

Zukunft Verteilnetz Gemeindewerke - SmartGridReady

Projektabschlussbericht

metropolitan
raum
zürich 



 **ZUKUNFT VERTEILNETZ**

Version 1.2 / 5. Februar 2021

Impressum

Auftraggeber	Geschäftsstelle des Vereins Metropolitanraum Zürich Dr. Walter Schenkel c/o synergo Mobilität-Politik-Raum GmbH Grubenstrasse 12 8045 Zürich	
Auftragnehmer	Amstein + Walthert AG Andreasstrasse 5 8050 Zürich Telefon +41 44 305 91 11 amstein-walthert.ch	
Verfasser	Mevina Feuerstein Peter Bomatter Sabine Imoberdorf	
Verteiler	Steuerungsausschuss Projektteam KOF Wirtschaft MKZ OPA MKZ	
Version	Version 1.2	5.2.2021
Freigegeben	IMOB BOPE	5.11.2020 10.11.2020
Bezeichnung	BLIN/FEUE/107220/R001R001_Zukunft_Verteilnetz_Ge- meindewerke_MetKonfZH	

Vorwort

Die Digitalisierung ist der Megatrend, der die Energiebranche wie viele andere Lebensbereiche in den nächsten Jahren am meisten beeinflussen wird. (Sutter, 2019) (Doleski, 2020). Die Sektion Netze des Bundesamtes für Energie (BFE) verwies am Verteilnetzforum 2019 auf die aktuellen Herausforderungen der Megatrends Dezentralisierung und Dekarbonisierung, welche substantielle Mehrkosten im Verteilnetz bedeuten. Die Schweizer Energieversorger müssen ihre Verteilnetze neu erfinden; diese müssen «SmartGridReady» werden. Doch wie? Insbesondere kleine und mittlere Energieversorgungsunternehmen sind gefordert, mit ihrem Personal neben dem Tagesgeschäft auch noch Zukunfts- und Entwicklungsthemen zu bearbeiten.

Im Rahmen der Projektausschreibung zum Thema «Industrie & Dienstleistung 4.0» des Vereins Metropolitanraum Zürich haben Amstein + Walthert und Schnyder Ingenieure gemeinsam mit sechs Schweizer Energieversorgungsunternehmen (Gemeindewerke Galgenen, Gemeindewerke Dietlikon, Gemeindewerke Pfäffikon ZH, Regio Energie Amriswil, ebs Energie AG, EKT AG) und dem Verein SmartGridready einen Leitfaden entwickelt, welcher eine Übersicht und erste Unterstützung bei Massnahmen auf dem Weg zu einem «SmartGridReady»-Verteilnetz bietet. Das Resultat wurde mit weiteren Energieversorgungsunternehmen (ewz, Rhiienergie, Gemeindewerke Rütli ZH, EW Höfe), Hochschulen (ETH, HSLU) und Verbänden (VSE, DSV, Verein Smart Grid Schweiz) sowie mit dem BFE diskutiert und / oder getestet. Die Projektpartner und Energieversorgungsunternehmen, welche in der Testphase die Ergebnisse genutzt haben, bilden ein breites Spektrum an Energieversorgern ab: kleine Gemeinde-Elektrizitätswerke (Galgenen und Dietlikon) oder regionale Elektrizitätswerke (EKT) sowie gemeindeeigene und regionale Querverbundunternehmen (Regio Energie Amriswil, Gemeindewerke Pfäffikon, Rhiienergie, Elektra Sissach, Elektrizitäts- und Wasserwerk Wettingen, ebs Energie AG). Sogar die Organisationsstrukturen sind unterschiedlich: von AG über selbständige öffentlich-rechtliche Anstalt bis hin zu Gemeindeabteilungen.

Das Hauptresultat dieses Projektes ist ein Leitfaden, welcher auf der Webseite www.zukunftverteilnetz.ch verfügbar ist. Der vorliegende, Projektabschlussbericht gibt dessen Inhalte nicht wieder, sondern zeigt die Methodik zur Erarbeitung des Leitfadens auf. Dieser Bericht richtet sich an die Projektteilnehmer und den Auftraggeber (Verein Metropolitanraum Zürich). Die inhaltlichen Ergebnisse sollen langfristig auf der obengenannten Webseite interessierten Verteilnetzbetreibern zur Verfügung stehen und weiter ausgearbeitet werden.

Wir bedanken uns herzlich bei allen Beteiligten für die inspirierende Zusammenarbeit.

Zusammenfassung

Amstein + Walthert und Schnyder Ingenieure haben im Rahmen des Kooperationsprogramms 2019-2022 des Vereins Metropolitanraum Zürich zusammen mit kleinen und mittleren Verteilnetzbetreibern (Gemeindewerke Galgenen, Gemeindewerke Dietlikon, Gemeindewerke Pfäffikon ZH, EKT, ebs Energie AG, Region Energie Amriswil und dem Verein SmartGridready) einen Leitfaden zur Unterstützung auf dem Weg zum Smart Grid entwickelt.

Das Projekt startete mit den Hypothesen, dass die Gemeindewerke auf Netzebene 7 im Vergleich zur Netzebene 5 das Verteilnetz als Blackbox betreiben und dass die meisten mit den heutigen Ressourcen und dem Knowhow die anstehenden Herausforderungen nicht vollumfänglich beurteilen und bewusste Entscheidungen treffen können. Als gegebene Rahmenbedingungen wurden der Smart Meter Rollout, die Energiestrategie 2050 des Bundes und die vollständige Strommarktöffnung zu Grunde gelegt. Als grösste Herausforderungen kristallisierten sich folgende heraus: Volatilität, Bidirektionalität, Interoperabilität, Cyber-Risiken und Entbündelung.

Zu Beginn wurden Interviews mit den Projektpartnern geführt und damit wurde eine SWOT-Analyse erstellt. Anschliessend wurden daraus Handlungsfelder und Massnahmen abgeleitet. Diese wurden schliesslich in einen Leitfaden in einer Webseite verpackt. Sowohl die Handlungsfelder inkl. Massnahmen und Arbeitsblätter, als auch der Leitfaden wurden anhand von Workshops mit den Projektpartnern gespiegelt und entsprechend überarbeitet.

Im Rahmen des Projekts wurde auch eine Vision eines Smart Grids definiert (vgl. Abbildung 6) und die wichtigsten Bestandteile für ein Smart Grid (Abbildung 7) beschrieben.

Der Leitfaden ist unter www.zukunftverteilnetz.ch einsehbar und steht interessierten Verteilnetzbetreibern kostenlos zur Verfügung.

Glossar

EnG	Energiegesetz
EW	Elektrizitätswerk
EVU	Energieversorgungsunternehmen
Megatrend	Das ist ein gesellschaftlicher Wandel der mehrere Jahrzehnte umfasst und alle Ebenen der Gesellschaft beeinflusst (Technik, Wirtschaft, Kultur, Politik, Wissenschaft etc.)
Microgrid	Ein lokal abgegrenztes Stromnetz auf Verteilnetzebene ohne Anschluss an ein anderes Stromnetz.
Smart Grid	Ein intelligentes Netz, dass aus untereinander vernetzten und kommunizierenden Teilnehmenden besteht.
SmartGridReady	SmartGridReady ist ein Label, welches den Standard sicherstellt, dass die Geräte mit dem Netz kommunizieren und eine Steuerung somit möglich wird.
Smartmeter	Als intelligenter Zähler wird ein Strom-, Wärme- oder Wasserzähler bezeichnet der Daten senden und empfangen kann und dazu in ein Kommunikationsnetz eingebunden ist.
StromVG	Stromversorgungsgesetz
SWOT	Stärken-Schwächen-Chancen-Risiken-Analyse
	VNB Verteilnetzbetreiber
ZEV	Zusammenschluss zum Eigenverbrauch

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Die Herausforderungen von Smart Grids sind vielfältig. (e-genius, 2020).....	9
Abbildung 2: Projektablauf	10
Abbildung 3: Methodik und Prozess zur Erarbeitung des Leitfadens (Opitz, 2018) (Dean, 2019) ..	10
Abbildung 4: Projektorganisation.....	11
Abbildung 5: Verteilung der Projektpartner über den Perimeter des Metropolitanraums Zürich	12
Abbildung 6: Vision: Verteilnetz ist SmartGridReady (Bundesamt für Energie, 2015)	13
Abbildung 7: Elemente in einem Smart Grid	14
Abbildung 8: Handlungsfelder des Leitfadens auf der Webseite www.zukunftverteilnetz.ch	20

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: SWOT-Analyse durch Befragung der Projektpartner	18
Tabelle 2: Aufzählung von Forschungsprojekten zum Thema "Smart Grid"	24

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	8
1.1	Projektrahmen	8
1.2	Wo liegt das Problem?	8
1.3	Ziel des Projekts	9
1.4	Vorgehen	10
1.5	Projektorganisation	11
2	Vision «Verteilnetz ist SmartGridReady»	13
2.1	Wann ist ein Verteilnetz SmartGridReady?	13
2.2	Elemente und Akteure in einem Smart Grid	13
3	Herausforderungen und Hemmnisse	15
3.1	Regulatorisches Umfeld und Gesetze	15
3.2	Trendanalyse	15
3.3	Technische Entwicklungen	16
3.4	Rolle der EVU	16
3.5	SWOT-Analyse	17
4	Lösungsansätze, Stand der Forschung	19
5	Ergebnis des Projekts: Massnahmenvorschläge	20
6	Inputs für die Weiterentwicklung des Verteilnetzes	21
6.1	Netz- und Tarifdesign	21
6.2	Organisationsstruktur von Gemeindewerken überdenken	21
7	Quellenverzeichnis	23
8	Anhang	24

1 Einleitung

Rund 400 Energieversorgungsunternehmen (EVU) versorgen die rund 2'500 Gemeinden der 8 Kantone, in welchen sich der Metropolitanraum Zürich befindet. Nur 10 der EVU bedienen mehr als 10 Gemeinden (beispielsweise EKZ) oder grössere Städte (ewz). Das bedeutet, dass knapp 400 Gemeindewerke ausschliesslich ihre angestammte(n) Gemeinde(n) mit Energie beliefern.

Im Rahmen der Ausschreibung für das Kooperationsprogramm 2019-2022 des Vereins Metropolitanraum Zürich wurde das vorliegende Projekt durchgeführt. Ziel des Projekts ist es, Gemeindewerken den Zugang zum Thema «SmartGridReady» zu erleichtern.

Das Hauptprodukt des Projekts sind die Massnahmen, welche in einem Leitfaden in Form der Webseite <http://www.zukunftverteilnetz.ch/> beschrieben werden. Im vorliegenden Bericht wird die Methodik zur Erarbeitung des Leitfadens beschrieben. Es wird eine Vision des zukünftigen Verteilnetzes skizziert, die Analyse dokumentiert und Vorschläge formuliert, wie die Energieversorgungsunternehmen ihr Verteilnetz proaktiv weiter entwickeln können.

1.1 Projektrahmen

Bei diesem Projekt gelten die Energiestrategie 2050, die Strommarktöffnung und der Smart-Meter-Rollout als Prämissen, welche nicht hinterfragt werden. Sie werden als gegeben angenommen und auch berücksichtigt.

Das Projekt befasst sich mit strategischen Fragestellungen und gibt eine funktionale Anleitung. Es gibt aber keine Antworten auf technische Standards oder erstellt Berechnungen für das Verteilnetz. Der Leitfaden liefert Antworten, wie ein Gemeindewerk das Verteilnetz strategisch zu einem Smart Grid entwickelt und welche umfassenden, eben nicht nur technischen Veränderungen es dazu benötigt.

1.2 Wo liegt das Problem?

Durch die Umsetzung der Energiestrategie 2050, die anstehende Strommarktliberalisierung und die Verpflichtung zum Einbau von Smartmetern entstehen neue Herausforderungen für Energieversorgungsunternehmen. Diese sind in Abbildung 1 zusammengefasst.

Volatilität: Die Einbindung von dezentralen Energieerzeugungsanlagen und die Zunahme der Elektromobilität führt zu einer grösseren Volatilität der Stromerzeugung und des Strombedarfs. Die Planung mit statischen Verbrauchsprofilen ist nicht mehr zielführend.

Bidirektionalität: Energie wird durch Endverbraucher genutzt, aber immer mehr auch produziert. Die Spannungshaltung wird anspruchsvoller.

Interoperabilität: Das Energiesystem wird komplexer. Neue Netzkomponenten wie regelbare Trafostationen und dezentrale Energieerzeugungsanlagen werden angeschlossen und als System betrieben.

Cyber-Risiken: Die neuen technologischen Möglichkeiten auf dem Gebiet der Informations- und Kommunikationstechnologie erhöhen das Risiko eines Ausfalls. Hatte bisher der Ausfall von Netzkomponenten meist nur lokale Auswirkung und konnte auch lokal behoben werden, ist jetzt eine weiträumige Ausbreitung über komplexe Interaktionen möglich.

Entbündelung: Die Trennung zwischen Energieerzeugung/Handel und Energietransport führt zu einer Reihe neuer Regulatorien. Ausserdem werden weitere Entflechtungsschritte (z.B. Messwesen) diskutiert. Zur Sicherung der Qualität des Produktes Strom sind neue Prozesse und zeitnahe Kommunikation zwischen den Instanzen notwendig.

Abbildung 1: Die Herausforderungen von Smart Grids sind vielfältig. (e-genius, 2020)

In der Konsequenz müssen Energieversorgungsunternehmen in Infrastruktur und Wissen investieren. Dabei ist zu überlegen, welche Dienstleistung (oder welchen Teil davon) kann/will man selbst erbringen, und was lagert man an Dritte aus. Und: welche Investitionen sind sinnvoll und schlussendlich wirtschaftlich?

Die Energieversorgungsunternehmen vereinen sehr oft unterschiedliche Rollen, welche Zielkonflikte auslösen. Energielieferanten wollen so viel Energie wie möglich verkaufen. Netzbetreiber müssen das Netz sicher und kostendeckend betreiben. Welche Rolle eingenommen wird, gibt vor, wie sich die Stromtarife zusammensetzen sollen? Zusätzlich kommen in vielen Energieversorgungsunternehmen weitere Rollen vor, wie beispielsweise Gas- und Wasserversorger oder als Stromproduzent.

Für das Projekt wurden zwei Hypothesen formuliert:

- Die Netzebene 7 wird im Vergleich zur Netzebene 5 als Blackbox betrieben. Der Inhalt der Blackbox ist bekannt, wird aber nicht zeitnah gemessen und zur Automatisierung genutzt.
- Gemeindewerke können mit den vorhandenen Ressourcen und Wissen die Themen oft nicht vollumfänglich untersuchen und bewusst entscheiden, ob und wie sie neue Themen anpacken.

1.3 Ziel des Projekts

Das Ziel dieses Projekts ist es, einen Leitfaden mit Massnahmenvorschlägen zu entwickeln, wie Gemeindewerke einen Schritt näher zum «Smart Grid» kommen. Dieser Leitfaden wurde in Zusammenarbeit mit ausgewählten Gemeindewerken des Metropolitanraums Zürich entwickelt und auf der Webseite www.zukunftverteilnetz.ch umgesetzt.

Möglichst viele Gemeindewerke sollen den Leitfaden nutzen können. Jedes Unternehmen kann für sich die Massnahmen auswählen, die es braucht.

Die Gemeindewerke werden zur Durchführung der Massnahmen angeleitet. Die Massnahmen werden je in ca. 2 h plus Vor- und Nachbereitung ausgeführt. Mit Durcharbeitung des Leitfadens sind die Gemeindewerke noch nicht «SmartGridReady», aber sie haben einen Plan entwickelt und wissen, welche Schritte dazu erforderlich sind.

1.4 Vorgehen

Das Projekt wurde in drei Phasen entwickelt, siehe Abbildung 2.

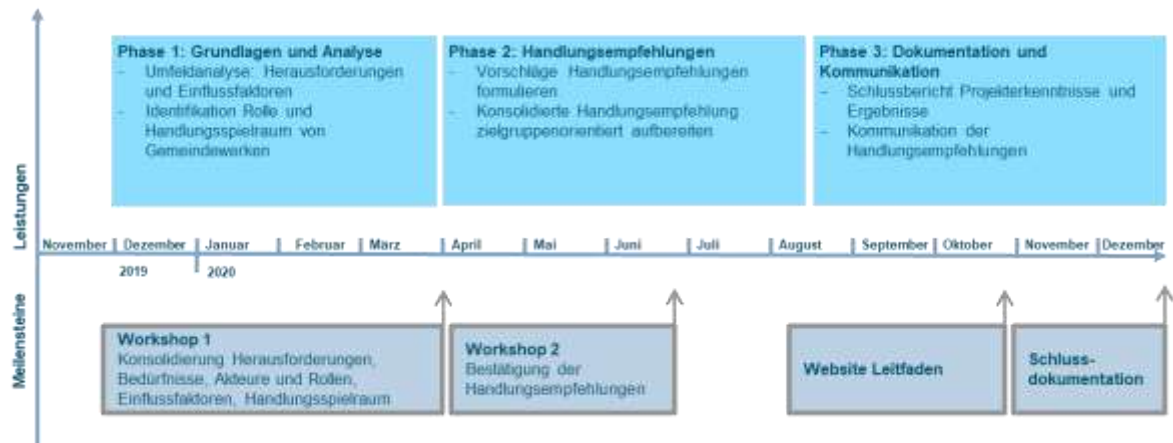


Abbildung 2: Projektablauf

Als Grundlagen für die Methodik wurden die Studien «(Mega-)Trends / Stadtwerk 2025» von Ch. Opitz der HSG (Opitz, 2018) und «A simple plan for modernizing the power grid» von J. Dean, Boston Consulting Group (Dean, 2019) verwendet. Daraus entstand das Vorgehen, das in Abbildung 3 dargestellt ist.



Abbildung 3: Methodik und Prozess zur Erarbeitung des Leitfadens (Opitz, 2018) (Dean, 2019)

An den drei Workshops mit dem Projektteam wurden Inhalte gemeinsam entwickelt, diskutiert und Vorschläge ausgearbeitet.

1.5 Projektorganisation

Die Abbildung 4 stellt die Projektorganisation mit Auftraggeberin (Verein Metropolitanraum Zürich), Steuerungsausschuss, Auftragnehmer (Amstein + Walthert und Schnyder Ingenieure) sowie den Projektpartnern dar.

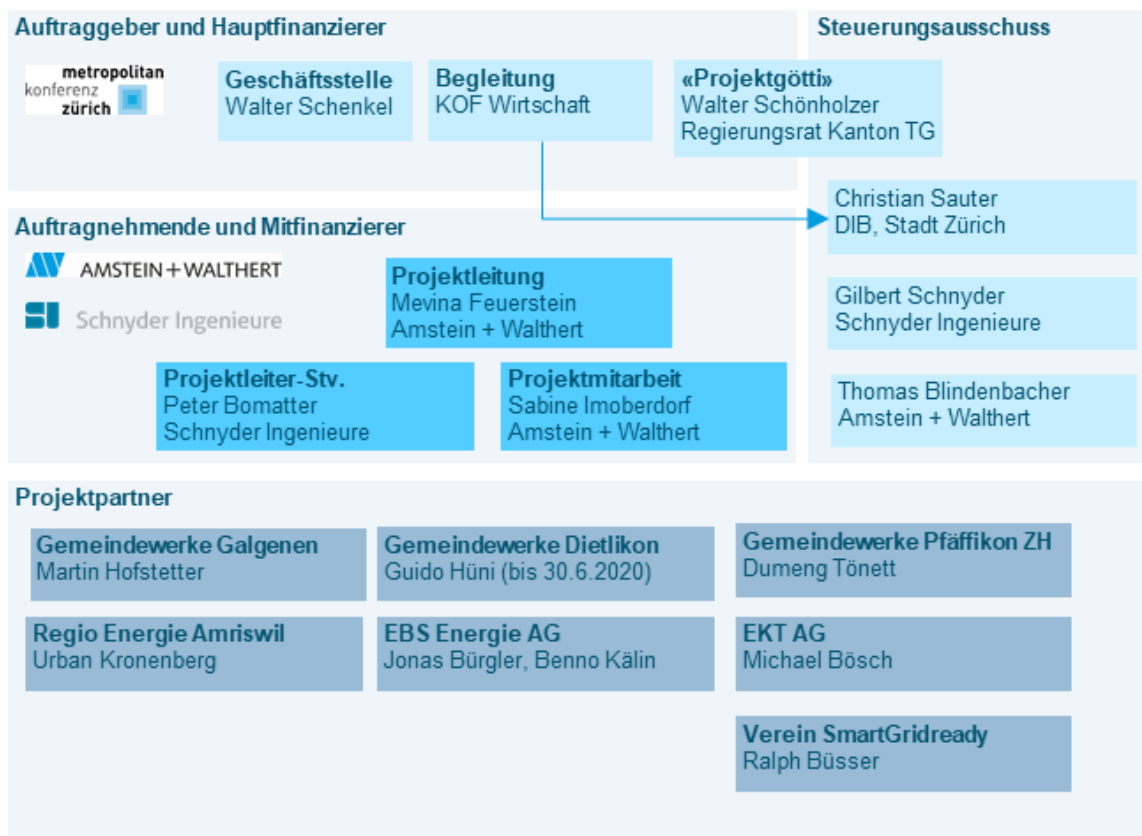


Abbildung 4: Projektorganisation

Die Energieversorgungsunternehmen, welche als Projektpartner in dem Projekt aktiv mitgearbeitet haben, verteilen sich über den Metropolitanraum Zürich, wie Abbildung 5 zeigt.

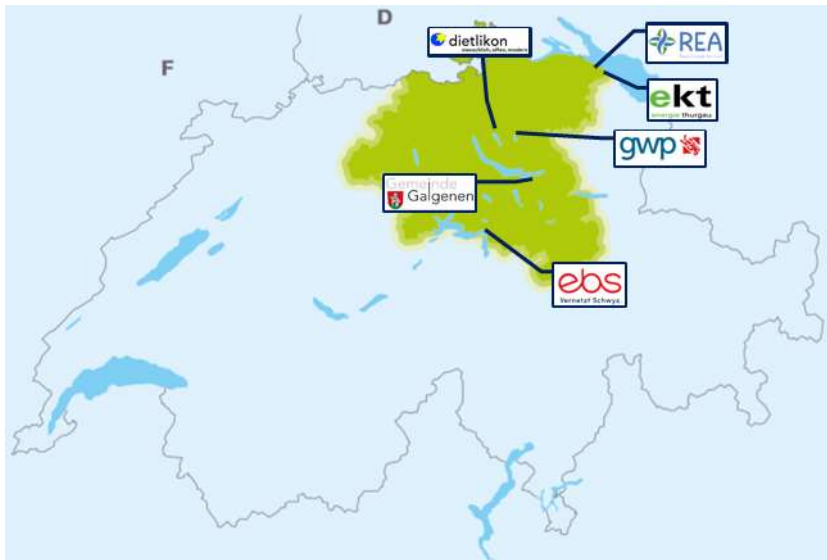


Abbildung 5: Verteilung der Projektpartner über den Perimeter des Metropolitanraums Zürich

Für eine breite Abstützung wurden Hochschulen und Verbände um Feedback zum entwickelten Leitfaden gebeten. Folgende Institutionen, Vereine und Unternehmen wurden dabei einbezogen: ETH (Energy Science Center und Power Systems Laboratory), BFE (Digital Innovation Office), VSE, Verein Smart Grid Schweiz, ewz, Elektra Sissach, DEVIWA, Rhienergie, Youtility.

Das Projekt wurde durch den Verein Metropolitanraum Zürich (86 %, Auftraggeber), Amstein + Walthert AG, Zürich (7 %) und Schnyder Ingenieure ZG AG (7 %), beide Auftragnehmer, finanziert. Einige der Projektpartner haben Eigenleistungen erbracht, welche nicht in Rechnung gestellt worden sind.

2 Vision «Verteilnetz ist SmartGridReady»

Als erstes wurde eine Vision des zukünftigen Verteilnetzes formuliert und die Elemente sowie die Akteure in einem Verteilnetz beschrieben.

2.1 Wann ist ein Verteilnetz SmartGridReady?

Wenn zwei Experten über «Smart Grid»-Themen sprechen, meinen beide oft nicht das gleiche. Das Thema ist komplex und hat viele Schnittstellen zu anderen Fachbereichen. Aus diesem Grund ist es wichtig für die interdisziplinäre Zusammenarbeit, eine gemeinsame Sprache zu definieren (Smart Electric Power Alliance, 2020).

In der «Smart Grid Roadmap Schweiz» wurde der Begriff «Smart Grid in der Schweiz» definiert (Bundesamt für Energie, 2015). Daraus wurde folgende Vision im Rahmen dieses Projektes für «das Verteilnetz ist SmartGridReady» formuliert.






-  Produktion und Verbrauch werden mit entsprechender **Messtechnologie** bei Trafostationen, Hausanschlusskasten (HAK), Produktions- und Verbrauchsanlagen in Echtzeit gemessen.
-  Durch Informations- und Kommunikationstechnologie (**ICT**) können die Daten intelligent verarbeitet werden. Die Schnittstellen zwischen Produktion, Verteilnetz und Verbrauch sind klar definiert.
-  Die Auswirkungen einer **Balance** zwischen Produktion und Verbrauch auf Verteilnetzebene wird nach Kriterien der Sicherheit, Effizienz (Kosten und Energie), und Umwelt optimiert.
-  Bedürfnisse aller **Akteure** (Produzenten, Verteilnetzbetreiber, öffentliche Hand und Politik, Kunde...) werden berücksichtigt.
-  Nutzung von **Synergien** zu anderen Netzen und Medien (Energy-Hub, Konvergenz der Netze...)

Abbildung 6: Vision: Verteilnetz ist SmartGridReady (Bundesamt für Energie, 2015)

2.2 Elemente und Akteure in einem Smart Grid

Für das bessere Verständnis eines Smart Grids ist es hilfreich zu sehen, welche Elemente dafür notwendig sind. Diese sind in Abbildung 7 zusammengefasst.

Verteilnetz: Das Verteilnetz bildet die Basis, das Chassis für ein Smart Grid.

Messtechnologie: Geeignete Messtechnologien ermöglichen die Erfassung des Zustands, Verbrauchs- und Produktionsdaten sowie weitere Daten im Verteilnetz in der erforderlichen Periodizität (15 Minuten bis Echtzeit).

Informations- und Kommunikationstechnologie (ICT): Mittels ICT werden die erfassten Daten und Befehle zur Steuerung und Regelung an die geeigneten Stellen transportiert und übermittelt.

Intelligenz: Mess- und Prognosedaten werden mittels Algorithmen verarbeitet, um das Energiesystem zu regeln und zu steuern.

Aktive Netzelemente: Die Verbraucher, Produzenten, Speicher und Netzkomponenten sind im Smart Grid über Aktoren eingebunden, kommunizieren über ICT und können Befehle entgegennehmen sowie verarbeiten.

Abbildung 7: Elemente in einem Smart Grid

3 Herausforderungen und Hemmnisse

In der ersten Phase des Projekts, der Analysephase, ging es insbesondere darum, Herausforderungen und Hemmnisse zu identifizieren. Diese gliedern sich nachfolgend in die Themenbereiche regulatorisches Umfeld, Trends, technische Entwicklungen und Rolle der Energieversorgungsunternehmen. Daraus entstand eine zusammenfassende SWOT-Analyse (Kapitel 3.5).

3.1 Regulatorisches Umfeld und Gesetze

Waren es im Jahr 2004 (vor StromVG) noch knapp 200 regulatorische und gesetzliche Bestimmungen, ist deren Anzahl bis im Jahr 2018 mit der Energiestrategie 2050 auf 1645 gewachsen (Resch, 2018), Tendenz steigend. Aktuell wird das Stromversorgungsgesetz (StromVG) revidiert mit dem Ziel, die vollständige Marktöffnung umzusetzen. Im gleichen Zug soll auch das Energiegesetz angepasst werden. Bis 2020 sollen entsprechende Vorlagen vorbereitet werden. Das CO₂-Gesetz befindet sich ebenfalls in einer Totalrevision. Mit den Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich 2014 (MuKE 2014) überarbeiten auch die meisten Kantone ihre Energiegesetze. Neben der zunehmenden Elektrifizierung der Wärme durch einen geforderten Anteil erneuerbarer Energie beim Heizungersatz und Neubau, ist die Pflicht zur Eigenstromerzeugung bei Neubauten relevant für die Verteilnetzbetreiber.

Insbesondere im Zusammenhang mit dem Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV) entstand seit Einführung des Artikel 16 Absatz 1 des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG, SR 730) eine Verunsicherung. Die Vorgaben wurden mehrmals präzisiert, letztmals mit einer Mitteilung der ECom vom 13.7.2020 bzgl. Umgang mit dem Praxismodell Eigenverbrauch.

Fazit

Im Energiebereich werden aktuell viele Gesetze auf Bundesebene, Kantonsebene und in den Gemeinden revidiert. Viele Vernehmlassungsanfragen oder Informationen zu neuen Gesetzen und Regulierungen erreichen die Gemeindewerke. Die hohe Anzahl Vernehmlassungen und Informationen wie auch die juristische Sprache der Texte stellt für Mitarbeitende von Gemeindewerken eine Hürde dar, proaktiv neue Themen anzupacken. Die Verunsicherung vor einer fehlerhaften Umsetzung oder zukünftigen Anpassungen ist gross. Ausserdem ist die Umsetzung des «Unbundling» für kleinere Gemeindewerke eher schwierig, da einzelne Personen unterschiedliche Funktionen einnehmen, die eigentlich getrennt werden müssten.

3.2 Trendanalyse

Der Megatrend «Digitalisierung» ist einer der wichtigsten Treiber für die Weiterentwicklung der Energiebranche, wie auch vieler anderer Lebensbereiche. Die Rolle des «digitalen Energieversorgers» steht im Raum. Deren Leistungsangebote sind vernetzt, flexibel, digital und dienstleistungsorientiert (Doleski, 2020). Dabei werden Prozesse und Arbeitsschritte neu organisiert (interne Abläufe), die Interaktion mit den Kundinnen und Kunden optimiert (Kundenportal), aber auch Chancen für neue Geschäftsmodelle entdeckt (ZEV, Smart Home als Beispiele). Wie in anderen Branchen birgt die Digitalisierung das Potential für radikale Veränderungen im Geschäftsmodell.

Weitere Trends, welche auch gemäss Projektteam wichtig und unmittelbar einen Einfluss auf die Energiebranche haben werden, sind die Themen Sicherheit, Konnektivität und Mobilität – sowie die Elektrifizierung des Wärmebereichs und erneuerbare Energieproduktion. In diesem Zusammenhang gibt es Hinweise, dass es zukünftig im Winter Stromlücken geben könnte: Im Winter herrscht grosse Nachfrage an Wärmeenergie, welche vermehrt mit Wärmepumpen (also mit Strom) gedeckt wird. Gleichzeitig ist der Ertrag aus erneuerbaren Energiequellen limitiert. Aus diesem Grund fordert die ECom, den Ausbau von inländischer Winterstromkapazität zu priorisieren (Eidgenössische Elektrizitätskommission ECom, 2020).

Fazit

Die Digitalisierung und damit einhergehend die Cyber-Sicherheit, aber auch das Dauerthema Versorgungssicherheit sind die grössten Treiber für Entwicklungen in der Energiebranche. Es stellen sich viele Fragen insbesondere in den Themen der Daten (Datenerfassung, Datenspeicherung, Datenschutz, Datenverwendung).

3.3 Technische Entwicklungen

Mit der Digitalisierung als Treiber entsteht die Möglichkeit, die Systemgrenze des Energieversorgers zu schieben: vom Keller (Hausanschlusskasten oder Stromzähler) in die Anlagen (Elektroauto, Wärmepumpe, PV-Anlage, Batteriespeicher) oder sogar in die Wohnung (Weisswaren, Beleuchtung, Internet und Content).

Wie in Kapitel 2.1 beschrieben, braucht es eine gemeinsame Sprache für die interdisziplinäre Zusammenarbeit im Thema «Smart Grid». So auch in der technischen Sprache des Datentransfers: es braucht standardisierte Schnittstellen und Produkte, die kompatibel und flexibel eingesetzt werden können. Dafür setzt sich unter anderen der Verein «SmartGridready» ein (Verein SmartGridready, 2020).

Viele Energieversorger hatten früher bereits eine Schnittstelle bis zu den Weisswaren mit der Rundsteuerung v.a. in Form von Sperrstunden. Dies stiess und stösst bei der Kundschaft zunehmend auf geringere Akzeptanz, weshalb flexiblere und interaktivere Modelle gefragt sind.

Mit dem Projekt «Verteilte Einspeisung in Niederspannungsnetze - VEiN» (Schnyder Ingenieure, 2010-2017, <https://vein-netz.ch/>) konnte aufgezeigt werden, dass die Herausforderungen an die Verteilnetzbetreiber durch die Zunahme der dezentralen Einspeisungen mit zusätzlichen Netzelementen gemeistert werden können. Für die Beherrschung der wohl grössten Herausforderung der Zunahme von Spannungsschwankungen können die Netzelemente wie regulierbare Transformatoren, Längsregler und elektrische Speicher eingesetzt werden. Im Weiteren besteht auch die Möglichkeit auf die dezentralen Energieerzeugungsanlagen Einfluss zu nehmen. Zur Optimierung des Einsatzes der Netzelemente, können Prognosen sowie auch Messdaten berücksichtigt werden.

Fazit

Neben der wichtigsten Herausforderung der Versorgungssicherheit, kommen weitere technische, finanzielle (wie finanziert sich das zukünftige Verteilnetz) und regulatorische Anforderungen (z.B. Vergütung von Flexibilitäten), aber auch Ansprüche der Kundschaft auf Energieversorgungsunternehmen zu: weitere Netze (beispielsweise Telecom, Wärme) sowie Automatisierung oder Dezentralisierung und damit Integration und Kommunikation. Das Verteilnetz sollte somit zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit technisch optimiert werden und neue Geschäftsmodelle sollten kundennah in den Bereichen: erneuerbare Energien, Elektromobilität, Speicher etc. entwickelt werden und wegfallende Margen aus dem Energiegeschäft kompensieren.

3.4 Rolle der EVU

Die Landschaft der Energieversorgungsunternehmen in der Schweiz verändert sich. Zwischen den Jahren 2010 und 2019 hat die Anzahl Verteilnetzbetreiber gemäss Zahlen der EICom von 738 auf 622 um rund 15 % abgenommen. Die Gemeindewerke, oft eng mit der Gemeindeverwaltung vernetzt, müssen nebst der Sicherstellung der Energieversorgung ihre Rolle im sich stark wandelnden Umfeld finden. Die Entwicklung einer «SmartGridReady» Infrastruktur ist ein wichtiger Aspekt darin. Kundenorientierung, Diversifizierung und erneuerbare Energieproduktion sind weitere Entwicklungsthemen.

Immer mehr vereinen Energieversorgungsunternehmen unterschiedliche Rollen (siehe auch Kapitel 1.2) mit unterschiedlichen oder gar gegensätzlichen Zielen und Anforderungen. Dies erschwert die Definition eines (oder mehrerer) stringenten Geschäftsmodells für Gemeindewerke.

Fazit

Erfolgreiche Energieversorger werden in Zukunft die Versorgungssicherheit technisch voll optimiert gewährleisten und neue Geschäftsmodell werden mit Kunden evaluiert und entwickelt.

3.5 SWOT-Analyse

Als Zusammenfassung der Analysephase dient die SWOT-Analyse. Diese enthält auch die Erkenntnisse aus den Interviews mit den Projektpartnern.

Gelegenheiten

Der Smartmeter-Rollout wird als Gelegenheit angesehen, weil zukünftig mehr Daten zur Verfügung stehen werden und dadurch neue Geschäftsmodelle und mehr Transparenz über den Zustand des Verteilnetzes möglich sind.

Bedrohungen

Unsicherheit über die Entwicklung der gesetzlichen Rahmenbedingungen wie bspw. eine Gasmarktöffnung, welche auch Auswirkungen auf die Strommarktöffnung haben könnte oder eine Liberalisierung des Messwesens, werden als Bedrohung wahrgenommen.

Durch die zunehmende Komplexität und involvierten Akteure in einem Smart Grid steigen auch die Anforderungen an den Informationsfluss. Die Gemeindewerke befürchten, dass sie über wichtige Installationen nicht mehr richtig informiert werden.

Stärken

Eine der grossen Stärken der Gemeindewerke sind ihre lokale Verankerung und der persönliche Bezug zur Bevölkerung und damit zu den Kundinnen und Kunden. Die Organisationen sind relativ klein, was eine hohe Flexibilität und Agilität der Unternehmen ermöglicht. Ausserdem können Synergien zu anderen Medien und Netzen einfacher genutzt werden, da viele Gemeindewerke als Querverbundunternehmen organisiert sind. So können bspw. durch eine Produktionsanlage Flexibilitäten genutzt werden.

Schwächen

Die kleineren Energieversorger fühlen sich schlecht vertreten gegenüber der Politik und beklagen ein mangelndes Lobbying. Bei den meisten Unternehmen ist viel Know-How auf einzelne Personen kumuliert, was ein Klumpenrisiko darstellt. Obwohl die meisten Gemeindewerke klein sind, mangelt es ihnen an Fokussierung. Dies verschärft den bereits vorhandenen Ressourcenmangel. Bei den Unternehmen, welche stark politisch gesteuert werden, weil sie zu 100 % im Besitz der Gemeinde oder als Abteilung der Gemeinde organisiert sind, ist der politische Wechsel und das mangelnde Fach-Knowhow der Politiker erschwerend für eine aktive und langfristige Strategie.

Chancen

Der Smartmeter-Rollout wird als Chance angesehen, um neue Kundendienstleistungen z.B. im Bereich Monitoring anzubieten oder auch um die eigenen Prozesse (z.B. Stromrechnung mit Meter2Cash) zu optimieren. Da alle Netzbetreiber dieselben Anforderungen erfüllen müssen durch die starke Regulierung könnte eine Standard-IT-Lösung möglich sein oder Partnerschaften zur Entwicklung von Lösungen. Durch die höhere Transparenz über den Zustand der Verteilnetze erhoffen sich die Gemeindewerke auch Entscheidungshilfen für zukünftige Netzinvestitionen.

Risiken

Die Hardware der smarten Technologien besteht aus Elektronik, welche eine relativ geringe Lebensdauer (10 Jahre) gegenüber der bestehenden Netzinfrastruktur (20-40 Jahre) haben. Dadurch befürchten die Gemeindewerke Fehlallokationen ihres Kapitals. Ausserdem birgt der schnelle Wandel

resp. Anpassung der gesetzlichen Rahmenbedingungen, dass gewisse Geschäftsmodelle schnell nicht mehr erlaubt sind. So z.B. das VNB-Modell für ZEV.

Tabelle 1: SWOT-Analyse durch Befragung der Projektpartner

Gelegenheiten	Bedrohungen
<ul style="list-style-type: none"> • Smartmeter Rollout ist Pflicht → mehr Daten, mehr Transparenz über Netzzustand möglich 	<ul style="list-style-type: none"> • Anstehende gesetzliche Änderungen (Gasmarktöffnung, Liberalisierung Messwesen) • Mangelnder Informationsfluss (bspw. Meldung neue Verbraucher und Produktion)
Stärken	Schwächen
<ul style="list-style-type: none"> • Lokale Verankerung → Vertrauen • Klein → agil • Querverbund: Nutzung von Synergien • Eigene Produktionsanlagen erhöhen Flexibilität 	<ul style="list-style-type: none"> • Geringes Lobbying für kleine VNB • Mangelnde Fokussierung • Ressourcenmangel • Klumpenrisiko durch personengebundenen Wissen • Politische Steuerung (teilweise mangelndes Wissen bei Politikvertretern)
Chancen	Risiken
<ul style="list-style-type: none"> • Entscheidungshilfe bei Netzinvestitionen • Alle dieselbe Herausforderung → Standard IT-Lösung / Partnerschaften • Entwicklung von Kundendienstleistungen, z.B. Monitoring • Prozesseffizienz (Meter2Cash) 	<ul style="list-style-type: none"> • Fehlallokation von Kapital (Abwägung wie viel Intelligenz und wie viel Kupfer) • Kürzere Lebensdauer (Smartmeter & Steuerungskomponenten) • ZEV (Praxis-Modell nicht mehr zulässig)

Fazit

Viele Gemeindewerke konnten sich bislang nicht so stark mit dem Thema Digitalisierung, Smart Grid auseinandersetzen, weshalb sie froh um Unterstützung sind. Mit dem Leitfaden, der mit diesem Projekt entwickelt worden ist, erhalten sie eine Entscheidungshilfe, wie sie die Tätigkeiten priorisieren sollen, resp. was sie weiterhin selbst machen, was auslagern und was mit Kooperationen entwickeln sollen. Dadurch kann auch das Risiko für Fehlallokationen von Kapital minimiert werden.

4 Lösungsansätze, Stand der Forschung

Die Fragen, ob sich die Investition in Intelligenz lohnt oder was mit den gesammelten (Smartmeter)-Daten geschehen soll, werden auch in der Forschung diskutiert. In Gesprächen mit Vertreterinnen und Vertretern der ETH, des BFE und weiteren Institutionen hat sich gezeigt, dass auf die meisten Fragen noch keine konkreten Antworten vorliegen.

Im Anhang befindet sich eine nicht abschliessende Aufzählung von Forschungsprojekte, welche z.T. Lösungsansätze anbieten.

Um diese Fragen abschliessend und zielführend beantworten zu können, sind die Forschungsinstitutionen auf Mitwirken von Energieversorgungsunternehmen angewiesen. Instituts- und Forschungsleitende freuen sich auf Kontaktaufnahme und sind offen für Ideen, Anregungen und Hinweise.

5 Ergebnis des Projekts: Massnahmenvorschläge

Das Hauptergebnis des Projekts, die Massnahmenvorschläge in Form eines Leitfadens für Gemeindewerke, ist auf der Webseite www.zukunftverteilnetz.ch abgebildet. So sind die Ergebnisse öffentlich zugänglich und auffindbar. Ausserdem lässt sich auf einfache Art durch die Massnahmen navigieren. Ziel ist es, dass Mitarbeitende von Gemeindewerken selbständig die Massnahmen des Leitfadens bearbeiten.

Der Leitfaden ist in zehn Handlungsfelder unterteilt.

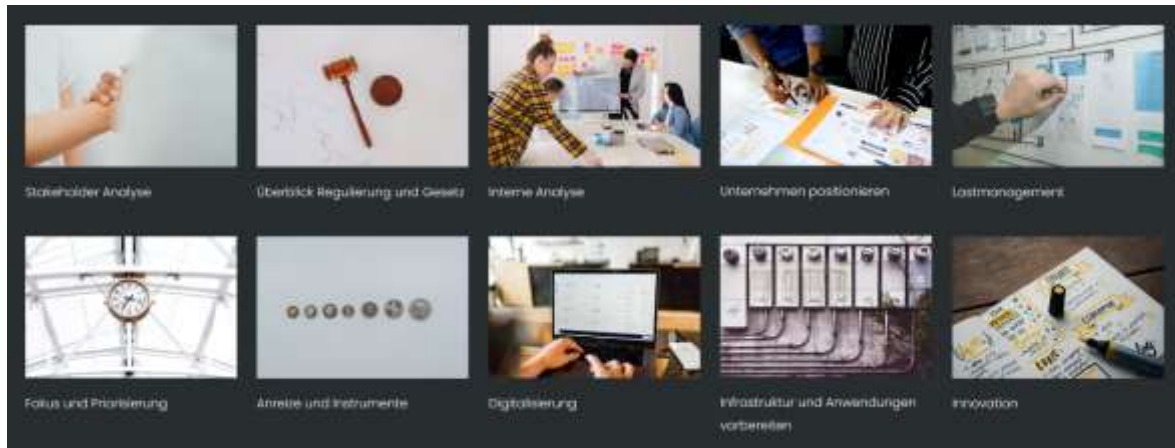


Abbildung 8: Handlungsfelder des Leitfadens auf der Webseite www.zukunftverteilnetz.ch

Jedes Handlungsfeld beinhaltet mehrere Massnahmenvorschläge. Diese sind fortlaufend nummeriert, insgesamt sind 27 Massnahmen beschrieben. Für jede Massnahme ist eine Liste benötigter Grundlagen (andere Massnahmen, Studien, Branchenempfehlungen etc.) vorhanden. Der Ablauf der Massnahme wird beschrieben, und die Beteiligten der Massnahme werden vorgeschlagen. Ausserdem werden die nachfolgenden Schritte formuliert. Damit die Umsetzungshürde niedriger wird, sind meistens auch Links zu guten Beispielen vorhanden.

Für rund zehn Massnahmen sind Arbeitsblätter vorhanden, die auf der Webseite heruntergeladen und als Hilfestellung zur Durchführung dieser Massnahmen verwendet werden können. Weitere Arbeitsblätter können im Verlauf der Webseite-Verwendung in Zusammenarbeit mit weiteren Nutzen entstehen und zur Verfügung gestellt werden.

Zielgruppe der Webseite sind Mitarbeitende von Gemeindewerken, welche sich mit dem Thema «Smart Grid» befassen. Auf eine klare Kategorisierung der Energieversorgungsunternehmen (beispielsweise nach Grösse, oder nach Abdeckung der Wertschöpfungskette), um relevante Massnahmen des Leitfadens vorzuschlagen, wurde aus zwei Gründen verzichtet:

1. In der Diskussion mit den Projektpartnern wurde klar, dass die Herausforderungen und Hemmnisse der unterschiedlichen Gemeindewerke sehr ähnlich sind und sich kaum durch Kategorisierung eingrenzen lassen.
2. Der Leitfaden ist so aufgebaut, dass individuell durch die Massnahmen navigiert werden kann und nur diejenigen ausgeführt werden können, welche relevant erscheinen.

Bei Bedarf erhalten Interessierte die Möglichkeit, mit Ausfüllen eines kurzen Fragebogens eine kostenlose Kurzanalyse des aktuellen Stands im Thema «SmartGridReady» und einen individuellen Vorschlag für relevante Massnahmen zu erhalten. Damit ersparen sie sich die Navigation und Suche nach geeigneten Massnahmen auf der Webseite.

6 Inputs für die Weiterentwicklung des Verteilnetzes

Neben der Umsetzung der Massnahmenvorschläge, welche auf der Webseite www.zukunftverteilstrom.ch dargestellt sind, folgen abschliessend ein paar Bemerkungen zum zukünftigen Netz- und Tarifdesign sowie Hinweise, wie die Organisationsstruktur von Gemeindewerken robuster und zukunftstauglich angepasst werden kann.

6.1 Netz- und Tarifdesign

Das frühere Energiesystem war bekanntlich als «Wasserfall» konzipiert, in welchem Grosskraftwerke Energie über Übertragungs- und Verteilnetze zu den Konsumenten bringen. Durch den vermehrten Einsatz von dezentralen Stromproduktionsanlagen (direkt bei den Konsumenten, aber auch auf Gemeindeebene) wird auf unterschiedlichen Netzstufen Strom produziert und ins Netz eingespeist, was neue Anforderungen an das Netzdesign stellt. Neu sollte das Netz «von hinten» designt werden. Auf die Optimierung auf Stufe Gebäude (Hausanschlusskasten), mit Produktion, Konsum und Speicherung von Strom und allenfalls anderen Medien, folgt die Optimierung der Stufe Areal / Quartier (Trafokreis), dann auf Stufe Gemeinde (Verteilnetz). So kann sichergestellt werden, dass die Infrastruktur nicht für die maximale Last ausgelegt wird, sondern für die wahrscheinliche, tatsächliche Last. Sogenannte Microgrids (in sich geschlossene Verteilnetze, welche auch unabhängig der höheren Netzebenen autonom betrieben werden können) können Synergien zu den höheren Netzebenen aufweisen und die Stabilität der Verteilnetze erhöhen. (e-genius, 2020)

Investitionen ins Strom-Verteilnetz sind dem Netztarif und in den Anschlussgebühren anrechenbar. Unklar ist, ob und welcher Anteil einer Investition in Intelligenz und IT anstelle einer Netzverstärkung an den Netztarif oder an die Anschlussgebühren anrechenbar sind. Das BFE bzw. der Netzregulator EICom sollte eine genauere Regelung ausarbeiten.

6.2 Organisationsstruktur von Gemeindewerken überdenken

Die Ausgangslage der Verteilnetzbetreiber hat sich geändert. Die Regulatorien und Gesetze ändern sich laufend und es ist eine grosse Herausforderung, die aktuellen Bestimmungen zu kennen und deren Auswirkungen auf die eigenen Tätigkeiten richtig zu interpretieren. Grössere Anpassungen wie die anstehende Marktöffnung bzw. eventuelle Liberalisierung des Messwesens verunsichern.

Viele Branchen werden aktuell vom «Expresszug» Digitalisierung überrannt. Es entstehen weltweit erfolgreiche Start-Up-Firmen, welche disruptive Geschäftsmodelle umsetzen und alteingesessene, traditionsreiche Firmen und Denkmuster überrumpeln. In der Strombranche hat die Disruption noch nicht im gleichen Ausmass Einzug gehalten wie beispielsweise in der Taxibranche (Uber) oder Tourismusbranche (airbnb); wahrscheinlich aufgrund der hohen Abhängigkeit von Infrastruktur sowie der geltenden Regulatorien und Gesetze.

Nichts desto trotz sind sich die Experten einig: Die Zukunft des Energieversorgungsunternehmens ist digitalisiert und kundenorientiert (Doleski, 2020). Um die Herausforderungen besser anzupacken, werden nachfolgend einige Anpassungen bisheriger Organisationsstrukturen von Gemeindewerken vorgeschlagen.

Fokus auf Kernkompetenz

Mit sinnvoller Priorisierung steigt die Chance auf eine erfolgreiche Transformation des Geschäftsmodells. Die Gemeindewerke sollten sich sehr genau überlegen, was die Kernkompetenz ihres Unternehmens ist und in Zukunft sein soll. Alles andere sollte konsequent in Kooperation mit anderen umgesetzt oder an Dritte ausgelagert werden. Dazu bieten sich insbesondere Massenprozesse wie Verrechnung und Datenmanagement oder übergeordnete Prozesse wie Innovationsmanagement an. Synergien zu anderen Gemeindewerken

Es müssen nicht alle Gemeindewerke das Rad neu erfinden. Alle stehen vor denselben Herausforderungen. Einige haben sich an die ersten Schritte proaktiv herangewagt, andere warten lieber ab. Es ist sinnvoll, sich mit anderen Gemeindewerken zusammen zu schliessen, um die Herausforderungen gemeinsam anzupacken. Dazu gibt es unterschiedliche Möglichkeiten:

- Informeller Erfahrungsaustausch und gegenseitige Referenzbesuche
- Zusammenarbeit auf Projektbasis
- Gemeinsame Aufträge von Studien und Gutachten
- Zusammenschluss für einzelne Teile der Wertschöpfungskette
- Fusion mehrerer Gemeindewerke

Die Vorteile für letztere zwei Punkte sind vielfältig:

- Fachwissen muss nicht dezentral selbst aufgebaut werden, Synergien (Zeit und Kosten) werden genutzt
- Die Kernkompetenzen können bei jedem Energieversorgungsunternehmen unterschiedlich sein. Diese ergänzen sich oft gut untereinander.
- Gemeinsam erhöht sich das Gewicht der einzelnen Gemeindewerke in der Landschaft der Energieversorgungsunternehmen der Schweiz

Gesamtheitliche Sichtweise

Die Entwicklung hin zum Smart Grid findet nicht nur im Bereich Verteilnetz statt. Dabei ist das ganze Unternehmen gefordert, von der Informatik, zur Verrechnung, zum HR und bis zum Zählerabteilung. Deshalb ist es wichtig die unterschiedlichen Sichtweisen und Fachwissen zusammen zu bringen und miteinzubeziehen.

Diversität auf allen Stufen

Für die erfolgreiche Transformation des bisherigen Geschäftsmodells braucht es neue Fähigkeiten wie Informatikkenntnisse, Datenmanagement, Kundeneinbindung, Geschäftsmodellentwicklung etc. Es bietet sich an, die Belegschaft auf allen Stufen zu diversifizieren und sicher zu stellen, dass die Kompetenzen Innovation, Digitalisierung und Geschäftsmodelle im Steuerungsgremium abgedeckt werden. Insbesondere in der Geschäftsleitung und im Steuerungsgremium ist eine ausgewogene Vertretung unterschiedlicher Altersgruppen, der Geschlechter und unterschiedlicher fachlicher Hintergründe sehr empfehlenswert.

Change Management

Der Einbezug der oben genannten ganzheitlichen Sichtweise oder auch bei der Formulierung und Umsetzung eines neuen Geschäftsmodells kann einen grosser Veränderungsprozess für ein Gemeindewerk darstellen. Für eine gelungene Umsetzung ist eine professionelle Change Management Begleitung mit Einbezug aller Beteiligten (Belegschaft, Steuerungsgremium, Kundinnen und Kunden, Lieferanten, Stakeholder) sehr hilfreich. Der internen Kommunikation wird oft viel zu wenig Gewicht geschenkt, was die Umsetzung erforderlicher Anpassungen innert der notwendigen Zeit unnötig verzögern oder gar verhindern.



Amstein + Walthert
gestaltet die Energie-
versorgung der Schweiz
aktiv mit.

7 Quellenverzeichnis

- Bundesamt für Energie. (2015). *Smart Grid Roadmap Schweiz*.
- Dean, J. e. (2019). *A Simple Plan for Modernizing the Power Grid*. Boston Consulting Group.
- Doleski, O. D. (2020). Energieversorgungsunternehmen neu denken: Utility 4.0. In O. D. (Hrsg.), *Realisierung Utility 4.0 Band 1*. Springer Vieweg.
- e-genius. (07. 09 2020). *Kurs Smart Cities, Teil 2*. Von Intelligente Stromnetze: 5.13
Lösungsansätze: <https://www.e-genius.at/mooc/smart-cities-teil-2/woche-5-urbane-energiesysteme/513-loesungsansaeetze> abgerufen
- e-genius. (01. 09 2020). *Kurs Smart Cities: Teil 2*. Von Intelligente Stromnetze, 5.12
Herausforderungen: <https://www.e-genius.at/mooc/smart-cities-teil-2/woche-5-urbane-energiesysteme/512-herausforderungen> abgerufen
- Eidgenössische Elektrizitätskommission EICom. (04. 06 2020). *Eidgenössische Elektrizitätskommission EICom*. Von EICom informiert über die Bedeutung der inländischen Winterproduktion, über die Importsituation sowie über die Tarifentwicklung :
<https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-79322.html> abgerufen
- Opitz, D. C. (2018). *(Mega-)Trends/Stadtwerk 2025 - Abschlussbericht*. St. Gallen: Universität St. Gallen, Kompetenzzentrum Energy Management.
- Resch, K. (5. 12 2018).
- Schnyder Ingenieure (2010-2017). *VEiN - Verteilte Einspeisung in Niederspannungsnetze*.
<https://vein-netz.ch/>
- Smart Electric Power Alliance. (03. 09 2020). *Smart Electric Power Alliance*. Von Smart Grid Ontology: <https://sepapower.org/smart-grid-ontology/> abgerufen
- Sutter, M. (12. 12 2019). *energate Messenger*. Von Digitalisierung: Daten sind im Energiesektor noch schwer zugänglich. : https://content.energate.de/messenger-ch/index.php?action=showSingleNewsletter&userId=72488&nllid=180355&hash=554da902f6a2e8a912cbe38e41dc674f7f07cb089989cd22f3cb4e99a7e904a8&Energate_Session=72a4f3c0f31598a4fbc35626fdcf2bb0#issue197913 abgerufen
- Verein SmartGridready. (03. 09 2020). *SmartGridready*. Von SmartGridready:
<https://www.smartgridready.ch/> abgerufen

8 Anhang

Tabelle 2: Aufzählung von Forschungsprojekten zum Thema "Smart Grid".

Institution(en)	Projekt	Jahr	Erkenntnis
ETH, PSI, Empa, Smart Grid Solutions, Super Computing Systems, Adaptricity, National Instruments	<u>ReMaP</u> : Cloudbasierte Datenplattform, um die Auswirkungen unterschiedlicher Szenarien und Technologien zu simulieren.	2019	Interessant für die Berechnung von Auswirkungen unterschiedlicher Technologien ins bestehende System.
ETH PSL, Adaptricity	Nutzung von Smartmeter Daten zur Ermittlung von Zustandsanalysen oder für stochastische Lastprofile	2018	Dieses Thema ist wissenschaftlich noch nicht abgeschlossen untersucht.
ETH PSL	Nutzung von Daten zur Optimierung von Smart Grids	2019	Die Frage, ob sich Intelligenz oder Kupfer eher lohnt, ist sehr komplex. Es ist zu berücksichtigen, welcher Zusatznutzen künftig über mehr Daten und / oder mehr Intelligenz erreicht werden kann.
ETH PSL	Datenschutz im Smart Grid: Erhöhung der Anonymität trotz Nutzung von Smartmeter Daten durch Model Predictive Control	2020	Mögliche Lösung, um hochaufgelöste Smartmeter Daten für Regelung der Netze zu nutzen.
BFE, Misurio, Raiffeisen Schweiz, Empa	<u>SHED Swiss Hub for Energy Data</u>	2020	Aufbau einer nationalen Dateninfrastruktur mit einheitlichem und fairem Datenzugang zur gemeinsamen Umsetzung der Energiestrategie 2050 ist notwendig.
ZHAW, eniwa, elena international GmbH, Universität Basel / Forschungsstelle Nachhaltige Energie- und Wasserversorgung	Netflex: Effiziente Netzentgelte für flexible Verbraucher	2019-	Der Fokus liegt auf effizienten und kostenminimierenden Tarifen. Es werden die Lastflüsse verschiedene Zukunftsszenarien berechnet und analysiert welche Auswirkungen diese auf den Netzausbau haben, resp. wie dieser vermieden werden kann.
SUPSI: Scuola universitaria professionale della Svizzera italiana, Berner Fachhochschule, Alpiq, EBM, Regioenergie Solothurn	<u>Gridsense</u>	2009-2015	Entwicklung eines Hausmanagers, welcher durch intelligente Algorithmen verschiedene Geräte ansteuert. Die Pilottests fanden im Netzgebiet der EBM und Regioenergie Solothurn statt.