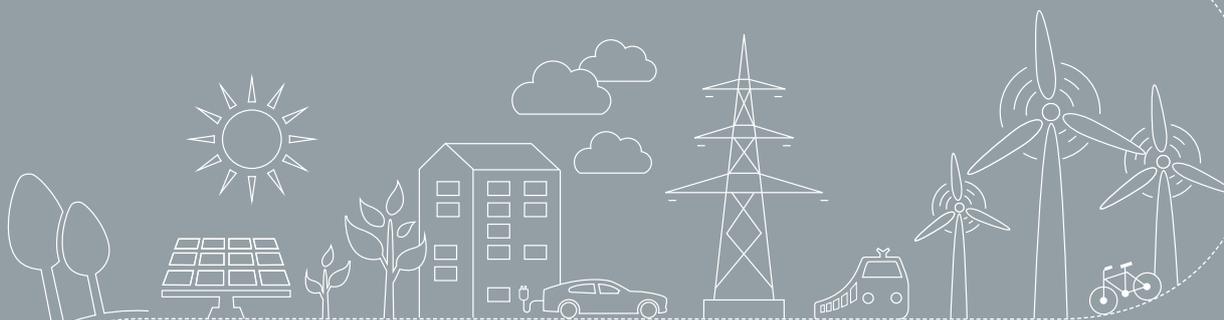


Energiewelten



Das VSE-Denkmodell für die Schweizer Energieversorgung der Zukunft



Update «VSE Trend 2035»

Wir können
die Zukunft nicht
voraussagen, aber
wir müssen darauf
vorbereitet sein.

Inhalt

Executive Summary	05	4. Marktmodell zum «VSE Trend 2035»	31
Vier Welten – vier Stühle	08	4.1 Vorbemerkung	31
1. Einführung in die «Energiewelten»	11	4.2 Zentrale Elemente des Marktmodells	31
1.1 Projekt «Energiewelten»	11	4.3 Vorgehen zur Ermittlung des Marktmodells	32
1.2 Bericht «Energiewelten 2017»	11	4.4 Ausprägung des Marktmodells für Elektrizität und Gas im «VSE Trend 2035»	32
1.3 Bericht «Energiewelten 2018»	11	4.4.1 Marktöffnung	32
2. Ausgangslage	13	4.4.2 Netz: Entflechtung und Zugang zu Informationen	35
3. «VSE Trend 2035»	15	4.4.3 Netz: Regulierung Netzerlöse	35
3.1 Energiepolitische, energiewirtschaftliche und technologische Unterschiede Bericht 2018 zum Bericht 2017	15	4.4.4 Netz: Tarifierungsvorgaben	36
3.1.1 Energiepolitische Unterschiede	15	4.4.5 Netz: Abgaben	36
3.1.2 Energiewirtschaftliche und technologische Unterschiede	16	4.4.6 Netz: Anschlusspflicht	36
3.2 Beschreibung der Treiber des «VSE Trend 2035»	19	4.4.7 Energie: Öffnungsgrad gegenüber dem Ausland	37
3.2.1 Dimension Nachfrage/Flexibilisierung	19	4.4.8 Energie: Staatseingriffe Produktion	37
3.2.2 Dimension Zentrale/Dezentrale Versorgung	19	4.4.9 Energie: Abnahme- und Vergütungspflicht	38
3.2.3 Dimension Märkte CH–EU	25	4.4.10 Energie: Grundversorgungspflicht	38
3.2.4 Dimension Digitalisierung	26	4.4.11 Übergeordnete Prozesse: Regulierung Flexibilität	39
3.2.5 Dimension Regulierung/Staatseingriffe	27	4.4.12 Übergeordnete Prozesse: ICT-Vorschriften	39
3.3 Wie sieht die Energiewelt 2035 aus?	28	5. Geschäftsmodell zum «VSE Trend 2035»	41
4. Marktmodell zum «VSE Trend 2035»	31	5.1 Umfeld	41
4.1 Vorbemerkung	31	5.2 Marktakteure und deren Wettbewerbsvorteile	41
4.2 Zentrale Elemente des Marktmodells	31	5.3 Mögliche Geschäftsfelder	42
4.3 Vorgehen zur Ermittlung des Marktmodells	32	6. Fazit und Ausblick	45
4.4 Ausprägung des Marktmodells für Elektrizität und Gas im «VSE Trend 2035»	32	6.1 Fazit	45
4.4.1 Marktöffnung	32	6.2 Ausblick	45
4.4.2 Netz: Entflechtung und Zugang zu Informationen	35	7. Anhang	46
4.4.3 Netz: Regulierung Netzerlöse	35	7.1 Abbildungs- und Tabellenverzeichnis	46
4.4.4 Netz: Tarifierungsvorgaben	36	7.2 Abkürzungsverzeichnis	46
4.4.5 Netz: Abgaben	36	7.3 Literaturverzeichnis	47
4.4.6 Netz: Anschlusspflicht	36		
4.4.7 Energie: Öffnungsgrad gegenüber dem Ausland	37		
4.4.8 Energie: Staatseingriffe Produktion	37		
4.4.9 Energie: Abnahme- und Vergütungspflicht	38		
4.4.10 Energie: Grundversorgungspflicht	38		
4.4.11 Übergeordnete Prozesse: Regulierung Flexibilität	39		
4.4.12 Übergeordnete Prozesse: ICT-Vorschriften	39		



Wie wird
unsere Energiewelt
im Jahr 2035
aussehen?



Executive Summary

Die Energiewelt von morgen ist durch dezentrale Strukturen, Dekarbonisierung und Massnahmen zur Versorgungssicherheit geprägt. Der «VSE Trend 2035» hat seinen Schwerpunkt in der Smart World. Sämtliche Lebensbereiche sind also von der Digitalisierung durchdrungen.

PROJEKT «ENERGIEWELTEN»

In einem ungewissen Umfeld müssen sich Gesellschaft, Energieunternehmen und Politiker Gedanken über die Welt von morgen machen. Sie müssen mögliche Entwicklungen antizipieren, Möglichkeiten ausloten, Risiken erfassen und Chancen erkennen. Um diesen Prozess zu unterstützen, hat der Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) das Projekt «Energiewelten» initiiert. Im Bericht «Energiewelten 2017» wurden vier extreme aber denkbare «Energiewelten» vorgestellt, die Vision erläutert und der Trend dargestellt. Dieser Trend beschreibt die Energiewelt im Jahr 2035, die der Verband aufgrund des aktuellen Wissensstands als am plausibelsten betrachtet. Im Bericht «Energiewelten 2017» wurde angekündigt, dass der «VSE Trend 2035» regelmässig überprüft werde.

Im vorliegenden Bericht «Energiewelten 2018» wird der «VSE Trend 2035» überprüft und ausführlich untersucht (→ Kapitel 3). Zudem wurden ein Marktmodell zum «VSE Trend 2035» erarbeitet (→ Kapitel 4) und mögliche Geschäftsmodelle davon abgeleitet (→ Kapitel 5).

«VSE TREND 2035»

Der «VSE Trend 2035» wird durch die Beschreibung von 15 ausgewählten Treibern bestimmt. Diese 15 Treiber haben das Potenzial, die Energiezukunft in den nächsten 20 Jahren spürbar zu verändern.

Mit der Annahme der Energiestrategie 2050 und der Ratifikation des Klimaabkommens COP21 haben seit der Veröffentlichung des Berichts «Energiewelten 2017» zwei Ereignisse stattgefunden, welche längerfristig wirken und den «VSE Trend 2035» massgeblich mitbestimmen werden.

Der Verband geht mit dem «VSE Trend 2035» davon aus, dass die Stromnachfrage primär durch die Substitution fossiler Anwendungen durch elektrische steigt (Sektorkopplung/Netzkonvergenz).

Obwohl der Anteil an dezentraler Produktion zunimmt, bleibt die Stromproduktion ein Mix aus zentraler und dezentraler Produktion. Die Wasserkraft wird weiterhin eine tragende Rolle einnehmen. Die Sektoren Strom, Wärme, Gas und Mobilität und ihre Infrastrukturen wachsen stärker zusammen (Sektorkopplung/Netzkonvergenz). Batterien, Gas- und Wärmespeicher werden günstiger und kommen deshalb vermehrt zum Einsatz.

Der Eigenversorgungsgrad der Schweiz sinkt durch den Ausstieg aus der Kernkraft, trotz des Zubaus der erneuerbaren Energien, welche vor allem im Sommer produzieren. Die Importmöglichkeiten im Winter sinken ab 2025 aufgrund des Abbaus der steuerbaren Kraftwerkskapazitäten im Ausland. Der Zeitpunkt des Abschlusses des Stromabkommens mit der EU bleibt weiterhin offen und ist nicht näher bestimmbar.

Die Digitalisierung sorgt für massive Veränderungen. Aufgrund der sinkenden Kosten für erneuerbare Energien braucht es keine Förderung mehr. Vorschriften der Energieeffizienz für Verbraucher sind nicht mehr notwendig. Die Eingriffe in die Strompreise nehmen ab. Das CO₂-Regime wird hingegen verschärft. Dadurch werden Effizienzanstrengungen in allen Sektoren ausgelöst.

FOLGENDE DREI HAUPTFAKTOREN BESTIMMEN DIE ENERGIEWELT 2035:

ZUNEHMEND DEZENTRALE STRUKTUREN: Die Nutzung der erneuerbaren Energien nimmt wegen technologischer Fortschritte und sinkender Kosten markant zu. Das führt zu zunehmend dezentralen Strukturen. Diese Entwicklung wird begünstigt durch immer mehr Digitalisierung.

DEKARBONISIERUNG: Der Wille zur Minderung der CO₂-Emissionen in den Sektoren wurde durch die Unterzeichnung des Pariser Klimaschutzabkommens (COP21) manifestiert. Die Dekarbonisierung erfordert die Substitution fossiler Anwendungen durch elektrische, erneuerbar produzierte – das Hauptmerkmal der Sektorkopplung. Dadurch nimmt der Stromverbrauch zu.

VERSORGUNGSSICHERHEIT: Die Unsicherheit bezüglich zukünftiger Stromimporte und die abnehmende Fähigkeit zur Eigenversorgung verringern ohne Gegenmassnahmen die Versorgungssicherheit. Neben der Wasserkraft wird Gas bei der Stromproduktion im Winterhalbjahr eine Rolle spielen, wenn bei Abschaltung der KKW die inländische Stromnachfrage zu einem erheblichen Teil durch inländische Produktion gedeckt werden soll.

Insgesamt haben sich im «VSE Trend 2035» die meisten Merkmale der Smart World realisiert. In der Smart World ist die Preisreduktion von dezentralen Produktions- und Speichertechnologien so stark, dass sich diese am Markt durchsetzen. Intelligente Informations- und Kommunikationssysteme durchdringen sämtliche Lebensbereiche.



Mehr Informationen
über das Projekt
«Energiewelten» und den
«VSE Trend 2035»:
www.energiewelt.ch



Die Zahl der Marktakteure und Geschäftsmodelle nimmt bis im Jahr 2035 stark zu.

MARKTMODELL

Aus dem «VSE Trend 2035» leitet sich das entsprechende Marktmodell ab. Ein Marktmodell beschreibt ein Regelwerk, innerhalb dessen die Rollen, Verantwortungen und Kompetenzen der Akteure bestimmt werden. Dieses entspricht teilweise nicht den heutigen Positionen des VSE, welche sich auf die heutige Welt und die Welt in naher Zukunft beziehen.

Die nachfolgende Tabelle zeigt in der Übersicht die Ausprägung der einzelnen Elemente des Marktmodells zum «VSE Trend 2035».



MARKTMODELLE TABELLE 1

MARKTMODELL-ELEMENT	AUSPRÄGUNG
Marktzugang für Anbieter und Nachfrager	→ Vollständige Marktöffnung beim Strom und Gas
Entflechtung und Zugang zu Informationen	→ Strom: keine weitergehende Entflechtung → Gas: im Lokalnnetz gleiche Entflechtungsvorschriften wie beim Strom; in der Hochdruckebene vergleichbare Entflechtung → Diskriminierungsfreier Zugang aller Marktteilnehmer zu vom Kunden freigegebenen Daten
Regulierung Netzerlöse	→ Kostenorientierte Regulierung
Tarifierungsvorgaben Netz	→ Neuartige Tarifmodelle, welche die Netzauslastung optimieren → Höhere Freiheiten der Netzbetreiber bei der Gestaltung der Tarife
Netzabgaben	→ Unabhängiger von Energieträger und Netzen (zum Beispiel Verbrauchssteuer)
Anschlusspflicht und Anschlusszwang	→ Strom: Anschlusspflicht des Netzbetreibers für Endverbraucher und Produktionsanlagen im heutigen Ausmass; neu gilt Anschlusspflicht auch für Speicher → Gas: Anschlusspflicht des Netzbetreibers für Produzenten von erneuerbarem Gas und Gasspeicher
Öffnungsgrad gegenüber dem Ausland	→ Kein Abschluss eines EU-Stromabkommens → Import- und Exportmöglichkeiten nach wie vor gegeben → Ausländische Anbieter in der Schweiz zugelassen
Staatseingriffe Produktion (direkt/indirekt)	→ Verstärkter Staatseingriff mit Fokus Gewährleistung der Versorgungssicherheit (vor allem Wasserkraft und Gas aus erneuerbaren Energien)
Abnahme- und Vergütungspflicht	→ Wegfall der Abnahme- und Vergütungspflicht
Grundversorgungspflicht	→ Strom: weiterhin Grundversorgungspflicht ohne Preisregulierung → Gas: Keine Grundversorgungspflicht
Regulierung Flexibilität	→ Marktlösung, aber Gesetzesgrundlagen, dass der Netzbetreiber zur Vermeidung von Notsituationen auf die Flexibilitäten zugreifen kann
ICT-Vorschriften (Datenschutz/-sicherheit)	→ Balanceakt zwischen übermässigen und zu geringen Vorschriften gelingt → ICT-Vorschriften gelten sektorübergreifend

GESCHÄFTSMODELL

Die Zahl der Marktakteure und der Geschäftsmodelle nimmt bis im Jahr 2035 stark zu. Die Grenzen zwischen Produzenten und Endverbrauchern verschwinden. Viele Verbraucher treten selber als Produzenten, Energiehändler oder Anbieter von Flexibilitäten oder Speicherleistung am Markt auf. Die traditionellen Wertschöpfungsstufen wie Erzeugung, Handel, Speicher, Verteilung werden aufgrund der Marktöffnung fragmentiert. Diese Entwicklung wird zudem stark durch die Digitalisierung beschleunigt. Die Konvergenz der Netze Strom, Gas und Wärme – und die dazugehörigen Installationen – und die Kopplung mit den Sektoren Mobilität, Industrie und Ge-

bäude führen dazu, dass sich der Fächer an möglichen Geschäftsfeldern vergrössert. Unternehmen aus anderen Sektoren fassen Fuss in der Energiewirtschaft. Neue Akteure wie auch EVU können mehrere Geschäftsfelder gleichzeitig ausüben, dazu gehen sie vermehrt Kooperationen mit Start-up- oder anderen Technologie-Unternehmen ein. Schlüssel zu den künftigen Geschäftsmodellen bleibt der Zugang zum Kunden.

Zusammengefasst können grob folgende Geschäftsmodelle unterschieden werden (in Anlehnung an Mulzer 2017):



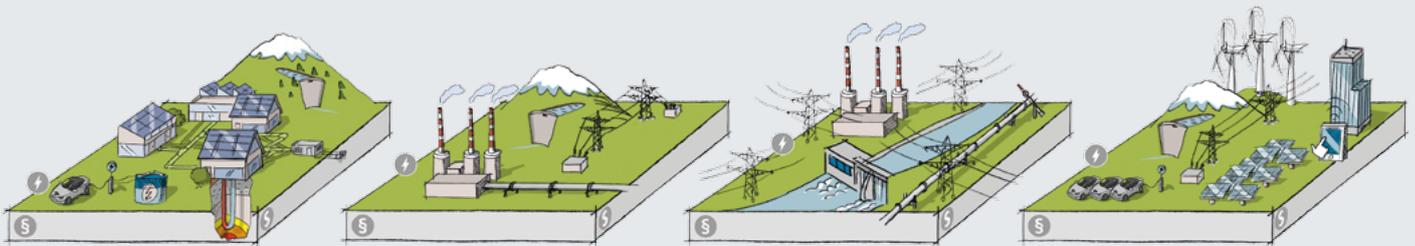
GESCHÄFTSMODELLE TABELLE 2

	ZENTRALE ANLAGEN:	→ Anlagebetreiber entwickeln, finanzieren und betreiben grosse Kraftwerke und Speicher.
	DEZENTRALE ANLAGEN:	→ Gesamtsystemanbieter planen, bauen, optimieren und unterhalten gebäudebasierte Anlagen.
	NETZE:	→ Netzbetreiber bauen, betreiben und unterhalten gemäss Regulierungsvorgaben Netze auf unterschiedlichen Stufen.
	MASSENENDKUNDENGESCHÄFT:	→ Lieferanten betreiben ein Grossmengengeschäft mit minimalen Margen und tiefen Kosten.
	HANDELSGESCHÄFT:	→ Händler kaufen und verkaufen hochautomatisierte Massenprodukte.
	DATEN:	→ Plattformbetreiber sammeln und verwerten Daten von Produzenten, Konsumenten und Speichern.
	SYSTEMDIENSTLEISTUNGEN:	→ Systemdienstleister generieren Produkte aus dem Zusammenspiel von Produzenten, Konsumenten und Speichern.
	Dienstleistungen:	→ Dienstleister bieten Leistungen in den Themen Sicherheit, Gesundheit, Soziales, Kommunikation, Bildung und Verwaltung an. Neue Themen werden hinzukommen.

Vier Welten – vier Stühle

Die Energiewelt von morgen wird massgebend geprägt von technologischer Innovation, dem wirtschaftlichen Umfeld und politischen Entscheiden.

Der VSE beschreibt aus heutiger Sicht extreme, aber denkbare «Energiewelten». Der «VSE Trend 2035» ist jene Energiewelt, die der VSE aufgrund des aktuellen Wissensstands im Jahre 2035 erwartet. Darüber hinaus entwickelt der VSE eine vielschichtige Vision und schärft das Bewusstsein dafür, welche Konsequenzen heutige Entscheide für die Energiewelt von morgen haben.



⚡ = Ausprägung

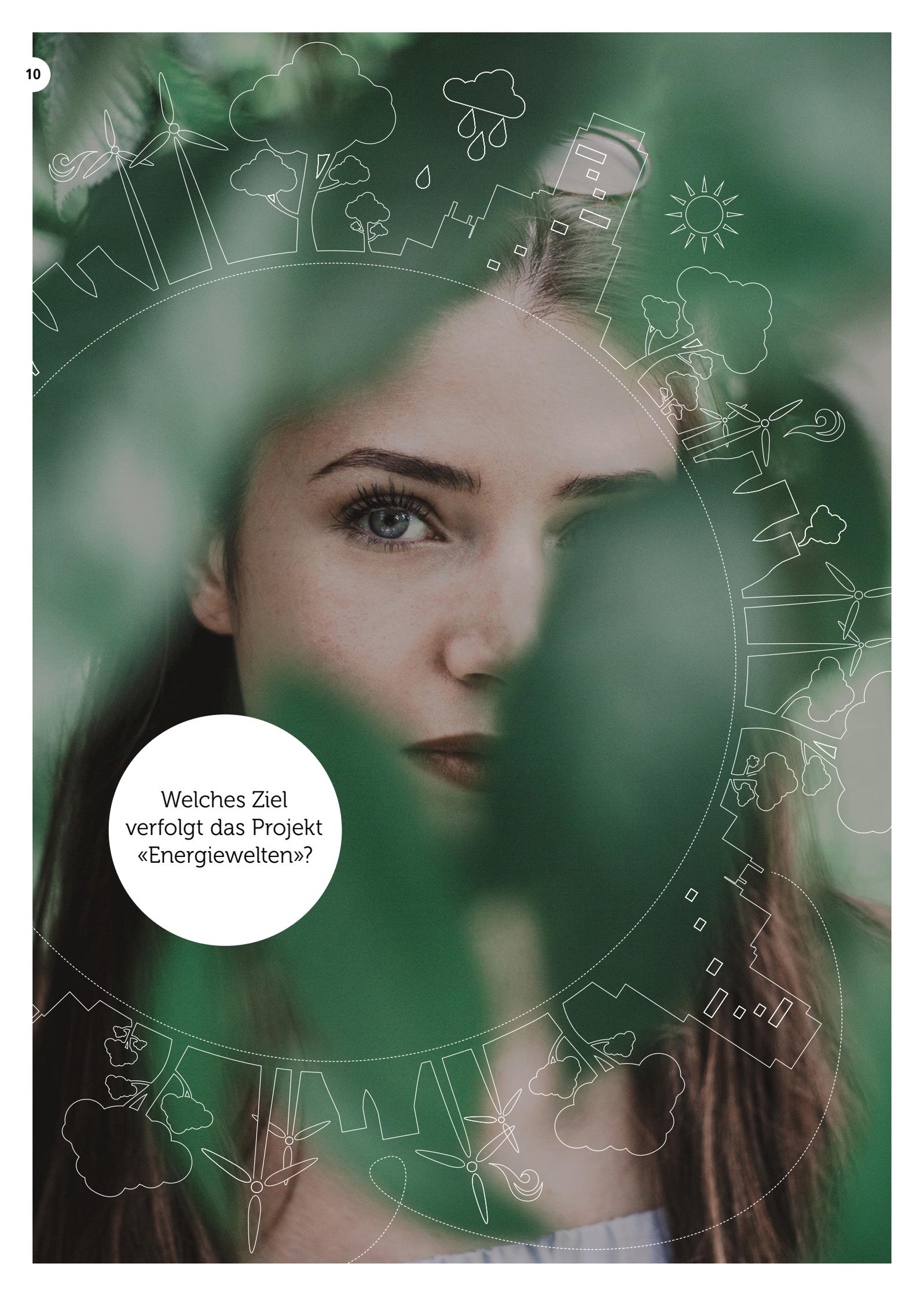
💰 = Marktmodell

💰 = Geschäftsmodell

Ein Flugzeugsitz oder ein Holzstuhl als Bild für die Energieversorgung im Jahr 2035. Sicher fragen Sie sich, was das soll. Der VSE lässt Sie anhand des neuen, deskriptiven Denkmodells in die Energiewelt von morgen eintauchen.

Nehmen Sie Platz, und tauchen Sie mit uns in die Zukunft ein. Ob Holzstuhl, Tech-Stuhl, Flugzeugsitz oder Fernsehsessel – auf jeder Sitzgelegenheit nehmen Sie eine andere Haltung und Perspektive ein. Und jede steht für eine extreme, aber durchaus denkbare Energiewelt. Die Stühle versinnbildlichen dabei die wichtigsten Werte der entsprechenden Energiewelt.



A close-up photograph of a woman's face, looking slightly to the right. The image is overlaid with a large, semi-transparent green circular graphic. The border of this circle is decorated with white line-art icons representing various environmental and energy concepts: wind turbines, trees, clouds, raindrops, a sun, and buildings. The background of the entire page is a blurred green, suggesting foliage.

Welches Ziel
verfolgt das Projekt
«Energiewelten»?

1. Einführung in die «Energiewelten»

Die Energiewelt von morgen wird von technologischer Innovation, dem wirtschaftlichen Umfeld und von politischen Entscheidungen geprägt. In einer ungewissen Zeit müssen sich Gesellschaft, Energieunternehmen und Politiker Gedanken zur Energiewelt von morgen machen.

1.1 PROJEKT «ENERGIEWELTEN»

Die «Energiewelten» sind das VSE-Denkmodell für die Schweizer Energieversorgung im Jahr 2035. Sie dienen dazu, die Diskussionen zur Energiezukunft zu fördern und zu strukturieren. Mit dem VSE-Denkmodell sollen mögliche energiewirtschaftliche Entwicklungen antizipiert, Risiken erfasst und Chancen erkannt werden können.

Die «Energiewelten» sind einerseits ein Analyseinstrument für den Verband, können andererseits aber auch eine Grundlage für Empfehlungen an den Gesetzgeber bilden, eine Basis für Strategieentwicklungen bei den Mitgliedsunternehmen bieten oder als Orientierungshilfe für Politik und interessierte Öffentlichkeit dienen.

Der Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) hat das Projekt «Energiewelten» im Jahr 2015 initiiert. Das Projekt befasst sich mit folgenden Fragen:

- **Was ist in Zukunft denkbar?**
(die «Energiewelten»)
- **Welche Tendenzen zeichnen sich ab?**
(«VSE Trend 2035»)
- **Was ist für die Zukunft wünschenswert?**
(Vision).

Dabei geht es nicht darum, die Fragen mit numerischen Modellen oder quantitativen Prognosen zu beantworten. Bei der Diskussion dieser Fragen steht der qualitative, systematische Blick in die Zukunft im Vordergrund. Zahlen zu den «Energiewelten» dienen lediglich der quantitativen Plausibilisierung.

Das Projekt wurde offen angelegt und ist ausbaufähig. Der Bericht «Energiewelten 2017», welcher im Jahr 2017 publiziert wurde, bildete den Auftakt. Mit dem Bericht «Energiewelten 2018» schliesst nun die Nachfolgepublikation an.

1.2 BERICHT «ENERGIEWELTEN 2017»

Im Zentrum des Berichtes stehen vier extreme aber denkbare «Energiewelten». Diese vier Welten haben das Ziel, einen breiten Entwicklungskorridor aufzuspannen, in dem aller Voraussicht nach die tatsächliche Entwicklung in den nächsten 20 Jahren stattfinden wird. Die vier «Energiewelten» lauten:

Trust World
Trade World
Local World
Smart World

Jede dieser «Energiewelten» besteht aus drei Elementen:

- 1) einer Beschreibung der Eigenschaften (Ausprägungen) der «Energiewelten»
- 2) einem dazugehörigen Marktmodell
- 3) möglichen Geschäftsmodellen

Die Beschreibung der «Energiewelten» erfolgt anhand 15 ausgewählter Treiber. Diese 15 Treiber haben das Potenzial, die Energiezukunft in den nächsten 20 Jahren spürbar zu verändern (→ Tabelle 1). Sie lassen sich zu fünf Dimensionen zusammenfassen. Die Dimensionen lauten:

- 1) Nachfrage / Flexibilisierung
- 2) Zentrale / Dezentrale Versorgung
- 3) Märkte / EU–CH
- 4) Digitalisierung
- 5) Regulierung / Staatseingriffe

Im Bericht «Energiewelten 2017» werden Methode und Herleitung der «Energiewelten» detailliert erläutert.

Im Rahmen der «Energiewelten» hat der VSE zudem seine Vision für die Energiewirtschaft 2035 erarbeitet.

Neben der VSE Vision und den vier «Energiewelten» wurde der «VSE Trend 2035» (Stand 2016/17) dargestellt. Dieser beschreibt die Energiewelt im Jahr 2035, wie sie der Verband aufgrund des aktuellen Wissensstandes als am plausibelsten betrachtet. Im Bericht «Energiewelten 2017» wurde angekündigt, dass der «VSE Trend 2035» regelmässig überprüft werden soll. Zum ersten Mal hat dies 2017/2018 stattgefunden. Die Ergebnisse dazu liegen im aktuellen Bericht «Energiewelten 2018» vor.

1.3 BERICHT «ENERGIEWELTEN 2018»

Für den vorliegenden Bericht «Energiewelten 2018» wurde der «VSE Trend 2035» (Stand 2016/17) überprüft und, wo notwendig, aufgrund neuer Entwicklungen angepasst (→ Kapitel 3.2). Tatsächlich haben 2017 verschiedene wichtige, längerfristig wirkende Ereignisse stattgefunden, insbesondere auf politischer/gesetzgeberischer Ebene (→ Kapitel 2 und Kapitel 3.1).

Mit dem vorliegenden Bericht wurde für den «VSE Trend 2035» erstmals ein Marktmodell entwickelt (→ Kapitel 4). Auch wurden mögliche Geschäftsmodelle für den «VSE Trend 2035» abgeleitet (→ Kapitel 5).

Die Zahlen zum «VSE Trend 2035» dienen der quantitativen Plausibilisierung. Sie sind nicht als Prognose zu verstehen.



Mehr Informationen über die «Energiewelten»: www.energiwelt.ch



Wie beeinflussen Politik und Regulierung den «VSE Trend 2035»?



2. Ausgangslage

In diesem Kapitel werden grundlegende Entwicklungen auf politischer und regulatorischer Ebene beschrieben, welche längerfristige Auswirkungen auf den «VSE Trend 2035» haben. Der «VSE Trend 2035» beschreibt jene Energiewelt, die für die Zukunft am plausibelsten erscheint.

ENERGIESTRATEGIE 2050

Am 21. Mai 2017 sagte die Schweizer Stimmbevölkerung Ja zur Phase I der Energiestrategie 2050 des Bundes – und damit auch zu deren Zielen sowie zum Erhalt und zum Ausbau der Wasserkraft. Die zur Phase I der Energiestrategie 2050 revidierten Gesetze und die zugehörigen, umfangreichen Verordnungsänderungen sind auf 1. Januar 2018 in Kraft getreten. Der VSE ist zurzeit daran, die betroffenen Branchendokumente anzupassen.

Die Ziele der Energiestrategie 2050 lassen sich nicht allein durch die Phase I erreichen; es muss eine Phase II folgen. Für diese Phase II hatte der Bundesrat das Klima- und Energielenkungssystem (KELS) vorgesehen. Dieses fand jedoch in den Eidgenössischen Räten keine Gnade und wurde abgelehnt. Seither kam von Seiten Bund kein neuer Vorschlag mehr. Stattdessen rückte bereits im Abstimmungskampf das Thema Versorgungssicherheit beim Strom in den Vordergrund. Die Diskussion und Entscheidungsfindung dazu werden die Politik noch über mehrere Jahre beschäftigen.

Der Abschluss eines Strom- oder Energieabkommens mit der EU ist auch 2018 nicht absehbar. Vor dem Abschluss eines solchen Abkommens sind insbesondere wesentliche institutionelle Fragen zu klären. Ein Stromabkommen würde per se wenig an der Exportfähigkeit der für die Schweiz relevanten Länder ändern, jedoch an den Marktbedingungen. Der EU-Binnenmarkt entwickelt sich zudem immer mehr in Richtung regionale Märkte. Bei der Vorbeugung kritischer Versorgungssituationen überwiegt jedoch die nationale Optik, was sich durch die Einrichtung isolierter, nationaler Kapazitätsmechanismen in fast allen Mitgliedstaaten der EU manifestiert.

Die Botschaft zur Totalrevision des CO₂-Gesetzes wurde im Dezember 2017 vom Bundesrat verabschiedet. Das Gesetz wird u.a. wegen des Klimaübereinkommens von Paris überarbeitet, in welchem sich die Schweiz verpflichtete, die Treibhausgasemissionen bis 2030 zu halbieren. Dabei sollen mindestens 30% der Emissionen in der Schweiz reduziert werden. Dazu werden die bestehenden Instrumente im Gebäude-, Verkehrs- und Industriebereich weitergeführt und teilweise verschärft.

Gleichzeitig wurde die Botschaft zum Abkommen über die Verknüpfung des schweizerischen und des europäischen Emissionshandelssystems verabschiedet. Dieses ermöglicht den Schweizer Unternehmen den Zugang zum europäischen Zertifikatemarkt. Die Verknüpfung soll noch vor 2020 realisiert werden.

NEUE MUSTERVORSCHRIFTEN

Die neuen «Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich» (MuKE_n) treten je nach Kanton zwischen 2017 und 2020 in Kraft. Sie umfassen das von den Kantonen erarbeitete Gesamtpaket energetische Bauvorschriften im Gebäudebereich mit dem Ziel höherer Energieeffizienz von Gebäuden. Mit den neuen MuKE_n werden die Anforderungen an den Gebäudepark verschärft:

Neubauten sollen eine Eigenstromerzeugung von 10 Watt pro m² Energiebezugsfläche erreichen (SVGW, 2017). Beim Ersatz fossiler Heizungen müssen 10% des Wärmebedarfs des Gebäudes mit erneuerbaren Energien gedeckt werden. Für bestehende Elektroheizungen besteht eine Sanierungspflicht von 15 Jahren (EnDK, 2015). Das vom Bund und den Kantonen im Jahr 2010 eingeführte Gebäudeprogramm wird fortgeführt.

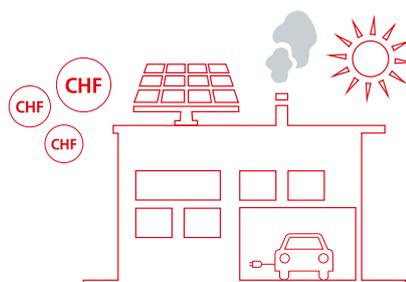
Zur Förderung von energetischen Sanierungen stehen neu insgesamt 525 Millionen CHF zur Verfügung (BFE, 2014).

Im September 2017 verabschiedete der Bundesrat die Botschaft zur Totalrevision des Datenschutzgesetzes (DSG). Dieses hat zum Ziel, das Datenschutzniveau zu erhöhen und die Voraussetzungen zu schaffen, damit die grenzüberschreitende Datenübermittlung zwischen der Schweiz und den EU-Mitgliedstaaten ohne zusätzliche Hürden möglich bleibt (Medienmitteilung des Bundesrates, 2017).

Es ist davon auszugehen, dass die vorgenannten Entwicklungen längerfristig wirken und den «VSE Trend 2035» massgeblich mitbestimmen werden.



Weiterführende Infos über das Gebäudeprogramm von Bund und Kantonen: www.bafu.admin.ch



GEBÄUDEPROGRAMM: Zur Förderung von energetischen Sanierungen wird Geld zur Verfügung gestellt, nämlich

CHF 525 Mio.

Wie wird sich die
Energiewelt gemäss
VSE entwickeln?



3. «VSE Trend 2035»

In diesem Kapitel wird der «VSE Trend 2035» analysiert. Als Erstes werden die grossen energiepolitischen, wirtschaftlichen und technologischen Unterschiede im Vergleich zum Bericht «Energiewelten 2017» beleuchtet. Als Zweites werden die Treiber gruppiert nach Dimensionen beschrieben. Der dritte Teil fasst den «VSE Trend 2035» zusammen.

3.1 ENERGIEPOLITISCHE, ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE UND TECHNOLOGISCHE UNTERSCHIEDE BERICHT 2018 ZUM BERICHT 2017

3.1.1 Energiepolitische Unterschiede

Zwei grosse politische Entwicklungen im Jahr 2017 beeinflussen den «VSE Trend 2035»: Zum einen wurde die Energiestrategie 2050 am 21. Mai 2017 vom Volk angenommen. Zum anderen trat am 5. November 2017 das Pariser Klimaabkommen auch für die Schweiz in Kraft. Damit verbunden wird die Totalrevision des CO₂-Gesetzes aktuell im Parlament behandelt.

Energiestrategie 2050: Mehr Erneuerbare, mehr Energieeffizienz, Wegfall der Kernenergie

Am 21. Mai 2017 hat das Schweizer Volk der Energiestrategie 2050 zugestimmt – mit ihren drei Säulen: Steigerung der Energieeffizienz, Schweizer Stromproduktion mit zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien und Ausstieg aus der Kernenergie. Damit sind die Rahmenbedingungen der Schweizer Energiezukunft definiert.

Die Energiestrategie 2050 setzt Richtwerte bzgl. des Energie- und Stromverbrauchs pro Kopf: Der durchschnittliche Energieverbrauch pro Person soll bis 2035 um 43% gesenkt werden, der Stromverbrauch um 13% (Art. 3 EnG). Dementsprechend werden auch die bestehenden Massnahmen im Gebäude- und Mobilitätsbereich, wie wettbewerbliche Ausschreibungen, Emissionsvorschriften, das Gebäudeprogramm und die steuerlichen Anreize im Gebäudebereich, fortgeführt und verstärkt.

Die angestrebte Effizienzsteigerung beeinflusst den Stromverbrauch bzw. den Bezug aus dem Netz. Dem entgegen wirkt der Trend zu einem steigenden Stromverbrauch. Die angestrebte Dekarbonisierung unterstützt die Sektorkopplung/Netzkonvergenz.

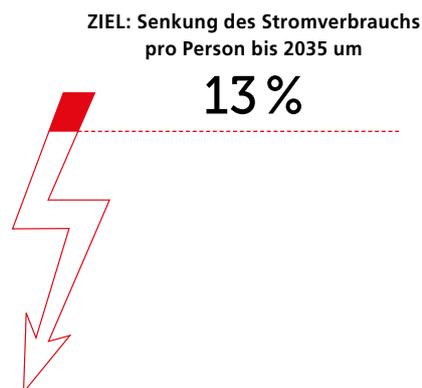
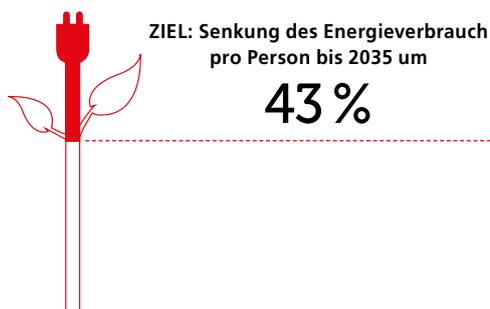
Zudem werden Erhalt und Ausbau der erneuerbaren Energien inkl. Wasserkraft unterstützt. 2035 soll die durchschnittliche inländische Produktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) rund 11400 GWh und jene aus Wasserkraft rund 37400 GWh betragen (Art. 2 EnG).

Dazu stehen durch die Erhöhung des Netzzuschlags mehr Fördergelder zur Verfügung. Die bisherigen Förderinstrumente, KEV und Einmalvergütung, werden in modifizierter Art weitergeführt. Zudem kommen weitere Instrumente hinzu: Investitionsbeiträge, Marktprämie sowie Beiträge und Garantien für Geothermie. Die Unterstützung ist allerdings zeitlich befristet (bis Ende 2022 bzw. 2030).

Die Struktur der Schweizer Stromproduktion wird zudem durch den Ausstieg aus der Kernenergie beeinflusst. Damit fällt in den nächsten Jahrzehnten eine zentrale und konstante Produktionskapazität der Schweiz weg.

Die Stromproduktion in der Schweiz erfährt in den nächsten Jahren tiefgreifende Änderungen. Der Anteil der dezentralen und erneuerbaren Erzeugung steigt. Grosse Erzeugungskapazitäten fallen weg, auf welche die Schweiz vor allem im Winter stark angewiesen ist. Diese Änderungen haben bedeutende Herausforderungen für die Eigenversorgung sowie die Versorgungssicherheit der Schweiz zur Folge.

i
Der Trend entwickelt sich in Richtung «Smart World». Weitere Informationen zur Energiezukunft: www.strom.ch



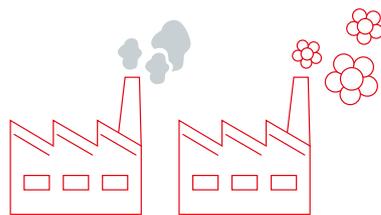


Die Energiestrategie 2050 und das Klimaabkommen COP21 wirken längerfristig. Beide bestimmen den «VSE Trend 2035» massgeblich mit.

Pariser Klimaabkommen und Totalrevision CO₂-Gesetz: Erneuerbarer Strom ersetzt zunehmend fossile Energien

National- und Ständerat stimmten der Ratifikation des Pariser Klimaabkommens (COP21) im Juni 2017 zu (Amtliches Bulletin, 2017). Da das Referendum zur Ratifikation nicht ergriffen wurde, konnte die Ratifikationsurkunde im Oktober 2017 dem UNO-Generalsekretär übergeben werden. Nach 30-tägiger Frist, trat das Klimaabkommen von Paris (COP21) für die Schweiz am 5. November 2017 in Kraft (BAFU, 2017). Die Schweiz setzt sich damit zum Ziel, die Treibhausgasemissionen bis 2030 im Vergleich zu 1990 zu halbieren. Die konkrete Umsetzung der Verpflichtung aus dem Klimaabkommen findet sich im totalrevidierten CO₂-Gesetz, dessen Botschaft im Dezember 2017 vom Bundesrat verabschiedet wurde – und aktuell im Parlament behandelt wird (BAFU, 2017). Es darf davon ausgegangen werden, dass die Vorlage im Zuge der Beratung noch verschiedene Änderungen erfahren wird.

Zum einen soll der maximale CO₂-Abgabesatz erhöht werden. Im Bereich Mobilität wird vorgeschlagen, den Anteil an erneuerbaren Treibstoffen zu erhöhen sowie die Emissionsvorschriften für neu in Verkehr gesetzte Fahrzeuge zu verschärfen. Dies setzt einerseits Anreize für alternative Antriebe wie Elektro, Hybrid oder Brennstoffzelle – und unterstützt andererseits die Sektorkopplung/Netzkonvergenz, die erneuerbare Treibstoffe bereitstellen könnte. Das Gebäudeprogramm soll bis 2025 befristet werden. Ab 2029 sollen CO₂-Grenzwerte bei Alt- und Neubauten eingeführt werden, falls die Emissionen im Gebäudebereich nicht genügend stark zurückgehen. Die angestrebte Verknüpfung des Schweizer Emissionshandelssystems mit dem europäischen System bindet neu auch den Flugverkehr und fossile Kraftwerke mit ein. Die Beratung der Vorlage wird das Parlament voraussichtlich über 2018 hinaus beschäftigen.



ZIEL: Reduktion der Treibhausgasemissionen in der Schweiz bis 2030 im Vergleich zu 1990:

-50 %

So oder so bewirkt die Klimapolitik die Substitution fossiler Energieträger – und unterstützt damit die Sektorkopplung. Zudem könnten durch die Verknüpfung der Emissionshandelssysteme fossile Kraftwerke, wie GuD oder WKK, eher rentabel werden als ohne Verknüpfung des Emissionshandels. Im heute geltenden CO₂-Gesetz müssen fossile Kraftwerke ihre Emissionen vollständig kompensieren – und dies zur Hälfte in der Schweiz. Durch die Teilnahme am Emissionshandel und die Verknüpfung der Systeme würde den Betreibern mehr und kostengünstigeres Reduktionspotenzial zur Verfügung stehen. Entsprechende Kraftwerkskapazitäten, GuD oder WKK, könnten zur Sicherstellung der Eigenversorgung notwendig werden.

Die Reduktion der CO₂-Emissionen ist ein ambitioniertes Ziel für die Schweiz. Um dieses zu erreichen, müssen die Instrumente des CO₂-Gesetzes greifen und die Emissionshandelssysteme die Emissionen besser bepreisen. Ein hoher CO₂-Zertifikate-Preis begünstigt wiederum die Wettbewerbsfähigkeit der erneuerbaren Energien, dadurch werden fossile Energieerzeugungen verteuert.

3.1.2 Energiewirtschaftliche und technologische Unterschiede

Starke Verbreitung der Elektrifizierung im Gebäude- und Verkehrssektor

Wie schon im Bericht «Energiewelten 2017» wird für 2035 im Vergleich zu heute eine höhere Nachfrage nach Strom erwartet. Die im Bericht 2017 als Grundlage verwendete Studie (Andersson, Boulouchos, & Bretschger, 2011) rechnet bis 2035 mit einem zusätzlichen Strombedarf von ca. 4 TWh durch die Substitution fossiler Energieträger (Elektrifizierung) im Bereich Wärme und Verkehr (VSE, 2017). Der Zusatzstrombedarf für Wärmepumpen beträgt gemäss dieser Studie im Jahr 2035 ca. 2.5 TWh. Aufgrund der Annahme der Energiestrategie 2050, der Verschärfung der Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKEN), der Ratifizierung von COP21 und der Totalrevision des CO₂-Gesetzes ist für 2035 von einer höheren Verbreitung der Elektrifizierung auszugehen. Die Revision des CO₂-Gesetzes sieht ab 2029 die Einführung von CO₂-Grenzwerten in Gebäuden vor, wenn der Zielwert einer CO₂-Reduktion um 80 % bis 2050 gegenüber 1990 nicht erreicht wird (Bundesblatt, 2018).

Somit könnten noch verstärkt fossile durch erneuerbare Heizträger wie Wärmepumpen ersetzt werden. Wenn von einer Fortsetzung der durchschnittlichen Wachstumsrate der Jahre 2011 bis 2016 ausgegangen wird, beträgt der Zusatzstrombedarf für Wärmepumpen im Jahr 2035

ca. 5 bis 6 TWh (Datenquelle: Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2016). Dieser Zusatzstrombedarf wird durch die Verschärfung der MuKE n gemindert (z.B. reduziert eine bessere Gebäudedämmung den Wärmebedarf).

Gemäss der Studie von Prognos (2012) beträgt 2035 der Anteil der Elektrofahrzeuge (Batterieelektrische und hybride Fahrzeuge) am gesamten Fahrzeugbestand 13 bis 20%, was die Stromnachfrage um ca. 4 TWh erhöht (eigene Berechnungen in Anlehnung an (Boulouchos, 2016; PSI, 2016)). Ergebnisse von SCCER (Swiss Competence Center for Energy Research) zeigen, dass unter Annahme der Erreichung der Klimaziele im Jahr 2030 ca. zwei Drittel der gefahrenen Kilometer von batterieelektrischen und hybriden Autos geleistet werden (Panos, Ramachandran, & Kober, 2018). Die Verfolgung der Klimaziele führt zu hohen CO₂-Preisen, was die Durchdringung von Elektroautos zusätzlich beschleunigt.

Gas könnte zur Option werden, um Strombedarf zu decken und Versorgungssicherheit zu gewährleisten

Im Bericht «Energiewelten 2017» wurde nicht davon ausgegangen, dass ein Teil des Wegfalls der Kernenergie durch den Zubau von Gaskraftwerken ersetzt wird. Importe würden vermutlich den Wegfall decken (→ Seite 60 Bericht «Energiewelten 2017»). Aufgrund der sich abzeichnenden unsicheren Importmöglichkeiten im Winter (→ Abschnitt 3.2.3.2) könnte der Zubau von zentralen Gaskraftwerken und dezentralen Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen (WKK) zur Option werden. Im Gegensatz zu PV und Windkraft können Gaskraftwerke und WKK auch im Winter bedarfsgerecht produzieren. In der Studie Energieperspektiven 2050 wird eine Deckung der fehlenden Produktion durch den Zubau von Gaskombi-

kraftwerken oder durch Importe angenommen. Je nach Szenario beträgt im Jahr 2035 die Stromproduktion aus Gaskombikraftwerken (GuD) ca. 12 bis 20 TWh und aus WKK ca. 3 TWh (Prognos, 2012). Auch in seiner Botschaft zur Energiestrategie 2050 hat der Bundesrat 2013 festgehalten, dass es zur Deckung der Stromnachfrage voraussichtlich einen Ausbau der fossilen Produktion mittels WKK und Gaskombikraftwerken oder vermehrte Stromimporte brauche (Der Bundesrat, 2013). Die durch den Ausbau von WKK und Gaskombikraftwerken entstehenden Treibhausgase müssten durch Minderungsmaßnahmen in anderen Sektoren kompensiert werden. Abschliessend ist zu erwähnen, dass WKK-Anlagen und Gaskombikraftwerke auch mit erneuerbaren Energiequellen wie z.B. Biogas betrieben werden können.

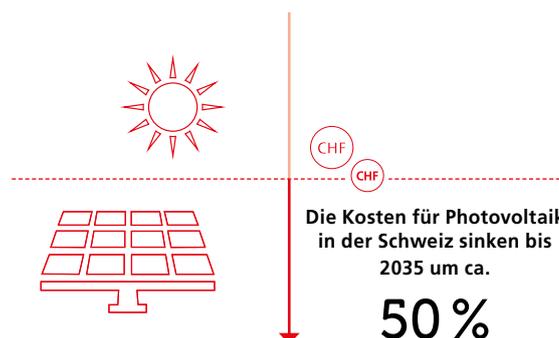
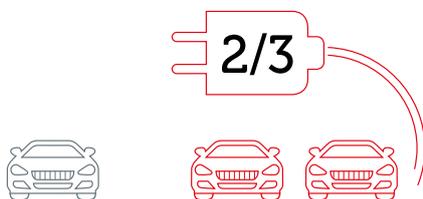
PSI-Studie bestätigt Preiszerfall von erneuerbaren Energien

Die im Bericht «Energiewelten 2017» gemachte Annahme, dass die Preise von PV-Modulen sich halbieren, wird durch eine vom Paul-Scherrer-Institut (PSI) im Rahmen von SCCER erstellte Studie bestätigt. Gemäss dieser Studie sinken die Gestehungskosten in der Schweiz für neue PV-Anlagen bis 2035 um die Hälfte (Bauer & Hirschberg, 2017). Verantwortlich dafür ist primär die Reduktion der Zell- und Modulkosten. Im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energien folgt PV einer steilen Lernkurve. Die Produktionskosten von PV-Anlagen sinken mit zunehmender Anlagengrösse. Die Kosten bei einer Leistung von 10 kW betragen im Jahr 2035 9 bis 22 Rappen pro kWh und jene mit einer Leistung von 1000 kW 4 bis 10 Rappen pro kWh. Die Kosten für Windenergie werden in der Schweiz bis 2035 um ca. 20% sinken und betragen 2035 noch 10 bis 17 Rappen pro kWh.

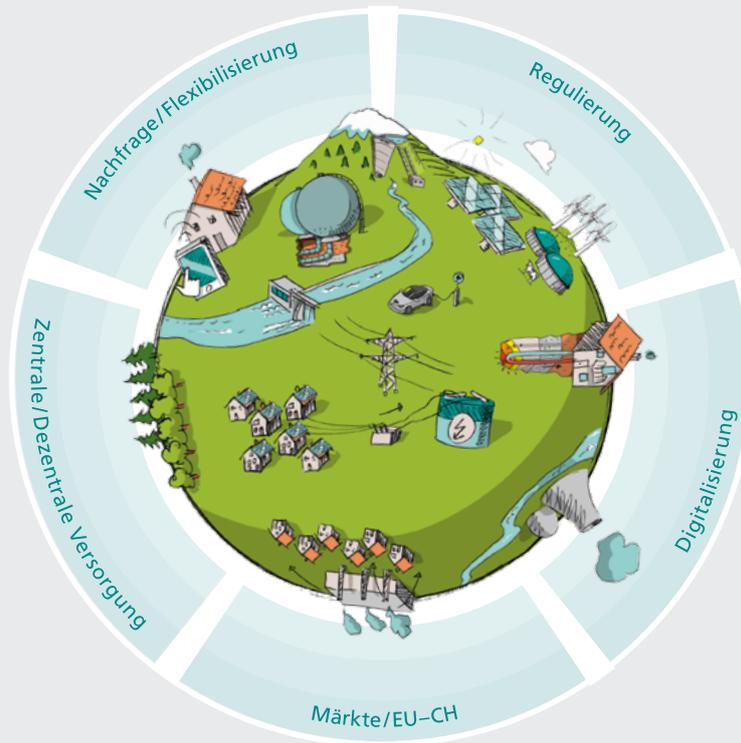


Das 2015 unterzeichnete Pariser Klimaabkommen gilt als grosser Erfolg. Die Richtlinien für die Umsetzung der darin geforderten Massnahmen sind nicht vollständig definiert. Das Ziel der Mitglieder der Uno-Klimarahmenkonvention: Bis Ende 2018 soll der Massnahmenplan stehen.

KLIMAZIEL IM JAHR 2030: Ungefähr zwei Drittel der gefahrenen Kilometer werden von batterieelektrischen und hybriden Autos geleistet.



DIE FÜNF DIMENSIONEN DER «ENERGIEWELTEN»



Übersicht der Treiber des «VSE Trend 2035» im Bericht 2017 und 2018
TABELLE 3

Bericht 2017	Bericht 2018
<p>① Nachfrage / Flexibilisierung Bezug aus Netz (Strom/Gas) Eigenverbrauch (Nachfrageniveau) Flexibilität (Lastverschiebung)</p>	<p>1 Bezug aus Netz (Strom/Gas) 2 Eigenverbrauch (Nachfrageniveau) 3 Flexibilität (Lastverschiebung)</p>
<p>② Zentrale / Dezentrale Versorgung Anteil dezentraler Produktion Bedarf Netz (Strom/Gas) Netzkonvergenz Batterien, Gas- und Wärmespeicher</p>	<p>4 Anteil dezentraler Produktion 5 Sektorkopplung/Netzkonvergenz 6 Batterien, Gas- und Wärmespeicher</p>
<p>③ Märkte / EU-CH Eigenversorgung CH (Strom/Gas) Einbindung in internationale Märkte (Strom/Gas)</p>	<p>7 Eigenversorgung CH (Strom/Gas) 8 Einbindung in internationale Märkte (Strom/Gas) 9 Importmöglichkeiten Winter</p>
<p>④ Digitalisierung ICT-Durchdringung Akzeptanz Datenaustausch</p>	<p>10 Sensoren und Konnektivität 11 Datenauswertung, Datenaustausch und Analysen 12 Digitale Dienstleistungen</p>
<p>⑤ Regulierung / Staatseingriffe Förderung erneuerbarer Energien Vorschriften Energieeffizienz Eingriffe in die Preise (Strom/CO₂)</p>	<p>13 Förderung erneuerbarer Energien 14 Vorschriften Energieeffizienz 15 Eingriffe in die Preise (Strom/CO₂)</p>

3.2 BESCHREIBUNG DER TREIBER DES «VSE TREND 2035»

Dieses Kapitel beschreibt die Treiber des «VSE Trend 2035» und zeigt die energiewirtschaftlichen und technologischen Entwicklungen auf. Die Treiber werden gruppiert nach den fünf Dimensionen Nachfrage/Flexibilisierung, Zentrale/Dezentrale Versorgung, Märkte/EU-CH, Digitalisierung und Regulierung/Staatseingriffe diskutiert. Es werden nur ausgewählte Treiber vertieft behandelt. Zu Treibern, deren Einschätzung sich seit dem letzten Bericht nicht wesentlich verändert hat, wird eine Zusammenfassung aus dem Bericht «Energiewelten 2017» abgegeben. Es sind dies die Treiber Bezug aus Netz, Flexibilität und Eigenversorgung. Aufgrund der in Kapitel 3.1.1 beschriebenen Ereignisse wurden einige Treiber für den Bericht 2018 angepasst oder neu konstruiert. Zum Zweck der Vereinheitlichung fokussiert jede Dimension neu auf je drei Treiber (→ Tabelle 1). Dafür wurden Treiber neu konstruiert und andere weggelassen. So wurden die Treiber der Dimension Digitalisierung in Anlehnung zu den Wertschöpfungsstufen im Internet der Dinge (Fleisch, Weinberger, & Wortmann, 2014) neu definiert. Zudem wurde der Treiber «Importmöglichkeiten Winter» neu in die Trendanalyse aufgenommen.

Der VSE steht in engem Austausch mit SCCER (Swiss Competence Center for Energy Research). Diese acht Forschungskompetenzzentren wurden im Rahmen des Aktionsplans «Koordinierte Energieforschung Schweiz» des Bundesrats und Parlaments gegründet. Die SCCER erforschen politische, ökonomische und rechtliche Fragen für die Energiezukunft. Für die zweite Phase von 2016 bis 2020 wurden Joint Activities gegründet, in welchen verschiedene Kompetenzzentren zusammenarbeiten. Der VSE ist als Industriepartner im Joint Activity Scenario Modeling (JASM) involviert, welches Szenarien für eine Realisierung der Energiestrategie 2050 modelliert. Im vorliegenden Bericht fließen neueste Erkenntnisse von SCCER ein.

3.2.1 Dimension Nachfrage/Flexibilisierung

3.2.1.1 Treiber 1: Bezug aus Netz

Der Bezug aus dem Stromnetz steigt bis ins Jahr 2035 deutlich an. Im Rahmen von SCCER geht man von Grössenordnungen von 70 TWh aus, was von einer Studie bestätigt wird (Panos, Ramachandran, & et al, 2016). Gründe für den Anstieg sind zum einen das Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstum (BFS, 2016 respektive SECO, 2017) sowie die Zunahme von elektronischen Geräten und deren Nutzung. Zum anderen hat die Substitution fossiler Energieträger durch erneuerbare Energien einen nachfragesteigernden Effekt (→ 3.2.2.2), beispielsweise im Wärmebereich durch den vermehrten Einsatz von Wärmepumpen. Weiter trägt auch die zunehmende Elektromobilität zu einem steigenden Stromverbrauch bei. Der zunehmende Eigenverbrauch und die Effekte aus Effizienzgewinnen können diesen Effekt nicht kompensieren (→ VSE, 2017, S. 59).

3.2.1.2 Treiber 2: Der Eigenverbrauch nimmt zu

Der Eigenverbrauch nimmt zu und ist im Jahr 2035 höher. Gründe dafür sind der vermehrte Einsatz von Batterie-, Gas- und Wärmespeichern, die dezentrale Produktion, die Regulierung sowie ICT.

Der vermehrte Einsatz von Batterien unterstützt den Eigenverbrauch. Dezentrale Batterien in einem Ein- oder Mehrfamilienhaus können den Stromüberschuss aus PV-Anlagen speichern und bei Bedarf in Strom umwandeln. Der Einsatz von Batterien wird durch die starke Kostenreduktion (→ 3.2.2.2) unterstützt. Der Preiszerfall der erneuerbaren Energien unterstützt den Eigenverbrauch. Der Eigenverbrauch wird regulatorisch durch die Energiestrategie 2050 begünstigt, indem die notwendigen Rahmenbedingungen für den Zusammenschluss zum Eigenverbrauch geschaffen wurden. Die Rechte, Pflichten und Kompetenzen der Akteure wie Anlagenbetreiber, Grundeigentümer, Mieter und Pächter werden klar definiert (Art. 16 und 17 EnG). Die Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKE) tragen auch zur Zunahme von Eigenverbrauch bei. Die MuKE fordern, dass jeder Neubau Eigenproduktion beim Strom vorweisen kann (EnDK, 2015, Art. 1.26). Batterien in Kombination mit vermehrten Möglichkeiten zur Steuerung und Optimierung von Stromflüssen im Haus (intelligente Gebäudelösungen) unterstützen den Eigenverbrauch. Dadurch kann der Stromverbrauch besser auf das PV-Produktionsprofil abgestimmt werden – oder vice versa. Der zunehmende Eigenverbrauch hat Auswirkungen auf das Bezugsverhalten des Stromnetzes, was Folgen für die Gestaltung der Netztarifierung hat (→ 4.4.4).

3.2.1.3 Treiber 3: Flexibilität nimmt zu

Die Flexibilisierung der Nachfrage ist aufgrund neuer Dienstleistungen und Geschäftsmodelle grösser als heute (→ VSE, 2017, S. 59). Mit der Zunahme von erneuerbaren Energien, welche stochastisch anfällt, steigt der Bedarf an Flexibilität. Flexibilität hilft, die Netzstabilität sicherzustellen. Durch den vermehrten Einsatz von ICT kann der Eigenverbraucher seine Flexibilität besser ausnutzen und somit seinen Grad der Eigenversorgung optimieren (→ 4.4.11). Neue Geschäftsmodelle ermöglichen die bessere Vermarktung der Nachfrageflexibilität.

3.2.2 Dimension Zentrale/Dezentrale Versorgung

3.2.2.1 Treiber 4: Der Anteil dezentraler Produktion steigt

Mit der Annahme der Energiestrategie 2050 wird der Ausbau von erneuerbaren Energien zum Ziel gesetzt. Gemäss der Energiestrategie 2050 soll im Jahr 2035 die durchschnittliche inländische Produktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) rund 11 400 GWh und jene aus Wasserkraft rund 37 400 GWh betragen (Art. 2 EnG).

Die Energiestrategie 2050 fördert aktiv den Ausbau von erneuerbaren Energien. Neben dem zeitlich begrenzten Einspeisevergütungssystem gibt es neu Einmalvergütungen auch für grosse PV-Anlagen, Investitionsbeiträge für die Wasserkraft, Biomasse und grosse PV-Anlagen, Beiträge und Garantien für Geothermie sowie eine Marktprämie für bestehende Wasserkraft. Mit den erwarteten Kostensenkungen von PV und Windenergie erhöht sich die Wettbewerbsfähigkeit der dezentralen Anlagen (Bauer & Hirschberg, 2017). Der Ausbau dezentraler Produktion wird auch durch die Möglichkeit des Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch unterstützt (Art. 16 und 18 EnG). Auch die Verbreitung von Speichertechnologien (→ 3.2.2.2) trägt zum Ausbau dezentraler Anlagen bei, da Schwankungen zwischen Produktion und Verbrauch besser ausgeglichen werden können.

Die Trennung zwischen zentraler und dezentraler Produktion ist nicht immer eindeutig. Bestimmte Produktionstechnologien können zentral aber auch dezentral Strom produzieren. In diesem Bericht versteht man unter dezentraler Produktion die Einspeisung auf der Netzebene 5 und 7. Dabei werden erneuerbare sowie auch nicht-erneuerbare Energien untersucht.

Photovoltaik hat das grösste Ausbaupotenzial unter den erneuerbaren Energien

Das Potenzial von Photovoltaik (PV) ist in der Schweiz unter Berücksichtigung von technischen, gesellschaftlichen und wirtschaftlichen Einschränkungen unter allen erneuerbaren Energien am grössten. Der VSE geht in seinem Bericht «Wege in die Stromzukunft» von einem Potenzial von 0.8 bis 2 TWh aus (VSE, 2012). Eine aktuelle PSI-Studie zeigt ein grösseres Potenzial auf. Diese schätzt das ausschöpfbare Potenzial von PV im Jahr 2035 auf 5.5 bis 16 TWh (Bauer & Hirschberg, 2017). Unter dem ausschöpfbaren Potenzial versteht man das technische Potenzial unter Berücksichtigung von ökologischen und ökonomischen Einschränkungen. In diesem Abschnitt ist jeweils das ausschöpfbare Potenzial gemeint. Auch die Studie Energieperspektiven geht mit 2.5 bis 7 TWh von einem höheren Potenzial aus (Prognos, 2012). Die Gestehungskosten für neue PV-Anlagen sinken um die Hälfte bis 2035 auf 4 bis 10 Rappen pro kWh (→ 3.1.2). Verantwortlich dafür ist die Reduktion

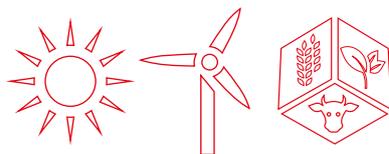
der Zell- und Modulkosten, die einer steilen Lernkurve folgen. Mit diesen massiven Kostensenkungen wird PV marktfähig. Es kann also mit einem höheren Potenzial als im Bericht «Wege in die Stromzukunft» gerechnet werden. Die effektive Entwicklung der Stromproduktion aus PV hängt unter anderem von der politischen Unterstützung, der Entwicklung der PV-Technologie (z.B. höhere Wirkungsgrade oder sinkende Produktionskosten) und der Strompreise ab.

Ausbau der Windenergie weiterhin durch gesellschaftliche Akzeptanz eingeschränkt

Windenergie-Projekte stossen heute in der Bevölkerung häufig auf Widerstand und werden durch lokale Einsparungen verzögert oder verhindert. Mit der Annahme der Energiestrategie 2050 liegen die Nutzung erneuerbarer Energien und ihr Ausbau wie auch der Natur- und Heimatschutz im nationalen Interesse (Art. 12 EnG). Dies wirkt sich grundsätzlich positiv auf den Ausbau der Windenergie aus. Im Vergleich zu PV sind bei der Windenergie geringere Kostensenkungen zu erwarten (→ 3.1.2). Der VSE ist 2012 von einem Windenergie-Potenzial von 0.7 bis 1.5 TWh ausgegangen (VSE, 2012). Die PSI-Studie schätzt das Potenzial für 2035 auf 0.7 bis 1.7 TWh ein (Bauer & Hirschberg, 2017). Der Ausbau der Windenergie wird von den gesetzlichen Rahmenbedingungen (z.B. einfachere Planungs- und Bewilligungsverfahren), von der gesellschaftlichen Akzeptanz und von finanziellen Unterstützungsmassnahmen abhängen. Die fehlende gesellschaftliche Akzeptanz verhindert einen substanziellen Ausbau.

Biomasse-Verstromung in Konkurrenz zu Wärme- und Verkehrssektor

Biomasse ist eine sehr heterogene Energiequelle (landwirtschaftliche Gülle, Abwasser, Abfälle, Holz), die mit unterschiedlichen Technologien (Verbrennung, Vergärung, Vergasung) in Strom, Wärme und Treibstoff umgewandelt werden kann. In diesem Kapitel wird nur die Stromproduktion betrachtet. Im Abfallsektor kommen Kehrichtverbrennungsanlagen (KVA), Abwasserreinigungsanlagen sowie industrielle Biogasanlagen zum Einsatz. Holz wird als Brennstoff in WKK-Anlagen oder



ZIEL 2035: Steigerung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) auf rund

11 400 GWh



ZIEL 2035: Steigerung der Stromproduktion aus Wasserkraft auf rund

37 400 GWh

Blockheizkraftwerken (BHKW) zur Strom- und Wärme-Produktion verwendet. Im Gegensatz zu Wind und PV wird nicht erwartet, dass die Produktionskosten von Biomasse zukünftig markant sinken werden (Bauer & Hirschberg, 2017). Der VSE geht in seinem Bericht «Wege in die Stromzukunft» von einem Biomasse-Potenzial von 2.5 bis 4 TWh aus (VSE, 2012). Die PSI-Studie schätzt das Potenzial von Biomasse für die Stromproduktion im Jahr 2035 auf ca. 1.4 bis 2.8 TWh (Bauer & Hirschberg, 2017). Vor allem die Nutzung von in der Landwirtschaft anfallender Gülle (sogenanntes landwirtschaftliches Biogas) und holzartiger Biomasse ist vielversprechend. In der Studie Energieperspektiven wird das Potenzial von Biomasse für 2035 auf ca. 1 bis 3 TWh beziffert (Prognos, 2012). Das Potenzial von Biomasse für die Stromproduktion ist relativ gering. Biomasse wird auch in der Mobilität und in der Wärmeversorgung eingesetzt, wo der Druck der Emissionsreduktionen grösser ist als im Stromsektor.

Kleinwasserkraft: geringes Potenzial

Der Ausbau der Kleinwasserkraft hängt von der gesellschaftlichen Akzeptanz, von Unterstützungsmassnahmen und von den Marktpreisen ab. Wasserkraftanlagen mit einer Leistung unter 10 MW werden als Kleinwasserkraftwerke bezeichnet (VSE, 2014). Der VSE geht in seinem Bericht «Wege in die Stromzukunft» von einem Potenzial von 0.6 bis 1.3 TWh aus (VSE, 2012). Das Potenzial ist relativ gering, da die Gestehungskosten aus Kleinwasserkraftwerken in der Regel höher sind als jene grosser Laufwasserkraftwerke. Zudem werden oft neue Projekte durch mangelnde Akzeptanz verhindert (Bauer & Hirschberg, 2017). Die PSI-Studie geht von einem Potenzial von Kleinwasserkraft von 4.3 bis 5.5 TWh aus (Bauer & Hirschberg, 2017). Die Kleinwasserkraft umfasst vorwiegend Laufwasserkraftwerke. Da die Laufwasserkraftwerke wie auch PV vor allem im Sommer produzieren, steht die Kleinwasserkraft in Konkurrenz zu PV.

Mit WKK-Anlagen und Brennstoffzellen-Heizungen dezentral Strom und Wärme produzieren

Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen (WKK-Anlagen) sind Systeme, die gleichzeitig Strom und Wärme produzieren. Der Strom wird mit einem Motor oder einer Brennstoffzelle erzeugt, die dabei entstehende Abwärme wird gleichzeitig für Heizzwecke (Komfortwärme) oder Produktionsprozesse (Prozesswärme) genutzt. Im Vergleich zu einer voneinander komplett getrennten Bereitstellung von Wärme und Strom mit fossilen Brennstoffen erreichen WKK-Anlagen höhere Gesamtwirkungsgrade und damit einen geringeren CO₂-Ausstoss. In der Studie «Energieperspektiven» beträgt die Stromproduktion im Jahr 2035 aus WKK ca. 3 TWh (Prognos, 2012). Gemäss einer anderen Studie können mit biogenem Gas betriebene WKK-Anlagen bis 2050 ca. 3 TWh Strom produzieren (Panos, Ramachandran, & et al, 2016). Der VSE geht in seinem Bericht «Wege in die Stromzukunft» von einem Potenzial von ca. 2 TWh aus (VSE, 2012).

Brennstoffzellen-Heizungen kommen dezentral in einem Einfamilienhaus anstelle des konventionellen Gas-Heizkessels und in der Industrie zum Einsatz. Wenn der Wärmebedarf an kalten Wintertagen nicht gedeckt werden kann, springt ein zusätzlicher Gasbrenner an. Die PSI-Studie schätzt das technische Potenzial von Brennstoffzellen auf ca. 6 TWh (Bauer & Hirschberg, 2017). Gemäss dieser Studie wird erwartet, dass die Wirkungsgrade gesteigert, die Lebensdauer der Brennstoffzellen erhöht und die Investitions- und Produktionskosten aufgrund einer Serienproduktion gesenkt werden. Wirtschaftliche Rahmenbedingungen sind für den Einsatz ausschlaggebend. Brennstoffzellen-Heizungen stehen in Konkurrenz zu günstigeren, erneuerbaren Heizsystemen wie Wärmepumpen oder Fernwärme. Deshalb kann man aktuell nicht davon ausgehen, dass 2035 Brennstoffzellen im hohen Umfang zur Stromproduktion beitragen werden.

Fazit: Der Anteil dezentraler Versorgung steigt

Der Anteil der dezentralen Produktion steigt. Wenn der Durchschnitt der Potenziale pro Produktionstechnologie der aufgeführten Studien addiert wird, beträgt die dezentrale Produktion im Jahr 2035 ca. 8 bis 17 TWh oder zwischen 11 und 24% des zukünftigen Strombedarfs (nur erneuerbare dezentrale Energien, ohne WKK). Die Stromproduktion im Jahr 2035 bleibt ein Mix aus zentraler und dezentraler Versorgung, wobei die Wasserkraft ihre tragende Rolle behält (→ VSE, 2017, S. 59).

3.2.2.2 Treiber 5: Sektorkopplung/Netzkonvergenz – Sektoren und Netze wachsen zusammen

Unter Sektorkopplung/Netzkonvergenz wird die Verknüpfung von Strom, Wärme, Gas, Mobilität und industriellen Prozessen sowie deren Infrastrukturen verstanden. 2035 ist die Sektorkopplung/Netzkonvergenz Bestandteil eines umfassenden Gesamtenergiesystems, integriert die erneuerbaren Energien und trägt wesentlich zur Reduktion der CO₂-Emissionen bei.

Sommer-Winter-Umlagerung wird wichtig

Zukünftig zeichnet sich ein Ungleichgewicht zwischen Stromproduktion im Sommer und Stromverbrauch im Winter ab. Bei der zunehmenden PV-Stromproduktion fallen rund 70% im Sommer an und nur 30% im Winter (eigene Berechnung basierend auf BFE, 2016 und Pfeningner & Staffell, 2016). Die Laufwasserkraftwerke erzeugen doppelt so viel Strom im Sommer wie im Winter (BFE, 2017 d). Mit dem schrittweisen Ausstieg aus der Kernkraft nimmt die Bandenergie stark ab. Somit verschiebt sich das Verhältnis der Sommer-/Winterproduktion zukünftig noch mehr in Richtung Sommer.



Der steigende Anteil an dezentraler Stromerzeugung und die Erhöhung der gesamten Energieeffizienz in der Schweiz führt zu zahlreichen neuen Herausforderungen an die Stromnetze.
Weitere Informationen:
www.bfe.admin.ch

Die saisonale Umlagerung (langfristige Speicherung) von Strom wird also umso wichtiger. Wie nachfolgend gezeigt wird, kann Sektorkopplung diesbezüglich einen wichtigen Beitrag leisten.

Was ist Sektorkopplung / Netzkonvergenz?

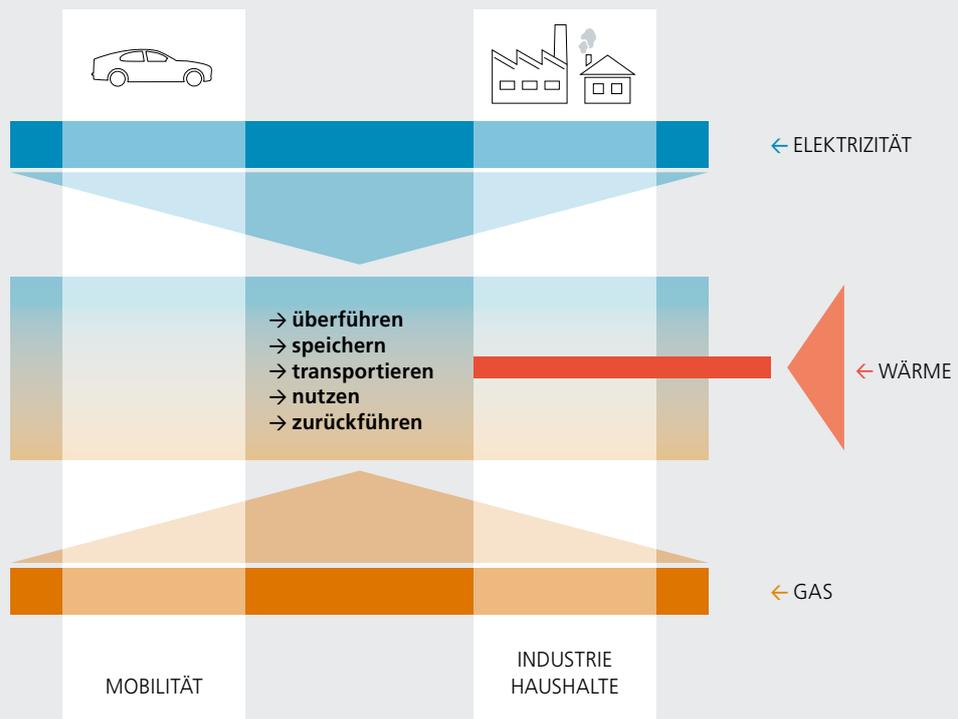
Bei der Sektorkopplung / Netzkonvergenz wird ein energie- und netzübergreifendes grösseres Gesamtsystem geschaffen, in welchem Flexibilitäts- und Speicheroptionen effizient genutzt werden. Mittels Kopplung der Sektoren wird Strom aus erneuerbaren Energien umgewandelt, in einen anderen Energiesektor überführt, gespeichert, transportiert und verbraucht oder wieder in den ursprünglichen Energiesektor zurückgeführt (→ Abbildung 1). Die Ziele sind die Dekarbonisierung der Sektoren, die Integration der erneuerbaren Energien und die Ausnutzung der Flexibilitäten. Die wichtigsten Treiber sind der Klimaschutz und die Ziele der Energiestrategie 2050 (BMW, 2016 a; BMW, 2016 b). Bereits etablierte Anwendungen der Sektorkopplung / Netzkonvergenz sind der Einsatz von Wärmepumpen anstelle von Gas- oder Ölheizungen – oder das Ersetzen von Verbrennungsmotoren in Autos durch elektrische Motoren.

Power-to-Gas als vielversprechende Technologie der Sektorkopplung

Power-to-Gas bietet die Möglichkeit, Strom als Gas langfristig zu speichern. Dabei wird überschüssiger Strom zur Herstellung von Wasserstoff respektive Methan verwendet. Power-to-Gas ist heute – neben Speicherwasserkraft – die einzige erkennbare Option zur saisonalen Speicherung von Strom (Power-to-Gas-to-Power) und verfügt daher bei einer stark sommerlastigen Stromproduktion über ein relativ hohes Marktpotenzial. Der bei der Elektrolyse entstandene Wasserstoff kann gespeichert und später in Brennstoffzellen, WKK-Anlagen oder Gaskraftwerken rückverstromt werden. Insgesamt ist die Technologie im Moment noch sehr kostenintensiv (VSE, 2016 a). Wasserstoff kann unter Zuführung von CO₂ in Methan umgewandelt werden. Synthetisches Methan ist im Vergleich zu Wasserstoff langfristig im Erdgasnetz lagerfähig. Die Herstellung synthetischen Methans ist jedoch mit zusätzlichen Wirkungsgradverlusten verbunden. Bei Bedarf kann das erneuerbare Methan in einem Gaskraftwerk rückverstromt werden. Neben der Rückverstromung kann Wasserstoff respektive Methan auch in der Mobilität und in der Industrie eingesetzt werden und dort zur Dekarbonisierung beitragen. Ergebnisse von SCCER zeigen, dass bis 2050 ca. 2 TWh Strom für

Verständnis der Sektorkopplung / Netzkonvergenz (Darstellung VSE)
ABBILDUNG 1

Sektorkopplung / Konvergenz Energienetze Schweiz



Power-to-X-Technologien verwendet werden (Panos, Ramachandran, & Kober, 2018). Abgesehen von Power-to-Gas existieren noch weitere Flexibilitätsoptionen für den saisonalen Ausgleich. Einerseits können flexible Erzeuger ausgebaut werden. Gaskraftwerke und WKK könnten beispielsweise die reduzierte Solarstromproduktion im Winter kompensieren. Andererseits kann via Stromhandel ein saisonaler Ausgleich stattfinden. Die Importmöglichkeiten sind jedoch unsicher (→ 3.2.3.2).

Wirtschaftlichkeit der Sektorkopplung und Auswirkungen auf die Netze

Gewisse Technologien der Sektorkopplung wie batterieelektrische Fahrzeuge oder Wärmepumpen sind schon heute wirtschaftlich, andere Technologien wie Power-to-Gas hingegen nicht. Die Wirtschaftlichkeit der Technologien der Sektorkopplung hängt von Faktoren wie den Strompreisen, den Primärenergiepreisen, Standortfaktoren, der Höhe der CO₂-Abgabe, den Investitionskosten und den Betriebskosten ab. Für Power-to-Gas-to-Power ist eine hohe Differenz zwischen Höchst- und Tiefstpreisen für Strom entscheidend. Insgesamt müssen hohe Investitionen in Power-to-X-Technologien und in die Netzinfrastrukturen getätigt werden, damit eine um-

fassende Sektorkopplung stattfinden kann. Wenn die Koppelung am Ort der Stromproduktion stattfindet und dauerhaft verfügbar ist, kann durch die Sektorenkopplung ein überdimensionierter Stromnetzausbau teilweise reduziert oder zeitlich verschoben, jedoch nicht vermieden werden. Wenn hingegen der dezentral produzierte Strom zu Power-to-Gas-Anlagen transportiert werden muss, dann besteht keine Entlastung für die Stromnetze. Ein Nutzen bestünde für das Verteilnetz nur, wenn jeder stromproduzierende Haushalt eine Mini-Power-to-Gas-Anlage installiert hätte.

Stromverbrauch steigt wegen Dekarbonisierung an

Durch die Substitution fossiler durch erneuerbare Energien mittels der Technologien der Sektorkopplung/Netzkonvergenz steigt der Stromverbrauch – davon geht auch das BFE (2017 c) aus. Eine Studie aus Deutschland zeigt, dass der Stromverbrauch bis 2050 durch die Dekarbonisierung um 30 bis 50% ansteigt (Kübler, 2017). Diesen zusätzlichen Strombedarf müsste die Schweiz mit inländischen Produktionskapazitäten oder Importen decken. Da die Importmöglichkeiten ab 2025 abnehmen werden (→ 3.2.3.2), könnten Gaskombikraftwerke oder WKK-Anlagen zum Einsatz kommen (→ 3.1.2).

3.2.2.3 Exkurs Wasserstoff – Energie der Zukunft?

Wasserstoff wird schon lange als Energieträger der Zukunft diskutiert. Wasserstoff kann aus unterschiedlichen Energieträgern (Erdgas, Öl, Kohle, Strom) und mittels unterschiedlicher technischer Verfahren (Dampfreformierung von Erdgas, Elektrolyse) hergestellt werden. Die Bedeutung von erneuerbaren Energien bei der Wasserstoff-Produktion ist bisher noch gering, wird künftig jedoch mit steigenden Anteilen der Erneuerbaren zunehmen. Ein grosses Potenzial wird in der Elektrolyse aus überschüssigem erneuerbarem Strom gesehen, da diese Methode der Wasserstoffproduktion die tiefsten Treibhausgasemissionen aufweist. Es wird erwartet, dass die Produktionskosten von Wasserstoff mittel- bis langfristig sinken (Shell, 2017).

Wasserstoff kann, anders als Strom, über lange Zeiträume und in grossen Mengen gespeichert werden. Die Langzeitspeicherung wird bei einer sommerlastigen Stromproduktion notwendig. Die bestehende Erdgasinfrastruktur kann für den Transport und die Lagerung von Wasserstoff und Methan dienen. Wasserstoff kann jedoch nur beschränkt (bis zu 2 Volumenprozent) ins Erdgasnetz eingespeist werden. Wasserstoff kann unter Zuführung von Kohlendioxid in Methan umgewandelt werden, welches sich dann in Gasspeichern lagern lässt.

Wasserstoff wird als Roh- und Hilfsstoff in der Industrie verwendet, z.B. zur Produktion von Düngemitteln. Im Vordergrund der energetischen Nutzung steht die Brennstoffzelle, welche in den letzten Jahren grosse technische Fortschritte gemacht hat. Brennstoffzellen kommen in den

Sektoren Mobilität, Strom und Wärme zum Einsatz. Aufgrund des hohen Gesamtwirkungsgrades sind Mikro-WKK-Brennstoffzellensysteme eine wichtige Option für die zukünftige nachhaltige Energieversorgung von Haushalten. Der Einsatz von Mikro-WKK-Brennstoffzellensystemen ist heute jedoch noch nicht wettbewerbsfähig. Eine weitere Nutzungsmöglichkeit liegt in der Rückverstromung von gespeichertem Wasserstoff. Wasserstoff hat in der Mobilität das grösste Potenzial, da durch den Einsatz von Wasserstoff hohe Mengen an CO₂ eingespart werden kann. Wasserstoff in Brennstoffzellen hat deutlich höhere Wirkungsgrade als herkömmliche Verbrennungsmotoren. Personenvagen und Bussen könnte der Durchbruch aufgrund des heute hohen technischen Stands zuerst gelingen (Shell, 2017). Voraussetzungen sind jedoch der weitere Ausbau des Tankstellennetzes und kostengünstige Brennstoffzellenfahrzeuge (e-mobil BW, 2016).

Wasserstoff konnte sich trotz intensiver Forschung und Vorteilen wie z.B. der Speicherbarkeit als neuer Energieträger kommerziell bisher nicht durchsetzen. Die noch zu hohen Kosten der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnik verhindern eine flächendeckende Verbreitung. Wasserstoff steht mit anderen Primärenergien und ihren Nutzungen in Wechselwirkung und Konkurrenz. Die ambitionierten Klimareduktionsziele kommen jedoch der Wasserstoffwirtschaft zu Gute. Die Wasserstoff-Technologien sind ein wichtiger Beitrag zur Dekarbonisierung des Energiesystems. In der Mobilität zumindest bleibt Wasserstoff ein wichtiger Energieträger der Zukunft (Shell, 2017).

3.2.2.4 Treiber 6: Batterien, Gas- und Wärmespeicher kommen vermehrt zum Einsatz

Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien mit schwankender Produktion (PV und Windenergie) nimmt die Bedeutung von Batterien, Gas- und Wärmespeichern zu. Es entsteht ein Bedarf, die schwankenden Einspeisungen zeitlich und räumlich auszugleichen. Speicher können für die Rückverstromung und die Wärmegewinnung verwendet werden. Speichertechnologien sind auf allen Netzebenen vorhanden und unterscheiden sich in Speicherleistung und -dauer. Beispiele von Speichertechnologien sind Batterien, Pumpspeicher, Druckluftspeicher, Wärmespeicher, Gasspeicher, Power-to-Gas und Wasserstoffspeicher. Die Technologien sind teilweise unterschiedlich weit gereift, so dass noch ein hoher Forschungsbedarf besteht (Stalder, 2017). Die meisten Speichertechnologien eignen sich für den kurzfristigen Ausgleich im Bereich einiger Stunden bis Tage. Mit Speichern können Schwankungen der Last oder der Produktion ausgeglichen werden.

Batterien werden durch elektrischen Strom aufgeladen und zur Rückverstromung eingesetzt. Eine kostengünstige Batterie ist die Blei-Säure-Batterie. Weitere Technologien sind Natrium-Schwefel-Batterien, Lithium-Ionen-Batterien oder Redox-Fluss-Batterien. Diese Batterien dienen als Kurzzeitspeicher in der Industrie, in Haushalten und in Fahrzeugen. Batterien werden z.B. kombiniert mit einer PV-Anlagen eingesetzt, um den Eigenverbrauchsgrad zu erhöhen. Es ist davon auszugehen, dass sich die Batterien bezüglich Lebensdauer und Speichervermögen verbessern werden (VSE, 2016 b). Wie eine Studie von SCCER Heat and Electricity Storage (HaE) zeigt, werden die Kosten für Batterien stark sinken (SCCER HaE, 2017). Sinkende Kosten der Speichertechnologien sind der wesentliche Grund für deren Verbreitung. Der Bedarf an Batterien für die Massenproduktion in der Elektroauto-Industrie trägt zu den sinkenden Kosten bei. Batterien werden bis 2035 in Kombination mit PV-Anlagen weit verbreitet sein.

Es gibt Batterien, die aus nicht-wiederaufladbaren Primärzellen, und andere, die aus wiederaufladbaren Sekundärzellen bestehen. In diesem Bericht wird der umgangs-

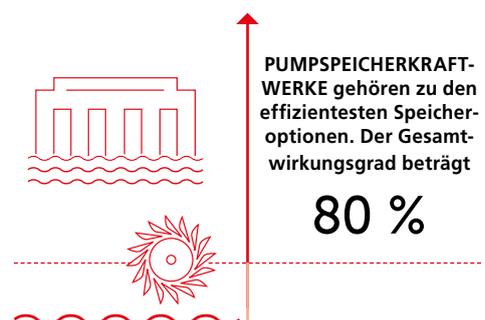
sprachliche Begriff der Batterie verwendet, welche reine Batterien, Primärzellen und Sekundärzellen umfasst. Somit sind mit Batterien auch Akkumulatoren gemeint.

Batterien können mithelfen, das lokale Netz zu stabilisieren, wenn diese vom Netzbetreiber gesteuert werden können. Dafür kann der Netzbetreiber gemäss Marktmodell für den «VSE Trend 2035» mit entsprechenden Tarifen Anreize setzen, damit Batterien nicht nur der Optimierung des Eigenverbrauchs dienen (→ 4.4.4.). Ein Netzausbau wegen Leistungsspitzen kann vermieden oder reduziert werden, wenn der Netzbetreiber langfristig auf die Batterien zugreifen kann.

Der Einsatz von Wärmespeichern ist vor allem im Winter interessant. Es existieren unterschiedliche Kurzfrist- und saisonale Speicher. Unterschieden werden die Wärmespeicher in Speicher für sensible Wärme, Latentwärmespeicher und thermochemische Wärmespeicher. Sensible Wärmespeicher verändern ihre Temperatur beim Lade- oder Entladevorgang. Ein latenter Wärmespeicher verändert dagegen bei diesem Vorgang den eigenen Aggregatzustand. Thermochemische Speicher speichern durch endogene oder exogene Reaktionen Wärme. Vielversprechend sind Warmwasserspeicher, da Wasser eine hohe Energiedichte aufweist und die Technologie ausgereift ist (VSE, 2016 b).

Eine sich im Forschungsstadium befindliche Technologie ist Druckluftspeicherung mit Wärmerückgewinnung (Advanced Adiabatic Compressed Air Storage, AA-CAES). Dabei wird die bei der Komprimierung der Luft erzeugte Wärme zusätzlich gespeichert. Der Wirkungsgrad des Gesamtsystems beträgt 75%. Ein Pilotprojekt im Tessin zeigt, dass Luftdruckspeicher mit Wärmerückgewinnung technisch ausgereift sind. Die Forschung muss sich zukünftig mit der Wirtschaftlichkeit befassen (Stalder, 2017).

Pumpspeicherkraftwerke gehören mit einem Gesamtwirkungsgrad von ca. 80% zu den kostengünstigsten und effizientesten Speicheroptionen. Sie leisten einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit und zur Netzstabilität. Wasserstoff ist ein Langzeitenergiespeicher. Bei der Elektrolyse wird Wasser mittels Strom in Wasserstoff und Sauerstoff aufgespalten (Power-to-Gas). Aus Wasserstoff





Weitere Infos
über das Stromab-
kommen zwischen der
EU und der Schweiz:
eda.admin.ch

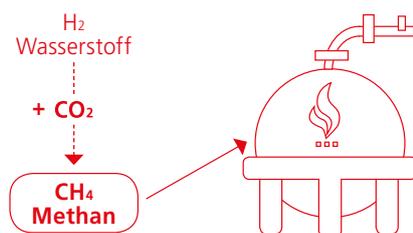
wird mit Hilfe von Brennstoffzellen Strom und Wärme erzeugt. Der Wirkungsgrad beträgt ca. 40%. Wasserstoff kann in beschränkten Mengen in das Erdgasnetz eingespeist und in Poren- oder Kavernenspeicher, ausgeschichteten Bohrlöchern oder Grosstanks gespeichert werden (VSE, 2016 a). Wasserstoff kann in einem zweiten Umwandlungsschritt mittels Zuführung von CO₂ in Methan umgewandelt werden. Methan kann im bestehenden Gasnetz transportiert und in Gasspeicher gelagert werden. In der Schweiz sind bislang nur sechs kleine Erdgasspeicher im Einsatz, die primär Tagesschwankungen ausgleichen. Für grosse Erdgasspeicher fehlen in der Schweiz die geologischen Voraussetzungen von Untergrund- und Porenspeichern. Die Schweiz verfügt aber über eine gute Anbindung ans europäische Gasnetz – und kann damit auch ausländische Speicher nutzen, wie sie dies bereits heute tut (Ruoss, 2014).

Eine weitere Speichertechnologie sind Geospeicher, die ungenutzte Abwärme im Untergrund speichern. Die Wärme wird im Winter entladen und ins lokale Fernwärmenetz eingespeist. In der Schweiz befinden sich Projekte erst in der Planungsphase (ewb, 2018).

3.2.3 Dimension Märkte CH/EU

3.2.3.1 Treiber 7: Eigenversorgung der Schweiz unter Druck

Der Eigenversorgungsgrad beim Strom der Schweiz sinkt vor allem im Winter, da die Produktion aus Kernkraftwerken zurückgeht und die Produktion aus erneuerbaren Energien diesen Rückgang nur teilweise kompensieren kann (→ VSE, 2017, S. 60). Mit den unsicheren Importmöglichkeiten im Winter (→ 3.2.3.2) wird die Fähigkeit zur Eigenversorgung der Schweiz umso wichtiger. Anreize für die langfristige Speicherung von Energie (Saisonumlagerung) werden umso notwendiger. Der Zubau von Gaskraftwerken und WKK-Anlagen könnte notwendig werden, um die Produktionslücke zu decken (→ 3.1.2).



WASSERSTOFF kann mittels Zuführung von CO₂ in METHAN umgewandelt, im bestehenden Gasnetz transportiert und in Gasspeichern gelagert werden.

3.2.3.2 Treiber 8: Importmöglichkeiten im Winter nehmen ab

Durch den Abbau von Kraftwerkskapazitäten in den Nachbarländern sind die Importmöglichkeiten der Schweiz nach 2025 mit Risiken behaftet und sie nehmen tendenziell ab.

In Deutschland werden bis 2022 voraussichtlich alle Kernkraftwerke stillgelegt. Zudem will Deutschland zur Erfüllung der Klimaziele längerfristig den Kohleausstieg realisieren. Ein konkreter Fahrplan liegt aktuell nicht vor, nur für einige Braunkohlekraftwerke ist der Ausstieg klar definiert. Gleichzeitig werden PV- und Windkraft-Anlagen stark zugebaut. Damit nehmen die steuerbaren Produktionskapazitäten in Deutschland ab, während die nicht-steuerbaren deutlich zunehmen (Deutsche TSOs, 2017).

Daneben wollen Italien bis 2025 und Frankreich bis 2021 den Kohleausstieg realisieren (S&P Global, 2017; Reuters, 2017). Ein Grossteil der Kernkraftwerke wurde zwischen 1980 und 1990 gebaut – und es ist damit zu rechnen, dass sie zwischen 2025 und 2050 das Ende ihrer Laufzeit erreichen. Wie sich die Kernkraft in Frankreich nach 2030 entwickelt, hängt stark von energiepolitischen und wirtschaftlichen Entwicklungen ab. Der französischen Übertragungsnetzbetreiber RTE geht davon aus, dass sich der Nettoexport aus Frankreich bereits im Jahre 2030 im Vergleich zu 2013 je nach Entwicklung halbieren könnte (RTE, 2016).

3.2.3.3 Treiber 9: Einbindung in internationale Märkte weiterhin verhalten

Der Zeitpunkt des Abschlusses des Stromabkommens mit der EU bleibt weiterhin offen und ist nicht näher bestimmbar. Vor diesem Hintergrund geht dieser Bericht vorsichtigerweise davon aus, dass kein Stromabkommen zustande kommt (→ Kapitel 2).

Ohne Stromabkommen ist die Schweiz nicht gleichberechtigt in den EU-Binnenmarkt integriert. Der Import und Export von Strom sowie Gas ist auch 2035 möglich, aufgrund der guten Einbindung der Schweiz in das europäische Transportnetz.

Die Verknüpfung des schweizerischen und des europäischen Emissionshandelssystems wird in den nächsten Jahren abgeschlossen. Die Ratifikation des Abkommens durch die Parlamente wird im Zusammenhang mit der Totalrevision des CO₂-Gesetzes aktuell diskutiert (Bundesblatt, 2017). Mit der Verknüpfung erhalten die Schweizer Unternehmen Zugang zu einem grösseren und liquideren Zertifikatemarkt, wodurch sich der Handel und die Preisbildung vereinfachen sollten.



Das «Internet der Dinge» bedeutet, dass immer mehr mit Sensoren ausgestattete Geräte mit dem Internet verbunden sind – und permanent Daten liefern.

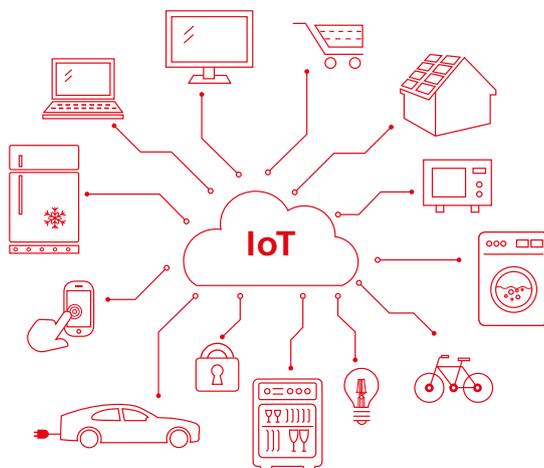
3.2.4 Dimension Digitalisierung

Digitalisierung in der Energiewirtschaft definiert sich als die Vernetzung von Anwendungen, Geschäftsprozessen sowie von Geräten auf Basis von Internettechnologien unter Verwendung von Sensoren und selbststeuernden Geräten (BDEW, 2016).

3.2.4.1 Treiber 10:

Sensoren und Konnektivität: Alles mit allem jederzeit verbunden

Die Energieversorgung ist 2035 stark von der Digitalisierung durchdrungen. Das Internet der Dinge führt dazu, dass immer mehr mit Sensoren ausgestattete Geräte mit dem Internet verbunden sind (Konnektivität) und permanent Daten liefern. Der Begriff «Internet der Dinge» (Engl. Internet of Things, IoT) bezeichnet die Vernetzung von Gegenständen untereinander als auch mit dem Internet. Ein Sensor misst lokale Daten eines Gerätes. Die Menge und Verwendbarkeit von Sensoren steigt rapide, während die Kosten für Sensoren fallen. Sensoren und Konnektivität sind für die Steuerung und Regelung zukunftsfähiger Energiesysteme eine wichtige Voraussetzung und ermöglichen erst die dezentrale Versorgung. Mit der Energiestrategie 2050 wird die weiträumige Verbreitung (80% bis 2028) von intelligenten Messsystemen wie Smart Meter vorangetrieben. Durch



INTERNET DER DINGE bezeichnet die Vernetzung von Gegenständen untereinander sowie mit dem Internet

die intelligenten Messsysteme kann die Energieproduktion automatisiert gesteuert und in Echtzeit an den jeweils gemessenen und prognostizierten Energieverbrauch angepasst werden (BDEW, 2016). Gleichzeitig können die Produktion und der Verbrauch mit den zusammenhängenden Speichern besser bewirtschaftet werden.

3.2.4.2 Treiber 11:

Datenauswertung, Datenaustausch und Analysen: höheres Datenvolumen, mehr Datenauswertungen und höherer Datenaustausch

Die zur Prozesssteuerung in den Verbrauchsgeräten, Produktions- und Netzanlagen installierten Sensoren generieren eine riesige Datenmenge. Die dezentrale Produktion unterstützt zusätzlich das Datenwachstum. 2035 ist das Datenvolumen massiv grösser. Die Geschwindigkeit, mit der Daten erzeugt und verarbeitet werden – und auch die Vielfalt an Daten – ist höher. Die Daten aus Produktions-, Netzanlagen und Verbraucheranwendungen lassen sich aggregieren und für den jeweiligen Nutzen wie z.B. Demand Side Management oder verbesserte Koordination von dezentralen Anlagen mittels Datenanalyse auswerten. Datenauswertungen erhöhen die Effizienz des Gesamtsystems. Daten aus Produktion, Netz und Verbrauch werden gesammelt, gespeichert, plausibilisiert und klassifiziert. Der Preiszerfall von Rechenleistung und Datenspeicherung schreitet voran (BDEW, 2016). 2035 werden vermehrt IT-Firmen hochkomplexe Datenaufbereitungs- und Analysetools für Energieversorgungsunternehmen anbieten. Es entstehen neue Formen des Austauschs von Daten. Daten werden zunehmend über virtuelle Marktplätze gehandelt. Dabei werden unterschiedliche Produktions-, Netz- und Verbraucherdaten ausgetauscht. Möglichkeiten und Grenzen der Verwendung und Bearbeitung von Daten werden von der gültigen Gesetzgebung sowohl innerhalb der EU wie auch der Schweiz beeinflusst (→ 4.4.12). In diesem Jahr trat die Datenschutz-Grundverordnung der EU (DS-GVO) in Kraft, welche auch auf Schweizer Unternehmen direkte Auswirkungen hat.

3.2.4.3 Treiber 12:

Digitale Dienstleistungen: neue Aufgaben für EVU und verstärkter Kundenfokus

Durch die Digitalisierung im Energiesektor und die einherschreitende Dezentralisierung der Energieerzeugung kommen für die Energieversorgungsunternehmen neue Aufgaben wie digitale Dienstleistungen für Kunden hin-

zu. Digitale Dienstleistungen werden über die gesamte Wertschöpfungskette von Erzeugung, Speicher, Handel, Verteilung bis zum Messstellenbetrieb angeboten. Digitale Dienstleistungen werden datenzentrierter und bauen auf Sensoren, Konnektivität und Datenauswertungen auf. Mit Sensoren, Konnektivität und Datenauswertungen können Wartungsarbeiten bei Produktionsanlagen und Netzen optimiert werden («predictive maintenance»), womit Störungen verhindert und somit Kosten gesenkt werden können. «Predictive maintenance» wird vermehrt als digitale Dienstleistung angeboten. Die Rolle des Kunden wandelt sich vom reinen Konsumenten zum aktiven Marktakteur im Energiesystem. Deshalb fokussieren Produkte und Dienstleistungen noch verstärkt auf den Kunden.

3.2.5 Dimension Regulierung / Staatseingriffe

3.2.5.1 Treiber 13:

Förderung erneuerbarer Energien nimmt ab

Die erste Phase der Energiestrategie 2050 führt zu einem zum zeitlich begrenzten Ausbau der Förderinstrumente, u.a. durch die neu geschaffenen Investitionsbeiträge und die Marktprämie. Einspeisevergütung und Marktprämie sind allerdings bis Ende 2022, Einmalvergütung, Investitionsbeiträge, Geothermie-Erkundungsbeiträge und -Garantien bis Ende 2030 begrenzt (Art. 38 EnG). Zum anderen stehen durch die Erhöhung des Netzzuschlags auf 2,3 Rp/kWh pro Jahr rund 480 Millionen Franken zusätzliche Fördermittel zur Verfügung (UVEK, 2017). Trotzdem können nicht alle Forderungen der Warte-liste der Einspeisevergütung erfüllt werden (BFE, 2017 b).

Wie im Abschnitt 3.2.2.1 gezeigt, werden Produktionstechnologien wie PV und Wind wesentlich günstiger. Dadurch erhöht sich ihre Wettbewerbsfähigkeit gegenüber anderen Technologien. Zudem tragen die strengere Klimapolitik und der damit verbundene hohe CO₂-Preis (→ 3.2.5.3) zur Attraktivität der erneuerbaren Energien bei, da dadurch fossil betriebene Kraftwerke verteuert werden. Erneuerbare Energien werden folglich zur dominierenden Möglichkeit für den Zubau von Produktionskapazitäten, da mit der Energiestrategie 2050 auch Neubauten von Kernkraftwerken verboten sind.

Die heutigen Förderinstrumente für erneuerbare Energien laufen 2022 bzw. 2030 aus. Die erneuerbaren Produktionstechnologien werden zunehmend markt- und konkurrenzfähig und sind nicht mehr auf Förderung angewiesen. Die Möglichkeit zum Eigenverbrauch löst die finanzielle Förderung ab (→ 3.2.5.1). Folglich gibt es 2035 keine Förderung mehr.

3.2.5.2 Treiber 14:

Vorschriften Energieeffizienz: Verbrauchsvorschriften nehmen ab

Für Elektrogeräte, Lampen und Personenwagen gibt es seit 2002 eine Energieetikette, welche die Energieeffizienz beurteilt, sowie Effizienzvorschriften bzgl. des Stromverbrauchs (BFE, 2018). Diese Vorschriften wurden in den letzten Jahren immer mehr verstärkt und den Gegebenheiten der EU angepasst.

Im Gebäudebereich erhöhen die Vorschriften der MuKEn die ökologischen Anforderungen und damit die Energieeffizienz. Weitere Vorschriften und Anreize zur Energieeffizienz und Reduktion der CO₂-Emissionen in Gebäuden, Industrie und Mobilität erfolgen in der ersten Phase der Energiestrategie 2050 sowie in der geplanten Totalrevision des CO₂-Gesetzes.

Die erste Phase der Energiestrategie 2050 erhöht zum einen die Mittel für das Gebäudeprogramm (Art. 34 CO₂-Gesetz), setzt steuerliche Anreize zur Gebäudesanierung (Art. 9 StHG) und verschärft die Emissionsvorschriften für Fahrzeuge (Art. 10 CO₂-Gesetz). Das Schlüsselinstrument der zweiten Phase der Energiestrategie 2050, das Klima- und Energielenkungssystem (KELS), wurde allerdings von den Räten abgelehnt (→ Kapitel 2).

Mit der Totalrevision des CO₂-Gesetzes werden die Verpflichtungen des Pariser Klimaabkommens umgesetzt (→ 3.1.1), damit werden Emissionsminderungen angereizt und ein effizienter Umgang mit Energie gefordert.

Im Sektor Verkehr ist u.a. vorgesehen, die Emissionsvorschriften für Fahrzeuge zu verschärfen (Art. 10, 11 E-CO₂-Gesetz). Im Gebäudebereich wird der maximale CO₂-Abgabesatz erhöht (Art. 21 E-CO₂-Gesetz) – und falls die Emissionen nicht um mindestens 50% sinken, werden ab 2029 CO₂-Grenzwerte für Gebäude eingeführt (Art. 8, 9 E-CO₂-Gesetz). Zudem soll das Emissionshandelssystem mit jenem der EU verknüpft werden (Bundesblatt, 2018).

Die Klimapolitik wird folglich verschärft. Deshalb erwartet der VSE, dass die Preise für CO₂-Emissionen steigen. Diese Preise beeinflussen zunehmend das Verbrauchsverhalten der Endverbraucher und übernehmen eine lenkende Wirkung des Verbrauchs. Auf der anderen Seite wird der Verbrauch des Endverbraucher zunehmend aufgrund von Tarifsignalen optimiert. Die Dynamisierung der Netztarifierung (→ 4.4.4) führt dazu, dass die Preissignale zeitnah beim Endkunden ankommen. Die Endkunden reagieren zunehmend auf dieses Signal, passen ihren Verbrauch dem Preis an und nutzen ihre



Der «VSE Trend 2035» hat seinen Schwerpunkt in der Smart World.

vorhandene Flexibilität. Damit wird die Nachfrage preiselastischer. Der Endkunde reagiert auf das Knappheitssignal des Preises. Produktion und Verbrauch harmonisieren so besser, die Auslastung des Netzes verbessert sich – und damit die Effizienz des gesamten Systems. Unterstützt werden diese Verhaltensanpassungen durch die zunehmende Digitalisierung und das Smart Meter Rollout, das die Energiestrategie 2050 verlangt (Art. 17a StromVG).

Folglich führen die verschärfte Klimapolitik, der damit verbundene höhere CO₂-Preis, zeitnahe Preissignale und dynamische Tarife dazu, dass Verbrauchsvorschriften nicht mehr nötig sind. Hingegen werden durch die Energiestrategie 2050, die Totalrevision des CO₂-Gesetzes sowie die Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKEN) Massnahmen ergriffen und Anreize gesetzt zur Reduktion der CO₂-Emissionen in Gebäuden, Industrie, Mobilität und bei Elektrogeräten.

3.2.5.3 Treiber 15: Eingriffe in die CO₂-Preise nehmen zu

Der Strommarkt 2035 liefert zeitnahe und unverfälschte Signale, welche das Nutzerverhalten steuern. Eingriffe in die Strompreise finden folglich nicht mehr statt.

Allerdings erhöhen sich die Eingriffe bei den CO₂-Emissionen. Die Energiestrategie 2050, die Ratifizierung des Pariser Klimaabkommens sowie die geplante Totalrevision des CO₂-Gesetzes haben die Dekarbonisierung zum Ziel. Damit verbunden wurden verschiedene neue Vorschriften im Rahmen der Energiestrategie 2050 erlassen. Im Rahmen der Totalrevision des CO₂-Gesetzes ist die Weiterführung und Verschärfung von bisherigen Vorschriften geplant (→ 3.2.5.2 und 3.1.1). Diese gesetzlichen Änderungen werden zur Erhöhung des Preises für CO₂-Emissionen beitragen. Es findet ein indirekter Eingriff in den Preis statt.

Weiter wird das Schweizer Emissionshandelssystem mit jenem der EU verknüpft. Damit übernimmt die Schweiz die Preise für CO₂-Zertifikate der EU. Aktuell ist der Preis aufgrund des Zertifikateüberschusses in der EU tief und die Wirkung des Systems folglich gering. Die EU hat bereits Massnahmen ergriffen zur Stärkung der Funktionsweise des Emissionshandelssystems – durch eine Korrektur dieses Überschusses (European Commission, 2018 c). Zudem verfolgt auch die EU ehrgeizige Emissionsminderungsziele: Bis 2030 sollen die CO₂-Emissionen um 40% gegenüber 1990 reduziert werden (European Commission, 2018 a). Die EU hat ebenfalls das Pariser Klimaabkommen ratifiziert, welches bereits am 4. November 2016

in Kraft trat (European Commission, 2018 b). Folglich kann davon ausgegangen werden, dass die EU weitere Massnahmen ergreifen wird zur Stärkung der Funktionsweise des Emissionshandelssystems. Auch werden vermutlich weitere Massnahmen ergriffen, welche den Preis der CO₂-Emissionen in der Schweiz beeinflussen, um die Reduktionsziele zu erreichen.

Obwohl die Totalrevision des CO₂-Gesetzes noch im Parlament behandelt wird, kann davon ausgegangen werden, dass die Schweiz die Dekarbonisierung auch aufgrund des bereits ratifizierten Pariser Klimaabkommens weiterführen wird. Die geplante Verschärfung der Klimapolitik und das strengere CO₂-Regime in der Schweiz und in der EU werden den CO₂-Preis erhöhen und damit eine wirksame Lenkung schaffen.

3.3 WIE SIEHT DIE ENERGIEWELT 2035 AUS?

2035 leben wir in einer Energiewelt, die weitgehend auf dezentralen Strukturen beruht. Nach wie vor wichtig und unverzichtbar in der Stromversorgung ist die Wasserkraft. Die erneuerbaren Energien sind zunehmend günstiger geworden, genauso wie die Erstellung und Nutzung von Speichern und Technologien wie Power-to-Gas.

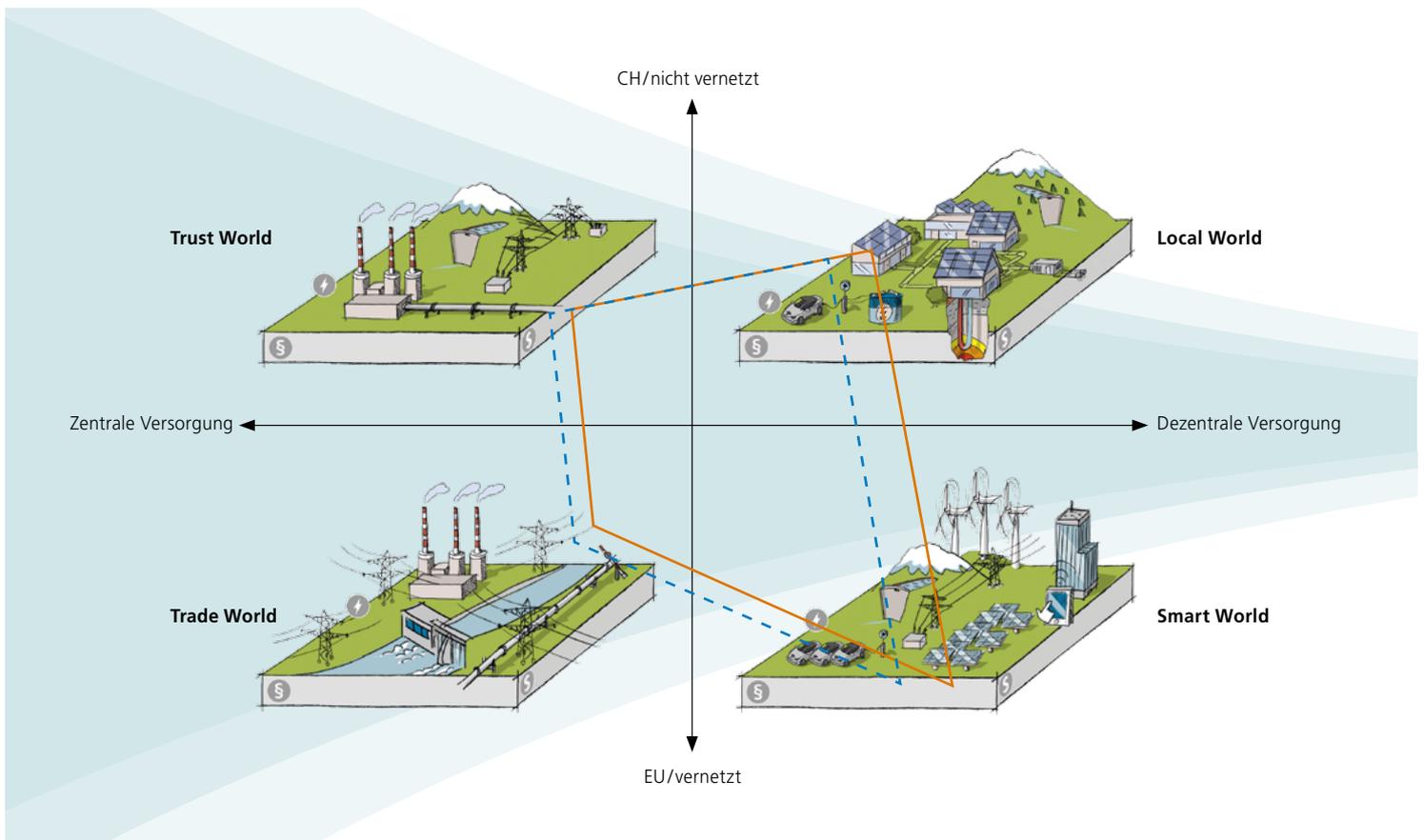
Die CO₂-Abgaben sind mittlerweile horrend, denn die Gesellschaft in der Schweiz und Europa sah die Dringlichkeit zur CO₂-Reduktion aufgrund der Klimaerwärmung als erste Priorität. Fossile Energien werden noch dort eingesetzt, wo keine Alternativen bestehen. Wo immer möglich, sind fossile Energien durch erneuerbare ersetzt worden. Die Sektorkopplung ist etabliert. Im Gebäudebereich ist der Einsatz von fossilen Energien die Ausnahme. In der Mobilität werden je nach Anwendungsbereich Batterien, Methan, synthetische Gase wie Wasserstoff und synthetisches Methan eingesetzt.

Die Saisonumlagerung haben wir im Griff und erzeugen aus den Stromüberschüssen aus PV und Laufwasserkraftwerken Wasserstoff und Methan. Das kommt uns sehr gelegen, denn beim Strom wollen wir uns im Winterhalbjahr nicht auf unsere Nachbarländer verlassen, denn mit der Substitution fossiler Energien wird Strom noch wichtiger. Aber nicht nur deswegen, auch die Digitalisierung, die 2035 aus unserem Leben nicht mehr wegzudenken ist, braucht eine gute Stromversorgung. Kurze Lieferengpässe haben wir im Griff, dank Pumpspeicherkraftwerken und Batterien, aber auch dank der Verwendung von synthetischem Gas sowie Erdgas. Erdgas kommt immer dann zum Einsatz, wenn alle anderen Möglichkeiten ausgeschöpft sind und es trotz massiver CO₂-Abgaben am effizientesten ist.

Dank dieser Fähigkeit, über das Jahr gesehen eine hohe Eigenversorgung beim Strom aufrecht erhalten zu können, erweist sich der Nachteil, nicht mit einem Stromabkommen in den Energiebinnenmarkt eingebunden zu sein, für die Versorgungssicherheit als weniger gravierend. Strom wird immer noch grenzüberschreitend mit Ländern in der EU gehandelt, aber nicht auf der Basis einer gleichberechtigten, vollwertigen Teilnahme am Energiebinnenmarkt. Wenn es knapp wird in den Ländern der EU, können wir uns selbst versorgen.

Insgesamt haben sich im «VSE Trend 2035» die meisten Merkmale der Smart World realisiert, ausser, dass der Stromtausch mit der EU nicht reibungslos verläuft und wir uns nicht auf die Länder in der EU verlassen. Der VSE Trend 2035 hat entsprechend seinen Schwerpunkt in der Smart World (→ Abbildung 2).

«VSE Trend 2035» (Stand 2018)
ABBILDUNG 2



— orange Linie Bericht «Energiewelten 2018»;
- - - blau gestrichelte Linie Bericht «Energiewelten 2017»

Im Vergleich zum Bericht «Energiewelten 2017» hat sich der «VSE Trend 2035» stärker in Richtung dezentrale Versorgung entwickelt. Mit der Annahme der Energiestrategie 2050 und der Ratifikation des Klimaabkommens werden zunehmend erneuerbare, dezentral produzierte Energien in das Gesamtsystem und in den Markt integriert (→ 3.1.1). Diese Entwicklung wird durch sinkende Preise für PV und Windenergie unterstützt (→ 3.1.2).

Wie wird
der Markt 2035
aussehen?



4. Marktmodell zum «VSE Trend 2035»

Dieses Kapitel stellt das Marktmodell zum «VSE Trend 2035» vor. Zuerst werden die zentralen Elemente des Marktmodells aufgeführt. Dann wird das Vorgehen zur Ermittlung des Marktmodells erläutert. Schliesslich werden die Ausprägungen der einzelnen Marktmodell-Elemente beschrieben.

4.1 VORBEMERKUNG

Das nachfolgend beschriebene Marktmodell bezieht sich auf den «VSE Trend 2035». Der «VSE Trend 2035» entspricht nicht in allen Punkten der Vision des VSE für die Energiewirtschaft (→ VSE, 2017, S. 12 ff.). Der «VSE Trend 2035» beschreibt die Energiewelt gemäss der vorangegangenen Beurteilung der Treiber. Die Vision jedoch beschreibt die Energiewelt als ideale Vorstellung. Zwischen dem erwarteten Zustand des «VSE Trend 2035» und dem gewünschten Zustand der Vision des VSE gibt es Abweichungen. D.h. das Erwartete entspricht nicht in allen Punkten dem Gewünschten. Beispielsweise sieht die Vision des VSE für die Energiewirtschaft vor, dass die Schweiz dereinst gleichberechtigt in den EU-Energiebinnenmarkt eingebunden ist. Im «VSE Trend 2035» wird nicht von einem diesbezüglichen Abkommen mit der EU ausgegangen, obwohl der VSE gemäss seiner Vision darauf hinwirkt. Insgesamt beschreibt das Marktmodell zum «VSE Trend 2035» nicht das Marktmodell der visionären, idealen Energiewelt des VSE sondern derjenigen, die sich gemäss Trend aus heutiger Sicht realisiert.

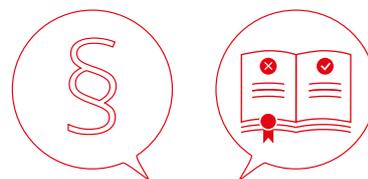
Entsprechend gibt das Marktmodell zum «VSE Trend 2035» nicht die heutigen Positionen des VSE zu den einzelnen Punkten wieder, denn diese beziehen sich auf den heutigen Zustand und den Zustand in absehbarer Zukunft, bspw. im Hinblick auf die Revision des StromVG. D.h. in einzelnen Punkten kann das Marktmodell zum «VSE Trend 2035» von den heutigen Positionen abweichen. Dies impliziert aber, wie vorstehend begründet, in keiner Weise eine Abweichung von den heutigen Positionen.

Falls sich die Energiewelt tatsächlich gemäss «VSE Trend 2035» entwickelt, dann sind aus Sicht des VSE die nachfolgend beschriebenen Elemente angemessen. Entwickeln sich einzelne Punkte des «VSE Trend 2035» jedoch nicht in die heute angenommene Richtung, dann sind auch die dargelegten Elemente des Marktmodells neu zu beurteilen.

4.2 ZENTRALE ELEMENTE DES MARKTMODELLS

Wie bereits im Bericht «Energiewelten 2017» festgehalten, beschreibt ein Marktmodell ein Regelwerk, innerhalb dessen die Rollen, Verantwortungen und Kompetenzen der Akteure bestimmt werden. Das Regelwerk setzt sich zusammen aus dem festgelegten gesetzlichen Regulierungsrahmen sowie den Richtlinien und Empfehlungen der Branchenverbände. Im Vordergrund der vorliegenden Untersuchungen stehen Elektrizität und Gas.

Auf die Erörterung der Fernwärme wird in diesem Bericht verzichtet, da diese nur lokale Ausdehnung hat, auf Gemeindeebene organisiert ist und die Netze nicht national verbunden sind. Obwohl in der EU diesbezüglich Überlegungen bestehen (→ European Commission 2016), wird bei den weiteren Überlegungen davon ausgegangen, dass im Jahr 2035 für die Fernwärme kein national abgestimmtes Regelwerk für den Netzzugang und kein Marktmodell wie für die Sektoren Elektrizität und Gas vorliegen wird. Gleichwohl wird der Fernwärme wie auch weiteren Formen der Energiespeicherung und -verteilung wie Wasserstoff bzw. Elektrolyse, Blockheizkraftwerken, Nahwärmeverbänden im betrachteten Marktmodell schon allein aufgrund der Sektorkopplung eine grössere Rolle zukommen.



Das REGELWERK setzt sich aus dem festgelegten gesetzlichen Regulierungsrahmen sowie den Richtlinien und Empfehlungen der Branchenverbände zusammen.



Mehr Informationen über den «VSE Trend 2035» und die «Energiewelten»: www.energiwelt.ch

Grundlegendes Element des Marktmodells ist das Ausmass der Marktöffnung. Die weiteren untersuchten Kernelemente des Marktmodells gliedern sich in Regulierungen für das Netz, für die Energie und für übergeordnete Prozesse. Nachfolgend werden die im Fokus stehenden Elemente aufgelistet:

MARKTÖFFNUNG

- Marktzugang für Anbieter und für Nachfrager

REGULIERUNG NETZ

- Entflechtung und Zugang zu Informationen
- Regulierung Netzerlöse
- Tarifierungsvorgaben
- Abgaben
- Anschlusspflicht und Anschlusszwang

REGULIERUNG ENERGIE

- Öffnungsgrad gegenüber dem Ausland
- Zulassung ausländischer Anbieter in der Schweiz
- Zugang zu ausländischen Märkten für Anbieter und Nachfrager aus der Schweiz
- Eingriffe zur Erhaltung der Marktfunktionen
- Staatseingriffe Produktion (direkt/indirekt)
- Abnahme und Vergütungspflicht
- Effizienz- und Verbrauchsvorschriften
- Grundversorgungspflicht

ÜBERGEORDNETE PROZESSE

- Regulierung Flexibilitäten
- ICT-Vorschriften (Datenschutz/-sicherheit)

4.3 VORGEHEN ZUR ERMITTLUNG DES MARKTMODELLS

Die «Energiewelten» werden bestimmt durch die Ausprägungen der Treiber. Entsprechend werden die Marktmodelle auf der Grundlage der Ausprägungen der Treiber des «VSE Trend 2035» entwickelt. Bereits im Bericht «Energiewelten 2017» wurde gezeigt, dass die sehr unterschiedlichen Ausprägungen der Treiber der vier «Energiewelten» Trust World, Trade World, Local World und Smart World zu grossen Unterschieden in den zugehörigen Marktmodellen führen. Das Marktmodell für den «VSE Trend 2035» wird ausgehend von der Wirkung der Treiber auf die einzelnen Elemente des Marktmodells nachfolgend entwickelt. Dabei werden auch wechselseitige Beeinflussungen unter den Elementen des Marktmodells berücksichtigt.

4.4 AUSPRÄGUNG DES MARKTMODELLS FÜR ELEKTRIZITÄT UND GAS IM «VSE TREND 2035»

4.4.1 Marktöffnung

Durch das Aufkommen des Eigenverbrauchs von Elektrizität stellt sich die Frage, ob es weiterhin erforderlich ist, die Stromnetze zu regulieren, oder ob Eigenverbrauch und der Zusammenschluss zum Eigenverbrauch ausreichende Substitutionsmöglichkeiten zum Bezug aus dem Netz darstellen. Im «VSE Trend 2035» wird zwar davon ausgegangen, dass der Eigenverbrauch zunimmt und die Anzahl der Nutzer von Eigenverbrauch stark ansteigt. Allerdings ist der so produzierte und konsumierte Stromanteil im Verhältnis zum schweizweiten Konsum immer noch gering. Zudem wird auch bei hoher Eigenversorgung der Netzanschluss immer noch als Backup/Versicherung benutzt werden müssen, um zumindest in Notfällen auf die Versorgung über das Netz zurückgreifen zu können. Eine vollständig autarke Versorgung über das ganze Jahr ist für eine Vielzahl von Endverbrauchern weniger effizient als eine Netzanbindung und eine lokal und national optimierte Versorgung. Entsprechend wird im «VSE Trend 2035» nicht davon ausgegangen, dass das Stromnetz seine starke Marktstellung verliert.

Aufgrund der Möglichkeit, Gas in verschiedenen Anwendungsarten zu substituieren, ist die Stellung von Gasnetzen nicht mit jener der Stromnetze vergleichbar. Die Endverbraucher mit Substitutionsmöglichkeiten stehen beim Ersatz der Wärmeerzeugungsanlage vor der Entscheidung, alternative Energieträger zu nutzen. Da dies aber auch 2035 nicht für alle Endverbraucher der Fall ist, ist davon auszugehen, dass Gasnetze auch bei Netzkonvergenz von der Gesetzgebung als Monopole behandelt werden.

Grundlegend für das Marktmodell ist, dass im «VSE Trend 2035» trotz des Aufkommens des Eigenverbrauchs die regionale und nationale Netzanbindung von Produzenten und Konsumenten die dominierende Versorgungsstruktur ist. So bleiben bspw. Inselnetze Ausnahmen. Aufgrund der weiter bestehenden Monopolstellung muss das Netz reguliert und somit der Netzzugang und damit verbunden der Marktöffnungsgrad vorgegeben werden.

Zentrale Ausprägung und Merkmale der vier «Energiewelten»
 ABBILDUNG 3



TRUST WORLD:
 zentrale Ausprägung und Merkmale

- **ABSCHOTTUNG** Europäische Länder schotten sich im Bereich Strom ab – auch die Schweiz.
- **GASHANDEL** International wird Gas weiterhin gehandelt.
- **CO₂-ABGABE** Es gibt eine international abgestimmte CO₂-Abgabe.
- **GROSSKRAFTWERKE** In der Schweiz dominieren Wasser- sowie neu auch Gaskraftwerke.
- **ZENTRALE PRODUKTION** Europaweit überwiegt die zentrale Energieproduktion; die dezentrale Energieproduktion wird kaum weiter ausgebaut.



TRADE WORLD:
 zentrale Ausprägung und Merkmale

- **GÜNSTIG** Energie wird dort produziert, wo sie am günstigsten ist.
- **EUROPA** Der Energiekonsum ist hoch, und die Schweiz stark mit Europa vernetzt.
- **MARKT** Es gibt weder Subventionen für erneuerbare Energien noch eine CO₂-Abgabe.
- **SUBVENTIONSSTOPP** Der Ausbau erneuerbarer Energien stagniert.
- **WIRTSCHAFTLICHKEIT** Zentrale Grosskraftwerke setzen sich europaweit durch.



LOCAL WORLD:
 zentrale Ausprägung und Merkmale

- **FÖRDERUNG** Der Staat fördert dezentrale Versorgung und Eigenverbrauch.
- **VORSCHRIFTEN** Strenge Effizienzvorschriften werden akzeptiert.
- **FLEXIBILITÄT** Lokale Speicher, intelligente Netze und Wasserkraft ermöglichen die dezentrale Versorgung.
- **NETZKONVERGENZ** Strom-, Gas- und Fernwärmenetze konvergieren.
- **VERNETZUNG** Quartiere werden zu Eigenverbrauchsgemeinschaften.



SMART WORLD:
 zentrale Ausprägung und Merkmale

- **ICT-DURCHDRINGUNG** Sämtliche Lebensbereiche sind von ICT durchdrungen.
- **INNOVATION** Technologischer Fortschritt macht erneuerbare Energien und Speicher wirtschaftlich.
- **WIRTSCHAFTLICHKEIT** Energieproduktion dort, wo sie am effektivsten ist.
- **FLEXIBILITÄT** ICT ermöglicht flexible, dezentrale Versorgung und Verbrauchssteuerung.
- **VERNETZUNG** Schweiz bleibt mit Europa stark vernetzt und erhebt Abgaben auf CO₂.



Im «VSE Trend 2035» werden sowohl der Strom- als auch der Gasmarkt vollständig geöffnet.

Das Ausmass der Marktöffnung wird dabei von verschiedenen Treibern und anderen Marktmodell-Elementen beeinflusst:

- **EINBINDUNG IN INTERNATIONALE MÄRKTE:** Die vollständige Strommarktöffnung ist eine *conditio sine qua non* für ein Stromabkommen mit der EU. Da gemäss «VSE Trend 2035» in den nächsten Jahren kein EU-Energieabkommen zustande kommt, entfällt die Notwendigkeit, den Elektrizitätsmarkt zu diesem Zweck vollständig zu öffnen. Auch auf eine Öffnung des Gasmarktes wird von Seiten EU aufgrund eines fehlenden Abkommens kein Druck ausgeübt.
 - **EIGENVERSORGUNG SCHWEIZ / IMPORTMÖGLICHKEITEN STROM WINTER:** Im «VSE Trend 2035» wird davon ausgegangen, dass die Fähigkeit zur Eigenversorgung der Schweiz mit Elektrizität sinkt und gleichzeitig die Importmöglichkeiten im Winter zurückgehen. Die Handlungsfähigkeit und eine ausreichende Investitionstätigkeit von Produzenten mit Endverbrauchern in der Grundversorgung können bei einer Teilmarktöffnung zwar besser gewährleistet werden als in einem vollständig liberalisierten Markt. Allerdings sind für die Versorgungssicherheit der Schweiz auch Produzenten ohne grundversorgte Kunden von hoher Bedeutung. Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, werden Massnahmen eingeführt, die gleichermaßen für Produzenten mit und ohne grundversorgte Kunden gelten (→ 4.4.8). Alle Kunden profitieren von der erhöhten Versorgungssicherheit und tragen entsprechend einen Teil der Kosten der Eigenversorgung. Somit kann auch bei einer vollständigen Marktöffnung die Versorgungssicherheit gewährleistet werden.
 - **ANTEIL DEZENTRALE STROMPRODUKTION UND FLEXIBILITÄT:** Bereits heute können alle Produzenten, Eigenverbraucher und Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch ihre Produktion am Markt verkaufen. Endverbraucher können ihre Flexibilität am Markt anbieten. Es wäre systemfremd, zwar kleinen und kleinsten Kunden für ihre Flexibilität und ihre Produktion Netzzugang zu gewähren, jedoch nicht für ihren Energiebezug.
 - **EIGENVERBRAUCH STROM:** Grössere Eigenverbraucher und Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch, welche ihre Stromnachfrage bündeln, haben Netzzugang. Mit dem im «VSE Trend 2035» erwarteten Anstieg des Eigenverbrauchs ergibt sich ein Druck auf eine vollständige Marktöffnung.
 - **NETZKONVERGENZ/SEKTORKOPPLUNG:** Die Dekarbonisierung und die dafür notwendige Sektorkopplung brauchen einen hohen Grad an Koordination zwischen Akteuren, Netzen und Energieträgern. Diese Koordination kann durch den Markt oder durch eine zentrale Stelle, typischerweise den Verteilnetzbetreiber, wahrgenommen werden. Letzteres wird in der Local World beschrieben. Da der Markt für alle Endkunden geöffnet wird, wird im «VSE Trend 2035» ein wie in der Smart World beschriebener, reibungslos funktionierender, zeitnah ausgestalteter Markt auf den Strom- und Gasnetzen angestrebt. Mit der durch die Energiestrategie 2050 vorgesehenen 80% Abdeckung von Smart Metern im Strombereich, die 2035 auch für Gas eingesetzt werden, wird dafür eine ideale Voraussetzung geschaffen. Insgesamt können mit einem geöffneten Markt die Möglichkeiten der Netzkonvergenz/Sektorkopplung effizient genutzt werden (→ 3.2.2.2). Zur Nutzung dezentral getriebener Versorgungs- und Speichersysteme ist neben dem Zugang zum Strommarkt ein diskriminierungsfreier Zugang beim Gas erforderlich, auch um sektorübergreifende Lösungen zu ermöglichen.
- Die Gasnetze werden im «VSE Trend 2035» als Puffer, Speicher und Transportinfrastruktur für Power-to-Gas benötigt. Daneben behalten die Gasnetze ihre Funktion für die Versorgung im Prozess-, Wärme- und Mobilitätsbereich. Dadurch haben sie eine grosse Bedeutung für die dezentrale Energieproduktion wie etwa in Blockheizkraftwerken, um die zurückgehende Eigenversorgung und Importmöglichkeit von Strom im Winter auszugleichen. Aufgrund der gemäss «VSE Trend 2035» bedeutenden Rolle von Gas in der Energieversorgung ist eine vollständige Marktöffnung des Gasmarktes naheliegend.
- **FÖRDERUNG DER ERNEUERBAREN ENERGIEN:** Der Ausbau von Anlagen zur Nutzung erneuerbaren Stroms lässt sich bei Gestehungskosten über Marktpreisen in einer Teilmarktöffnung einfacher realisieren als in einem vollständig geöffneten Markt, da die Verteilnetzbetreiber die Kosten der eigenen Produktionsanlagen ganz oder teilweise den grundversorgten Kunden weiterverrechnen können. Im «VSE Trend 2035» geht die Förderung des erneuerbaren Stroms jedoch zurück, weil dessen Gestehungskosten sinken. Entsprechend ist die Förderung des erneuerbaren Stroms kein Argument mehr gegen die vollständige Marktöffnung. Dazu kommt, dass sich Anlagen zur Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien bei Eignung auch an Mechanismen zur Steigerung der Fähigkeit zur Eigenversorgung beteiligen können – und damit über eine weitere Einkommensquelle verfügen (→ 4.4.8). Diese

Mechanismen wirken sich positiv auf den Anteil erneuerbarer Gase und die Bedeutung von Gas im Energiemix aus, sodass damit auch der Druck auf eine vollständige Gasmarktöffnung erhöht wird.

→ **DIGITALISIERUNG:** Zu den Kosten einer vollständigen Marktöffnung gehören die Abwicklung von Wechselprozessen durch die Verteilnetzbetreiber. Die Digitalisierung vereinfacht die Abwicklung von Wechselprozessen und den Datenaustausch, so dass die Prozesse schneller abgewickelt werden können. Dies erleichtert die volle Marktöffnung. Gleichzeitig eröffnet die Digitalisierung die technischen Möglichkeiten, so dass Endverbraucher ihre Energiebelieferung direkt mit Produzenten organisieren können, z.B. mit der Blockchain-Technologie. Dies steigert den Druck für eine vollständige Marktöffnung.

Die vorgenannten Treiber und Elemente des Marktmodells bewirken insgesamt, dass sowohl der Strom- als auch der Gasmarkt im «VSE Trend 2035» vollständig geöffnet werden.

4.4.2 Netz: Entflechtung und Zugang zu Informationen

In der EU besteht die Tendenz, die Entflechtungsvorschriften für Energieversorgungsunternehmen von Gesetzesrevision zu Gesetzesrevision zu verschärfen. Ein EU-Energieabkommen würde entsprechend stärkere Entflechtungsvorschriften erforderlich machen. Da ein solches Abkommen gemäss «VSE Trend 2035» nicht zustande kommt, entfällt die Notwendigkeit einer Verschärfung. Die heute in der Schweiz praktizierte informatorische und buchhalterische Entflechtung der Elektrizitätsverteilnetzbetreiber genügt auch bei einer vollständigen Marktöffnung (→ 4.4.1), um einen diskriminierungsfreien Netzzugang zu gewährleisten und Quersubventionierungen zu verhindern. Dasselbe gilt für die gegenwärtige rechtliche Entflechtung auf Stufe Übertragungsnetzbetreiber.

Auch im Gasbereich wird auf der Lokalnzebene ein informatorisches und buchhalterisches Unbundling gelten, da der Gasmarkt analog dem Strommarkt vollständig geöffnet sein wird (→ 4.4.1). Wie auch im Strommarkt werden im Gasmarkt auf der Systemebene stärkere Entflechtungsvorschriften gelten als auf der Lokal- bzw. Verteilnetzebene, um einen diskriminierungsfreien Zugang zum Markt zu ermöglichen. Für die Hochdruckebene werden daher ähnliche Entflechtungsvorgaben bestehen wie heute für Swissgrid.

Durch die Wechselwirkungen zwischen Energie und Netz, z.B. im Bereich der Flexibilitäten, ist eine weitergehende Entbündelung nicht angezeigt. Eine Nutzung der Informationen aus dem Netzbereich für andere Geschäftsbereiche ist für sektorübergreifende Geschäftsmodelle erforderlich. Um allen Marktteilnehmern den diskriminierungsfreien Zugang zu den Daten zu ermöglichen, die vom Kunden dafür freigegeben wurden, wird an Stelle einer weitergehenden Entbündelung der Zugang zu den Daten reguliert. Dazu gehören auch Regeln zur technischen Standardisierung von Schnittstellen und Prozessen, um die Kosten bei den Marktteilnehmern gering zu halten. An Bedeutung gewinnen damit auch Datenschutzbestimmungen (→ 4.4.12).

4.4.3 Netz: Regulierung Netzerlöse

Bei der Ausgestaltung der Regulierung der Netzerlöse bestehen grundsätzlich kostenbasierte und anreizregulierte Systeme. Die Vorteile des kostenbasierten Systems in der heutigen, in der Schweiz bestehenden Ausprägung liegen in der Investitionssicherheit. Die Vorteile der anreizregulierten Systeme, wie sie in Europa bestehen, liegen dagegen theoretisch bei der Kosteneffizienz. Anreizregulierungssysteme geben den Netzbetreibern Preis- oder Erlösobergrenzen vor. In einer statischen Welt können Regulierungsbehörden Erlösvorgaben aus Kostendaten der Vergangenheit bestimmen. In einer sich verändernden Welt erhöht sich die Komplexität. Die Vorgaben können nicht mehr ohne weiteres aus der Vergangenheit extrapoliert werden. Deshalb finden sich in Anreizregulierungssystemen, wie sie in Europa angewendet werden, zunehmend kostenorientierte Elemente. Diese Kostenorientierung in sich wandelnden Energiesystemen zielt darauf, die nötigen Umbauten zu sichern, die für die zukünftige Versorgungssicherheit erforderlich sind. Sowohl Strom- als auch Gasnetze unterliegen auch 2035 noch einem Wandel mit lokal unterschiedlichen Aus- und Umbauerfordernissen, so dass vor diesem Hintergrund nicht davon auszugehen ist, dass der Schwerpunkt der Netzerlösregulierung auf der Anreizregulierung liegt.

Da ausserdem im «VSE Trend 2035» die Versorgungssicherheit und die dafür notwendigen Investitionen in die Produktion (→ 4.4.8) und ins Netz höher gewichtet werden als eine mögliche Zunahme der Kosteneffizienz durch eine Anreizregulierung, wird das System der kostenbasierten Regulierung für Stromnetze beibehalten. Für Gasnetze ist ebenfalls von einer kostenbasierten Regulierung auszugehen, da aufgrund des in Summe geringeren Wertes der Gasnetze gegenüber den Stromnetzen kein Grund

besteht, diese stärker zu regulieren. Auch in einer kostenbasierten Regulierung besteht die Möglichkeit, den Netzbetreibern einzelne Anreize und Vorgaben zu Kosteneffizienz zu geben. Punktuelle Vorgaben für Einzelfragen, z.B. im Sinne des NOVA-Prinzips oder analog des Mehrkostenfaktors Kabel vs. Freileitung sowie ein Monitoring der Kosten- und Investitionsentwicklungen ermöglichen es der Regulierungsbehörde, die Kosteneffizienz auch im Rahmen der Kostenregulierung zu beobachten und die Wirksamkeit der Regulierung zu evaluieren.

4.4.4 Netz: Tarifizierungsvorgaben

Der zunehmende Eigenverbrauch und der steigende Anteil der dezentralen Produktion verändern das Bezugsverhalten aus dem Stromnetz. Dieser Trend wird zukünftig noch weiter verstärkt. Einerseits erlauben die verbesserten und günstigeren Speichermöglichkeiten vor Ort sowie der zunehmende Einsatz von ICT, flexibler auf Preissignale zu reagieren und Lasten entsprechend zu verschieben. Andererseits erleichtern es die neuen Möglichkeiten von Datenauswertung, -austausch und -analyse neuartige Netztarifmodelle anzubieten und Preise auch flexibel zu setzen. Je nach Nutzer und beabsichtigten Anreizen reicht das Spektrum von fixen Tarifen (Flatrate) bis zu dynamischen Tarifen. Der heute politisch bedingte starke Fokus auf unflexiblen energiebezogenen Preiskomponenten für kleinere Verbraucher wird sich zugunsten der Möglichkeiten zur Optimierung des Gesamtsystems verschieben. Dies beinhaltet auch die Möglichkeit, Eigenverbrauchern und Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch Tarife anzubieten, die berücksichtigen, wie wahrscheinlich die Nutzung des Netzan schlusses zu Zeiten knapper und weniger knapper Kapazitäten ist. Damit tragen alle Netznutzer, auch jene, die das Netz nicht durchgängig nutzen, einen Teil der Netzkosten. Dabei orientieren sich die Tarife an der unterschiedlichen Nutzung der verschiedenen Netznutzer, so dass unterschiedliche Gruppen von Netznutzern unterschiedliche Deckungsbeiträge leisten.

Auch die Gasnetzbetreiber können flexibel ihr Tarifsystem optimieren. Bedingt durch die vollständige Marktöffnung und die damit einhergehende Netzzugangsregulierung wird gesetzlich verankert sein, dass die Tarife nicht-diskriminierend sein müssen, was heute gemäss Verbändevereinbarung privatwirtschaftlich geregelt ist.

Insgesamt erweisen sich im «VSE Trend 2035» die bisherigen, starren Netztarife als nicht mehr sachgemäss. Da sich erneuerbare Energien gemäss Trend im Jahr 2035 am Markt durchgesetzt haben, sinkt zudem das politische Bedürfnis, dezentrale Produktion über die Ausgestaltung der Netztarife zu bevorzugen.

Zudem steigt durch den vermehrten Einsatz von WKK-Anlagen der Anteil der dezentralen Stromproduktion mit fossilen Energien, welche die Politik nicht indirekt über

die Netztarifizierung fördern will. Es wird auch wichtiger werden, die Netztarifizierung zwischen Strom- und Gassektor hinsichtlich der Optimierung der Speichermöglichkeiten aufeinander abzustimmen.

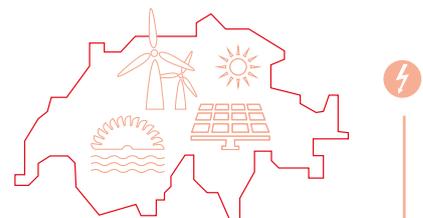
Im «VSE Trend 2035» werden sich deshalb im Strom- und Gasbereich Modelle der Netztarifizierung durchsetzen, mit denen die Netzauslastung optimiert werden kann. Dabei wird keine Gruppe von Netznutzern von vornherein von der Kostentragung ausgeschlossen. Dem Verteilnetzbetreiber wird eine hohe Freiheit gelassen, die Tarife hinsichtlich unterschiedlicher Ansprüche der verschiedenen Netznutzer zu gestalten. Auf Stufe Gesetz wird nur das Minimum geregelt.

4.4.5 Netz: Abgaben

Einerseits werden wegen des Rückgangs der Förderung der Erneuerbaren die Netzaufgaben (Netzzuschlag) im «VSE Trend 2035» zurückgehen, andererseits ergeben sich Abgaben aus dem erwarteten direkten staatlichen Eingriff in die Produktion (→ 4.4.8). Diese Abgaben werden aufgrund der Interdependenzen unabhängiger vom Energieträger und von den Netzen sein und z.B. als Verbrauchssteuer gestaltet. Damit wird vermieden, dass leistungsgebundene Energien benachteiligt werden – und es wird vermieden, dass sich Endverbraucher aufgrund der Abgaben vom Strom- oder Gasnetz abkoppeln. Insbesondere wird wegen der Dekarbonisierungsbemühungen mehr Strom benötigt. Wenn die Nutzung von Strom aufgrund der Netzaufgaben im Vergleich zum Einsatz von fossilen Energien teurer wird, könnten die Dekarbonisierungsbemühungen torpediert werden.

4.4.6 Netz: Anschlusspflicht

Die Treiber «Bezug aus dem Netz» und «Eigenverbrauch» bewirken, dass die Anschlusspflicht des Elektrizitätsverteilnetzbetreibers für Endverbraucher und Produktionsanlagen im heutigen Ausmass erhalten bleibt. Im «VSE Trend 2035» steigt zudem die Verbreitung von Speicher-



Der EIGENVERSORGUNGSGRAD der Schweiz beim
STROM sinkt im schlimmsten Fall auf bis zu

55%





Die Strominfrastruktur und die Strommärkte der Schweiz und ihrer Nachbarstaaten sind seit Jahrzehnten eng miteinander verflochten.

anlagen. Als Folge wird die Anschlusspflicht des Elektrizitätsverteilnetzbetreibers auf Speicheranlagen erweitert. Aufgrund der Bedeutung für das Gesamtenergiesystem wird es auch eine Anschlusspflicht des Gasnetzbetreibers für Anlagen zur Produktion erneuerbarer Gase und Gasspeicher, jedoch nicht für reine Endverbraucher von Gas geben.

Mit einer Pflicht der Endverbraucher, wie z. B. Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch, sich an ein Strom- oder Gasnetz anschliessen zu müssen, ist gemäss Trend nicht zu rechnen. Die Anreize zur Mitnutzung und anteiligen Kostentragung der Netze werden aufgrund der flexiblen Tarifierungsmöglichkeiten attraktiv bleiben.

4.4.7 Energie: Öffnungsgrad gegenüber dem Ausland

Ausschlaggebend für die Öffnung des Marktes gegenüber dem Ausland ist, ob ein Strom- und Gasabkommen mit der EU zu Stande kommt. Insbesondere die Verknüpfung eines Energieabkommens mit anderen bilateralen Themen (z. B. Beihilfe) dürfte dazu führen, dass bis zum Jahr 2035 nicht vom Abschluss eines Energieabkommens mit der EU ausgegangen wird (→ Kapitel 2).

Auch ohne Abkommen bleibt die Schweiz Teil des europäischen Energiemarktes. So können weiterhin Import- und Exportmöglichkeiten genutzt werden und ausländische Anbieter bzw. die Energiebeschaffung im Ausland werden nach wie vor zugelassen sein. Allerdings dürften sich die Marktzugangsbedingungen für die Schweiz weiter verschlechtern. Nicht zuletzt wegen eines fehlenden Energieabkommens mit der EU, bemüht sich die Schweiz, die Versorgungssicherheit im Strom möglichst mit Eigenmitteln zu garantieren.

4.4.8 Energie: Staatseingriffe Produktion

Die Frage, ob Staatseingriffe in die Stromproduktion vorgenommen werden, wird von den unten aufgeführten Treibern beeinflusst:

- **EIGENVERSORGUNG DER SCHWEIZ:** Im «VSE Trend 2035» wird davon ausgegangen, dass ohne Gegenmassnahmen der Eigenversorgungsgrad im Strombereich sinkt. Im schlimmsten Fall beträgt er in gewissen Monaten nur noch ca. 55%. Dies erhöht die Wahrscheinlichkeit, dass der Staat in die Stromproduktion eingreift.
 - **IMPORTMÖGLICHKEITEN WINTER:** Im «VSE Trend 2035» wird davon ausgegangen, dass die Importmöglichkeiten ab 2025 aufgrund der Änderungen des jeweiligen Kraftwerksparks in den Nachbarstaaten sinken. Um trotz dieser rückläufigen Importmöglichkeit die Versorgung sicherzustellen, ist die Fähigkeit zu einer ausreichenden Eigenversorgung zu erhalten, was für Eingriffe in die Produktion spricht.
 - **FÖRDERUNG ERNEUERBARE ENERGIEN:** Die Förderung der erneuerbaren Energien nimmt im «VSE Trend 2035» ab. Grund ist vor allem der anhaltende Preiszerfall, wodurch erneuerbare Energien auch ohne Förderung wirtschaftlich werden. Mangels Alternativen werden in der Schweiz künftig die erneuerbaren Energien die dominierende Möglichkeit für den Zubau von Produktionskapazitäten sein. (→ 3.2.5.1). Entsprechend sinkt die direkte Einflussnahme des Staates in die Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien per se.
 - **NETZKONVERGENZ / SEKTORKOPPLUNG:** Ergänzende Massnahmen zum EOM, bspw. durch die Einführung von Kapazitätsmechanismen, können so ausgestaltet werden, dass sie auch Technologien der Netzkonvergenz/Sektorkopplung umfassen. Bspw. könnte bei Kapazitätsmechanismen oder strategischen Reserven explizit der Einsatz von Gas aus vorwiegend erneuerbaren Quellen berücksichtigt werden. D.h. eine Saisonumlagerung von überschüssigem Strom aus erneuerbaren Energien im Sommer in den Winter mittels Power to-Gas-Anlagen und anschliessender Lagerung als Wasserstoff oder Methan könnte speziell beanreizt werden.
 - **EINGRIFFE IN DIE PREISE FÜR CO₂:** Aufgrund der verstärkten Klimapolitik wird im «VSE Trend 2035» europaweit stärker als heute in den CO₂-Preis eingegriffen. Aufgrund des Pariser Klimaschutzabkommens, welches die Schweiz unterzeichnet hat und aufgrund der entsprechenden CO₂-Gesetzgebung in der Schweiz, wird auch die Schweiz ein strengeres CO₂-Regime erhalten. Damit steigen die Gestehungskosten fossil betriebener Kraftwerke. Da in der Schweiz saisonale Gasspeicher weiterhin nur vereinzelt bestehen, wird auch auf Importmöglichkeiten erneuerbarer Gase zurückgegriffen werden bzw. die im Inland in Strom-Überschusszeiten produzierten erneuerbaren Gase werden exportiert, im Ausland gespeichert und im Winter reimportiert. Damit dies umgesetzt werden kann, sind (re-)importierte erneuerbare Gase vom CO₂-Regime ausgenommen.
- **Einbindung in internationale Märkte:** Wie bereits beschrieben, wird im «VSE Trend 2035» davon ausgegangen, dass kein Energieabkommen mit der EU zustande kommt. Aufgrund der daraus resultierenden niedrigen Liquidität des Schweizer Marktes ist dessen Funktionsfähigkeit eingeschränkt. Dies spricht dafür, dass es zu Staatseingriffen in die Produktion kommt wie die Analysen der Trust World und Local World im Bericht «Energiewelten 2017» zeigen.
 - **Bezug aus Netz:** Der steigende Bezug aus dem Netz (→ 3.2.1) erhöht die Bedeutung der Elektrizitätsproduktion und der Verfügbarkeit von Gas.

Insgesamt wirken im «VSE Trend 2035» die Treiber in Richtung eines verstärkten Staatseingriffs in die Produktion. Im Fokus stehen die Gewährleistung der Versorgungssicherheit bei steigendem Bezug aus dem Netz, rückläufigen heimischen Kapazitäten und gleichzeitig sinkenden Importmöglichkeiten im Winter. Die Wasserkraft bildet auch 2035 das Rückgrat der Schweizerischen Stromversorgung und ist ein Kernelement der Energiestrategie 2050 und der CO₂-Politik. Daneben werden aber auch andere Technologien beanregt, welche die saisonale Umlagerung von überschüssigem Strom aus erneuerbaren Energien im Sommer für den Winter verfügbar machen. Im Vordergrund steht dabei Power-to-Gas. Damit letzteres in ausreichender Menge zur Verfügung steht, sind die Speicherung der erneuerbaren Gase im In- und Ausland sowie die Nutzbarmachung für die Stromproduktion im Winter Teile des Anreizsystems.

Die Verfügbarkeit von Kapazitäten wird überwacht und bei Bedarf frühzeitig und langfristig speziell beanregt, so dass Kapazitäten und/oder Energiemengen auch in kritischen Zeiträumen, z.B. Winterende vorhanden sind. Die dafür vorrangig berücksichtigten Technologien dienen dabei der Erreichung der Ziele der Energiestrategie 2050 und der CO₂-Reduktion. Im Fokus stehen die Wasserkraft und Gas aus vorrangig erneuerbaren Energien.

Die direkte Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien wird demgegenüber in den Hintergrund treten, da Erneuerbare gegenüber anderen Produktionsformen wettbewerbsfähig sind und die Klimaziele über die Bepreisung von CO₂ verfolgt werden. Dadurch werden die heute bestehenden Wettbewerbsverzerrungen abgeschafft.

4.4.9 Energie: Abnahme- und Vergütungspflicht

Da der Strommarkt vollständig geöffnet wird (→ 4.4.1) und grundversorgte Kunden jederzeit in den Markt wechseln können (→ 4.4.10), können Abnahme- und Vergütungspflichten nicht mehr teilweise oder ganz über die Grundversorgung des Verteilnetzbetreibers geregelt werden. Die Alternative, Abnahmepflichten für dezentral erzeugte Elektrizität aufzuerlegen, zentral zu vergüten und die Kosten auf alle Endverbraucher umzulegen, wird nicht umgesetzt, da eine solche direkte Förderung aufgrund der Angebots- und Nachfragesituation nicht erforderlich ist: Die Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien wird in der Tendenz günstiger. Gleichzeitig wird mehr Strom nachgefragt und für eine ausreichende Eigenversorgung gebraucht (→ 3.2.3). Durch die Entwicklung der Speichertechnologien haben dezentrale Erzeuger neben dem Absatz an den VNB oder dem sofortigen Verbrauch die Möglichkeit, den selbst produzierten Strom zu speichern und zu einem anderen Zeitpunkt zu verbrauchen. Die volle Marktöffnung und die Digitalisierung eröffnen dem Erzeuger ausserdem Zugang zu neuen Abnehmern. Eine Abnahmepflicht könnte die Nutzung dieser Möglichkeiten verzerren.

Der Fokus der Eingriffe in das Energiesystem wird auf der Verfügbarkeit von Energie liegen. Dies wiederum hat Implikationen auch für die Einspeisung erneuerbarer Gase in die Gasnetze. Abnahmepflichten greifen aufgrund der Sektorkopplung und der erforderlichen Anreize für saisonalen Ausgleich zu kurz, da sie die Verfügbarkeit von Energie in den kritischen Wintermonaten nicht direkt verbessern. Sie werden daher im Gasbereich nicht zum Tragen kommen.

Neben der Einspeisung von synthetisch erzeugtem Methan in Gasnetze gibt es weitere Formen der Speicherung von dezentral erzeugtem Strom. Zu nennen sind etwa Wasserstoff, der lokal gespeichert oder bis zu einem gewissen Grad in Gasnetze eingespeist werden kann, oder Batterien. Eine Abnahmepflicht für synthetische Gase könnte Optimierungspotenziale bei der Technologienutzung reduzieren und dadurch zu Wettbewerbsverzerrungen führen.

Im «VSE Trend 2035» wird deshalb davon ausgegangen, dass die Abnahme- und Vergütungspflicht für dezentral produzierten Strom oder dezentral produziertes Gas aufgehoben wird.

4.4.10 Energie: Grundversorgungspflicht

Die Grundversorgungspflicht im Strombereich hängt stark mit den Marktmodell-Elementen «Abkommen mit dem Ausland», «Entflechtung» und «Marktöffnung» zusammen. Heute wird in der Schweiz die Grundversorgung vom Verteilnetzbetreiber wahrgenommen. Dies ist nicht EU-kompatibel. Da der «VSE Trend 2035» vorsichtigerweise nicht davon ausgeht, dass ein EU-Stromabkommen zustande kommt, entfällt die Notwendigkeit, die bestehende Grundversorgungspflicht des Verteilnetzbetreibers zu ändern. Sie ist auch kompatibel mit den Entflechtungsvorschriften (→ 4.4.2).

Insgesamt wird deshalb im «VSE Trend 2035» davon ausgegangen, dass eine Grundversorgungspflicht im Strombereich bestehen bleibt. Da die Endverbraucher jederzeit in den Markt wechseln können, geht die Regulierung nicht über eine Missbrauchskontrolle hinaus. Eine über die Missbrauchsaufsicht hinausgehende Regulierung der Grundversorgung würde in Verbindung mit der Möglichkeit, zwischen Markt und Grundversorgung hin und her zu wechseln, zum «Rosinenpicken» der Endverbraucher führen. Eine weitergehende Regulierung der Grundversorgungstarife wäre daher nur möglich, würde die Rückkehrmöglichkeit vom Markt in die Grundversorgung ausgeschlossen. Aber auch ohne diese Einschränkung besteht die Gefahr, dass regulierte Tarife in der Grundversorgung zu tief angesetzt werden – und so der Markteintritt von Wettbewerbern und Investitionen in Produktionsanlagen behindert wird.

Eine Grundversorgungspflicht gibt es weiterhin nur im Strombereich. Für Gas gibt es nach wie vor keine flächendeckende Grundversorgungspflicht, so dass auch eine diesbezügliche spezialgesetzliche Regulierung nicht relevant ist.



Der «VSE Trend 2035» geht davon aus, dass der Balanceakt zwischen übermässigen und zu wenigen ICT-Vorschriften gelingt.

4.4.11 Übergeordnete Prozesse: Regulierung Flexibilität

Bedarf und Angebot von Flexibilität im Strombereich werden im «VSE Trend 2035» zunehmen, nicht zuletzt wegen der Nutzung der Möglichkeiten der Netzkonvergenz/Sektorkopplung (→ 3.2.2.2). Im Gasbereich werden weiterhin Mehrstoffkunden eine grosse Rolle spielen, die je nach Versorgungslage bzw. Netzkapazitäten abgeschaltet werden können bzw. sich selbst optimieren. Von der Umschaltbarkeit im Gasbereich kann vermehrt nicht nur die Versorgungssicherheit im Gas- sondern auch im Strombereich profitieren. Das Angebot und der Einsatz von Flexibilitäten wird massgeblich durch neue Speichermöglichkeiten und den vermehrten Einsatz von ICT zunehmen.

Grundsätzlich gehören die Flexibilitäten den Netzanschlussnehmern – und diese entscheiden, wie sie zu verwenden sind. I.d.R. werden sie sich dabei nach dem Markt bzw. den Angeboten der Netzbetreiber richten. Flexibilitäten können vom Endverbraucher zur Optimierung seiner eigenen Versorgung eingesetzt werden. Weiter können sie am Markt verkauft, d. h. sogenannt marktdienlich genutzt werden. Durch die Teilnahme im Grosshandels- oder Regelleistungsmarkt kann z.B. der Bau zusätzlicher Kraftwerkskapazitäten oder der Ausbau von Netzen vermieden werden. Die Flexibilität kann auch dem Verteilnetzbetreiber angeboten werden, bspw. zum Überwinden von Netzengpässen. In diesem Fall wird von netzdienlicher Verwendung gesprochen.

Flexibilität soll so eingesetzt werden, dass sie gesamtwirtschaftlich den höchsten Nutzen stiftet. Die Abgeltung der Flexibilitäten muss sich daher an Kriterien des Marktes orientieren. Da Energiemarkt und Netz um Flexibilitäten konkurrieren, sollte das für beide Bereiche gelten. Während die marktdienlichen Flexibilitäten aus den Marktpreisen abgeleitet sind, muss beim Vergleichsmassstab für das Netz auf Vergleichsgrössen wie vermiedene Investitionen zurückgegriffen werden. Damit Netzbetreiber zu Gunsten von Flexibilitäten auf Investitionen in die Infrastruktur verzichten, erhalten sie die Möglichkeit, den Zugriff auf Flexibilitäten in entsprechend langfristigen Verträgen abzusichern.

Marktdienliche Flexibilitäten werden direkt über den Markt abgegolten. Für netzdienliche Flexibilitäten werden Abgeltungen über die Netznutzungsentgelte ermöglicht. Wenn die Verteilnetzbetreiber durch den Rückgriff

auf Flexibilitäten Netzausbauten vermeiden können – und diese Lösung effizienter und kostengünstiger ist – dann werden die dadurch entstehenden Kosten als anrechen- und damit überwälzbar anerkannt. Abgeltungen können direkt oder indirekt über flexible Netztarife (→ 4.4.4) gestaltet werden. Zur Vermeidung lokaler Mehrbelastungen wird ein Teil der Kosten für den Flexibilitätseinsatz aufgrund dezentraler Einspeisung analog dem Vorgehen bei den Netzverstärkungen auf alle Netzbetreiber umgelegt.

Wegen der Rolle für die Versorgungssicherheit, sowohl energie- als auch netzseitig, werden Gesetzesgrundlagen geschaffen, um zur Sicherung der Versorgung auf Basis vordefinierter Kriterien auf die Flexibilitäten im System zurückgreifen zu können. Damit sollen Notsituationen vermieden werden.

4.4.12 Übergeordnete Prozesse: ICT-Vorschriften

Die ICT-Vorschriften werden zum einen von den neuen Möglichkeiten von Datenauswertung, -austausch und -analyse getrieben, zum anderen auch von den neuen digitalen Dienstleistungen und der Entwicklung bei Sensoren/Konnektivität.

Gleichzeitig beeinflussen die ICT-Vorschriften auch die Verbreitung dieser Angebote und Möglichkeiten. Zu restriktive ICT-Vorschriften hemmen die Möglichkeiten des Einsatzes von ICT. Zu lasche ICT-Vorschriften wiederum reduzieren – aufgrund von Bedenken bzgl. Cyberkriminalität und mangelndem Datenschutz – die Bereitschaft der Nutzer, diese neuen Möglichkeiten zuzulassen oder neue Angebote in Anspruch zu nehmen. Im «VSE Trend 2035» wird davon ausgegangen, dass der Balanceakt zwischen übermässiger und zu geringen Vorschriften gelingt. Weiter werden die ICT-Vorschriften sektorübergreifend erlassen, d.h. sie gelten nicht ausschliesslich im Energiebereich.

Das revidierte Datenschutzgesetz schafft die Grundlage für den Datenaustausch. Der Bekämpfung der Cyberkriminalität wird auf Stufe Bund in den nächsten Jahren höchste Priorität geschenkt. Beides ermöglicht den vermehrten Einsatz von ICT.

Ist unser
Geschäftsmodell
zukunftsicher?



5. Geschäftsmodell zum «VSE Trend 2035»

Dieses Kapitel präsentiert die Geschäftsmodelle zum «VSE Trend 2035». Es beschreibt das Umfeld, das sich durch eine vollständige Marktöffnung auszeichnet. Die Marktakteure und deren Wettbewerbsvorteile werden aufgezeigt.

5.1 UMFELD

Der «VSE Trend 2035» hat, wie bereits in Kapitel 3.3 erläutert, einen deutlichen Schwerpunkt in der Smart World (→ Kapitel 3.3). Die Geschäftsmodelle des «VSE Trend 2035» sind somit mit den im Bericht «Energiewelten 2017» erläuterten Geschäftsmodellen der Smart World vergleichbar (→ VSE, 2017).

Es herrscht Marktöffnung in allen Bereichen der Energiewirtschaft, mit Ausnahme der Netze. Mit der Folge, dass die Wertschöpfungsstufen in einzelne Teilmärkte aufgebrochen werden. Die Fragmentierung der Energiewirtschaft wird zudem stark durch die Digitalisierung beschleunigt. Neuen Marktteilnehmern wird dadurch der Zugang zur Energiewirtschaft erleichtert.

Die Zahl der Marktakteure und der Geschäftsmodelle nimmt stark zu. Unternehmen aus anderen Sektoren wie dem Technologiesektor, der Telekommunikation, der Bauwirtschaft und dem Automobilbereich fassen Fuss in der Energiewirtschaft.

5.2 MARKTAKTEURE UND DEREN WETTBEWERBSVORTEILE

Der bisher klassische Endverbraucher verschwindet zunehmend. Viele Verbraucher treten selber als Akteure am Markt auf, sei es als Produzenten (Prosumer, Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch), Energiehändler oder Anbieter von Flexibilitäten oder Speicherleistung. Die Grenzen zwischen Produzenten und Endverbrauchern verschwinden zunehmend – und die Anzahl der Energiedienstleister steigt.

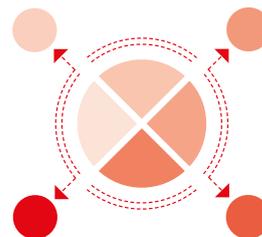
Es herrscht ein intensiver Wettbewerb unter den Akteuren. Diejenigen Anbieter setzen sich durch, welche kostengünstig sind, einen technologischen Vorsprung vorweisen, neueste Trends frühzeitig erkennen und über die dazu benötigten Mitarbeiter verfügen. Es bedarf konstanter Verbesserungs- und Innovationsprozesse innerhalb der Unternehmen, um mit der Weiterentwicklung der Technologien Schritt zu halten.

Das Spannungsfeld zwischen Investitionen in Innovationen und harten Kosteneinsparungen gilt es somit zu beherrschen. Eine oft angewendete Strategie, um beiden Anforderungen begegnen zu können, ist die Standardisierung von Produkten – und die damit verbundene Skalierung. Gleichzeitig müssen Prozesse und Strukturen laufend überprüft und angepasst werden.

Um einen Vorsprung auf die Konkurrenz zu sichern, respektive um sich im schnell wandelnden Marktumfeld behaupten zu können, gehen traditionelle Unternehmen der Energiewirtschaft vermehrt Kooperationen mit Start-up- oder anderen Technologie-Unternehmen ein. Etablierte Energieunternehmen bringen grosse Erfahrung und tiefes Wissen in den klassischen Themenbereichen wie Erzeugung, Verteilung, Energiedienstleistungen, Handel sowie Regulierung mit, während die Start-up-Unternehmen mit den aktuellsten Trends der Internet- und Kommunikationstechnologie sowie leistungsstarken Datenanalysen vertraut sind. Generell wird die Kooperationsfähigkeit zu einem entscheidenden Erfolgsfaktor, vor allem für kleinere und mittlere Unternehmen.

Das Dienstleistungsgeschäft ist hart umkämpft. Zudem steigen die Anforderungen an die Kundenbetreuung. Die Kunden haben unterschiedliche Bedürfnisse, sind möglicherweise Eigenverbraucher, Besitzer von Batteriespeichern und/oder Anbieter von Flexibilitäten, was die Komplexität der Aufgaben erhöht. Wichtige Voraussetzungen für Optimierung und Verkauf der Dienstleistungen werden daher der Zugriff auf Kundendaten, geeignete Kommunikationskanäle zu den Kunden sowie unterschiedliche Vertriebs- und Akquisekonzepte. Die meisten Kunden können nur noch mit Angeboten erreicht werden, die sich bequem über digitale Medien abwickeln lassen.

Der Zugang zum Kunden ist der Schlüssel für eine Vielzahl von Geschäftsmodellen. Die Fähigkeit der Verteilnetzbetreiber, sowohl Zugang zu Mietern als auch zu Hauseigentümern in ihrem Netzgebiet zu haben, ist eine einzigartige Voraussetzung für diese Geschäftsmodelle.



Die traditionellen Wertschöpfungsstufen wie Erzeugung, Handel, Speicher, Verteilung werden fragmentiert – der Fächer an möglichen Geschäftsfeldern vergrössert sich.

Die Energiewirtschaft steht vor tief greifenden Veränderungen. Die Rolle der zentralen Energieversorger wird hinterfragt, und neue, digitale Technologien bieten ganz neue Möglichkeiten – bedrohen aber auch angestammte Geschäftsfelder.

5.3 MÖGLICHE GESCHÄFTSFELDER

Die traditionellen Wertschöpfungsstufen wie Erzeugung, Handel, Speicher oder Verteilung werden fragmentiert. Gleichzeitig vergrössert sich der Fächer an möglichen Geschäftsfeldern. Vor allem die Konvergenz der Netze Strom, Gas und Wärme – und die dazugehörigen Installationen – schaffen neue Geschäftsmöglichkeiten. Zusätzlich bieten die Schnittstellen mit den Sektoren Mobilität, Industrie und Gebäuden und ihren wachsenden technologischen Möglichkeiten weitere Geschäftsfelder. Vermehrt greifen die Geschäftsfelder auch in Themenbereiche wie Sicherheit (Smart Home), Wohnen- und Arbeiten (klimaschonende Energiekonzepte), Gesundheit (Trinkwasserqualität) und Kommunikation (Glasfasernetz).

Daraus geht hervor, dass verschiedenste Geschäftsmodelle erfolgsversprechend sind und es nicht das eine Geschäftsmodell gibt, das sich gegen alle anderen durchsetzt. Auch können EVU und andere Akteure mehrere Geschäftsfelder gleichzeitig betreiben, insbesondere auch dank ihren Kooperationen in den anvisierten Bereichen.

Nachfolgend werden mögliche Geschäftsfelder 2035 grob beschrieben. Diese Geschäftsfelder, oft auch untereinander verknüpft, sind nicht als isolierte Bereiche zu verstehen. Dies gilt insbesondere für digitale Anwendungen und Dienstleistungen sowie leistungsstarke Datenanalysen – sie durchdringen alle die hier aufgeführten Geschäftsfelder:

Die Entwicklung, die Finanzierung und der Betrieb zentraler Kraftwerke und Speicher sind nach wie vor umfangreiche und vielfältige Geschäftsfelder.

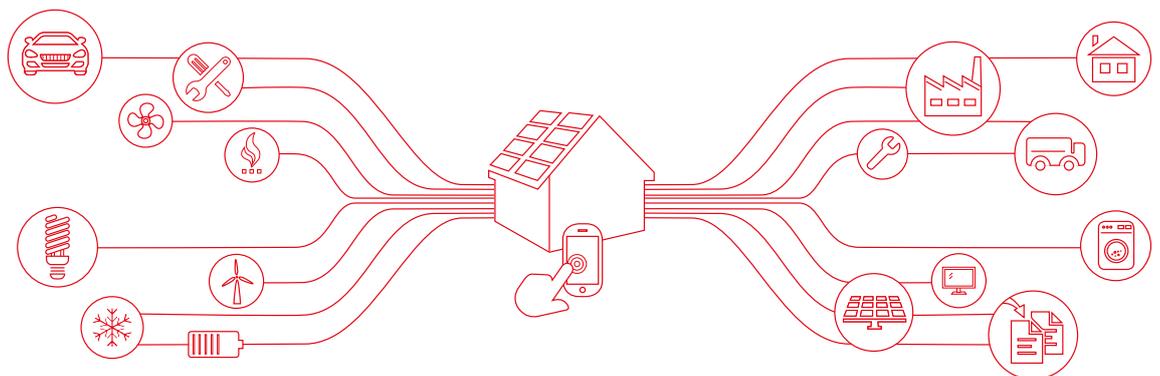
Parallel zu Planung, Bau und Betrieb von grossen Anlagen ergeben sich verwandte Betätigungen im Bereich der zentralen Versorgung, mit dezentralen Produktionsanlagen

gen. Dies können dezentrale WKK-Anlagen, unterschiedliche Speichersysteme oder Power-to-Gas-Anlagen sein, letztere in Kombination mit Wasserstoffspeichern oder Infrastruktur für Wasserstoff- oder Methantankstellen. In den Power-to-Gas-Anlagen wird lokal anfallender überschüssiger, erneuerbarer Strom in synthetisches Gas (Wasserstoff oder Methan) umgewandelt, direkt in der Industrie oder im Bereich Mobilität verbraucht, zum späteren Verbrauch gespeichert oder ins zentrale Gasnetz gespeist.

Die Erschliessung von verwandten und mit der Energiewirtschaft stark gekoppelten Geschäftsfeldern wie Mobilität und/oder Management von Liegenschaften (Smart Home) öffnet den Zugang zu vielseitigen Tätigkeitsfeldern und Geschäftsmodellen. Eigentümer von Ladestationen können ihren Kunden vielseitige Dienstleistungen auf Basis von Kundendaten bieten – wie Wartungsberichte oder optimiertes Ladeverhalten.

Längerfristige Bewirtschaftungs- oder Unterhaltsverträge oder innovative Contracting-Modelle schaffen planbare Einkünfte. Das Miteigentum an den Assets wie Photovoltaikanlagen oder Batterien der Kunden zu behalten, kann Energiedienstleistern einen Kundenzugang sichern und ermöglicht weitere Dienstleistungen – wie Wartungs- und Betriebsarbeiten oder Angebote in den Bereichen Smart Home.

Auch Angebote im Bereich Eigenversorgung aus einer Hand, die dem Kunden die vielfältigen Aufgaben abnehmen, die Marktentscheide erleichtern und damit die Komplexität verringern, entsprechen einem Bedürfnis. Dies kann die Optimierung der installierten dezentralen Anlagen, des Verbrauchs oder die Steuerung der Flexibilitäten via Fernzugriff beinhalten. In der stark vernetzten künftigen Energiewelt 2035 kommt den Netzen (Strom, Gas und Wärme) auf unterschiedlichen Ebenen eine hohe Bedeutung zu. Sie müssen optimiert, unterhalten, gebaut und geplant werden:



Die Erschliessung von verwandten und mit der Energiewirtschaft stark gekoppelten Geschäftsfeldern wie Mobilität und/oder Management von Liegenschaften (Smart Home) öffnet den Zugang zu vielseitigen Tätigkeitsfeldern und Geschäftsmodellen.

- Die Verteilnetzbetreiber stellen mit intelligenten Kommunikations-, Steuerungs- und Überwachungssystemen, basierend auf Echtzeitdaten, einen zuverlässigen und effizienten Netzbetrieb sicher.
- Der grösste Teil des produzierten Stroms muss über die Verteilernetze aufgenommen und verteilt werden.
- Wegen der zunehmend dezentralen und volatilen Einspeisung ist die Stabilisierung der Netze eine wichtige und anspruchsvolle Aufgabe.
- Die Verteilnetzbetreiber setzen kostendeckende, dynamische Netznutzungstarife, die netzdienliches Verhalten belohnen, so dass sie nur in Notfällen eingreifen müssen.
- Die steigende Anzahl Microgrids, d.h. die Bildung von Arealnetzen, wird zu einer Abkopplung von immer mehr Quartieren und kleineren Netzgebieten führen. Diese können selbst durch den Verteilnetzbetreiber oder durch Dienstleister betrieben werden.

Energielieferanten oder Speicherdienstleister bieten Dienstleistungen in den Bereichen Produktion, Speicherung (Tag und Saison), Steuerung, Vermarktung sowie Planung, Beratung und Finanzierung für unterschiedliche Akteure an.

Auch vielseitige digitale Dienstleistungen prägen die Energiewirtschaft, von der Aggregation dezentraler Erzeugungsanlagen zu virtuellen Kraftwerken, dezentralen Marktplätzen, Monitoring und Steuerung von Smart Home, Optimierung von Eigenverbrauch über die Vermarktung bis hin zum Lieferantenwechsel per App. Datenvisualisierungen wie Energieeffizienzportale, Analyse und Identifizierung von Sanierungsobjekten, Benchmarking von erneuerbaren Energieanlagen usw. sind ergänzende Leistungen zur Kundengewinnung.

Der Konsument kann per App:

- Wählen, woher sein Strom kommt.
- Informationen zum Produzent erhalten.
- Grafiken und Informationen zum Stromkonsum aufrufen.
- Haushaltsgeräte überwachen und von unterwegs steuern.
- Eigenproduktion überwachen.

Auf Aggregatoren-Plattformen können Marktteilnehmer ihre Flexibilitätsprodukte und -leistungen anbieten und erbringen. Zusammenschlüsse und Bündelung von dezentralen Kraftwerken, Speichern, Flexibilitäten oder Prosumern stellen eine Möglichkeit dar, die benötigte Skalierung zu erreichen, Risiken besser auszugleichen und flexibler in diesem komplexen Markt agieren zu können. Ausserdem dienen die Plattformen dazu, den steigenden Bedarf an Flexibilitäten innerhalb und zwischen verschiedenen Energieträgern koordinieren und decken zu können.

Neue, auf der Blockchain-Technologie basierende Märkte sind weit verbreitet. Diese Märkte bringen u.a. lokale Angebote, Nachfrage und Flexibilitäten zusammen. Blockchain ermöglicht einen transparenten, automatischen und auditierbaren Handels- und Clearing-Mechanismus ohne Zwischenhändler oder Börse.

Auch der klassische Grosshandel ist weiterhin wichtiger Teil des Gesamtsystems. Die Handelsentscheide basieren zu einem grossen Teil auf automatisierten Prozessen und leistungsstarken Datenauswertungen, welche sich auf zeitnahe Wetter-, Nachfrage- und Kraftwerksverfügbarkeitsdaten und -prognosen stützen.

Der Zugang zu vielseitigen und grossen Datenmengen sowie leistungsstarke Datenanalysemethoden (Big Data) sind wichtige Voraussetzungen, um die Prognosegüte trotz zunehmend fluktuierender Einspeisung und zunehmend dynamischem Verbrauch erhöhen zu können. Sie helfen, die Produktions- und Wartungsprozesse kontinuierlich zu verbessern (wie zum Beispiel «predictive maintenance»), überprüfen automatisiert, ob die Anlagen richtig funktionieren, finden somit Fehler schneller und einfacher, indem sie das Funktionieren der Anlagen mit anderen Anlagen vergleichen. Damit können Kosten deutlich gesenkt werden. Die Analysen sind wichtige Grundlagen zur Optimierung von Netzen, Verbrauch und Angebot. Sie dienen dazu, neue Dienstleistungen in den Bereichen Nachfrage, Produktion, Eigenverbrauch, Smart Home, Flexibilitäten, Speicher und Handel zu entwickeln.

Dienstleistungen, die vermehrt in andere Themenbereiche wie Sicherheit, Gesundheit, Kommunikation reichen, kommen hinzu und haben Ausbaupotenzial.

Was sind die wichtigsten Erkenntnisse des «VSE Trend 2035»?



6. Fazit und Ausblick

In diesem Kapitel werden die wichtigsten Erkenntnisse des «VSE Trend 2035» und des zugehörigen Marktmodells präsentiert. Zudem werden wichtige Entwicklungen kommentiert – und ein Ausblick auf den «Energiewelten»-Bericht 2019 geliefert.

6.1 FAZIT

Die Energiewelt des «VSE Trend 2035» wird im Wesentlichen durch drei Hauptkomponenten bestimmt. Zum Ersten nimmt die Nutzung der erneuerbaren Energien wegen technologischer Fortschritte und sinkender Kosten markant zu, was ohne Förderung zu dezentraleren Strukturen führt. Zum Zweiten führt der Wille zur Minderung der CO₂-Emissionen zur Dekarbonisierung in den Sektoren und zu höherem Stromverbrauch. Zum Dritten führen das Fehlen eines Stromabkommens – wovon dieser Bericht vorsichtigerweise ausgeht – und die Unsicherheit bezüglich zukünftiger Stromimporte zu Massnahmen zur Erhaltung einer ausreichenden Selbstversorgung beim Strom im Winterhalbjahr.

Die Wasserkraft wird weiterhin eine Hauptrolle bei der Stromversorgung spielen. Doch die erneuerbaren Energien müssen in ein Gesamtsystem integriert werden – bei Erhalt einer ausreichenden Eigenversorgung mit Strom und gleichzeitiger Dekarbonisierung. Dies erfordert zusätzlich die Ausnutzung aller Speichermöglichkeiten und Flexibilitäten in einem energie- und netzübergreifenden Gesamtsystem. Mit der Speicherung von überschüssigem Strom aus erneuerbaren Energien im Sommer in Form von synthetischem Gas und Verbrauch im Winter können der Eigenversorgungsgrad beim Strom und somit die Versorgungssicherheit der Schweiz erhöht werden. Damit wird die Netzkonzvergenz/Sektorkopplung zu einem Schlüsselement des «VSE Trend 2035». Diese Entwicklung wird durch eine zunehmende und durchdringende Digitalisierung begünstigt.

Das Marktmodell wird diesen Entwicklungen angepasst. Es sei an diese Stelle nochmals nachdrücklich vermerkt, dass das Marktmodell nicht in allen Punkten den heutigen Positionen des VSE entspricht, sondern einem Zustand wie er für 2035 angenommen wird. Als Grundelement des Marktmodells wird davon ausgegangen, dass der Strom- und auch der Gasmarkt vollständig geöffnet werden.

Bei den Netzen erweist sich eine weitergehende Entbündelung als nicht zweckmässig. Auch die Regulierung der Netzerlöse bleibt wie heute bestehen, denn die Vorteile des heutigen, in der Schweiz bestehenden kostenbasierten Systems liegen in der Investitionssicherheit. Im Marktmodell 2035 werden sich im Strom- und Gasbereich Modelle der Netztarifierung durchsetzen, mit denen die Netzauslastung optimiert werden kann. Der Verteilnetzbetreiber muss die Tarife hinsichtlich der unterschiedlichen Nutzung der verschiedenen Netznutzer gestalten können. Da sich die Schweiz im Strombereich weitgehend selber versorgen will, wird die Bereitstellung von inländischen Produktionskapazitäten und Energiemengen mit zusätzlichen Anreizen versehen. Die dadurch

entstehenden Kosten werden jedoch nicht über einen Zuschlag auf die Netznutzungsentgelte finanziert, sondern über andere Mittel. Durch einen Zuschlag auf die Netznutzungsentgelte würden sich die Kosten der leistungsgebundenen Elektrizität insbesondere gegenüber den Kosten fossiler Energieträger erhöhen, was dem Ziel der Dekarbonisierung zuwiderlaufen würde.

Die in diesem Bericht beschriebenen Tendenzen und Entwicklungen stimmen grundsätzlich mit den Ansichten des VSE überein. Es gibt nur wenige Entwicklungen, die gemäss dem VSE in eine unerwünschte Richtung verlaufen. Erstens ist das fehlende Stromabkommen mit der EU zu erwähnen. Der baldige Abschluss des Abkommens ist zwar nicht ausgeschlossen, aber die Umsetzung ist weiter in die Ferne gerückt, zumal wesentliche institutionelle Fragen geklärt werden müssen. Die Schweiz ist eng mit Europa vernetzt. Besonders im Winter ist die Schweiz auf Stromimporte angewiesen. Im «VSE Trend 2035» geht man davon aus, dass die Importmöglichkeiten zukünftig abnehmen werden. Das Fehlen eines Stromabkommens, die Unsicherheit bezüglich zukünftiger Stromimporte und die abnehmende Fähigkeit zur Eigenversorgung durch den Ausstieg aus der Kernenergie verringern ohne Gegenmassnahmen die Versorgungssicherheit. Die Schweiz müsste deshalb in den EU-Binnenmarkt eingebunden werden. Ein Abkommen mit der EU könnte Sicherheit bezüglich der Importe schaffen und die aktive Mitgestaltung des Marktes sowie die Teilnahme der Schweiz in relevanten Gremien ermöglichen.

Zweitens sind die verstärkten Staatseingriffe in die Produktion anzuführen, wovon der «VSE Trend 2035» ausgeht. Verstärkte Staatseingriffe sind wegen der fehlenden Einbindung in den EU-Energiebinnenmarkt notwendig. Staatseingriffe in die Produktion müssen richtig ausgestaltet werden, damit sie die gewünschte Wirkung entfalten. Solche Massnahmen müssen mit den das Marktumfeld beeinflussenden Themen abgestimmt werden. Generell sind Staatseingriffe, die die heimischen Kapazitäten erhöhen und somit die Versorgungssicherheit gewährleisten, zu begrüssen.

6.2 AUSBLICK

Auch 2019 erfolgt eine Überprüfung des «VSE Trend 2035». Insbesondere können auf politischer Ebene Durchbrüche bei den Verhandlungen mit der EU für ein Stromabkommen die Rahmenbedingungen erheblich ändern, genauso wie die Diskussion der CO₂-Gesetzgebung zur Umsetzung von COP21. Auch weitere technologische Durchbrüche können zu einer Neubeurteilung führen, zu denken ist bspw. an die Batterietechnologie und die Elektromobilität.

7. Anhang

7.1 ABBILDUNGS- UND TABELLENVERZEICHNIS

ABBILDUNG 1	Verständnis der Sektorkopplung/Netzkonvergenz (Darstellung VSE)	20
ABBILDUNG 2	«VSE Trend 2035» (Stand 2017/2018, Q1)	29
ABBILDUNG 3	Zentrale Ausprägung und Merkmale der vier «Energiewelten»	33
TABELLE 1	Marktmodelle	6
TABELLE 2	Geschäftsmodelle	7
TABELLE 3	Übersicht und Anpassungen der Treiber des «VSE Trend 2035»	18

7.2 ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

ARA	Abwasserreinigungsanlage
BFE	Bundesamt für Energie
COP21	21 st Conference of the Parties (UN-Klimakonferenz in Paris)
EOM	Energy-only-Market
ICT	Information and Communication Technology
IOT	Internet of Things
KVA	Kehrrichtverbrennungsanlage
MUKEN	Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich
PSI	Paul-Scherrer-Institut
PV	Photovoltaik
SCCER	Swiss Competence Center for Energy Research
WKK	Wärme-Kraft-Kopplung

7.3 LITERATURVERZEICHNIS

Amtliches Bulletin. (2017).

16.083 Klimaübereinkommen von Paris.

Andersson, G., Boulouchos, K., & Bretschger, L. (2011).

Energiezukunft Schweiz. Zürich: ETH.

BAFU. (2017).

Übergabe der Ratifikationsurkunde: Klimaübereinkommen von Paris tritt für die Schweiz am 5. November 2017 in Kraft. Medienmitteilung, 06.10.2017.

Bauer, C., & Hirschberg, S. (2017).

Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen von Stromproduktionsanlagen. Im Auftrag des BFE.

BDEW. (2016).

Die digitale Energiewirtschaft – Agenda für Unternehmen und Politik.

BFE. (2014).

Das nachhaltige Gebäude in der Energiestrategie 2050. 22.01.2014: NNBS-Themenanlass, Swissbau Basel.

Abgerufen am 14.11.2017 von https://www.nnbs.ch/fileadmin/user_upload/Swissbau/presentation-daniel-buechel.pdf

BFE. (2016). Bericht Markterhebung Sonnenenergie 2016.

BFE. (2017 b).

Faktenblatt – Förderung der Photovoltaik. 02.11.2017.

BFE. (2017 c).

Auswirkungen der Energiepolitik der EU-Staaten auf die Versorgungssicherheit mit Elektrizität und die Wettbewerbsfähigkeit der Schweiz. Bericht des Bundesrates in Erfüllung des Postulates 11.4088. Bourgeois vom 20.12.2011. Bern.

BFE. (2017 d).

Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2016.

Bern: Bundesamt für Energie (Hrsg.).

BFE. (2018).

Elektrogeräte. Stand: 01.01.2018. Abgerufen am 14.02.2018 von <http://www.bfe.admin.ch/themen/00507/05479/index.html?lang=de>

BFS. (2016).

Szenarien zur Bevölkerungsentwicklung der Kantone der Schweiz 2015–2045. Bundesamt für Statistik.

BMWi. (2016 a).

Grünbuch Energieeffizienz – Diskussionspapier für Wirtschaft und Energie.

BMWi. (2016 b).

Sektorkopplung im Impulspapier Strom 2030 – Langfristige Trends – Aufgaben für die kommenden Jahre.

Boulouchos, K. (04.2016).

Die Zukunft der Mobilität aus energiesystemischer Sicht. Energie & Umwelt.

Bundesblatt. (2017).

Botschaft zur Genehmigung des Abkommens zwischen der Schweiz und der Europäischen Union zur Verknüpfung der Emissionshandelssysteme und über seine Umsetzung (Änderung des CO₂-Gesetzes).

Stand: 01.12.2017: Bundesblatt 2018 4, 247–590.

Bundesblatt. (2018).

Botschaft zur Totalrevision des CO₂-Gesetzes nach 2020.

Bundesblatt 2018 4, 274-590.

Bundesblatt. (2018).

Entwurf Bundesbeschluss über die Genehmigung des Abkommens zwischen der Schweiz und der Europäischen Union zur Verknüpfung der Emissionshandelssysteme und über seine Umsetzung (Änderung des CO₂-Gesetzes). Bundesblatt 2018 4, 247-590, BBl 2018 461.)

Der Bundesrat. (2013).

Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050.

Deutsche TSOs. (2017).

Netzentwicklungsplan Strom 2030.

Offshore-Netzentwicklungsplan 2030. 2. Entwurf.

E-CO₂-Gesetz. (2018).

Entwurf Bundesgesetz über die Verminderung von Treibhausgasemissionen.

Bundesblatt 2018 4, 247-590, BBl 2018 385.

e-mobil BW. (2016).

Kommerzialisierung der Wasserstoff-Technologien in Baden-Württemberg.

Rahmenbedingungen und Perspektiven. Stuttgart.

EnDK. (2015).

Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKE n).

Ausgabe 2014, deutsche Version, Konferenz Kantonaler Energiedirektoren (EnDK).

Energiegesetz EnG. (2018).

SR 730.0. 01.01.2018.

European Commission. (2016).

Directive on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast), COM, 767 final, article 24, Abs. 4.

European Commission. (2018 a).

2030 climate & energy framework.

Abgerufen am 15.03.2018 von

https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_en

European Commission. (2018 b).

Pariser Übereinkommen.

Abgerufen am 15.03.2018 von

https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de

European Commission. (2018 c).

Strukturelle Reform des EU-Emissionshandelssystems.

Abgerufen am 13.02.2018 von

https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/reform_de

ewb. (2018).

Energie Wasser Bern. Geospeicher Forsthaus. Chancen und Herausforderungen. Roundtable 28. Februar 2018.

Fleisch, E., Weinberger, M., & Wortmann, F. (2014).

Business Models and the Internet of Things. Bosch IoT Lab White Paper. Seite 7. August 2014.

Kübler, K. (2017).

Energiewende im Wandel: «Old School» und «New School». Energiewirtschaftlichen Tagesfragen. Heft 10.

Medienmitteilung des Bundesrates. (2017).

Den Datenschutz verbessern und den Wirtschaftsstandort stärken. 15.09.2017.

Panos, E., Ramachandran, K., & et al. (2016).

System modelling for assessing the potential of decentralised biomass-CHP plants to stabilise the Swiss electricity network with increased fluctuating renewable generation. PSI/swisselectric research. Bern.

Panos, E., Ramachandran, K., & Kober, T. (2018).

Preliminary results from the STEM model. Reference Climate Scenario. PSI/SCCER Joint Activity Scenario and Modelling Team Meeting, Olten, 20.03.2018.

Pfenninger, S., & Staffell, I. (2016).

Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data. Energy 114, S. 1251–1265.

Prognos. (2012).

Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050, Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz 2000–2050, Ergebnisse der Modellrechnungen für das Energiesystem. Bern: BFE (Hrsg.).

PSI. (2016).

Opportunities and challenges for electric mobility: an interdisciplinary assessment of passenger vehicles.

Reuters. (2017).

Macron setzt für Frankreich Enddatum bei Kohle-Energie. 15.11.2017. Abgerufen am 18.01.2018 von <https://de.reuters.com/article/frankreich-klima-macron-idDEKBN1DF2EU>

RTE. (2016).

Generation adequacy report on the electricity supply-demand balance in France. Paris: RTE.

Ruoss, F. (2014).

Erdgasinfrastruktur der Schweiz. HSR.

S&P Global. (2017).

Power in Europe. Issue 761. 06.11.2017.

SCCER HaE. (2017).

ISCHESS – Integration of stochastic renewables in the Swiss electricity supply system. Fuchs, A.; Demiray, T.; Evangelos, P.; Kannan, R.; Kober, T.; Bauer, C.; Schenler, W.; Burgherr, P.; Hirschberg, S. Final Report of the Swiss Competence Center Energy and Mobility.

SECO. (2017).

Konjunkturtendenzen Winter 2017/2018. SECO.

Shell. (2017).

Shell Wasserstoff-Studie. Energie der Zukunft. Nachhaltige Mobilität durch Brennstoffzelle und H₂.

Stalder, H. (2017).

Strom lagern in einem Atemzug. NZZ.

StHG. (2018).

Bundesgesetz über die Harmonisierung der direkten Steuern der Kantone und Gemeinden. 01.01.2018.

Stromversorgungsgesetz (StromVG). (2018).

01.01.2018.

SVGW. (2017).

Muken 2014. Neue Herausforderungen für Immobilienbesitzer und Hausverwaltungen. Andreas Peter.

UVEK. (2017).

Faktenblatt «Förderung der erneuerbaren Energien» – Erstes Massnahmenpaket der Energiestrategie. Stand: 21.03.2017.

VSE. (2012).

Wege in die neue Stromzukunft. Gesamtbericht.

VSE. (2014).

Kleinwasserkraft. Basiswissen-Dokument. VSE.

VSE. (2016 a).

Themenpapier 38: Power-to-Gas. Aarau.

VSE. (2016 b).

Dezentrale Speicher. Basiswissen-Dokumente. Stand Juni 2016.

VSE. (2017).

Bericht «Energiewelten 2017».

IMPRESSUM

Mitwirkende bei der Erstellung des Berichts «Energiewelten 2018»

Cornelia Abouri
Nadine Brauchli
Barbara Büchli
Stefan Muster
Niklaus Mäder
Frédéric Roggo
VSE-Kommission Energiewirtschaft
VSE-Kommission für Regulierungsfragen

Herausgeber

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE), Aarau

Konzept & Gestaltung

aebi allenspach kommunikation, Waltenschwil

Energiewelten Illustrationen Seiten 8, 9, 18, 29, 33

C-Factor, Zürich, und Eclipse Studios, Schaffhausen

**Verband Schweizerischer
Elektrizitätsunternehmen (VSE)**

Hintere Bahnhofstrasse 10
Postfach
5001 Aarau

Tel. +41 62 825 25 25
Fax +41 62 825 25 26
www.strom.ch
info@strom.ch

**Association des entreprises
électriques suisses (AES)**

Av. Louis-Ruchonnet 2
1003 Lausanne

Tél. +41 21 310 30 30
Fax +41 21 310 30 40
www.electricite.ch
info@electricite.ch

