaltung des Spannungsbandes gemäss DACHCZ-Richtlinie nur mit massivem Netzausbau gewährleistet. RONT und ESR können hinsichtlich der Investitions-, aber auch hinsichtlich der Gesamtkosten eine effizientere Alternative darstellen. Aus diesem Grund wurden Projekte mit verschiedenen Lieferanten durchgeführt mit dem Ziel, dass das Verteilnetzengineering RONT und ESR wie eine konventionelle Netzverstärkung projektieren kann.

**Resultate:** Es hat sich gezeigt, dass die aktuellen Spannungsprobleme sich häufiger mit ESR statt mit RONT am preisgünstigsten beheben lassen. BKW hat sich entschieden beide Technologien zu standardisieren. In diesem Rahmen wurden interne Prozesse angepasst, Dokumentationen vorbereitet und Schulungen mit Monteuren durchgeführt.

**CKW:** Bei der Bewertung von Technischen Anschlussgesuchen (Einsatz von EEA) kann in einigen Fällen die Spannungshaltung gemäss DACHCZ-Richtlinie nur mit kostenintensiven konventionellen Netzausbauten gewährleistet werden. In einzelnen Fällen kann ein Längsregler eine effizientere Alternative darstellen. Aus diesem Grund wurden Projekte mit verschiedenen Lieferanten durchgeführt mit dem Ziel, das für die CKW-Netztopologie geeignete Produkt zu finden.

**Resultate:** Die vorgesehene Spannungsstabilität bei reduzierten Kosten gegenüber einem konventionellen Netzausbau konnte erreicht werden.

#### 3.2 Laststeuerung

Laststeuerung wird bei BKW mit smartRSA (Rundsteueranlage) und bei AEW via Smart Meter untersucht.

**BKW:** Die heute standardmässig gesteuerten Lasten (Boiler etc.) verursachen Lastspitzen. SmartRSA analysiert und optimiert die Verteilung dieser Lastspitzen (Boiler) dynamisch. Die

nötigen Algorithmen für Analyse, Modellbildung und Optimierung wurden selbst entwickelt und auf die Rundsteuersendeanlagen in den Unterstationen ausgerollt; die vorhandenen Rundsteuerempfänger können unverändert weiterbetrieben werden.

**Resultate:** Das Gesamtkonzept oder Teilaspekte wurden bei verschiedenen nationalen und internationalen Tagungen vorgestellt. Das Produkt wurde erstmalig auf der E-World 2014 vorgestellt; seit Anfang 2015 wird es erfolgreich betrieben. Aktuell wird ein Dienstleistungsangebot für andere Netzbetreiber entwickelt, dessen Stufe 1 (Analyse) bereits mehrfach verkauft wurde.

**AEW:** Auslöser für dieses Projekt war eine Netzübernahme, bei welcher ein Grossteil der Zähler und Rundsteuerempfänger auszutauschen waren. Gansingen hatte zudem spezielle Anforderungen an die Rundsteuerung, da es sich um eine Gemeinde handelt, die physisch nicht direkt am Netz der AEW hängt. Die neuen Schaltgruppen wurden abhängig von der Netzlast und auch einzelner Strangbelastungen definiert und im Betrieb anschliessend optimiert. Das Smart Metering System wurde für die Netzbewirtschaftung an das Netzleitsystem angebunden. Die Messdatenerfassung konnte flächendeckend umgesetzt und automatisiert werden.

**Resultate:** Die Rundsteuerung über Smart Metering / PLC hat sich bewährt. Die erwarteten Reaktionszeiten von weniger als einer Minute von der Auslösung im Zentralsystem bis zur Schaltung im Feld konnten erreicht werden. Ebenso konnten Anpassungen an den Programmen und den Schaltzeiten von fern vorgenommen werden.

### 3.3 Einspeiseregulierung PV

**AEW:** Erhaltene Anschlussgesuche von PV Anlagen machten einen Handlungsbedarf für Steuerung und Überwachung speziell von grossen PV Anlagen sichtbar. Basierend auf den Branchenempfehlung «Empfehlung Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen» des VSE wurde eine technische Umsetzung gesucht und realisiert. In einem Pilotprojekt wurden zwei PV Anlagen mit zirka 300 kVA Anschlussleistung, welche im Eigentum der AEW sind, ausgerüstet und auf dem Leitsystem integriert. Die Überwachung und Steuerung von weiteren grossen Anlagen sind geplant. Für kleine Anlagen wurde ein Pilot mit Lastschaltgeräten auf PLC-Basis und einem konventionellen Rundsteuerempfänger realisiert.

**Resultate:** Die technische Umsetzung konnte standardisiert werden und wird nun in den technischen Anschlussbedingungen und den Werkvorschriften aufgenommen. Sowohl die Leistungsbegrenzung als auch die Blindleistungsregelung funktionieren stabil. Der Einfluss auf die Netzqualität konnte aufgezeigt werden.

### 3.4 Virtuelles Kraftwerk

**EKZ:** Bestehende Flexibilitäten von Verbrauchern und Erzeugungseinheiten wie Notstromdieselanlagen, Kehrichtverbrennungsanlagen, Kompressoren, Pumpen und Kühlanlagen werden mittels Informationstechnologie zu einem virtuellen Kraftwerk gebündelt und als tertiäre oder sekundäre Regelleistung bei Swissgrid vermarktet. Die Fernwirktechnik übernimmt die Auslesung, Steuerung und Regelung der dezentralen Einheiten. Eine sichere Anbindung an die Anlage wird über Medientrennung und einem modernen Sicherheitskonzept gewährleistet. Die zentrale Plattform koordiniert und steuert ohne dabei die Teilnehmer hinsichtlich des eigenen Kerngeschäftes einzuschränken. Über ein webbasiertes Kundenportal kann der Kunde Eingriffe vornehmen und alle Vorgänge transparent einsehen. Zudem wurde eine Solaranlage in das virtuelle Kraftwerk angebunden, welche mit der gezielten Reduktion seiner Leistung Regelleistung anbietet. Gemäss Swissgrid ist dies die erste Solaranlage in der Schweiz, die das Stromnetz stabilisiert und dies kommerziell nutzt. Es handelt sich bei diesem Projekt um einen ersten konkreten Schritt Richtung dezentrale Energiewirtschaft. Beim Aufbau des virtuellen Kraftwerks wurde insbesondere darauf geachtet, dass dieses aus technischer Sicht in Zukunft die Flexibilität auch dem lokalen Verteilnetzbetreiber zur Verfügung stellen kann.

**Resultate:** Mit dem virtuellen Kraftwerk stabilisieren bisweilen diverse Kundenanlagen und eigene Anlagen das Stromnetz. Die Kunden können durch Zusatzerlöse die bestehenden Flexibilitäten wirtschaftlicher betreiben.

### 3.5 Visualisierung

**BKW:** In einem geographisch definierten Gebiet im Jura zwischen St. Imier (BE) und Le Noirmont (JU) werden neue Energietechnologien in das bestehende Energiesystem eingebaut und praxisnah getestet. Im Gebiet des Swiss Energy Parks wohnen auf einer Fläche von 251 km<sup>2</sup> knapp 17'000 Einwohner. Das Gebiet eignet sich besonders gut, weil dort fluktuierende Windkraft, Photovoltaikanlagen und konstant produzierende Wasserkraftwerke vorhanden sind. Auf einer Webseite werden der Swiss Energy Park und die dort eingebauten Technologien visualisiert. Sie soll dem Leser/der Leserin einen Einblick in die konkrete Umsetzung der Energiewende geben und gleichzeitig die Komplexität des Strom- und Energiesystems veranschaulichen. Der Swiss Energy Park ist nicht gewinnorientiert. Die Projekte werden entweder durch die BKW oder die Kantone Bern und Jura getragen und finanziert.

**Resultate:** BKW profitiert als innovative Netzbetreiberin durch den Wissensaufbau für ihr eigenes Verteilnetz und auch für die Entwicklung von neuen Produkten am Markt. Mit dem Swiss Energy Park leisten die BKW und die Kantone Bern und Jura gemeinsam einen Beitrag zur Energiewende und damit zur Energiezukunft der Schweiz.



### 3.6 Smart Manager

**Repower:** Zum bestehenden oder neuen smarten Zähler wird beim Kunden zu Hause der Smart Manager installiert. Dabei handelt es sich um einen kleinen Mini-PC welcher für den Kunden sämtliche Verbrauchsdaten lokal speichert. Auf diesem Mini-PC läuft eine lokale Anwendung, welche dem Kunden die nötigen Hilfsmittel zur Verfügung stellt, damit er sein Verhalten optimieren und seine Kosten minimieren kann. Auf dem Computer, Smartphone oder Tablet kann dann der Kunde jederzeit seine Verbrauchsdaten live anschauen. Mit wenigen Klicks kann er programmieren, ob und wie seine elektrischen Geräte gesteuert werden sollen. Die wesentliche Änderung gegenüber bisherigen Smart-Metering-Ansätzen liegt darin, dass nicht mehr der VNB die Daten beim Zähler holt bzw. abliest und dem Kunden auf einem Server zur Ansicht zur Verfügung stellt, sondern dass der Kunde daheim direkt die Daten beim Zähler bezieht. Er sendet die verrechnungsrelevanten Daten von sich aus und über die eigene Internet-Anbindung an das EW. Um höchsten Datenschutz zu gewährleisten, bleiben die Live-Daten beim Kunden und werden nicht an das EW gesendet. Durch die markante Reduktion des nötigen Datenaustausches können wesentliche Prozesskosten im Meter2CashProzess eingespart werden. Ausserdem läuft die Anwendung auch offline, sodass der Kunde auch ohne Internetverbindung seine Verbrauchsdaten live einsehen oder seine SmartHomeFunktionalität verwenden kann.

**Resultate:** Das Projekt ist in der Pilotphase. Es sind noch keine aussagekräftigen Resultate verfügbar.

### 3.7 Energieeffizienz

**CKW:** Spannungsschwankungen zwischen 207 - 253 Volt sind im Stromnetz üblich. Sie haben zwar keinen Einfluss auf die Funktionsfähigkeit von elektrischen Verbrauchern, können aber den Energieverbrauch beeinflussen. Mit CKW VoltControl wird die Spannung stabilisiert. Der Spannungsregler misst kontinuierlich die vom Netz gelieferte Spannung und stabilisiert sie durch eine patentierte elektromagnetische Gegeninduktion auf 210 Volt. Damit kann weniger Strom verbraucht und Kosten gespart werden.

**Resultate:** Mit dem Einsatz von Voltcontrol wird der Energieverbrauch gesenkt. Referenzen siehe homepage CKW oder Web: Stichwort Voltcontrol.

### 3.8 Eigenverbrauchsoptimierung

Die Erhöhung des Eigenverbrauchs von Solarstrom wird bei BKW mittels Laststeuerung oder Batteriespeicher, bei CKW mittels Batteriespeichern angeboten.

**BKW my sun:** Bei dem Produkt BKW my sun wird zunächst der Rundsteuerempfänger eines Haushaltskunden auf ein spezielles Kommando umprogrammiert, damit der Elektro-Boiler dann freigeschaltet werden kann, wenn die Photovoltaikanlage auf dem Dach Strom produziert. Ein Algorithmus prognostiziert aufgrund von regionalen Wetterdaten, Einstrahlungswerten und weiteren Einflussfaktoren die mögliche Solarstromproduktion. Aufgrund dieser Prognose wird der Boiler tagsüber freigeschaltet. Eine Sicherheitsmarge vermindert dabei das Risiko von Strombezügen im Hochtarif.

**Resultate:** Das Produkt ist seit Frühjahr 2015 für Kunden im Versorgungsgebiet erhältlich. Auf Grund des guten Wetters im Sommer 2015 konnten die Boiler an 80 von 100 Tagen tagsüber freigeschaltet werden.

**BKW Home Energy:** Die modulare Energielösung BKW Home Energy ermöglicht die Erhöhung des Eigenverbrauchs von Solarstrom, indem eine Warmwasser-Wärmepumpe und ein Batteriespeicher intelligent angesteuert werden. Dies bedeutet, dass bei Stromüberschuss von der PV-Anlage die Wärmepumpe eingeschaltet und zusätzlich der Batteriespeicher aufgeladen wird. Letzterer kann in der Nacht wieder entladen werden. Es handelt sich um eine Paketlösung, in der die genannten Komponenten (einschliesslich PV-Anlage) aufeinander abgestimmt und dem Kunden aus einer Hand angeboten werden, inkl. Installation und Inbetriebnahme.

**Resultate:** Das Produkt ist seit Herbst 2015 in der Basisvariante erhältlich. Im September 2016 wird es um ein Modul zur Ladung von Elektrofahrzeugen mit Solarstrom erweitert.

**CKW:** Ziel ist es, bei jedem Haushalt mit Photovoltaikanlage dank Einsatz eines Speichersystems den Eigenverbrauch von Solarstrom zu erhöhen. Konkret soll der tagsüber produzierte Sonnenstrom gespeichert und dann gebraucht werden, wenn die Photovoltaikanlage zu wenig Strom produziert, bspw. nachts oder bei schlechtem Wetter. Mit dem Batteriespeicher wird der Sonnenstrom damit rund um die Uhr genutzt und der Eigenverbrauch des selbst produzierten Solarstroms signifikant gesteigert. Die Wirtschaftlichkeit der Photovoltaikanlage wird verbessert.

**Resultate:** Bereits sind ca. 30 dezentrale Batteriespeicher in Betrieb, bis Ende 2016 sollen es ca. 100 werden. Die bisher eingesetzten Batteriespeicher funktionieren fehlerfrei.

### 3.9 Elektromobilität

Smart Grid Projekte zur Elektromobilität behandeln hier öffentliche Infrastruktur für Schnellladungen. Auch im privaten Bereich ist die Ladeinfrastruktur relevant (s. bspw. Kap 3.8 «BKW Home Energy»).

**EKZ, ewz und weitere:** Das Projekt EVite ist eine private Initiative unter der Trägerschaft des Verbandes Swiss eMobility und hat sich zum Ziel gesetzt, ein schweizweites Netz mit Schnellladestationen für alle gängigen Elektrofahrzeuge aufzubauen. Eine EVite-Ladesäule garantiert dem Nutzer eine problemlose Schnellladung seines Elektroautos. Die EVite-Ladesäulen sind jederzeit frei zugänglich, ermöglichen eine Schnellladung mit mindestens 20 kW (Typ «Coffee & Charge») und bieten alle auf dem Schweizer Markt gängigen Ladesteckertypen (AC Typ 2, DC CHAdeMO, DC Combo CCS).

**Resultate:** Zwei der fünf geplanten Evite-Ladestationen von ewz sind in Betrieb, siehe auch <http://www.swiss-emobility.ch/de/EVite/EVite-Ladestationen/index.php>. Die restlichen drei werden bis 2017 installiert. Zudem hat ewz ein offenes EC-/ Kreditkarten-Abrechnungssystem entwickelt, das die einfache Bezahlung der Ladung ermöglicht, ohne dass eine Kundenkarte bzw. Handy oder eine vorgängige Registrierung auf einem Portal erforderlich ist.

**Groupe E, Romande Energie, BKW, IWB und weitere:** Das Projekt MOVE ist eine private Initiative mit dem Ziel ein schweizweites Netz mit Schnellladestationen für alle gängigen Elektrofahrzeuge aufzubauen, inklusive den nötigen Betriebsorganisation (Hotline, Abrechnung) und nebst der ökologischen auch die ökonomische Nachhaltigkeit zu garantieren. Das MOVE Netz besteht aus EVite-kompatiblen Ladestationen sowie anderen Schnellladestationen mit aktuellen Leistungen von 22 – 50 Kw, welche mit allen auf dem Schweizer Markt gängigen Ladesteckertypen kompatibel sind.

**Resultate:** 30 Partner (davon 11 EVU), 1000 MOVE Abonnenten. 130 MOVE Ladestationen sind in Betrieb (siehe Karte <http://www.move-net.ch/de/move-netz/>). Phase 2 sieht eine Intensivierung des Ausbaus mit weiteren Partnern vor.

**Repower:** Mit dem Projekt Plug'n Roll wurde 2016 mit einem grossen Roamingpartner ein weiteres Netzwerk mit europaweit über 30'000 Ladepunkten gestartet (siehe Karte <http://plugnroll.com/unternehmen-gemeinden/netzwerk>). Dabei werden zwei hauptsächliche Ladetechniken unterschieden: AC und DC. Im Bereich AC gibt es zur Zeit zwei Marken die bis 22 kW (Typ 2) laden können, der Rest liegt zwischen 3.7 und 11 kW Ladeleistung. Aus diesem Grund hat Plug'n Roll sich im AC Bereich für max. 22 kW Leistung und Steckdose Typ 2 entschieden. Der Bereich DC kommt bei Plug'n Roll bereits dieses Jahr zum Zug. Da bewegt man sich bis zu 50 kW Ladeleistung mit verschiedenen Steckertypen: CCS Combo, ChAdeMO.

**Resultate:** 36 eigene vernetzte Ladepunkte, 1282 installierte User-Apps, 581 Elektrofahrer-Kunden (Stand Ende Sept. 2016), Tendenz stark steigend.

### 3.10 Leistungstarife

**Repower:** Um die Kundinnen und Kunden verstärkt in die Verantwortung der Energiewende miteinzubeziehen, hat Repower ein Projekt mit Leistungstarifen gestartet. Das Ziel war, einen echten SmartGridTarif zu gestalten, der heute umsetzbar ist, den gesetzlichen Rahmenbedingungen entspricht und die richtigen Anreize für die Anpassung des Verbrauchsverhaltens gibt.

Das Netz wird vor allem für die maximal beanspruchte Leistung dimensioniert. Der Kunde sollte einen Anreiz erhalten, seinen Leistungsbezug zu minimieren, d.h. den nötigen Strombedarf möglichst über die Zeit zu verteilen. Die vom Kunden bezogene Menge ist demgegenüber für die Netzbelastung weniger relevant. Daher wird mit dem Leistungstarif das Netz allein über die beanspruchte, gemessene Leistung bepreist.

Der Kunde kann dabei zwischen einem von fünf Leistungspaketen (XS-XL) oder der Abrechnung nach effektiver Leistung wählen. Die Paketpreise steigen dabei ab dem Paket M leicht progressiv an, d.h. je grösser das Paket, umso teurer wird die Leistung. Das soll den Kunden den Anreiz geben, ein möglichst kleines Paket zu wählen, was sowohl den Zielen der Netz- als auch der Energieeffizienz entspricht. Da die Leistung nicht einfach beschränkt werden kann wie z.B. die Datenrate bei Breitbandanschlüssen, wird bei Paketen ein Bonus- / Malussystem eingeführt, basierend auf der effektiv gemessenen maximalen Leistung pro Tag. Kann der Kunde seinen Netzbezug über einen Monat unter der Paketgrenze halten, so wird die Differenz zur effektiv beanspruchten Leistung in diesem Monat dem Kunden gutgeschrieben. Der Anreiz des Netzbonus liegt also darin, über einen ganzen Monat den Netzbezug zu optimieren. Demgegenüber wird dem Kunden an jedem Tag, an dem er die Leistungsgrenze überschreitet, ein Malus auf die effektiv gemessene Differenz zwischen Paketgrenze und maximal an diesem Tag bezogener Leistung verrechnet. Mali haben die Eigenschaft, nur dann zu wirken, wenn sie auch spürbar sind. Der Malus ist daher relativ hoch, dafür aber pro Tagesüberschreitung bemessen. Somit hat der Kunde täglich neue Motivation, unterhalb der Leistungsgrenze zu bleiben, auch wenn er an einem oder anderen Tag eine Grenzüberschreitung in Kauf nehmen muss. Sowohl die Paketpreise als auch die Boni und Mali sind so berechnet, dass sie die richtigen Anreize geben und zu einer verursachergerechten Kostenverteilung führen. Dafür wurde die gesamte Repower Kundenstruktur in die Berechnung einbezogen, indem mit etwa 800 vorhandenen Lastgangprofilen die zirka 50'000 Endkunden betreffend Struktur und Verteilung nachgebildet wurden.

**Resultate:** Es liegen noch keine Resultate vor.

## 4 Smart Grid Komponenten auf dem Prüfstand

Kapitel 4 präsentiert Projekte, die noch in der Pilot- und Demophase sind, aus welchen aber dennoch vielversprechende Smart Grid Komponenten hervorgehen können. Die Beispiele behandeln oft eine Integration von mehreren Funktionalitäten. Basis ist dabei oft eine Messung zur Bestimmung der aktuellen Situation. Die Messresultate werden dann meist genutzt, um Verbrauch, Produktion und Speicherung aufeinander abzustimmen und gemeinsam hinsichtlich eines übergeordneten Zieles zu optimieren.

### 4.1 Dezentrales Mess- und Steuersystem im Verteilnetz

Zwei unterschiedliche Mess- und Steuersystem werden in Pilot- und Demoprojekten bereits eingesetzt: GridBox bei BKW und ewz sowie GridEye bei Romande Energie.

**BKW, ewz:** Die GridBox Plattform ist ein generischer Ansatz für ein intelligentes Stromnetz: Verteilte Mess- und Steuergeräte (Phasor Measurement Units) erfassen im Sekundentakt hochpräzise den Netzzustand und kommunizieren diesen an einen regionalen GridBox Master. Auf dem Master werden Algorithmen gerechnet, welche geeignete automatisierte Eingriffe in den Netzbetrieb erlauben. Es werden PV-Anlagen, Batterien und elektrische Boiler intelligent und in Echtzeit gesteuert. Das GridBox Konzept wurde im Rahmen von zwei Projekten erarbeitet, welche durch das BFE, sowie durch die Partner ewz und BKW unterstützt wurden. Das «GridBox Pilotnetz»-Projekt ist eine reale Umsetzung der wesentlichen Teile des GridBox Konzeptes im Sinne eines «Proof of Concept» in zwei Feldversuchsregionen im Kanton Bern und in der Stadt Zürich auf den Netzebenen 5 bis 7.

**Resultate:** Im Rahmen des Projekts «GridBox Pilotnetz» wurde einerseits die technologische Plattform entwickelt und durch die beiden Netzbetreiber ausgerollt und während einem Jahr betrieben. Andererseits wurden Algorithmen zur Netzzustandsbestimmung, zur Gewährleistung der Netzstabilität sowie zur Spannungshaltung entwickelt und in Kampagnen demonstriert. Zusätzlich wurden umfangreiche Analysen des Datenmaterials vorgenommen und solide Praxiserfahrung im Bereich Installation und Prosumer-Schnittstellen gesammelt. Das GridBox-Projekt wurde Ende März 2016 abgeschlossen. Referenzen u.a.: Paper CIRED 2015 "An Open Platform for Monitoring and Active Control of Distribution Grids", BFE-Abschlussbericht (<http://www.bfe.admin.ch/forschungnetze/01246/03569/>). In der Zwischenzeit haben die Partner eine Firma gegründet, um die GridBox weiterzuentwickeln und kommerziell zu vertreiben.

**Romande Energie:** Das GridEye Produkt ist eine Lösung, welche in einem Gesamtkonzept der IT-gesteuerten Stromnetze aufgenommen wird. Die angewandte Technologie ermöglicht eine globale Überwachung des Niederspannungsnetzes ohne Kenntnisse der Netztopologie, sowie die

Steuerung der aktivierbaren Komponenten der Netze, sowohl auf der Netzseite als auch auf der Kundenseite.

Die GridEye Module messen die elektrischen Werte an den notwendigen Punkten des Netzes und tauschen ihre Messinformationen in Echtzeit mit allen Modulen im überwachten Netz aus. Die Module berechnen kontinuierlich die Spannungsschwankungen, die durch das Zu- oder Abschalten aktiver Komponenten aufkommen, z.B. Boiler, PV-Anlagen, Speicher sowie RONT und ESR. Anhand des Rechnungsergebnisses werden die Steuersignale ermittelt, um die aktiven Komponenten zu steuern und somit die Spannungsgrenzen nicht zu überschreiten. Somit entsteht ein echter Regelkreis im betrachteten NS-Netz. Das GridEye Konzept beruht auf einer völlig dezentralisierten Intelligenz in der Trafostation. Grundsätzlich werden nur Informationen zu Sollwertüberschreitungen der Netzleitstelle übermittelt. Es könnten aber auch niederspannungsseitige Werte online (im Viertelstunden oder im 10 Sekunden Takt) angefordert werden. Das GridEye Konzept wurde im Rahmen des Projektes SMILE entwickelt, welches vom BFE unterstützt wurde. Das Projekt GridEye V3.0, welches als Ziel eine Erweiterung der Kommunikationsmittel hatte, wurde durch die KTI unterstützt.

**Phase 1:** GridEye ist gegenwärtig in einem NS-Netz in Betrieb, das mit einer 230 kVA Trafostation versorgt ist und an welchem bereits 280 kWp von drei EEA angeschlossen sind. Zurzeit werden drei PV-Wechselrichter und zwei 7.6 kW Boiler beim Kunden gesteuert.

**Resultate:** Nach drei Monaten Betriebszeit wurde festgestellt, dass der Netzbezug der Boiler um 68% gesunken ist. Ausserdem liegt die Spannung immer innerhalb der gewählten Sollwerte. Die Messungen in einer Anlage eines Kunden haben gezeigt, dass die Algorithmen korrekt arbeiten und den Komfort des Nutznutzers nicht beeinflussen. Geplant ist noch die Steuerung der Boiler einer Fernheizungsanlage und eines wirtschaftlichen optimierten Batteriespeichers.

**Phase 2:** In dem von Romande Energie zwischen 2017 und 2020 geplanten FURIES-Demo-Projekt werden in jeder Trafostation von zwei MS-Abgängen sowie in sechs ausgewählten NS-Netzen mehr als 30 GridEye-Module installiert. Das Demo-Projekt wird PV-Anlagen, Wärmepumpen, WP-Boiler und NS-Batteriespeicher beinhalten, welche von den GridEye-Modulen gemessen, aufbereitet und gegebenenfalls gesteuert werden können.

Kundenseitig wird die Gridsense Technologie aber auch gegebenenfalls anderen Smart Home Systeme eingesetzt. Gridsense ist ebenfalls eine FURIES Entwicklung. GridEye- und Gridsense Module könnten sowohl unabhängig voneinander, als auch zusammen arbeiten.

Die Mittelspannungsebene wird per PMU (Phasor Measurement Units) überwacht und geschützt. Die Fehler werden insbesondere durch die Berechnung des Netzzustandes lokalisiert, welche auf eine vielfache gleichzeitige Lastflussanalyse basiert ist.

Das Demo-Projekt ist durch den Einsatz dieser verschiedenen Technologien ein Gesamtkonzept, welches alle integrierten Komponenten von der MS-Ebene bis zu allen Endverbrauchern zusammenfasst.

**Resultate:** Die ersten Ergebnisse sind ab dem Ende des Jahres 2017 erwartet.

## 4.2 Smarte Überwachung und Steuerung der Trafostation

Eine smarte Überwachung und Steuerung von Trafostationen wird bei BKW, bei ewb und bei IWB untersucht.

**BKW:** Das Projektziel bei BKW ist, vertiefte Erkenntnisse über die elektrischen Verhältnisse im Verteilnetz zur Sicherstellung einer zukunftssicheren, kosteneffizienten Planung zu gewinnen. Damit können auf den Netzebenen 5 bis 7 verschiedene Entwicklungsszenarien dargestellt werden, was die Mittelallokation in diesen Ebenen verbessert. Das Projekt beinhaltet die Planung, Installation und statistische Auswertung von stationären Messungen in rund 100 Trafostationen und zusätzlich die Ausstattung mit und Auswertung von Smart Metern in vier ausgewählten Niederspannungsnetzen. In diesen werden ausserdem alle Verteilcabinen mit stationären Messungen analog zu den Trafostationen ausgestattet. .

**Resultate:** Es wurde ein Grobkonzept erstellt, welches für die einzelnen Teilprojekte unterschiedliche Varianten beschreibt. Aktuell wird daraus das Detailkonzept mit der jeweils bevorzugten Variante ausgearbeitet. Es werden Systeme von drei verschiedenen Herstellern verglichen.

**ewb:** Im Rahmen einer TS-Sanierung wurde eine Pilotanlage mit zusätzlichen Steuerungs-, Mess- und Überwachungsfunktionen realisiert. Im regulären Betrieb konnte der erwartete Nutzen der smarten Funktionen verifiziert werden.

- *Mittelspannung:* Motorisierte, fernsteuerbare Trenner, Kurz- / Erdschlussüberwachung, U- / I-Messung, Überwachung Sicherung, Gasdrucküberwachung
- *Niederspannung:* U- / I- / PQ-Messung bei Trafoabgang, U- / I- / Grenzwert-Messung bei Gruppenabgang
- *Eigenbedarf:* Unterbruchsfreie Stromversorgung (USV), Überwachung HV, Überwachung Lüftungsanlage, Brandmeldeanlage, Raumtemperatur, Gebäudeüberwachung

- *Smart Meter*: Anbindung der Smart Meter im versorgten Netzgebiet auf die integrierten Datenkonzentratoren

**Resultate:** Die Pilotanlage ist seit Juli 2015 in Betrieb und erfüllt ihren Zweck. Aufgrund der durchgeführten Kosten- / Nutzenanalyse wurde die Realisierung weiterer Anlagen zurückgestellt. Die Einschränkung auf zwingend notwendige Funktionalitäten, die Prüfung alternativer Lösungsansätze, mögliche Synergien bei einem Smart Meter Rollout und weitere Einsparmöglichkeiten werden geprüft und sollen ein zukünftiges Rollout ermöglichen.

**IWB:** Hinsichtlich Einbauaufwand, Messdatenerfassung und Auswertemöglichkeiten sollen verschiedene Messsysteme evaluiert werden. Neben der reinen Lastflussmessung wurden auch PQ-Messgeräte installiert. Anhand der Photovoltaik-Durchdringung wurden 6 Netzgebiete für den Pilot ausgewählt. Vier Trafostationen konnten mit LWL angeschlossen werden, zwei Trafostationen wurden via GPRS an die Leitstelle angebunden. Die Installation der Messgeräte erfolgte in einem separaten Schrank neben der jeweiligen Schaltanlage.

**Resultate:** Die Installation der Janitza-Produkte verlief einfach und schnell. Auch die Einbindung in das Leitsystem und die Softwareumgebung verlief einfach und schnell. Die physische Installation der Siemensgeräte verlief auch relativ einfach und schnell. Aufwändig hingegen ist bei Siemens insbesondere die Parametrierung der Geräte, die Einbindung in die Softwareumgebung und Inbetriebnahme der Geräte. Die 3M-Plugin-Sensoren zur Erfassung der Messdaten der MS-Anlage verlief auch reibungslos. Dank der fix installierten Messung in der Trafostation kann die mobile Messung mit deutlich genaueren Ergebnissen für die Planung und den Betrieb abgelöst werden. Die Messwerte werden weiterhin verwendet, um die Netzabbildung des Niederspannungsnetzes in der Netzberechnungssoftware NEPLAN zu validieren.

### 4.3 PV und Lastmanagement

Werden in einzelnen Netzabschnitten Stromproduktion und Strombezug besser auf einander abgestimmt, so können Kosten gespart (bspw. verzögerter oder verhinderteter Netzausbau) oder Zusatzerlöse generiert werden. ewz steuert dazu Wärmepumpen, EKZ stimmt die Boileraufheizung auf die PV-Produktion ab und Repower steuert die PV-Produktion selber.

**ewz:** Im Pilotprojekt WarmUp2, das ewz mit der Misurio AG durchführt, wird die thermische Speicherkapazität der Gebäudemasse und der Boiler als Puffer genutzt, um Wärmepumpen flexibel zu betreiben. Dank der thermischen Trägheit der Gebäude kann die Wärmeerzeugung mit den Wärmepumpen um einen gewissen Zeitraum verschoben werden, ohne dass der Wärme komfort beeinträchtigt wird. Die flexible Steuerung der Wärmepumpen wird für verschiedene Anwendungen im Stromsystem genutzt. Mit einem ganzheitlichen Smart Grid Ansatz



können einerseits Erlösmöglichkeiten im Strommarkt z. B. durch das Anbieten von Systemdienstleistungen genutzt werden. Andererseits können im Stromnetz Kostenreduktionspotenziale beispielsweise bei den Netznutzungskosten ausgeschöpft werden. Oberste Priorität bei der flexiblen Steuerung der Wärmepumpen hat die Gewährleistung des Wärmekomforts der Gebäudenutzenden.

**Resultate:** Einbindung von 2 der 5 Wärmepumpenanlagen. Referenzen: Artikel in der Fachzeitschrift «50,2»: Gebäude als Energiespeicher und BFE-Zwischenberichte.

**EKZ:** In einem Wohnquartier mit viel Solareinspeisung kommt es zu grösseren Rückspeisungen ins MS-Netz, rund 15 % der Zeit im Jahresdurchschnitt. Das kann zu einer erhöhten Spannung im Verteilnetz und damit zu Einbussen in der Netzqualität oder einem Ausbau des lokalen Verteilnetzes führen. Die Überschüsse werden an sonnigen Tagen durch Lastmanagement aufgefangen. Dazu werden Boiler, welche normalerweise über die Rundsteuerung für ein ganzes Unterwerk in der Nacht eingeschaltet werden, über PLC-Kommandos in einer einzelnen Trafostation zu- oder abgeschaltet. Dafür wird die standard Smart Metering Infrastruktur eingesetzt. Jeder Boiler der 30 Testkunden kann neu bei Bedarf entsperrt und wieder gesperrt werden. Die Hoheit über das Schaltverhalten liegt bei einem vorausschauenden Regler auf einem EKZ Server. Dieser optimiert die Boilerlasten für die nächsten 24 Stunden, basierend auf Leistungsvorhersagen für die PV-Produktion, sowie Lastvorhersagen und Modellen für das Boilerverhalten.

**Resultate:** CIRED Workshop 2016, Demand response based on smart metering infrastructure to facilitate PV integration in low voltage grids. [https://www.ekz.ch/content/dam/ekz-internet/ueberekz/engagement/smartgridlabor/CIRED\\_2016.pdf](https://www.ekz.ch/content/dam/ekz-internet/ueberekz/engagement/smartgridlabor/CIRED_2016.pdf).

**Repower:** Als Pilotprojekt wurde bei einer PV Anlage in Ilanz ein Einspeisemanagement implementiert, mit welchem über die bestehende Rundsteuerung die Einspeiseleistung (in diesem Fall die Wirkleistung) abgeregelt werden kann. Für die Abregelungsstufen wurden die im VSE Dokument «Empfehlung Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen» definierten Schritte 100 %, 60 %, 30 % und 0 % verwendet. Dabei werden über vier Relaiskontakte eines herkömmlichen Rundsteuerempfängers die vier digitalen Eingänge der Power Management Unit (PVI-PMU) von ABB angesteuert, welche dann über eine RS485 Schnittstelle die Wechselrichter entsprechend begrenzt.

**Resultate:** Die Abregelung funktioniert einwandfrei und ist durch die Verwendung der bereits bestehenden Rundsteuerung relativ einfach und kostengünstig zu implementieren. Nachteilig bei

der Rundsteuerung ist, dass ohne zusätzliche Kommunikation keine Rückmeldung über den aktuellen Zustand des Wechselrichters möglich ist.

#### 4.4 Batteriespeicher

Batteriespeicher werden bei CKW als dezentrale Speicher, bei ewz als Quartierspeicher und bei EKZ als Grossanlage untersucht.

**CKW:** CKW beabsichtigt mit einem Pilotprojekt «PV-Integration mit dezentralen Stromspeichern» den wirtschaftlichen Einsatz, die technische Umsetzung und die Flexibilität von dezentralen Stromspeichern gegenüber konventionellen Netzverstärkungen (primäre Anwendung) zu überprüfen. Zusätzlich soll die Aggregation von dezentralen Speichern für die Bereitstellung von Regelernergie auf Machbarkeit und finanziellen Nutzen hin getestet werden (sekundäre Anwendung). Die primäre Anwendung ist der Grund, weshalb ein Stromspeicher installiert wird.

**Resultate:** Es wurden drei Speicher mit Batteriekapazitäten zwischen 115 und 256 kWh realisiert. Mit dem Einsatz des Speichers konnte ein sonst notwendiger konventioneller Netzausbau verhindert werden. Es zeigt sich jedoch auch, dass die heute verwendeten Batteriespeicher nicht ohne grossen Aufwand zu einem späteren Zeitpunkt erweiterbar/skalierbar sind.

**ewz:** Mit 720 kWh ist der BESS DORA derzeit der kapazitätsmässig grösste Batteriespeicher der Schweiz. Er wurde in einem ersten Schritt im GridBox Projekt für die Spannungshaltung und Leitungsentlastung im NS-Netz verwendet. In einem zweiten Schritt soll er für die PV-Eigenverbrauchsmaximierung einer grösseren Überbauung eingesetzt werden.

**Resultate:** Mit dem Einsatz des Speichers konnte im GridBox Projekt Spannungshaltung und Leitungsentlastung demonstriert werden.

**EKZ:** Dieses Pilotprojekt wurde von EKZ und ABB gestartet um Erfahrungen mit der Technologie zu sammeln und die zukünftige Wirtschaftlichkeit von Batterieanwendungen abzuschätzen. Seit Inbetriebnahme in März 2012 wurden unterschiedliche Tests durchgeführt, wie Inselbetrieb mit einem Bürogebäude und einer Photovoltaik-Anlage, Spitzenlastmanagement (Peak Shaving), Spannungsregelung und Frequenzregulierung (Primärregelung). Die dafür notwendigen Regelalgorithmen wurden zusammen mit der ETH Zürich entwickelt. Das Batteriesystem ist seit Juni 2014 als erstes Nicht-Wasserkraftwerk in der Schweiz für Primärregelung präqualifiziert. Die Eckdaten der Energiespeicher-Anlage sind

- Konverterleistung: 1 MVA
- Speichergrosse: 580 kWh
- Max. Energiestoss: 250 kWh in 15 Minuten

- Batterietechnologie: Lithium-Ionen
- Effizienz Gesamtsystem: 80 – 90% Roundtrip
- Anbindung: MS- und NS-Netz
- Standort der Anlage: Dietikon.

**Resultate:** Die durchgeführten Tests waren erfolgreich. Bisher ist keine nennenswerte Alterung der Batterie feststellbar. Die Batterie nimmt regelmässig im wöchentlichen Primärregelleistungsmarkt teil.

(<http://www.ekz.ch/de/ueber-ekz/engagement/smart-grid-labor/batteriespeicher.html#publikationen>)

## 5 Smart Grid Technologien mit Potenzial

Kapitel 5 schliesslich sammelt Smart Grid Projekte, die eher dem Forschungsstadium zuzuordnen sind. Es geht dabei um Kommunikationslösungen, Integration von Speichern inklusive der Reaktion des Netzes, Microgrids oder wiederum eine Kombination daraus.

### 5.1 Kommunikation im Verteilnetz

BKW untersucht die Kommunikation im NS-Netz (optimaler Technologiemix) und im MS-Netz (Technologieadaption und Demonstrator).

**BKW:** Im Rahmen des Projektes werden die Applikations- und Kommunikationsanforderung des BKW Niederspannungsnetzes anhand von Use Cases erarbeitet. Basierend auf einer grundsätzlichen Bewertung von Kommunikationstechnologien durch die HSLU soll in diesem Projekt herausgefunden werden, welches der optimale Kommunikations-Technologie-Mix im BKW Verteilgebiet ist für die Applikationen: Smart Meter Anbindung, Echtzeitüberwachung des Niederspannungsnetzes sowie weiteren Applikationen (z.B. im Gebäude).

**Resultate:** Der Forschungsauftrag wurde erst vor kurzem erteilt. In einem Artikel im VSE Bulletin 4/2016 wird eine Übersicht über drahtgebundene und drahtlose Methoden der Kommunikation vorgestellt.

**BKW:** Die BPL-Lösung von Ormazabal wird in Spanien auf Kabel der Mittelspannung für die automatische Zählerauslesung und für das Grid Monitoring breit eingesetzt. In diesem Projekt wird untersucht, ob sich die Technologie auf das gemischte (Kabel und Freileitungen) Netz und die ländliche Topologie im BKW Verteilnetz adaptieren liesse. Das Projekt umfasst die Technologie-Adaption, die physikalische Charakterisierung des Kanalverhaltens im BKW Verteilnetz, Topologieanalyse und eine Rollout-Strategie. In Tests und gegen Ende des Projekts in einem Demonstrator wird die Eignung der Technologie unter echten Einsatzbedingungen geprüft.

**Resultate:** Das Konzept wurde validiert und die Hardware wurde für Demo/Test installiert.

## 5.2 Swinging Grids

**BKW, ewz, Repower:** Die zunehmende Durchdringung der Verteilnetze mit Wechselrichtern hat Einfluss auf die Power Quality: Es werden zunehmend subsynchrone und harmonische Schwingungen in Spannungs- und Strombereich beobachtet. Im Projekt werden interessante Netzabschnitte vermessen, in einer Simulation abgebildet und analysiert. Darauf aufbauend sollen Hinweise und Anforderungen formuliert werden, wie die Integration von Wechselrichtern in das Verteilnetz optimal realisiert werden kann.

**Resultate:** Das Projekt «Swinging Grids» hat den gesamten Frequenzbereich von 0 – 150 kHz beleuchtet. Es wurde gezeigt, dass der Schlüssel für den stabilen Betrieb der Niederspannungsnetze weniger in den subsynchronen oder harmonischen Schwingungen liegt, sondern in der frequenzabhängigen Netzimpedanz. Während des Projektes wurde festgestellt, dass einzelne Anlagen aufgrund einer ungünstigen Kombination von Regelparametern und frequenzabhängiger Netzimpedanz zu einer erhöhten Stromverzerrung bis hin zum instabilen Betrieb neigen.

Für genau diese Anlagen sind einige einfache Empfehlungen formuliert worden, mit welchen es hilft kritische Netzabschnitte vorgängig zu untersuchen oder nachträglich auf die richtigen Grössen zu fokussieren. Diese werden gemacht um Ursachen und Lösungen für erhöhte Oszillationen oder den instabilen Betrieb eines Umrichters zu finden.

## 5.3 Microgrid

**EKZ:** Ziel des Projektes ist das Potenzial von Microgrids zu untersuchen. In der ersten Phase wurden Messdaten im Netz der Gemeinde Knonau gesammelt, und der Betrieb eines Netzabschnittes als Microgrid und Arealnetz wurde simuliert. Die Messungen wurden an zwei Trafostationen, einem Blockheizkraftwerk (BHKW), zwei PV-Anlagen, einem Verteilkasten und einer Abwasserreinigungsanlage vorgenommen. In den Simulationen wurde untersucht, wie ein autarker Betrieb des Netzes durch den Einsatz eines Batteriespeicher und/oder eines zusätzlichen BHKW sichergestellt werden könnte. Darüber hinaus wurde zusätzlich die Flexibilität der Last und der PV-Produktion (Abregelung) untersucht.

**Resultate:** Es liegen noch keine Resultate vor.

## 5.4 VEiN – Verteilte Einspeisung in Niederspannungsnetze

**Konsortium VEiN im AEW-Netz:** Im Rahmen des Projektes VEiN (Verteilte Einspeisung in Niederspannungsnetze) werden im Niederspannungsnetz der TS Kreuzmatt in Rheinfelden

mehrere Dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA) betrieben. Das Ziel des Feldversuches VEiN ist, die Auswirkungen der vermehrten dezentralen Einspeisung auf die Netzqualität und auf den Betrieb von Niederspannungsnetzen in der Praxis zu ermitteln. Zudem dient das Projekt VEiN auch als Plattform für wissenschaftliche Versuche bezüglich der dezentralen Stromerzeugung.

**Resultate:** Das Projekt VEiN erarbeitete sehr umfangreiche Resultate. Der VEiN-Erkenntnisbericht 2014 vom 31. März 2015 gibt eine gute Übersicht (s. <http://www.vein-grid.ch/publikationen.html>). Die vermehrte Einspeisung von DEA vermindert weder die Netzqualität noch die Verfügbarkeit des NS-Netzes. Bei Anschlüssen am Ende von langen Leitungen kann allenfalls eine Leistungsbeschränkung oder eine Spannungsabsenkung mittels Blindleistungsregelung erforderlich sein. Die zusätzlichen Oberschwingungsbelastungen durch die Wechselrichter waren in VEiN sehr gering. Durch die BHKW mit den Synchrongeneratoren konnte die Oberschwingungsbelastung im Netz sogar verringert werden. Der Schutz im NS-Netz von VEiN musste nicht angepasst werden. Die Grenze der maximal möglichen dezentralen Einspeisung wurde in VEiN nicht erreicht und musste rechnerisch basierend auf den Messwerten ermittelt werden. Mit dem Einsatz von neuen Netzelementen wie regelbarem Transformator, Längsreglern und elektrischen Speichern wird die Datenkommunikation und die Überwachung der NS-Netze zunehmen. Die Erfahrungen mit dem Betrieb der elektrischen Speicher zeigte, dass deren Betrieb regelmässig überwacht werden muss, um so auf die von der Jahreszeit und der Witterung abhängige Produktion der DEA mittels Anpassungen von Sollwerten reagieren zu können.

Im Projekt VEiN wurde eine mobile Einspeiseeinheit entwickelt, mit der über einen Frequenzumformer dezentrale Einspeisungen an beliebigen Orten in einem NS-Netz erfolgen können. Die elektrischen Einspeiseprofile sind dabei frei wählbar und können z.B. PV- oder auch Windanlagen entsprechen. Die mobile Einspeiseeinheit ist auch ausserhalb des Projektes VEiN einsetzbar.

## 5.5 Lastprofilmanagement

**Romande Energie:** Im FURIES-Demo-Projekt soll ein 3 MW / 6 MWh Batteriespeicher eingesetzt werden, welcher parallel mit der 8.5 MWp PV-Anlage von Onnens das Lastprofilmanagement eines ganzen MS-Abganges erlauben wird. Das Lastprofilmanagement entspricht den Modellen der Netzflexibilität, wie sie beim BFE vorgesehen sind.

**Resultate:** Noch nicht in Betrieb. Geplant für April 2017.

## 6 Fazit

Die vorliegende Übersicht von Smart Grid Projekten der neun VSGS Mitglieder AEW, BKW, CKW, EKZ, ewb, ewz, IWB, Repower und Romande Energie zeigt klar auf, dass schon viele unterschiedliche Aktivitäten Richtung Smart Grid Lösungen im Gange sind: Über 30 Projekte konnten identifiziert werden. Knapp die Hälfte dieser Konzepte ist ausgereift und kommt standardmässig zum Einsatz:

- Steuerungslösungen wie Spannungsregelung, Laststeuerung und Einspeiseregulung
- Netzübergreifende Lösungen wie Virtuelle Kraftwerke und Elektromobilität
- Konzept mit Einbezug des Kunden wie Visualisierung, Smart Manager, Energieeffizienz, Eigenverbrauchsoptimierung mit und ohne Speicher oder Leistungstarife

Dazu kommen Konzepte, die mehrheitlich Pilot- oder Forschungscharakter haben:

- Komplette Mess- und Steuersysteme im Verteilnetz
- Kombination von PV- und Lastmanagement sowie Batteriespeicher zur Systemoptimierung
- Kommunikationslösungen, dynamisches Netzverhalten und Einfluss auf die Power Quality sowie und Microgrids

Die über 30 identifizierten Projekte sind von einer grossen Vielfalt. Sie zeigen auf, die Verteilnetzbetreiber arbeiten aktiv an der Zukunft mit Smart Grid Lösungen.