

Zukunftsbilder und Technologien für Verteilnetze

Der Technology Outlook für die
Energiewelt von morgen

Inhaltsverzeichnis

Management Summary	3
Energiesysteme im Wandel und die Bedeutung innovativer Technologien	4
Herausforderungen für die Verteilnetzbetreiber	6
Stimmungsbild bei den Schweizer Verteilnetzbetreibern	8
Lösungen am Horizont	10
Glossar: Technologien für die Energiewende	12
Software für digitale Netzwerke und Kommunikationsprotokolle	12
Hardware für digitale Netzwerke und Kommunikationsprotokolle	13
Batterien	13
Intelligentes, bidirektionales Laden von Elektrofahrzeugen	15
Erneuerbare Kraft-Wärme-Kopplung (Power-to-Heat)	16
Schwarzstartfähige, unabhängige und erneuerbare Mini-Grids	17
Aggregatoren	18
Time-of-Use-Tarife und Energy as a Service	19
Neugestaltung der Systemdienstleistungs- und Kapazitätsmärkte	20
Methodik	21
Referenzen	22

Management Summary

Die vorliegende Publikation ist eine Zusammenarbeit der Schweizerischen Akademie der Technischen Wissenschaften SATW und des Nationalen Forschungsschwerpunkts (NFS) Automation (Kurzbezeichnung auf Englisch: NCCR Automation). Sie verfolgt das Ziel, kleinen und mittleren Verteilnetzbetreibern, Energieversorgungsunternehmen und Entscheidungsträger:innen in der Schweiz einen Überblick über den anstehenden Wandel im Energiesystem zu geben. Die Publikation soll aber auch daraus resultierende Chancen, innovative Technologien, mögliche Lösungen und neue Geschäftsfelder aufzeigen, um eine zuverlässige und rentable Energieversorgung bis 2050 sicherzustellen.

Das Energiesystem wird dekarbonisiert, dezentralisiert, digitalisiert und stärker elektrifiziert. Die Endkund:innen werden nicht nur zu grösseren Verbraucher:innen, sondern auch zu bedeutenden Stromproduzent:innen. Die unteren Netzebenen gewinnen somit für das Gesamtsystem an Bedeutung, sehen sich aber auch mit Herausforderungen konfrontiert. Technologien bieten Lösungen und eröffnen neue Geschäftsmodelle. Weil sich die politische Situation und die regulatorischen Rahmenbedingungen bis 2050 unvorhersehbar ändern können, werden sie in der Publikation nicht berücksichtigt. Änderungen der Rahmenbedingungen führen in der Regel zu neuen Rollen und Aufgabenverteilungen unter den Akteur:innen im Energiesystem. Wer die neuen Möglichkeiten wahrnehmen darf, wird der politische Diskurs zeigen; es könnten die heutigen Verteilnetzbetreiber sein, weshalb der Begriff hier nicht eng nach Stromversorgungsgesetz ausgelegt wird.

Bereits heute sehen sich die Netzbetreiber zunehmend mit einem bidirektionalen Stromfluss und einer Infrastruktur konfrontiert, die an den Wandel angepasst werden muss. Gleichzeitig haben sie die Verantwortung, die Versorgungssicherheit und die Netzstabilität in ihrem Versorgungsgebiet sicherzustellen. Zudem geraten vor allem kleine Verteilnetzbetreiber mit Milizsystem wegen der sich ändernden, auch administrativen Anforderungen vermehrt unter Druck. Das belegen die Ergebnisse einer Umfrage bei den Schweizer Verteilnetzbetreibern (s. Kapitel Stimmungsbild bei den Schweizer Verteilnetzbetreibern): Sie fürchten hohe Investitionskosten in die Infrastruktur und haben Vorbehalte, inwieweit sie die Versorgungssicherheit in Zukunft gewährleisten können. Erschwerend kommt hinzu, dass die Digitalisierung nebst Chancen wie die Verfügbarkeit von mehr und zuverlässigeren Daten auch grosse Herausforderungen birgt, welche die Kompetenzen vieler Verteilnetzbetreiber übersteigen.

Der Energiewandel in Kombination mit neuen Technologien bietet viele Chancen. Hard- und Software für Digitalisierung sowie Energiespeicher werden erschwinglicher und zuverlässiger. Sie vereinfachen die Integration dezentraler Energiequellen ins Netz und erhöhen die Netzstabilität, ohne grosse Investitionen in das physische Verteilnetz zu erfordern. Beschränken lokale Anbieter:innen ihre Aktivität nicht nur auf Stromlieferung, sondern setzen sie auch auf Sektorkopplung, besteht die Möglichkeit, innerhalb des eigenen Versorgungsgebiets in die Bereiche Wärme und Mobilität zu wachsen. Dank neuer Geschäftsmodelle wie Aggregatoren und Energy as a Service können die Energieversorger im Energiesystem eine aktivere Rolle spielen und neue Dienstleistungen anbieten. Digitale Datenplattformen, welche die Endkund:innen zusammenschliessen, spielen dabei eine Schlüsselrolle. Um davon zu profitieren, ist ein Grundverständnis in Informations- und Kommunikationstechnologien, in Datenerhebung, Datenanalyse und Datenschutz sowie in Cybersicherheit unabdingbar. Dies kann intern aufgebaut oder allenfalls als Service eingekauft werden.

Die Landschaft der Schweizer Verteilnetzbetreiber ist sehr vielfältig und dadurch gibt es keine allgemeingültige Lösung, um den Herausforderungen zu begegnen. Je nach individuellen Stärken lohnt es sich, Bestehendes auszubauen und im eigenen Versorgungsgebiet zu wachsen oder eine Konsolidierung mit anderen Verteilnetzbetreibern in der Region anzustreben. Die Expert:innen betonen, dass der Schlüssel zum Erfolg darin liegt, in Systemen zu denken, die über die heute bestehenden Aufgabenteilungen und Zuständigkeiten hinausgehen.

Die Publikation beschreibt den Wandel im Energiesystem und geht auf die Bedeutung innovativer Technologien ein. In einem weiteren Kapitel werden die Herausforderungen für die Verteilnetzbetreiber aus verschiedenen Blickwinkeln beleuchtet, gefolgt von einem Stimmungsbild bei dieser Interessensgruppe, das auf der Basis einer Umfrage entstand. Das Schlusskapitel zeigt Chancen und Entwicklungsmöglichkeiten auf, deren technologische Aspekte im Glossar vertieft werden.

Energiesysteme im Wandel und die Bedeutung innovativer Technologien

Die Nuklearkatastrophe in Fukushima 2011 und die zunehmenden Risiken des Klimawandels haben in der Schweiz und vielen Ländern weltweit eine Transformation der Energiesysteme angestoßen. Neben dem Ziel der Dekarbonisierung, der graduellen Abkehr von fossilen Energieträgern, ist aufgrund der jüngsten geopolitischen Ereignisse die Gewährleistung der Versorgungssicherheit in den Fokus gerückt. Weiter muss die Energie für die Verbraucher:innen bezahlbar bleiben. Die schweizerische Energiestrategie 2050, welche mit dem 2017 verabschiedeten Energiegesetz einen neuen Rechtsrahmen erhielt, verfolgt diese Zielsetzungen und basiert auf drei Stossrichtungen: Steigerung der Energieeffizienz, Ausbau von erneuerbaren Energien und Ausstieg aus der Kernenergie. Für die Stromwirtschaft legt die Energiestrategie 2050 das Fundament für einen grundlegenden Wandel. Dieser Wandel eröffnet Chancen, stellt aber gerade die Verteilnetzbetreiber (VNB) vor grosse Herausforderungen. Viele VNB der Schweiz sind als integrierte Energieversorgungsunternehmen über den Stromnetzbetrieb hinaus in anderen Geschäftsbereichen wie beispielsweise Solarausbau oder Wärmeversorgung aktiv. Dabei müssen sie gemäss geltendem Recht den Netzbetrieb informatorisch und buchhalterisch strikt vom übrigen Geschäft trennen: Im Netzbetrieb gewonnene Informationen dürfen nicht in anderen Geschäftsbereichen genutzt werden und das Netz darf nicht quersubventioniert werden (vgl. Referenzen [1]). Diese Publikation befasst sich mit Entwicklungen, technologischen Innovationen und sich daraus ergebenden neuen Geschäftsmodellen im Bereich der Verteilnetze allgemein. Sie betrifft damit nicht nur die gesetzlich definierte Rolle der VNB als Netzbetreiber im regulierten Bereich, sondern geht davon aus, dass sich die Rollen und Aufgaben der Akteur:innen in der Energieversorgung bis 2050 ändern werden. Wer welche der neuen Möglichkeiten wahrnehmen darf, wird der politische Diskurs zeigen. Es können aber durchaus die heutigen VNB sein, weshalb der Begriff in der Publikation nicht strikt nach dem Stromversorgungsgesetz ausgelegt wird.

Im Rahmen der Transformation werden die Energiesysteme nicht nur dekarbonisiert und somit elektrifiziert, sie werden auch dezentralisiert. Die zunehmende Elektrifizierung erhöht den Strombedarf, auch wenn der Gesamtenergieverbrauch sinken wird. Die Endkund:innen werden nicht nur zu grösseren Verbraucher:innen, sondern auch zu bedeutenden Stromproduzent:innen, sie agieren als sogenannte Prosumer:innen. Der Begriff setzt sich aus producer, also Produzent:in, und consumer, Konsument:in, zusammen. Diese Entwicklung erhöht zwar

die Gesamtproduktion, aber auch deren Volatilität. Da die Prosumer:innen sowohl Strom einspeisen als auch aus dem Netz beziehen, sehen sich die VNB mit einem bidirektionalen Stromfluss konfrontiert. Dazu kommt eine Infrastruktur, die an den Wandel nicht angepasst ist. Trotz dieser Herausforderungen und Unsicherheiten stehen die VNB in der Verantwortung, die Versorgungssicherheit und die Netzstabilität in ihrem Versorgungsgebiet sicherzustellen.

Die Energieversorgung der nächsten 25 Jahre wird international geprägt von der zwingend notwendigen Dekarbonisierung und einer zunehmenden Dezentralisierung. In der Schweiz mit ihren nicht fossilen Grosskraftwerken steht der zweite Trend im Vordergrund. Damit geht in jedem Fall eine Verschiebung von punktuellen, grossen Kraftwerken, welche auf der höchsten Netzebene einspeisen, zu vielen kleinen, dezentralen Kraftwerken einher, welche auf tieferen Netzebenen einspeisen und oft auf Wind und Sonne basieren (Abbildung 1).

Die Zukunft wird vermehrt Elektrifizierung sehen. Trotz eines sinkenden Gesamtenergieverbrauchs wird deshalb der Stromverbrauch steigen, was zu einer höheren Stromproduktion führen muss. Die heutige Stromproduktion von Schweizer Grosskraftwerken (Netzebene 1) wird bis 2050 deutlich sinken. Im Gegenzug werden die Endkund:innen (Netzebene 7) nicht nur zu grösseren Verbraucher:innen, sondern auch zu bedeutenden Stromproduzent:innen. Zehnmal mehr Strom wird über Photovoltaik eingespeisen werden und 70-mal mehr Strom als heute wird aus den Batterien angeschlossener Elektrofahrzeuge zur Verfügung stehen. Dies erhöht zwar die Gesamtproduktion, aber auch deren Volatilität. Die Verlagerung eines bedeutenden Teils der Energieproduktion auf die Netzebene 7 führt dazu, dass die Kund:innen der VNB vermehrt zu Prosumer:innen werden.

Von den sich ändernden Gegebenheiten können neue Akteure wie Aggregatoren oder Dienstleistende für Areal- oder Inselnetze profitieren – und somit auch VNB, wenn sie sich neu ausrichten und mit neuen Produkten oder Geschäftsmodellen diversifizieren. Für VNB werden sich aber nicht nur die Beziehungen zu Endkund:innen (Prosumer:innen) weiterentwickeln. Die Bereitschaft, sich auf Veränderungen beim Energieaustausch mit höheren Netzebenen und Energiemärkten einzustellen wie auch auf andere Art und Weise mit den Übertragungsnetzbetreibern zusammenzuarbeiten, wird von grosser Bedeutung sein.

Die Energietransformation wird begleitet, gefördert oder teilweise erst ermöglicht durch innovative Technologien, insbesondere im Bereich der Digitalisierung der Systeme. Es ist entscheidend, dass die VNB die Chancen dieser technologischen Entwicklungen erkennen und für sich nutzen. Bestehende Prozesse und Geschäftsmodelle der VNB müssen aufgrund der neuen Technologien überprüft und allenfalls angepasst werden. Die Neuerungen werden sehr wahrscheinlich zusätzliche Tätigkeitsfelder für die Netzbetreiber eröffnen.

Unter anderem werden dank Digitalisierung und Vernetzung immer mehr Geräte im Energiesystem mess- und steuerbar. Auch aufseiten der Kund:innen, die ihren Eigenverbrauch optimieren und die Kosten senken wollen. Somit wird das Verhalten der Akteur:innen auf Netzebene 7 von den heutigen Verbraucherprofilen abweichen.

Die Digitalisierung der Energieinfrastrukturen wird die heutigen Funktionen für Überwachung, Planung und Steuerung auf den Kopf stellen – auch auf der Ebene der VNB. Denn sie erlaubt, die effektive Auslastung der Systemkomponenten präziser zu messen und vorherzusagen. Energieunternehmen, die bessere Daten, Algorithmen, Vorhersagen und Steuerungsmethoden verwenden, werden ihre Infrastruktur wartungsärmer, kosteneffizient und gewinnbringender betreiben.

Technologien zur Energiespeicherung betreffen die VNB ebenfalls in vielerlei Hinsicht. Batteriespeichersysteme, sei es im Kleinformat seitens Kund:innen oder im Grossformat seitens VNB, gewinnen dank sinkender Investitionskosten und längerer Lebensdauer an wirtschaftlicher Bedeutung. Sie helfen, das Netz zu stabilisieren und die erneuerbare Produktion einzubinden. Bidirektionale Ladestationen machen das Anschliessen von Fahrzeugbatterien ans Netz vermehrt möglich und bieten damit einen Zusatznutzen. Erneuerbarer Strom kann auch mittels Wärme-Kopplung (Power-to-Heat) für Heizzwecke und industrielle Prozesse genutzt werden oder in thermischen Speichern für den saisonalen Ausgleich eingelagert werden.

Digitalisierung sowie entsprechende Kommunikationssysteme und Plattformen ermöglichen es den VNB, neue Angebote für ihre Kund:innen oder Prosumer:innen zu schaffen sowie dem Übertragungsnetzbetreiber Systemdienstleistungen anzubieten und sich an Kapazitätsmärkten zu beteiligen. Sie können möglicherweise als Aggregatoren für dezentrale Stromproduktion oder Batteriespeicher auftreten, mit Time-of-Use-Tarifen die Energienachfrage in ihrem Netz beeinflussen und Energy-as-a-Service-Angebote bereitstellen. Mit intelligenten Steuerungen können ausserdem Mini-Grids geschaffen werden, die kleine Stromerzeuger:innen lokal für den Eigengebrauch zusammenschliessen.

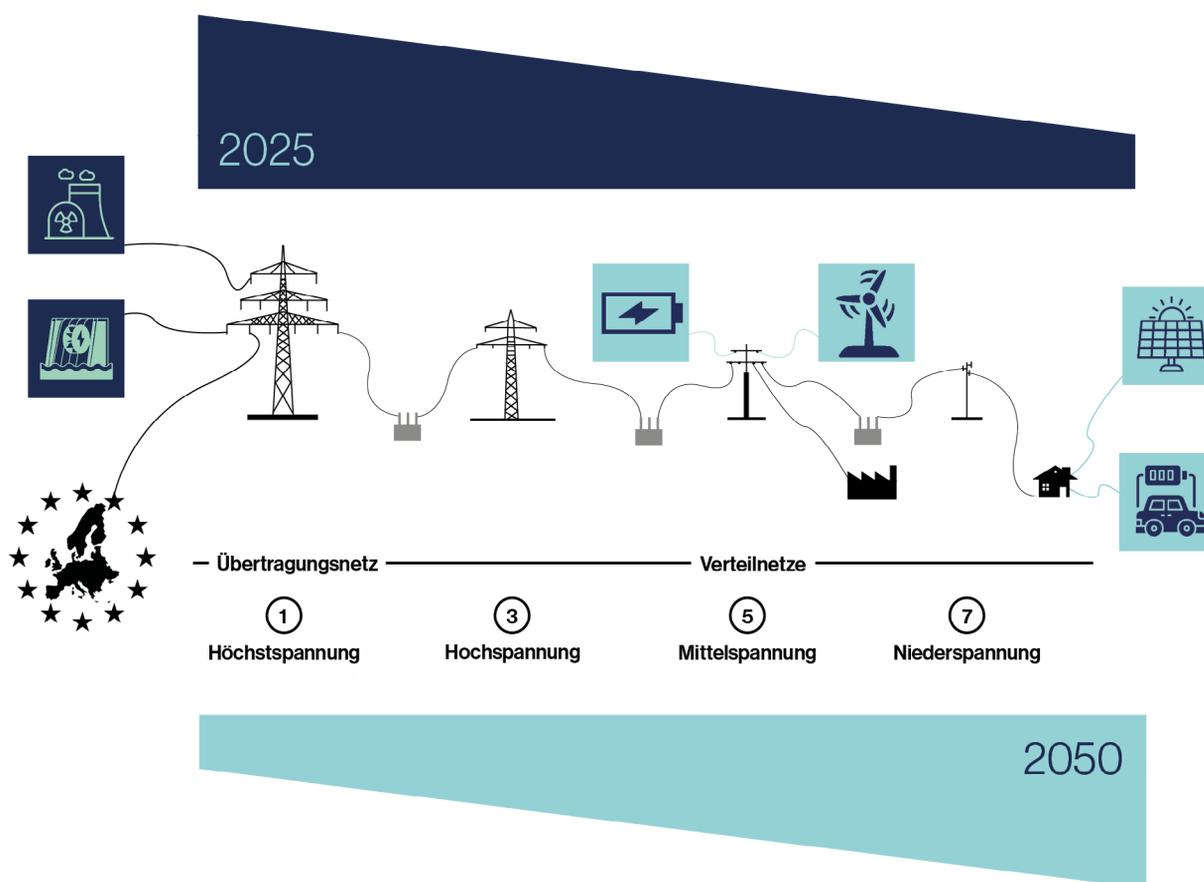


Abbildung 1 zeigt die bisherige Situation (links), bei der der Strom mehrheitlich von Grosskraftwerken produziert wird. Im Jahr 2050 (rechts) gewinnt die dezentrale Produktion und Speicherung auf Kosten der Grosskraftwerke an Bedeutung. Das führt dazu, dass die heutigen Produktionsquellen (dunkelblau) vermehrt durch dezentrale Quellen (türkis) abgelöst werden.

Bildnachweise: thenounproject.com für Piktogramme, <https://energie-info.info/energiewende-uebersicht/energietransport/> für Netzgrafik.

Herausforderungen für die Verteilnetzbetreiber

Während die heutige elektrische Energieversorgung über die vergangenen 150 Jahre organisch gewachsen ist, sind es jetzt die vorher erwähnten, vor allem externen Einflüsse, die zu grossen Veränderungen des Gesamtsystems führen. Alte Informationen und Prozesse verlieren teilweise an Wert und neue Prozesse gilt es erst zu erlernen und umzusetzen. Der Aufwand für VNB ist hoch, weil sie sich das Wissen über Vorgaben, Marktveränderungen und Technologietrends aneignen oder einkaufen müssen. Dies betrifft die ganze Organisation von der Führung bis zu den Mitarbeitenden und die gesamte Wertschöpfungskette von den Lieferant:innen über die Dienstleistenden bis zu den Kund:innen.

Die Schweiz hat im europäischen Vergleich mit 556 VNB sehr viele Betriebe (Abbildung 2, Tabelle 1). Etwa zwei Drittel der Schweizer VNB versorgen ein Gebiet mit weniger als 5000 Einwohner:innen. Rund 120 versorgen zwischen 5000 und 30'000 Einwohner:innen und lediglich 35 VNB versorgen Gebiete mit mehr als 30'000 Einwohner:innen. Das bedeutet, dass 72 Prozent der VNB für die Versorgung von 8 Prozent der

Bevölkerung zuständig sind, aber nur 6 Prozent für die Versorgung von 75 Prozent der Einwohner:innen (Tabelle 2). Für die Studie ist demnach eine Unterteilung der VNB in klein, mittel und gross sinnvoll.

Das bei kleinen VNB verbreitete Milizsystem hat sich sowohl hinsichtlich Kosten als auch Ausfallsicherheit während vieler Jahre bewährt [2]. Mit dem Wandel im Energiesystem und den dadurch entstehenden Unsicherheiten geraten kleine und mittlere VNB, die Vollversorgungsverträge abgeschlossen haben, durch den steigenden Risikozuschlag unter Druck. Grössere VNB und Kraftwerksbetreiber mit direktem Marktzugang haben spezialisierte Teams aufgebaut und ihre Kosten niedriger gehalten.

Der Aufwand für die VNB steigt auch wegen sich ändernder Anforderungen an die Betriebsführung auf allen Ebenen. Effizientere Informationsflüsse zwischen Beteiligten werden notwendig, um auf dem aktuellen Stand von Technik, Fördermitteln und Regulatorien zu bleiben, denn veraltete Informationen können zu Fehlentscheiden, Mehrkosten und Versor-

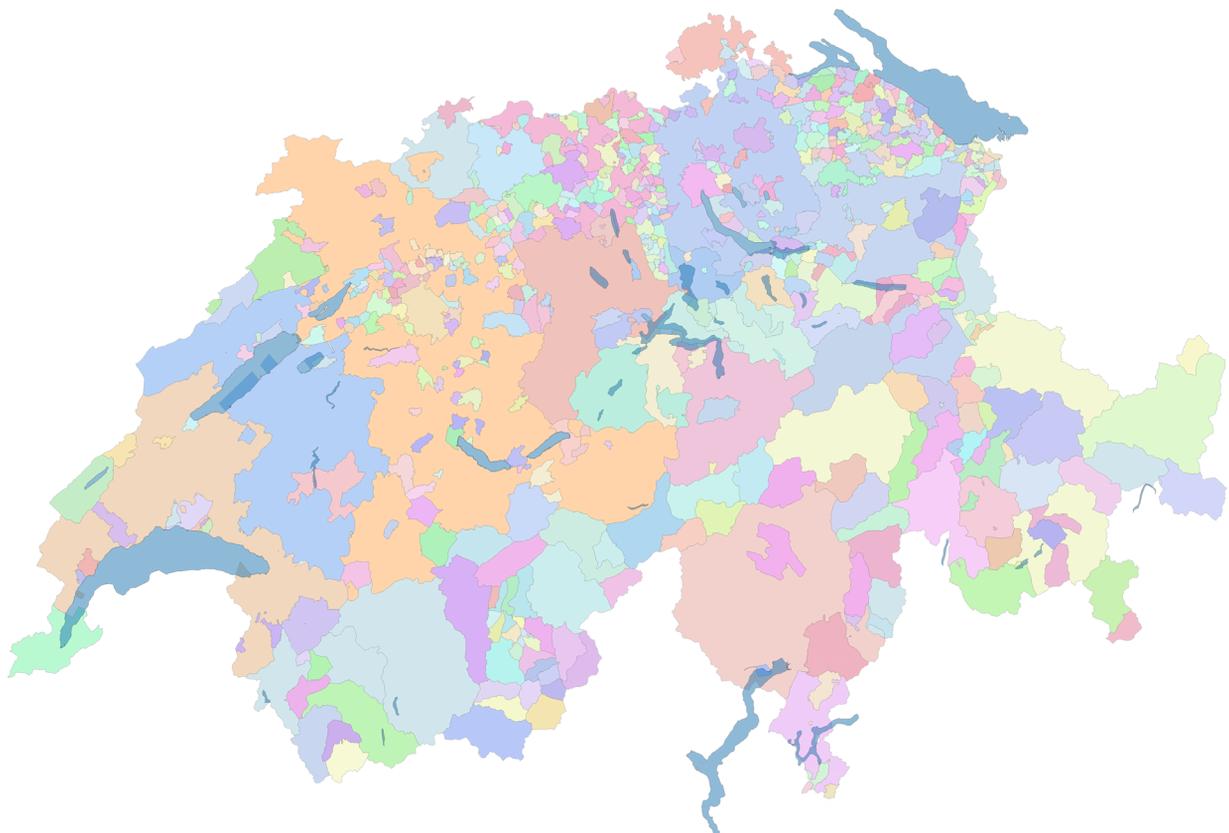


Abbildung 2 Die Versorgungsgebiete der einzelnen Verteilnetzbetreiber (dargestellt in unterschiedlichen Farben) unterscheiden sich in Bezug auf Fläche, Siedlungsgebiet, Topologie (reine Versorgungsbetriebe oder auch Energieproduzenten) und Kundenbasis stark.

Bildnachweis: www.swisseldex.ch

gungsproblemen führen. «Das drängendste Problem der Energiewende ist somit der organisatorische Wandel», ist Dominic Isenschmid der IB Murten überzeugt.

Es werden sich neue Rollen in der Energieversorgungslandschaft abzeichnen. Ob und wie VNB diese in das eigene Unternehmen einbauen, hängt von zahlreichen Faktoren wie Liberalisierung und Fachkräftekompetenz ab. Jedoch sieht man bereits heute, dass VNB im Vorteil sind, wenn sie eine aktive Rolle in der Gestaltung des Verteilnetzes der Zukunft einnehmen und sich mit dem Wandel und den neuen Themen befassen.

Land	Anzahl Einwohner:innen	Anzahl VNB	Mittlere Anzahl Einwohner:innen pro VNB
Schweiz	8'800'000	556	16'000
Belgien	11'700'000	16	731'000
Deutschland	84'400'000	883	96'000
Frankreich	68'100'000	144	473'000
Italien	58'900'000	128	460'000
Österreich	9'100'000	126	72'000
Slowenien	2'100'000	1	2'100'000

Tabelle 1: Anzahl der Einwohner:innen (Stand 31.12.2022, gerundet auf 100'000) [3] und der VNB [4] in ausgewählten Ländern sowie die mittlere Anzahl der Einwohner:innen, die jedes VNB in den ausgewählten Ländern versorgt (gerundet auf 1000).

	Anzahl Verteilnetzbetreiber	Anteil Verteilnetzbetreiber	Einwohner:innen im Versorgungsgebiet	Anteil Einwohner:innen
Klein	400	72%	700'308	8%
Mittel	121	22%	1'440'881	17%
Gross	35	6%	6'464'844	75%
Summe	556	100%	8'606'033	100%

Tabelle 2: Anzahl und Einteilung der Schweizer VNB nach Anzahl Einwohner:innen der jeweiligen Gemeinden [5, 6].

Stimmungsbild bei den Schweizer Verteilnetzbetreibern

Um Licht auf die Landschaft der Schweizer VNB zu werfen und ihre gegenwärtige Situation besser zu verstehen, wurden die Schweizer VNB eingeladen, an einer Umfrage teilzunehmen; sie bildet die Basis für dieses Kapitel. Auf die Online-Umfrage haben 50 kleine, 31 mittlere und 14 grosse VNB geantwortet. Dies entspricht knapp 20 Prozent aller Schweizer VNB.

Die Antworten lassen eine quantitative Auswertung nicht zu, da offene Fragen gestellt wurden. Dies führte zu sehr unterschiedlichen Antworten, die manchmal im Widerspruch zu wissenschaftlichen Studien stehen [7–9]. Doch auch solche Äusserungen sollen stehengelassen werden; allerdings verweist die Studie dann auf Publikationen, die eine andere Perspektive aufzeigen. Das Kapitel soll darlegen, wo die VNB als Akteur:innen in einem teils regulierten, teils nicht regulierten Markt Chancen und Herausforderungen sehen. Auch soll es ein Stimmungsbild zeichnen und die subjektiven Perspektiven der Schweizer VNB zu Wort kommen zu lassen.

Ausgangslage

Wie in der Einleitung dargelegt, wird sich die Rolle der VNB einerseits aufgrund der Energiestrategie 2050 und der daraus abgeleiteten Massnahmen verändern. Andererseits ist die heutige Zeit von grossen technologischen Veränderungen geprägt. Das Zusammenspiel aus sich ändernden Rahmenbedingungen, neuen Technologien und einer Abkehr von der zentralen Stromproduktion führt zu grossen Umwälzungen, die nicht nur das Netz selbst betreffen, sondern auch die Geschäftsmodelle. Digitalisierungsprojekte werfen zudem häufig Fragen nach der Organisationsstruktur auf. Die gegenwärtigen Veränderungen stellen die VNB vor Chancen, aber auch vor grosse Herausforderungen.

Insgesamt zeigt sich in vielen Antworten eine Verunsicherung in Bezug auf die Zukunft. Diese ist nicht die Folge von zu wenig Wissen oder falschen Informationen, sondern eher Ausdruck des gegenwärtigen technologischen Wandels. Als solche ist diese Verunsicherung auch nicht branchenspezifisch, sondern in jedem Sektor und allen Branchen anzutreffen, die vor tiefgreifenden Veränderungen stehen.

Chancen

Nach den sich abzeichnenden Chancen der derzeitigen Veränderungen gefragt, gab es in den Antworten zwei Themenkomplexe, die zwar zusammengehören, aber getrennt betrachtet werden sollen. Der eine Themenkomplex betraf die

Digitalisierung der Netze, was neue Möglichkeiten für VNB eröffnet. Der andere Themenkomplex drehte sich um neue, sich durch die Digitalisierung eröffnende Geschäftsbereiche.

Die **Digitalisierung der Stromnetze** bietet die Chance, Energie dort zu nutzen, wo sie gewonnen wird. Somit können Stromnetze mithilfe digitaler Technologien intelligenter gestaltet werden.

«Die Digitalisierung kann helfen, die Netze auf unterster Ebene zu steuern. Sprich, Energie dort zu verbrauchen, wo sie produziert wird, zum Beispiel im Quartier. So kann ein Teil der Netzausbauten vermieden werden.»

Die stark gestiegene Rechenleistung und die zunehmende Verfügbarkeit grosser Datenmengen haben die Kosten für Anwendungen der künstlichen Intelligenz (KI) stark sinken lassen. KI ermöglicht, dass bislang manuell gesteuerte Abläufe zukünftig automatisiert werden können.

Zudem ermöglichen KI-gestützte Wettermodelle präzisere Wetterprognosen und damit eine genauere Vorhersage, wann von den dezentralen Energiequellen wie viel Strom zu erwarten ist. Smart Meter – die Schnittstelle zu den Konsument:innen – liefern Daten, aus denen Nutzungsprofile abgeleitet werden können. Dies ermöglicht eine aktive Steuerung von Angebot und Nachfrage.

«Die Smart Meter generieren Daten, welche für die Netzentwicklung, Überwachung, Steuerung und Regelung hohen Nutzen bringen.»

«Angebot und Verbrauch können aufeinander abgestimmt werden. Die Volatilität der dezentralen Einspeisung kann somit ideal genutzt werden.»

Weitere Chancen digitalisierter Netze sehen VNB in einem verbesserten Lastenmanagement. Durch bessere – sprich, höher aufgelöste – Nutzungsdaten lässt sich denn auch die Entwicklung des Stromnetzes gezielter ausbauen.

Neben den technologischen Chancen eröffnen die gegenwärtigen Umwälzungen auch Chancen für **neue Geschäftsbereiche** beispielsweise in der Sektorkopplung, der Verbindung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr. Die Anbindung von Endkund:innen an digitale Plattformen, um Lasten zu steuern, Flexibilitäten zu nutzen, die Sektorkopplung zu ermöglichen und um Mehrwertdienste anzubieten, wird somit überall zu einer Schlüsseltechnologie – auf dem Land wie in der Stadt.

Einige VNB bezweifeln allerdings, dass breite Teile der Bevölkerung bereit sind, Nutzungsdaten mit den VNB zu teilen.

«Die Digitalisierung ermöglicht neue Geschäftsmöglichkeiten wie zum Beispiel in den Bereichen Mess- und Abrechnungsdienstleistungen. [...] Kundenportale ermöglichen einen Onlineschalter, der 24 Stunden an 365 Tagen im Jahr zugänglich ist.»

Gleichzeitig wird in der Umfrage deutlich, dass die Sektorkopplung für kleine und mittlere VNB technologisch eine grössere Herausforderung darstellt als für grosse.

Diesen Chancen stehen grosse Herausforderungen gegenüber.

Herausforderungen

Jene VNB, die an der Umfrage mitgewirkt haben, sehen die Herausforderungen insbesondere in den Bereichen Investitionsbedarf, Fachkräftemangel, Digitalisierung und Versorgungssicherheit.

Antworten auf die Frage nach den Herausforderungen der Energiestrategie 2050, welche **hohe Investitionskosten** thematisieren, stammen eher von grossen VNB als von kleinen und mittleren VNB. Grundsätzlich ist aber anzumerken, dass

«Herausfordernd dürfte auch die Frage sein, ob die Gesellschaft schlussendlich bereit ist, die höheren Kosten zu tragen.»

die Netzbetreiber im regulierten Markt unabhängig von ihrer Grösse Investitionen in ein sicheres, leistungs-

fähiges und effizientes Netz an die Netzkosten anrechnen können. Unter bestimmten Voraussetzungen gilt dies auch für Investitionen in intelligente Netze [10].

Diejenigen VNB, welche Investitionen thematisiert haben, befürchten, dass künftig für die Integration dezentraler, erneuerbarer Energien in das Verteilnetz mehr Geld benötigt wird; der finanzielle Aufwand für Unterhalt und Ausbau der Stromnetze würde also steigen. Somit würde auch das Nutzungsentgelt für die Endkund:innen ansteigen. Im Weiteren befürchten einige VNB, dass viele dieser Investitionen vor dem Ende der Nutzungsdauer der derzeit installierten Infrastruktur fällig werden, was unter Umständen höhere Abschreibungen zur Folge hätte.

«Durch die schnelle Dekarbonisierung werden die Verteilnetze immer stärker belastet. Mit einem Investitionszyklus von 40–50 Jahren in die Infrastruktur können wir diesem schnellen Wandel nicht folgen. Es drohen hohe Kosten für die Anpassung der Infrastruktur vor Ende der Nutzungsdauer. Zudem fehlen [...] die Ressourcen, um die Anpassungen an den Verteilnetzen fristgerecht umsetzen zu können.»

Die Aussage steht im Zusammenhang mit der rechtlichen Pflicht der VNB, Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Netz anzuschliessen [11]. Ausserdem kann die zunehmende dezentrale Produktion rasch Verstärkungen und Anpassungen in den Verteilnetzen erfordern. Für Netzverstärkungen, die zur Integration von erneuerbarer Produktion notwendig sind, können bei der Übertragungsnetzbetreiberin Swissgrid Vergütungen beantragt werden, sofern die Regu-

lungsbehörde ElCom eine Bewilligung dafür erteilt hat [12]. Es besteht jedoch das Risiko, dass die Prozesse zum Bezug dieser Vergütungen und die Umsetzung der Netzausbauten die VNB administrativ und bezüglich personeller Ressourcen überfordern, was beim Zitat durchscheint.

Allerdings gibt es Projekte, die zeigen, dass die Netze nicht per se ausgebaut werden müssen, sondern dass es ausreicht, das Netz besser zu steuern und ggf. intelligenter zu gestalten [13].

Getrieben durch den gegenwärtigen Wandel stellen sich den VNB auch organisatorische Fragen. Diese drehen sich insbesondere um den **Fachkräftemangel** und die Sicherstellung von Kompetenzaufbau und Kompetenzerhalt – gerade im Hinblick auf die anstehende Pensionierungswelle geburtenstarker Jahrgänge.

Interessant ist, dass der Fachkräftemangel insbesondere von grossen VNB artikuliert wurde. Obwohl es in den Antworten zu unserer Umfrage keine

Aussagen zu den Herausforderungen des Milizsystems gibt, ist anzunehmen, dass auch VNB, die vom Milizsystem leben, mit ähnlichen Herausforderungen konfrontiert sind.

Denn das Milizsystem wird

nicht nur wegen der Energiebeschaffung, sondern auch wegen den sich ändernden Anforderungen an die Betriebsführung unter Druck geraten. Der Aufwand, auf allen Ebenen stets auf dem aktuellen Stand zu bleiben, übersteigt die personellen Ressourcen vieler kleiner – und auf dem Milizsystem basierenden – VNB. Solche auf dem Milizsystem aufbauende VNB hatten bislang den Vorteil, nahe an der Kundenbasis zu sein. Professionalisierung bedeutet für diese Unternehmen folglich, dass sie weiter von ihren Kund:innen wegrücken und dass sie wahrscheinlich höhere Betriebskosten haben werden.

Hinzu kommt die Komplexität von **Digitalisierungsprojekten**. Sie sind für alle VNB, wie auch für die meisten anderen Unternehmen, eine grosse Herausforderung, weil sie nicht nur entsprechendes Fachwissen, sondern auch einen Wandel der Organisationsstruktur und -kultur erfordern.

Zudem führt die Digitalisierung zu einer steigenden Komplexität der Netze; die Sicherstellung der Kompatibilität und Interoperabilität verschiedener Systeme sind nur zwei der dabei entstehenden Herausforderungen. Die zu berücksichtigenden und zu erfüllenden Anforderungen an Cybersecurity sind nicht nur für kleine und mittlere, sondern auch für grosse VNB eine nicht zu unterschätzende Herausforderung.

Die Aussagen, die zum Thema **Versorgungssicherheit** gemacht wurden, artikulieren zum einen den steigenden Energieverbrauch, zum anderen aber auch, dass es wegen der erneuerbaren Energien schwieriger werden dürfte, die Versorgungssicherheit in den sonnenarmen Wintermonaten aufrechtzuerhalten:

«Schliesslich stellen der Fachkräftemangel, bereits vorhandene Engpässe bei Ressourcen (bspw. [bei der] Installation von Photovoltaikanlagen) und die Sicherstellung des fachlichen Know-hows im Zuge der Pensionierung von Babyboomer:innen eine Herausforderung dar.»

«Grösste Herausforderung dürfte die Versorgungssicherheit sein. Mit der Strategie Rückbau AKW und Ersatz mittels erneuerbarer, dezentraler Produktionsanlagen (vor allem Photovoltaik und Wind) wird es schwierig, die Versorgungssicherheit aufrechtzuerhalten. Dies in Bezug auf volatile Produktion, notwendige Speicherung (vor allem vom Sommer in den Winter) und auf zusätzliche Ersatzproduktionsanlagen, wenn Sonne und Wind nicht verfügbar sind. Das Gesamtsystem wird komplexer, anfälliger und teurer.»

Ebenso wird bezweifelt, dass erneuerbare Energiequellen in der Lage sind, die Grundlast und den künftigen Bedarf an Bandenergie zu decken. Eine zu geringe Produktion müsste mit saisonalen Speichern oder Stromimporten kompensiert werden. Werden Importe notwendig, würde dies die Versorgungssicherheit gefährden, was derzeit eine der grössten Befürchtungen der VNB darstellt. Ob und wie viel Bandenergie die zukünftige Energieversorgung benötigen wird, ist allerdings unter Wissenschaftler:innen Gegenstand von Diskussionen [13].

Andererseits gibt es auch VNB, die mit der generellen Richtung einverstanden sind, aber von der Politik erwarten, dass keine zusätzlichen Hürden aufgestellt werden.

«Die Richtung der Energiestrategie ist zweifelsohne stimmig; wichtig ist, dass zusätzliche regulatorische Rahmenbedingungen die Umsetzung nicht erschweren. Die Politik muss Rahmenbedingungen setzen, die uns die Sicherstellung der Versorgungssicherheit auch in Zukunft ermöglicht und nicht behindert.»

«[Die] Umsetzung [ist] nicht zielführend. Denn die Energiestrategie ist eine Importstrategie: Photovoltaikanlagen bringen nichts bis sehr wenig im Winter. Es braucht eine Energiequelle, die dauerhaft eine Bandenergie erzeugt, etwa Kernenergie, Geothermie oder eine andere.»

Lösungen am Horizont

Es erstaunt nicht, dass der Wandel vor allem kleinen VNB als extrem herausfordernde Aufgabe erscheint. Wie die Umfrage gezeigt hat, fürchten sie hohe Investitionskosten in die Infrastruktur und sind nicht überzeugt, dass sie die Versorgungssicherheit in Zukunft gewährleisten können.

Die neuen Voraussetzungen und Technologien bieten viele Chancen. Dank sinkender Investitionskosten werden für VNB Speicherlösungen interessant. Dazu gehören nicht nur Netzbatterien, sondern auch Elektrofahrzeuge mit der Option des bidirektionalen Ladens und im weiteren Sinn auch Mini-Grids. Allen Speicherlösungen gemeinsam ist, dass sie die Netzstabilität dank Reserven und Flexibilität auf der Seite der VNB erhöhen, ohne grosse Investitionen in das Verteilnetz zu erfordern. Sie vereinfachen die Integration der dezentralen Energiequellen ins Netz und machen aus einer Herausforderung eine Chance.

In Walenstadt (SG) betreibt das **Wasser- und Elektrizitätswerk WEW** eine schwarzstartfähige Batterie, die das Gebiet zusammen mit Wasser- und Sonnenenergie inselnetzfähig macht. Die Flexibilität wird an Energiemärkten gewinnbringend vermarktet.



Das Projekt **V2X Suisse** will der Tatsache, dass Privatautos im Durchschnitt am Tag bis zu 23 Stunden ungenutzt stillstehen, entgegenwirken. Im Pilotprojekt werden die Fahrzeuge der Mobility-Flotte zu mobilen Powerbanks, die sich zu einem grossen Energiespeicher zusammenschliessen lassen. So können Elektroautos für die Stabilisierung der Stromnetze genutzt werden.

In **Lugaggia** (TI) wurde eine solare Eigenverbrauchsgemeinschaft etabliert mit dem Ziel, möglichst wenig Strom aus dem Netz zu beziehen und den Eigenverbrauch im Quartier zu maximieren.



VNB können ihr Angebot attraktiv erweitern, indem sie nicht nur Strom liefern und vermehrt von dezentralen Produzent:innen abnehmen, sondern indem sie mehrere Sektoren koppeln. Eine Verflechtung der beiden Netze Strom und Wärme ist vielerorts im Aufbau. So entspricht das Speichern von nicht genutztem Solarstrom in Form von Warmwasser in Einfamilienhäusern dem heutigen Stand der Technik. Die zunehmende Bedeutung von Kältenetzen verstärkt den Trend der Netzkopplung noch. Solche Strom-Wärme-Kältenetze sind heute und in



Die Sektorkopplung ist ein zentraler Ansatz, um die Energiewende voranzutreiben. Der **Energie Hub Buttisholz** (LU) nutzt sie, um durch intelligente Verknüpfung und Nutzung erneuerbarer Energien eine effiziente und nachhaltige Energieversorgung zu gewährleisten.

naher Zukunft allerdings nur in dicht bebautem Gebiet rentabel. Das ist ein Standortvorteil für VNB im urbanen Raum, können sie doch als Anbieter von Elektrizität, Wasser, Wärme, Kälte, Internet und Elektromobilität eine maximale Flexibilität erreichen. Aber auch in dünn besiedelten Gebieten werden Elektromobilität und Wärme-Kraft-Kopplung zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität dienen. Für VNB im ländlichen Raum findet die Sektorkopplung in kleinen Zellen wie zum Beispiel einem Gebäude statt.

Sowohl Speicherlösungen als auch Sektorkopplung ermöglichen den VNB neue Geschäftsmodelle. Sie können im Energiesystem eine aktivere Rolle spielen und nicht nur Energie liefern, sondern auch Dienstleistungen anbieten. Weiter können VNB als Aggregatoren auftreten, von den dezentralen Energiequellen profitieren und mit einer attraktiven und flexiblen Tarifgestaltung die Nachfrage in Spitzenzeiten regeln. Im Kerngeschäft der VNB bietet es sich an, vermehrt auf das Geschäftsmodell von Energy as a Service zu setzen.



Die **Azienda Multiservizi Bellinzona AMB** (TI) bietet ihren Kund:innen ein neues Tarifmodell an, das Hoch- und Niedertarfbereiche schafft, welche täglich in Abhängigkeit von Faktoren wie Niederschlag, Temperatur, Eigenproduktion und Verbrauch variieren.

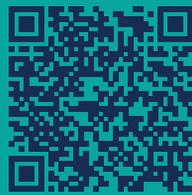
Die **Groupe E** in Granges-Paccot (FR) bietet ihren Kund:innen dynamische Tarife an, die sich je nach der erwarteten Stromnetzbelastung alle 15 Minuten ändern.



Eine Schlüsselrolle, um von den Möglichkeiten zu profitieren, spielen digitale Datenplattformen. Diese schliessen die Endkund:innen zusammen und ermöglichen die Überwachung, Steuerung und Voraussage der Produktion sowie des Verbrauchs in Echtzeit. Es braucht ein hohes Mass an Digitalisierung im System, Kompetenzen in Informations- und Kommunikationstechnologien und Datenanalyse sowie ein Grundverständnis rund um Datenschutz und Cybersicherheit. Digitale Plattformen profitieren von Skaleneffekten. Es ist deshalb denkbar, dass sich ein einzelner Anbieter – allenfalls von ausserhalb des Energiesektors – durchsetzt und den VNB eine regionale Produktauswahl anbietet. Dies dürfte vor allem kleinen VNB mit beschränkten Ressourcen entgegenkommen.

Für VNB besteht demnach die Möglichkeit, durch Sektorkopplung – also durch die Verbindung der Energiesektoren Strom, Wärme und Verkehr – oder durch den Ausbau der Dienstleistungen wie Aktivitäten als Aggregatoren und Energy as a

Service innerhalb des eigenen Gebiets zu wachsen. Gerade in Bezug auf Dienstleistungen ist jedoch mit überregionaler Konkurrenz zu rechnen. Kommt das Milizsystem unter Druck, ist für kleine VNB die Konsolidierung mit Nachbarn eine mögliche Lösung.



Das bereits abgeschlossene Projekt **SoloGrid** in Riedholz (SO) untersuchte den Energiefluss in einem Stromverteilnetz und dessen Optimierung mittels künstlicher Intelligenz, um einen Netzausbau zu vermeiden.

Zaphiro Technologies entwickelt und vertreibt Technologien und Plattformen, um den Energieverbrauch von Unternehmen und Organisationen zu überwachen, zu analysieren und zu optimieren.



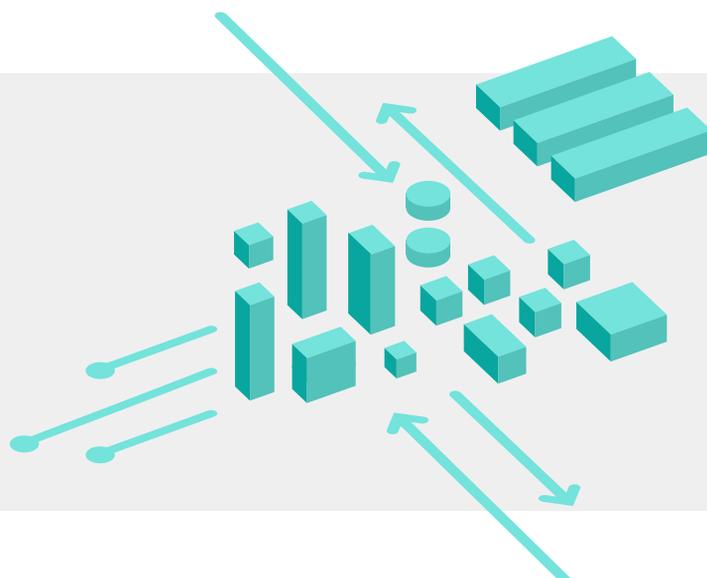
Aufgrund der Vielfalt der VNB in der Schweiz gibt es keine allgemeingültige Lösung, die für alle passt. Jeder VNB ist mehr oder minder individuell aufgestellt und hat verschiedene Stärken, aber auch Altlasten. Für den einen kann es sich lohnen, Bestehendes auszubauen, während sich andere neu orientieren oder nach Partnern umsehen müssen. Ein grösserer Anteil am Stromhandel kann zum neuen Geschäftsmodell werden, aber in städtischen Regionen und in Agglomerationen ist der Ausbau der Sektorkopplung naheliegend.

Um den Herausforderungen auf Augenhöhe zu begegnen und die sich bietenden Chancen zu nutzen, sollte ein VNB auf mehreren Ebenen aktiv sein. Einerseits gilt es, die technologische Entwicklung zu verfolgen. Dazu eignen sich Studien wie der Technology Outlook der SATW [14] und die Ergebnisse des Förderprogramms Swiss Energy Research for the Energy Transition des Bundesamts für Energie BFE [15], die im Netz frei verfügbar sind und die aktuellen Trends beleuchten. Bereits heute existieren Leuchtturmprojekte und Konzepte, die mögliche Wege in die Zukunft aufzeigen. Welche davon haben besondere Relevanz oder wären besonders wünschenswert für den eigenen Betrieb? Diese Frage sollten sich VNB vermehrt stellen. Andererseits ist die interne Organisationsentwicklung zu beachten, um die strategische Ausrichtung festzulegen. Dazu eignen sich Ansätze wie das 3-Horizonte-Modell [16], welche VNB helfen können, die Optimierung des heutigen Kerngeschäfts und die Exploration neuer Ideen zu balancieren. In Anbetracht der limitierten Ressourcen ist eine Zusammenarbeit mit Branchenverbänden wie Electrosuisse und dem Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE ein interessanter Lösungsansatz. Expert:innen sehen den Schlüssel für einen optimalen Übergang darin, in Systemen zu denken, die über die heute bestehenden Aufgabenteilungen und Zuständigkeiten hinausgehen.

Glossar: Technologien für die Energiewende

In diesem Kapitel folgt eine Beschreibung von Zukunftstechnologien und Entwicklungen, die im Rahmen der Transformation des Energiesystems vor allem für kleine und mittlere VNB relevant sein werden. Diese Beschreibungen sind Inspiration und Werkzeugkasten, um im zukünftigen Energiesystem erfolgreich operieren zu können. Das Glossar entstand als Literaturreview [17–31].

Software für digitale Netzwerke und Kommunikationsprotokolle



Künstliche Intelligenz (KI) beschreibt technische Systeme, die Tätigkeiten automatisieren können, welche menschliches Denken erfordern. Bezeichnend für künstlich intelligente Systeme ist, dass sie lernen und mit unvollständigen oder auf Wahrscheinlichkeiten basierenden Informationen umgehen können. Das Erkennen von wiederkehrenden Mustern in grossen Datenmengen ist ein Anwendungsfeld künstlicher Intelligenz.

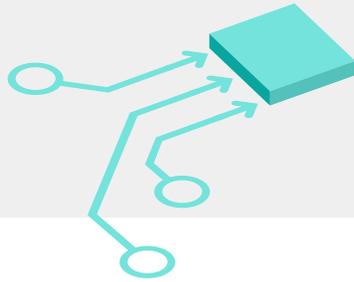
Der heute verbreitetste Ansatz innerhalb des grossen Feldes der KI ist das sogenannte Machine Learning (maschinelles Lernen). Machine Learning befähigt Maschinen, selbstständig aus Daten Muster zu erkennen und Schlüsse daraus zu ziehen. Entsprechend kommen Systeme, die maschinelles Lernen nutzen, ohne explizite Programmierung aus. Da solche Systeme aus Daten lernen, verbessern sie ihre Fähigkeit zur Problemlösung kontinuierlich.

Werden die physischen Objekte eines Energiesystems wie Kraftwerke, dezentrale Energiequellen, smarte Gebäude und Elektrofahrzeuge in einem Netzwerk verbunden, entsteht ein Internet der Dinge (engl. Internet of Things, IoT): Daten können gesammelt, zwischen den Objekten ausgetauscht und Handlungen ausgeführt werden. Das IoT führt zu enormen Datenmengen (engl. Big Data). Um diese Datenmengen zu analysieren und einen Mehrwert zu schaffen, braucht es Verfahren, zu dem auch bestimmte KI-Anwendungen gehören. Gleichzeitig

können diese Daten genutzt werden, um bestehende KI-Systeme zu trainieren und zu verbessern.

Prinzipiell bietet die Digitalisierung den VNB die gleichen Chancen wie oben erwähnt: Eine effizientere, flexiblere und datengesteuerte Betriebsführung, die Investitionen in die Infrastruktur reduziert und aufseiten Anbieter:innen und Kund:innen zu Kosteneinsparungen führen kann. Zu beachten ist allerdings die informatorische und buchhalterische Trennung dieses Geschäftsbereichs vom Netzbetrieb. Allerdings ist es essenziell, dass die VNB – egal welcher Grösse – ihre Mitarbeitenden darin weiterbilden (lassen), wie digitale Energiesysteme und -infrastrukturen zu verwalten und zu bedienen sind. Nur so kann das volle Potenzial sowohl der Digitalisierung als auch der Mitarbeitenden ausgeschöpft werden.

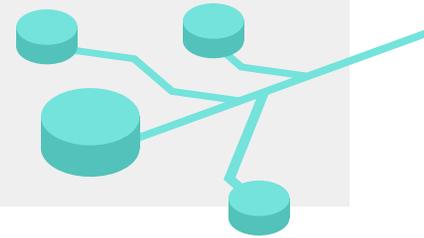
Hardware für digitale Netzwerke und Kommunikationsprotokolle



Die Digitalisierung im Energiesystem basiert nebst Software auch auf neuen und intelligenten Hardware-Komponenten, die das Netz dynamischer und steuerbarer machen. Dazu gehören Home-Management-Systeme, Smart Meters, die Gebäudeautomation und digitale Schnittstellen, aber auch eine Aufrüstung von Ortsnetztransformatoren mit Laststufenschaltern. Diese Komponenten ermöglichen eine automatisierte Steuerung, eine genaue Überwachung des Energieverbrauchs sowie eine flexible Integration von Systemen und bieten den Bewohner:innen die einfache Möglichkeit, ihren Energieverbrauch in Echtzeit zu verfolgen.

Für die VNB und das Energiesystem bieten die Hardware-Komponenten zahlreiche Vorteile. So können Energieverbrauch und -produktion besser vorausgesagt werden. Dies ermöglicht eine Steuerung der Nachfrage und das Glätten von Lastspitzen. Das Risiko für Netzengpässe und die Notwendigkeit für teure Investitionen in die Netzinfrastruktur wird vermindert. Home-Management-Systeme vereinfachen die Integration von dezentralen erneuerbaren Energiequellen, indem sie den Verbrauch mit der Verfügbarkeit und dem Netzzustand abgleichen. Durch die Vernetzung über digitale Schnittstellen können Probleme und Störungen im Netz schneller erkannt und Wartung sowie Reparatur effektiver geplant und durchgeführt werden, was wiederum die Netzzuverlässigkeit steigert.

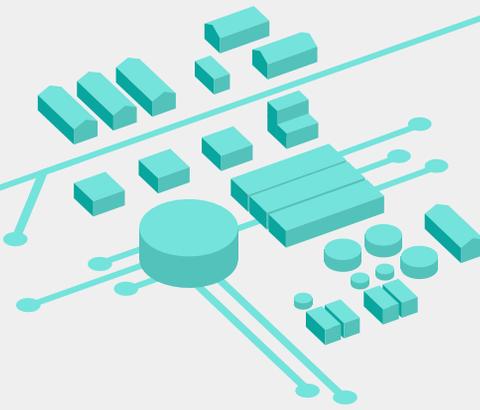
Batterien



Es gibt zwei Arten von Batteriespeichertechnologien, die Produktionsschwankungen der erneuerbaren Energien ausgleichen und verschiedene Dienste für das Stromnetz erbringen können. Sie unterscheiden sich in ihren Speicherkapazitäten, ihrer Nutzungsdauer und ihren Anschlusspunkten im Energiesystem. Bei Endkund:innen (Behind-the-meter) angeschlossene Energiespeichersysteme werden auf der Kund:innenseite des Stromzählers installiert. Diese Batterien befinden sich in der Regel auf Wohn-, Gewerbe- oder Industriegrundstücken. Sie speichern Strom, der vor Ort aus Quellen wie Sonnenkollektoren, Blockheizkraftwerken oder anderen erneuerbaren Energiequellen erzeugt und nicht unmittelbar für eine spätere Verwendung genutzt wird. Die Kapazität dieser Batterien liegt in der Regel im Bereich von Kilowattstunden für Wohngebäude und von Hunderten von Kilowatt- bis zu mehreren Megawattstunden für Gewerbe- und Industriegebäude. Grossbatterien im Verteilnetz, sogenannte Grid-Scale-Batteries, Versorgungs- oder Netzbatteries, haben eine Kapazität von Megawatt- bis Gigawattstunden und beziehen sich auf gross angelegte Energiespeichersysteme, die von Stromversorgern und Energieunternehmen beschafft und betrieben werden. Im Gegensatz zu den oben eingeführten Batterien hinter dem Zähler befinden sich Batterien im Versorgungsstab in der Regel an zentralen, strategisch sinnvollen Standorten innerhalb der Stromnetzinfrastruktur.

Batteriespeichersysteme gewinnen dank sinkender Investitionskosten und längerer Lebensdauer an wirtschaftlicher Bedeutung. Darüber hinaus können Batteriespeichersysteme im Kontext eines Stromnetzes unterschiedliche Rollen spielen: Sie können eingesetzt werden, um netz-, markt- oder systemdienliche Flexibilität zu erreichen. Während sich die netzdienliche Flexibilität auf die Unterstützung der unmittelbaren Bedürfnisse des Stromnetzes (Frequenzregulierung, Spannungsunterstützung oder Netzausgleich) konzentriert, beinhaltet die marktdienliche Flexibilität die aktive Teilnahme an den Strommärkten, um die wirtschaftlichen Ergebnisse zu optimieren. Die systemdienliche Flexibilität spielt eine breitere Rolle, indem sie zur allgemeinen Zuverlässigkeit, Nachhaltigkeit und Widerstandsfähigkeit des Energiesystems beiträgt. Im letzteren Fall werden Batterien oft strategisch eingesetzt, um bestimmte Herausforderungen im Energiesystem zu bewältigen. Dabei kann es sich zum Beispiel um die Glättung der

Batterien



Spitzen bei der Produktion von Strom aus erneuerbaren Quellen handeln, um das Aufschieben eines Netzinfrastruktur-Upgrades oder allgemein um eine Verbesserung der Zuverlässigkeit und Belastbarkeit der Energieversorgung. Batteriespeichersysteme können so konzipiert und betrieben werden, dass sie – je nach ihrer Konfiguration und den spezifischen Anforderungen des Netzes und des Marktes – eine oder mehrere dieser Arten von Flexibilität bieten.

Kurzzeitige Energieentladungen oder -aufladungen können mit Energiespeichern wie Lithium-Ionen-Batterien oder Superkondensatoren bewältigt werden, deren Kapazität in der Regel im Bereich von Minuten bis zu ein paar Stunden liegt. Der Netzausgleich, die Integration erneuerbarer Energien oder die Lastverschiebung erfordern den Einsatz von Durchfluss- oder modernen Bleibatterien, deren Kapazität für mehrere Stunden bis zu einem halben Tag ausreicht.

Die Batterietechnologie wird immer erschwinglicher. Selbst private Nutzer:innen, insbesondere Haushalte mit Photovoltaikanlagen, installieren Batterien in zunehmendem Umfang, um ihren Eigenverbrauch zu maximieren [29, 30]. VNB setzen auf Batterien mittlerer Grösse, um Netzausbauten zu vermeiden. Trotz des beeindruckenden Rückgangs der Batteriekosten in den letzten Jahren liegt diese Lösung jedoch immer noch am oberen Ende der Kostenskala. Um die volle Wirkung zu erreichen, müssen die Batteriekosten weiter gesenkt und für alle variablen Energiequellen entsprechende Speicherlösungen eingeführt werden.

Batterien sind neue Akteure, die Strom sowohl erzeugen und speichern als auch verbrauchen können. Zwar dürfen Batterien Hilfsdienste wie die Sekundärregelung zur Behebung von Frequenzabweichungen erbringen, doch kann dies nicht von der regulierten Seite der Energieversorger durchgeführt werden. Für ihr Verhalten im System sollten Anreize geschaffen werden, damit sowohl die Akteure als auch das System optimal davon profitieren. Die regulatorischen Rahmenbedingungen sollten so angepasst werden, dass Batterien Systemdienstleistungen ermöglichen können. Dies wäre eine neue Einnahmequelle für die Batteriebesitzer:innen und würde den breiteren Einsatz fördern.

Die Bedeutung von Behind-the-meter-Batterien für VNB ist eher klein, weil deren Nutzung vor allem durch attraktive

Tarifmodelle gesteuert werden kann und die Kapazität von Elektrofahrzeugen in Zukunft diejenige von stationären Batteriespeichern um ein Vielfaches übersteigen dürfte. Die Bedeutung von grossen Netzbatterien ist für VNB hingegen hoch, weil sie hohe Flexibilität und neue Dienstleistungen wie Blindleistungskompensation und Schwarzstartfähigkeit ermöglichen. Dies allerdings nur, wenn die Batterien dank Energiemanagementsystemen in Echtzeit ausgelesen und gesteuert werden können und wenn die VNB über das Know-how verfügen, die Netzbatterien nahtlos ins Verteilnetz zu integrieren.

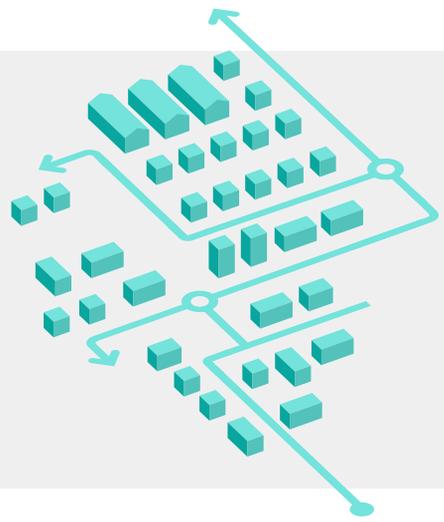
MW Storage betreibt in Ingenbohl (SZ) im Netz der EW Schweiz / CKW eine 20-Megawatt-Batterie.



Die Kleinbatterien der Firma **Sonnen** (4,6 kW) bilden ein intelligentes, notstromfähiges Speichersystem, das die Nutzung von möglichst viel eigenem Solarstrom zu Hause ermöglicht.



Intelligentes, bidirektionales Laden von Elektrofahrzeugen



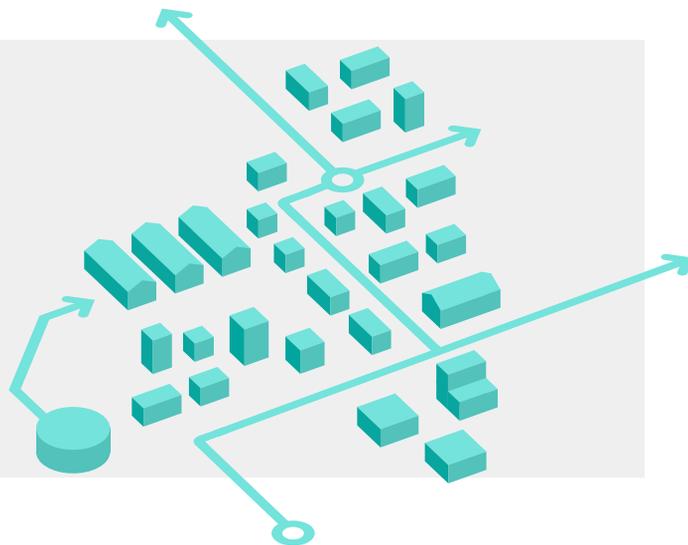
Elektrofahrzeuge sind mobile Energiespeicher. Sie erfordern eine grosse Anzahl an Ladestationen, deren Integration in das Stromnetz eine technische Herausforderung darstellt. Denn viele Ladestationen belasten das Netz – vor allem wenn sie gleichzeitig in Betrieb sind. Um dem entgegenzuwirken, müssen die Ladevorgänge gesteuert und koordiniert werden. Dies erfordert eine reibungslose Kommunikation und eine Steuerung in Echtzeit zwischen den Elektrofahrzeugen, der Ladeinfrastruktur und den Netzbetreibern, wozu robuste und standardisierte Protokolle notwendig sind. Die Standardisierung für VNB ist noch im Gange. Obwohl offene Lösungen verfügbar sind, wird in den ersten Projekten aber auf den Standard OCPP zurückgegriffen. Die dynamische Steuerung von Ladevorgängen wird zu einer zentralen Technologie. Als Vorteil kommt noch hinzu, dass im städtischen Umfeld wegen der Trolleybusse und Strassenbahnen mit Gleichrichtern aus dem Wechsel-Gleichstrom generiert wird, was auch das Anschliessen von Schnellladestationen oder Photovoltaikanlagen ermöglicht.

Vehicle-to-Grid-Technologien (V2G) und Vehicle-to-Home (V2H) könnten das System noch flexibler machen, indem die Fahrzeuge Strom ins Verteil- oder Hausnetz zurückspeisen. So könnten die Batterien von Elektrofahrzeugen dann aufgeladen werden, wenn es am günstigsten ist, zum Beispiel tagsüber durch Solarenergie am Arbeitsplatz, und dann entladen werden, wenn Lastspitzen geglättet werden müssen. Betreiber:innen von Ladeinfrastruktur können diese intelligent steuern, um zusätzliche Speicherkapazität freizugeben und beispielsweise Bilanzgruppen kurzfristig auszugleichen. Die Umwandlung von Wechselstrom in Gleichstrom und umgekehrt beim bidirektionalen Laden führt zu Energieverlusten. Obwohl diese minimal sind (Wirkungsgrad der Wechselrichter von 96–98 Prozent), sollten sie bei der Bewertung der Gesamteffizienz des Systems berücksichtigt werden.

Der Trend zur Elektrifizierung des Verkehrs wird den Energie-durchfluss durch die Verteilnetze erhöhen. Ob dies zur Be- oder Entlastung der Netze führt, hängt von der Integration mit anderen Technologien ab (Kommunikationsinfrastruktur, flexible Tarife, lokale Energiemärkte).

Prinzipiell bieten V2G-Technologien den VNB die gleichen Vorteile wie oben beschrieben: Lastspitzen können dank der gespeicherten Energie geglättet werden, was das Verteilnetz stabilisiert und eine erhöhte Flexibilität ermöglicht. Die Fragen zum Einfluss der zusätzlichen Zyklen, die der Energiespeicher mit einem bidirektionalen System durchläuft, auf die Lebensdauer des Speichers, zu Haftung und Gewährleistung lassen sich mit dem heutigen Wissensstand jedoch nicht eindeutig beantworten. Um von den Vorteilen zu profitieren, sollten VNB über Wissen in Datenanalyse verfügen, um die Verbrauchsdaten der Kund:innen interpretieren und die Lademuster der Netzbatterien erkennen zu können.

Erneuerbare Kraft- Wärme-Kopplung (Power-to-Heat)



Für die Dekarbonisierung des Wärmesektors sind mehrere Themengebiete relevant, die nachfolgend als ein Technologiepunkt zusammengefasst sind. Unter erneuerbarer Power-to-Heat versteht man die Nutzung erneuerbarer Energien zur Erzeugung von Nutzwärme für Gebäude oder industrielle Prozesse, zum Beispiel mit Wärmepumpen oder elektrischen Heizkesseln. Strom wird in einen anderen Energieträger umgewandelt, der gespeichert oder transportiert werden kann. So können thermische Speicher Energie in Form von Wärme oder Kälte über Tage oder sogar Monate speichern und dazu beitragen, saisonale Schwankungen von Angebot und Nachfrage auszugleichen. Dies ist vor allem für Regionen wie die Schweiz von Vorteil, in denen der Heiz- und Kühlbedarf je nach Jahreszeit stark schwankt. Durch den wachsenden Bedarf an Kühlung ist der Ausbau des Fernwärmenetzes zu einem Anergienetz, das gleichzeitig auch zum Kühlen genutzt werden kann, zu prüfen. Auch kann Power-to-Heat einen massgeblichen Beitrag an die Dekarbonisierung derjenigen Industriesektoren leisten, die am schwierigsten zu dekarbonisieren sind: Chemie und Stahl. Dort werden fossile Brennstoffe heute hauptsächlich zur Wärmeerzeugung eingesetzt; Power-to-Heat als Alternative erlaubt durch die Umstellung auf Elektroöfen, Elektrokessel oder andere elektrolytische Verfahren die direkte Nutzung von Strom [31].

Kraft-Wärme-Kopplung aus Biomasse (nur begrenzt verfügbar), Geothermie und Energieträgern wie Wasserstoff (Importbedarf) kann im Stromsystem der Zukunft an gewissen Orten einen wichtigen Beitrag zur Strom- und Wärmeversorgung im Winterhalbjahr leisten. Hohe Kosten für CO₂-neutrale Brennstoffe führen aber zu hohen Gestehungskosten auf Strom- und WärmeSeite im Vergleich zu ungekoppelten Systemen wie Photovoltaik und Wärmepumpen.

Power-to-Heat unterstützt die Sektorkopplung, indem Energie in verschiedenen Formen über längere Zeit gespeichert wird. Bereits heute wird die Flexibilität von Wärmeerzeugungsanlagen von Aggregatoren vermarktet. Besonders in dichten Siedlungsgebieten ist ein Fernwärmenetz wirtschaftlich und eine Möglichkeit für VNB, sich zu diversifizieren. Power-to-Heat-Lösungen erfordern keine kostspieligen Investitionen, weder im Hinblick auf die Technologie noch auf die Infrastruktur. Sie erfordern nur geringe Änderungen in der Rolle der derzeitigen Akteur:innen und moderate Änderungen des

Regulierungsrahmens. Investitionen in Power-to-Heat-Lösungen, wie zum Beispiel Wärmepumpen für Privathaushalte, würden die Wirkung auf der Nachfrageseite verstärken und VNB in die Lage versetzen, den Systembetrieb zu optimieren.

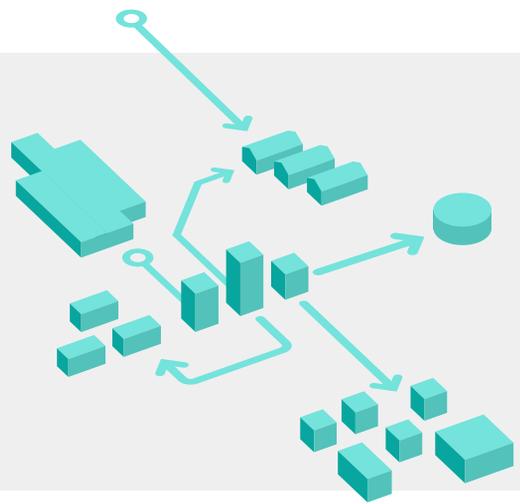
Power-to-Heat-Lösungen sind stark vom Betrieb von Wärmepumpen und grossen elektrischen Heizkesseln abhängig. Als Technologien haben sie ein ausgereiftes Stadium der Kommerzialisierung erreicht. In Zukunft werden digitale Komponenten dazu beitragen, den Verbrauch zu prognostizieren, die Last steuerbar zu machen und den Betrieb zu optimieren, um die Flexibilität des Energiesystems zu erhöhen.

VNB können von Power-to-Heat-Lösungen profitieren, indem sie nicht genutzte erneuerbare Energie in Warmwasser speichern und allenfalls über ein Fernwärmenetz zur Verfügung stellen. Sie können somit Systemdienstleistungen für die Netzregelung anbieten, vorausgesetzt sie arbeiten effizient mit den Betreiber:innen der Heizungsanlagen und allenfalls mit Aggregatoren zusammen.



Die **Next Kraftwerke GmbH** betreibt eines der grössten virtuellen Kraftwerke in Europa, das über 15'000 dezentrale Anlagen erneuerbarer Energien, Speicherkraftwerke, Power-to-X-Anlagen sowie industrielle und gewerbliche Stromverbraucher vernetzt. Ein Standbein ist die verstärkte Installation von Power-to-Heat-Modulen wie Elektrokessel, um die Möglichkeit zu schaffen, nicht verbrauchten Strom für eine spätere Nutzung zu speichern.

Schwarzstartfähige, unabhängige und erneuerbare Mini-Grids



Ein Mini-Grid schliesst kleine, dezentrale Stromerzeuger und Energiespeicher lokal für den Eigenverbrauch zusammen und bietet den Vorteil einer mehr oder weniger starken Abhängigkeit vom umliegenden Verteilnetz. Treiber des Trends sind primär der Wunsch nach energetischer Autarkie, Preisautonomie und unterbrechungsfreier Stromversorgung. Die Gesteungskosten in solchen Arealen liegen allerdings höher, da auch die Kosten für Speicher und Zusatzfunktionen wie Notstrom getragen werden müssen.

Ist das Mini-Grid an das Verteilnetz angeschlossen, kann es Flexibilitätsleistungen erbringen, sofern das Marktdesign dies zulässt. Mini-Grids können sich in Zeiten geringer Eigennachfrage an das nationale Netz anschließen und Energie exportieren und sich in Zeiten hoher Eigennachfrage vom nationalen Netz abkoppeln, um den Eigenbedarf zu decken. Intelligente Sensoren überwachen den Betrieb, um automatisch zwischen dem nationalen Netz und dem Inselnetz umzuschalten. Im Falle eines Stromausfalls oder einer Störung des Hauptnetzes koppeln sich Mini-Grids vom Hauptnetz ab und funktionieren als Inseln, was dem höheren Netz mit geeigneter Synchronisation die Schwarzstartfähigkeit erleichtert.

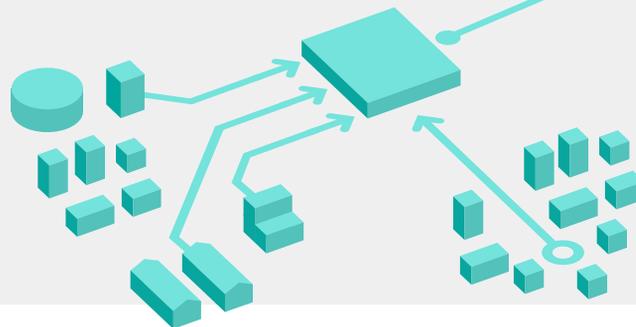
Ein intelligentes Mini-Grid arbeitet mit intelligenten Steuerungen und fortschrittlichen Kontrolltechniken, welche die verschiedenen Energiequellen, die Energiespeicher sowie den Energieverbrauch und die Energieverteilung berücksichtigen. Basis ist ein Energiemanagementsystem, das misst, überwacht und elektrische Lasten steuert, um eine optimale Leistung zu ermöglichen. Ein Vorteil dieser Art von Mini-Grids ist ihre Fähigkeit zur Selbstheilung: Sie erkennen Störungen oder Veränderungen im System sofort und reagieren darauf, um sich selbst wiederherzustellen.

Häufig ermöglichen Mini-Grids einen Peer-to-Peer-Stromhandel zwischen den Teilnehmenden. Es ist sozusagen ein Online-Marktplatz, auf dem Verbraucher:innen und Energieproduzent:innen aus dem Mini-Grid Strom zum gewünschten Preis handeln. Stromüberschüsse, die nicht im Eigenverbrauch genutzt werden, müssen für eine angemessene Vergütung am Strommarkt gehandelt werden können.

Die Abstimmung der lokalen Nachfrage mit der lokalen Erzeugung in einem Mini-Grid erfordert komplexe Instrumente bei den Betreiber:innen. Nur mithilfe digitaler Technologien kann ein Mini-Grid automatisch die Nachfrage prognostizieren, die Erzeugung anpassen, die Reserven optimieren, die Spannung und die Frequenz steuern und sich (wenn möglich) an das Hauptnetz anschließen oder sich von diesem trennen. Je effektiver diese Quellen ausgeglichen werden, desto geringer sind die Erzeugungskosten für das Mini-Grid und desto höher sind die Einnahmen aus den zusätzlichen Dienstleistungen, die es für das Hauptnetz erbringen kann.

Auch wenn das Ziel der Mini-Grids ein hoher Autarkiegrad ist, müssen VNB ihnen das Verteilnetz zur Verfügung stellen, um im Mini-Grid nicht genutzte Energie ins Netz einzuspeisen oder bei nicht ausreichender Produktion den Bedarf zu decken. Durch die Zusammenarbeit mit Mini-Grid-Betreiber:innen können die VNB allerdings ihre Dienstleistungen erweitern und ihre Rolle im Energiesystem stärken. Hilfreich dürfte dabei der Einsatz von flexiblen Tarifstrukturen und Abrechnungssystemen sein.

Aggregatoren



Aggregatoren fassen mehrere dezentrale Energiequellen in einem virtuellen Kraftwerk zusammen und agieren so als neue Akteure im Strom- oder Servicemarkt. Ein Aggregatoren-System umfasst minimal: erstens die Aggregatoren selbst, welche Netzbetreiber:innen, Konsument:innen, Produzent:innen, Prosumer:innen oder eine Mischung umfassen können; zweitens kleine, dezentrale Energieanlagen, die gebündelt und wie ein klassisches Kraftwerk betrieben werden (virtuelles Kraftwerk); und drittens ein IT- und Kommunikationssystem zur Steuerung des virtuellen Kraftwerks, das den Wetterbericht, Verbrauchertrends und die Strompreise am Markt berücksichtigt und das virtuelle Kraftwerk entsprechend steuert. Die Integration von dezentralen Energiequellen wird so gefördert.

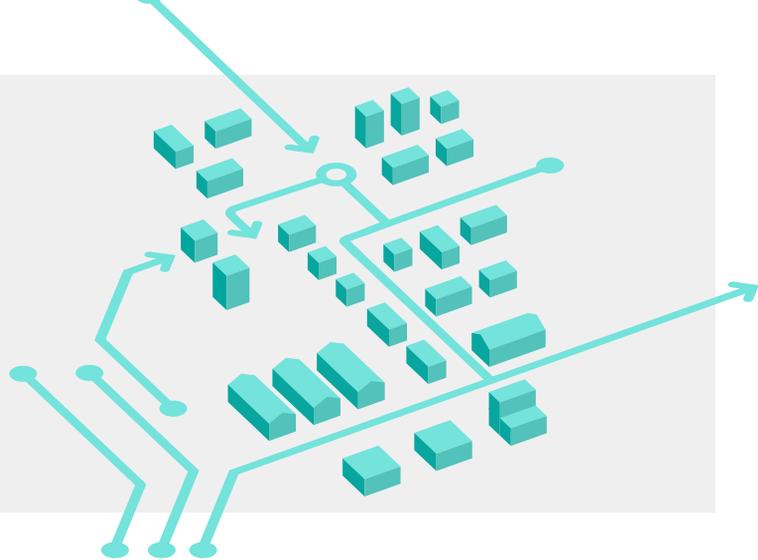
Aggregatoren ermöglichen die Bündelung und optimale Nutzung verschiedener dezentraler Energiequellen, was zu deren verstärkter Integration und zu einer effizienteren Nutzung der verfügbaren Energie führt. Aggregatoren können zur Flexibilität und Stabilität des Netzes beitragen, indem sie überschüssige Energie für Systemdienstleistungen in Zeiten hoher Nachfrage zum Beispiel in Batterien speichern und die Stromproduktion an die lokalen Bedürfnisse anpassen. Hohe Investitionen in Infrastruktur zur Deckung der Bedarfsspitzen können vermieden oder reduziert werden. Weitere Kostensparnisse entstehen, indem der Aggregator aktives Lastseitenmanagement betreibt und am Strommarkt teilnimmt. Dazu müssen die Regulatorien allerdings so ausgestaltet sein, dass Aggregatoren als gleichwertige Akteure am Grossmarkt teilnehmen können und dass die Leistungsvergütung während Zeiten mit hoher Last höher ausfällt als in Zeiten mit geringer Last. Um eine optimierte Leistungsvorhersage für die dezentralen Energiequellen zu erreichen, sind Investitionen in Messinfrastrukturen wie Smart Meters, in Breitbandkommunikation und Systemautomatisierung unabdingbar, wobei die Investitionen in Smart Meters aufgrund der geltenden Gesetzeslage ohnehin getätigt werden müssen. Die Sammlung und Nutzung von Energieverbrauchsdaten durch Aggregatoren kann jedoch Datenschutz- und Sicherheitsbedenken hervorrufen, denen der Aggregator begegnen muss, um sich das Vertrauen der Kund:innen zu sichern.

Für VNB entstehen neue, interessante Geschäftsmodelle: Die Nutzung der dezentralen Energiequellen in ihrem Gebiet als Aggregator erhöht die lokale Flexibilität in Bezug auf den Lastenausgleich, reduziert die Abhängigkeit von den Übertragungsnetzbetreibern und erlaubt, aktiv am Strommarkt teilzunehmen. Um von den neuen Geschäftsmodellen zu profitieren, sind Investitionen in und Kenntnisse von Mess- und Kommunikationsinfrastruktur zentral; auch sollten die VNB ein gutes Verständnis rund um Datenschutz- und Cybersicherheit haben.



Tiko Energy Solutions hat eine cloudbasierte, virtuelle Kraftwerkstechnologie entwickelt, welche die Anforderungen des Stromnetzes vollständig berücksichtigt und dank Standard-Interfaces in die gängigen Systeme integriert werden kann.

Time-of-Use-Tarife und Energy as a Service



Time-of-Use-Tarife (auch ToU-Tarife) zeichnen sich dadurch aus, dass die Preissignale abhängig von der Tageszeit und/oder dem Wochentag variieren und von der Nachfrage als auch den aktuellen Marktpreisen getrieben werden. Dies steht im Gegensatz zu traditionellen Preismodellen, bei denen der Strom zu einem konstanten Satz berechnet wird, unabhängig davon, wann sie verbraucht wird.

ToU-Tarife motivieren die Endkund:innen, in Phasen hoher Nachfrage den eigenen Verbrauch zu reduzieren oder Strom aus eigener Produktion oder Speicherung ins Netz einzuspeisen. Umgekehrt führt eine zielführende Preisgestaltung dazu, dass der Verbrauch zu Zeiten, in denen fluktuierende Quellen viel Strom erzeugen, durch monetäre Anreize erhöht wird, zum Beispiel indem Elektroboiler aufgeheizt oder Batterien geladen werden. ToU-Tarife erleichtern somit das Lastseitenmanagement, erhöhen die Flexibilität und Zuverlässigkeit im System und erleichtern die Integration von fluktuierenden Energiequellen. Der Verbrauch und die Kundenprofile müssen in Echtzeit gemessen werden und verfügbar sein. Eine Advanced-Metering-Infrastruktur, die Smart Meters, Kommunikationstools sowie Datenanalyse und Datenmanagement-Algorithmen umfasst, ist Grundvoraussetzung für die erfolgreiche Implementierung von ToU-Tarifen. Auch müssen die Kund:innen über die Rahmenbedingungen und Vorteile des neuen Tarifsystems transparent informiert werden, sodass die gewünschten Verhaltensänderungen tatsächlich eintreten, es zur Kostenreduktion aufseiten der Konsument:innen sowie zu einer verstärkten Einbindung der dezentralen Energiequellen kommt.

Die zunehmende Installation von dezentralen Energiequellen und Speichertechnologien, aber auch der Aufstieg der Smart Devices und der Digitalisierung generiert Raum für Energy-as-a-Service-Angebote (EaaS-Angebote). Sie erlauben den Energielieferanten, nicht nur Energie, sondern auch Dienstleistungen und Energiemanagement zu verkaufen – im Abonnement oder in einem leistungsorientierten Vertrag. Denkbar sind Lösungen, um dank Überwachung in Echtzeit und ferngesteuerter Lastoptimierung den Verbrauch aufseiten der Kund:innen zu optimieren. Basis dazu sind ToU-Tarife und Digitalisierung auf der Ebene der VNB.

ToU-Tarife und EaaS-Angebote bieten den VNB Chancen für neue Geschäftsmodelle und Einkommensquellen. Zugleich

führen sie zu einer verstärkten Integration von dezentralen Energiequellen, wodurch die VNB von einer besseren Lastverteilung, einer erhöhten Flexibilität und einem geringeren Bedarf für Systemdienstleistungen profitieren. Um mit den neuen Modellen am Markt erfolgreich zu sein, muss die Digitalisierung aufseiten der Kund:innen vorangetrieben werden und es muss entsprechend neue Expertise rund um Informations- und Kommunikationstechnik und Datenanalyse aufgebaut werden.

Neugestaltung der Systemdienstleistungs- und Kapazitätsmärkte

Systemdienstleistungen sind Unterstützungsfunktionen der Netzbetreiber wie Frequenzregelung, Spannungssteuerung und Kapazitätsreserven, um die Zuverlässigkeit, Stabilität und allgemeine Qualität des Stromnetzes aufrechtzuerhalten. Sie tragen dazu bei, dass kurzfristig zusätzliche Energie zur Verfügung steht, um plötzliche Nachfragespitzen oder unvorhergesehene Generatorausfälle auszugleichen.

Kapazitätsmärkte sind Mechanismen, die sicherstellen, dass ausreichend Erzeugungskapazität vorhanden ist, um die zukünftige Stromnachfrage zu decken. Diese Märkte bieten finanzielle Anreize, bestehende Produktionskapazitäten zu erhalten oder neue zu bauen, um eine ausreichende Energiereserve für Spitzenlastzeiten oder unerwartete Versorgungsstörungen zu gewährleisten. In Zukunft werden Speicherlösungen und dezentrale erneuerbare Energiequellen ebenso Teil der Kapazitätsmärkte sein wie die Nachfragesteuerung.



Die in einem Pilotprojekt entwickelte Plattform **GB Flex** trifft für die Bilanzgruppe Wallis automatisch Entscheidungen über den Energieausgleich. Dadurch wird die Ausgleichsenergie gesenkt, die kleine Flexibilität genutzt und die neuen erneuerbaren Energien werden besser integriert.

Beide Mechanismen stellen sicher, dass das Netz auch bei unerwarteten Schwankungen von Angebot und Nachfrage reibungslos funktioniert und eine kontinuierliche Stromversorgung garantiert ist, während sie gleichzeitig die Integration erneuerbarer und/oder dezentraler Energien unterstützen. Die Integration von Stromquellen mit variabler Erzeugung stellt aber auch eine grosse Herausforderung dar. So müssen neue Marktstrukturen entwickelt werden, die den sich ändernden Anforderungen gerecht werden. Energiemanagementsysteme, welche unter anderem Smart Meters und den Einsatz von künstlicher Intelligenz zur Datenanalyse und Verbrauchsvorhersage umfassen, sowie eine transparente und attraktive Preisgestaltung zur Leistungsvergütung als Anreiz für Neuinstallationen sind Enabler für diese Integration.

VNB können von der Flexibilität der neuen Energiequellen profitieren, indem sie als Aggregatoren für dezentrale Energiequellen auftreten und mit diesen auf dem Kapazitätsmarkt handeln – sofern dies regulatorisch ermöglicht wird. Zudem können sie mit einer attraktiven Preisgestaltung die Nachfrage in Spitzenzeiten regeln und so ihr Netz stabilisieren (zum Beispiel virtuelle Netzverstärkung). Dies setzt voraus, dass sie die genauen Kapazitäten der dezentralen Energiequellen kennen und dass sie dank Energiemanagementsystemen einen Überblick über den Verbrauch haben. Um für die Zukunft gewappnet zu sein, sollten VNB zumindest über ein technisches Grundverständnis im Bereich der Automatisierung, der Datenanalyse und des Datenmanagements, der Steuerungstechnologien und intelligenten Netzinfrastruktur verfügen.

Der Erfolg des künftigen Energiesystems hängt von einer engen Partnerschaft zwischen Übertragungsnetzbetreibern und VNB ab. Im Zentrum stehen der Systemdienstleistungs- und Kapazitätsmarkt, der mit unterschiedlichen Geschäftsmodellen bewirtschaftet werden kann. So ist denkbar, dass die beiden Netzbetreiber einen gemeinsamen Markt betreiben, dass es einen zentralisierten und einen dezentralen Markt gibt, der von unterschiedlichen Energiequellen gespeist wird, oder dass ein neutraler Drittanbieter den Markt verwaltet. Unerlässlich sind in jedem Geschäftsmodell Plattformen zum Datenaustausch und Kommunikationsprotokolle, die den Datenaustausch in Echtzeit ermöglichen. Für VNB bietet sich die Chance, als aktive Marktteilnehmer aufzutreten, die lokalen Netzengpässe selbst anzugehen und Überschüsse an Übertragungsnetzbetreiber zu verkaufen. Gefragt sind Investitionen und Kenntnisse in Digitalisierung, aber auch in Cybersicherheit.

Swissgrid und **EWZ** haben in einem gemeinsamen Pilotprojekt einen Koordinationsansatz entwickelt, der die effiziente Nutzung dezentraler Energieressourcen für Übertragungs- und Verteilnetzdienstleistungen ermöglicht und den grössten Nutzen für das gesamte Stromsystem bringt.



Methodik

Die vorliegende Studie basiert auf vier Säulen: Workshops mit Expert:innen, eine Umfrage bei den Schweizer VNB, Gespräche mit Expert:innen aus Industrie, Forschung und Verwaltung sowie ein Literaturreview.

Workshop mit Expert:innen

Am Anfang dieser Studie stand die Lektüre internationaler Reports, um daraus eine Longlist an Technologien zu erstellen, die in Zukunft für VNB von Bedeutung sein werden. Um die Relevanz der Technologien abzuschätzen und eine Liste mit Technologien mit Relevanz für die Schweiz zu erstellen, wurden die Ergebnisse mit Expert:innen aus Wissenschaft, Industrie und Bundesverwaltung gespiegelt.

Umfrage bei Schweizer VNB

Im Anschluss an den Workshop wurde eine Umfrage bei den VNB der Schweiz per Postversand durchgeführt; 556 VNB wurden angeschrieben, 95 haben geantwortet. Dies entspricht einer Rücklaufquote von knapp 20 Prozent. Die Umfrage beinhaltete folgende Fragen:

- Welche der Sektoren Gas, Mobilität, Wärme sind heute schon relevant für Sie? Warum?
- Welche dieser Sektoren sind heute besonders herausfordernd? Warum?
- Was sind die Herausforderungen mit der Energiestrategie 2050? Bitte begründen Sie Ihre Antworten kurz.
- Welche Chancen sehen Sie im Zusammenhang mit der Digitalisierung der Stromnetze?
- Welche Herausforderungen sehen Sie im Zusammenhang mit der Digitalisierung der Stromnetze?
- Könnten Sie Forschungsmittel vergeben: Welche technologischen Probleme müssen gelöst werden, wozu soll in den nächsten drei bis fünf Jahren geforscht werden?
- In welchem technologischen Bereich wünschen Sie sich mehr Produkte und Dienstleistungen mit Blick auf eine erfolgreiche Umsetzung der Energiestrategie 2050?
- Für ein Verteilnetzbetreiber Ihrer Grösse: Was sind die Chancen und Herausforderungen im Vergleich zu grösseren oder kleineren Verteilnetzbetreiber?
- Kennen Sie ein Leuchtturmprojekt, welches das Projektteam kennen müsste und das Sie als besonders interessant, vielversprechend oder zukunftsweisend bezeichnen würden?
- Welche Fragen würden Sie gerne dem Gremium von Expert:innen der SATW und dem NFS Automation stellen?

Ziel der Umfrage war es, ein Stimmungsbild aus der Perspekti-

ve der VNB zu erhalten. Aus den Antworten wurden Themen extrahiert, die für diese Studie gewichtet und summarisch umschrieben wurden. Die Antworten und Zitate werden aus Datenschutzgründen anonymisiert wiedergegeben.

Gespräche mit Expert:innen

Parallel zur Umfrage fanden vier Gespräche mit Expert:innen aus Industrie, Forschung und Verwaltung statt. Bei diesen Gesprächen ging es um die Identifizierung von Leuchtturmprojekten und einem vertieften Verständnis der gegenwärtigen Situation und der Zukunftsaussichten der VNB.

Ausschlusskriterien

Einige Technologien wie Blockchain und Wasserstoff, die für die Energiewende eine Rolle spielen dürften, wurden in der Studie nicht berücksichtigt, entweder weil sie für die Verteilnetzinfrastuktur nicht relevant sind oder weil befragte Expert:innen keine Relevanz für die Schweiz sehen. Auch sind die regulatorischen Rahmenbedingungen nicht Teil der Studie, da davon ausgegangen wird, dass sie sich im Verlauf der Umsetzung der Energiewende ändern und anpassen werden.

Das Glossar entstand im Sinne eines Literaturreviews und basiert auf den Referenzen [17–31].

Referenzen

- [1] Bundesversammlung der Schweizerischen Eidgenossenschaft. Bundesgesetz über die Stromversorgung, Artikel 10. <https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/2007/418/de>. Letzter Zugriff 26.01.2024
- [2] International Energy Agency IEA. World Energy Outlook 2023. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023?language=de>. Letzter Zugriff 19.01.2024
- [3] Statistisches Bundesamt. Europe – Bevölkerung. <https://www.destatis.de/Europa/DE/Thema/Basistabelle/Bevoelkerung.html>. Letzter Zugriff 18.01.2024
- [4] European Commission. JRC science for policy report. Distribution system operator observatory 2020. https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC123249/final_report_pdf.pdf. Letzter Zugriff 25.01.2024
- [5] Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom. Basisdaten für Tarife der Schweizer Verteilnetzbetreiber. <https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/themen/strompreise/tarif-roh-daten-verteilnetzbetreiber.html>. Letzter Zugriff 18.01.2024
- [6] Bundesamt für Statistik. Regionalporträts 2021: Kennzahlen aller Gemeinden. <https://www.bfs.admin.ch/asset/de/16484444>. Letzter Zugriff 18.01.2024
- [7] Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen. Wege in die Energie- und Klimazukunft der Schweiz. www.energiezukunft2050.ch. Letzter Zugriff 19.01.2024
- [8] Gabriela Hug, Turhan Demiray, Mak Dukan, Massimo Filippini, Blazhe Gjorgiev, Gianfranco Guidati, Adriana Marucci, Kirsten Oswald, Anthony Patt, Giovanni Sansavini, Jonas Savelsberg, Christian Schaffner, Tobias Schmidt, Marius Schwarz, Bjarne Steffen. Versorgungssicherheit in einer Netto-Null-Energiezukunft für die Schweiz. <https://www.research-collection.ethz.ch/handle/20.500.11850/614565>. Letzter Zugriff 19.01.2024
- [9] Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom. Stromversorgungsqualität 2021. <https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2022/stromversorgungsqualitaet2021.pdf.download.pdf/Stromversorgungsqualitaet%202021.pdf>. Letzter Zugriff 19.01.2024
- [10] Bundesversammlung der Schweizerischen Eidgenossenschaft. Bundesgesetz über die Stromversorgung, Artikel 15. <https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/2007/418/de>. Letzter Zugriff 26.01.2024
- [11] Pronovo. EVS – Netzverstärkung. <https://pronovo.ch/foerdermittel-evs-netzverstaerkung/>. Letzter Zugriff 26.01.2024
- [12] Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom. Netzverstärkungen. <https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/themen/netzverstaerkungen.html>. Letzter Zugriff 26.01.2024
- [13] SWEET EDGE. Netzanschluss von 50 Gigawatt Photovoltaik in der Schweiz. <https://www.bfh.ch/dam/jcr:6c4037bd-a708-4941-b509-e6d06b0c4c4b/sweet-edge-discussion-paper.pdf>. Letzter Zugriff 19.01.2024
- [14] Schweizerische Akademie der Technischen Wissenschaften. Technology Outlook – Reiseführer für die Welt von morgen. <https://technology-outlook.ch>. Letzter Zugriff 12.01.2024
- [15] Bundesamt für Energie. Förderprogramm SWEET. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/forschung-und-cleantech/foerderprogramm-sweet.html>. Letzter Zugriff 12.01.2024
- [16] International Futures Forum. Three horizons. <https://www.internationalfuturesforum.com/three-horizons>. Letzter Zugriff 12.01.2024
- [17] IRENA. Innovation landscape for a renewable-powered future. <https://www.irena.org/publications/2019/Feb/Innovation-landscape-for-a-renewable-powered-future>. Letzter Zugriff 12.01.2024
- [18] IRENA. Enabling technologies: Innovation landscape briefs. <https://www.irena.org/publications/2019/Sep/Enabling-Technologies>. Letzter Zugriff 12.01.2024
- [19] IRENA. Utility-scale batteries. Innovation landscape brief. <https://www.irena.org/publications/2019/Sep/Utility-scale-batteries>. Letzter Zugriff 12.01.2024
- [20] IRENA. Behind-the-meter batteries. Innovation landscape brief. <https://www.irena.org/publications/2019/Sep/Behind-the-meter-batteries>. Letzter Zugriff 12.01.2024
- [21] IRENA. Electric vehicle smart charging. Innovation landscape brief. <https://www.irena.org/publications/2019/Sep/Electric-vehicle-smart-charging>. Letzter Zugriff 12.01.2024
- [22] IRENA. Internet of things. Innovation landscape brief. <https://www.irena.org/publications/2019/Sep/Internet-of-Things>. Letzter Zugriff 12.01.2024
- [23] IRENA. Artificial intelligence and big data. Innovation landscape brief. <https://www.irena.org/publications/2019/Sep/Artificial-Intelligence-and-Big-Data>. Letzter Zugriff 12.01.2024
- [24] IRENA. System operation: Innovation landscape briefs. <https://www.irena.org/publications/2020/Jul/System-Operation-Innovation-Landscape-briefs>. Letzter Zugriff 12.01.2024
- [25] IRENA. Market design: Innovation landscape briefs. <https://www.irena.org/publications/2019/Jun/Market-Design-Innovation-Landscape-briefs>. Letzter Zugriff 12.01.2024
- [26] IRENA. Business models: Innovation landscape briefs. <https://www.irena.org/publications/2020/Jul/Business-Models-Innovation-Landscape-briefs>. Letzter Zugriff 12.01.2024

- [27] Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr und Kommunikation, Bundesamt für Energie. Energieperspektiven 2050+. Exkurs Thermische Stromerzeugung und Wärme-Kraft-Kopplung. <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/10621>. Letzter Zugriff 19.01.2024
- [28] Bundesamt für Energie. Wärmestrategie 2025. <https://www.news.admin.ch/newsd/message/attachments/74920.pdf>. Letzter Zugriff 19.01.2024
- [29] Photovoltaik EU. Zubau in der Schweiz legte 2022 um fast 60 Prozent zu. <https://www.photovoltaik.eu/foerderung/zubau-der-schweiz-legte-2022-um-fast-60-prozent-zu>. Letzter Zugriff 25.01.2024
- [30] Statista. Anzahl insgesamt installierter Photovoltaik-Stromspeicher in Deutschland in den Jahren 2013 bis zum 1. Halbjahr 2023. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1078876/umfrage/anzahl-installierter-solarstromspeichern-in-deutschland/>. Letzter Zugriff 25.01.2024
- [31] IRENA. High-temperature electricity-based applications for industry. <https://www.irena.org/Innovation-landscape-for-smart-electrification/Power-to-heat-and-cooling/5-High-temperature-electricity-based-applications-for-industry>. Letzter Zugriff 25.01.2024

Projektleitung: Claudia Schärer

Autor:innen: Elise Cahard (NFS Automation), Christian Holzner (SATW), Benjamin Sawicki (NFS Automation), Claudia Schärer (SATW), Stefan Scheidegger (SATW)

Reviewer: Tony Kaiser (SATW), Thomas Marti (Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE), Christian Schaffner (Energy Science Center, ETH Zürich)

Redaktion: Esther Lombardini (SATW)

Gestaltung: Linda Seward (NFS Automation), Silvio Meier ([alacari.ch](mailto:alacari@ethz.ch))

Übersetzung: Weiss Traductions Genossenschaft

Druck: Vögeli AG

März 2024

Schweizerische Akademie der Technischen Wissenschaften SATW

St. Annagasse 18, 8001 Zürich

info@satw.ch

www.satw.ch

NFS Automation

Physikstrasse 3, 8092 Zürich

contact@nccr-automation.ch

nccr-automation.ch



Die Nationalen Forschungsschwerpunkte (NFS) sind ein Förderungsinstrument des Schweizerischen Nationalfonds